

**METODOLOGÍA INTEGRAL PARA EL CONTROL DEL AGUA EN FONDO EN
UN CAMPO DE CRUDO PESADO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES**

JUAN DAVID FERNÁNDEZ MORENO

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

**METODOLOGÍA INTEGRAL PARA EL CONTROL DEL AGUA EN FONDO EN
UN CAMPO DE CRUDO PESADO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES**

JUAN DAVID FERNÁNDEZ MORENO

**Trabajo de investigación para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
MIGUEL ALEJANDRO ASUAJE TOVAR
Ingeniero Mecánico**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

Nota de aceptación:

Ing. Alex Cuadrado

Ing. Yuly Peña Saenz

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano general Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y los docentes no son responsables por las ideas y conceptos emitidos en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

DEDICATORIA

A mis padres FABIAN y DIANA por todo el esfuerzo, dedicación y amor que siempre me entregaron. Un documento más extenso que esta tesis saldría expresando todo el cariño y gratitud que les tengo.

A mi hermana Fabiana por la compañía, el apoyo y las innumerables sonrisas que me has brindado.

A mis familiares por el apoyo incondicional y la confianza que siempre me han brindado.

A mis amigos por hacer que la vida sea más agradable y fácil de llevar.

AGRADECIMIENTOS

A mi director de tesis el Dr. MIGUEL ASUAJE por su acompañamiento, conocimiento, enseñanzas y dedicación, al ING. WILLIAM CABRERA por su ayuda y acompañamiento en el proceso de creación de MICAF, a los directores de trabajo de grado: ADRIANA HENAO, ADRIANGEL ROMERO, SEBASTIAN GOMEZ y YATNIELAH PIRELA por su compromiso, recomendaciones y profesionalismo en el proceso académico, a los trabajadores de FRONTERA ENERGY por su amabilidad y diligencia, a la UNIVERSIDAD DE AMERICA por el conocimiento adquirido, a mis PADRES que con esfuerzo y amor me han brindado todas las herramientas para alcanzar mis metas.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
OBJETIVOS	23
1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO	24
1.1 RESEÑA HISTORICA	24
1.2 LOCALIZACIÓN	25
1.3 MARCO GEOLÓGICO	27
1.3.1 Columna Estratigráfica	27
1.3.2 Estratigrafía	28
1.3.3 Geología Estructural	30
1.3.4 Geología del Petróleo	31
1.3.4.1 Roca Generadora	32
1.3.4.2 Migración	33
1.3.4.3 Roca Reservorio	33
1.3.4.4 Roca Sello	33
1.3.5 Generalidades del Campo de Estudio	33
1.3.5.1 Mecanismo de Producción	33
1.3.5.2 Historia de Producción	33
1.3.5.3 Distribución y Número de Pozos	34
2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR	36
2.1 CORTE DE AGUA DEL CAMPO DE ESTUDIO	36
2.2 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA VS EL ACEITE ACUMULADO	37
2.3 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PRODUCIDO	38
2.4 SELECCIÓN DE LOS POZOS A INTERVENIR	39
3. DETERMINACIÓN DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	40
3.1 TIPOS DE AGUA EN EL YACIMIENTO	40
3.1.1 Agua de Formación	40
Agua connata	40
3.1.1.1 Agua de fondo	40
3.1.1.2 Agua de borde	40
3.1.2 Agua de Inyección	40
3.2 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE AGUA	41
3.2.1 Filtraciones en el casing, tuberías de producción o empaques	41
3.2.2 Flujo canalizado detrás de tubería o comunicaciones mecánicas:	41
3.2.3 Contacto agua petróleo dinámico:	41
3.2.4 Capa Inundada sin flujo transversal	41

3.2.5	Fracturas o fallas de una capa de agua: s	42
3.2.6	Conificación o formación de cúspide:	43
3.2.7	Capa inundada con flujo transversal o canalización	43
3.3	DIAGNÓSTICO DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA SEGÚN CHAN	44
3.3.1	Diagnóstico para las conificaciones	45
3.3.2	Diagnóstico para las canalizaciones	46
3.3.3	Diagnóstico para los problemas en la cercanía del pozo	46
3.4	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS SELECCIONADOS	47
3.4.1	Diagnóstico para el pozo 11	48
3.4.2	Diagnóstico para el pozo 5	49
3.4.3	Diagnóstico para el pozo 24	50
4.	PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA	53
4.1	PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	53
4.1.1	Histórico de producción del pozo 11	53
4.1.2	Histórico de producción del pozo 5	54
4.1.3	Histórico de producción del pozo 24	54
4.2	MODELO MATEMÁTICO PARA LA PREDICCIÓN DEL CORTE DE AGUA	55
4.2.1	Tasa de Producción Crítica	55
4.2.2	Tiempo de irrupción del agua	57
4.2.3	Comportamiento del corte de agua posterior a la irrupción	59
4.3	PREDICCIÓN DEL CORTE DE AGUA DE LOS POZOS SELECCIONADOS	60
4.3.1	Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 11	61
4.3.2	Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 5	62
4.3.3	Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 24	62
5.	DETERMINACIÓN DE LA INTERVENCIÓN MÁS ADECUADA	65
5.1	INTRODUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA MICAFA	65
5.2	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DEL AGUA EN FONDO	74
5.3	INTERVENCIÓN MÁS ADECUADA, POZO 5	76
5.4	INTERVENCIÓN MÁS ADECUADA, POZO 11	77
5.5	INTERVENCIÓN MÁS ADECUADA, POZO 24	78
6.	ANÁLISIS FINANCIERO	80
6.1.	ANÁLISIS FINANCIERO POZO 5	82
6.2.	ANÁLISIS FINANCIERO POZO 11	84
6.3.	ANÁLISIS FINANCIERO POZO 24	87
7.	CONCLUSIONES	89

8. RECOMENDACIONES	91
BIBLIOGRAFÍA	92

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Pronostico de la producción de agua a un año para los tres pozos	64
Tabla 4. Costos de tratamiento del agua	80
Tabla 5. Pronóstico del acumulado de agua al año de los tres pozos	81
Tabla 6. Análisis financiero a condiciones actuales Pozo 5	82
Tabla 7. Análisis financiero posterior al tratamiento Pozo 5	82
Tabla 8. VPN de los dos escenarios y ahorro del trabajo Pozo 5	83
Tabla 9. Análisis financiero a condiciones actuales Pozo 11	85
Tabla 10. Análisis financiero posterior al tratamiento Pozo 11	85
Tabla 11. VPN de los dos escenarios y ahorro del trabajo Pozo 11	86
Tabla 12. Análisis financiero a condiciones actuales Pozo 24	87
Tabla 13. Análisis financiero posterior al tratamiento Pozo 24	87
Tabla 14. VPN de los dos escenarios y ahorro del trabajo, Pozo 24	88

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Distribución de los fluidos en el yacimiento y su distinción en los registros eléctricos (densidad- neutrón y resistividad) y en pruebas de presión.	21
Figura 2. Numero de pozos exploratorios y pozos exitosos por año en la Cuenca de los Llanos Orientales.	25
Figura 3. Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales	26
Figura 4. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	27
Figura 5. Perfil Oeste - Este de la Cuenca de los Llanos Orientales	28
Figura 6. Evolución Tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales	31
Figura 7. Distribución de las rocas reservorio y las rocas sello	32
Figura 8. Mapa Estructural del Campo	35
Figura 9. Mapa de Burbuja del Corte de Agua de cada uno de los Pozos	36
Figura 10. Ilustración de (a) Filtraciones en el revestidor, (b) flujos detrás del revestidor, (c) contacto agua – petróleo dinámico.	41
Figura 11. Ilustración del problema de producción de agua generado por una capa inundada sin flujo transversal entre las capas.	42
Figura 12. Ilustración del problema de producción de agua generado por fracturas en una capa de agua.	42
Figura 13. Ilustración del problema de producción de agua generado por conificaciones o cúspides.	43
Figura 14. Ilustración de Capa Inundada con Flujo Transversal	44
Figura 15. Curva tipo para el diagnóstico de las conificaciones según Chan.	45
Figura 16. Curva tipo para el diagnóstico de las canalizaciones según Chan.	46
Figura 17. Curva tipo para el diagnóstico de las comunicaciones mecánicas según Chan.	47
Figura 18. Mecanismo de Producción de Agua del Pozo 11	48
Figura 19. Mecanismo de Producción de Agua del Pozo 5	49
Figura 20. Mecanismo de Producción de Agua del Pozo 24	50
Figura 21. Registro de cementación del pozo 24	51
Figura 22. Interfaz de MICAF (Modelo Integral para el Control del Agua en Fondo)	65
Figura 23. Distribución de la herramienta en Excel	66
Figura 24. Realizar un nuevo modelo en la herramienta MICAF	66
Figura 25. Propiedades del yacimiento y de los fluidos	67
Figura 26. Cargar el reporte de producción	68
Figura 27. Formato del reporte de producción	68
Figura 28. Asignación del reporte de producción en la herramienta MICAF	69
Figura 29. Filtro de los datos de producción	70
Figura 30. Calculo del caudal crítico y tiempo de irrupción	70
Figura 31. Distribución de los datos calculados por la herramienta para predecir el comportamiento del corte de agua	71

Figura 32. Pronostico del comportamiento del corte de agua calculado por la herramienta	71
Figura 33. Botón para generar la gráfica de Chan	72
Figura 34. Presentación de la curva de Chan dentro de MICA F	72
Figura 35. Diagrama de flujo de la metodología para el control de agua en fondo	75

LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Corte de agua	18
Ecuación 2. Porosidad	18
Ecuación 3. Relación agua petróleo	18
Ecuación 4. Radio de drenaje adimensional	56
Ecuación 5. Caudal crítico adimensional	56
Ecuación 6. Caudal crítico	57
Ecuación 7. Altura adimensional de la columna de agua	57
Ecuación 8. Tiempo de irrupción adimensional	58
Ecuación 9. Tiempo de irrupción del agua	58
Ecuación 10. Tiempo de irrupción de agua adimensional	59
Ecuación 11. Corte de agua límite adimensional	59
Ecuación 12. Comportamiento del corte de agua posterior a la irrupción	60
Ecuación 13. Costos de tratamiento del agua	80
Ecuación 14. Valor presente neto	81

LISTA DE GRÁFICAS

	pág
Gráfica 1. Historia de Producción del Campo de Estudio	34
Gráfica 2. Comportamiento del Corte de Agua VS el Aceite Acumulado	37
Gráfica 3. Comportamiento del Corte de Agua VS el Tiempo de Producción	39
Gráfica 4. Historia de producción del pozo 11	53
Gráfica 5. Historia de producción del pozo 5	54
Gráfica 6. Historia de producción del pozo 24	55
Gráfica 7. Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 11	61
Gráfica 8. Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 5	62
Gráfica 9. Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 24	63
Gráfica 10. Intervenciones más adecuadas, pozo 5	77
Gráfica 11. Intervenciones más adecuadas, pozo 11	78
Gráfica 12. Intervenciones más adecuadas, pozo 24	79
Gráfica 13. Ahorro Vs TIO, Pozo 5	83
Gráfica 14. Inversión con ahorros positivos VS Promesa de reducción del corte de Agua, Pozo 5	84
Gráfica 15. Inversión con ahorros positivos VS Promesa de reducción del corte de Agua, Pozo 11	86
Gráfica 16. Inversión con ahorros positivos VS Promesa de reducción del corte de Agua, Pozo 24	88

ABREVIATURAS

ϕ	Porosidad
Bo	Factor volumétrico del petróleo
Bbls	Barriles
BFPD	Barriles de fluido producidos al día
BOPD	Barriles de petróleo producidos al día
BSW	Corte de Agua
BWPD	Barriles de agua producidos al día
CBL	Cement Bond Log (Registro de cementación)
cP	Centi Poises
CPI	Contrato de producción incremental
$\Delta\rho$	Diferencia de densidad entre el agua y el crudo
Fm.	Formación estratigráfica
ft	Pies
ho	Espesor de la columna de petróleo inicial
hp	Espesor de los perforados
Kh	Permeabilidad horizontal
Kv	Permeabilidad vertical
LKO	Nivel mas bajo de petróleo conocido
μo	Viscosidad del petróleo
MBOE	Miles de barriles de aceite a condiciones estándar
mD	Mili Darcies
MICAF	Modelo integral para el control del agua en fondo
MMBOE	Millones de barriles de aceite a condiciones estándar
NO	Noroeste
RAP	Relación agua petróleo
re	Radio de drenaje del pozo
SE	Sureste
TIO	Tasa interna de oportunidad
TOC	Total Organic Content (Contenido total de Orgánicos)
TVDss	Profundidad vertical total debajo del nivel del mar
VDL	Variable density log (Registro de cementación)
VPN	Valor presente neto
Wcut	Corte de Agua
WOR	Relación agua petróleo
WSO	Water Shut-Off

GLOSARIO

AGUA DE FORMACIÓN: es el agua que se encuentra desde el origen del yacimiento. Cabe resaltar que las rocas sedimentarias fueron depositadas, millones de años atrás, en ambientes acuáticos (mares, costas, ríos, lagos, etc) y por ende acumulan agua dentro de sus espacios porosos. Adicional a esto es un fluido que se caracteriza por su gran concentración de sólidos disueltos.

CANALIZACIÓN: ocurre en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables. Al pozo llega un canal de agua que aprovecha las grandes gargantas porales y suele ser un problema difícil de solucionar. En estos casos el agua puede venir de un pozo inyector o de un acuífero activo.

CASING: hace referencia a las tuberías de alto diámetro que se bajan durante la perforación y que se cementan a las formaciones. Estas tuberías la dan la integridad y estabilidad al pozo además de aislar las formaciones que no son de interés.

CAUDAL CRÍTICO: es la tasa máxima necesaria para que un pozo produzca únicamente crudo. Esto se obtiene porque a esta tasa de producción (usualmente baja) se evita la generación de conos o canales de agua y el único fluido desplazado es el petróleo.

CEMENT BOND LOG (CBL): es un registro de producción que determina que tan buena es la adherencia del cemento con la formación y con el casing. Esto a partir de ondas acústicas.

COMUNICACIÓN MECÁNICA: problema de producción de agua donde la deficiencia en la adhesión entre el casing y el cemento genera comunicaciones entre la zona de agua y los perforados.

CONIFICACIÓN: es el fenómeno donde se da un ascenso del contacto agua petróleo producto de las caídas de presión en las cercanías del pozo. Las conificaciones se dan en pozos verticales o ligeramente desviados y son más propensos a generarse cuando el contacto agua petróleo se encuentra cerca a los perforados y cuando la permeabilidad vertical es elevada.

CONTACTO AGUA PETROLEO: limite en un yacimiento donde se define la zona de agua y la zona de petróleo. A pesar de que el agua y el petróleo son inmiscibles, existe en la mayoría de los contactos agua petróleo una zona de transición donde coexisten el agua y el petróleo.

CORTE DE AGUA (BSW): es la relación entre la producción de agua y la producción de fluidos. Cabe resaltar que la producción de fluidos en este campo está dada por la sumatoria entre la producción de agua y la de crudo. Asimismo, el corte de agua se encuentra definida por la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Corte de agua

$$BSW = \frac{BWPD}{BFPD} = \frac{BWPD}{BWPD + BOPD}$$

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene una roca en transmitir fluidos y usualmente expresada por la comunicación de los poros de las rocas. Fue descrita por Henry Darcy y se mide en milidarcies (mD); una mitad de área.

PERMEABILIDAD EFECTIVA: capacidad de flujo preferencial de un fluido particular cuando existen otros fluidos en el yacimiento.¹

POROSIDAD (ϕ): hace referencia al volumen de una roca que puede contener fluidos. Esta se genera en la depositación de las rocas (porosidad primaria) o puede desarrollarse a través de la alteración de las mismas (porosidad secundaria). Suele presentarse como una fracción y se define mediante la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Porosidad

$$\phi = \frac{\text{Volumen del espacio poroso}}{\text{Volumen de la roca}}$$

RAZÓN DE MOVILIDAD: movilidad del fluido desplazante sobre la movilidad del fluido desplazado. Usualmente como la movilidad del agua sobre la del crudo.

RELACIÓN AGUA PETRÓLEO (RAP): hace referencia a la relación que existe entre la producción de agua y la producción de petróleo. Se define mediante la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Relación agua petróleo

$$RAP = \frac{BWPD}{BOPD}$$

TIEMPO DE IRRUPCIÓN DEL AGUA: hace referencia al tiempo en el que el agua llega al pozo y empieza a producirse. Usualmente se expresa en días y su magnitud depende de la distancia que estén los perforados del contacto agua petróleo, de la razón de movilidad entre los fluidos y de la permeabilidad vertical de la formación.

VISCOSIDAD: hace referencia a la resistencia al flujo que presentan los fluidos. Esta propiedad es inversamente proporcional a la temperatura y usualmente se mide en centiPoises (cP).

¹ OILFIELD GLOSARY. Permeabilidad Efectiva.

VARIABLE DENSITY LOG (VDL): registro de producción que representa ondas acústicas en medidas ultrasónicas en una escala de grises para la determinación de la adherencia del cemento. Este registro suele correrse en simultáneo con el CBL.

RESUMEN

La alta producción de agua se ha convertido en uno de los mayores problemas de producción en las empresas de petróleo y gas. El caso de Frontera Energy no es diferente y actualmente tiene una relación aproximada de veintiún barriles de agua por cada barril de petróleo producido. El incremento en los volúmenes de agua tiene efectos negativos en los costos de producción, de tratamiento y de disposición. Asimismo, lleva a los pozos a cierres prematuros debido al rápido alcance del límite económico.

Este trabajo tiene como objetivo proponer una metodología para controlar la producción de agua en fondo, de tres pozos seleccionados, mediante las propiedades del yacimiento y datos de producción. Se hizo una revisión de las condiciones geológicas, se analizó la producción del campo, se seleccionaron los pozos críticos en cuanto a su producción de agua, se diagnosticó el mecanismos de producción de agua en cada uno de estos pozos, se pronosticó el comportamiento del BSW a futuro y se ejecutó una matriz de decisión para saber cuál es la intervención más adecuada. Asimismo, se desarrolló una Macro de Excel, con el nombre de Modelo Integral para el Control de Agua en Fondo (MICAF), que recopila todos estos pasos y hace más efectivo cada análisis.

Se encontró que dos de los pozos tienen conificaciones y que el restante presenta un problema de comunicación mecánica. Mediante el uso de MICAF se recomienda realizar la aplicación de geles para frenar el ascenso del cono y cementaciones remediales para frenar el flujo de fluidos por detrás de tubería. Una vez se corrió el análisis financiero con el estimado de la reducción en el corte de agua por cada trabajo, se encontró que pueden existir ahorros cercanos a los \$93,000 USD para un periodo de evaluación de un año.

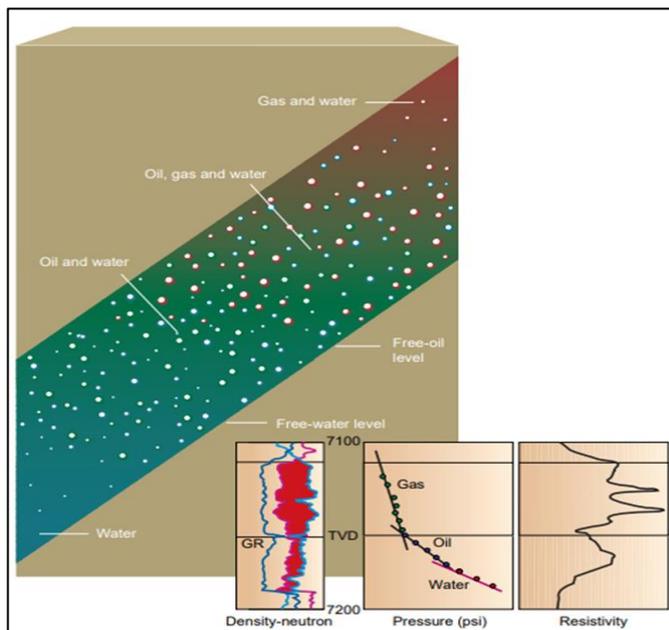
Palabras Clave: conifiación, comunicación mecánica, canalización, wáter shutoff, irrupción de agua.

INTRODUCCIÓN

El agua de formación es un fluido que se encuentra desde el origen del yacimiento. Las rocas sedimentarias fueron depositadas millones de años atrás en ambientes acuáticos (mares, costas, ríos, lagos, etc) y por ende acumulan agua dentro de sus espacios porosos. En los reservorios, el petróleo realizó un proceso de migración en donde tuvo que desplazar al agua y por fuerzas gravitacionales ubicarse encima de ella. La **Figura 1** muestra la distribución de los fluidos en una roca sedimentaria antes que se empiece la producción; en este caso es un reservorio que cuenta con agua, petróleo y gas.

Empezando por la base de la formación, el primer fluido es el agua y su saturación es máxima hasta llegar al nivel de agua libre (free water level) en donde se empieza a encontrar una zona de transición donde coexisten el agua y el petróleo. A medida que se asciende en la formación, el agua disminuye su saturación hasta llegar al nivel de agua irreducible o inmóvil y se alcanza el nivel de petróleo libre (free oil level). Por encima de este nivel toda el agua que se encuentre carece de movimiento. Finalmente, el tope de la formación se encuentra saturado por petróleo, gas libre y agua irreducible. Estos límites se pueden identificar mediante registros eléctricos o mediante pruebas de presión.

Figura 1. Distribución de los fluidos en el yacimiento y su distinción en los registros eléctricos (densidad- neutrón y resistividad) y en pruebas de presión.



Fuente. BAILEY et al., Control del agua. Oilfield Rev, 2000.

Una vez se empieza la producción, la distribución deja de tener estas zonas de transición definidas y los fluidos se mueven según las fuerzas capilares y viscosas. Debido a la baja viscosidad que presenta el agua frente al petróleo (en la mayoría de los casos; sobre todo en crudos medianos y pesados), esta tiene una mayor movilidad y llega a los perforados a un tiempo determinado. Una vez llega el agua y se empieza a producir, se tiene que convivir con ella hasta que las tasas sean lo suficientemente altas y el pozo deje de ser rentable.

La actualidad de la industria de petróleo y gas está altamente relacionada con la producción de agua de formación; las compañías producen en promedio tres barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen, y se gastan más de 40 mil millones de dólares al año (promedio mundial) para intentar solucionar los problemas de agua no deseada².

En el caso de Frontera Energy los cortes de agua se encuentran por encima del 95% en la mayoría de sus campos, resultando en una relación de veintiún barriles de agua para producir uno de petróleo. Efecto que se agrava con un mecanismo de producción de tipo acuífero activo y con una razón de movilidad favorable al agua. La alta producción de agua genera una disminución en la producción de petróleo, la necesidad de implementar mayores facilidades de tratamiento y disposición, una reducción en el factor de recobro del campo y por tanto una caída en la rentabilidad del mismo. En este sentido, este estudio pretende formular una metodología que identifique, diagnostique y proponga intervenciones en pozos con alta producción de agua mediante tecnologías de tipo water shut-off.

De ser efectuada la estrategia y las recomendaciones que resulten con este trabajo de investigación, se espera reducir la producción de agua y los costos operativos a la hora de tratar y disponer el agua de producción. Adicional a esto, se espera que la metodología incremente la vida operativa y la rentabilidad del campo de estudio.

² BAILEY et al., Control del agua. Oilfield Rev. p. 32, 2000.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Proponer una metodología para el manejo de la producción de agua en fondo en un campo de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y la geología del campo de estudio.
2. Analizar la producción del campo, seleccionando los tres pozos con mayor producción de agua o con comportamientos anómalos en el corte de agua.
3. Determinar, mediante graficas de Chan, el mecanismo de producción de agua en los pozos seleccionados.
4. Predecir, mediante correlaciones empíricas, el comportamiento del corte del agua a futuro.
5. Determinar, mediante una matriz de selección, la intervención más adecuada según el problema o mecanismo encontrado en cada uno de los casos.
6. Proponer la metodología para el diagnóstico y tratamiento de pozos con problemas de alta producción de agua.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto y de cada trabajo mediante el indicador de valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

En este capítulo se abordan los aspectos más importantes del campo y de la cuenca de estudio.

1.1 RESEÑA HISTORICA

La cuenca de los Llanos Orientales ha sido ampliamente explorada por empresas nacionales e internacionales a lo largo de 70 años. Los estudios realizados han entregado información y datos esenciales para determinar el potencial de la cuenca y los recursos asociados a la misma; donde a la actualidad se estima que esta estructura sedimentaria posee cerca del 70% de las reservas de Colombia.³

Shell Condor realizó la primera toma de datos sísmicos en la Cuenca de los Llanos Orientales a mediados de la década de los 40. Ésta duro ocho años e incluyó la perforación de trece pozos exploratorios. A finales de la década de los años 50, Shell e Intercol adquirieron datos sísmicos extensivos y cinco años después se perforaron seis pozos estratigráficos en el centro de la cuenca. En 1960, Texas Petroleum obtuvo el primer descubrimiento con el pozo Guavio-1; localizado en el pie de monte llanero y con 0.5 Millones de Barriles de Aceite Equivalentes (MMBOE por sus siglas en ingles).

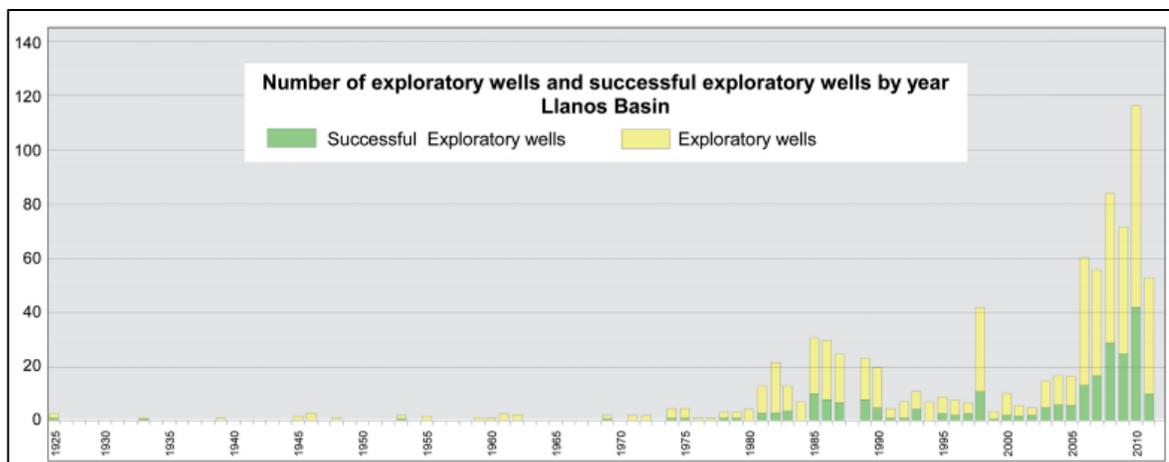
A finales de los años 60 Ecopetrol, Chevron, Texaco y BP comenzaron nuevos programas de adquisición sísmica donde se volvió a perforar en el año 1969 cuando Shell y Chevron hicieron los primeros dos descubrimientos comerciales: Castilla con 201 MMBOE y Chichimene con 25 MMBOE. A pesar de estos grandes descubrimientos, solo se volvió a encontrar un campo comercial en el año de 1975 y con una tasa muy baja de éxito exploratorio en el descubrimiento de Trinidad por la empresa Elf. En 1980, debido al éxito de Elf y por cambios fiscales, aumentó significativamente la actividad exploratoria y se obtuvo cerca de 10,000 km de sísmica 2D a mediados de los años 80. Para este momento también se tenían 172 taladros activos para desarrollar y explorar nuevos yacimientos.

En 1981, Provincia Petroleum (una empresa subsidiaria de Exxon) descubrió Rubiales; un campo de crudo pesado con 200 MMBOE localizado en la parte central de la cuenca. En este mismo año Ecopetrol descubrió Apiay, un campo con 125 MMBOE en el Bloque Ariari-Apiay. En 1983 Occidental descubrió el gigante Caño Limon con 1,001 MMBOE en el departamento de Arauca y en la frontera con Venezuela. Asimismo se encontró el campo de 127 MMBOE llamado Redondo-Caño Verde y 53 campos pequeños cada uno con OOIP de 5 MMBOE cada uno.

³ DASILVA, A et al, Oil distribution in the carbonera formation, ArenasBasales unit. A case study in the Quifa and rubiales Fields, Eastern Llanos basin, Colombia. p. 11, 2013

Durante 1990 y 1997, se adquirieron cerca de 12,000 km de líneas sísmicas de tipo 2D. A pesar de que la perforación disminuyó en la década de los 90, esta fue muy importante en la adición de reservas para el país con los descubrimientos de Cusiana (2,258 MMBOE) en 1992, Cupiagua (750 MMBOE) en 1993, Volcanera (1,083 MMBOE) en 1993, Pauto Sur (767 MMBOE) en 1995 y Floreña (817 MMBOE) en 1995. En el año 2000, la actividad exploratoria aumentó debido al nuevo modelo de contrato que promovía la nueva Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en el cual muchas compañías empezaron a adquirir líneas sísmicas de tipo 3D para mejorar la definición de las interpretaciones y el entendimiento de la geología regional. Desde el 2005 hasta el 2011 de 316 pozos exploratorios, 142 fueron declarados productores por la ANH. El porcentaje de éxito de esta última campaña se estimó en 45%.⁴ La **Figura 2** muestra una reseña del número de pozos exploratorios frente a los pozos productores por año a lo largo de la vida productiva de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Figura 2. Numero de pozos exploratorios y pozos exitosos por año en la Cuenca de los Llanos Orientales.



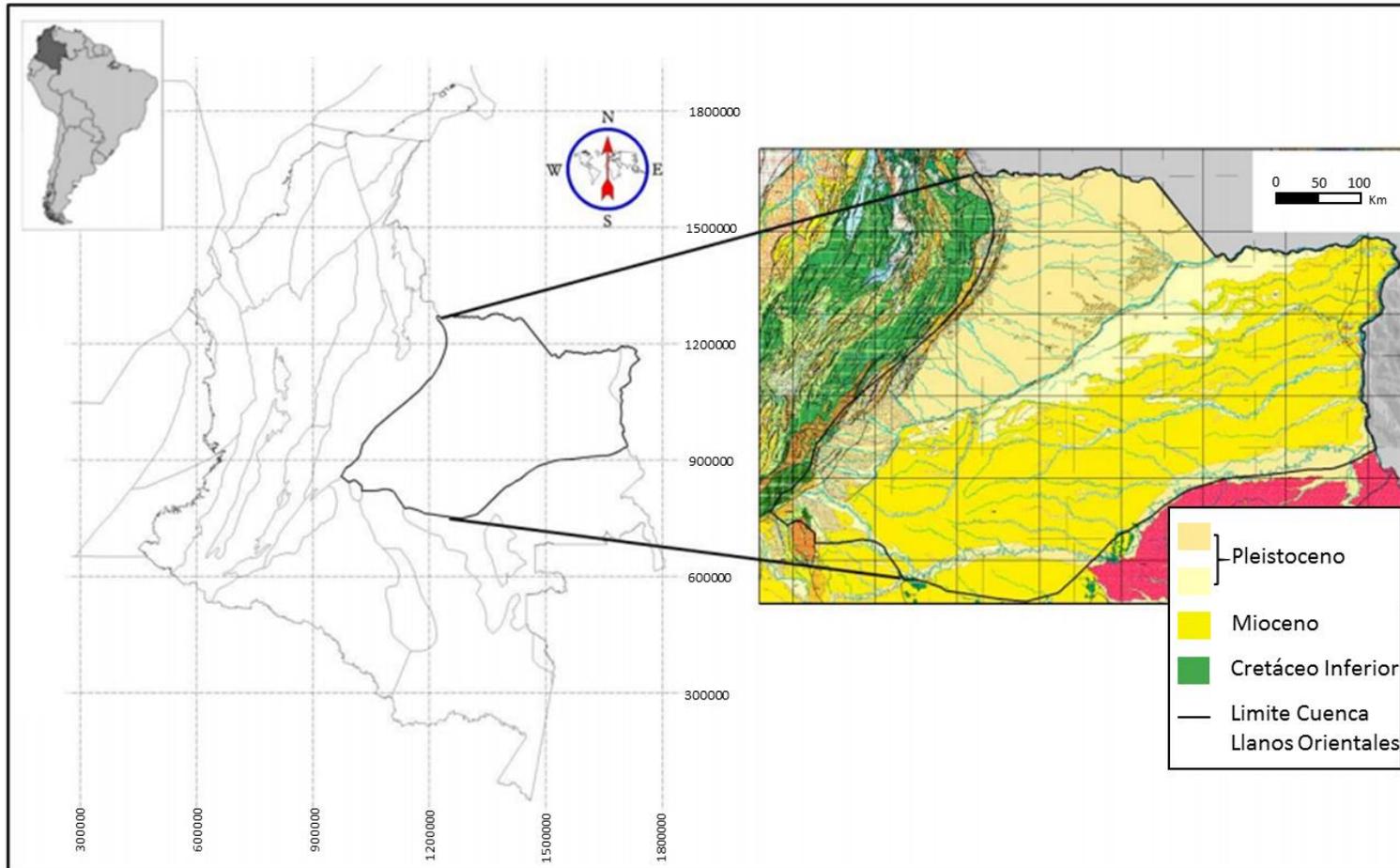
Fuente. CEDIEL, F., OJEDA, G. Petroleum Geology of Colombia. Llanos Basin, 2011

1.2 LOCALIZACIÓN

La **Figura 3** muestra la localización de la Cuenca de los Llanos Orientales, donde se observa la georeferenciación de la misma dentro del continente suramericano. Asimismo, está pertenece a una secuencia sedimentaria en el este de Colombia. En el cuadrante derecho se observan las secuencias superficiales que según la ANH pertenecen a la Era Cenozoica. También se observan los límites de la misma y el contraste con las formaciones presentes en la Cordillera Oriental, las cuales son del Periodo Cretácico.

⁴ CEDIEL, F, OJEDA, G. Petroleum Geology of Colombia. Llanos Basin, p.47, 2011

Figura 3. Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales



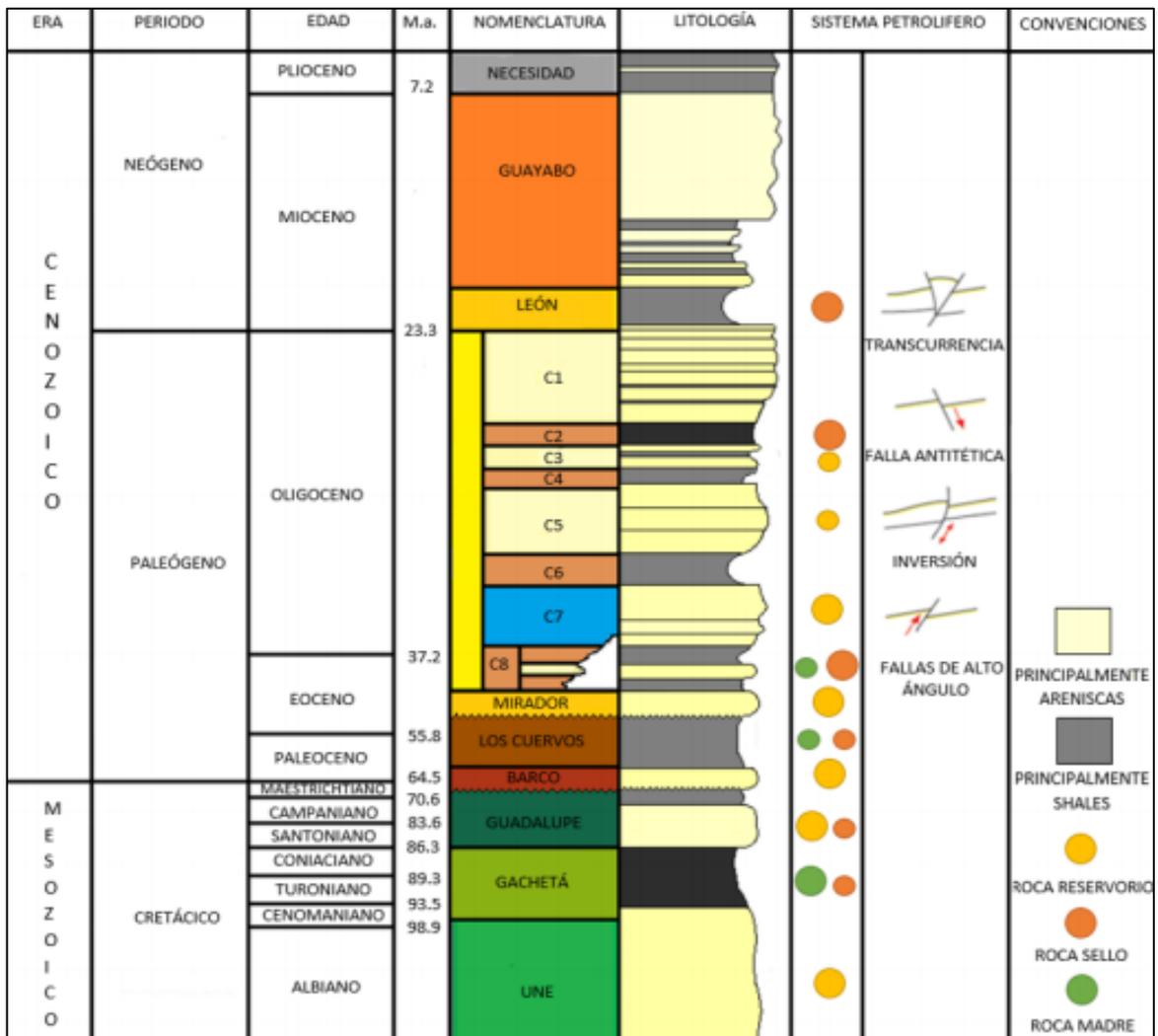
Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe Final Llanos, 2012. p. 33.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación se presenta la columna estratigráfica, la descripción de cada formación, la geología estructural y se presenta el sistema petrolífero del campo de interés.

1.3.1 Columna Estratigráfica. Los estratos de la Cuenca de los Llanos Orientales corresponden a una gran parte del Fanerozoico, con presencia de formaciones que datan desde el Cámbrico (Basamento) hasta el Pleistoceno. La Figura 4 muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca e indica las formaciones que se consideran yacimiento, roca generadora y sello.

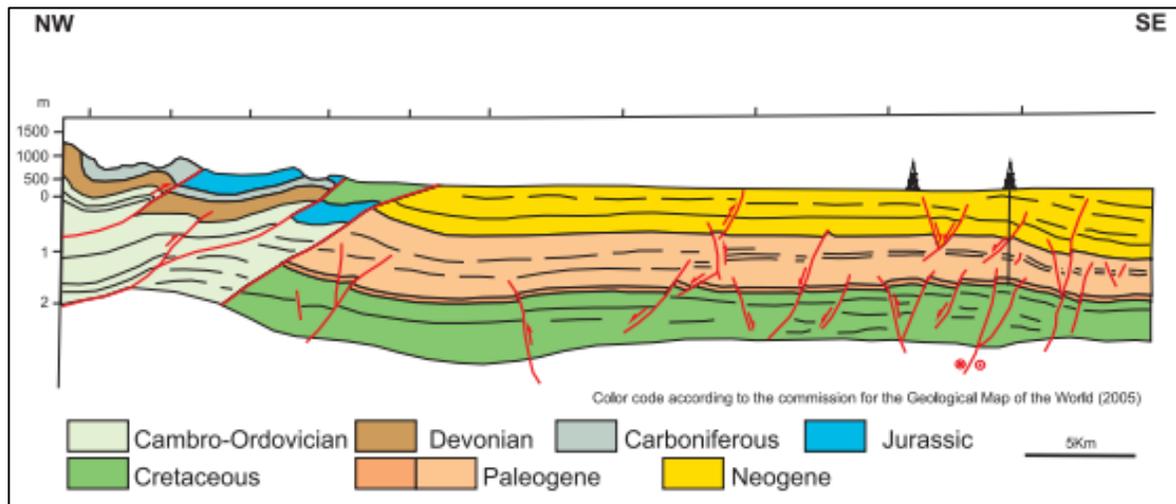
Figura 4. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe Final Llanos, 2012. P. 33.

La **Figura 5** muestra una distribución esquemática de las principales formaciones a lo largo de la cuenca en un perfil en sentido Oeste – Este. Asimismo muestra los principales sistemas de fallas.

Figura 5. Perfil Oeste - Este de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente. BARRERA D et al., Colombian Sedimentary Basins, 2007.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se presenta una breve descripción de los diferentes estratos sedimentarios que componen la parte oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales. Estas se presentan en un orden estratigráfico; de la más antigua a la más reciente.

Formación Une. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Guacheta que la suprayace y en contacto discordante con el basamento que lo infrayace. Esta se encuentra conformada por areniscas de grano fino con intercalaciones de Lutitas y con un espesor promedio de 760 pies aproximadamente. La edad de depósito de esta secuencia es del Cretácico, entre el Albiano y Cenomaniano. En cuanto a su ambiente deposicional, se interpreta como continental.

Formación Gacheta. Se encuentra en contacto concordante con las Formaciones Une y Guadalupe que la infrayacen y suprayacen respectivamente. Esta conformada por Lutitas silíceas ricas en materia orgánica con intercalaciones menores de areniscas de grano medio. Posee un espesor promedio de 350 pies y su ambiente de depósito es marino somero. La edad geológica de formación es del Turoniano.

Grupo Guadalupe. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Barco que la suprayace y en contacto concordante con la Formación Gacheta que la

infrayace. Este grupo se encuentra conformado por las Formaciones Arenisca Dura, Plaeners, Labor y Tierna. Su depósito tuvo lugar en un ambiente litoral y sublitoral, más específicamente en una llanura de mareas. La Arenisca Dura pertenece a un depósito de llanuras de arena con intervalos de sedimentación lodosa. Plaeners representa un intervalo de sedimentación lodosa mayor. La Arenisca Labor se dio en un ambiente de llanuras mezcladas y canales donde la litología está predominada por areniscas separadas por capas muy delgadas de arcilla. La Arenisca Tierna consta predominantemente de areniscas de grano grueso en potentes bancos separados por finos paquetes oscuros de lodolitas, limolitas y arcillolitas interestratificadas. El espesor de este grupo es de aproximadamente 920 pies.

Formación Barco. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Los Cuervos que la suprayace y en contacto discordante con la Formación Guadalupe que la infrayace. Está compuesta de areniscas, Lutitas y limolitas intercaladas, posee un espesor de 630 pies y la edad de depositación es del Paleoceno Temprano.

Formación Los Cuervos. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Barco que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Mirador que la suprayace. Está compuesta por intercalaciones de areniscas, Lutitas y carbón. El espesor oscila entre los 900 pies y el ambiente de depósito es deltáico. La edad geológica se encuentra en un intervalo entre el Paleoceno Tardío y el Eoceno Temprano.

Formación Mirador. Tiene un contacto discordante con la Formación los Cuervos que la infrayace y un contacto concordante con la Formación Carbonera que la suprayace. Está compuesta por areniscas de grano fino a medio con gránulos de cuarzo y toda la sección presenta material carbonaceo con intercalaciones de Lutitas. Posee un espesor aproximado de 700 pies y su ambiente es fluvial. Su edad geológica se encuentra entre el Eoceno Medio.

Formación Carbonera. Presenta un contacto concordante con la Formación Mirador y la Formación León, que la infrayace y suprayace respectivamente. Esta formación pertenece al Eoceno Tardío y se encuentra altamente distribuida en la cuenca. Está compuesta por depósitos transgresivos y regresivos de un mar epicontinental somero. La característica principal de esta formación es la alternancia entre arcillolitas y areniscas; a tal punto que su clasificación y división se da en 8 miembros de los cuales se conoce a las unidades pares como unidades sello (lodolitas) y a las impares como reservorios (areniscas).

Formación León. Perteneciente al Terciario, esta unidad se caracteriza por ser un sello regional al estar compuesta de capas gruesas de Lutitas grises. El ambiente de depósito es marino y se entiende como un evento de transgresión. Su espesor promedio es de 2000 pies y se encuentra en contacto concordante con las

Formaciones Carbonera y Guayabo que la infrayacen y suprayacen respectivamente.

Formación Guayabo. Presenta un contacto concordante con la Formación León que la infrayace y con la Formación Necesidad que la suprayace. Está compuesta por arcillolitas con intercalaciones de areniscas y su depósito se dio durante el Mioceno. En algunas partes de la cuenca alcanza a tener espesores de 4,000 pies. El ambiente de depósito de esta formación es continental.

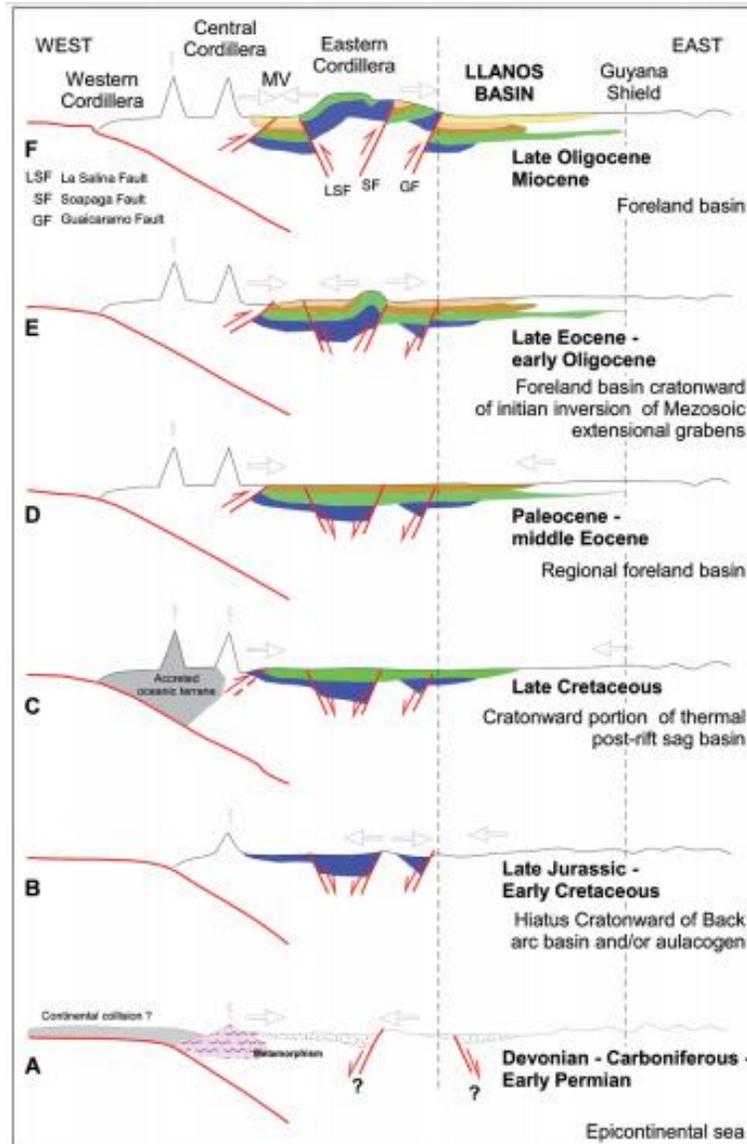
Formación Necesidad. El ambiente de depósito es de tipo fluvial. Esta formación se caracteriza por tener espesores promedios de 700 pies y por estar compuesta de arcillolitas con intercalaciones de areniscas finas. Es perteneciente al Plioceno, se conoce como la unidad más reciente en la columna estratigráfica y se encuentra en contacto concordante con la Formación Guayabo que la infrayace.

1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca de los Llanos Orientales es una cuenca de tipo foreland, donde su génesis se data en el Paleozoico y se ha determinado que su formación es producto de un mar epicontinental somero. Una de las características principales de la cuenca es la ausencia de rocas sedimentarias del Jurásico o del Cretácico temprano; determinando la cuenca como una zona de baja elevación y sin sedimentación en estos periodos geológicos.

Esta cuenca está definida como un monoclinal con trampas asociadas a fallas normales antitéticas y fallas inversas de alto ángulo producto de los esfuerzos compresionales asociados al levantamiento de la Cordillera Oriental. Los bloques se encuentran delimitados por fallas de rumbo de orientación NO – SE y las unidades tienen buzamientos regionales en dirección Oeste.

Durante el Cretácico tardío, la subsidencia tectónica post rípicos generó una cuenca que cubrió lo que hoy conocemos como la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la Cuenca de la Cordillera Oriental y la Cuenca de los Llanos Orientales. Posterior a este periodo se da el levantamiento de la Cordillera Oriental, debido a un régimen compresional en el Eoceno tardío. Así mismo, paleoaguas generaron el espacio de acomodación para la sedimentación en ambientes marino someros con aportes sedimentarios provenientes de la erosión del orógeno oriental. La **Figura 6** muestra la evolución tectónica de la cuenca con los principales eventos.

Figura 6. Evolución Tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales



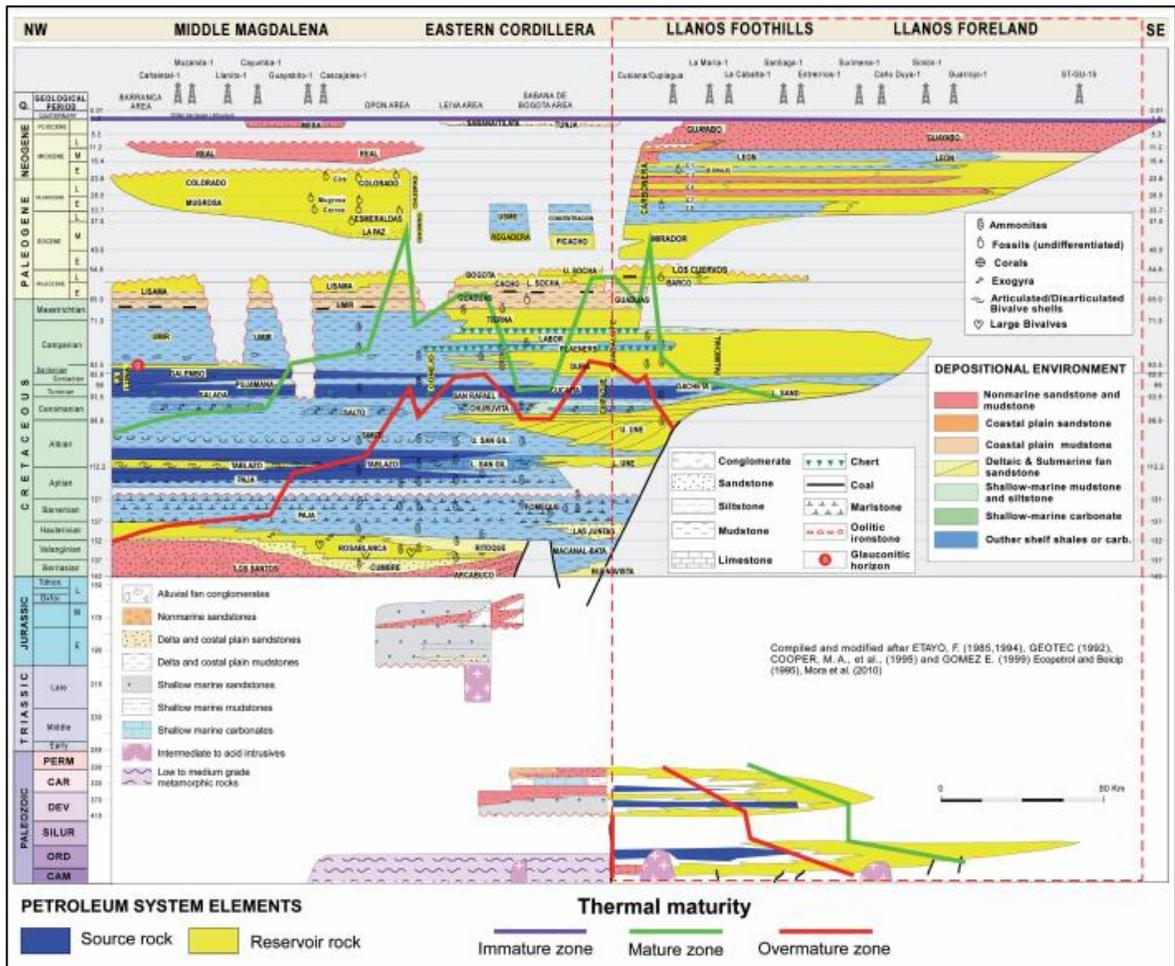
Fuente. SARMIENTO, Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin, 2011. P. 30.

1.3.4 Geología del Petróleo. La evidencia de la existencia de petróleo en esta cuenca se da en la producción de más de 60 campos, con la participación de dos campos gigantes (Castilla y Caño Limón) y con la presencia de tres campos grandes (Rubiales, Apiay y el Complejo Tame). Donde se reporta más de 1,500 MMBSL de aceite recuperable.⁵

⁵ BARRERO D et al., Colombian Sedimentary Basins, p. 71, 2007.

1.3.4.1 Roca Generadora. Las principales rocas generadoras de esta cuenca se encuentran ubicadas en el flanco este de la Cordillera Oriental. Las litologías principales son lodolitas marinas y continentales de la Formación Gacheta. Presentan un kerógeno de tipo II y III, un TOC que varía de 1-3% y un espesor efectivo que oscila entre 150 pies y 300 pies. Asimismo, se consideran rocas generadoras a la Formación Los Cuervos y a la unidad C8 de la Formación Carbonera.⁶ La Figura 7 muestra la distribución de las rocas generadoras en color azul oscuro y las rocas reservorio en amarillo. El campo de interés se encuentre en la parte occidental de este diagrama.

Figura 7. Distribución de las rocas reservorio y las rocas sello



⁶ BARRERO D et al., Colombian Sedimentary Basins, p. 71, 2007.

1.3.4.2 Migración. Son conocidos dos pulsos migratorios del crudo; el primero durante el Eoceno Tardío y el Oligoceno. El segundo empezó en el Mioceno y se entiende que continúa hasta el presente.⁷

1.3.4.3 Roca Reservorio. A lo largo de la cuenca, se consideran los principales reservorios a la Formación Carbonera en sus unidades C3, C5 y C7 y a la Formación Mirador; estas pertenecientes al Paleógeno. Dentro de la secuencia del Cretácico, se consideran yacimientos a las Formaciones Barco, Guadalupe y Une. Cabe resaltar que el espesor de las rocas incrementa hacia la parte oriental de la cuenca, la porosidad disminuye de occidente a oriente de 30% a 10% aproximadamente, la gravedad API va desde los 12° hasta los 42° y la permeabilidad va desde los 100 mD hasta 3 D⁸. Cabe resaltar que para el propósito de este estudio, la roca reservorio que se va a analizar es la formación Guadalupe.

1.3.4.4 Roca Sello. Las rocas sellos para esta cuenca y para el campo de estudio son las Formaciones Carbonera C8, C6, C4 y C2. Asimismo, la Formación Gacheta y la Formación León que se considera el sello regional de la cuenca.⁹

1.3.5 Generalidades del Campo de Estudio. A continuación se presentan el mecanismo de producción del campo, la historia de producción, el mapa estructural junto con la distribución de sus pozos y correlaciones estructurales.

1.3.5.1 Mecanismo de Producción. El campo de estudio cuenta con un empuje de agua proveniente de un acuífero activo con recarga superficial, como se evidencia en un gran mayoría de los campos en esta cuenca. La influencia de este acuífero se ve en una caída de presión relativamente baja y en la continua producción de agua. En este sentido, el mecanismo juega un papel importante al mantener la presión y al ser una de las razones principales en la alta producción de agua de los pozos.

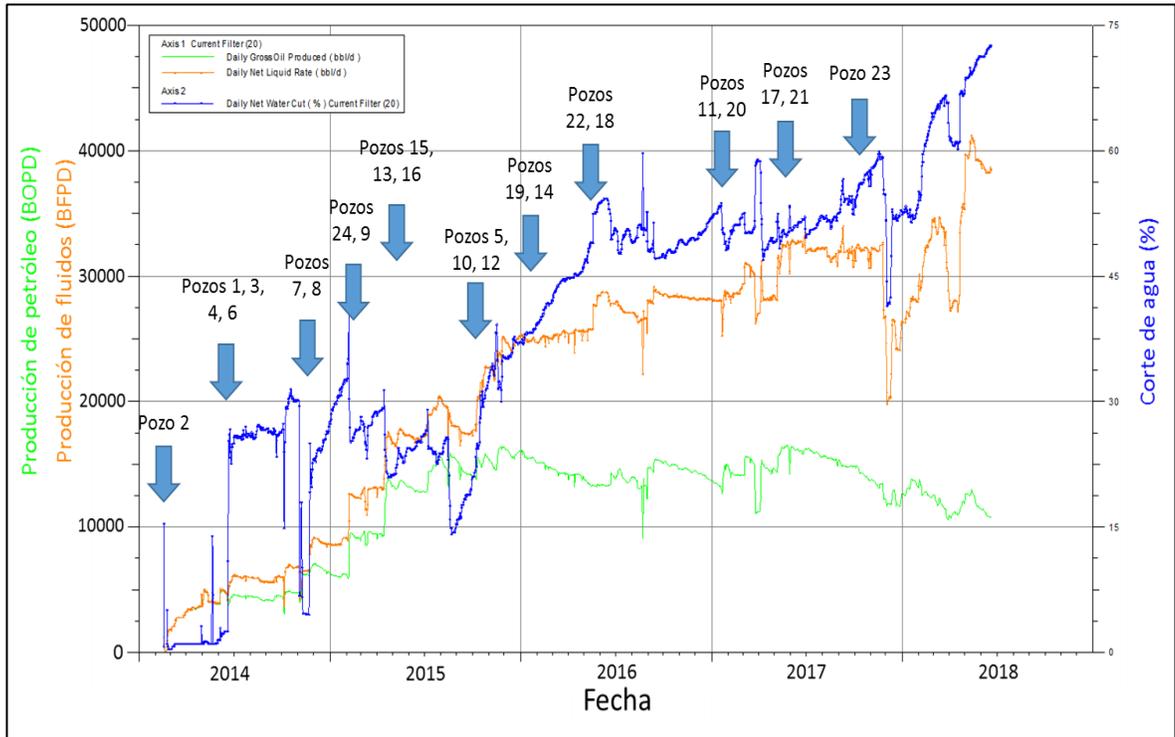
1.3.5.2 Historia de Producción. El campo de estudio inicia su explotación en el 2014, alcanzando un pico de producción de 15 MBLS. En la Gráfica 1 se evidencia la producción de petróleo, la producción de fluidos y el corte de agua. Asimismo, se ve que el corte de agua ha aumentado considerablemente (de 53% a 73%) desde el comienzo del 2018 y que es una tendencia que no parece disminuir. A la fecha la producción de petróleo es de 10.8 MBLS y está entrando en una etapa de declinación; lo que implica que cada vez se va a producir más agua y menos petróleo.

⁷ Idem.

⁸ Idem.

⁹ Idem

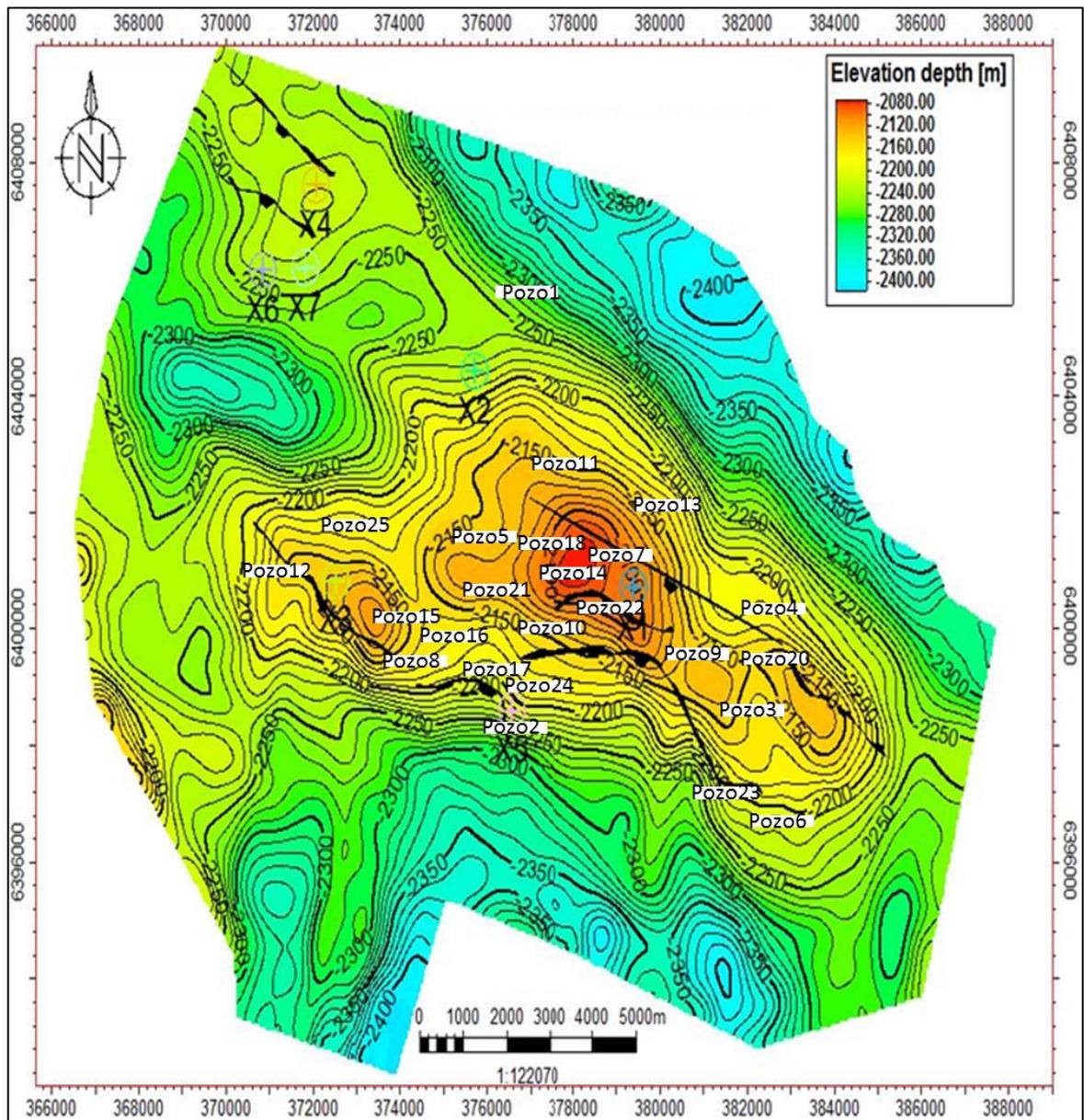
Gráfica 1. Historia de Producción del Campo de Estudio



Fuente. Elaboración propia.

1.3.5.3 Distribución y Número de Pozos. El campo cuenta con 29 pozos de los cuales 24 se encuentra activos. La Figura 8 muestra la distribución de los mismos en el mapa estructural a tope de la Formación Guadalupe. Se evidencia que la estructura es un anticlinal y presenta un contacto agua aceite a los 2300 metros TVDss de profundidad. El contacto agua petróleo se identificó por medio de registros eléctricos.

Figura 8. Mapa Estructural del Campo



Fuente. Elaboración propia.

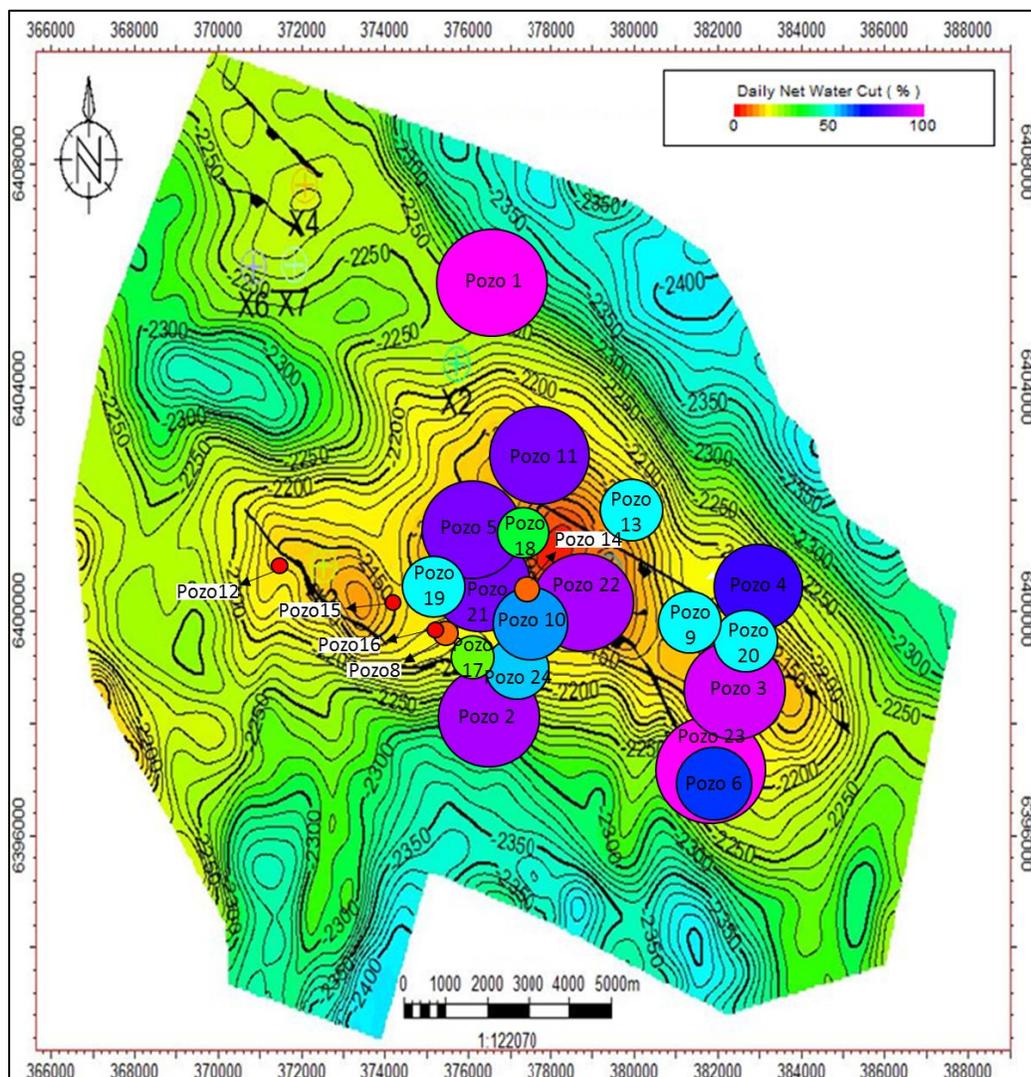
2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR

En este capítulo se describe el análisis de producción realizado para la selección de los tres pozos candidatos a ser intervenidos.

2.1 CORTE DE AGUA DEL CAMPO DE ESTUDIO

Del campo estudiado se escogieron los 24 pozos activos y mediante el software OFM se construyen mapas de burbuja para identificar el corte de agua actual de cada uno de los pozos. La **Figura 9** muestra dicho mapa, donde el radio del círculo y su color son proporcionales al corte de agua actual del pozo.

Figura 9. Mapa de Burbuja del Corte de Agua de cada uno de los Pozos



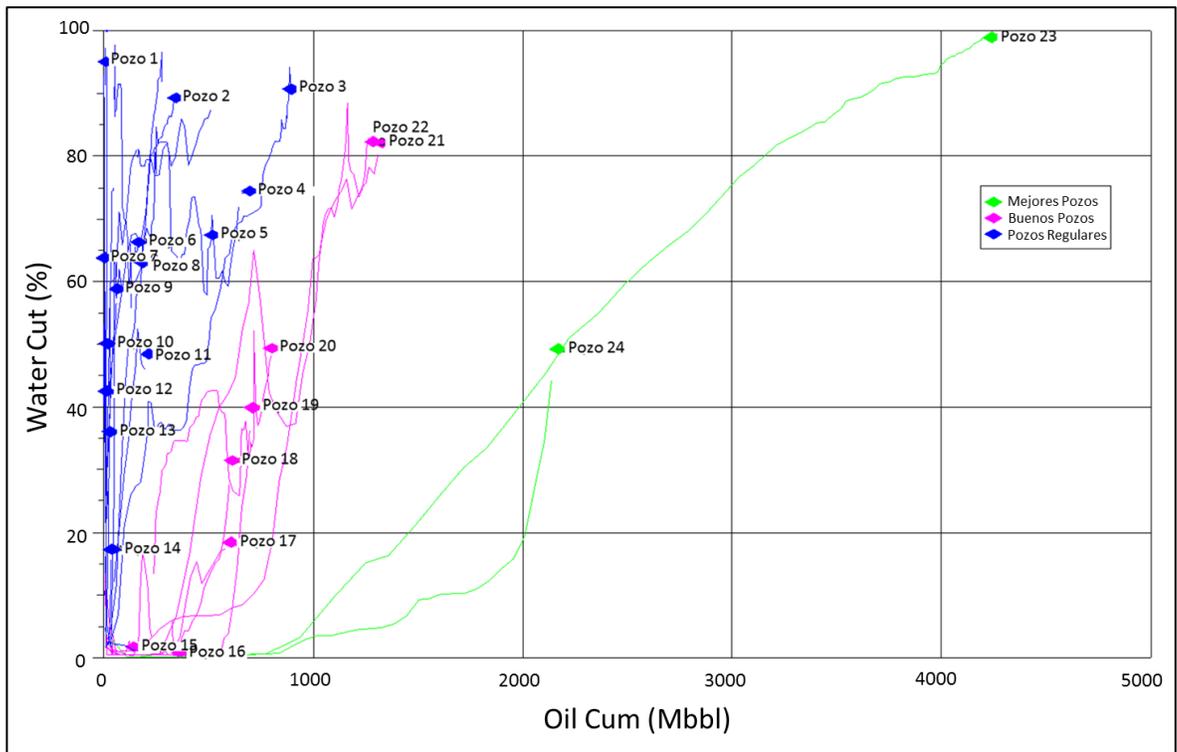
Fuente. Elaboración propia.

En la **Figura 9** se observa que el corte de agua del campo varía de pozo a pozo y que aparentemente no hay una relación directa entre el corte de agua y la posición estructural de los mismos. Se observa que los pozos 1, 2, 3, 5, 11, 21, 22, y 23 son los de mayor corte de agua. Asimismo, los de menor corte de agua son los pozos 8, 12, 14, 15 y 16.

2.2 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA VS EL ACEITE ACUMULADO

Otro de los parámetros utilizados para evaluar que tan rápida es la irrupción de agua es la gráfica del corte de agua VS el aceite acumulado. En ella se puede observar que tan rápido crece el BSW frente a cuanto crudo logra acumular cada pozo. En este sentido, un pozo que tenga un alto corte de agua y que haya acumulado poco petróleo frente al resto de los pozos se considera como un pozo que podría ser intervenido. Por el contrario, un pozo que tarde en llegar a un alto corte de agua y que acumule un gran volumen de crudo frente a los otros pozos se considera un buen pozo. La **Gráfica 2** muestra la tendencia de los 24 pozos y discrimina cada pozo en tres grupos; (1) pozos intermedios, (2) pozos buenos y (3) los mejores pozos.

Gráfica 2. Comportamiento del Corte de Agua VS el Aceite Acumulado



Fuente. Elaboración propia.

Existen dos pozos dentro de la categoría de mejores pozos (trayectoria verde) y que han logrado acumular más de 2 MMBOE. Existen otros pozos (trayectoria magenta) que han logrado acumular entre 0.5 MMBOE y 1.5 MMBOE con un crecimiento moderado del corte de agua y que se clasifican como buenos pozos. Por último, están los pozos regulares que han acumulado menos de 0.6 MMBOE y que tienen un crecimiento pronunciado del corte de agua.

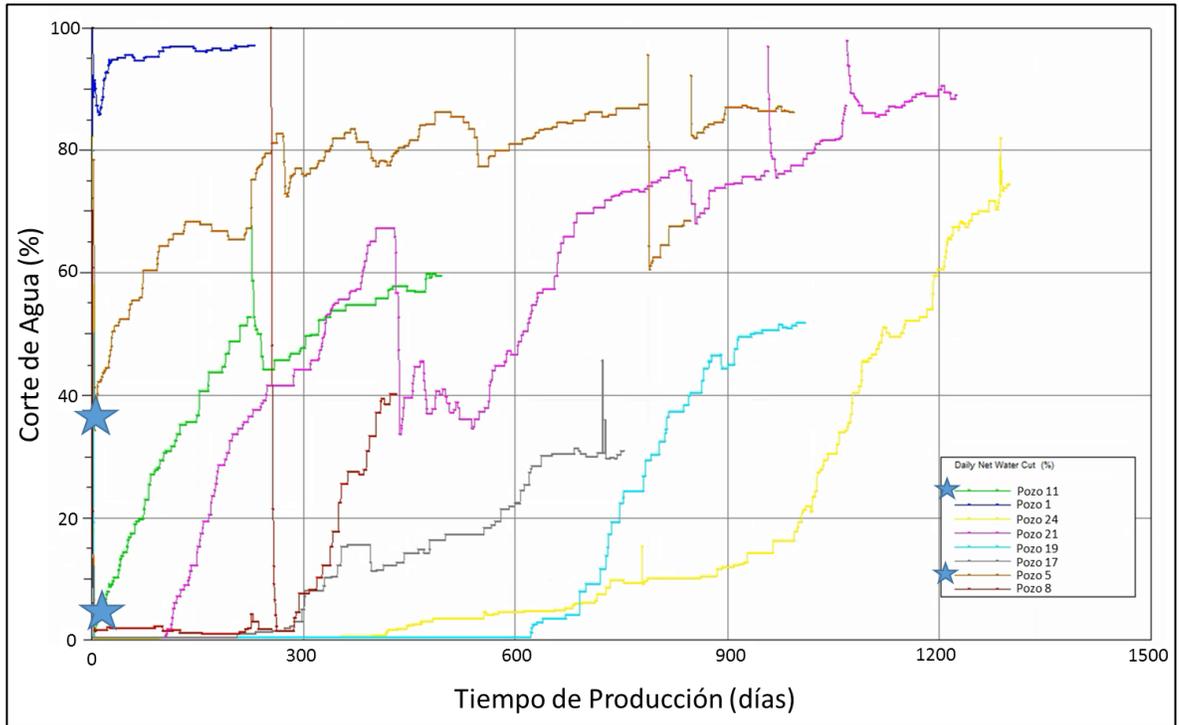
Según esta gráfica se puede determinar que los pozos intermedios son pozos candidatos a intervenir con el objetivo de que aumenten el volumen de crudo acumulado. También se observa que el pozo 24 arrancó con un corte de agua muy bajo con respecto al alto volumen acumulado de aceite producido. Esta condición lo convertía como el mejor pozo del campo, sin embargo cuando alcanzó los 2 MMBOE el corte de agua se disparó. A pesar de esto, la distribución de las curvas de la Figura 10 lo clasifica en la categoría de “mejor pozo”. Este comportamiento anómalo de irrupción repentina de agua, es una situación que eventualmente puede demandar la causalidad de la alta producción de agua.

2.3 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PRODUCIDO

Otra de las gráficas de producción construidas es la del corte de agua vs el tiempo de producción para cada pozo. Ya que la producción de crudo no empieza de manera simultánea para todos los pozos, se realizó una normalización respecto al tiempo de producción. De esta forma se puede determinar cómo se comporta el corte de agua a lo largo del tiempo para cada pozo. Los pozos en donde la irrupción de agua tardó más tiempo (aproximadamente 2 años), una vez iniciada la producción de crudo, fueron los pozos 24 y 19. Por el contrario, los pozos en donde la irrupción de agua ocurrió más rápido (aproximadamente 1 día) después de iniciada la producción, fueron los pozos 1, 5 y 11. La **Gráfica 3** muestra el comportamiento del corte de agua en función del tiempo de producción para cada uno de los pozos.

Esta grafica es de gran ayuda a la hora de determinar cuáles pozos empiezan su vida operacional con problemas de producción de agua. Se observa que los pozos 1, 5 y 11 tienen la irrupción de agua desde el primer día y que por tal motivo se consideran buenos candidatos para una intervención. No obstante, se ve que el pozo 1 comenzó con un corte de agua de 85% y que actualmente tiene un corte de agua del 96%; colocándolo en un escenario donde la empresa no desea intervenir al no garantizar un potencial de detención temporaria de agua ya que la mayoría de su producción es agua y son bajas las reservas asociadas a este pozo. En este sentido se descarta el pozo 1 y se escogen los pozos 5 y 11 (presentan una estrella azul en su comportamiento).

Gráfica 3. Comportamiento del Corte de Agua VS el Tiempo de Producción



Fuente. Elaboración propia.

2.4 SELECCIÓN DE LOS POZOS A INTERVENIR

Según el análisis de producción realizado, los tres pozos escogidos son: pozo 5, pozo 11 y pozo 24. La elección de los dos primeros se determina a partir del análisis de la tendencia del corte de agua en función del tiempo de producción. El pozo 24 se escoge debido a que es el pozo estrella del campo y porque presenta un comportamiento anómalo (irrupción repentina de agua) en la gráfica del corte de agua vs el aceite producido acumulado.

3. DETERMINACIÓN DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA

En este capítulo se presenta la metodología y el diagnóstico para determinar el mecanismo de producción de agua de los tres pozos seleccionados.

3.1 TIPOS DE AGUA EN EL YACIMIENTO

A continuación se van a describir los diferentes tipos de agua que se pueden encontrar en el yacimiento y que por consecuente se producen.

3.1.1 Agua de Formación - Bailey et al., 2000, define que en la formación puede existir el agua connata (connate water), el agua de fondo (bottom water) o el agua de borde (edge water).

3.1.1.1 Agua connata – Es producida junto con el gas y el petróleo cuando las condiciones de producción están por encima de la saturación de agua irreducible. La única forma de reducir o prevenir su flujo es mediante la reducción o el cierre en la producción de petróleo.

3.1.1.2 Agua de fondo – Es aquel fluido que se encuentra en forma de acuífero por debajo de la zona de petróleo. Su producción se puede generar por medio de conos o por medio de flujo de fluidos por detrás de tubería cuando la cementación no es sellante. En el caso de las comunicaciones mecánicas por detrás de tubería, la irrupción se puede generar de forma temprana o con cierto tiempo de producción debido al deterioro progresivo del cemento; suele identificarse por el alto incremento que genera en el corte de agua. En cuanto a las conificaciones, son respuestas naturales a la producción de fluidos con diferente densidad y a la tasa con la cual se producen.

3.1.1.3 Agua de borde – Es el tipo de agua que viene en forma de canal y aprovecha las zonas de alta permeabilidad para irrumpir en los pozos. Este problema se identifica con la forma en la que crece la relación agua petróleo y usualmente se produce después de un tiempo razonable de producción.

3.1.2 Agua de Inyección. Es el agua que se le inyecta intencionalmente al yacimiento con el fin de barrer un mayor volumen de petróleo y con el fin de mantener la presión del reservorio; estos trabajos se clasifican como mecanismos de recobro secundario. Para este estudio, este tipo de agua no se tomará en cuenta ya que el enfoque está dado a un campo con un acuífero activo como mecanismo de producción y sin proyectos de inyección de agua.

3.2 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE AGUA

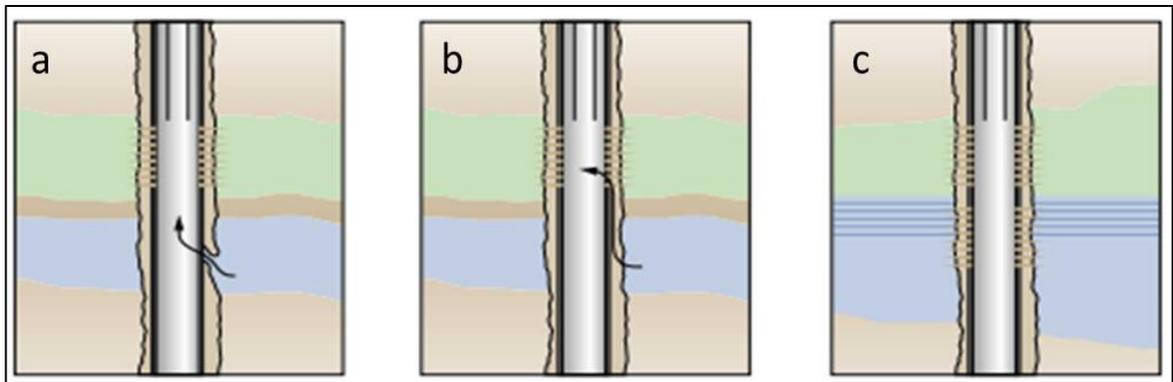
Una vez se conoce la fuente o el origen del agua, se procede a entender cuál es el mecanismo que la produce. Según Bailey et al., 2000, de los problemas más comunes se encuentran:

3.2.1 Filtraciones en el casing, tuberías de producción o empaques: suceden cuando hay una ruptura en alguno de estos elementos mecánicos, el agua puede ingresar a la columna de producción. Este problema se ilustra en la **Figura 10 (a)**.

3.2.2 Flujo canalizado detrás de tubería o comunicaciones mecánicas: la deficiencia en la adhesión entre el casing y el cemento genera comunicaciones entre la zona de agua y los perforados. Este problema se ilustra en la **Figura 10 (b)**.

3.2.3 Contacto agua petróleo dinámico: ocurre cuando el contacto agua petróleo asciende verticalmente hasta encontrar los perforados. Esto sucede cuando la permeabilidad vertical de la formación es muy baja; dado que el área de flujo es extensa y el contacto asciende lentamente. Este problema se ilustra en la **Figura 10 (c)**.

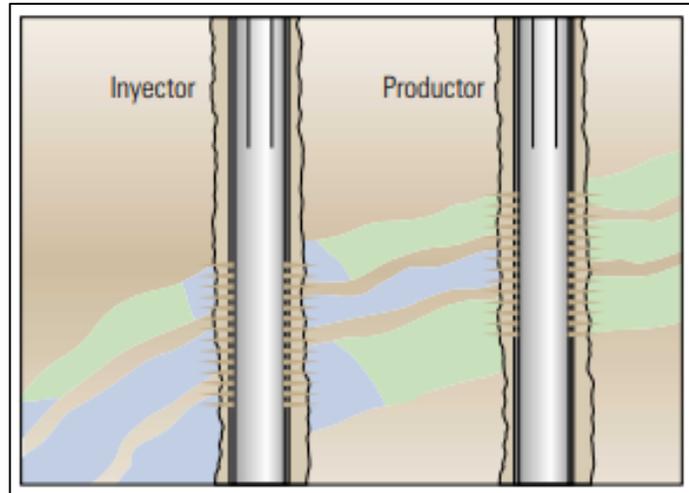
Figura 10. Ilustración de (a) Filtraciones en el revestidor, (b) flujos detrás del revestidor, (c) contacto agua – petróleo dinámico.



Fuente. BAILEY et al., Control del agua. Oilfield Rev, 2000.

3.2.4 Capa Inundada sin flujo transversal: problema que se genera cuando en capas múltiples, una zona de alta permeabilidad se encuentra inundada y rodeada por una barrera de flujo. En este caso, el agua puede venir desde un pozo inyector o un acuífero activo. Como se muestra en la **Figura 11**.

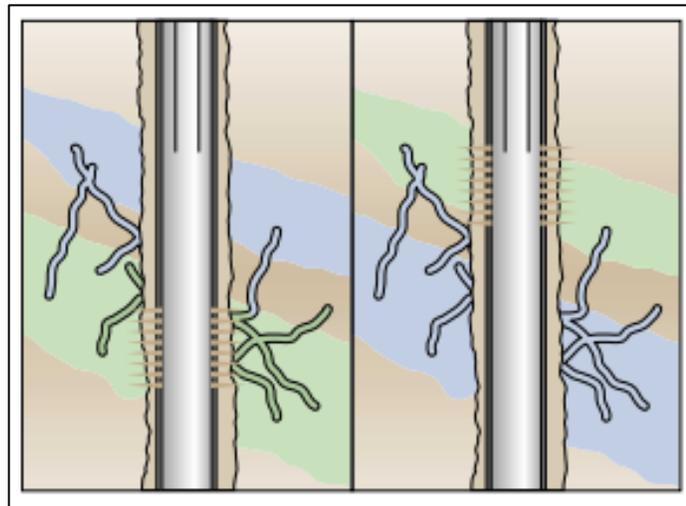
Figura 11. Ilustración del problema de producción de agua generado por una capa inundada sin flujo transversal entre las capas.



Fuente. BAILEY et al., Control del agua. Oilfield Rev, 2000.

3.2.5 Fracturas o fallas de una capa de agua: sucede cuando el agua ingresa por fallas que interceptan acuíferos más profundos, **Figura 12.** Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel sellante.

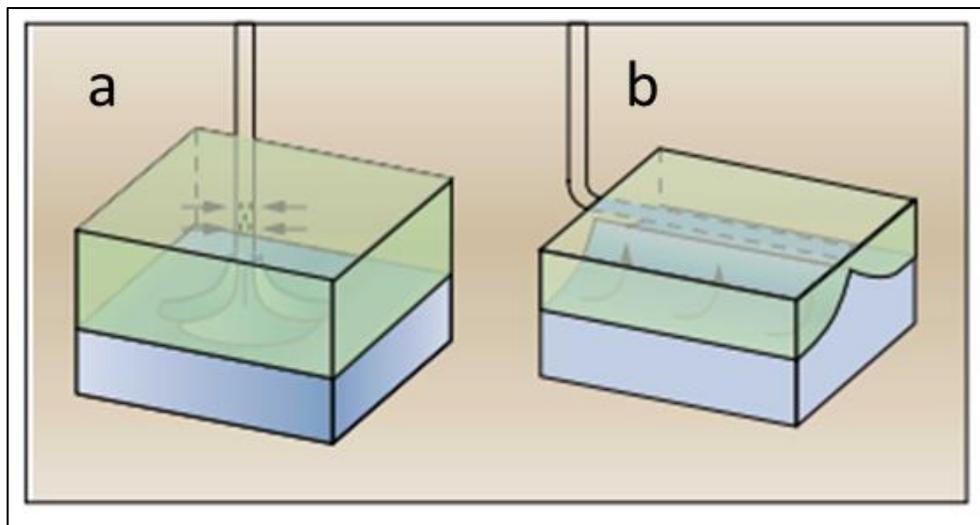
Figura 12. Ilustración del problema de producción de agua generado por fracturas en una capa de agua.



Fuente. BAILEY et al., Control del agua. Oilfield Rev, 2000.

3.2.6 Conificación o formación de cúspide: para los pozos verticales el fenómeno más común es el ascenso del contacto agua – aceite en forma cónica; conocido como conificación, **Figura 13 (a)**. La conificación sucede cuando el contacto agua aceite se encuentra cerca a los perforados y cuando la permeabilidad vertical es elevada. Esto ocurre cuando se excede la tasa crítica de operación; en la cual solo se produce petróleo. No obstante en todos los casos estudiados, las tasas de extracción tienen que ser mayores a la tasa crítica para que se genere rentabilidad. Para los pozos horizontales, el fenómeno se denomina cúspide y su geometría se puede ver en la **Figura 13 (b)**.

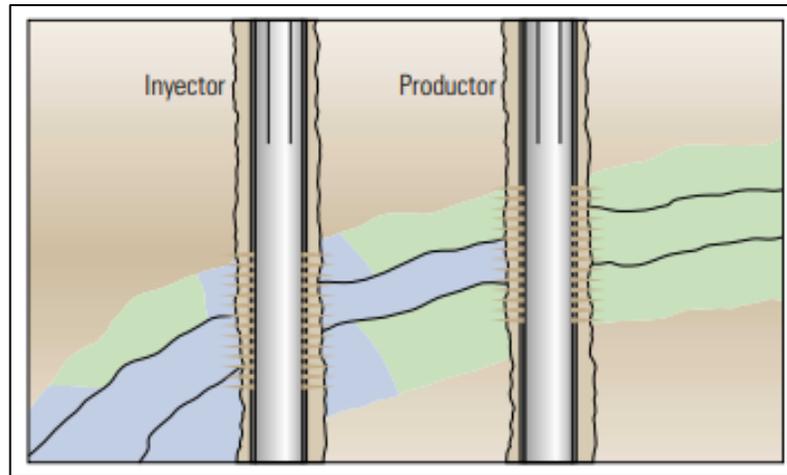
Figura 13. Ilustración del problema de producción de agua generado por conificaciones o cúspides.



Fuente. BAILEY et al., Control del agua. Oilfield Rev, 2000.

3.2.7 Capa inundada con flujo transversal o canalización – Ocurre en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables. Al pozo llega un canal de agua que aprovecha las grandes gargantas porales y suele ser un problema difícil de solucionar. En estos casos el agua puede venir de un pozo inyector o de un acuífero activo. La distribución y su geometría se muestran en la **Figura 14**.

Figura 14. Ilustración de Capa Inundada con Flujo Transversal



Fuente. BAILEY et al., Control del agua. Oilfield Rev, 2000.

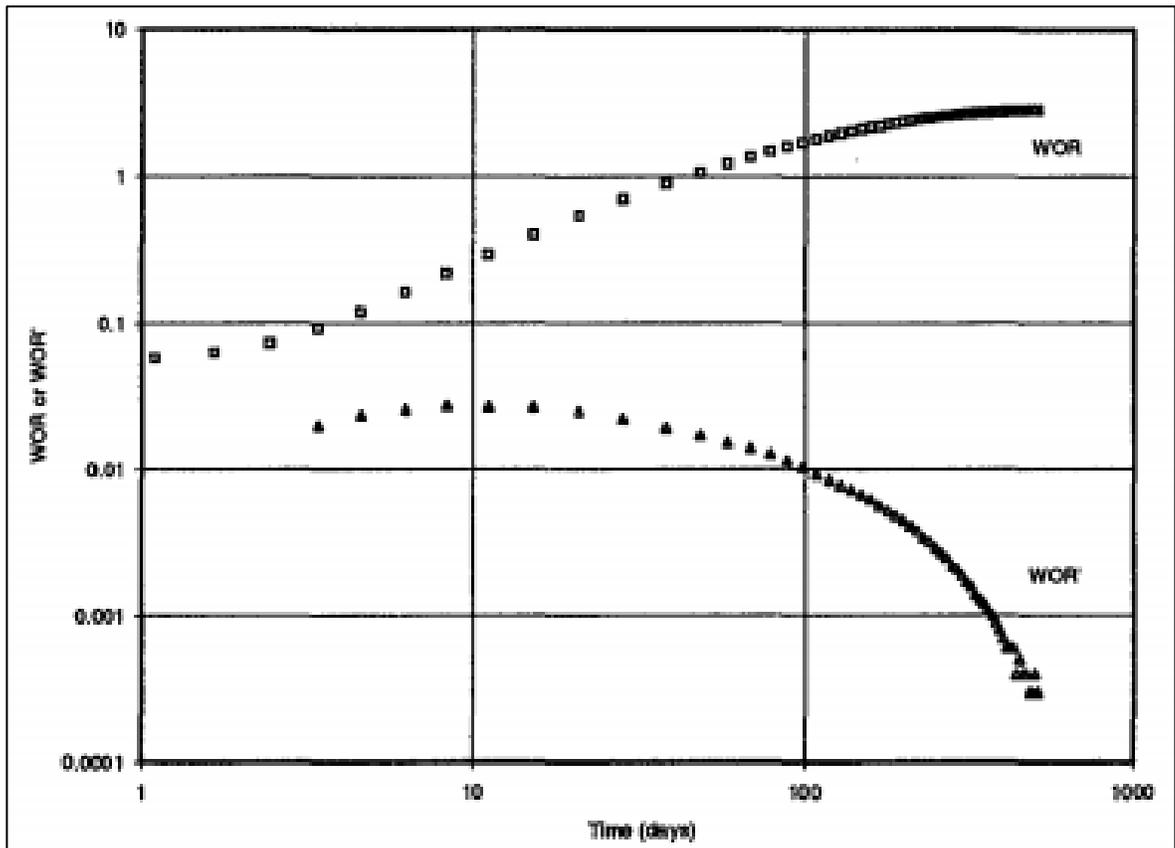
3.3 DIAGNÓSTICO DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA SEGÚN CHAN

Una de las principales causas por las cuales se presenta una baja efectividad durante los tratamientos diseñados para disminuir la producción de agua se deben a la falta de conocimiento sobre el mecanismo de producción del agua en el pozo. Es necesario saber el problema, para poder tratarlo e implementar el trabajo adecuado a cada mecanismo de producción de agua. En este sentido, Chan, 1995, en su artículo "Water Control Diagnostic Plots" genera una técnica para determinar cuál es el problema que genera la alta producción de agua. Según el autor, existen tres mecanismos principales: la conificación, la canalización y comunicaciones mecánicas en las cercanías del pozo. Los 3 mecanismos se identifican a partir del análisis de las formas de las curvas de Relación Agua-Petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), con respecto al tiempo.

La derivada del RAP es una medida que permite determinar la razón de cambio de la relación agua petróleo en función del tiempo. Para encontrar esta variable se utilizan diferencias finitas y dado que los ejes son logarítmicos, solo se tienen en cuenta los valores positivos de la misma.

3.3.1 Diagnóstico para las conificaciones. En las conificaciones, los valores iniciales de la curva RAP son bajos y durante el inicio de la producción se mantienen constantes. Una vez la producción del pozo ha iniciado, los valores comienzan a aumentar de manera progresiva y lenta. El aumento de los valores de RAP indica que el agua asciende hasta los niveles de los perforados. El cono sigue creciendo y va tapando los perforados de forma radial, lo cual resulta en un influjo constante de agua por lo que la curva del RAP se estabiliza y la derivada del RAP empieza a decrecer conforme la RAP llega a valores constantes.¹⁰ La curva tipo de esta grafica se muestra en la **Figura 15**.

Figura 15. Curva tipo para el diagnóstico de las conificaciones según Chan.

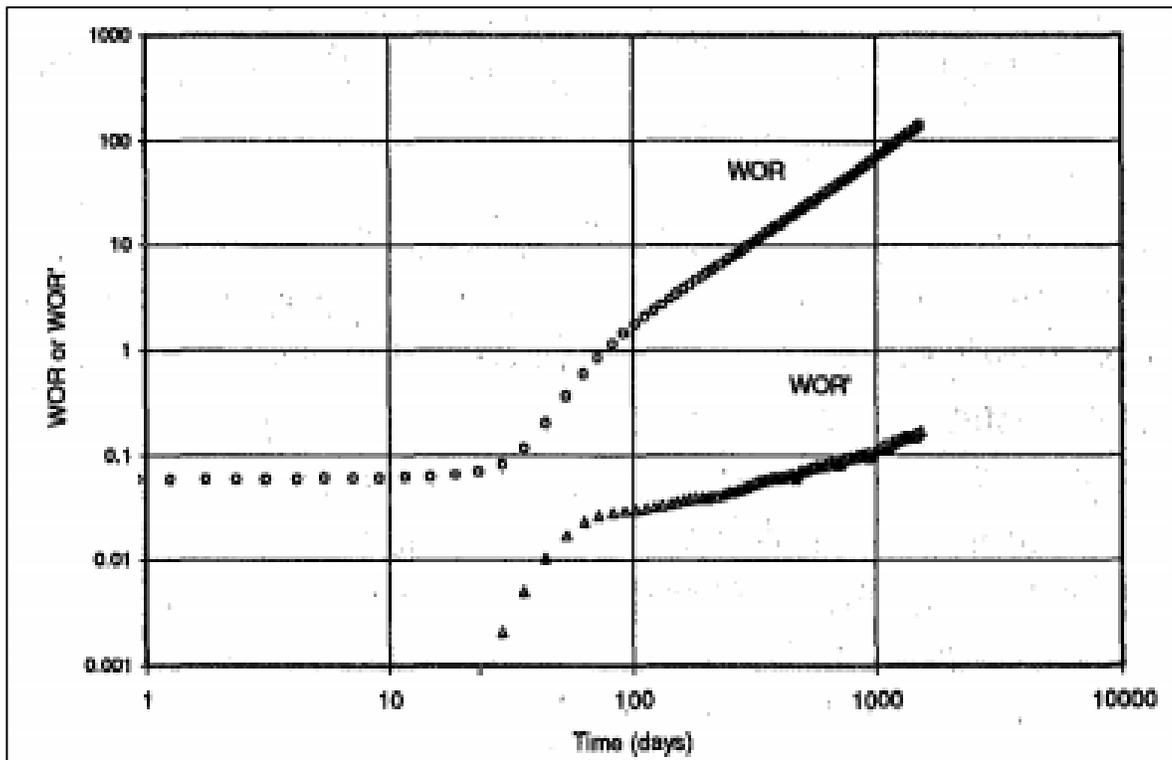


Fuente: CHAN, K.S. Water control diagnostic plots, 1995.

¹⁰ CHAN, K.S. Water control diagnostic plots, 1995.

3.3.2 Diagnóstico para las canalizaciones. En cuanto a las canalizaciones, Chan describe el comportamiento del RAP como una curva que empieza en un valor constante y cercano a cero. Con el paso del tiempo y con la producción del pozo, el canal aprovecha las capas con altas permeabilidades e irrumpe en el pozo. Para este momento el RAP crece de manera súbita y su crecimiento con respecto al tiempo es bastante pronunciado. Si se ve la curva de la derivada del RAP, cuando sucede la irrupción esta crece de forma inmediata y se va estabilizando de forma ascendente. Este comportamiento se muestra en la **Figura 16**.

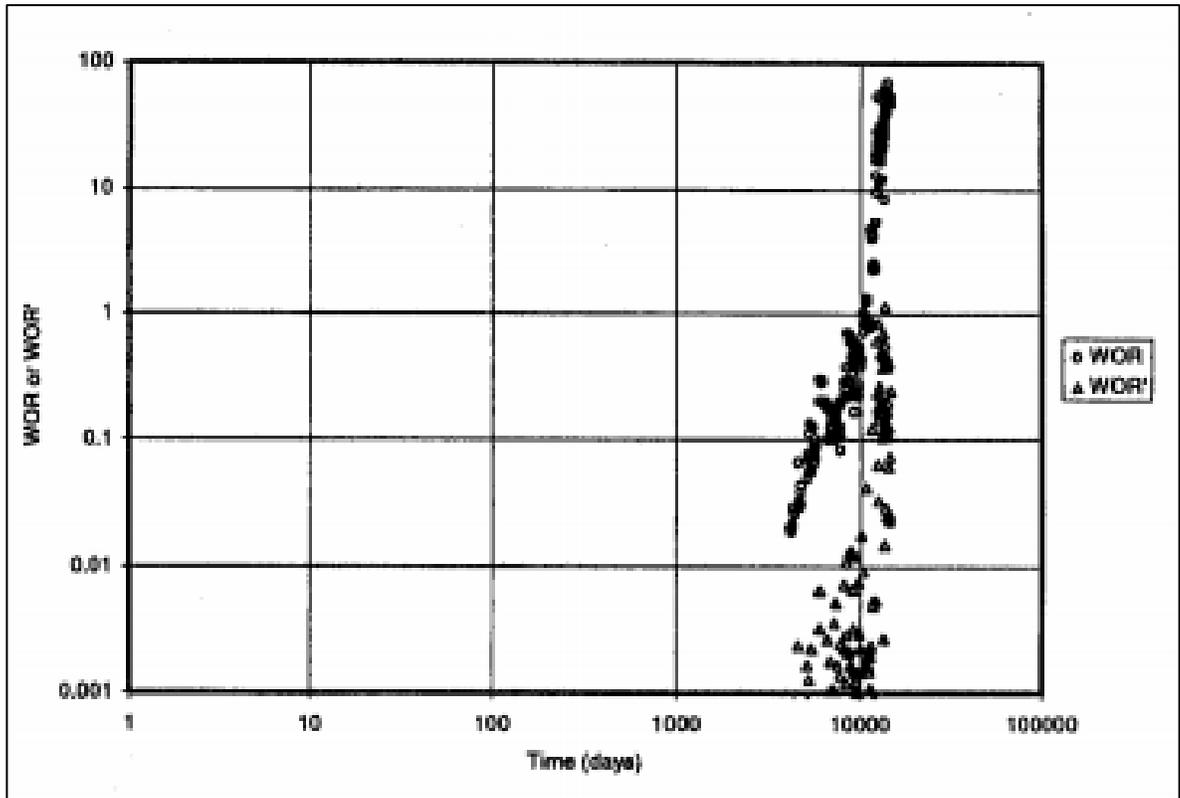
Figura 16. Curva tipo para el diagnóstico de las canalizaciones según Chan.



Fuente: CHAN, K.S. Water control diagnostic plots, 1995.

3.3.3 Diagnóstico para los problemas en la cercanía del pozo. En cuanto a los problemas en las cercanías del pozo, los problemas más comunes son canalizaciones por detrás de tubería o lo que se conoce como comunicaciones mecánicas. En este tipo de problema, la producción de agua es muy agresiva cuando sucede la irrupción y el RAP crece de manera muy pronunciada. El comportamiento del RAP y de su derivada de presentan en la **Figura 17**. Allí se observa que una vez se empieza a producir el agua, tanto el RAP como la derivada crecen de forma muy rápida.

Figura 17. Curva tipo para el diagnóstico de las comunicaciones mecánicas según Chan.



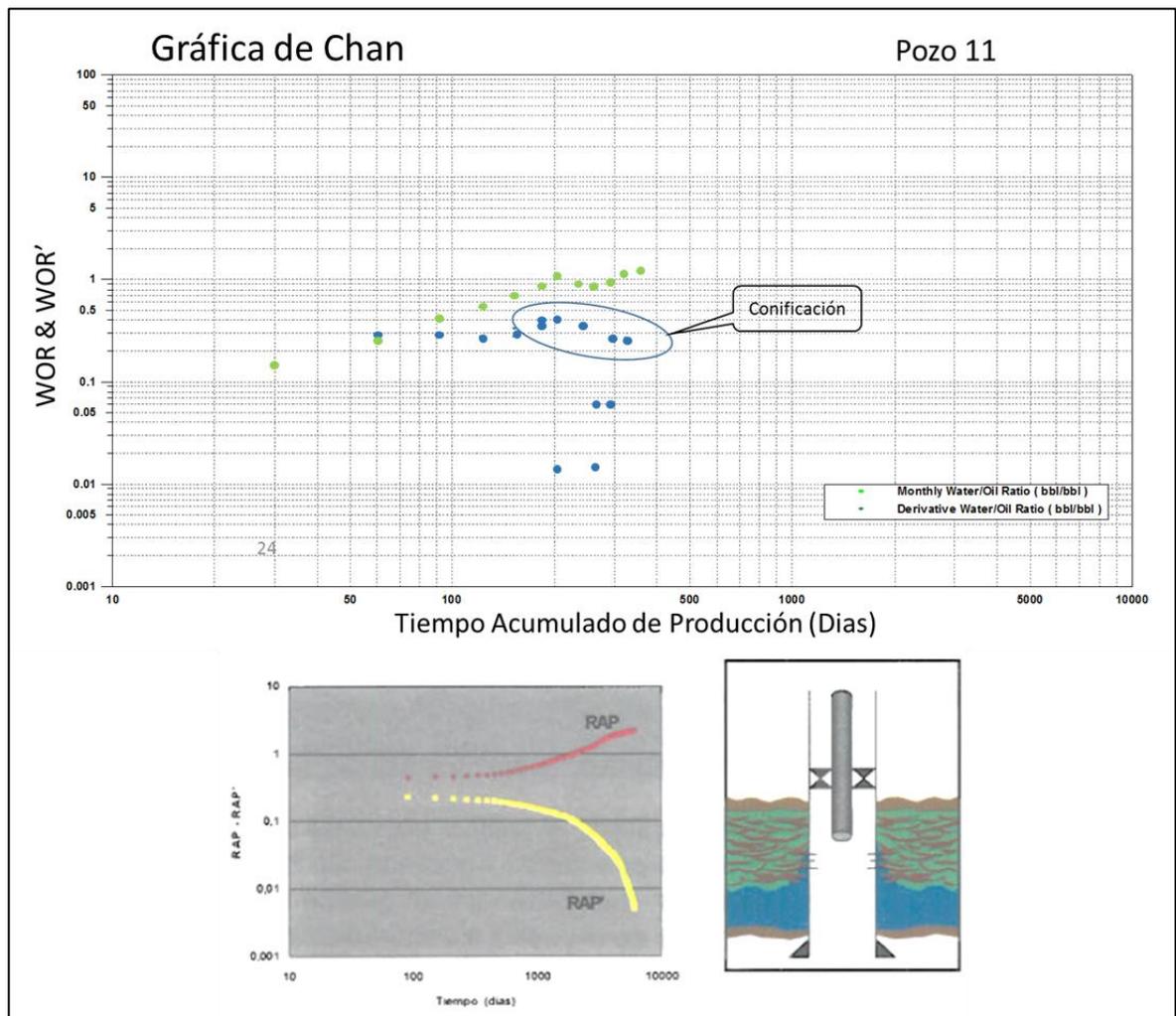
Fuente: CHAN, K.S. Water control diagnostic plots, 1995.

3.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS SELCCIONADOS

Mediante el análisis de producción y la implementación de las curvas de Chan, se logró identificar el mecanismo de producción de agua en los pozos seleccionados. Como se va a describir a continuación.

3.4.1 Diagnóstico para el pozo 11. La parte superior de la **Figura 18** muestra la gráfica de Chan obtenida para el pozo 11. En esta se identifica la curva del RAP (color verde) y su derivada RAP' (color azul). El crecimiento de la primera curva es moderado durante los primeros 300 días de producción. A partir de este tiempo la curva tiende a estabilizarse. El comportamiento inicial de la segunda curva es similar a la primera. Sin embargo, después de 300 días esta comienza a declinar. El comportamiento de ambas curvas corresponde al mecanismo de conificación. En el panel inferior izquierdo se muestra una figura esquemática de este tipo de curvas. Esto con el fin de comparar el comportamiento real de las curvas para el Pozo 11 con el comportamiento teórico descrito por Chan en la sección anterior. En el panel inferior derecho se muestra una figura que representa el mecanismo de producción en inmediaciones del pozo, mostrando específicamente la llegada del agua a las inmediaciones de los perforados en forma de cono con aporte constante.

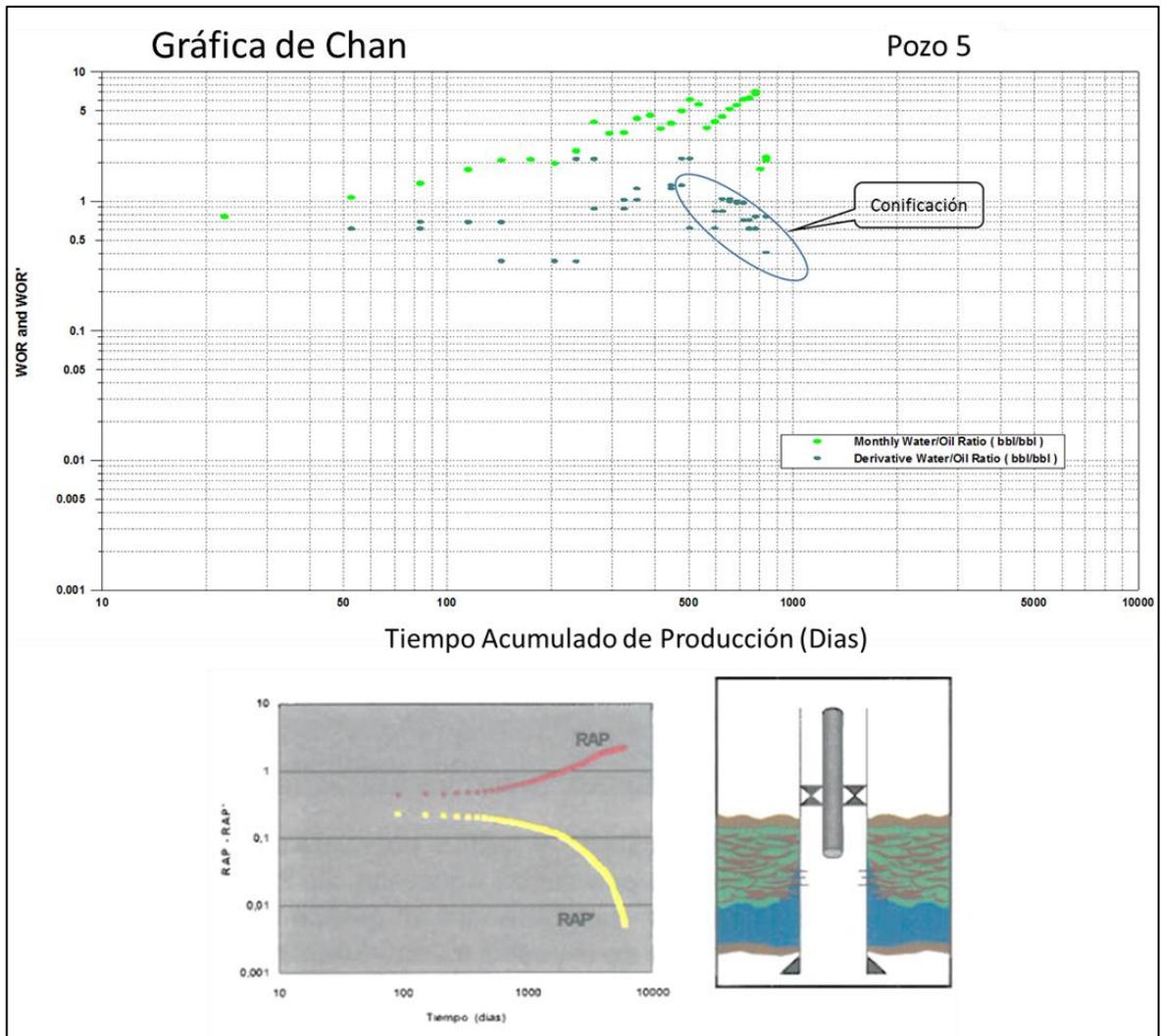
Figura 18. Mecanismo de Producción de Agua del Pozo 11



Fuente. Elaboración propia.

3.4.2 Diagnóstico para el pozo 5. La **Figura 19** muestra la gráfica de Chan del pozo 5. En esta se observa que la curva del WOR (verde) tiene un crecimiento moderado durante los primeros 250 días de producción y que luego tiende a estabilizarse. Lo que se identifica en la curva de la derivada del WOR (azul) es que luego de los 500 días de producción se presenta una declinación y se identifica una conificación.

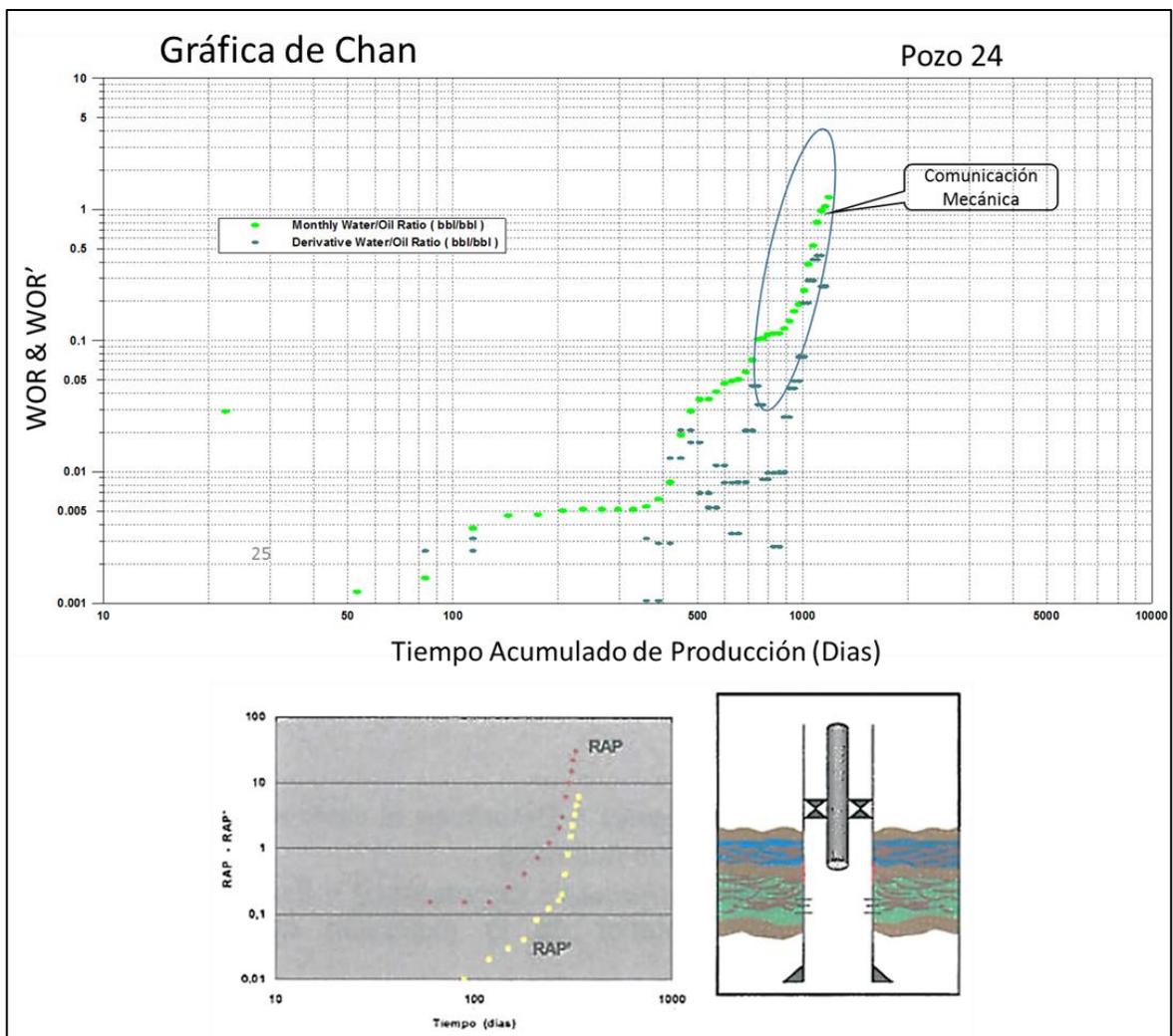
Figura 19. Mecanismo de Producción de Agua del Pozo 5



Fuente. Elaboración propia.

3.4.3 Diagnóstico para el pozo 24. La **Figura 20** muestra la gráfica de Chan del pozo 24. En esta se observa que la curva del WOR (verde) tiene un crecimiento pronunciado luego de los 400 días de producción, que después de los 700 días la tendencia resulta ser más pronunciada y que la curva de la derivada del WOR sigue esta misma tendencia. Por tal motivo se identifica una comunicación mecánica como el mecanismo de producción de agua. El pozo, desde el día 400 de producción, ha venido aportando agua de forma significativa y es una tendencia que no parece cambiar. Adicional a esto, otra de las razones por la cual es conveniente la intervención del pozo es el alto potencial del mismo en cuanto a la producción de petróleo.

Figura 20. Mecanismo de Producción de Agua del Pozo 24

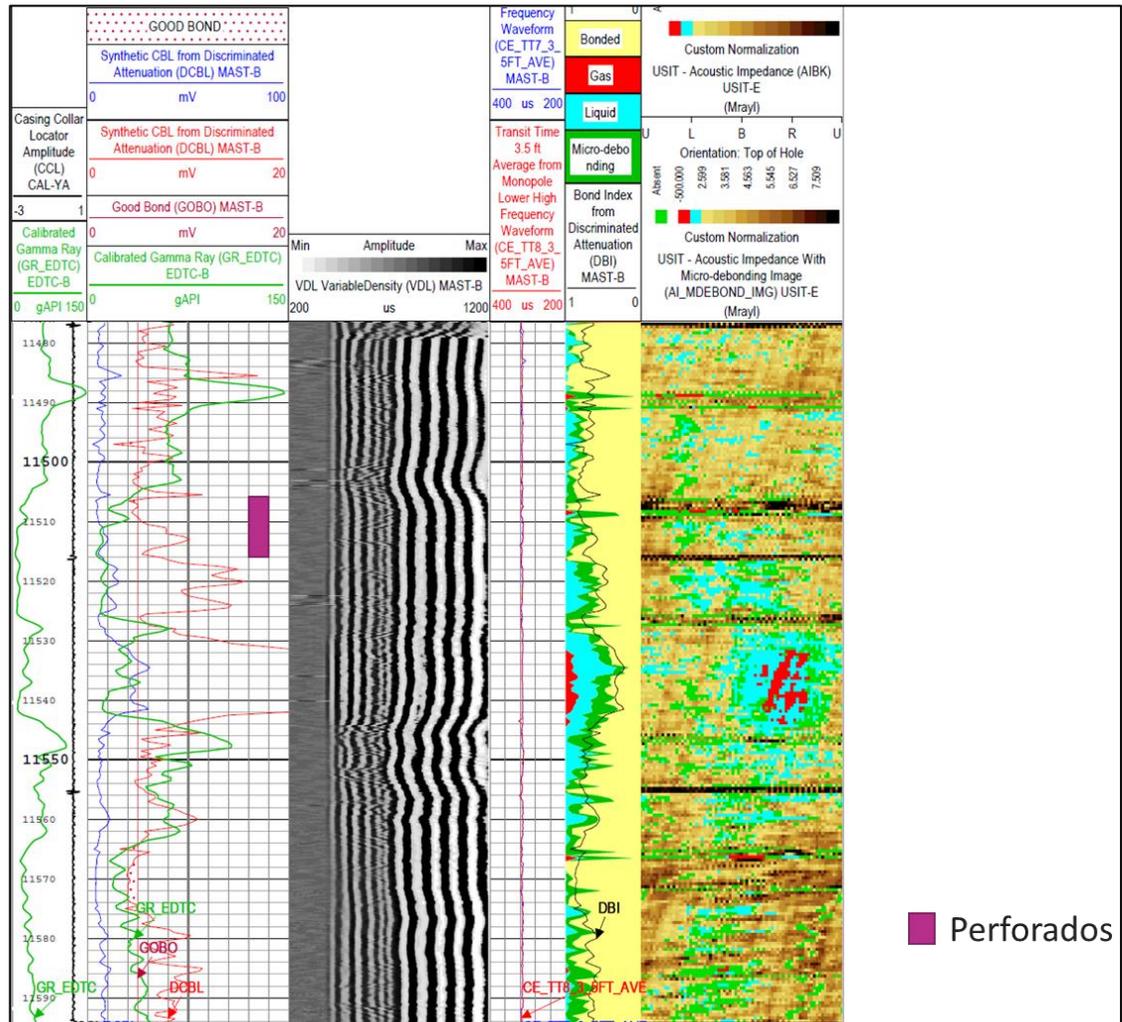


Fuente. Elaboración propia.

En este caso el problema de la producción de agua está dado por fallas mecánicas a nivel del pozo. Debido a esto, se hace una revisión de los registros de cementación (CBL & USIT) para determinar si la falla es un problema de la adherencia del cemento.

La **Figura 21** muestra el registro de cementación de este pozo donde se ve que la adherencia del cemento no es buena. Lo que se puede interpretar por los colores verdes, azules y rojos en el registro USIT y por el bajo índice de adherencia (Bond Index). Asimismo, los arribos de la formación en el registro VDL son muy paralelos entre sí. Esta tendencia indica que la adherencia con la formación no es muy buena. Adicionalmente se puede identificar que la base de los perforados se encuentra aproximadamente a 10 pies de la zona más crítica (colores rojos en el USIT e índice de adherencia más bajo).

Figura 21. Registro de cementación del pozo 24



Fuente. Elaboración propia.

Este registro le da más peso a la interpretación de la comunicación mecánica. Donde hay una alta posibilidad de que exista flujo de fluidos por detrás de tubería en las zonas donde hay baja adherencia del cemento. No obstante, se recomienda volver a correr un registro de cementación debido a que se quiere conocer las condiciones actuales de la adherencia y porque no se sabe con certeza si la corrida del registro respetó los tiempos de fragua del mismo.

4. PREDICIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA

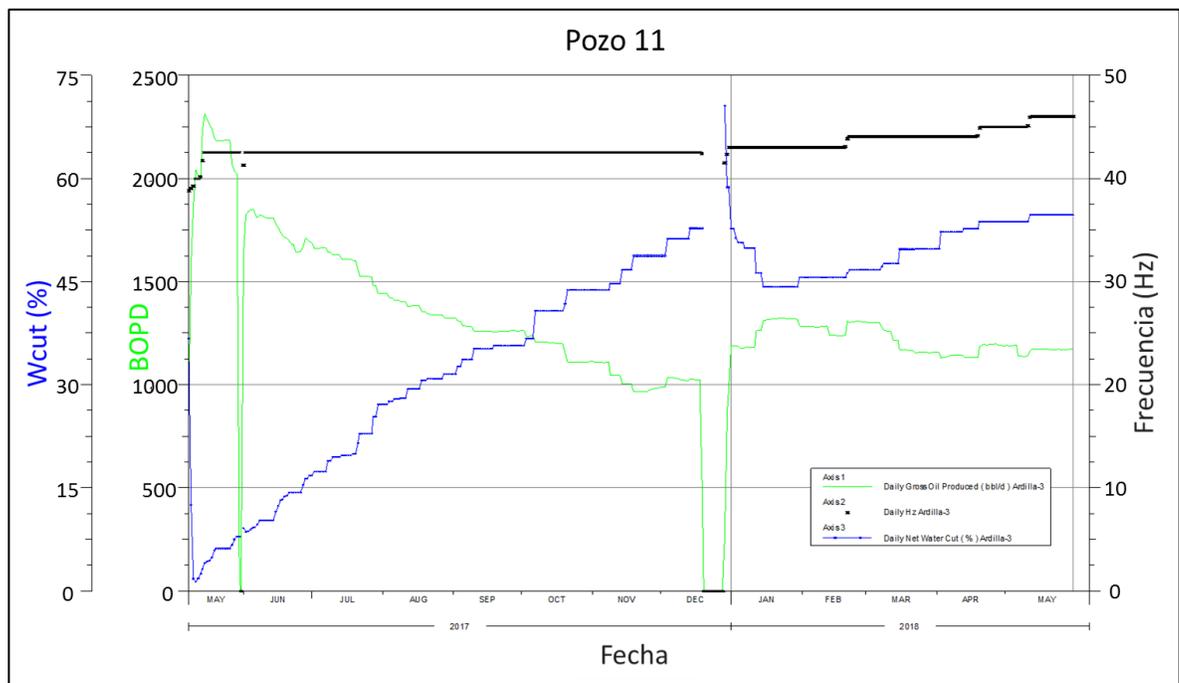
En este capítulo se presenta el histórico de producción de los pozos escogidos, se introduce el modelo matemático que predice el comportamiento del corte de agua a futuro y se predice la tendencia del BSW para cada pozo.

4.1 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En las siguientes secciones se hará una breve descripción de la producción histórica de crudo, el corte de agua, y la frecuencia de operación de la bomba en fondo. Cada descripción irá acompañada de una gráfica en la que se identificará el comportamiento de cada curva a través del tiempo.

4.1.1 Histórico de producción del pozo 11. Este pozo tuvo un pico de producción de 2,300 BOPD en mayo del 2017 y ha mostrado una declinación moderada hasta alcanzar una producción de 1,200 BOPD. Asimismo, se observa que el corte de agua (línea azul) empieza a tener valores diferentes a cero desde el primer día y que su crecimiento ha sido considerable. Todo esto con una frecuencia de operación de la bomba relativamente constante (43 Hz). Los periodos en los que las curvas de crudo y agua llegan a cero representan cierres temporales del pozo por fallas en el sistema de levantamiento. Adicional a esto Lo que se muestra en la **Gráfica 4**.

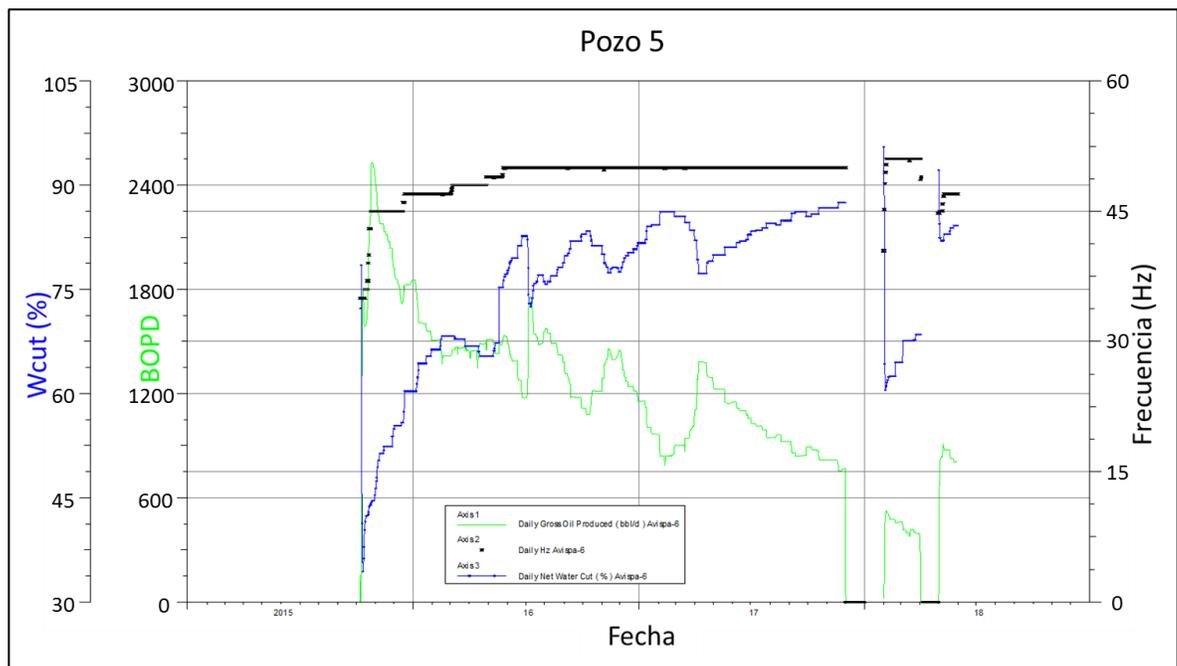
Gráfica 4. Historia de producción del pozo 11



Fuente. Elaboración propia

4.1.2 Histórico de producción del pozo 5. Este pozo mostró un pico de producción de 2,500 BOPD para Octubre del 2015 hasta alcanzar una producción actual de 700 BOPD (línea verde). En cuanto a la producción de agua, la irrupción se da desde el primer día y se puede observar según la tendencia del corte de agua (línea azul) que ha venido aumentando hasta alcanzar niveles del 85% con alteraciones en su magnitud dependiendo de la frecuencia de operación de la bomba. Los periodos en los que las curvas de crudo y agua llegan a cero representan cierres temporales del pozo por fallas en el sistema de levantamiento. Como se muestra en la **Gráfica 5**.

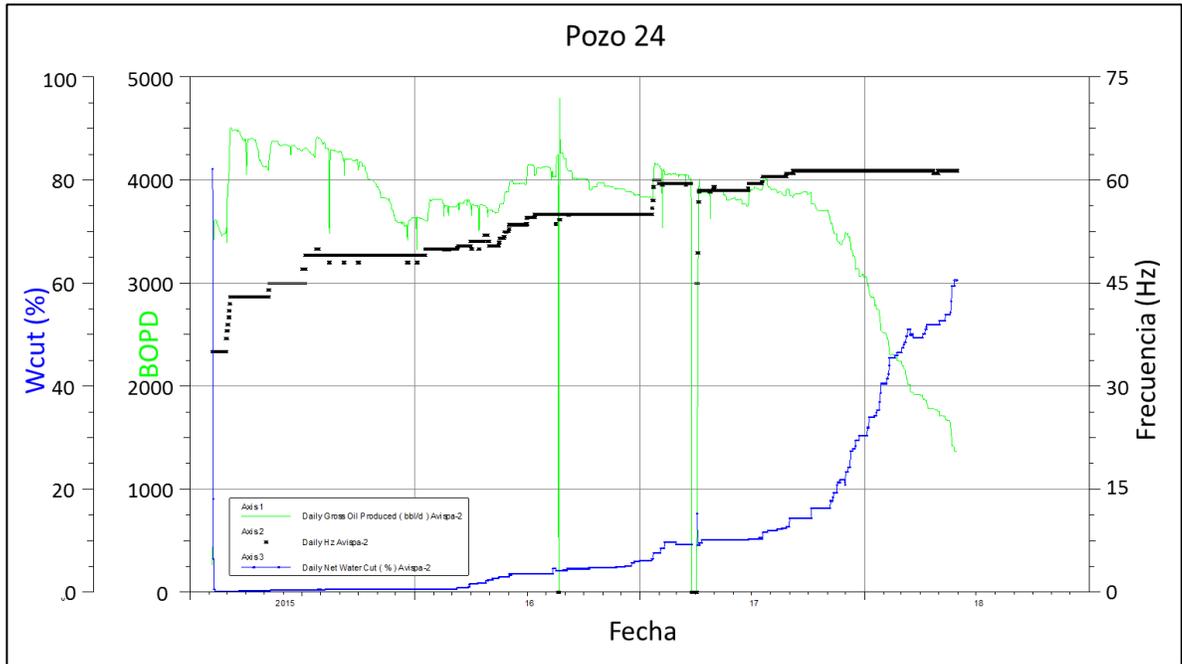
Gráfica 5. Historia de producción del pozo 5



Fuente. Elaboración propia

4.1.3 Histórico de producción del pozo 24. Este pozo se ha caracterizado por ser el pozo estrella del campo. Tuvo un pico de producción de 4,500 BOPD y una estabilización de la producción cercana a dos años (2015 y 2016) en 4,000 BOPD. No obstante, se ve que la producción disminuye drásticamente desde octubre del 2017; llevando la producción desde 3,900 BOPD hasta cerca de 1,300 BOPD en cuestión de 8 meses. Problema que se evidencia en la fuerte caída de la línea verde en la **Gráfica 6**. En cuanto a la producción de agua, se ve que la irrupción se da a comienzos del 2017 (tardando cerca de dos años) y que el BSW incrementa de forma severa hacia octubre del 2017. Indicando que la caída en la producción de petróleo está fuertemente relacionada e influenciada por la producción de agua. Los periodos en los que las curvas de crudo y agua llegan a cero representan cierres temporales del pozo por fallas en el sistema de levantamiento.

Gráfica 6. Historia de producción del pozo 24



Fuente. Elaboración propia

4.2 MODELO MATEMÁTICO PARA LA PREDICCIÓN DEL CORTE DE AGUA

El comportamiento del corte de agua en un pozo vertical o ligeramente desviado puede ser descrito mediante el uso de correlaciones. En este capítulo se explicarán tres de estas correlaciones: (1) el cálculo de la tasa de producción crítica, (2) el tiempo de ruptura en el pozo y (3) el comportamiento del pozo después de la llegada del agua. Finalmente se mostrará el comportamiento predictivo del corte de agua en los pozos seleccionados.

4.2.1 Tasa de Producción Crítica. El caudal crítico es la tasa máxima necesaria para que un pozo produzca únicamente crudo.¹¹ Esto se obtiene porque a esta tasa de producción (usualmente baja) se evita la generación de conos o canales de agua y el único fluido desplazado es el petróleo. Uno de las correlaciones más usadas para predecir cuál es este caudal de producción es el método de Chaperon, 1986. El resultado de este método es una solución analítica en la que se asume que el espesor de los perforados es relativamente pequeño en comparación al espesor de la formación.¹²

¹¹ B. MORADI et al., Modeling of Water Coning Phenomena in a Fractured Reservoir and Design a Simulator, SPE, 2010. P.2.

¹² Idem.

Inicialmente debe calcularse el radio de drenaje adimensional (r_{eD}), descrito por la **Ecuación 4**. A manera de ejemplo, se utilizarán los datos del pozo 5 para calcular cada uno de los parámetros de esta correlación.

Ecuación 4. Radio de drenaje adimensional

$$r_{eD} = \frac{r_e}{h_o} \sqrt{\frac{k_v}{k_H}}$$

$$r_{eD} = \frac{2000 \text{ ft}}{54.8 \text{ ft}} \sqrt{\frac{629}{629}} = 36.5$$

Fuente. B. MORADI et al., Modeling of Water Coning Phenomena in a Fractured Reservoir and Design a Simulator, SPE, 2010. P.2

El radio de drenaje adimensional (r_{eD}) estimado en la ecuación anterior, se ingresa en la **Ecuación 5** para calcular el caudal crítico adimensional (q_c^*).

Ecuación 5. Caudal crítico adimensional

$$q_c^* = 0.7311 + \frac{1.9434}{r_{eD}}$$

$$q_c^* = 0.7311 + \frac{1.9434}{36.5} = 0.784$$

Fuente. B. MORADI et al., Modeling of Water Coning Phenomena in a Fractured Reservoir and Design a Simulator, SPE, 2010. P.2

Finalmente el valor de caudal crítico adimensional (q_c^*), es utilizado en la **Ecuación 6** para estimar el caudal crítico del pozo (q_{oc}).

Ecuación 6. Caudal crítico

$$q_{oc} = \frac{4.888 \times 10^{-4} k_H h_o^2 \Delta \rho}{\mu_o B_o} q_c^*$$
$$q_{oc} = \frac{4.888 \times 10^{-4} \times 629 mD \times (54.8 ft)^2 \times (1 - 0.943) g/cm^3}{4.37 cP \times 1.16 resbbl/STB} \times 0.784$$
$$q_{oc} = 8.143 BOPD$$

Fuente. B. MORADI et al., Modeling of Water Coning Phenomena in a Fractured Reservoir and Design a Simulator, SPE, 2010. P.2

El caudal crítico del pozo (q_{oc}) necesario para que la producción sea equivalente a 100% crudo debe ser de 8.143 BOPD en el pozo 5.; que resulta ser un caudal no económico. Por tal motivo este cálculo indica que para tener pozos con tasas de producción económicas es necesaria la producción de agua.

4.2.2 Tiempo de irrupción del agua. Para estimar el tiempo de irrupción de agua, se utilizó el modelo propuesto por Sobocinski & Cornelius, 1965. Este modelo toma en cuenta el cálculo de un factor Z que hace referencia a la altura adimensional de la columna de agua (Ecuación 7), y un tiempo de irrupción adimensional (t_{btD}^{SC}), Ecuación 8. Al igual que en la estimación de caudal crítico, se utilizará la información del Pozo 5 para realizar los cálculos.

Ecuación 7. Altura adimensional de la columna de agua

$$z = \frac{0.00307 \Delta \rho_{wo} k_H h_o (h_o - h_p)}{q_o \mu_o B_o}$$
$$z = \frac{0.00307 \times (1 - 0.943) g/cm^3 \times 629 mD \times 54.8 ft (54.8 - 10) ft}{1218 STBD \times 4.37 cP \times 1.16 resbbl/STB}$$
$$z = 0.043766$$

Fuente. B. MORADI et al., Modeling of Water Coning Phenomena in a Fractured Reservoir and Design a Simulator, SPE, 2010. P.2

Ecuación 8. Tiempo de irrupción adimensional

$$t_{btD}^{SC} = \frac{z}{4} \left[\frac{16 + 7z - 3z^2}{7 - 2z} \right]$$
$$t_{btD}^{SC} = \frac{0.043766}{4} \left[\frac{16 + 7(0.043766) - 3(0.043766)^2}{7 - 2(0.043766)} \right]$$
$$t_{btD}^{SC} = 0.025802$$

Fuente. B. MORADI et al., Modeling of Water Coning Phenomena in a Fractured Reservoir and Design a Simulator, SPE, 2010. P.2

Finalmente, se obtiene el tiempo de irrupción del agua (t_{bt}) mediante la **Ecuación 9.**

Ecuación 9. Tiempo de irrupción del agua

$$t_{bt} = \frac{\phi \mu_o h_o t_{btD}}{0.00137 \Delta \rho r_{wo} k_v (1 + M^\alpha)}$$
$$t_{bt} = \frac{0.173 \times 4.32 \text{ cP} \times 54.8 \text{ ft} \times 0.025802}{0.00137 \times (1 - 0.943) \text{ g/cm}^3 \times 1 \text{ ft} \times 629 \times (1 + 9^{0.5})}$$
$$t_{bt} = 18.1 \text{ dias}$$

Fuente. B. MORADI et al., Modeling of Water Coning Phenomena in a Fractured Reservoir and Design a Simulator, SPE, 2010. P.2

Para el pozo 5 se encontró que el tiempo de irrupción del agua es de 18.2 días según este modelo teórico.

4.2.3 Comportamiento del corte de agua posterior a la irrupción. Una vez sucede la irrupción del corte de agua, es necesario predecir cuál va a ser el comportamiento del corte de agua a futuro. A la fecha no existe una solución analítica sencilla que prediga esta tendencia en función del tiempo¹³. No obstante, Kuo & Desbriasy plantean una solución a partir de la ecuación del balance de materiales descrita a partir de tres parámetros: (1) el corte de agua adimensional, (2) el tiempo de ruptura adimensional y (3) el corte de agua límite adimensional.

La **Ecuación 10** describe la función para encontrar el tiempo de irrupción de agua adimensional (t_{Dbt}). Este parámetro se encuentra para cada tiempo del histórico de producción.

Ecuación 10. Tiempo de irrupción de agua adimensional

$$t_{Dbt} = \frac{t}{t_{bt}}$$

Fuente. B. MORADI et al., Modeling of Water Coning Phenomena in a Fractured Reservoir and Design a Simulator, SPE, 2010. P.2

La **Ecuación 11** describe cómo se calcula el corte de agua límite adimensional ($(WC)_{limit}$). En este caso se reemplazan los valores del pozo 5.

Ecuación 11. Corte de agua límite adimensional

$$(WC)_{limit} = \frac{M}{M + \left(\frac{h}{h_w}\right)}$$

$$(WC)_{limit} = \frac{9}{9 + \left(\frac{70.0}{20.2}\right)} = 0.97$$

Fuente. B. MORADI et al., Modeling of Water Coning Phenomena in a Fractured Reservoir and Design a Simulator, SPE, 2010. P.2

¹³ Ibid. P. 6.

En este orden de ideas, el corte de agua límite para este pozo es de 0.97. El comportamiento del agua posterior a la irrupción viene dado por le **Ecuación 12**. Esta la función va a tener un comportamiento diferente dependiendo del valor del tiempo de irrupción adimensional (t_{Dbt}). Cabe resaltar que las constantes fueron modificadas para garantizar un mayor ajuste en la tendencia. Este ajuste fue empírico y pretende hacer que los pozos desarrollen una tendencia significativa antes de alcanzar el corte de agua límite, de lo contrario la tendencia llegaría hasta un día de producción determinado y habría un salto en la tendencia al corte de agua límite. En este sentido, se observó que las constantes adimensionales del tiempo de ruptura (t_{Dbt}) que funcionan con este objetivo son 0.1 y 11,000.

Ecuación 12. Comportamiento del corte de agua posterior a la irrupción

$$\begin{aligned} (f_w)_D &= 0 \text{ para } t_{Dbt} < 0.1 \\ (f_w)_D &= 0.0889 \ln(t) + 0.3297 \text{ para } 0.1 < t_{Dbt} < 11,000 \\ (f_w)_D &= 1 \text{ para } t_{Dbt} > 11,000 \\ f_w &= (f_w)_D \times (WC)_{limit} \end{aligned}$$

Fuente. B. MORADI et al., Modeling of Water Coning Phenomena in a Fractured Reservoir and Design a Simulator, SPE, 2010. P.2. Modificado por el autor.

Mediante estas ecuaciones es posible predecir el comportamiento del corte de agua como una función del tiempo.¹⁴ Lo cual es de gran utilidad para conocer cuál será la producción de agua a tratar en un tiempo determinado si no se realiza ningún tipo de tratamiento.

4.3 PREDICCIÓN DEL CORTE DE AGUA DE LOS POZOS SELECCIONADOS

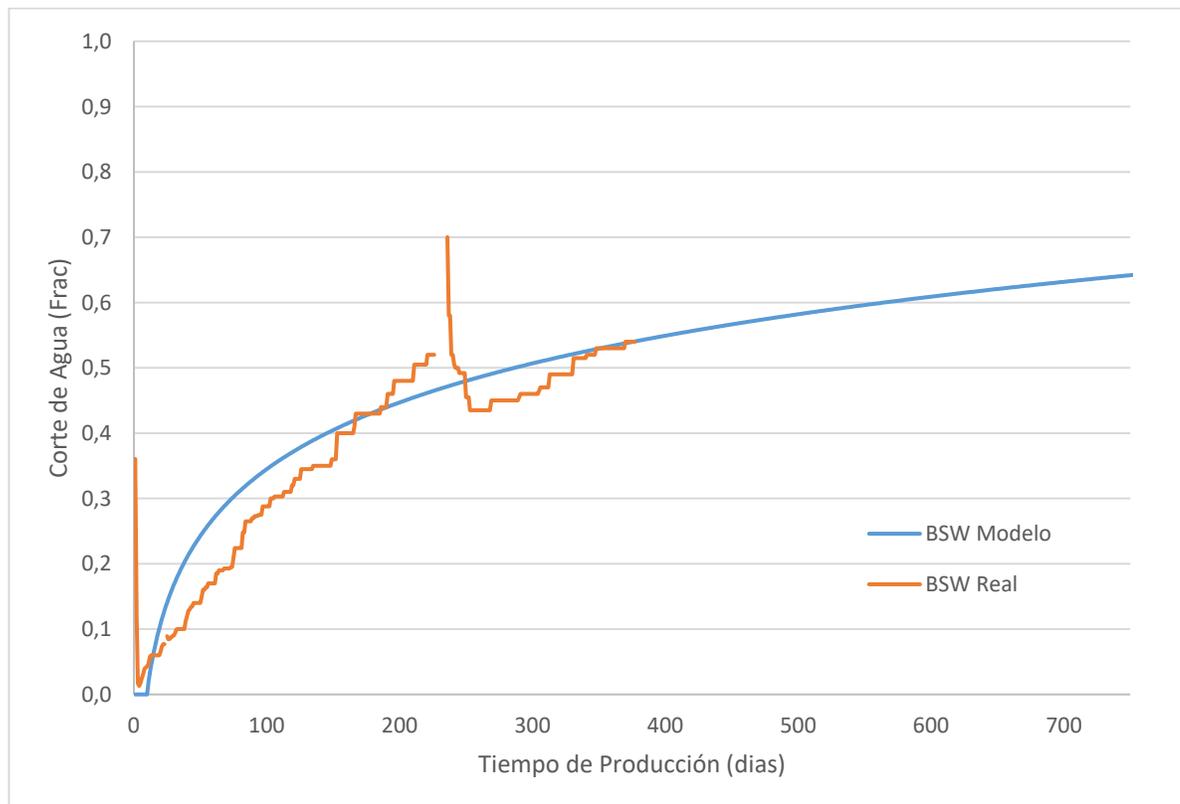
Para predecir el comportamiento del BSW a futuro, se utiliza el modelo descrito en la sección anterior. El pronóstico de corte de agua se hace hasta un año después del último dato de BSW real registrado en el pozo. Adicionalmente se asume una producción de fluidos constante (último valor de producción estable encontrado en el pozo).

¹⁴ Ibid P.6.

4.3.1 Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 11. La **Gráfica 7** presenta el comportamiento histórico del corte de agua del pozo 11. Como se observa en la historia de producción del pozo, la irrupción de agua se da desde el primer día de producción y su tendencia refleja una función logarítmica. Mediante una regresión matemática, se encuentra la tendencia que mejor se ajusta a los valores del corte de agua a lo largo del tiempo de producción.

En la actualidad este pozo tiene 377 días de producción, aporta 2,543 BFPD con un corte de agua del 54.0%. El resultado de la predicción determinó que a un año el corte de agua alcanzará el 64.0%, incrementándose en un 10% respecto al corte de agua actual. La producción de agua a manejar en facilidades (solo por este pozo) va a ser de 1,627 BWPD.

Gráfica 7. Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 11

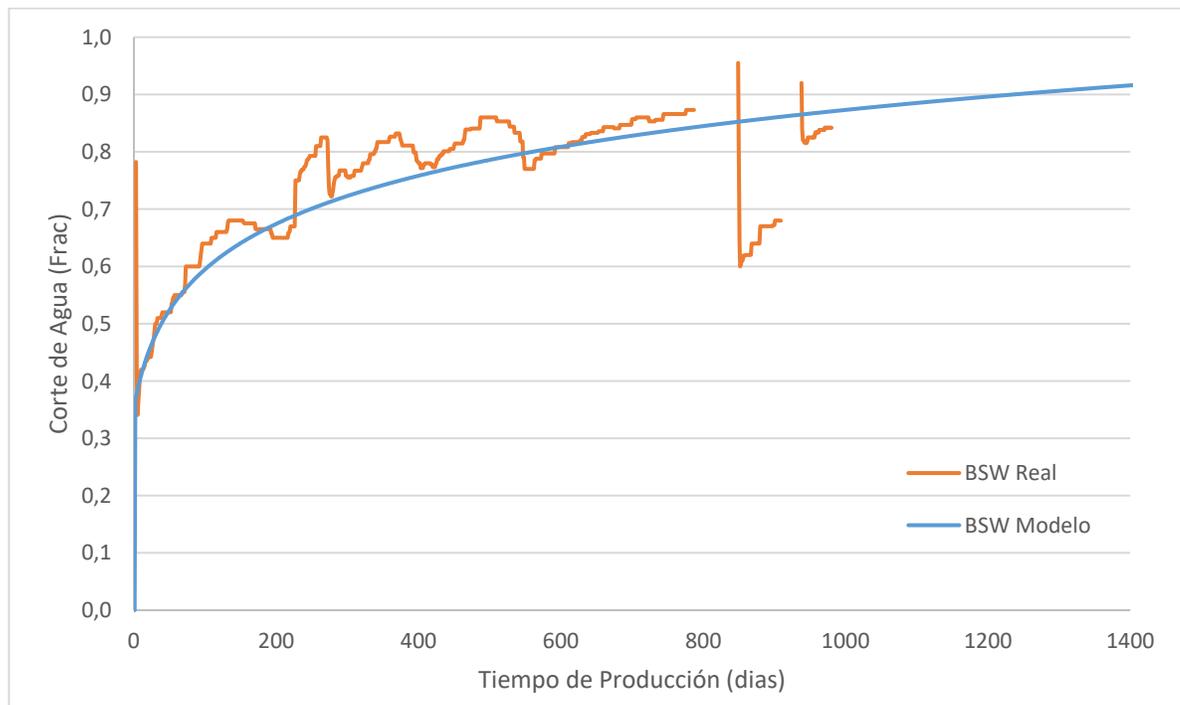


Fuente. Elaboración propia.

4.3.2 Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 5. La **Gráfica 8** presenta el comportamiento histórico del corte de agua del pozo 5. Como se observa en la historia de producción del pozo, la irrupción de agua se da desde el primer día de producción y su tendencia refleja una función logarítmica. Mediante una regresión matemática, se encuentra la tendencia que mejor se ajusta a los valores del corte de agua a lo largo del tiempo de producción.

En la actualidad este pozo tiene 980 días de producción, aporta 5,172 BFPD con un corte de agua del 84.2%. Con este pronóstico se determinó que a un año el corte de agua va a crecer hasta los 97.0%, incrementando un 12.8% respecto al corte de agua actual. La producción de agua a bajar en facilidades (solo por este pozo) va a ser de 5,017 BWPD.

Gráfica 8. Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 5



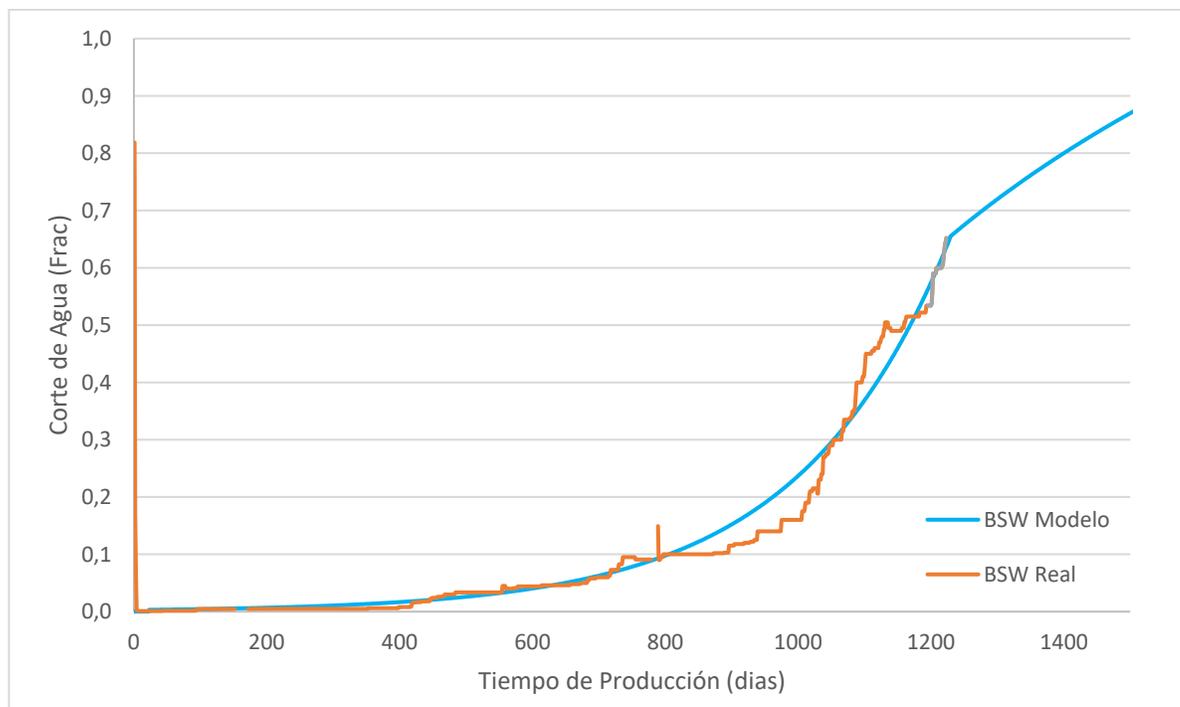
Fuente. Elaboración propia.

4.3.3 Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 24. La **Gráfica 9** presenta el comportamiento histórico del corte de agua del pozo 24. A diferencia de los dos pozos anteriores, la irrupción de agua se da aproximadamente 400 días después del primer día de producción. La tendencia refleja un comportamiento exponencial hasta el día 1,200. Según el modelo de predicción, esta tendencia se estabilizará a partir del día 1,200, momento en el que la curva adquiere una tendencia logarítmica.

El comportamiento logarítmico se espera debido a que este es el comportamiento típico de la gran mayoría de pozos en el campo. Donde existen otros casos donde la producción de agua crece de forma abrupta (exponencial) y se estabiliza hasta alcanzar valores estables en la producción de agua. No obstante, este pozo fue diagnosticado con una comunicación mecánica y es posible que la tendencia nunca cambie hasta solucionar este problema mecánico.

En la actualidad este pozo tiene 1,223 días de producción, aporta 3,114 BFPD con un corte de agua del 65.2%. Con este pronóstico se determinó que a un año el corte de agua va a crecer hasta los 92.5% y la producción de agua a bajar en facilidades (solo por este pozo) va a ser de 2081 BWPD.

Gráfica 9. Predicción del comportamiento del corte de agua para el pozo 24



Fuente. Elaboración propia.

En la **Tabla 1** se recopilan los datos de producción y el pronóstico a un año para los tres pozos seleccionados.

Tabla 1. Pronostico de la producción de agua a un año para los tres pozos

Pozo	Días de Producción	Producción de Fluidos (BFPD)	Corte de agua actual (%)	Corte de agua pronosticado a un año (%)	Producción de agua a tratar en un año (BWPD)
Pozo 11	377	2,543	54.0	64.0	1,627.5
Pozo 5	980	5,172	84.2	97.0	5,016.8
Pozo 24	1,223	3,114	65.2	92.5	2,880.5

Fuente. Elaboración propia.

El pozo con mayor corte de agua pronosticado es el 5, seguido por el 24 y por último el 11. Este orden se repite para indicar los pozos con mayor producción de agua a tratar en un año. Por otro lado, el mayor incremento porcentual del BSW lo tiene el pozo 24, con una variación del 27.3%, luego viene el pozo 5 con un 12.8% y por último el pozo 11 con un 10%.

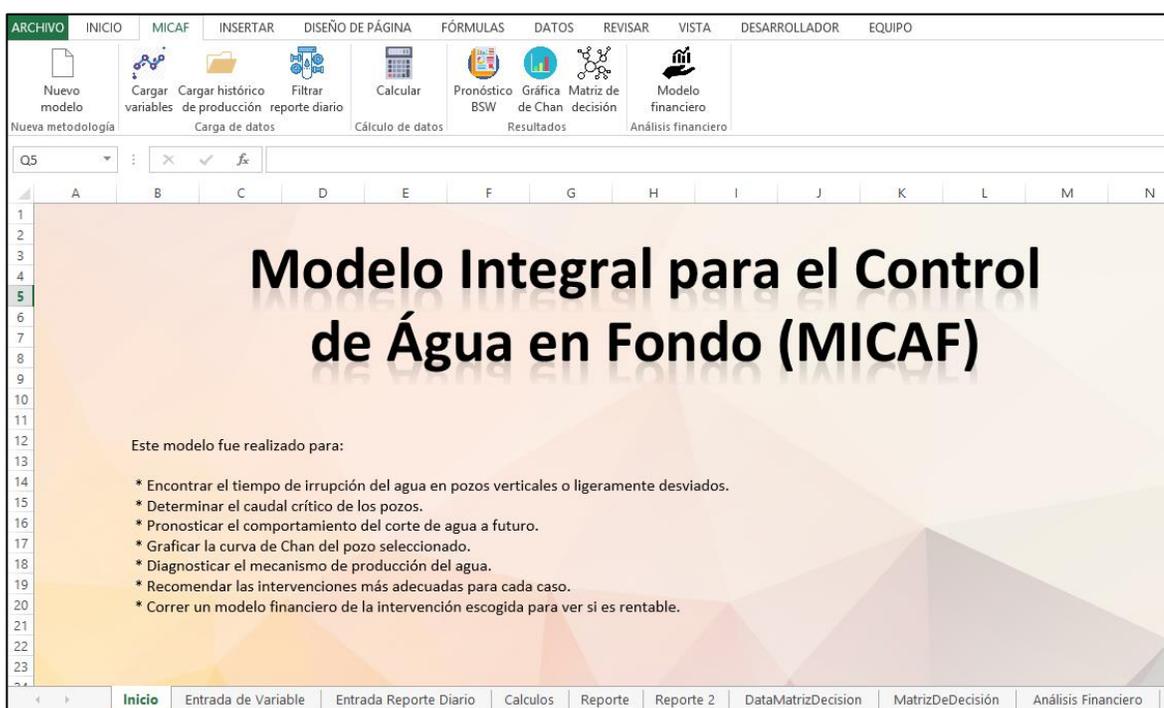
5. DETERMINACIÓN DE LA INTERVENCIÓN MÁS ADECUADA

Para determinar la intervención más adecuada se programó una Macro en Excel que calcula el tiempo de irrupción del agua, el caudal crítico del pozo, grafica las curvas de Chan de los pozos seleccionados, determina el mecanismo de producción de agua y determina según experiencias internacionales cual debería ser la intervención más adecuada.

5.1 INTRODUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA MICAF

La herramienta tiene como nombre MICAF (Modelo Integral para el Control de Agua en Fondo) y la interfaz se muestra en la **Figura 22**.

Figura 22. Interfaz de MICAF (Modelo Integral para el Control del Agua en Fondo)



Fuente. Elaboración propia.

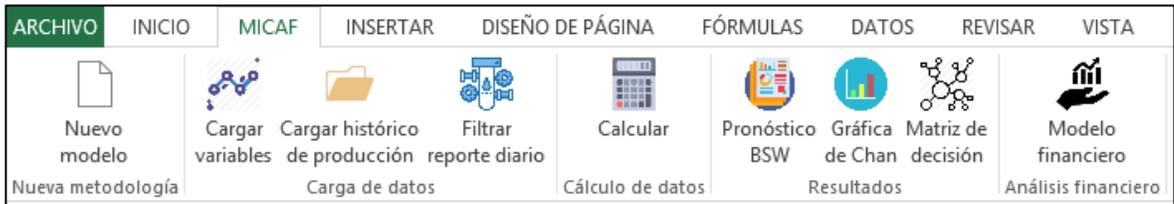
Para desplegar las funciones de la macro debe hacerse clic en la pestaña que lleva el nombre de la herramienta, y que se ubica en la barra de herramientas de Excel (esquina superior izquierda). Esta pestaña despliega el siguiente panel de funciones:

- Nueva metodología
- Carga de Datos

- Cálculo de datos
- Resultados
- Análisis financiero

La distribución de estas funciones se muestra en la **Figura 23**.

Figura 23. Distribución de la herramienta en Excel



Fuente. Elaboración propia.

Para correr la herramienta es necesario hacer clic en cada uno de los comandos. El orden de ejecución se realiza de izquierda a derecha y permitirá obtener los siguientes resultados:

- Tiempo de irrupción del agua en pozos verticales o ligeramente desviados.
- Caudal crítico de los pozos.
- Comportamiento del corte de agua a futuro.
- Graficas de curva de Chan del pozo seleccionado.
- Diagnóstico del mecanismo de producción del agua.
- Intervenciones adecuadas en el pozo (Recomendación).
- Modelo financiero de la intervención escogida.

A continuación se hará una descripción paso a paso para ejecutar la herramienta MICAFA, utilizando los datos del pozo 5:

Figura 24. Realizar un nuevo modelo en la herramienta MICAFA



Fuente. Elaboración propia.

Paso 1: Hacer clic sobre el botón Nuevo Modelo (**Figura 24**). Este reinicia la macro y permite desarrollar un nuevo análisis.

Paso 2: hacer clic en cargar variables. Ingresar las propiedades del yacimiento y de los fluidos. Para esto es necesario conocer las propiedades listadas en la **Figura 25**.

Figura 25. Propiedades del yacimiento y de los fluidos

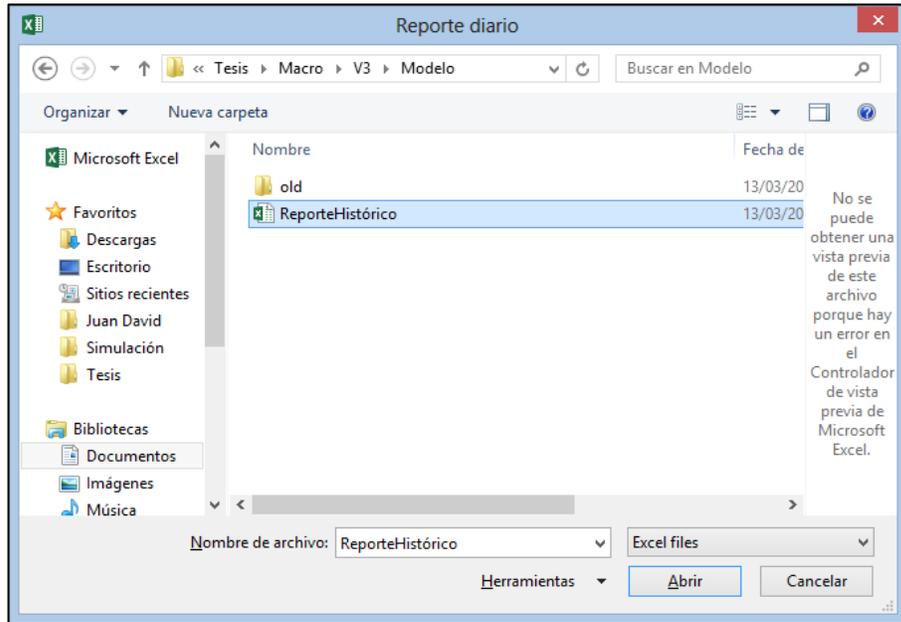
FM. Guadalupe	
Propiedades del yacimiento y de los fluidos	
Water Density (g/cm ³)	1
Oil Density (g/cm ³)	0.943
Permeability (mD)	629
Oil Zone Thickness (ft)	54.8
Perforated Thickness (ft)	10
Total Sand Thickness (ft)	75.00
Oil Viscosity (cp)	4.37
Water Viscosity (cP)	1.00
Oil Volume Factor	1.16
Water Volume Factor	1.00
Drainage Radius (ft)	2000
Wellbore Radius (ft)	0.3
*Oil Production (STB/D)	1218
*Fluid Production (FB/D)	5308
Porosity (fraction)	0.173
Mobility Ratio	8.9
krwSor	0.21
kroSwc	1.00
OOIP (STB)	4087714.92
FR	0.26

Ingrese las propiedades del yacimiento y de los fluidos en cada una de las casillas. Recuerde colocar el valor en las unidades que aparecen entre parentesis.

Fuente. Elaboración propia.

Paso 3: Una vez ingresadas las propiedades del yacimiento y de los fluidos, se da clic al botón Cargar reporte diario. La herramienta abre una ventana donde se selecciona el histórico de producción del pozo seleccionado (**Figura 26**). Se aclara que el reporte debe incluir únicamente tres columnas. La primera con la fecha de producción (dd/mm/aaaa), la segunda con la producción de agua y la tercera con la producción de crudo, como se muestra en la **Figura 27**.

Figura 26. Cargar el reporte de producción



Fuente. Elaboración propia.

Figura 27. Formato del reporte de producción

	A	B	C	D	E	F
1	FECHA	BOPD	BWPD			
2	07/10/2015	154.5	396.29			
3	08/10/2015					
4	09/10/2015	127.12	456.52			
5	10/10/2015	1456.42	1011.26			
6	11/10/2015	1798.05	928.75			
7	12/10/2015	1704.23	958.63			
8	13/10/2015	1645.74	990.82			
9	14/10/2015	1586.1	1057.4			
10	15/10/2015	1590.61	1114.97			
11	16/10/2015	1593.38	1153.83			
12	17/10/2015	1595.33	1155.24			
13	18/10/2015	1641.37	1188.58			
14	19/10/2015	1717.08	1249.03			
15	20/10/2015	1915.76	1403.3			
16	21/10/2015	1974.85	1466.86			
17	22/10/2015	2143.39	1640.18			
18	23/10/2015	2205.77	1698.24			
19	24/10/2015	2248.39	1731.06			
20	25/10/2015	2510.65	1958.29			
21	26/10/2015	2533.01	1992.65			
22	27/10/2015	2526.36	2001.16			
23	28/10/2015	2504.46	1983.82			
24	29/10/2015	2502.00	1983.74			

Fuente. Elaboración propia.

Una vez se da aceptar, MICAF carga los datos de producción en la hoja llamada Entrada Reporte Diario y asigna las tres columnas en el espacio Reporte Diario como se muestra en la **Figura 28**.

Figura 28. Asignación del reporte de producción en la herramienta MICAF

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1												
2	Reporte diario			Filtro Información			CÁLCULO					
3	FECHA	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BFPD	Day	BSW	Twcd	Fwd	Fw	Modelo
4	07/10/2015	154.5	396.29									
5	08/10/2015											
6	09/10/2015	127.12	456.52									
7	10/10/2015	1456.42	1011.26									
8	11/10/2015	1798.05	928.75									
9	12/10/2015	1704.23	958.63									
10	13/10/2015	1645.74	990.82									
11	14/10/2015	1586.1	1057.4									
12	15/10/2015	1590.61	1114.97									
13	16/10/2015	1593.38	1153.83									
14	17/10/2015	1595.33	1155.24									
15	18/10/2015	1641.37	1188.58									
16	19/10/2015	1717.08	1249.03									
17	20/10/2015	1915.76	1403.3									
18	21/10/2015	1974.85	1466.86									
19	22/10/2015	2143.39	1640.18									
20	23/10/2015	2205.77	1698.24									
21	24/10/2015	2248.39	1731.06									
22	25/10/2015	2510.65	1958.29									

Fuente. Elaboración propia.

Paso 4: Debido a que existen errores en los valores de producción cuando se exportan los datos de los softwares comerciales que utilizan las compañías operadoras, la herramienta hace un filtro de los datos al hacer click en el botón Filtrar Reporte Diario como se observa en la **Figura 29**. Allí se observa que el filtro se aplica sobre los datos ingresados previamente y se ubican los valores en las columnas D,E y F respectivamente.

Paso 5: Se da clic en el botón Calcular y se encuentra el caudal crítico y el tiempo de irrupción como se observa en la **Figura 30**. En simultaneo, el modelo calcula los días de producción, el corte de agua (BSW) en cada uno de estos días, los tiempos de irrupción adimensionales ($t_{D_{bt}}$), el corte de agua adimensional ($(f_w)_D$) y encuentra el comportamiento del corte de agua a futuro. Asimismo, la herramienta asigna estos valores a las columnas G,H, I, J y K respectivamente; como se observa en la **Figura 31**.

Figura 29. Filtro de los datos de producción

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1												
2	Reporte diario			Filtro Información			CÁLCULO					
3	FECHA	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BFPD	Day	BSW	Twcd	Fwd	Fw	Modelo
4	07/10/2015	154.5	396.29	154.5	396.29	550.79						
5	08/10/2015			0	0	0						
6	09/10/2015	127.12	456.52	127.12	456.52	583.64						
7	10/10/2015	1456.42	1011.26	1456.42	1011.26	2467.68						
8	11/10/2015	1798.05	928.75	1798.05	928.75	2726.8						
9	12/10/2015	1704.23	958.63	1704.23	958.63	2662.86						
10	13/10/2015	1645.74	990.82	1645.74	990.82	2636.56						
11	14/10/2015	1586.1	1057.4	1586.1	1057.4	2643.5						
12	15/10/2015	1590.61	1114.97	1590.61	1114.97	2705.58						
13	16/10/2015	1593.38	1153.83	1593.38	1153.83	2747.21						
14	17/10/2015	1595.33	1155.24	1595.33	1155.24	2750.57						
15	18/10/2015	1641.37	1188.58	1641.37	1188.58	2829.95						
16	19/10/2015	1717.08	1249.03	1717.08	1249.03	2966.11						
17	20/10/2015	1915.76	1403.3	1915.76	1403.3	3319.06						
18	21/10/2015	1974.85	1466.86	1974.85	1466.86	3441.71						
19	22/10/2015	2143.39	1640.18	2143.39	1640.18	3783.57						
20	23/10/2015	2205.77	1698.24	2205.77	1698.24	3904.01						
21	24/10/2015	2248.39	1731.06	2248.39	1731.06	3979.45						
22	25/10/2015	2510.65	1958.29	2510.65	1958.29	4468.94						

Fuente. Elaboración propia.

Figura 30. Calculo del caudal crítico y tiempo de irrupción

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2	Z	0.043766			Caudal Crítico $r_{eD} = \frac{r_e}{h_o} \sqrt{\frac{k_v}{k_H}}$ $q_c^* = 0.7311 + \frac{1.9434}{r_{eD}}$ $q_{oc} = \frac{4.888 \times 10^{-4} k_H h_o^2 \Delta \rho}{\mu_o B_o} q_c^*$			Tiempo de Irrupción $z = \frac{0.00307 \Delta \rho_{wo} k_H h_o (h_o - h_p)}{q_o \mu_o B_o}$ $t_{btD}^{SC} = \frac{z \left[16 + 7z - 3z^2 \right]}{4}$ $t_{bt} = \frac{\phi \mu_o h_o t_{btD}}{0.00137 \Delta \rho_{wo} k_v (1 + M^\alpha)}$		
3	tbtd SC	0.025802								
4	tbtd BJ	0.014739								
5	tbt (Days)	18.211503								
6	Qoc (STB/D)	8.143								
7	qc	0.784								
8	red	36.496								
9	Qoc (STB/D)	3.582								
10	Fw limit	0.9149								
11	hw	41.0277								
12	MD	0.3801								
13	ho	33.9723								
14	Alpha	-0.61								
15	Coef	0.2636								
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										

Fuente. Elaboración propia.

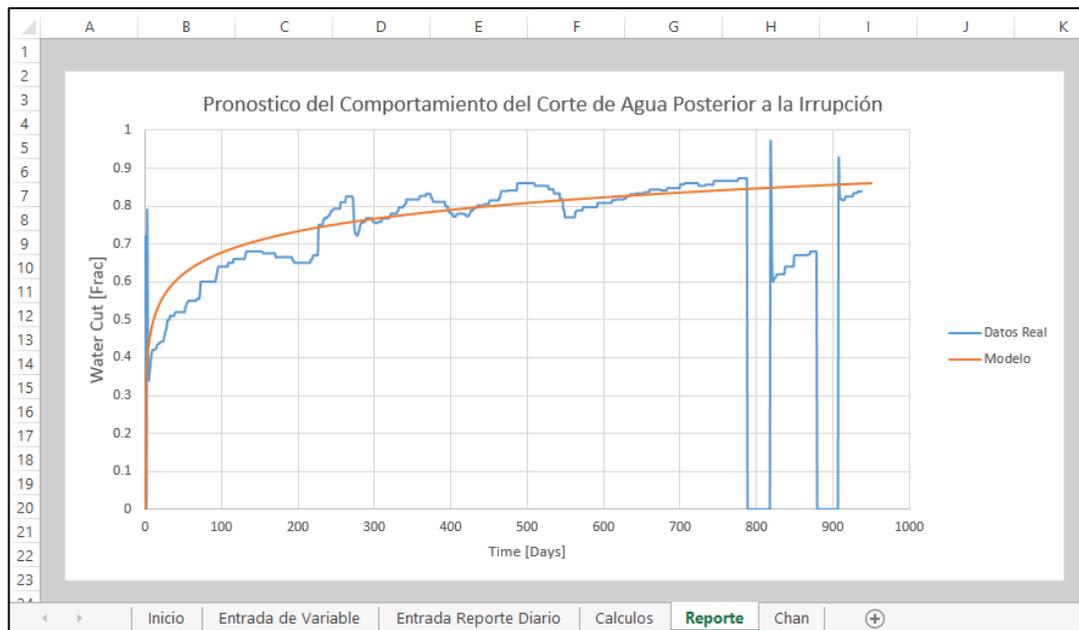
Figura 31. Distribución de los datos calculados por la herramienta para predecir el comportamiento del corte de agua

Reporte diario												Filtro Información			CÁLCULO		
FECHA	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BFPD	Day	BSW	Twcd	Fwd	Fw	Modelo						
07/10/2015	154.5	396.29	154.5	396.29	550.79	1	0.719493818	0.05491035	0	0	0						
08/10/2015			0	0	0	2		0.1098207	0.39132078	0.35801219	0.36584649						
09/10/2015	127.12	456.52	127.12	456.52	583.64	3	0.782194503	0.16473105	0.42736663	0.39098987	0.37214443						
10/10/2015	1456.42	1011.26	1456.42	1011.26	2467.68	4	0.409801919	0.2196414	0.45294157	0.41438791	0.37814934						
11/10/2015	1798.05	928.75	1798.05	928.75	2726.8	5	0.340600704	0.27455175	0.47277903	0.43253684	0.38388727						
12/10/2015	1704.23	958.63	1704.23	958.63	2662.86	6	0.36000015	0.3294621	0.48898742	0.44736559	0.38938096						
13/10/2015	1645.74	990.82	1645.74	990.82	2636.56	7	0.375800285	0.38437246	0.50269141	0.45990313	0.39465035						
14/10/2015	1586.1	1057.4	1586.1	1057.4	2643.5	8	0.4	0.43928281	0.51456235	0.47076363	0.39971305						
15/10/2015	1590.61	1114.97	1590.61	1114.97	2705.58	9	0.412100178	0.49419316	0.52503326	0.48034328	0.40458465						
16/10/2015	1593.38	1153.83	1593.38	1153.83	2747.21	10	0.420000655	0.54910351	0.53439981	0.48891256	0.40927906						
17/10/2015	1595.33	1155.24	1595.33	1155.24	2750.57	11	0.420000218	0.60401386	0.54287289	0.49666442	0.41380873						
18/10/2015	1641.37	1188.58	1641.37	1188.58	2829.95	12	0.420000353	0.65892421	0.5506082	0.50374132	0.41818482						
19/10/2015	1717.08	1249.03	1717.08	1249.03	2966.11	13	0.421100364	0.71383456	0.557724	0.51025143	0.4224174						
20/10/2015	1915.76	1403.3	1915.76	1403.3	3319.06	14	0.422800431	0.76874491	0.5643122	0.51627885	0.42651559						
21/10/2015	1974.85	1466.86	1974.85	1466.86	3441.71	15	0.426200929	0.82365526	0.57044566	0.52189025	0.43048766						
22/10/2015	2143.39	1640.18	2143.39	1640.18	3783.57	16	0.433500636	0.87856561	0.57618314	0.52713936	0.43434115						
23/10/2015	2205.77	1698.24	2205.77	1698.24	3904.01	17	0.434998886	0.93347596	0.58157267	0.53207014	0.43808292						
24/10/2015	2248.39	1731.06	2248.39	1731.06	3979.45	18	0.434999812	0.98838631	0.58665405	0.536719	0.44171928						
25/10/2015	2510.65	1958.29	2510.65	1958.29	4468.94	19	0.43820011	1.04329666	0.59146063	0.54111645	0.445256						

Fuente. Elaboración propia.

En la hoja llamada Reporte, la herramienta grafica el comportamiento histórico del corte de agua junto con la tendencia calculada por el modelo; como se observa en la **Figura 32**.

Figura 32. Pronostico del comportamiento del corte de agua calculado por la herramienta



Fuente. Elaboración propia.

Paso 6: Posterior a esto se hace clic en el botón llamado Grafica de Chan, **Figura 33.**

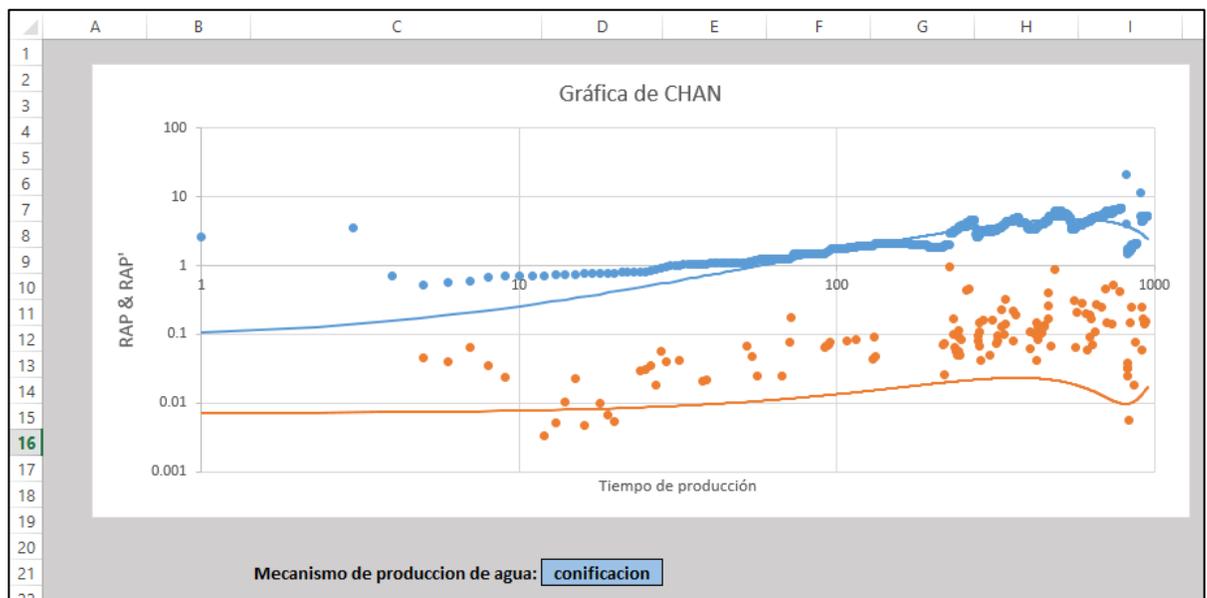
Figura 33. Botón para generar la gráfica de Chan



Fuente. Elaboración Propia.

Esta operación genera la curva de Chan del pozo tomando en cuenta el histórico de producción ingresado. Para esto, el modelo calcula la relación agua petróleo (RAP) y su derivada. Asimismo, se grafican estas dos variables en función del tiempo de producción en escalas logarítmicas, como se muestra en la **Figura 34.**

Figura 34. Presentación de la curva de Chan dentro de MICA V



Fuente. Elaboración Propia.

El modelo determina inmediatamente cual es el mecanismo de producción de agua de cada pozo. Esto lo hace según el crecimiento histórico del RAP y de su derivada. En este caso se determinó una conificación, tal y como se evaluó en el capítulo 3.

Una vez identificado el mecanismo de producción de agua, el pronóstico del comportamiento del BSW y las propiedades del yacimiento y de los fluidos, el modelo ingresa a una matriz de decisión para determinar la intervención más adecuada. Para esto, el programa evalúa los criterios mencionados en el **Cuadro 1** con sus respectivos indicadores, rangos y evaluaciones.

Cuadro 1. Criterios de decisión para determinar la intervención más adecuada

Criterios de Decisión de la Intervención más adecuada			
Concepto	Indicador	Rango	Evaluación
Cementación	Índice de adherencia	0.00 - 0.50	Mala
		0.51 - 0.85	Regular
		0.86 - 0.95	Buena
		0.96 - 1.00	Excelente
	Presencia de canales identificados en el registro	si	Desfavorable
		no	Favorable
	Periodo de cementación	0 - 10 años	Joven
		10 - 20 años	Maduro
		20 - 50 años	Viejo
	Presencia de CO2	si	Desfavorable
no		Favorable	
Completamiento del pozo	Distancia de los perforados al contacto	0-10 pies	muy cerca
		10-20 pies	próximo
		superior a 20 pies	lejos
	Rangos de operación de la bomba	20 - 40 Hz	Frec. baja
		40 - 50 Hz	Frec. moderada
		Superior a 50 Hz	Frec. alta
Propiedades del yacimiento y de los fluidos	Presencia de arenas de alta permeabilidad mediante funciones de porosidad o PLT	0 capas encontradas	Favorable
		1 a 3 capas	Manejable
		más de 3 capas	Desfavorable
	Razón de Movilidad	0 - 1	Favorable
		1-10	Manejable
		superior a 10	Desfavorable
	Permeabilidad vertical	50 - 150 mD	Favorable
		150 - 500 mD	Manejable
		Superior a 500 mD	Desfavorable

Fuente. Elaboración propia.

En este sentido, la metodología evalúa las propiedades ingresadas por el usuario y determina cual es el mejor trabajo dentro de las diferentes tecnologías de water shut-off. Estas están clasificadas en intervenciones químicas y físicas¹⁵, como se muestra en el **Cuadro 2** . Se incluyen únicamente 7 tecnologías por cuestiones de practicidad pero existe una amplia gama de posibilidades a la hora de pensar en soluciones para frenar el agua.

Cuadro 2. Clasificación de las tecnologías WSO más usadas

Tecnologías WSO	
Químicas	Geles
	RPM
	Polímeros
Físicas	Cementación Remedial
	Geles Sellantes a nivel de pozo
	Alejar perforados
	Aislamientos

Fuente. Elaboración propia.

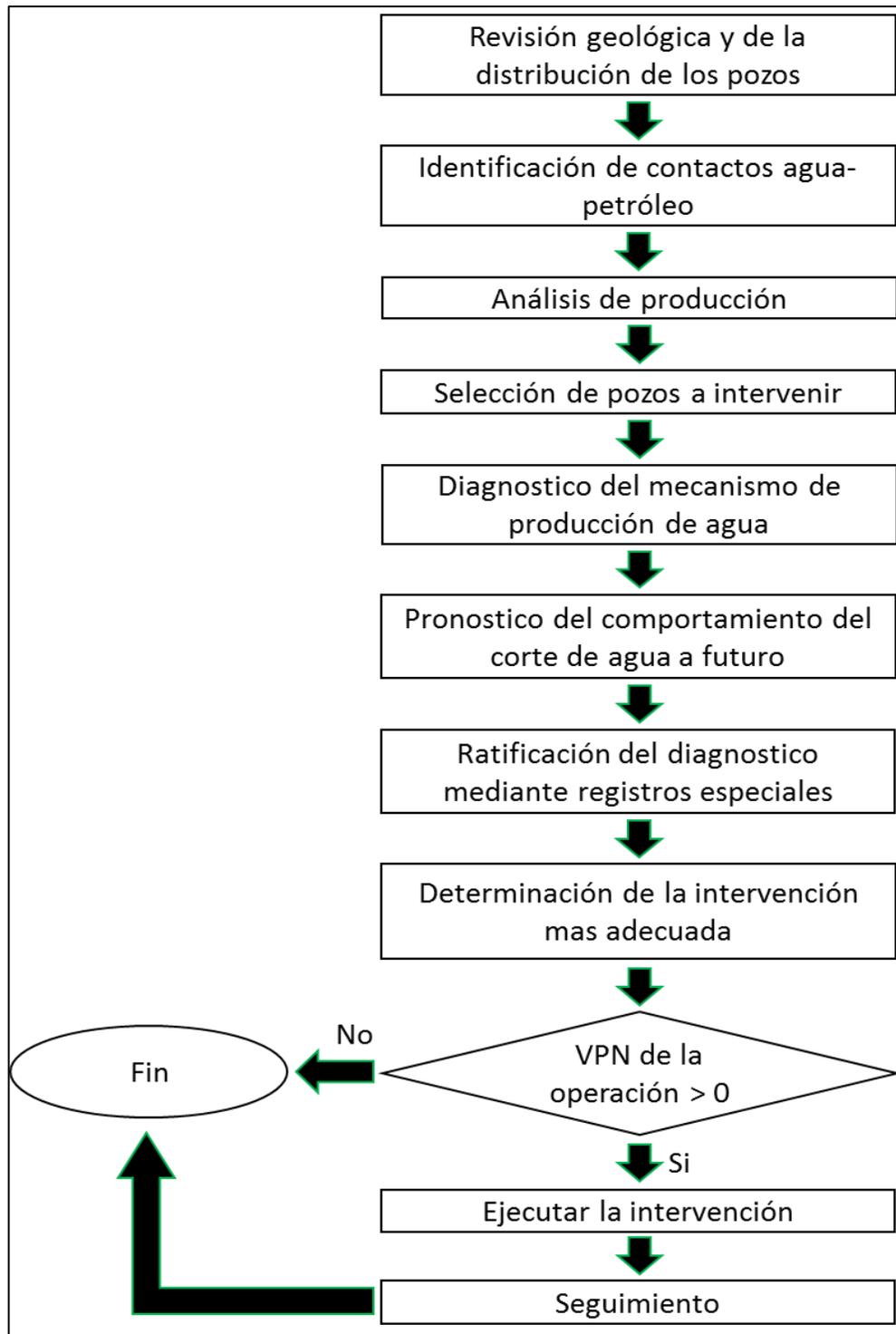
Para determinar la intervención más adecuada en cada pozo se llevó a cabo el paso a paso descrito anteriormente. A continuación se describen las recomendaciones más adecuadas para los pozos en estudio.

5.2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DEL AGUA EN FONDO

En este sentido, la metodología para el control de agua en fondo es la recopilación de todos los pozos realizados en los capítulos anteriores. La **Figura 35** muestra el diagrama de flujo del proceso que se debe realizar para implementar la metodología en cualquier campo de petróleo que muestre problemas en la alta producción de agua.

¹⁵ A.H. Kabir, Chemical Water & Gas Shutoff Technology – An Overview, 2001.

Figura 35. Diagrama de flujo de la metodología para el control de agua en fondo



Fuente. Elaboración propia.

En este sentido, se empieza con una revisión geológica escogiendo una formación de interés y se determina la distribución de los pozos en cuanto a su posición estructural. Posterior a esto, se identifica la fuente del agua que en la mayoría de los casos es un acuífero en fondo a determinado nivel estructural (contacto agua-aceite). Se analiza la producción del campo y mediante las curvas de aceite acumulado vs corte de agua, tiempo de producción vs corte de agua y mapas de burbuja del BSW para escoger los pozos con mayores problemas de producción de agua.

Una vez seleccionados los pozos, se grafica la RAP y su derivada en función del tiempo de producción en escalas log-log (graficas de Chan); con base en la tendencia de las curvas se determina cual es el mecanismo de producción de agua de cada pozo. Después, se pronostica el comportamiento del corte de agua de los pozos seleccionados mediante modelos teóricos; esto para determinar cuál es la cantidad de agua a tratar si no se realiza ningún tipo de intervención.

Conociendo la producción de agua diaria, el mecanismo de producción de agua, el completamiento del pozo, el estado del cemento y las propiedades del yacimiento y de los fluidos, la herramienta MICAF con el uso de su matriz de decisión arroja cual es la mejor intervención en términos de tecnologías de tipo water shut-off. Todo esto basado en experiencias exitosas en campos de petróleo del mundo. Se recomienda que la intervención arrojada por el modelo sea ratificada con registros especiales, sobre todo cuando se diagnostica comunicaciones mecánicas.

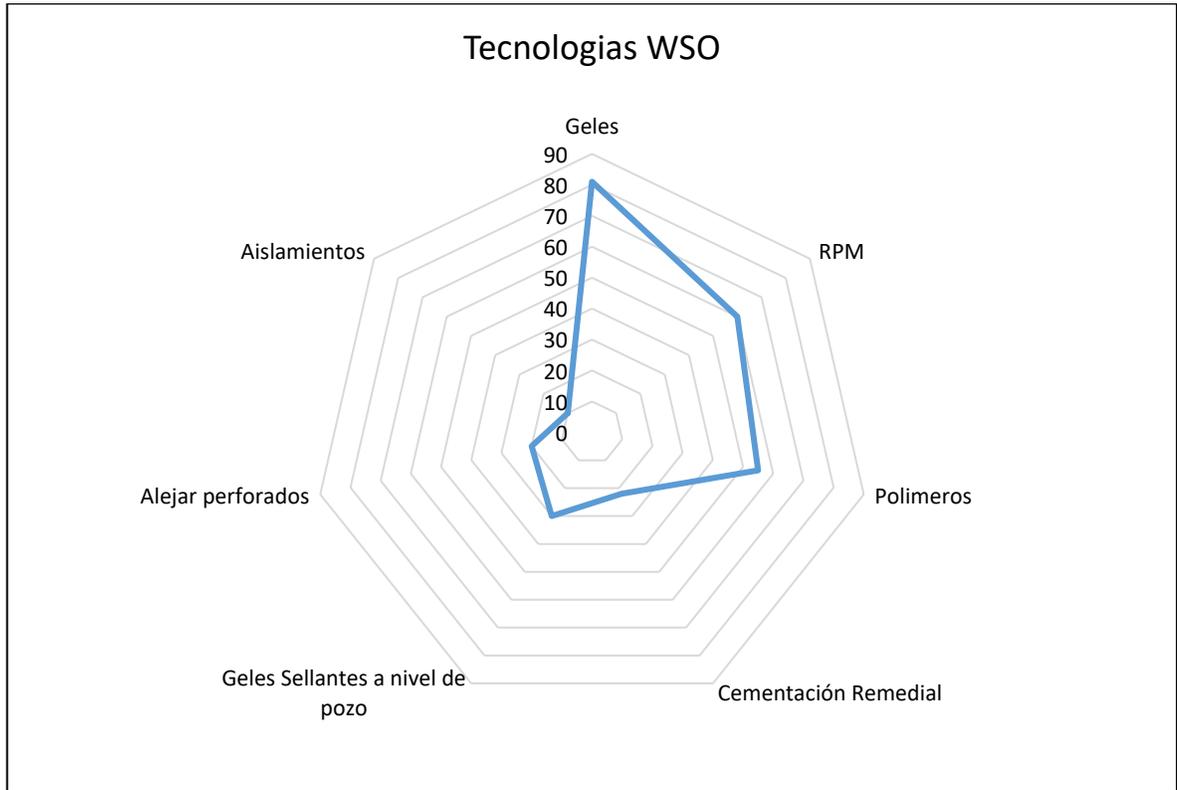
Posterior a esto, se obtiene una promesa de la disminución del corte de agua que va a generar dicha intervención. Junto con un estimado del costo de inversión de la tecnología y el volumen de agua acumulada en un escenario sin intervención y otro con intervención; se calcula el ahorro que traerá el trabajo por concepto de disminuir los costos de tratamiento del agua. Si el ahorro es positivo, se hace la recomendación a la empresa de efectuar dicho trabajo.

Una vez ejecutado el proyecto, es necesario realizar un seguimiento detallado para poder determinar cual es el tiempo efectivo de funcionamiento de cada tecnología, conocer si la promesa en la disminución del BSW fue verídica y para ajustar el ahorro en los costos de producción que cada intervención le genera a la empresa.

5.3 INTERVENCIÓN MÁS ADECUADA, POZO 5

Teniendo en cuenta los parámetros ingresados para el pozo 5, en términos de la cementación, completamiento y las propiedades del yacimiento y de los fluidos, la herramienta MICAF genera una gráfica tipo araña donde asigna un porcentaje de preferencia a cada una de las siete tecnologías mostradas en la **Tabla 3**. Como se observa en la **Gráfica 10**.

Gráfica 10. Intervenciones más adecuadas, pozo 5



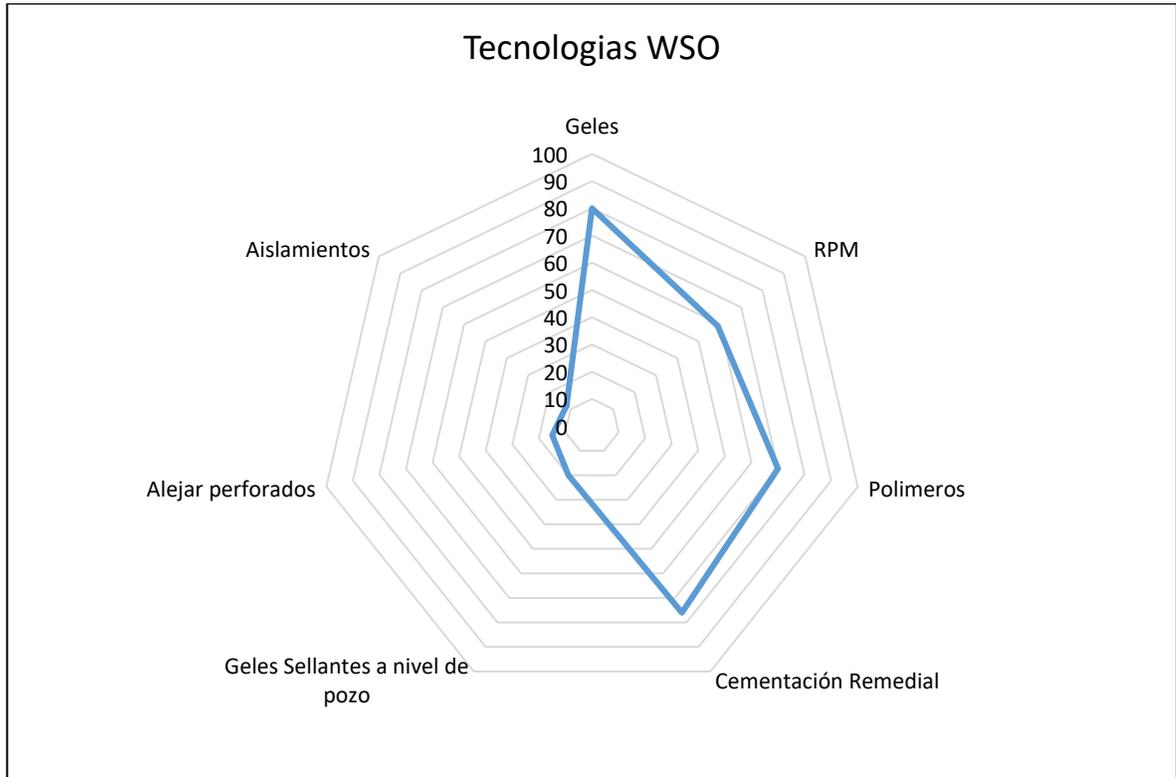
Fuente. Elaboración propia.

La herramienta asigna un porcentaje de preferencia del 81% a los geles, del 60% a los RPM, del 57% a los polímeros. A las otras tecnologías el porcentaje asignado es bajo. En esta gráfica, se ve que la tendencia encontrada está a favor de las intervenciones de tipo químico; donde existe una prioridad a la aplicación de geles. No obstante, los RPM y los polímeros son las otras dos opciones que pueden ser valoradas en caso tal de que los geles no sean los más apropiados. Cabe resaltar que este modelo está sujeto a la actualización del mismo con base a las experiencias que va a encontrar la empresa.

5.4 INTERVENCIÓN MÁS ADECUADA, POZO 11

Teniendo en cuenta los parámetros ingresados para el pozo 5, en términos de la cementación, completamiento y las propiedades del yacimiento y de los fluidos, la herramienta MICAFA genera una gráfica tipo araña donde asigna un porcentaje de preferencia a cada una de las siete tecnologías mostradas en la **Tabla 3**. Como se observa en la **Gráfica 11**.

Gráfica 11. Intervenciones más adecuadas, pozo 11



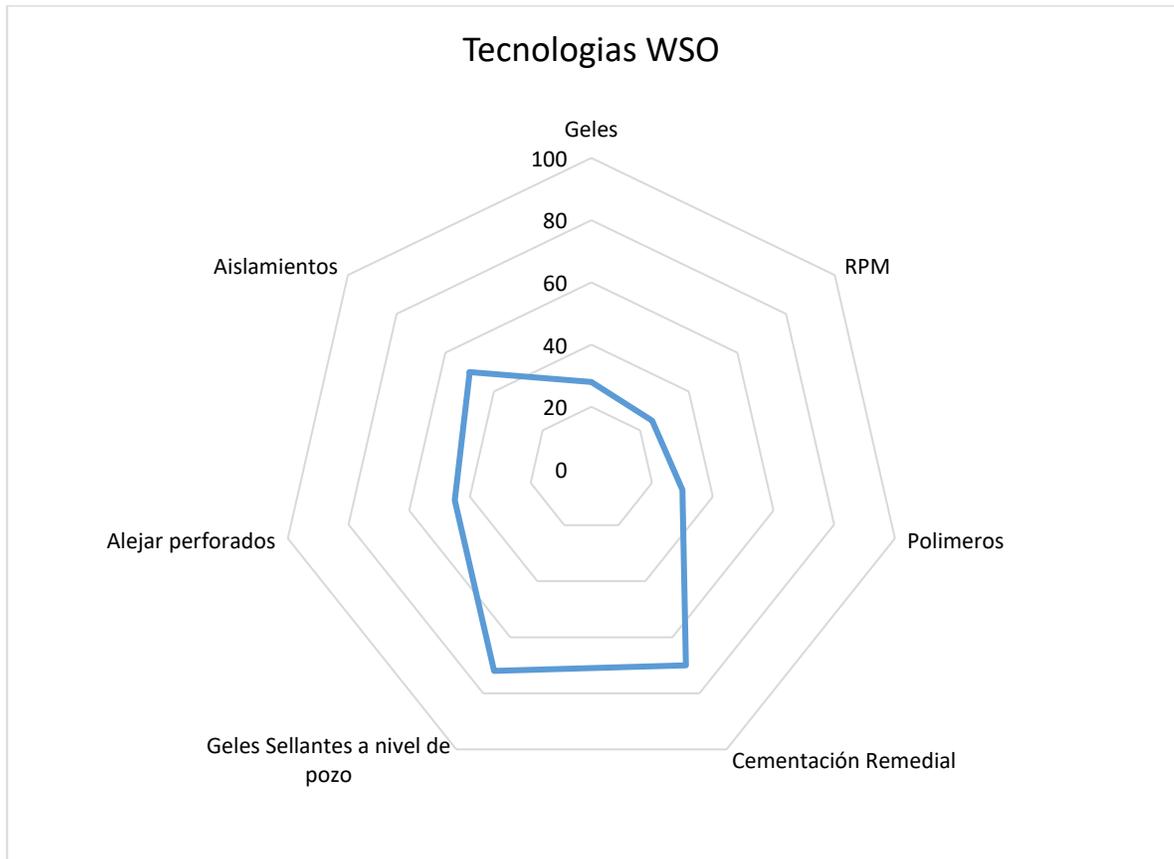
Fuente. Elaboración propia.

La herramienta asigna un porcentaje de preferencia del 80% a los geles, del 70% a los polímeros y del 59% a los RPM. Al igual que con el pozo 5, se ve que la tendencia encontrada favorece las intervenciones de tipo químico; donde existe una prioridad a la aplicación de geles. No obstante, los RPM y los polímeros son las otras dos opciones que pueden ser valoradas en caso tal de que los geles no sean los más apropiados. Cabe resaltar que esta coincidencia es producto de que ambos pozos tienen el mismo mecanismo de producción de agua, y al estar en un mismo yacimiento comparten características muy similares en cuanto a la roca y los fluidos.

5.5 INTERVENCIÓN MÁS ADECUADA, POZO 24

Teniendo en cuenta los parámetros ingresados para el pozo 5, en términos de la cementación, completamiento y las propiedades del yacimiento y de los fluidos, la herramienta MICAFA genera una gráfica tipo araña donde asigna un porcentaje de preferencia a cada una de las siete tecnologías mostradas en la **Tabla 3**. Como se observa en la **Gráfica 12**.

Gráfica 12. Intervenciones más adecuadas, pozo 24



Fuente. Elaboración propia.

Para este pozo, se ve que la tendencia encontrada tiene una preferencia hacia las intervenciones de tipo físico; donde existe una prioridad a la cementación remedial o a los geles sellantes a nivel de pozo. No obstante, se puede realizar otras operaciones mecánicas como los son el aislamiento de zonas o alejar los perforados del contacto agua-petróleo.

6. ANALISIS FINANCIERO

Hasta este momento, se ha hecho un análisis técnico frente a las posibles soluciones que existen para tres pozos con problemas de producción de agua. Para determinar si las intervenciones propuestas son viables desde un punto de vista financiero, se hará una evaluación financiera utilizando el indicador económico Valor Presente Neto (VPN) de cada trabajo. Este indicador determinará la viabilidad de cada intervención mediante el ahorro en la producción de agua que se tendrá por concepto de levantamiento, separación, bombeo y disposición.

Los costos asociados a la producción de agua vienen dados en \$USD/Bbl y el costo total es la sumatoria de los costos de levantamiento, separación, bombeo y disposición, todo esto multiplicado por el volumen acumulado de agua que se debe tratar (**Ecuación 13**).

Ecuación 13. Costos de tratamiento del agua

$$\begin{aligned} & \textit{Costo tratamiento de agua} \\ & = (C.\textit{Levantamiento} + C.\textit{Separación} + C.\textit{Bombeo} \\ & \quad + C.\textit{Disposición}) \times \textit{Volumen Acumulado de Agua} \end{aligned}$$

Fuente. Elaboración Propia.

Los trabajos propuestos se van a evaluar en un periodo de un año después de su implementación. Por tal motivo, el volumen acumulado de agua se evaluará desde el último dato de producción conocido y su comportamiento, en este año futuro, se determinará mediante el pronóstico del comportamiento del corte de agua. Donde el BSW va a seguir la tendencia logarítmica encontrada en cada pozo. En este sentido, el valor del volumen acumulado de agua es la sumatoria de la producción de agua en esos 365 días. La **Tabla 4** muestra el costo del tratamiento del agua discriminado por cada uno de los procesos de producción y disposición.

Tabla 2. Costos de tratamiento del agua

Costos de Tratamiento del Agua (\$USD/Bbl)	
Levantamiento	0.240
Separación	0.190
Filtrado	0.150
Bombeo	0.090
Disposición	0.245
Total	0.915

Fuente. Elaboración propia.

La **Tabla 5** muestra el estado de producción de los tres pozos en cuanto al último dato de producción diaria de agua y el pronóstico del volumen de agua acumulada a tratar en un año.

Tabla 3. Pronóstico del acumulado de agua al año de los tres pozos

Pozo	Producción de agua actual (BWPD)	Agua acumulada a un año (Bbls)
Pozo 5	4355	1653030
Pozo 11	1374	554767
Pozo 24	2031	909960

Fuente. Elaboración propia.

La **Ecuación 14** describe el valor presente neto. Esta ecuación se utilizará para traer a valor presente los costos de tratamiento del agua para un año.

Ecuación 14. Valor presente neto

$$VPN_{(i)} = \sum_{t=1}^n Vt(1+i)^{-t}$$

Fuente. . BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2000. p. 197.

Donde:

- i = Tasa de interés de oportunidad
- n = Período de tiempo
- t = Período de tiempo
- Vt = Valor en el período

La tasa interna de oportunidad (TIO) hace referencia a la tasa de interés más alta que un inversionista está dispuesto a ofrecer con el fin de realizar un proyecto¹⁶. La empresa utiliza una tasa interna de oportunidad del 12%.

¹⁶ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2000. p. 2

6.1 ANÁLISIS FINANCIERO POZO 5

El mecanismo de producción de agua encontrado para este pozo fue una conificación. Según la matriz de decisión de Modelo Integral para el Control de Agua en Fondo (MICAF) la intervención más adecuada es la aplicación de geles y su estimado de la disminución del corte de agua según las experiencias internacionales varía entre el 6% y el 10%; por lo que se escoge un valor promedio del 8%.

Las **Tablas 6 y 7** presentan la producción acumulada de agua que se espera tratar a condiciones actuales y una vez realizado el tratamiento, respectivamente. Asimismo, se presentan los costos operacionales requeridos para tratar dicho volumen de agua anual. En el caso del análisis financiero para el tratamiento se incluye un costo de inversión del tratamiento que se estima en \$50,000 USD.

Tabla 4. Análisis financiero a condiciones actuales Pozo 5

Análisis Financiero Condiciones Actuales		
Producción de agua acumulada (Bbls)		1,653,029.985
Costos de Inversión (\$USD)		N/A
Costos Operacionales	Levantamiento (\$USD)	396,727.2
	Separación (\$USD)	314,075.7
	Filtrado (\$USD)	247,954.5
	Bombeo (\$USD)	148,772.7
	Disposición (\$USD)	404,992.3
Total (\$USD)		1,512,522.4

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 5. Análisis financiero posterior al tratamiento Pozo 5

Análisis Financiero Con Tratamiento		
Producción de agua acumulada (Bbls)		1,520,787.586
Costos de Inversión (\$USD)		50,000
Costos Operacionales	Levantamiento (\$USD)	364,989.0
	Separación (\$USD)	288,949.6
	Filtrado (\$USD)	228,118.1
	Bombeo (\$USD)	136,870.9
	Disposición (\$USD)	372,593.0
Total (\$USD)		1,441,520.6

Fuente. Elaboración propia.

Se emplea la ecuación del VPN y se encuentra dicho valor para los dos escenarios. El ahorro viene dado por la diferencia en el VPN de las condiciones actuales y el VPN posterior al tratamiento. Estos valores se muestran en la **Tabla 8**.

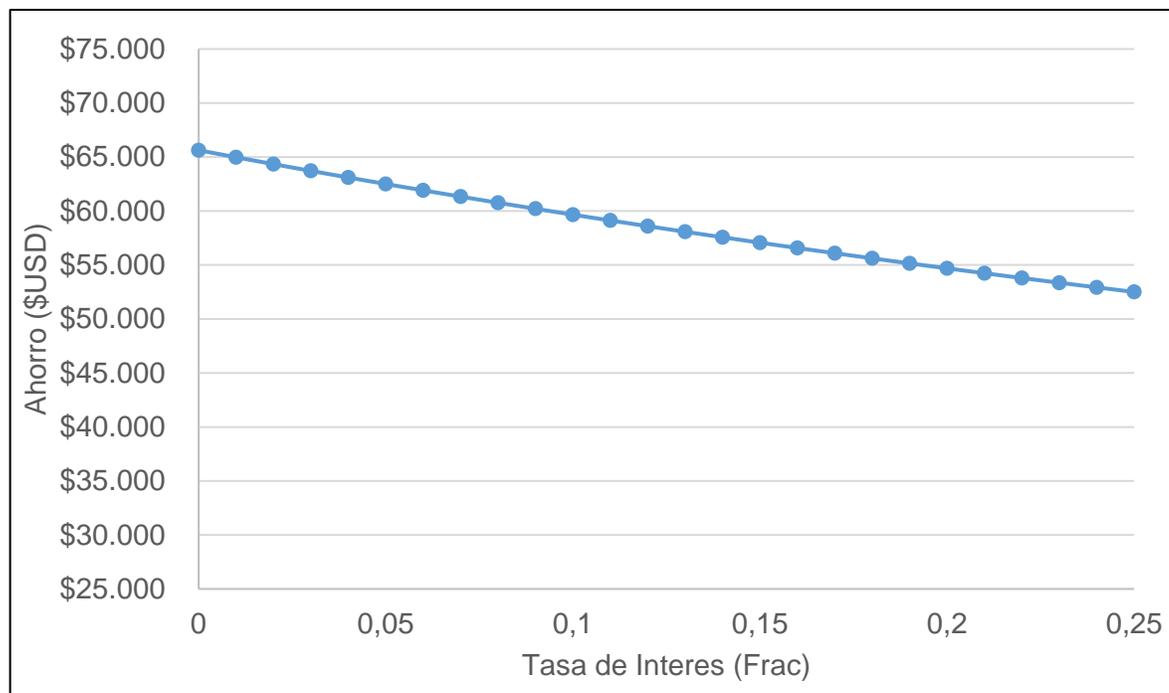
Tabla 6. VPN de los dos escenarios y ahorro del trabajo Pozo 5

VPN Actual (\$USD)	\$1,350,466
VPN tratamiento (\$USD)	\$1,287,072
Ahorro Anual (\$USD)	\$63,394

Fuente. Elaboración propia.

De este modo, se ve que la implantación de la intervención traería una disminución del agua de aproximadamente el 8% y un ahorro de \$63,394 USD en el primer año. Asimismo, una de las preocupaciones de la empresa es determinar el ahorro esperado si cambia la tasa interna de oportunidad (TIO) por la volatilidad de los precios internacionales del petróleo. Por tal motivo la **Gráfica 13** presenta el comportamiento del ahorro en función de la TIO.

Gráfica 13. Ahorro Vs TIO, Pozo 5

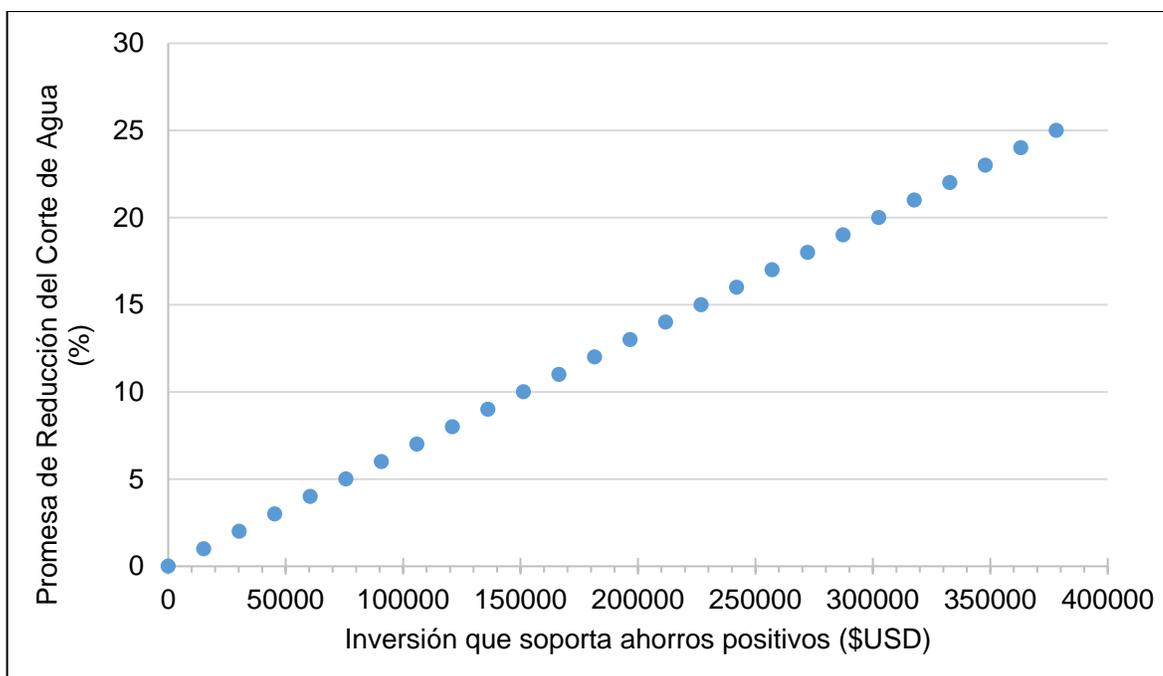


Fuente. Elaboración propia.

Se encuentra que el ahorro siempre es positivo y que este decae conforme crece la TIO. Este ahorro por año trae consigo beneficios positivos para la empresa, donde la implementación de esta metodología en más pozos puede causar un impacto positivo.

Adicional a esto la **Gráfica 14** muestra cual sería la máxima inversión que genera un ahorro según la promesa de la disminución que tenga la tecnología empleada. De esta forma, cualquier trabajador de la empresa puede hacer un análisis rápido de cuanto puede invertir sin incurrir en pérdidas.

Gráfica 14. Inversión con ahorros positivos VS Promesa de reducción del corte de Agua, Pozo 5



Fuente. Elaboración propia.

De la gráfica se puede determinar que entre más grande sea la promesa de disminución de agua se puede hacer una mayor inversión. Es necesario ajustar el plan de acción a esta tendencia para garantizar la rentabilidad en las operaciones.

6.2 ANÁLISIS FINANCIERO POZO 11

El mecanismo de producción de agua encontrado para este pozo fue una conificación. Según la matriz de decisión de Modelo Integral para el Control de Agua en Fondo (MICAF) la intervención más adecuada es la aplicación de geles y su

estimado de la disminución del corte de agua según las experiencias internacionales varía entre el 6% y el 10%; por lo que se escoge un valor promedio del 8%.

Las **Tablas 9 y 10** presentan la producción acumulada de agua que se espera tratar a condiciones actuales y una vez realizado el tratamiento, respectivamente. Asimismo, se presentan los costos operacionales requeridos para tratar dicho volumen de agua anual. En el caso del análisis financiero para el tratamiento se incluye un costo de inversión del tratamiento que se estima en \$50,000 USD.

Tabla 7. Análisis financiero a condiciones actuales Pozo 11

Análisis Financiero Condiciones Actuales		
Producción de agua acumulada (Bbls)		554,767
Costos de Inversión (\$USD)		N/A
Costos Operacionales	Levantamiento (\$USD)	133,144.1
	Separación (\$USD)	105,405.7
	Filtrado (\$USD)	83,215.1
	Bombeo (\$USD)	49,929.0
	Disposición (\$USD)	135,917.9
Total (\$USD)		507,611.8

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 8. Análisis financiero posterior al tratamiento Pozo 11

Análisis Financiero Con Tratamiento		
Producción de agua acumulada (Bbls)		510,385.64
Costos de Inversión (\$USD)		50,000
Costos Operacionales	Levantamiento (\$USD)	122,492.6
	Separación (\$USD)	96,973.3
	Filtrado (\$USD)	76,557.8
	Bombeo (\$USD)	45,934.7
	Disposición (\$USD)	125,044.5
Total (\$USD)		517,002.9

Fuente. Elaboración propia.

En este sentido, se emplea la ecuación del VPN y se encuentra dicho valor para los dos escenarios. El ahorro viene dado por la diferencia en el VPN de las condiciones actuales y el VPN que genera el tratamiento. Estos valores se muestran en la **Tabla 11**.

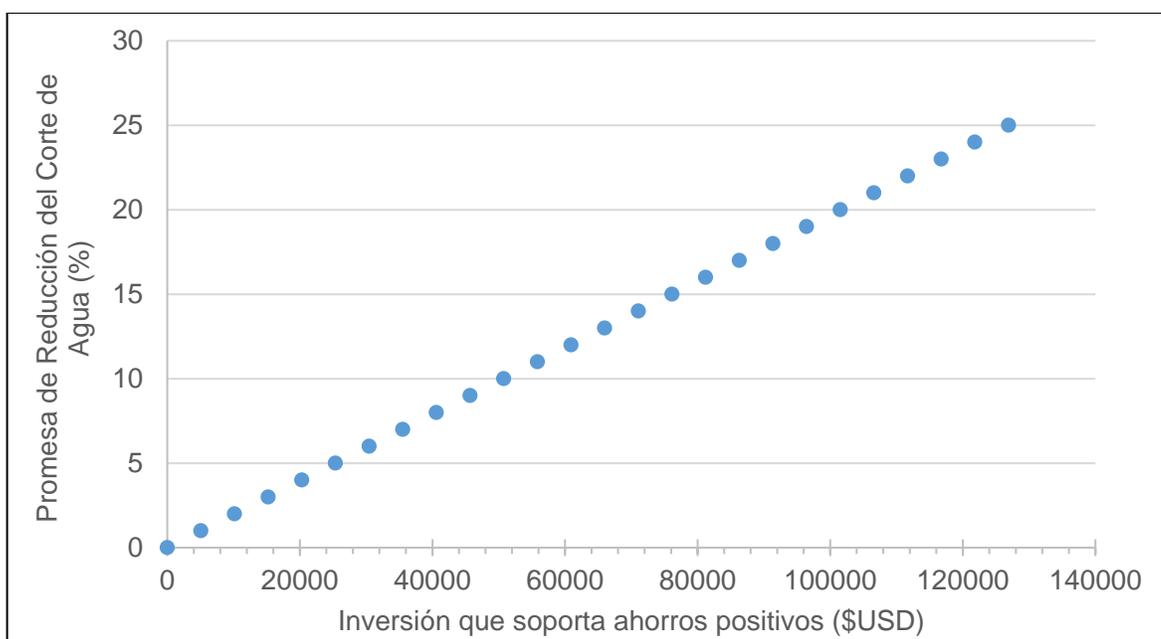
Tabla 9. VPN de los dos escenarios y ahorro del trabajo Pozo 11

VPN Actual (\$USD)	\$453,225
VPN tratamiento (\$USD)	\$461,610
Ahorro Anual	-\$8,385

Fuente. Elaboración propia.

Los resultados muestran que con una inversión de \$50,000 USD, una tasa interna de oportunidad del 12% y una disminución del corte de agua del 8%; existen pérdidas debido a que el costo del trabajo no se puede pagar con el ahorro que se generaría con la disminución del agua de producción. En este sentido, la pérdida es de \$8,385 USD en el primer año. La **Gráfica 15** muestra la máxima inversión que genera un ahorro positivo y para el caso de una promesa de una reducción del BSW de 8% la máxima inversión es de \$40,600 USD, lo que explica la pérdida.

Gráfica 15. Inversión con ahorros positivos VS Promesa de reducción del corte de Agua, Pozo 11



Fuente. Elaboración propia.

Para este pozo, las inversiones que se pueden hacer son más bajas. Un fenómeno que está relacionado a que la producción de fluidos de este es la menor de los tres pozos seleccionados. Para que sea rentable la intervención se puede evaluar un periodo mayor a un año, buscar una tecnología que este por debajo de la tendencia y que a su vez genere un ahorro positivo.

6.3 ANÁLISIS FINANCIERO POZO 24

El mecanismo de producción de agua encontrado para este pozo fue una conificación. Según la matriz de decisión de Modelo Integral para el Control de Agua en Fondo (MICAF) la intervención más adecuada es la cementación remedial y su estimado de la disminución del corte de agua según las experiencias internacionales varía entre el 10% y el 12%; por lo que se escoge un valor promedio del 10%.

Las **Tablas 12 y 13** presentan la producción acumulada de agua que se espera tratar a condiciones actuales y una vez realizado el tratamiento, respectivamente. Asimismo, se presentan los costos operacionales requeridos para tratar dicho volumen de agua anual. En el caso del análisis financiero para el tratamiento se incluye un costo de inversión del tratamiento que se estima en \$50,000 USD

Tabla 10. Análisis financiero a condiciones actuales Pozo 24

Análisis Financiero Condiciones Actuales		
Producción de agua acumulada (Bbls)		909,960
Costos de Inversión (\$USD)		N/A
Costos Operacionales	Levantamiento (\$USD)	218,390.4
	Separación (\$USD)	172,892.4
	Filtrado (\$USD)	136,494.0
	Bombeo (\$USD)	81,896.4
	Disposición (\$USD)	222,940.2
Total (\$USD)		832,613.4

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 11. Análisis financiero posterior al tratamiento Pozo 24

Análisis Financiero Con Tratamiento		
Producción de agua acumulada (Bbls)		818,964
Costos de Inversión (\$USD)		50,000
Costos Operacionales	Levantamiento (\$USD)	196,551.4
	Separación (\$USD)	155,603.2
	Filtrado (\$USD)	122,844.6
	Bombeo (\$USD)	73,706.8
	Disposición (\$USD)	200,646.2
Total (\$USD)		799,352.1

Fuente. Elaboración propia.

En este sentido, se emplea la ecuación del VPN y se encuentra dicho valor para los dos escenarios. El ahorro viene dado por la diferencia en el VPN de las condiciones actuales y el VPN que genera el tratamiento. Estos valores se muestran en la **Tabla 14**.

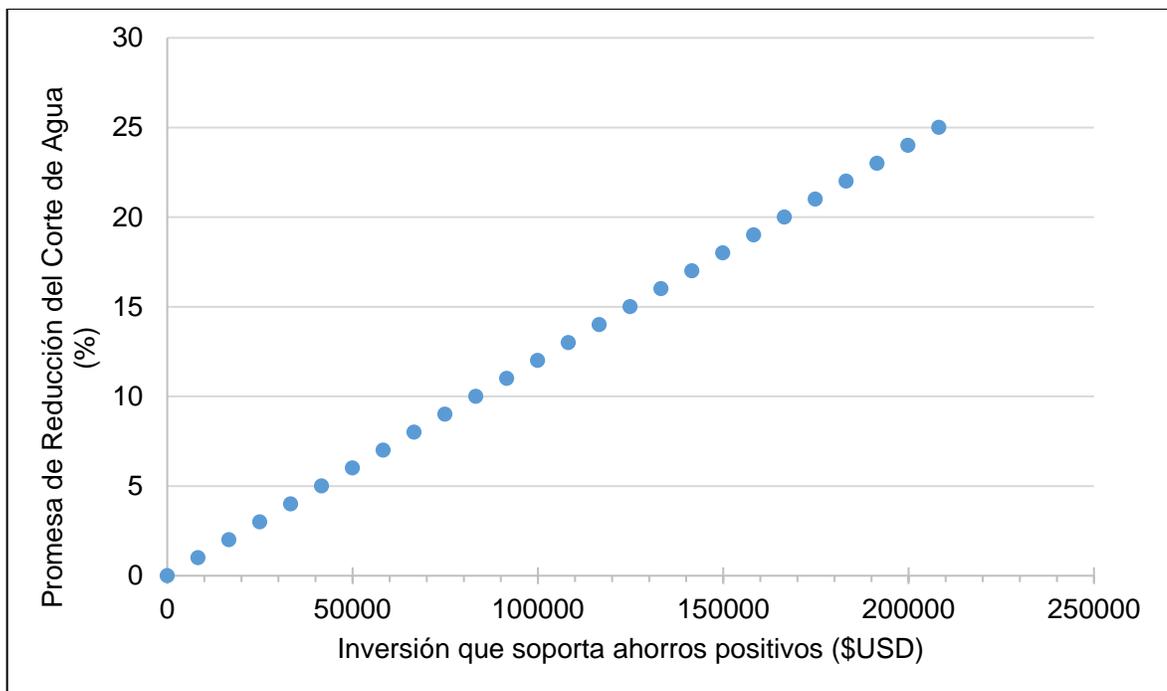
Tabla 12. VPN de los dos escenarios y ahorro del trabajo, Pozo 24

VPN Actual (\$USD)	\$743,405
VPN tratamiento (\$USD)	\$713,707
Ahorro Anual	\$29,698

Fuente. Elaboración propia.

Los resultados muestran que con una inversión de \$50,000 USD, una tasa interna de oportunidad del 12% y una promesa de disminución del corte de agua del 10%; se genera un ahorro positivo de \$29,698 USD. La **Gráfica 16** muestra la máxima inversión que genera un ahorro positivo para cada promesa de disminución del corte de agua. En este caso la máxima inversión que se puede hacer si se espera una disminución del BSW del 10% es de \$83,261 USD.

Gráfica 16. Inversión con ahorros positivos VS Promesa de reducción del corte de Agua, Pozo 24



Fuente. Elaboración propia.

7. CONCLUSIONES

- Mediante este trabajo se planteó una metodología para la selección de pozos, con el fin de controlar la producción de agua en fondo. Asimismo, se desarrolló una herramienta (MICAF) que evalúa el comportamiento del corte de agua a futuro, determina cual es el mecanismo de producción de agua en cada uno de los pozos, identifica la intervención más adecuada dependiendo del problema encontrado y corre un modelo financiero para determinar si la intervención es rentable. Esto mediante los datos de producción del pozo y las propiedades del yacimiento y de los fluidos.
- La metodología propuesta y la herramienta entregada reducen los tiempos de análisis de los pozos con problemas de producción de agua, convirtiéndose en un instrumento de fácil alcance y de pronta respuesta para la empresa. Asimismo, reduce los costos empleados en el diagnóstico de los problemas de producción de agua al utilizar únicamente datos de producción y modelos teóricos sobre las propiedades del yacimiento y de los fluidos.
- Se diagnosticaron los mecanismos de producción de agua para tres pozos, resultando en conificación para el pozo 11 y pozo 5. Para el pozo 24 se determinó una comunicación mecánica y el registro de cementación del mismo reveló una mala adherencia del cemento; abriendo la posibilidad de una canalización de agua por detrás de tubería.
- Para el pozo 5, los resultados financieros muestran que con una inversión de \$50,000 USD, una tasa interna de oportunidad del 12% y una promesa de disminución del corte de agua del 8%; se genera un ahorro de \$63,394 USD en el primer año.
- Para el pozo 11, los resultados muestran que con una inversión de \$50,000 USD, una tasa interna de oportunidad del 12% y una disminución del corte de agua del 8%; existen pérdidas debido a que el costo del trabajo no se puede pagar con el ahorro que se generaría con la disminución del agua de producción. La pérdida es de \$8,385 USD en un periodo de evaluación de un año.
- Para el pozo 24, los resultados financieros muestran que con una inversión de \$50,000 USD, una tasa interna de oportunidad del 12% y una promesa de disminución del corte de agua del 10%; se genera un ahorro de \$29,698 USD en un periodo de evaluación de un año.

- Para los tres pozos, se realizó una gráfica que determina la máxima inversión que se puede realizar en una tecnología, que genere ahorros positivos, según la promesa de disminución del corte de agua. Lo cual es una herramienta útil y rápida para la toma de decisiones.
- Los esfuerzos por disminuir la producción de agua en fondo son necesarios para alargar la vida productiva de los pozos. Con esta metodología se pudo cuantificar ahorros cercanos a los \$93,000 USD únicamente con la intervención de dos pozos.

8. RECOMENDACIONES

- La herramienta MICAF se basa en modelos teóricos y utiliza el comportamiento de la producción de los pozos y las propiedades del yacimiento y de los fluidos. Se recomienda que los resultados que se obtengan deben ser corroborados mediante pruebas especiales, como la adquisición de nuevos registros.
- Se recomienda correr un nuevo registro de cementación en el pozo 24, donde se diagnosticó una comunicación mecánica para comprobar la existencia de una canalización por detrás de tubería. De ser así, se recomienda realizar una cementación remedial.
- Se recomienda calibrar los pesos de la matriz de decisión en MICAF con las experiencias encontradas una vez se ejecuten los proyectos de water shut-off.
- Realizar un seguimiento del periodo de retención o bloqueo del agua por parte de las tecnologías que se recomendaron en cada uno de los pozos. En los proyectos de water shut-off esta es una de las mayores incertidumbres.
- Se recomienda evaluar la disminución del límite económico de ser efectiva la implementación de la tecnología. Esto, además de reducir el agua, añadiría reservas al extender el tiempo de operación de los pozos.
- Se recomienda a la empresa efectuar el trabajo en los pozos 5 y 24 dado que estos generan ahorros positivos en un tiempo de evaluación de un año. No obstante, se recuerda que el costo de inversión de la tecnología fue asumido y que se debe evaluar el costo real que presentan las empresas que prestan estos servicios.
- En el caso del pozo 11 se recomienda hacer una evaluación de los costos con una tecnología que se encuentre en el límite inferior de la tendencia observada en la **Gráfica 15**. De esta forma se asegura que la intervención será rentable.
- Debido a la alta producción de agua que maneja Frontera Energy, se recomienda a la empresa hacer un proyecto encaminado a la intervención de pozos con problemas de producción de agua en cada uno de sus campos. Esto, con el fin de frenar este problema de producción y para hacer más rentables las operaciones.

BIBLIOGRAFÍA

BAILEY, B., CRABTREE, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., and Roodhart, L. (2000b). Control del agua. *Oilfield Rev.* 12, 32–53.

CHAN, K.S. (1995). Water control diagnostic plots. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (Society of Petroleum Engineers), p.

CHOU, S.I., Bae, J.H., Friedmann, F., and Dolan, J.D. (1994). Development of optimal water control strategies. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (Society of Petroleum Engineers), p.

DANESHY, A.A. (2006). Selection and Execution Criteria for Water-Control Treatments. In SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, (Society of Petroleum Engineers), p.

DI LULLO, G., and Rae, P. (2002). New insights into water control-a review of the state of the art. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, (Society of Petroleum Engineers), p.

FULLEYLOVE, R.J., Morgan, J.C., Stevens, D.G., and Thrasher, D.R. (1996). Water shut-off in oil production wells-lessons from 12 treatments. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, (Society of Petroleum Engineers), p.

HARDY, M., van Batenburg, D., and Botermans, W. (1997). Improvements in the design of water shutoff treatments. In Offshore Europe, (Society of Petroleum Engineers), p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

KABIR, A.H., Bakar, M.A., Salim, M.A., Othman, M., and Yunos, A. (1999). Water/gas shut-off candidates selection. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, (Society of Petroleum Engineers), p.

KUCHUCK, F., Sengul, M., and Zeybek, M. (1999). Oilfield Water: A Vital Resource. *Middle East Well Eval. Rev.* 22, 4–13.

LOVE, T., McCarty, A., Miller, M.J., and Semmelbeck, M. (1998). Problem diagnosis, treatment design, and implementation process improves waterflood conformance. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (Society of Petroleum Engineers), p.

PERMANA, D., Fakhrizal, F., and Nurwibowo, M.P. (2013). Selection Criteria for Successful Water Shut-Off Treatment-Brown Field Success Story. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, (Society of Petroleum Engineers), p.

QIN, W., and Wojtanowicz, A.K. (2009). Water problems and control techniques in heavy oils with bottom Aquifers. In SPE Americas E&P Environmental and Safety Conference, (Society of Petroleum Engineers), p.

SERIGHT, R.S., and Liang, J. (1994). A survey of field applications of gel treatments for water shutoff. In SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference, (Society of Petroleum Engineers), p.

SERIGHT, R.S., Lane, R.H., and Sydansk, R.D. (2003). A strategy for attacking excess water production. SPE Prod. Facil. 18, 158–169.

SYDANSK, R.D., and Seright, R.S. (2006). When and where relative permeability modification water-shutoff treatments can be successfully applied. In SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, (Society of Petroleum Engineers), p.

SYDANSK, R.D., and Southwell, G.P. (2000). More than 12 years of experience with a successful conformance-control polymer gel technology. In SPE/AAPG Western Regional Meeting, (Society of Petroleum Engineers), p.

ZAMONSKY, G., Lacentre, P.E., Larreteguy, A.E., and Conificación, C. de A. (2004). Análisis de sensibilidad de la producción de agua a parámetros clave de reservorio y operacionales utilizando un modelo de simulación de pozo. Mecánica Comput. 23, 1861–1875.