

**DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA GRÁFICA PARA EL DIAGNÓSTICO DEL  
MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PETROLEROS  
VERTICALES Y DESVIADOS PARA FUTUROS TRABAJOS DE CONTROL DE  
LA MISMA EN FONDO**

**ANGIE JULIANA FERRUCHO HERRERA**

**CELIA NATALY INFANTE URREA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2020**

**DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA GRÁFICA PARA EL DIAGNÓSTICO DEL  
MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PETROLEROS  
VERTICALES Y DESVIADOS PARA FUTUROS TRABAJOS DE CONTROL DE  
LA MISMA EN FONDO**

**ANGIE JULIANA FERRUCHO HERRERA  
CELIA NATALY INFANTE URREA**

**Proyecto integral de grado para optar el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:  
Dr. MIGUEL ALEJANDRO ASUAJE TOVAR  
Ingeniero Mecánico**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2020**

## NOTAS DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Londoño Galvis Fernando Wilson

---

Ing. Ramos Ramos Jorge Luis

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA**

Concejero Institucional:

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Investigaciones:

**Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ**

Vicerrector Administrativo y Financiero:

**Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO**

Secretaria General:

**Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN**

Decano de la Facultad de Ingenierías:

**Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA**

*Las Directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios o ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a las autoras.*

## **DEDICATORIA**

La gratitud me ha permitido reconocer la belleza de la vida, por lo que las razones para agradecer son infinitas tanto a Dios como a mis padres Carlos Julio Flórez e Hilda Herrera, su esencia es magia y de allí mi inspiración a lograr todos mis sueños, por lo que estoy enamorada de lo que tengo y de lo que estoy alcanzando.

Agradezco a mi hermano Ronald que con sus acotaciones tan características me hace muy feliz, recordándome el disfrute del camino para alcanzar la meta. Por supuesto, gracias a ti Nata por mostrarme que a cada situación se le puede sacar el lado positivo, por el excelente trabajo en equipo que hicimos y por tu amistad incondicional, claramente agradezco a tu papá, don Pablo, por su amabilidad y apoyo durante todo este proceso.

Por último, no menos importante, agradezco a todas las personas que estuvieron involucradas en el transcurso de este hermoso camino, el de la ingeniería de petróleos, gracias familia, amigos, compañeros, profesores y demás.

A todas estas personas dedico mi trabajo.

**ANGIE JULIANA FERRUCHO HERRERA**

Quiero dedicarle este trabajo de grado principalmente a Dios por estar presente siempre en mi vida, por ser mi mayor fortaleza y por permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mis padres por todo el amor, valores inculcados, sacrificio y apoyo incondicional en cada etapa de mi vida, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí y cumplir hoy un sueño más. A mis hermanos por creer siempre en mí, por su amor incondicional, por ser mi ejemplo a seguir, y por llenar mi vida de sonrisas y felicidad.

Quiero agradecerle a Cristian por apoyarme y motivarme cada día a ser mejor, por hacer que la vida sea más agradable y por siempre estar dispuesto a escucharme y ayudarme. Finalmente, a Juliana Ferrucho con quien compartí días enteros para lograr esta meta, mil gracias por su perseverancia y dedicación.

**CELIA NATALY INFANTE URREA**

## AGRADECIMIENTOS

Las autoras presentan sus agradecimientos a:

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**, por sus directivas, docentes y funcionarios que hicieron parte de nuestra formación como profesionales íntegras en ingeniería de petróleo y brindaron las herramientas necesarias para la correcta elaboración del respectivo trabajo de grado.

**FRONTERA ENERGY CORP.**, por brindar el soporte técnico y apoyo de su personal durante el desarrollo del trabajo.

**COMPUTER MODELLING GROUP LTD. (CMG)**, por brindar el soporte técnico y licencias de sus softwares BUILDER, IMEX y RESULTS necesarios para la validación del presente trabajo.

Dr. **MIGUEL ASUAJE**, director, por su amplio conocimiento, experticia en la industria petrolera, acompañamiento, enseñanzas, dedicación y tiempo brindado durante la orientación. Logrando con éxito el desarrollo del trabajo de grado.

Ing. **AARON PADRÓN** por su amplio conocimiento y experticia en proyectos “*Water Shut Off*” que llevaron a la creación de la nueva metodología DIAPA.

Ings. **EDINSON JIMENEZ, JORGE TOVAR, ANGIE ORTEGA y SEBASTIÁN GOMEZ**, orientadores de trabajo de grado, por su guía y recomendaciones durante el desarrollo, estructura y énfasis de nuestro trabajo de grado.

Ings. **JORGE L. RAMOS y YESSICA MATEUS** por su disposición, conocimiento, apoyo incondicional y asesorías sin límite de horario en el desarrollo de las simulaciones en CMG.

Ing. **ADRIANGELA ROMERO** por sus conocimientos en el área de yacimientos y apoyo incondicional necesario para la validación del presente trabajo.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>27</b>
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	<b>30</b>
1.1 VARIABLES QUE INFLUYEN EN LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA	30
1.1.1 Propiedades del Fluido	30
1.1.1.1 Contacto Agua-petróleo	30
1.1.1.2 Gravedad API	30
1.1.1.3 Viscosidad	31
1.1.1.4 Razón de movilidad "M"	31
1.1.2 Propiedades Físicas del Medio Poroso	32
1.1.2.1 Heterogeneidad del yacimiento	32
1.1.2.2 Humectabilidad	33
1.1.2.3 Permeabilidad vertical y horizontal	34
1.2 CLASIFICACIÓN DEL AGUA EN EL YACIMIENTO	34
1.2.1 Agua intersticial o agua de formación	34
1.2.2 Agua connata o agua fósil	35
1.2.3 Agua libre de fondo	35
1.3 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS	35
1.3.1 Conificación o formación de crestas	35
1.3.2 Canalización o fingering	36
1.3.3 Comunicación mecánica o canalización detrás del casing	38
1.4 TÉCNICAS PARA DIAGNOSTICAR LA ENTRADA DE AGUA	39
1.4.1 Diagnóstico mediante gráficas	39
1.4.1.1 Gráficos de historia de producción	40
1.4.1.2 Método Curvas de Chan	40
1.4.1.3 Método de Ramos	41
1.4.2 Registros de pozos utilizados para diagnosticar los mecanismos de producción de agua	42

<b>2.</b>	<b>METODOLOGÍA Y DATOS</b>	<b>43</b>
2.1	IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES INVOLUCRADAS EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA, ESTUDIANDO SU INFLUENCIA EN CADA MECANISMO	43
2.2	CREACIÓN DE UNA METODOLOGÍA GRÁFICA QUE COMPLEMENTE EL DIAGNÓSTICO DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA	43
2.2.1	Criterios de selección de pozos	43
2.2.2	Selección de pozos	43
2.2.3	Diagnóstico y clasificación de los pozos seleccionados con la metodología de Chan y Ramos	44
2.2.4	Identificación de limitaciones o falencias de los métodos de referencia	44
2.2.5	Evaluación de gráficas con diferentes variables y escalas	44
2.3	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA A UNA MUESTRA DE POZOS CANDIDATOS, CATEGORIZANDO EL MÁS REPRESENTATIVOS POR CADA MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	46
2.3.1	Identificación de tendencias características para cada mecanismo y obtención de las gráficas tipo DIAPA	46
2.3.2	Categorización del pozo más representativo por cada mecanismo de producción de agua	46
2.4	VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA CON LA INFORMACIÓN DISPONIBLE, DETERMINANDO SU GRADO DE CERTIDUMBRE	46
2.5	REALIZACIÓN DE UN ANÁLISIS COMPARATIVO DE UNA MUESTRA DE CIENTO (100) POZOS APLICANDO LAS CURVAS DE CHAN Y LA NUEVA METODOLOGÍA	49
<b>3.</b>	<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>52</b>
3.1	IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES INVOLUCRADAS EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA, ESTUDIANDO SU INFLUENCIA EN CADA MECANISMO	52
3.2	CREACIÓN DE UNA METODOLOGÍA GRÁFICA QUE COMPLEMENTE EL DIAGNÓSTICO DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA	58
3.2.1	Criterios de selección de pozos	58

3.2.1.1	Historia de producción	58
3.2.1.2	Pozos verticales y desviados	58
3.2.1.3	BS&W: Basado en lifting cost	59
3.2.2	Selección de pozos	59
3.2.3	Diagnóstico y clasificación de los pozos seleccionados con el Método de las curvas de Chan y el Método de Ramos	61
3.2.4	Identificación de limitaciones o falencias de los métodos de Curvas de Chan y método de Ramos	76
3.2.5	Evaluación de gráficas con diferentes variables y escalas	81
3.3	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA A UNA MUESTRA DE POZOS CANDIDATOS, CATEGORIZANDO EL MÁS REPRESENTATIVO POR CADA MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	90
3.3.1	Identificación de tendencias características para cada mecanismo y obtención de las gráficas tipo de la Metodología Gráfica DIAPA	103
3.3.2	Categorización del pozo más representativo por cada mecanismo de producción de agua	105
3.4	VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA	106
3.4.1	Validación Canalización pozo 20	106
3.4.1.1	Propiedades Pozo 20	106
3.4.1.2	Metodología gráfica DIAPA	107
3.4.1.3	Método de curvas de Chan y Ramos	107
3.4.1.4	Distancia CAP-Perforados	108
3.4.1.5	Intervenciones y tazas de producción	110
3.4.1.6	Mojabilidad Formación Mirador	112
3.4.1.7	Mojabilidad Formación Guadalupe	112
3.4.1.8	Heterogeneidad	113
3.4.1.9	Zonas de agua	116
3.4.1.10	Relación Kv/Kh	116
3.4.1.11	Razón de movilidad	117
3.4.1.12	Simulación en CMG Pozo 20	118
3.4.2	Validación Conificación, Pozo 32	129
3.4.2.1	Propiedades Pozo 32	129
3.4.2.2	Metodología DIAPA	130
3.4.2.3	Método de curvas de Chan y Ramos	130

3.4.2.4	Distancia CAP-Perforados	131
3.4.2.5	Intervenciones y tasas de producción	133
3.4.2.6	Mojabilidad Formación Guadalupe	135
3.4.2.7	Mojabilidad Formación Lower Sand	135
3.4.2.8	Heterogeneidad	135
3.4.2.9	Zonas de agua	138
3.4.2.10	Relación Kv/Kh	138
3.4.2.11	Razón de movilidad	139
3.4.2.12	Simulación en CMG Pozo 32	139
3.4.3	Validación Comunicación Mecánica, Pozo 26	147
3.4.3.1	Metodología DIAPA	147
3.4.3.2	Método de curvas de Chan y Ramos	147
3.4.3.3	Intervenciones y tasas de producción	148
3.4.3.4	Heterogeneidad	149
3.4.3.5	Integridad del cemento	152
3.4.4	Ranking de certidumbre	154
3.5	REALIZACIÓN DE UN ANÁLISIS COMPARATIVO DE UNA MUESTRA DE CIEN (100) POZOS APLICANDO LAS CURVAS DE CHAN Y LA NUEVA METODOLOGÍA	155
<b>4.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>162</b>
<b>5.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>166</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>167</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>169</b>

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
<b>Anexo A.</b> Procedimiento para crear la gráfica del método de las Curvas de Chan en el software OFM	170
<b>Anexo B.</b> PVT de la formación Mirador del pozo 20	175
<b>Anexo C.</b> PVT de la formación Guadalupe del pozo 20 y 32	181
<b>Anexo D.</b> PVT de la formación Lower Sand del pozo 32	187
<b>Anexo E.</b> Trayectoria del pozo 20 generado en IMEX	193
<b>Anexo F.</b> Trayectoria del pozo 32 generado en IMEX	194
<b>Anexo G.</b> “Diagnóstico método de las curvas de chan y método de ramos” {Base de datos Excel}	195
<b>Anexo H.</b> “Diagnóstico metodología grafica diapa” {Base de datos Excel}	196
<b>Anexo I.</b> “Análisis comparativo” {Base de datos Excel}	197
<b>Anexo J.</b> Generalidades de los campos A, B y C	198
<b>Anexo K.</b> Ventajas y desventajas del método de Chan, método de Ramos y metodología gráfica DIAPA	199
<b>Anexo L.</b> Tasa crítica de conificación pozo 32	200

## LISTA DE CUADROS

	pág.
<b>Cuadro 1.</b> Impacto de variables sobre los mecanismos de producción de agua	56

## LISTA DE DIAGRAMAS

	<b>pág.</b>
<b>Diagrama 1.</b> Segundo objetivo	45
<b>Diagrama 2.</b> Información disponible del pozo para validación de la metodología gráfica DIAPA	47
<b>Diagrama 3.</b> Datos de entrada del simulador CMG	48
<b>Diagrama 4 .</b> Análisis comparativo	50
<b>Diagrama 5.</b> Proceso de la metodología gráfica DIAPA	51
<b>Diagrama 6.</b> Análisis comparativo de la Metodología DIAPA y curvas de Chan	161

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
<b>Ecuación 1.</b> Gravedad API	30
<b>Ecuación 2.</b> Razón de movilidad	31
<b>Ecuación 3.</b> Coeficiente de variación de permeabilidad	32
<b>Ecuación 4.</b> Agua Acumulada, Métodos Ramos	41
<b>Ecuación 5.</b> RAP, Método Ramos	41
<b>Ecuación 6.</b> RAP ajustado, Método Ramos	42
<b>Ecuación 7.</b> RAP método de Ramos	64
<b>Ecuación 8.</b> RAP ajustada método de Ramos	65
<b>Ecuación 9.</b> Coeficiente de heterogeneidad, Pozo 20	115
<b>Ecuación 10.</b> Permeabilidad horizontal y vertical de Coates y Denoo	116
<b>Ecuación 11.</b> Razón de movilidad para formación Mirador, pozo 20	117
<b>Ecuación 12.</b> Ecuación 11. Razón de movilidad para formación Guadalupe, pozo 20	118
<b>Ecuación 13.</b> Porosidad efectiva	119
<b>Ecuación 14.</b> Volumen Shale	119
<b>Ecuación 15.</b> Índice de anisotropía	120
<b>Ecuación 16.</b> Modelo general de Cori	121
<b>Ecuación 17.</b> Endpoint $K_{rg}@S_{gmax}$	121
<b>Ecuación 18.</b> Datum, profundidad de referencia.	121
<b>Ecuación 19.</b> Coeficiente de heterogeneidad, Pozo 20	137
<b>Ecuación 20.</b> Razón de movilidad para formación Lower Sand, pozo 32	139
<b>Ecuación 21.</b> Coeficiente de heterogeneidad, Pozo 20	151
<b>Ecuación 22.</b> Parámetro alfa-Tasa crítica de conificación para la formación Lower Sand	200
<b>Ecuación 23.</b> Tasa crítica de conificación para la formación Lower Sand	200
<b>Ecuación 24.</b> Tasa crítica de aceite sin conificación para la formación Lower Sand	200
<b>Ecuación 25.</b> Parámetro alfa-Tasa crítica de conificación para la formación Guadalupe	201
<b>Ecuación 26.</b> Tasa crítica de conificación para la formación Guadalupe	201
<b>Ecuación 27.</b> Tasa crítica de aceite sin conificación para la formación Guadalupe	201

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Humectabilidad del sistema Roca-Fluido	33
<b>Figura 2.</b> Humectabilidad por Honarpour	34
<b>Figura 3.</b> Cono-pozo vertical	35
<b>Figura 4.</b> Deformación del WOC en forma de cono(A) irrupción Del Agua por Conificación (B)	36
<b>Figura 5.</b> Petróleo bypassado por conificación de agua	36
<b>Figura 6.</b> Canalización dada por capas de agua permeables o Fingering	37
<b>Figura 7.</b> Canalización por fracturas o fallas en la capa de agua	37
<b>Figura 8.</b> Clasificación del empuje por agua	38
<b>Figura 9.</b> Flujo canalizado detrás del casing	38
<b>Figura 10.</b> Filtraciones en el casing	39
<b>Figura 11.</b> Historia de producción Pozo 25	40
<b>Figura 12.</b> Comportamiento de la RAP' indicando los mecanismos de producción de agua	41
<b>Figura 13.</b> Efecto de la relación $K_v/K_h$ y la razón de movilidad $M$ sobre el corte de agua	53
<b>Figura 14.</b> Efecto de la tasa de producción sobre el corte de agua	53
<b>Figura 15.</b> Historia de producción Bloque Caracara	58
<b>Figura 16.</b> Impacto de un barril de petróleo a varios cortes de agua sobre el Lifting Cost por D. Permana et al	59
<b>Figura 17.</b> Presentación de los 50 pozos en Excel	62
<b>Figura 18.</b> Presentación del método de las curvas de Chan en Excel	62
<b>Figura 19.</b> Curvas tipo de Chan	63
<b>Figura 20.</b> Presentación del método de Ramos en Excel	63
<b>Figura 21.</b> Gráficas del método de Ramos. (A) Agua acumulada $W_p$ Vs petróleo acumulado $N_p$ . (B) relación agua-petróleo RAP Vs tiempo acumulado $t$	64
<b>Figura 22.</b> Diagnóstico de un solo mecanismo	77
<b>Figura 23.</b> Diferentes tendencias por cambios en el grado de polinomio	77
<b>Figura 24.</b> Dispersión y calidad de datos, pozo1	78
<b>Figura 25.</b> Diagnostico totalmente indefinido con la Metodología de Chan	79
<b>Figura 26.</b> Metodología de Chan con data diaria y mensual	79
<b>Figura 27.</b> Data no graficada con Metodología de Chan	80
<b>Figura 28.</b> Diagnostico inválido por inactividad del pozo con Metodología de Chan	81
<b>Figura 29.</b> Canalización por Método de Chan pozo 15 y curva tipo	82
<b>Figura 30.</b> Historia de producción pozo 15	82
<b>Figura 31.</b> Conificación por Método de Chan pozo 59 y curva tipo	83
<b>Figura 32.</b> Historia de producción pozo 59	83
<b>Figura 33.</b> Comunicación Mecánica por Método de Chan pozo 51 y curva tipo	84
<b>Figura 34.</b> Historia de producción pozo 51	84
<b>Figura 35.</b> Gráfico de recuperación	85

<b>Figura 36.</b> Gráfica de referencia de la metodología DIAPA	90
<b>Figura 37.</b> Gráfica DIAPA tipo para Canalización	103
<b>Figura 38.</b> Gráfica DIAPA tipo para Conificación	104
<b>Figura 39.</b> Gráfica DIAPA tipo para Comunicación Mecánica	104
<b>Figura 40.</b> Gráfica DIAPA tipo para Canalización y Conificación	105
<b>Figura 41.</b> Gráfica DIAPA tipo para Conificación y Canalización	105
<b>Figura 42.</b> Metodología DIAPA, Pozo 20	107
<b>Figura 43.</b> Método de curvas de Chan, pozo 20	108
<b>Figura 44.</b> Método de Ramos, pozo 20	108
<b>Figura 45.</b> Estado mecánico, pozo 20	109
<b>Figura 46.</b> Registros eléctricos, pozo 20	110
<b>Figura 47.</b> Historia de producción, Pozo 20	111
<b>Figura 48.</b> Intervenciones, pozo 20	111
<b>Figura 49.</b> Curva de permeabilidad relativa-formación Mirador, Pozo 20	112
<b>Figura 50.</b> Curva de permeabilidad relativa-formación Guadalupe, Pozo 20	113
<b>Figura 51.</b> Gráfica permeabilidad efectiva vs probabilidad acumulada, Pozo 20	115
<b>Figura 52.</b> Survey del pozo 20	122
<b>Figura 53.</b> Completamientos del pozo 20	122
<b>Figura 54.</b> Modelo tipo tanque pozo 20	123
<b>Figura 55.</b> Ajuste histórico Líquido Pozo 20	123
<b>Figura 56.</b> Modelo tipo tanque pozo 20: Profundidad de la malla	124
<b>Figura 57.</b> Modelo tipo tanque pozo 20: Saturación de agua iniciando la producción	125
<b>Figura 58.</b> Modelo tipo tanque pozo 20: Saturación de agua en el primer periodo de la canalización	126
<b>Figura 59.</b> Modelo tipo tanque pozo 20: Saturación de agua en el segundo periodo de la canalización	127
<b>Figura 60.</b> Modelo tipo tanque pozo 20: Inicio de la segunda canalización	127
<b>Figura 61.</b> Modelo tipo tanque pozo 20: Saturación de agua luego de aislar la zona de la canalización	128
<b>Figura 62.</b> Modelo tipo tanque pozo 20: Continuación de la canalización en la nueva zona cañoneada	128
<b>Figura 63.</b> Metodología DIAPA, Pozo 32	130
<b>Figura 64.</b> Método de curvas de Chan, pozo 32	131
<b>Figura 65.</b> Método de Ramos pozo 32	131
<b>Figura 66.</b> Estado mecánico, pozo 32	132
<b>Figura 67.</b> Registros eléctricos, Pozo 32	133
<b>Figura 68.</b> Historia de producción, Pozo 32	134
<b>Figura 69.</b> Curva de permeabilidad relativa-formación Lower Sand, Pozo 32	135
<b>Figura 70.</b> Gráfica permeabilidad efectiva vs probabilidad acumulada, Pozo 32	137
<b>Figura 71.</b> Datos de inicialización por equilibrio pozo 32	141
<b>Figura 72.</b> Survey del pozo 32	142
<b>Figura 73.</b> Completamientos del pozo 32	142
<b>Figura 74.</b> Modelo tipo tanque pozo 32	143
<b>Figura 75.</b> Ajuste histórico Líquido Pozo 32	143

<b>Figura 76.</b> Modelo tipo tanque pozo 32: Profundidad de la malla	144
<b>Figura 77.</b> Modelo tipo tanque pozo 32: Saturación de agua iniciando la producción	145
<b>Figura 78.</b> Modelo tipo tanque pozo 32: Saturación de agua en el primer periodo de la conificación	146
<b>Figura 79.</b> Modelo tipo tanque pozo 32: Conificación durante el tiempo	146
<b>Figura 80.</b> Metodología DIAPA, Pozo 26	147
<b>Figura 81.</b> Método de curvas de Chan, Pozo 26	148
<b>Figura 82.</b> Historia de producción, Pozo 26	149
<b>Figura 83.</b> Gráfica permeabilidad efectiva vs probabilidad acumulada, Pozo 26	151
<b>Figura 84.</b> Registro USIT CBL VDL del pozo 26	152
<b>Figura 85.</b> Presentación del diagnóstico del mecanismo de producción de agua para el pozo 1 en Excel	155
<b>Figura 86.</b> Diagnóstico del mecanismo de producción de agua por Metodología DIAPA y curvas de Chan para una muestra de cien (100) pozos	156
<b>Figura 87.</b> Selección de tablas de información	170
<b>Figura 88.</b> Tabla de información	171
<b>Figura 89.</b> Ventana de variables creadas	171
<b>Figura 90.</b> Creación de variables	172
<b>Figura 91.</b> Nombre de la variable	172
<b>Figura 92.</b> Definición de ejes del gráfico	173
<b>Figura 93.</b> Gráfica de Chan obtenida del software OFM	174

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>pág.</b>
<b>Gráfica 1.</b> Resultados del método curvas de Chan	74
<b>Gráfica 2.</b> Resultados del método de Ramos	75
<b>Gráfica 3.</b> Resultados de la Metodología Grafica DIAPA	102

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Gravedad API	31
<b>Tabla 2.</b> Razón de movilidad	31
<b>Tabla 3.</b> Coeficiente de variación de permeabilidad	33
<b>Tabla 4.</b> Ranking de certidumbre	49
<b>Tabla 5.</b> Criterios de Selección de Pozos	60
<b>Tabla 6.</b> Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Canalización	66
<b>Tabla 7.</b> Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Conificación	66
<b>Tabla 8.</b> Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Comunicación mecánica	67
<b>Tabla 9.</b> Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Conificación con canalización tardía	67
<b>Tabla 10.</b> Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Diagnóstico indefinido	68
<b>Tabla 11.</b> Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Diagnóstico indefinido-Combinación de mecanismos	69
<b>Tabla 12.</b> Clasificación del diagnóstico por el método de Ramos: Canalización	70
<b>Tabla 13.</b> Clasificación del diagnóstico por el método de Ramos: Conificación	73
<b>Tabla 14.</b> Resultados método curvas de Chan	74
<b>Tabla 15.</b> Resultados método de Ramos	75
<b>Tabla 16.</b> Casos de combinación de variables a graficar	86
<b>Tabla 17.</b> Gráficas propuestas con diferentes variables y escalas	89
<b>Tabla 18.</b> Casos de canalización con Metodología DIAPA	91
<b>Tabla 19.</b> Casos de conificación con Metodología DIAPA	96
<b>Tabla 20.</b> Casos de comunicación mecánica con Metodología DIAPA	98
<b>Tabla 21.</b> Casos de comunicación mecánica y canalización con la Metodología DIAPA	99
<b>Tabla 22.</b> Casos de canalización y conificación con la Metodología DIAPA	99
<b>Tabla 23.</b> Casos de conificación y canalización con la Metodología DIAPA	100
<b>Tabla 24.</b> Casos indefinidos con la metodología DIAPA	102
<b>Tabla 25.</b> Pozos representativos por cada mecanismo de producción de agua según la metodología DIAPA	105
<b>Tabla 26.</b> Propiedades generales pozo 20	106
<b>Tabla 27.</b> Periodos de la metodología DIAPA, Pozo 20	107
<b>Tabla 28.</b> Permeabilidades efectivas y probabilidad mayor que', Pozo 20	114
<b>Tabla 29.</b> Data registros eléctricos, Pozo 20	116
<b>Tabla 30.</b> Anisotropía de la permeabilidad, Pozo 20	117
<b>Tabla 31.</b> Número de capas de la malla del modelo de simulación pozo 20	119
<b>Tabla 32.</b> Datos de inicialización por equilibrio	122
<b>Tabla 33.</b> Propiedades generales pozo 32	129

<b>Tabla 34.</b> Periodos de la metodología DIAPA, Pozo 32	130
<b>Tabla 35.</b> Intervenciones, Pozo 32	134
<b>Tabla 36.</b> Permeabilidades efectivas y probabilidad mayor	136
<b>Tabla 37.</b> Data registros eléctricos, Pozo 32	138
<b>Tabla 38.</b> Anisotropía de la permeabilidad, Pozo 32	138
<b>Tabla 39.</b> Número de capas de la malla del modelo de simulación pozo 32	140
<b>Tabla 40.</b> Periodos de la metodología DIAPA, Pozo 26	147
<b>Tabla 41.</b> Intervenciones, Pozo 26	149
<b>Tabla 42.</b> Permeabilidades efectivas y probabilidad mayor que', Pozo 26	150
<b>Tabla 43.</b> Integridad del cemento, pozo 26	153
<b>Tabla 44.</b> Ranking de certidumbre de los resultados de validación	154
<b>Tabla 45.</b> Fórmulas utilizadas en OFM para la gráfica de Chan	173

## ABREVIATURAS

<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BFPD</b>	Barriles De Fluido Por Día
<b>BOPD</b>	Barriles De Aceite Por Día
<b>BS&amp;W</b>	Contenido De Agua Y Sedimentos
<b>BWPD</b>	Barriles De Agua Por Día
<b>CAP</b>	Contacto Agua-Petróleo
<b>CBL</b>	Cement Bond Log
<b>CCL</b>	Casing Collar Locator
<b>CMG</b>	Computer Modelling Group
<b>DIAPA</b>	Diagnóstico De Producción De Agua
<b>ESP</b>	Electrical Submersible Pumps
<b>K<sub>H</sub></b>	Permeabilidad Horizontal
<b>K<sub>rg</sub></b>	Permeabilidad Relativa Al Gas
<b>K<sub>ro</sub></b>	Permeabilidad Relativa Al Petróleo
<b>K<sub>rw</sub></b>	Permeabilidad Relativa Al Agua
<b>K<sub>v</sub></b>	Permeabilidad Vertical
<b>m</b>	Pendiente
<b>M</b>	Razón De Movilidad
<b>MD</b>	Measured Depth
<b>N<sub>p</sub> BT</b>	Petróleo Acumulado Al Momento De La Irrupción
<b>N<sub>p</sub></b>	Petróleo Acumulado
<b>OFM</b>	Oil Field Manager
<b>OPEX</b>	Operational Expenditures
<b>PCP</b>	Progressing Cavity Pump
<b>PVT</b>	Presión-Volumen-Temperatura
<b>RAP</b>	Relación Agua-Petróleo
<b>RAP'</b>	Derivada De La Relación Agua-Petróleo
<b>t cum</b>	Tiempo Acumulado
<b>TVDSS</b>	True Vertical Depth Sub-Sea
<b>USD</b>	Dólares
<b>USIT</b>	Ultrasonic Imager Tool
<b>V</b>	Coeficiente De Variación De Permeabilidad
<b>VDL</b>	Variable Density Log
<b>W<sub>p</sub></b>	Agua Acumulada

## GLOSARIO

**CBL (CEMENT BOND LOG):** es una herramienta que mide la adherencia entre el casing y el cemento colocado en el espacio anular, midiendo solo dos puntos por lectura. La medición se realiza mediante el uso de sonido acústico y herramientas ultrasónicas.<sup>1</sup>

**CMG (COMPUTER MODELLING GROUP):** es una compañía que desarrolla un software de simulación de yacimientos líder en el mercado, reconocido en todo el mundo como el estándar de la industria para procesos avanzados de recuperación.<sup>2</sup>

**DAÑO DE FORMACIÓN:** un término general para describir la reducción de la permeabilidad en la región vecina al pozo de una formación prospectiva. Existen diversos mecanismos de daño reconocidos, tales como la invasión de fluidos incompatibles que dilatan las arcillas de formación, o los sólidos finos provenientes de los fluidos sucios que taponan la matriz de formación. Dado que el daño de formación puede afectar significativamente la productividad de cualquier pozo, se deben adoptar precauciones adecuadas para evitar el daño durante todas las fases de la vida productiva de un pozo.<sup>3</sup>

**DRENAJE:** es el proceso mediante el cual se fuerza a una fase no-mojante a desplazarse del medio poroso a la fase mojante.<sup>4</sup>

**FUERZAS ADHESIVAS:** fuerzas intermoleculares que unen una sustancia con una superficie en particular.<sup>5</sup>

**FUERZAS COHESIVAS:** fuerzas intermoleculares que unen moléculas similares.<sup>6</sup>

**HISTÉRESIS:** en lo referente a los yacimientos, el término de Histéresis se aplica a la diferencia entre los valores que asumen la permeabilidad relativa, presión capilar y saturación residual a medida que la saturación de un fluido es aumentada o disminuida<sup>7</sup>, es decir, la diferencia de los valores causados por imbibición y drenaje.

---

<sup>1</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary, Cement Bond Log.

<sup>2</sup> CMG. [en línea]. Consultado el 04 de Abril del 2020. Disponible en Internet: <https://www.cmgl.ca/>

<sup>3</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary, Formation Damage.

<sup>4</sup> LA COMUNIDAD PETROLERA. El fenómeno de Histeresis. Relación con las curvas de Presión Capilar y Permeabilidad Relativa. [en línea]. Consultado el 04 de Abril del 2020. Disponible en Internet:

<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/02/el-fenmeno-de-histresis-relacin-con-las.html>

<sup>5</sup> CHAVÉZ, Ramon J. Propiedades de líquidos y estructura de sólidos. Universidad Sagrado Corazón, 2012

<sup>6</sup> Ibid

<sup>7</sup> LA COMUNIDAD PETROLERA. Op. Cit.

**IMBIBICIÓN:** al contrario del drenaje, es un proceso espontáneo, por el cual la fase no-mojante desplaza a la fase mojannte del yacimiento.<sup>8</sup>

**IMEX:** programa procesador que modela procesos de recuperación de petróleo primario y secundario en yacimientos convencionales y no convencionales.<sup>9</sup>

**OFM (OILFIELD MANAGER):** es una aplicación de base de datos que facilita las labores de monitoreo y control de yacimientos, proporcionando un conjunto de herramientas para visualizar, manejar de forma integrada e interpretar la información disponible.<sup>10</sup>

**PVT (PRESSURE, VOLUMEN, TEMPERATURE):** el término se usa en evaluaciones de propiedades de los fluidos.<sup>11</sup>

**TORTUOSIDAD:** medida de la complejidad geométrica de un medio poroso.

**USIT (ULTRASONIC IMAGER TOOL):** es una herramienta que mide la adherencia entre el casing y el cemento colocado en el espacio anular, con la diferencia del CBL, que mide los 360° del pozo.<sup>12</sup>

**VDL (VARIABLE DENSITY LOG):** es una herramienta que mide la adherencia entre el cemento y la formación colocado en el espacio anular.<sup>13</sup>

---

<sup>8</sup> Ibid

<sup>9</sup> CMG.Op. Cit.

<sup>10</sup> Taller OFM. Frontera Energy,2012.1

<sup>11</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary, PVT.

<sup>12</sup> Schlumberger. USI UltraSonic Imager Tool, 2004.

<sup>13</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary, Variable Density Log.

## RESUMEN

La explotación de campos petroleros productores de crudo pesado y/o maduro representa un reto para la industria petrolera, porque deben manejar grandes volúmenes de agua asociada a la producción incrementando el lifting cost y afectando la mayoría de las operaciones del campo.

El mantenimiento del agua en el yacimiento implica hacer un diagnóstico que identifique si el mecanismo de producción del agua es conificación, canalización, comunicación mecánica o incluso una combinación de estas. Hoy día, existen metodologías para identificar dichos mecanismos como son las curvas de Chan y el método de Ramos, sin embargo, éstas presentan varias limitaciones y/o falencias aumentando la incertidumbre en los diagnósticos.

Se propone una nueva metodología con una certidumbre del 96%, validada por medio de conceptos teóricos y simulaciones, denominada metodología gráfica para el diagnóstico del mecanismo de producción de agua (DIAPA) que relaciona la  $W_p$  en escala lineal vs RAP y diferencia de la RAP en escala logarítmica, donde la RAP indica la cantidad de agua producida con respecto al petróleo a un tiempo determinado, y como ésta se comporta a medida que se acumula el agua. Ahora bien, la diferencia de la RAP permite visualizar que tan drástico fue el cambio de la RAP determinando la agresividad del agua con la que irrumpe en el pozo. Por lo tanto, la metodología DIAPA presenta tendencias características por cada mecanismo de producción de agua independiente de la formulación matemática, facilitando su interpretación y generando mejor información para futuros trabajos del control de agua en fondo.

**Palabras clave:** Mecanismos de producción de agua, Canalización, Conificación, Comunicación mecánica, Control de agua en fondo.

## ABSTRACT

The exploitation of oil fields which produce heavy and/or mature crude represents a challenge for the oil industry because they have to handle large volumes of water associated with production, increasing the lifting cost and affecting most of the field operations.

The maintenance of water in the reservoir involves making a diagnosis that identifies whether the mechanism of water production is coning, multilayer channeling, flow behind casing or even a combination of these. Today, there are methodologies to identify such mechanisms such as the Chan curves and the Ramos method; however, these present several limitations and/or shortcomings increasing the uncertainty in the diagnosis.

A new methodology is proposed with a certainty of 96%, which is validated through technical concepts and simulations, graphic methodology for diagnosis of water production mechanism (DIAPA, acronym in Spanish), which relates the  $W_p$  on a linear scale to the WOR and WOR's difference on a logarithmic scale, in which the WOR indicates the amount of water produced in regards to the oil at a certain time, and how it behaves at the same time the water accumulates. At the other hand, the WOR's difference allows us to see how drastic the change in WOR was, determining the water's aggressiveness and its breakthrough.

Therefore, the DIAPA methodology presents characteristic trends for each water production mechanism independent of the mathematical formulation, thereby facilitating their interpretation and generating better information for future works of downhole water control.

**Key words:** Water production mechanism, Multilayer channeling, Water coning, Flow behind casing, Downhole water control.

## INTRODUCCIÓN

Todos los yacimientos de petróleo tienen agua asociada a ellos y ésta en su mayoría representa el fluido más abundante producido. Los mecanismos de producción de agua en yacimientos se refieren a la manera en la que irrumpe el agua del yacimiento al pozo, ya sea de proveniencia por deformación del contacto agua-petróleo “CAP” formando una conificación, alta heterogeneidad creando canalizaciones, o falta de adhesión entre el casing y el cemento creando comunicaciones mecánicas.

La explotación de campos petroleros productores de crudo pesado y/o maduro representa un reto para la industria petrolera, especialmente para las compañías operadoras, porque deben manejar grandes volúmenes de agua asociada a la producción. Ésta resulta bastante difícil de comprender y de controlar debido a razones de movilidad adversas, alta heterogeneidad, presencia de acuíferos activos fuertes, fuerzas viscosas superan fuerzas gravitacionales y condiciones operacionales que influyen los mecanismos de producción de agua.

De este modo, se incrementa el lifting cost y se afecta la mayoría de las operaciones del campo. Por lo tanto, las compañías en busca del mantenimiento del agua en el yacimiento, acuden a realizar diagnósticos que identifiquen si el mecanismo de producción del agua está dado por una canalización, conificación, una comunicación mecánica o incluso una combinación de estas.

Hoy día, existen metodologías para identificar dicho mecanismo como son las curvas de Chan<sup>14</sup> (1995) y el diagnóstico propuesto por Ramos<sup>15</sup> (2000), pero muchas veces son poco efectivas debido a que la primera requiere una tendencia basada en un grado de polinomio y no permite visualizar valores negativos de la derivada de la relación agua-petróleo RAP' como consecuencia de ser un gráfico Log-Log; mientras la segunda, solo identifica dos tipos de mecanismos, canalización y conificación. Por consiguiente, el problema principal radica en **“Alta incertidumbre en los diagnósticos de mecanismos de producción de agua obtenidos por las metodologías actuales”**.

Siguiendo lo anterior, la metodología actual de referencia en la industria petrolera para identificar el mecanismo de producción de agua es la elaborada por Chan, la cual se basa en estudios de simulación numérica, en donde se descubrió que los gráficos Log-Log de RAP y RAP' vs Tiempo muestran diferentes tendencias de la siguiente manera: Una trayectoria con un incremento abrupto del RAP indica la presencia de una comunicación mecánica, la canalización por lo general muestra un aumento rápido en el momento de la irrupción seguido de una línea recta, en el

---

<sup>14</sup> CHAN, K.S. Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775. 1995.

<sup>15</sup> RAMOS, L. y Marín, A. Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. *Revista Fuentes: El reventón energético*. 2018, Vol. 16, Nro. 2, p. 23-40.

caso de múltiples capas la línea puede presentar una forma escalonada; y un aumento gradual de la RAP indica la conificación de agua temprana en la vida del pozo.<sup>16</sup>

Por su parte Ramos<sup>17</sup> desarrolló un método analítico basado en un ajuste potencial de la gráfica de producción acumulada del agua con respecto a la producción acumulada de petróleo para obtener la producción de petróleo al momento de la irrupción del agua “Np BT”, para diferenciar entre los mecanismos de conificación y canalización del agua.

Schlumberger en el año 2004, presento un estudio en donde se analizó que a nivel mundial las compañías producen un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo extraído<sup>18</sup>. Para el caso de Colombia se encuentra en 11,6 barriles de agua por cada barril de petróleo según un reporte de Ecopetrol del 2016<sup>19</sup>.

Soliman et al.,<sup>20</sup> demostraron una baja tasa de éxito para solucionar la producción de agua y altos costos asociados a su tratamiento, de tal manera que el beneficio económico para un tratamiento sin el adecuado diagnóstico es de 85 USD/ USD invertido, y para un diagnóstico con tratamiento adecuado es de 562 USD/USD invertido. Evidenciando la importancia del adecuado diagnóstico.

El objetivo general de este trabajo de grado fue diseñar una metodología para el diagnóstico del mecanismo de producción de agua en pozos petroleros verticales y desviados para futuros trabajos de control de la misma en fondo. Los objetivos específicos fueron:

Identificar las variables involucradas en la producción de agua, estudiando su influencia en cada mecanismo.

Crear una metodología gráfica que complemente el diagnóstico de los mecanismos de producción de agua.

Aplicar la metodología gráfica a una muestra de pozos candidatos, categorizando el más representativo por cada mecanismo de producción de agua.

Validar los resultados de la metodología de los pozos anteriormente elegidos con la información disponible, determinando su grado de certidumbre.

---

<sup>16</sup> BAILEY, Brill, et al. Control de agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000. p. 40.

<sup>17</sup> RAMOS, L. y Marín, A. Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. *Revista Fuentes: El reventón energético*. 2018, Vol. 16, Nro. 2, p. 29-30.

<sup>18</sup> BURNETT, David, et al. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Schlumberger: Oilfield Review, 2004. p. 30-45

<sup>19</sup> SUÁREZ GOMEZ, Ariel, et al. Reporte integrado de gestión sostenible 2016: Gestión integral de recursos hídricos. Bogotá: Ecopetrol, 2016. p. 305.

<sup>20</sup> SOLIMAN, et al. Integration of technology supports preventive conformance reservoir techniques. SPE 62553. 2000. p. 1-3.

Realizar un análisis comparativo de una muestra de cien (100) pozos aplicando las curvas de Chan y la nueva metodología.

De esta manera, la nueva metodología gráfica diagnosticará el mecanismo de intrusión de agua mediante la información contenida en la historia de producción.

Se espera que el gráfico resultante tenga las siguientes características: visualmente sea más sencillo de interpretar, tenga menos grado de incertidumbre respecto a las metodologías actuales, no dependa de la subjetividad del ingeniero-analista, grafique todos los datos de producción sin omitir alguno, permita visualizar cambios de mecanismos de producción de agua y no dependa de un grado de polinomio para la realización de la gráfica.

De este modo, si los resultados son positivos, es posible implementar la nueva metodología en pozos verticales y desviados con alto corte de agua en los que opera Frontera Energy determinando el mecanismo por el cual fueron irrumpidos y de esta manera dar pie a futuros trabajos de control de agua en fondo, teniendo una mayor tasa de éxito, lo que repercutirá en una reducción del agua producida y de los gastos operativos (OPEX).

## 1. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se presentan los fundamentos teóricos necesarios para poder entender el contexto de la nueva metodología.

### 1.1 VARIABLES QUE INFLUYEN EN LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA

#### 1.1.1 Propiedades del Fluido.

**1.1.1.1 Contacto Agua-petróleo.** Discontinuidad de un yacimiento, sobre la cual predomina la presencia de petróleo y por debajo de la cual predomina la presencia de agua. Si bien el petróleo y el agua son inmiscibles, el contacto entre ambos corresponde normalmente una zona de transición y suele existir agua irreducible que es adsorbida por los granos de las rocas y petróleo inmóvil que no puede ser producido.<sup>21</sup>

Usualmente se recomienda ubicar los perforados a 20 ft del contacto agua-petróleo con el fin de evitar irrupción de agua temprana.

**1.1.1.2 Gravedad API.** Gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresados en grados.<sup>22</sup> Para su obtención es necesaria la gravedad específica a condiciones estándar de temperatura (60 °F) haciendo uso de la siguiente ecuación:

**Ecuación 1. Gravedad API**

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{G_e} - 131,5$$

**Fuente:** SCHLUMBERGER.  
Oilfield Glossary, Gravedad API

El tipo de crudo va a depender del valor de la gravedad API (Ver Tabla xx) y por lo tanto representa una escala de clasificación útil para determinar el valor del crudo en el mercado y su facilidad para ser transportado y refinado.

---

<sup>21</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary, Oil Water Contact.

<sup>22</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary, API gravity.

**Tabla 1.** Gravedad API

Tipo Crudo	Gravedad API	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )
Extra-pesado	10	>1.0
Pesado	10-22.3	1.0-0.92
Mediano	33.3-31.1	0.92-0.87
Ligero	31.1-39	0.87-0.83
Super-ligero	>39	<0.83

**Fuente:** PerfoBlogger-Drilling Blog. [en línea]. Consultado el 12 de Noviembre del 2019. Disponible en Internet: <http://perfob.blogspot.com/2019/06/como-se-clasifica-el-petroleo-segunsu.html>

**1.1.1.3 Viscosidad.** Medida de la resistencia al flujo de un fluido. Las fuerzas viscosas en un fluido son proporcionales a la tasa con la cual cambia la velocidad del fluido en el espacio; la constante de proporcionalidad es la viscosidad.<sup>23</sup>

**1.1.1.4 Razón de movilidad "M".** Se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo).

**Ecuación 2.** Razón de movilidad

$$M = \frac{\delta_{Desplazante}}{\delta_{Desplazada}} = \frac{\frac{k}{\mu}_{Desplazante}}{\frac{k}{\mu}_{Desplazada}}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ª ed. 2001. p.68

**Tabla 2.** Razón de movilidad

RAZON DE MOVILIDAD	
>1	No Conveniente
<1	Conveniente

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ª ed. 2001. p.69

En efecto, para  $M > 1$  el fluido desplazante se mueve más fácil que el desplazado (petróleo) por lo que constituye un desplazamiento ineficiente del fluido no deseado (agua) formando canalizaciones o conificaciones. Ahora bien, para  $M < 1$  el fluido desplazado tendrá mayor influencia de movilidad que el desplazante por lo que el desplazamiento será más uniforme y conveniente.

<sup>23</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary, Fuerzas Viscosas.

## 1.1.2 Propiedades Físicas del Medio Poroso.

**1.1.2.1 Heterogeneidad del yacimiento.** Los yacimientos petroleros son originados durante largos procesos geológicos dados por diferentes ambientes deposicionales tanto en tiempo como en espacio y por lo tanto son resultado de reorganizaciones físicas y químicas, como compactación, solución, dolomitación y cementación. Las características geológicas de las rocas que conforman los yacimientos son extremadamente variables y presentan variaciones laterales y verticales.

De acuerdo con lo anterior, la heterogeneidad se refiere a la variación areal y vertical en las propiedades de las rocas de acuerdo con la ubicación en un yacimiento o formación.<sup>24</sup>

La descripción cuantitativa del grado de heterogeneidad se realiza por medio del coeficiente de variación de permeabilidad "V" el cual caracteriza la uniformidad o no uniformidad de un conjunto de datos para determinar el efecto de la estratificación de la permeabilidad. El coeficiente "V" fue propuesto por Dykstra-Parsons<sup>25</sup> de la siguiente manera:

**Ecuación 3.** Coeficiente de variación de permeabilidad.

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84,1\%}}{K_{50\%}}$$

**Fuente:** DYKSTRA, H. y PARSONS, R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil in The United States, API, New York City, 1950.p.160-174

Dónde:

V: coeficiente de Dykstra Parsons.

$K_{50\%}$ : permeabilidad correspondiente a la mediana del conjunto logarítmico. Es decir, con la probabilidad logarítmica igual a 0,5

$K_{84,1\%}$ : es la permeabilidad correspondiente a la desviación estándar (84,1%) del conjunto logarítmico

El valor resultante se interpreta de acuerdo con la Tabla.1 donde 0 representa un yacimiento homogéneo y 1 representa un yacimiento infinitamente heterogéneo.

<sup>24</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary, heterogeneidad.

<sup>25</sup> Dykstra, H. y Parsons, R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil in The United States, API, New York City, 1950.p.160-174

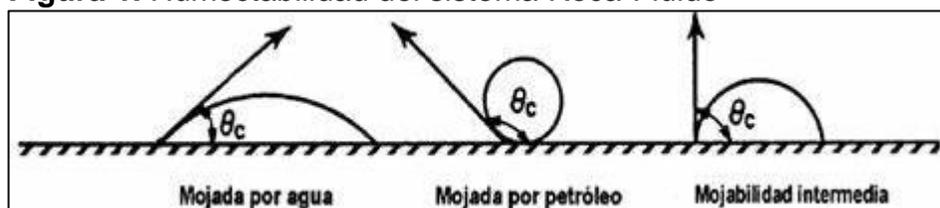
**Tabla 3.** Coeficiente de variación de permeabilidad

Coeficiente de variación de permeabilidad "V"	Heterogeneidad
0	Totalmente homogéneo
0-0.25	Bajamente heterogéneo
0.25-0.50	Medianamente heterogéneo
0.50-0.75	Altamente heterogéneo
0.75-1	Infinitamente heterogéneo

**Fuente:** TIAB, D. & DONALDSON, E. (2004). Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2ª ed. Vermont (USA). Elsevier. p.312.

**1.1.2.2 Humectabilidad.** Capacidad de los sólidos para formar interfaces con los líquidos. La mojabilidad de un sólido por un líquido viene determinado por un ángulo de contacto  $\theta$  como se muestra en la **Figura 1**, el valor del ángulo de contacto depende principalmente de la relación existente entre las fuerzas adhesivas del líquido y del sólido y las fuerzas cohesivas del propio líquido.<sup>26</sup>

**Figura 1.** Humectabilidad del sistema Roca-Fluido



**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ª ed. 2001. p.38

Cuando  $\theta < 90^\circ$  el líquido moja al sólido,  $\theta = 90^\circ$  la humectabilidad es intermedia o neutra, para  $\theta > 90^\circ$  el líquido no moja al sólido y cuando  $\theta$  es cercano a  $0^\circ$  el líquido se expande sobre el líquido y por lo tanto hay mojado perfecto.

Otra manera de definir la humectabilidad de la formación la propone el autor Honarpour<sup>27</sup> en el año 1986, una manera es evaluando los valores de saturaciones de agua irreducible, otra es de manera visual en donde a una saturación de agua de 50% se define cual fluido tiene mayor movilidad, lo que indicaría que la formación está humectada al fluido menos móvil y la última manera que propone es evaluando a una saturación de agua irreducible, los rangos para evaluar dicha información se presenta en la **Figura 2**.

<sup>26</sup> SAVOC. Humectabilidad. 1997

<sup>27</sup> HONARPOUR, Mehdi. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Butte, Montana. 1986.p.67

**Figura 2.** Humectabilidad por Honarpour

	<b>Water-wet</b>	<b>Oil-wet</b>
$S_{wi}$	>20 to 25%	<15%, usually 10%
$k_{rw} = k_{row}$	@ $S_w > 50\%$	@ $S_w < 50\%$
$k_{rw}$ at $S_{orw}$	<0.3	>0.5, approaching 1.0

**Fuente:** HONARPOUR, Mehdi. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Butte, Montana. 1986.p.67

**1.1.2.3 Permeabilidad vertical y horizontal.** La permeabilidad es la propiedad que tiene la roca de dejar que los fluidos se muevan a través de ella. La permeabilidad horizontal y vertical permite caracterizar el flujo de los hidrocarburos y tomar decisiones acertadas acerca del desarrollo de producción, buena ejecución del levantamiento artificial y la viabilidad de proyectos de recuperación secundaria y terciaria.<sup>28</sup> La anisotropía de la permeabilidad se puede definir como kv/kh.

### 1.1.3 Construcción del Pozo.

**1.1.3.1 Cementación.** Una buena cementación representa un punto clave para la integridad del pozo debido a que mejora la resistencia estructural del pozo, actúa como una capa protectora evitando erosión y corrosión y aísla el pozo de la formación. Hoy día tener conocimiento acerca de la calidad del cemento es fundamental para determinar la condición mecánica del pozo y con ello problemas causados a producción. Registros tales como CBL, VDL, USIT y de temperatura son usados para determinar el estado del mismo.

## 1.2 CLASIFICACIÓN DEL AGUA EN EL YACIMIENTO

La producción del agua aumenta con el tiempo por diversas razones como: madurez del yacimiento, razones de moviidades adversas, mojabilidad de la roca al petróleo, alta heterogeneidad, producción del pozo a más de su capacidad, entre otras cosas. Ahora bien, para poder entender las razones por las cuales la producción del agua aumenta, es necesario saber los diferentes tipos de agua que se pueden encontrar en el yacimiento. Según su origen, el agua presente en la formación se clasifica como:

**1.2.1 Agua intersticial o agua de formación.** Es el agua que está retenida naturalmente en el espacio poroso y puede que no estuvo presente cuando se formó originalmente la roca. Se conforma por el agua que migró a la formación después de la deposición original de la cuenca más el agua connata.

<sup>28</sup> La comunidad petrolera, Permeabilidad Vertical y Horizontal.

**1.2.2 Agua connata o agua fósil.** También conocida como agua congénita, es el agua que quedó atrapada en los poros de una roca durante la deposición de una cuenca, es decir, de su formación. Normalmente es densa, salina e inmóvil.

**1.2.3 Agua libre de fondo.** Es el agua móvil en el espacio poroso que está disponible para fluir a condiciones normales de yacimiento y que no se encuentra en solución con el crudo. Se presenta normalmente en forma de acuífero por debajo de la zona de petróleo. El agua libre es toda la que no está ligada a capilaridad, arcillas o hidratos minerales presentes en la formación.

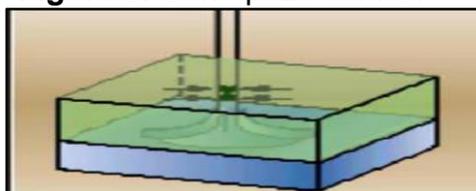
### 1.3 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS

Hoy en día, la producción prematura del agua representa en la industria petrolera uno de los más grandes problemas debido a que el manejo de ella en grandes cantidades representa altos costos y dificultades operativas. Ahora bien, para obtener una disminución de la misma, las empresas operadoras realizan tratamientos de water shut off, pero el problema radica en que estos en su mayoría no son efectivos por mala interpretación de los mecanismos de producción del agua y con ello, un erróneo diseño del tratamiento para su control.

Todos los yacimientos de petróleo tienen agua asociada a ellos y ésta en su mayoría representa el fluido más abundante producido. Los mecanismos de producción de agua en yacimientos se refieren a la manera en la que irrumpe el agua del yacimiento al pozo ya sea de proveniencia por deformación del contacto agua-petróleo “CAP” formando una conificación, alta heterogeneidad creando canalizaciones o falta de adhesión entre el casing y el cemento creando comunicaciones mecánicas.

**1.3.1 Conificación o formación de crestas.** La conificación de agua se presenta en pozos verticales y horizontales donde la formación presenta alta permeabilidad vertical, alta relación de movilidad y el pozo produce tan rápido (altas caídas de presión) que las fuerzas de viscosidad superan las fuerzas de gravedad deformando el CAP formando un cono, ver **Figura 3**.

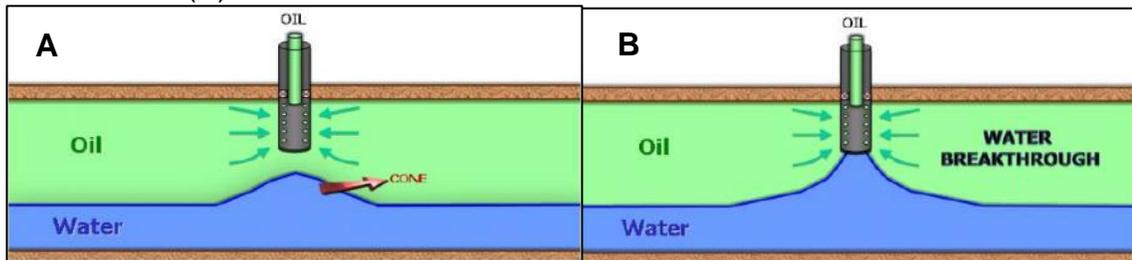
**Figura 3.** Cono-pozo vertical



**Fuente.** FLORES, M., Métodos De Control De Agua En El Yacimiento, 2018.

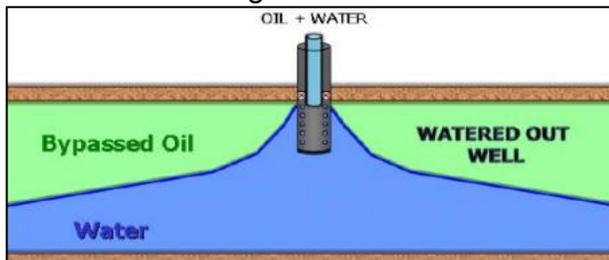
La conificación puede presentarse en un tiempo más temprano si el CAP se encuentra cerca a los perforados. Muchas veces la causa de la conificación proviene de un exceso de la tasa crítica de operación cuando el pozo tiene bombeo electro sumergible, esto debido a que hay un sobre-esfuerzo de los fluidos a fluir a través del medio poroso y el agua al tener mayor movilidad que el crudo irrumpe prematuramente. Las **Figuras 4 y 5** muestran las etapas de desarrollo de una conificación.

**Figura 4.** Deformación del WOC en forma de cono(A) irrupción Del Agua por Conificación (B)



**Fuente.** Hele-Shaw y Pie., Siddii, 2001.

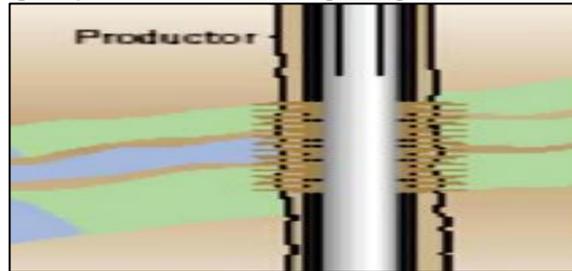
**Figura 5.** Petróleo bypassado por conificación de agua



**Fuente.** Hele-Shaw y Pie., Siddii, 2001.

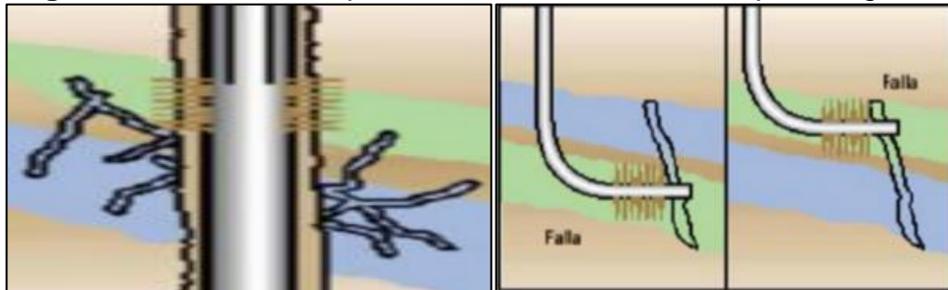
**1.3.2 Canalización o fingering.** Dado por yacimientos heterogéneos que lideran las rayas de permeabilidad, fracturas, fallas o por el camino del buzamiento. Como se muestra en la **Figura 6**. La lideración de rayas de permeabilidad se presenta cuando hay capas de arcillas o arenas permeables inundadas con agua adyacentes a arenas menos permeables creando canales de agua o perfiles digitados desiguales que invaden la zona productora, por lo tanto, generan una irrupción de agua temprana indeseable. Por otro lado, el agua también puede ingresar al pozo a través de fracturas en la capa de agua o por el camino del buzamiento como se puede observar en la **Figura 7**.

**Figura 6.** Canalización dada por capas de agua permeables o Fingering.



**Fuente:** FLORES, M., Métodos De Control De Agua En El Yacimiento, 2018.

**Figura 7.** Canalización por fracturas o fallas en la capa de agua



**Fuente:** FLORES, M., Métodos De Control De Agua En El Yacimiento, 2018.

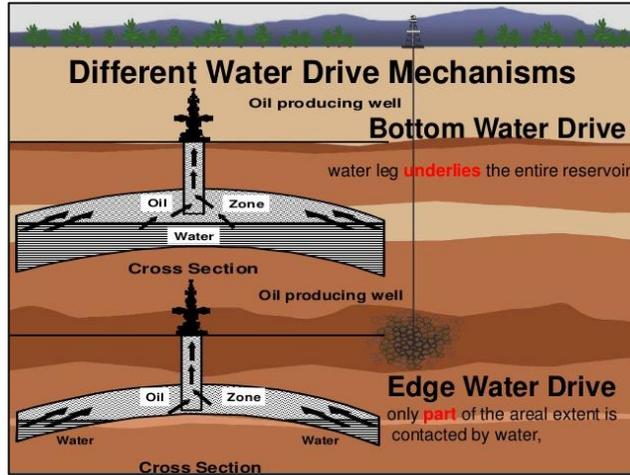
Mohanned Mahgoup,<sup>29</sup> et al. en el año 2015 estableció que la canalización está altamente relacionada con yacimientos que presenten empuje de agua de borde (edge water drive) como mecanismo de producción natural, mientras la conificación ésta relacionada con empuje de agua de fondo (bottom water drive).

En la **Figura 8**, se observa los tipos del empuje por agua.

---

<sup>29</sup> Mohanned Mahgoup, et al. Excessive water production diagnostic and control case study jake oil field sudan.

**Figura 8.** Clasificación del empuje por agua.

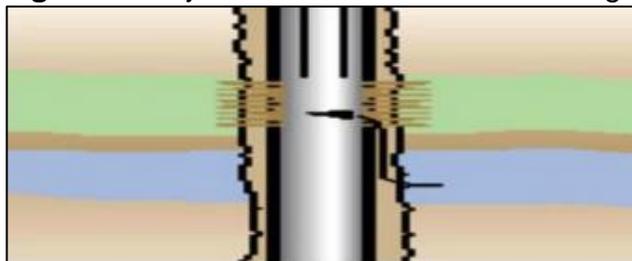


**Fuente:** Primary Recovery Mechanism. [en línea]. Consultado el 12 de Noviembre del 2019. Disponible en Internet: <https://www.slideshare.net/kusrick29/reservoir-primary-recovery-mechanisms>

**1.3.3 Comunicación mecánica o canalización detrás del casing.** La irrupción de agua por comunicación mecánica ocurre cuando no hay buena adhesión entre el casing y el cemento, es decir, una falla en la cementación primaria que permite que el agua fluya detrás del casing en el anular entrando a la zona productora, ver **Figura 9**. Acontece en cualquier segmento del casing donde haya una deficiencia de la adhesión del casing-cemento y adicional exista comunicación con una zona de agua libre o un acuífero. Para un mayor entendimiento acerca de la canalización detrás del casing (comunicación mecánica) se deben correr registros de temperatura, WFL o Neutrón LifeTime Logging representando un gasto para la operadora.

Para reparar la intrusión de agua se realizan cementaciones forzadas “squeeze”, se utilizan fluidos a base de resinas por el espacio anular o se colocan geles en la formación para taponar las vías de entrada del agua al pozo.

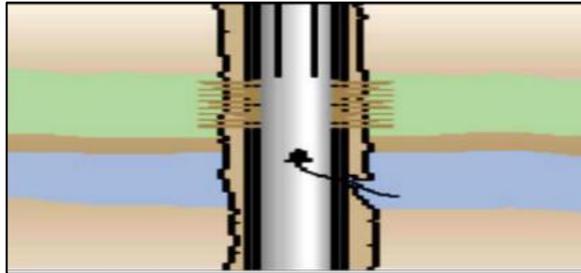
**Figura 9.** Flujo canalizado detrás del casing.



**Fuente.** FLORES, M., Métodos De Control De Agua En El Yacimiento, 2018

La Filtración en el casing mostrada en la **Figura 10**. Corresponde a la irrupción de agua que no pertenece a zonas productora. Se puede detectar por medio de registros como densidad del fluido, temperatura, flujo, de fracción volumétrica o herramientas con sondas eléctricas.

**Figura 10.** Filtraciones en el casing



**Fuente:** FLORES, M., Métodos De Control De Agua En El Yacimiento, 2018.

#### **1.4 TÉCNICAS PARA DIAGNOSTICAR LA ENTRADA DE AGUA**

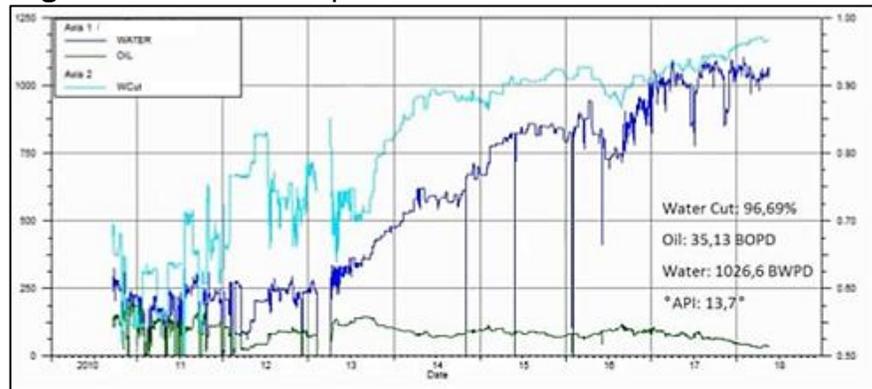
Hoy día, el tema del manejo del agua de producción en la industria petrolera representa grandes desafíos debido a que los métodos existentes para saber su procedencia representan gastos como lo son las corridas de los registros o incertidumbre proveniente de los diagnósticos de las metodologías gráficas actuales. Los gráficos de historia de producción fueron los primeros gráficos utilizados para diagnosticar los posibles problemas relacionados con la producción del agua dependiendo del aumento o disminución de la tasa de producción de agua, pero, al pasar el tiempo se evidenciaba inconvenientes durante su interpretación por lo que se vio en la necesidad de desarrollar nuevas metodologías de diagnóstico y correr registros para asegurar su entendimiento.

El diagnóstico del mecanismo de producción de agua de fondo se puede realizar mediante gráficas o mediante el uso de registros de pozos como:

**1.4.1 Diagnóstico mediante gráficas.** El uso de gráficas para diagnosticar la manera en la que irrumpe el agua del yacimiento al pozo es una manera muy versátil y económica debido a que se puede utilizar información ya existente. Para ello, es necesario tener la mayor cantidad de información del pozo a diagnosticar tal como: historia de producción, estado mecánico, estudios de geología, registros eléctricos y de producción, intervenciones realizadas, análisis de heterogeneidad y pruebas de pozos. Los gráficos utilizados a lo largo de la historia para diagnosticar los mecanismos de producción de agua son los siguientes:

**1.4.1.1 Gráficos de historia de producción.** Al graficar la historia de producción, ver **Figura 11**, es decir la producción de petróleo y agua con respecto al tiempo se puede observar el comportamiento de producción del pozo a través del tiempo y así mismo se puede identificar fácilmente comportamientos bruscos en la producción. Cuando se identifica ésta clase de escenarios, se recomienda buscar que fue lo que ocurrió en esa fecha, es decir, un well service, cambio de frecuencia en bomba ESP, apagaron el pozo, entre otros. Pero en caso de no tener respuesta se puede analizar que fue un comportamiento natural del pozo y de allí se empieza a analizar cuál fue el mecanismo por el cual ocurrió dicho evento.

**Figura 11.** Historia de producción Pozo 25

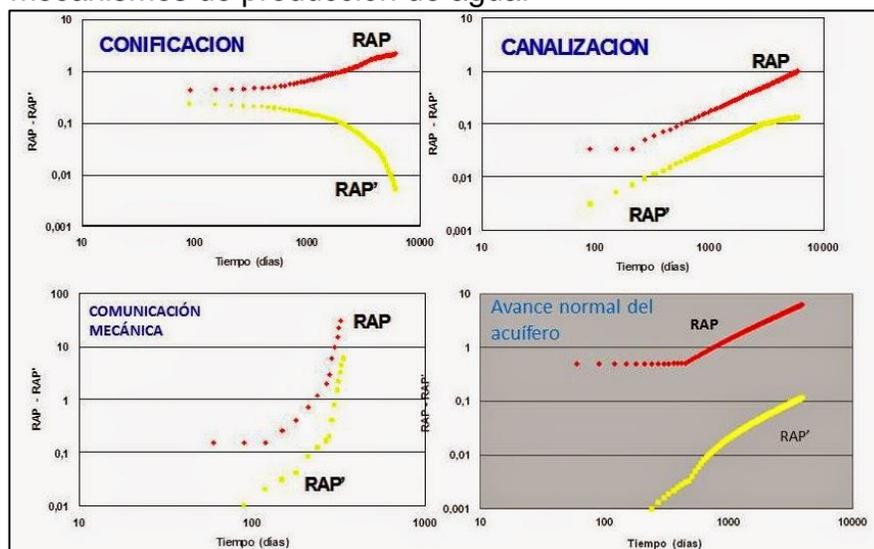


**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**1.4.1.2 Método Curvas de Chan.** Chan en 1995 observó que la relación de RAP vs Tiempo mostraba tendencias diferentes para los diferentes mecanismos de invasión, y propuso que la derivada de la curva podría determinar si el flujo de agua fue por canalización, conificación o comunicación mecánica. Para determinar su gráfico, ver **Figura 12**, llevo a cabo numerosos estudios de simulación numérica en yacimientos donde se presentaba producción de agua por canalización o por conificación.

Los gráficos de Chan se presentan a continuación:

**Figura 12.** Comportamiento de la RAP' indicando los mecanismos de producción de agua.



**Fuente:** ZAMBRANO, O., Análisis de Pozos con Alta Producción de Agua. Perfoblogger, 2014.

**1.4.1.3 Método de Ramos.** En el año 2000, Ramos desarrolló un método analítico para diferenciar entre los mecanismos de conificación y canalización del agua utilizando datos históricos. La metodología se basa en un ajuste potencial de la gráfica de producción acumulada del agua con respecto a la producción acumulada de petróleo para obtener la producción de petróleos al momento de la irrupción del agua “ $N_{pBT}$ ”.

**Ecuación 4.** Agua Acumulada, Métodos Ramos.

$$W_p = \frac{a}{(n + 1)q_{av}} (N_p - N_{pBT})^{n+1}$$

**Fuente:** RAMOS, L. y Marín, A. Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. 2018. p. 29.

**Ecuación 5.** RAP, Método Ramos.

$$RAP = \frac{dW_p}{dN_p} = \frac{a}{q_{av}} (N_p - N_{pBT})^n$$

**Fuente:** RAMOS, L. y Marín, A. Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. 2018. p. 29.

Donde en la **Ecuación 4.**, a es el coeficiente del ajuste de la gráfica por función de potencia conseguido de la regresión  $R^2$ ,  $q_{av}$  es la tasa promedio de producción de petróleo y n es el exponente del ajuste potencial de  $W_p$  conseguido de la regresión  $R^2$ . Se computa RAP como una derivada de la función de potencia mostrada en la

**Ecuación 5**, para luego construir la gráfica del RAP calculado con respecto al tiempo.

**Ecuación 6.** RAP ajustado, Método Ramos.

$$RAP = a'(t - t_{bt})^m$$

**Fuente:** RAMOS, L. y Marín, A. Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. 2018. p. 30.

En la **Ecuación 6**.  $a'$  es el coeficiente del ajuste de la gráfica RAP,  $T_{bt}$  es el tiempo en el que ocurre la irrupción de agua y  $m$  es el exponente que resulta del ajuste de esta grafica usando la mejor regresión R2. Ahora bien, si el exponente  $m < 1$  el pozo estudiado presenta conificación y si  $m > 1$  es canalización.

**1.4.2 Registros de pozos utilizados para diagnosticar los mecanismos de producción de agua.** Por medio de diferentes tecnologías, los registros de pozos suministran data valiosa acerca de las propiedades del yacimiento. Esta información es interpretada para brindar un diagnóstico que permita conocer el estado del pozo. Los registros utilizados para tal fin son: Registros de producción (PLT), registros de cementación (CBL, VDL, GR), registros De Flujo De Agua "Water Flow Log", registros de saturación (Carbono/Oxígeno), registros ultrasónicos, perfil de inducción Eléctrica, registros de ruido, registros de temperatura, registros gradiomanómetro y registros de presión.

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se describe el proceso llevado a cabo para el diseño, aplicación, validación y comparación de la metodología gráfica DIAPA, explicando detalladamente los procedimientos y datos utilizados para cumplir cada uno de los objetivos específicos.

### 2.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES INVOLUCRADAS EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA, ESTUDIANDO SU INFLUENCIA EN CADA MECANISMO

A fin de identificar las variables involucradas en la producción de agua, se realiza una búsqueda en la bibliografía y fuentes de la literatura técnica de la industria petrolera, lo cual se efectúa mediante la plataforma “OnePetro”.

Una vez realizada la búsqueda, se reúnen los artículos científicos que contengan variables que influyan en la producción de agua, con el fin de seleccionar la información más relevante, teniendo en cuenta el aporte científico.

Por último, se precisa el impacto de cada una de las variables dadas por el autor en cada artículo científico donde se desarrolló el tema. Toda la información identificada se encontrará en una tabla resumen, la cual contendrá la variable o propiedad involucrada en la producción de agua, el impacto que tiene en cada mecanismo y la información del artículo científico (autor, título y año de publicación).

### 2.2 CREACIÓN DE UNA METODOLOGÍA GRÁFICA QUE COMPLEMENTE EL DIAGNÓSTICO DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA.

Una vez se tiene definido cada una de las variables que afectan los mecanismos de producción de agua y las unidades de medida, se procede a crear la metodología gráfica DIAPA, teniendo en cuenta el siguiente orden:

**2.2.1 Criterios de selección de pozos.** Con el propósito de seleccionar los pozos para el diseño de la metodología gráfica DIAPA, se establecen los criterios de selección de pozos, basados en que los pozos a estudiar tengan problemas de agua y de esta manera generen un aporte significativo para la creación de la metodología.

**2.2.2 Selección de pozos.** Según los criterios de selección de pozos, se seleccionan 50 pozos de los campos A, B y C por medio de la información contenida en el software OFM.

**2.2.3 Diagnóstico y clasificación de los pozos seleccionados con la metodología de Chan y Ramos.** El diagnóstico se realiza por medio del software OFM, ya que es el utilizado por la compañía operadora Frontera Energy, en el cual se maneja la información de producción de todos los campos con el objetivo de facilitar el análisis de los mismos, debido a que una vez creado un patrón para un solo pozo este lo replica a los demás pozos, con tan solo dar clic sobre el nombre del mismo.

De este modo, para realizar el diagnóstico es necesario crear en OFM la gráfica de Chan, esto se realiza siguiendo los pasos en el **Anexo A**.

Ahora bien, después de obtener la gráfica de Chan, ésta es aplicada a los pozos seleccionados. Por lo tanto, se realiza un análisis visual de las tendencias que presentan con respecto a las curvas tipo presentadas por el mismo autor.

Una vez diagnosticados los pozos, son clasificados en cinco (5) categorías:

1. Conificación
2. Canalización
3. Comunicación mecánica
4. Conificación con canalización tardía
5. Diagnóstico indefinido
6. Diagnóstico indefinido-combinación de mecanismos

Por otra parte, para realizar el diagnóstico de los 50 pozos con el Método de Ramos, se realizarán las respectivas gráficas de la metodología, es decir, se graficará el agua acumulada  $W_p$  vs el petróleo acumulado  $N_p$ , de la cual se obtienen los datos para la **Ecuación 5**, propuesta por Ramos, luego se realiza la gráfica de relación agua-petróleo RAP ajustado vs Tiempo, de allí se obtiene un coeficiente potencia, el cual clasifica si el mecanismo es conificación o canalización.

#### **2.2.4 Identificación de limitaciones o falencias de los métodos de referencia.**

A partir del diagnóstico de los mecanismos de producción de agua, se determina las limitaciones o falencias de los dos métodos, Curvas de Chan y Método de Ramos, con el fin de tenerlos en cuenta en la metodología gráfica DIAPA y de esta manera tener una mayor certidumbre. Dichas falencias, se analizarán a partir de un diagrama de torta que contenga los resultados de los diagnósticos.

#### **2.2.5 Evaluación de gráficas con diferentes variables y escalas.**

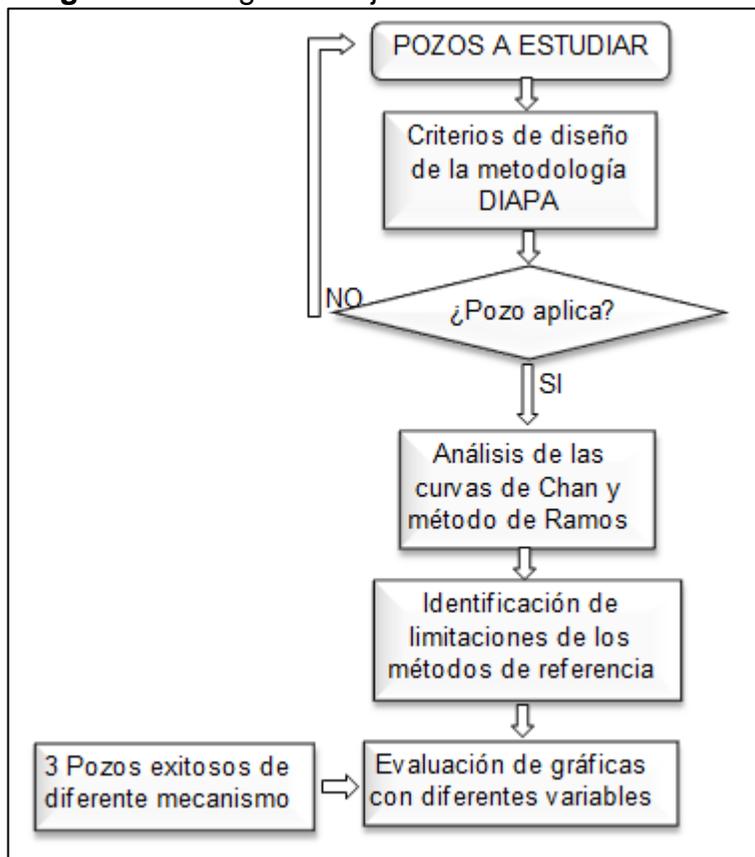
La industria petrolera cuenta con un amplio mercado de tratamientos para controlar la producción de agua en fondo llamados water shut off, estos pueden ser químicos o mecánicos, sin embargo, la limitación radica en que estos en su mayoría no son efectivos por mala interpretación de los diagnósticos de los mecanismos de producción del agua.

En contraste, si se realiza una buena interpretación del diagnóstico se obtendrá consigo una mayor tasa de éxito. Por lo tanto, para la obtención de la gráfica representativa se evalúan diferentes casos partiendo de la selección de tres (3) pozos de la muestra de 50 que presenten el comportamiento típico de canalización, conificación y comunicación mecánica dado por el método de las curvas de Chan y que la historia de producción corrobore dicha información.

Los casos a evaluar contendrán la representación gráfica de las variables determinadas en el numeral 2.1 usando diferentes escalas.

A continuación, el **Diagrama 1** presenta el resumen del proceso que se llevara a cabo para dar cumplimiento a todo el objetivo 2.

**Diagrama 1.** Segundo objetivo



**Fuente:** elaboración propia

## **2.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA A UNA MUESTRA DE POZOS CANDIDATOS, CATEGORIZANDO EL MÁS REPRESENTATIVOS POR CADA MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA**

Luego, la metodología gráfica DIAPA será aplicada a la muestra de 50 pozos candidatos que fue seleccionada en el numeral 2.2.2, de tal forma que se establezca el patrón de comportamiento por cada mecanismo de producción de agua.

**2.3.1 Identificación de tendencias características para cada mecanismo y obtención de las gráficas tipo DIAPA.** Tan pronto como se generen las gráficas se procede a reconocer las tendencias definidas que confirmen la presencia de conos, canales y flujo detrás del casing.

Por lo tanto, se determina en que caso la gráfica tiene una tendencia clara y precisa para adoptarla como la tipo. En consecuencia, tenga el atributo de ser acogida por la industria petrolera por su fácil entendimiento.

**2.3.2 Categorización del pozo más representativo por cada mecanismo de producción de agua.** Después, de la aplicación se categorizarán los resultados por tipo de mecanismo de producción de agua, seleccionando el más representativo por cada mecanismo, de la siguiente manera: un (1) pozo para canalización, uno (1) para conificación y uno (1) para comunicación mecánica.

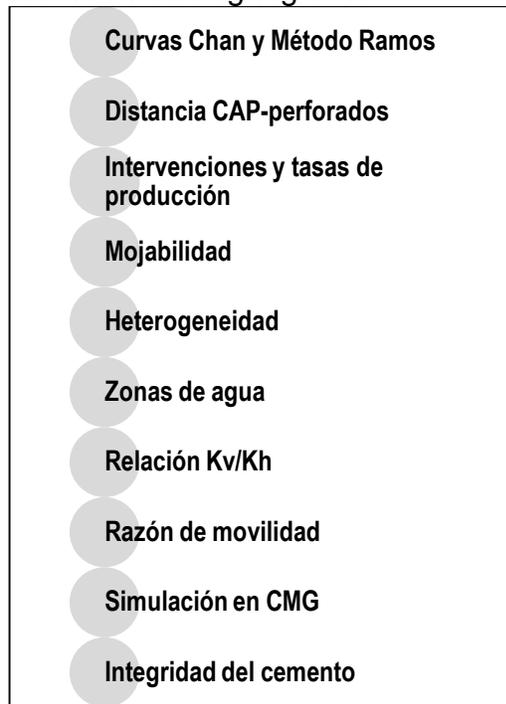
## **2.4 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA CON LA INFORMACIÓN DISPONIBLE, DETERMINANDO SU GRADO DE CERTIDUMBRE**

Los resultados de la metodología se validan con la información disponible del pozo en estudio, como: análisis de heterogeneidad a través del coeficiente de permeabilidad (V) definido por Dykstra y Parsons<sup>30</sup>, razón de movilidad, aproximación del CAP a la zona productora, relación Kv/Kh, integridad del cemento, comportamiento de la tasa de producción, zonas de agua por medio de registros de resistividad, modelamiento del mecanismo a través de simulación en CMG y diagnóstico por medio de metodologías de referencia, Curvas de Chan y Método de Ramos. A continuación, se resume la información en el **Diagrama 2**.

---

<sup>30</sup> Dykstra, H. y Parsons, R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil in The United States, API, New York City, 1950.p.160-174

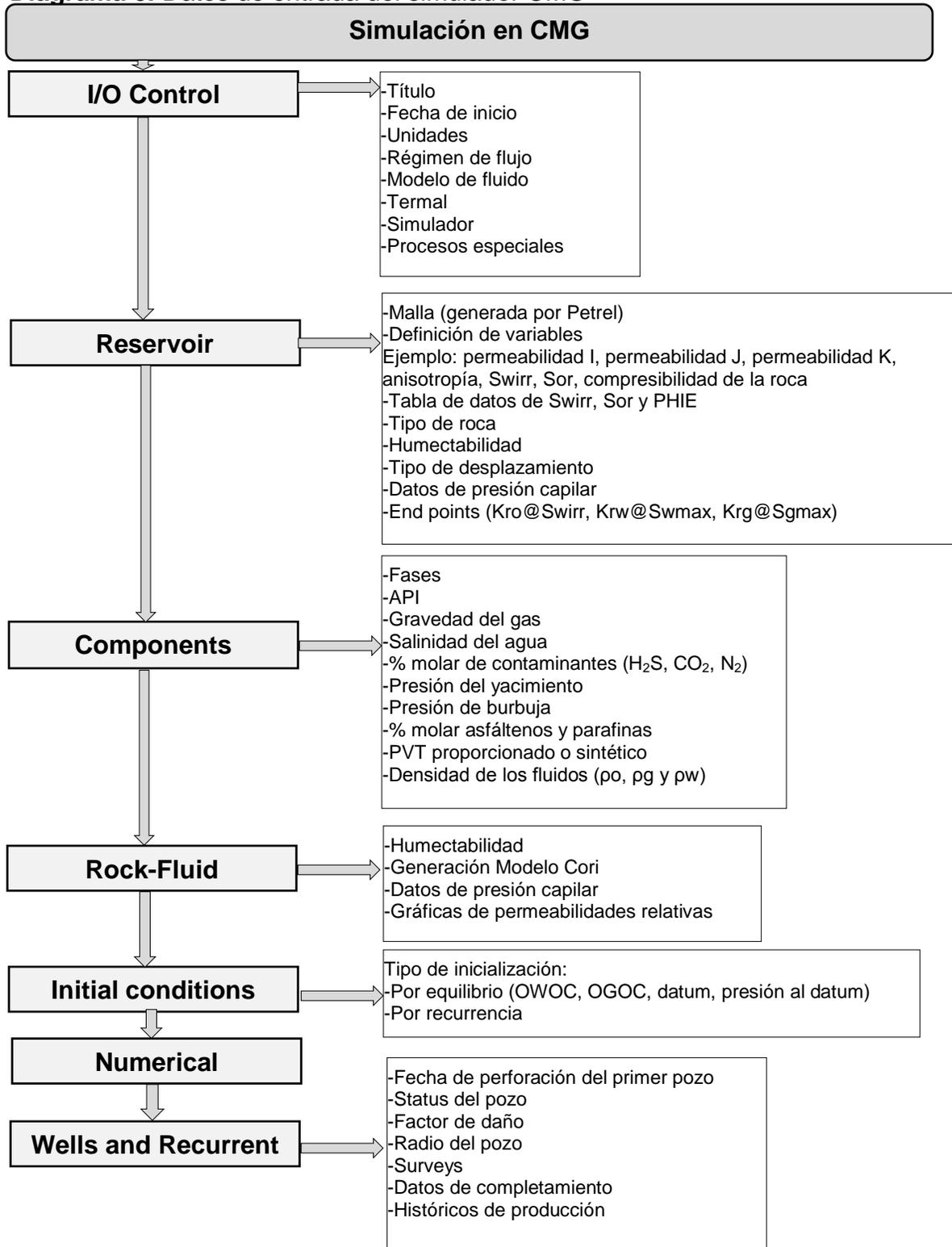
**Diagrama 2.** Información disponible del pozo para validación de la metodología gráfica DIAPA



**Fuente:** elaboración propia

El simulador a usar para este fin es CMG, fue desarrollado en Canadá por la compañía Computer Modelling Group. El cual está conformado por varios programas como IMEX, GEM y STARS; en este caso se usa para la generación del modelo base el programa preprocesador IMEX. A continuación, se encuentra el **Diagrama 3**, que pretende explicar de manera breve los datos de entrada del simulador.

**Diagrama 3. Datos de entrada del simulador CMG**



**Fuente:** elaboración propia

Con motivo de determinar el grado de certidumbre de los resultados obtenidos por la metodología gráfica DIAPA y la condición real que presenta el pozo en estudio, se establece un ranking de certidumbre, el cual clasifica en alto, medio y bajo el conocimiento cierto de la información, ver **Tabla 4**.

**Tabla 4.** Ranking de certidumbre

Ranking de certidumbre de las variables a evaluar		
Alto	3	Medido o de laboratorio
Medio	2	Estimado o interpretado
Bajo	1	Asumido

**Fuente:** elaboración propia

De este modo, cada dato disponible del pozo será evaluado mediante la tabla, realizando un promedio ponderado en donde el valor más alto numéricamente representa mayor grado de certidumbre.

En caso de que la mayoría de los datos presenten una alta certidumbre, se puede inferir que las variables evaluadas representan el comportamiento en yacimiento del agua producida.

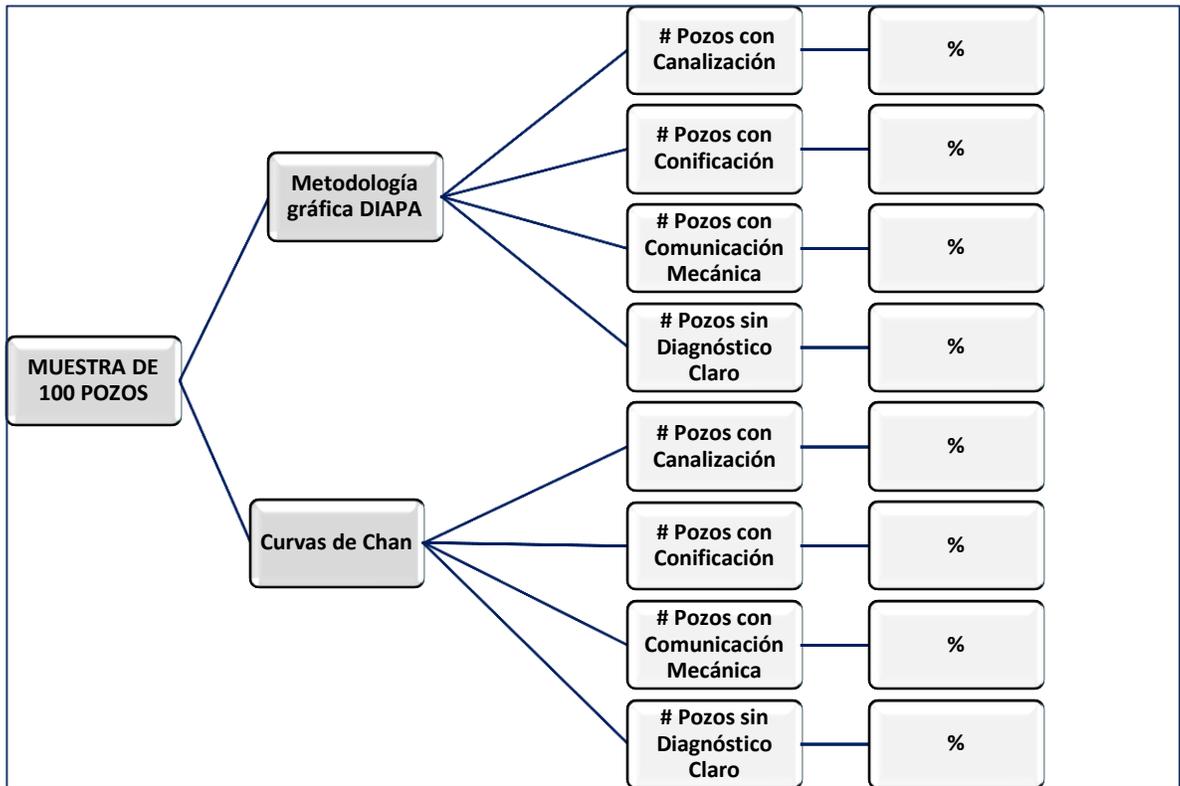
## **2.5 REALIZACIÓN DE UN ANÁLISIS COMPARATIVO DE UNA MUESTRA DE CIENTO (100) POZOS APLICANDO LAS CURVAS DE CHAN Y LA NUEVA METODOLOGÍA**

Por último, se realiza un análisis comparativo a una muestra de cien (100) pozos seleccionados por medio de los criterios definidos en el numeral 2.2.1:

- Historia de producción mayor a dos (2) años
- Pozos verticales y desviados máximo 65°
- BS&W mayor a 90%

Con el fin de determinar el mecanismo de la muestra de cien (100) pozos, se aplica la metodología gráfica DIAPA y las curvas de Chan, de tal manera que se tenga una comparación porcentual de los mecanismos diagnosticados de la siguiente manera: Ver **Diagrama 4**.

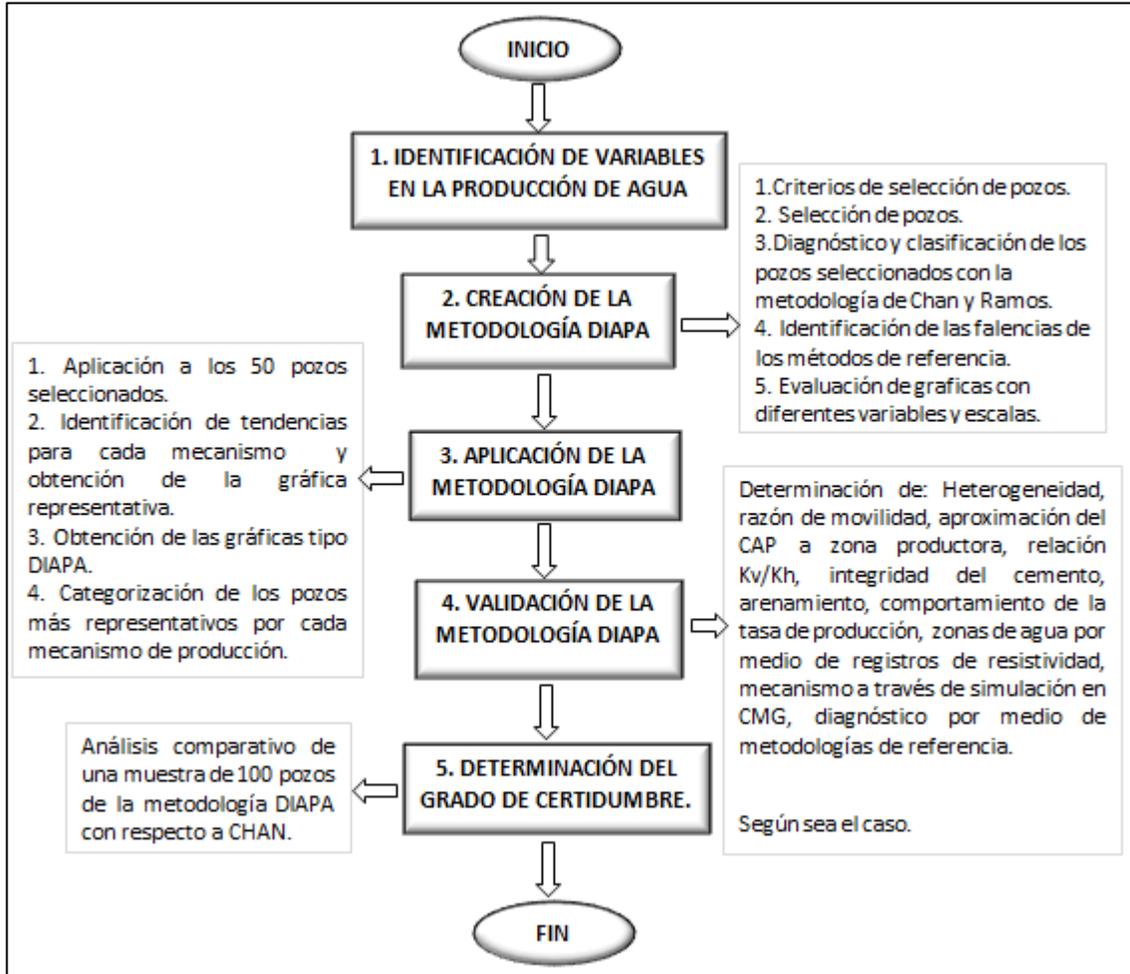
**Diagrama 4 .Análisis comparativo**



**Fuente:** elaboración propia

Con el objetivo de diseñar una metodología para el diagnóstico del mecanismo de producción de agua en pozos petroleros verticales y desviados para futuros trabajos de control de la misma en fondo, se realizó el siguiente proceso: Ver **Diagrama 5**, el cual compila el procedimiento de los 5 objetivos.

**Diagrama 5.** Proceso de la metodología gráfica DIAPA



**Fuente:** elaboración propia

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 3.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES INVOLUCRADAS EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA, ESTUDIANDO SU INFLUENCIA EN CADA MECANISMO

Las variables o propiedades involucradas en la producción de agua, identificadas exclusivamente por bibliografía se establecen a continuación con sus respectivos autores.

- **Relación de permeabilidad vertical y permeabilidad horizontal (Kv/Kh)**
- **Razón de movilidad (M)**
- **Gravedad API (°API)**

Mohanned Mahgoup,<sup>31</sup> et al., en el año 2015 concluyo que la producción de agua en pozos con zonas de arenisca de alta permeabilidad vertical y horizontal son atribuidos a canalizaciones.

Recham Osisanya & Touami<sup>32</sup> en el año 2000 desarrollaron un análisis de varias correlaciones empíricas a partir de simulación numérica para la determinación de parámetros relevantes que influyen en la conificación del agua. Dicho estudio evidenció que la relación Kv/Kh y la razón de movilidad (M) representan las variables que más influyen en la conificación del agua. En la **Figura 13**, se observa que el corte de agua se acelera abruptamente en el tiempo para relaciones mayores de kv/kh y M.

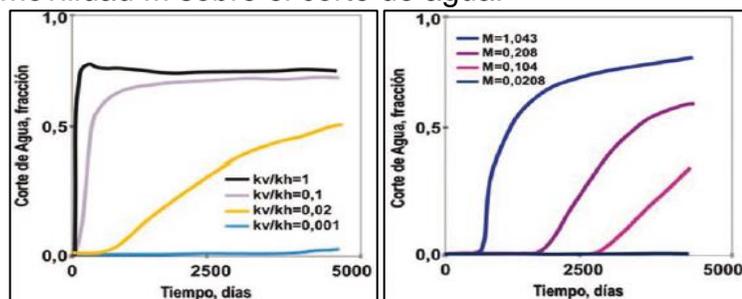
Por otra parte, se demostró que la conificación tiene una mayor tendencia en yacimientos de crudo pesado que en yacimientos de crudo ligero.

---

<sup>31</sup> MOHANNED MAHGOUP, et al. Excessive water production diagnostic and control case study jake oil field sudan. International Journal of Sciences: Basic and Applied Research (IJSBAR), Volumen 23. 2015

<sup>32</sup> RECHAM, R., OSISANYA, S.O., & TOUAMI M. Effects of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells-A Reservoir Simulation Study of Hassi R'mel Field, Algeria. (SPE 65506). International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canada. 2000.

**Figura 13.** Efecto de la relación  $K_v/K_h$  y la razón de movilidad  $M$  sobre el corte de agua.



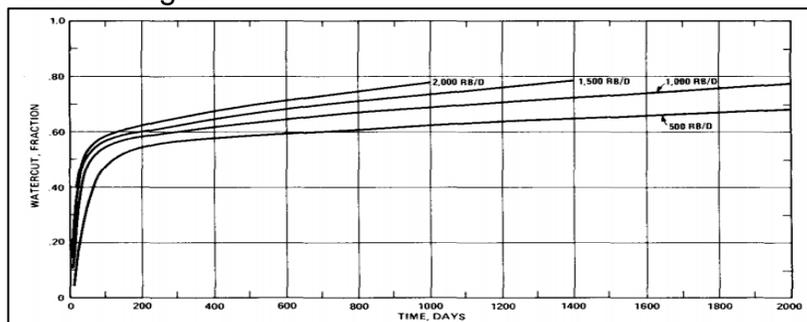
**Fuente:** RECHAM, R., OSISANYA, S.O., & TOUAMI M. Effects of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells-A Reservoir Simulation Study of Hassi R'mel Field, Algeria. (SPE 65506). 2000.

M.A. Dawson & D.P. Yale<sup>33</sup>, en el año 2012 concluyo que la canalización es causada por contrastes adversos de movilidad. Establece que, si el sistema se acerca a contrastes de alta movilidad, los cambios asociados con la canalización se vuelven más severos.

- **Tasa de producción de fluido.** Kuo y DesBrisay<sup>34</sup> en el año 1983 realizaron simulaciones numéricas para determinar el comportamiento de los parámetros del yacimiento en la conificación del agua.

En la **Figura 14**, se observa que a mayores tasas de producción de fluido se obtiene una irrupción del agua temprana, respecto a tasas de producción menores.

**Figura 14.** Efecto de la tasa de producción sobre el corte de agua



**Fuente:** KUO Y DESBRISAY. A Simplified Method for Water Coning Predictions. SPE 12067. 1983

<sup>33</sup> M.A. DAWSON & D.P. YALE. Experimental and Computational Investigations of Viscous Fingering at High Mobility Constrasts. SPE 159667. 2012

<sup>34</sup> KUO Y DESBRISAY. A Simplified Method for Water Coning Predictions. SPE 12067. 1983

- **Heterogeneidad.** S. G. Ghori et al<sup>35</sup>, en el año 1998 estudiaron la heterogeneidad basándose en pruebas con trazadores, del cual concluyeron que los cambios de permeabilidad en el yacimiento aumentan la presencia de canales.

Bailey et al<sup>36</sup>, en el año 2000 manifiestan que se pueden presentar capas inundadas, es decir, canalizaciones, cuando existen capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables.

Dykstra y Parsons<sup>37</sup> en 1950 definieron un coeficiente de variación de permeabilidad, V, el cual mide la heterogeneidad del yacimiento, este estudio se basó en la permeabilidad vertical, por lo que atribuyen un alto valor del coeficiente V a formaciones con alta heterogeneidad vertical.

- **Contacto agua-petróleo.** Según Bailey et al<sup>38</sup>, en el año 2000 “En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un CAP cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada”.
- **Integridad del cemento.** N. M. Anisur Rahman et al<sup>39</sup>, en el año 2015 confirmaron que la carencia de integridad de la zona aislada detrás del casing o la existencia de canales de flujo cercanos, facilitan el flujo cruzado de capas adyacentes del reservorio al pozo, es decir, favorecen la comunicación mecánica.
- **Arenamiento.** Según Bailey et al<sup>40</sup>, una causa secundaria de la comunicación mecánica es la creación de un vacío detrás del casing cuando se produce arena.

Ahora bien, una vez identificadas las variables, se procede a realizar un análisis del impacto que genera cada una sobre los mecanismos de producción de agua. Por lo tanto, esta información será utilizada para cumplir con el objetivo de validar los resultados obtenidos de la nueva metodología.

Una manera factible de observar el comportamiento en superficie de todas las propiedades, anteriormente nombradas, es por medio de las unidades de medida de volumen. De modo que, la nueva metodología utilizará información

---

<sup>35</sup> S.G. GHORI & J.P. HELLER. Well to well Tracer Test and Permeability Heterogeneity. The Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT). 1998.

<sup>36</sup> BAILEY, Brill, et al. Control de agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000. Pág 38.

<sup>37</sup> Dykstra, H. y Parsons, R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil in The United States, API, New York City, 1950.p.160-174

<sup>38</sup> BAILEY, Brill, et al. Control de agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000. Pág 37.

<sup>39</sup> N. M. ANISUR RAHMAN et al., Diagnosis and characterization of cross flow behind casing from Transient- pressure test”, SPE-174999-MS. 2015.

<sup>40</sup> BAILEY, Brill, et al. Control de agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000. Pág 36.

de fácil acceso como los reportes de producción, es decir, fecha, barriles de petróleo por día (BOPD), barriles de agua por día (BWPD), barriles de fluido por día (BFPD) o la combinación entre ellos como: petróleo acumulado ( $N_p$ ), agua acumulada ( $W_p$ ), tiempo acumulado ( $t$ ), relación agua petróleo (RAP) y corte de agua ( $W_{cut}$ ).

- **Acuífero activo.** Varagur S.V. Rajan & Richard W<sup>41</sup>, en el año 1993 realizaron un estudio a los reservorios de petróleo ubicados en Alberta, los cuales se encuentran en zonas de acuíferos activos ayudando al mantenimiento de la presión, sin embargo, los autores plantean que estos acuíferos de alta presión crean conos de agua.
- **Bombeo Electrosumergible (ESP).** James F. Lea et al<sup>42</sup>, en el año 1999 plantearon una lista de los problemas asociados a la bomba electrosumergible dando una posible solución. Uno de esos problemas es el alto corte de agua causado por condiciones operativas inadecuadas para las características que presenta el reservorio. Estableciendo que éste problema puede traer como consecuencia la conificación o canalización.

Para sintetizar, todas las variables o propiedades con su respectivo impacto en los mecanismos de producción de agua fueron identificadas dentro de 11 artículos científicos. El resumen de esta información se presenta la **Cuadro 1**, en donde se observa la clasificación de las variables en 6 categorías que contemplan las propiedades físicas del medio poroso, las propiedades del fluido, las propiedades del medio poroso-fluido, la condición mecánica del pozo, los mecanismos de explotación y las variables operativas de producción.

Además, se observan propiedades que pertenecen a alguna categoría sin embargo, no se identificó ningún artículo científico que presentara información relacionada.

---

<sup>41</sup> VARAGUR S.V. RAJAN & RICHARD W. LUHNING. Water Coning Suppression. JCPT 93-04-02. 1993

<sup>42</sup> JAMES F. LEA et al. ESP's: On and Offshore Problems and Solutions. SPE 52159. 1999.

**Cuadro 1.** Impacto de variables sobre los mecanismos de producción de agua

		Canal	Cono	Comunicación mecánica	Artículo científico
Propiedades físicas del medio poroso	Heterogeneidad	↑	↑	No Presenta Información	S. G. Ghori & J.P. Heller. Well to well Tracer Test and Permeability Heterogeneity. 1998 Bailey et al.Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000 Dykstra, H. y Parsons, R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Water Flood. 1950.
	Humectabilidad	No Presenta Información	No Presenta Información	No Presenta Información	-
	Porosidad	No Presenta Información	No Presenta Información	No Presenta Información	-
	Permeabilidad vertical (Kv)	↓	↑	No Presenta Información	Recham Osisanya & Touami. Effects of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells-A Reservoir Simulation Study of Hassi R'mel Field, Algeria. SPE 65506. 2000
	Permeabilidad horizontal (Kh)	↑	↓	No Presenta Información	Mohanned Mahgoup, et al. Excessive Water Production Diagnostic and Control Case Study Jake Oil Field Sudan. 2015
Propiedades de fluido	Aproximación del CAP – zona productora	No Presenta Información	↑	No Presenta Información	Bailey et al.Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000
	Gravedad API	No Presenta Información	↓	No Presenta Información	Recham Osisanya & Touami. Effects of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells-A Reservoir Simulation Study of Hassi R'mel Field, Algeria. SPE 65506. 2000
Propiedades del medio poroso-fluido	Razón de movilidad (M)	↑	↑	No Presenta Información	Dawson & Ya.Experimental and Computational Investigations of Viscous Fingering at High Mobility Constrasts. SPE 159667.2012.

**Cuadro 1.** (Continuación)

		Canal	Cono	Comunicación mecánica	Artículo científico	
					Recham Osisanya & Touami. Op. cit.	
<b>Condición mecánica del pozo</b>		<b>Integridad del cemento</b>	No Presenta Información	No Presenta Información	↓	N. M. Anisur Rahman et al. Diagnosis And Characterization Of Cross Flow Behind Casing From Transient-Pressure Tests. SPE-174999-MS. 2015
		<b>Arenamiento</b>	No Presenta Información	No Presenta Información	↑	Bailey et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000
<b>Mecanismos de explotación</b>	<b>Recobro primario:</b> Flujo natural	<b>Acuífero activo</b>	No Presenta Información	↑	No Presenta Información	Varagur S.V. Rajan & Richard W. Luhnig. Water Coning Suppression. JCPT 93-04-02. 1993
	<b>Recobro primario:</b> Levantamiento artificial	<b>Bombeo electrosumergible (ESP)</b>	↑	↑	No Presenta Información	James F. Lea et al. ESP's: On and Offshore Problems and Solutions. SPE 52159. 1999.
		<b>Bombeo de cavidades progresivas (PCP)</b>	No Presenta Información	No Presenta Información	No Presenta Información	-
		<b>Bombeo mecánico</b>	No Presenta Información	No Presenta Información	No Presenta Información	-
<b>Variables operativas de producción</b>		<b>Tasa de producción de fluidos</b>	No Presenta Información	↑	No Presenta Información	Kuo y DesBrisay. A Simplified Method for Water Coning Predictions. SPE 12067. 1983
		<b>Daño de la formación</b>	No Presenta Información	No Presenta Información	No Presenta Información	-

↑ Alto impacto de la propiedad en el mecanismo de producción de agua

↓ Bajo impacto de la propiedad en el mecanismo de producción de agua

**Fuente:** elaboración propia

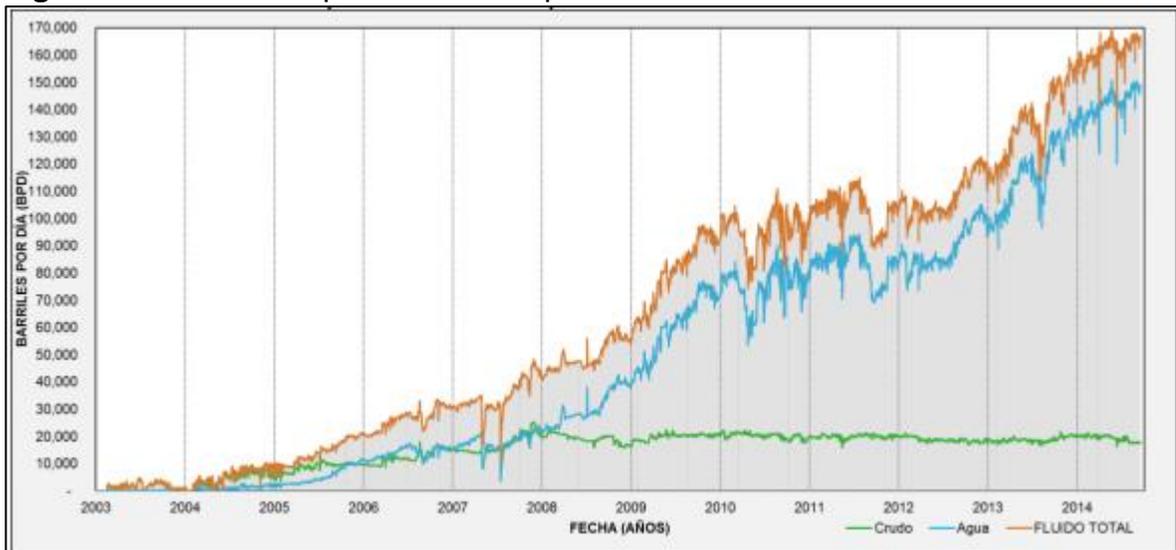
## 3.2 CREACIÓN DE UNA METODOLOGÍA GRÁFICA QUE COMPLEMENTE EL DIAGNÓSTICO DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA

**3.2.1 Criterios de selección de pozos.** Los criterios definidos a continuación son establecidos para realizar el diseño de la metodología gráfica DIAPA. Con el fin de seleccionar una muestra de 50 pozos que cumplan estrictamente con los siguientes criterios.

**3.2.1.1 Historia de producción.** Según la **Figura 15**, se muestra la historia de producción del bloque Caracara ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, en la cual se evidencia que la producción de agua comienza a aumentar aproximadamente a los 3 años.

Con respecto al anterior análisis, se decide que se debe tener una historia de producción mínima de 3 años, debido a que durante este tiempo la producción de agua se vuelve más significativa. Además, es necesario tener una cantidad mínima de datos, para lograr obtener una tendencia representativa del mecanismo de producción de agua determinada por la metodología gráfica DIAPA. De modo contrario, si se tratara de un pozo nuevo, éste no tendría los suficientes datos para graficar su comportamiento.

**Figura 15.** Historia de producción Bloque Caracara



**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A. Plan de desarrollo Bloque Caracara 2014 “Yacimientos, perforación, producción, facilidades, integridad, HSE y PP5”. Bogotá D.C. 2014. P. 73.

**3.2.1.2 Pozos verticales y desviados.** La metodología gráfica DIAPA solo estudiara pozos verticales y desviados, considerados estos últimos por la industria petrolera hasta un máximo de 65°, debido a que la geometría de flujo para pozos horizontales dificulta el diagnóstico de los mecanismos de producción de agua. En

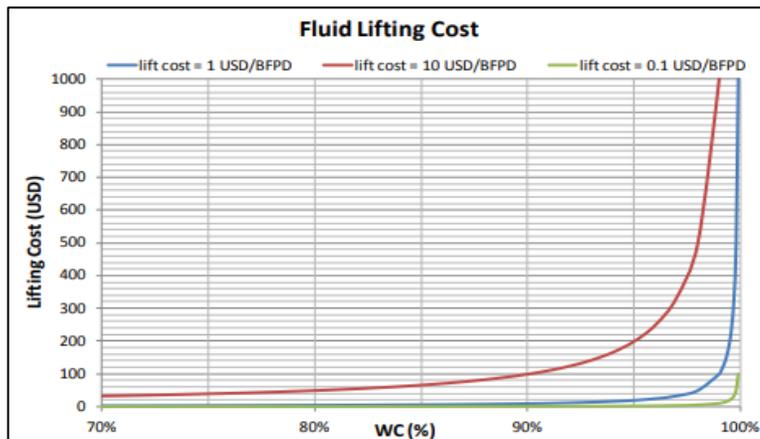
consecuencia, no existe punto de comparación de estudios realizados para el comportamiento de dichos pozos.

**3.2.1.3 BS&W: Basado en lifting cost.** El objetivo de este criterio es establecer que los pozos que se seleccionen presenten problemas de producción de agua.

De este modo, el criterio de selección de BS&W se establece para pozos que presenten un BS&W mayor al 90%.

Esto se puede confirmar con la información contenida en el artículo científico<sup>43</sup> “Selection Criteria for Successful Water Shut-off Treatment – Brown Field Success Story” en donde se relaciona el lifting cost con el corte de agua. Se evidencia que a cortes de agua mayores a 90% se eleva drásticamente el lifting cost. Ver **Figura 16**.

**Figura 16.** Impacto de un barril de petróleo a varios cortes de agua sobre el Lifting Cost por D. Permana et al.



**Fuente:** D. PERMANA, et al., Selection Criteria for Successful Water Shut-Off Treatment- Brown Field Success Story

**3.2.2 Selección de pozos.** A partir de los 3 criterios de selección de pozos, definidos en el numeral 3.2.1, se seleccionaron los 50 pozos de los campos A, B y C. Lo anterior se realizó mediante el software OFM. La **Tabla 5** muestra los pozos seleccionados los cuales debieron cumplir con una historia de producción mínima de 3 años, ser verticales o desviados hasta un grado máximo de 65, y un BS&W mayor al 90%.

El primer criterio evaluado fue la verticalidad del pozo. De este modo, en el software OFM seguido del nombre del pozo aparece una letra indicando la

<sup>43</sup> D. PERMANA, et al., Selection Criteria for Successful Water Shut-Off Treatment- Brown Field Success Story, 2013.

geometría del mismo, así V para vertical, D para desviados, H para horizontales y ST para side track; por lo que en primera instancia se descartaron 48 pozos de los cuales su nombre estaba acompañado por una H, es decir, se descartaban los pozos horizontales. Los criterios de historia de producción y BS&W fueron evaluados simultáneamente, por lo que de una muestra de 63 pozos entre verticales y desviados, 50 pozos cumplieron con estos dos últimos criterios.

**Tabla 5. Criterios de Selección de Pozos**

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS					
CAMPO	POZO	HISTORIA DE PRODUCCIÓN	POZOS VERTICALES Y DESVIADOS	BS&W	APLICA
		>3 AÑOS	<65°	>90%	
		TIEMPO (Años)	Grado (°)	(%)	
A	1	9,90	VERTICAL	96,73	APLICA
A	2	10,00	VERTICAL	97,82	APLICA
A	3	1,76	DESVIADO	97,36	NO APLICA
A	4	2,45	DESVIADO	98,93	NO APLICA
A	5	8,29	VERTICAL	96,99	APLICA
A	6	10,24	VERTICAL	97,93	APLICA
A	7	8,86	VERTICAL	97,23	APLICA
A	8	4,14	VERTICAL	93,27	APLICA
B	9	0,84	VERTICAL	99,70	NO APLICA
C	10	4,78	VERTICAL	92,97	APLICA
B	11	8,78	VERTICAL	97,20	APLICA
B	12	7,99	VERTICAL	99,20	APLICA
B	13	6,53	VERTICAL	98,90	APLICA
A	14	7,60	DESVIADO	96,84	APLICA
A	15	8,59	VERTICAL	96,36	APLICA
A	16	6,95	VERTICAL	95,90	APLICA
A	17	5,84	VERTICAL	96,44	APLICA
A	18	6,11	VERTICAL	97,73	APLICA
C	19	5,03	VERTICAL	98,61	APLICA
C	20	7,31	VERTICAL	96,72	APLICA
C	21	9,01	VERTICAL	99,44	APLICA
C	22	1,00	VERTICAL	98,18	NO APLICA
C	23	1,37	VERTICAL	99,51	NO APLICA
C	24	3,07	VERTICAL	98,39	APLICA
C	25	3,05	VERTICAL	99,26	APLICA
C	26	3,46	VERTICAL	96,37	APLICA
C	27	1,07	VERTICAL	94,78	NO APLICA
C	28	3,51	VERTICAL	98,57	APLICA
C	29	5,27	VERTICAL	97,17	APLICA
C	30	4,98	VERTICAL	98,36	APLICA
C	31	4,58	VERTICAL	98,90	APLICA
C	32	10,60	VERTICAL	99,05	APLICA
C	33	9,85	VERTICAL	98,48	APLICA
C	34	8,20	VERTICAL	98,27	APLICA
C	35	8,84	VERTICAL	97,65	APLICA
B	36	8,52	VERTICAL	99,40	APLICA
B	37	7,50	VERTICAL	99,20	APLICA
C	38	4,45	VERTICAL	0,33	NO APLICA
B	39	2,00	VERTICAL	96,89	NO APLICA
B	40	1,94	VERTICAL	98,07	NO APLICA
B	41	3,77	VERTICAL	66,50	NO APLICA
B	42	3,45	VERTICAL	96,03	APLICA
B	43	3,92	VERTICAL	99,80	APLICA
B	44	5,75	VERTICAL	97,17	APLICA
B	45	7,74	VERTICAL	91,90	APLICA
B	46	5,53	VERTICAL	78,24	NO APLICA
B	47	9,26	VERTICAL	91,80	APLICA

**Tabla 5. (Continuación)**

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS					
CAMPO	POZO	HISTORIA DE PRODUCCIÓN	POZOS VERTICALES Y DESVIADOS	BS&W	APLICA
		>3 AÑOS	<65°	>90%	
		TIEMPO (Años)	Grado (°)	(%)	
B	48	3,74	VERTICAL	90,50	APLICA
B	49	4,56	VERTICAL	98,50	APLICA
B	50	6,87	VERTICAL	97,68	APLICA
B	51	5,16	VERTICAL	99,90	APLICA
B	52	10,30	VERTICAL	98,50	APLICA
B	53	7,24	VERTICAL	91,93	APLICA
B	54	6,46	VERTICAL	100,00	APLICA
B	55	9,18	VERTICAL	36,50	NO APLICA
B	56	5,65	VERTICAL	90,10	APLICA
B	57	3,96	VERTICAL	100,00	APLICA
B	58	7,53	VERTICAL	94,40	APLICA
B	59	4,56	VERTICAL	98,00	APLICA
B	60	3,84	VERTICAL	96,05	APLICA
B	61	5,98	VERTICAL	94,20	APLICA
B	62	4,58	VERTICAL	96,80	APLICA
B	63	2,68	VERTICAL	100,00	NO APLICA

**Fuente:** elaboración propia

En la **Tabla 5** se observa que los pozos 3, 4, 9, 22, 23, 27, 39, 40 y 63 no aplicaron, debido a que su historia de producción era menor a los 3 años y los pozos 38, 41, 46 y 55 no aplicaron, porque no cumplían con un BS&W mayor a 90%. De lo anterior, se infiere que los pozos pertenecientes a los campos A, B y C presentan un alto BS&W.

De este modo, los 50 pozos que cumplieron con los 3 criterios de selección, se utilizaron para la creación de la metodología gráfica DIAPA. Las generalidades de los campos A, B y C se presentan en el **Anexo J**.

**3.2.3 Diagnóstico y clasificación de los pozos seleccionados con el Método de las curvas de Chan y el Método de Ramos.** Actualmente el método de las curvas de Chan<sup>44</sup> es referencia en la industria petrolera para diagnosticar los mecanismos de producción de agua. No obstante, existen otros métodos para el mismo fin, dentro de los cuales se destaca el de Ramos<sup>45</sup> por ser un método analítico basado en ecuaciones matemáticas. Por estas razones, se decide aplicar los dos métodos, de los autores Chan y Ramos, a los 50 pozos seleccionados con el fin de determinar los aspectos a mejorar.

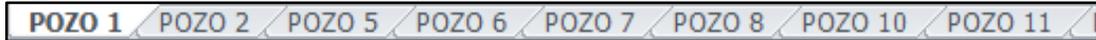
Los resultados del diagnóstico de los 50 pozos seleccionados se encuentran en una base de datos de **Excel** llamado “**DIAGNÓSTICO MÉTODO DE LAS CURVAS DE CHAN Y MÉTODO DE RAMOS**”, ver **Anexo G**. En donde la

<sup>44</sup> CHAN, K.S. Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775. 1995.

<sup>45</sup> RAMOS, L. y Marín, A. Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. *Revista Fuentes: El reventón energético*. 2018, Vol. 16, Nro. 2, pp. 23-40.

información de cada pozo se presenta en una hoja diferente de Excel, ver **Figura 17**.

**Figura 17.** Presentación de los 50 pozos en Excel



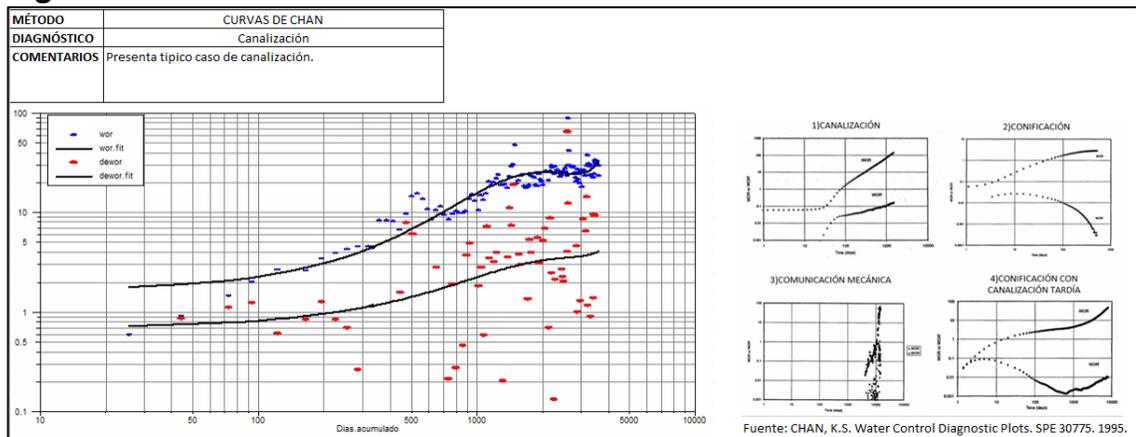
**Fuente:** elaboración propia

\*Ver **Anexo G** {Base de datos Excel}

En cuanto a la información contenida de cada pozo, ésta se encuentra ubicada de la siguiente manera:

En la parte superior esta todo lo relacionado al método de las curvas de Chan como el diagnóstico, el comentario, la gráfica del método obtenida del software OFM y las curvas tipo presentadas por Chan<sup>46</sup>, ver **Figura 18**. El anterior diagnóstico fue dado en base a un análisis visual de las tendencias presentadas por las gráficas con respecto a las curvas tipo de Chan, ver **Figura 19**. En adición, se agregaron los comentarios con el fin de dar una mejor orientación al lector acerca del comportamiento presentado en cada gráfica, teniendo en cuenta que aunque muchas de las gráficas no presentaban un comportamiento típico de Chan se pretendió dar una posible interpretación.

**Figura 18.** Presentación del método de las curvas de Chan en Excel

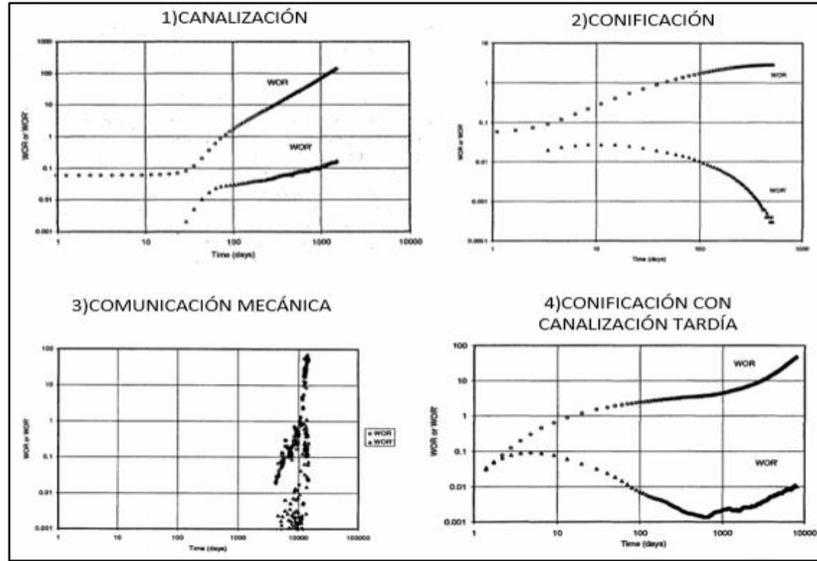


**Fuente:** elaboración propia

\*Ver **Anexo G** {Base de datos Excel}

<sup>46</sup> CHAN, K.S. Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775. 1995. Pág. 6-9.

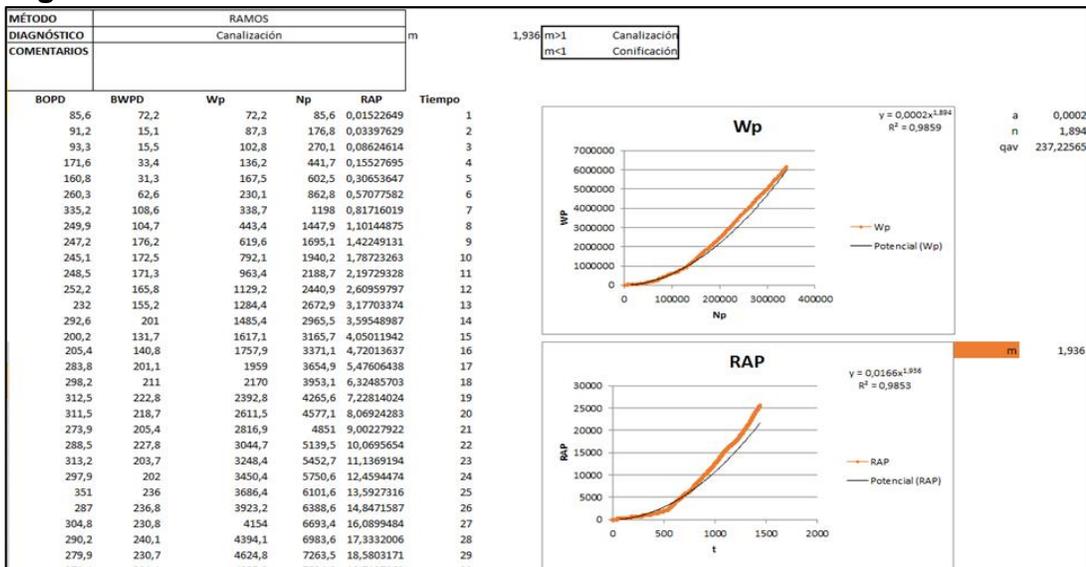
**Figura 19.** Curvas tipo de Chan



**Fuente:** CHAN, K.S. Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775. 1995.

En la parte inferior esta todo lo relacionado al método de Ramos, la **Figura 20** muestra dicha información, como el diagnóstico, la pendiente (m), los valores de m para clasificar el mecanismo según el mismo autor, la historia de producción (BOPD, BWPD), el agua acumulada (Wp), el petróleo acumulado (Np), la relación agua-petróleo (RAP), el tiempo acumulado y las gráficas del método, Wp vs Np y RAP vs Tiempo.

**Figura 20.** Presentación del método de Ramos en Excel.



**Fuente:** elaboración propia  
\*Ver Anexo G {Base de datos Excel}

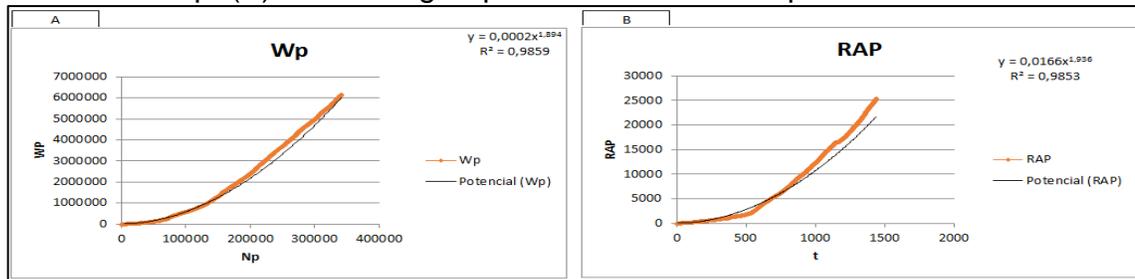
En la **Figura 20** los datos de  $W_p$  y  $N_p$  fueron calculados como valores acumulados de los BWPD y los BOPD respectivamente, tomados de la historia de producción. Del mismo modo, el tiempo fue calculado como un acumulado.

En la **Figura 21** se establecen las gráficas del método de Ramos. Donde el primer paso de dicho método es realizar el gráfico (A) agua acumulada  $W_p$  Vs petróleo acumulado  $N_p$ , del cual se obtiene la función matemática por medio de una línea tendencia de potencia, identificando el coeficiente como  $a$  y el exponente como  $n$ , con el fin de calcular la relación agua-petróleo RAP a partir de la ecuación matemática establecida por Ramos, ver **Ecuación 7**.

El segundo paso consiste en realizar el gráfico (B) relación agua-petróleo RAP Vs tiempo acumulado  $t$ , donde de igual manera se obtiene una función de potencia, en la cual se identifica el coeficiente como  $a'$  y el exponente como  $m$ , ver **Ecuación 8**.

Recordando que el método de Ramos solamente analiza dos mecanismos de producción de agua, conificación y canalización, el diagnóstico se genera a partir del exponente  $m$  determinado anteriormente. De este modo, si el exponente  $m$  es menor a la unidad ( $m < 1$ ), el mecanismo de producción de agua es una conificación de agua y cuando  $m$  es mayor a la unidad ( $m > 1$ ) indica canalización.

**Figura 21.** Gráficas del método de Ramos. (A) Agua acumulada  $W_p$  Vs petróleo acumulado  $N_p$ . (B) relación agua-petróleo RAP Vs tiempo acumulado  $t$ .



**Fuente:** elaboración propia

\*Ver **Anexo G** {Base de datos Excel}

#### **Ecuación 7.** RAP método de Ramos

$$RAP = \frac{a}{q_{av}} (N_p - N_{pbt})^n$$

**Fuente:** RAMOS, L. y Marín, A. Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. 2018.

Dónde:

$a$  = coeficiente del ajuste de la gráfica por función de potencia (obtenido de la mejor regresión  $R^2$  de la función),

$q_{av}$  = tasa promedio de producción de petróleo,

$n$  = exponente del ajuste potencial de  $W_p = f(N_p)$  (obtenido de la mejor regresión  $R^2$  de la función).

**Ecuación 8.**RAP ajustada método de Ramos

$$RAP = a'(t - t_{bt})^m$$

**Fuente:** RAMOS, L. y Marín, A. Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. 2018.

Dónde:

$a'$  = coeficiente del ajuste de la gráfica RAP,

$t$  = tiempo,

$t_{bt}$  = tiempo en el que ocurre la irrupción de agua

$m$  = exponente que resulta del ajuste de la gráfica RAP (obtenido de la mejor regresión  $R^2$  de la función).

Adicionalmente, en el **Excel** llamado “**DIAGNÓSTICO MÉTODO DE LAS CURVAS DE CHAN Y MÉTODO DE RAMOS**” se hace una excepción con el pozo 38, ya que no cumple con los criterios de selección, sin embargo, es presentado, debido a que representa un comportamiento normal, es decir, no presenta ningún mecanismo de producción de agua, por esta razón, se decide dejarlo como ejemplo.

Por otra parte, se clasifica el diagnóstico dado por cada método según el mecanismo de producción de agua, de la siguiente manera:

En la **Tabla 6** se observa que 7 pozos según el diagnóstico dado por el método de las curvas de Chan dieron canalización.

En la **Tabla 7** se observa que 5 pozos según el diagnóstico dado por el método de las curvas de Chan dieron conificación.

En la **Tabla 8** se observa que 2 pozos según el diagnóstico dado por el método de las curvas de Chan dieron canalización.

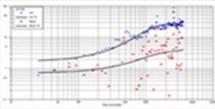
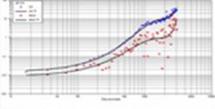
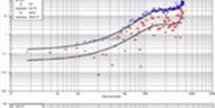
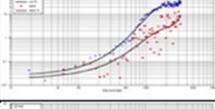
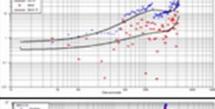
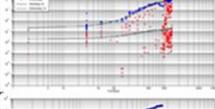
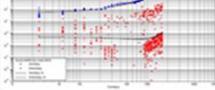
En la **Tabla 9** se observa que 10 pozos según el diagnóstico dado por el método de las curvas de Chan dieron conificación con canalización tardía.

En la **Tabla 10** se observa que 13 pozos según el diagnóstico dado por el método de las curvas de Chan dieron indefinido, debido a que las gráficas obtenidas no tienen ninguna similitud con las curvas tipo de Chan.

En la **Tabla 11** se observa que 13 pozos según el diagnóstico dado por el método de las curvas de Chan dieron indefinido-combinación de mecanismos, es decir que las gráficas obtenidas, aunque no tenían una curva tipo de Chan establecida, si se combinaban, se tenía una representación cercana del comportamiento.

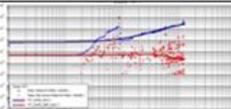
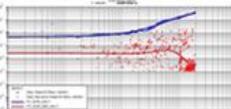
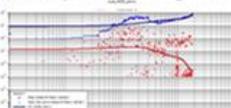
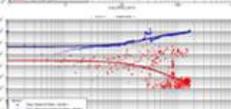
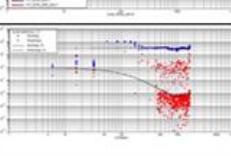
Por último, la clasificación del diagnóstico por el método de Ramos se observa en la **Tabla 12** para canalización y en la **Tabla 13** para conificación.

**Tabla 6.** Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Canalización

MÉTODO CURVAS DE CHAN			
	COMENTARIO	DIAGNÓSTICO	GRÁFICO RAP RAP' Vs Tiempo
POZO 1	Presenta típico comportamiento de canalización.	CANALIZACIÓN	
POZO 5	Presenta típico comportamiento de canalización.	CANALIZACIÓN	
POZO 6	Presenta típico comportamiento de canalización.	CANALIZACIÓN	
POZO 7	Presenta típico comportamiento de canalización.	CANALIZACIÓN	
POZO 15	Presenta típico comportamiento de canalización.	CANALIZACIÓN	
POZO 57	Presenta típico comportamiento de canalización.	CANALIZACIÓN	
POZO 62	Presenta comportamiento del inicio de una canalización.	CANALIZACIÓN	

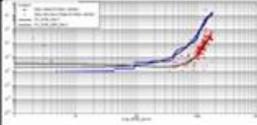
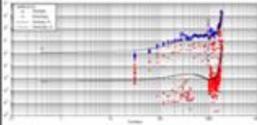
**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 7.** Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Conificación

MÉTODO CURVAS DE CHAN			
	COMENTARIO	DIAGNÓSTICO	GRÁFICO RAP RAP' Vs Tiempo
POZO 26	Se evidencia el inicio de una conificación.	CONIFICACIÓN	
POZO 29	Presenta típico comportamiento de conificación.	CONIFICACIÓN	
POZO 30	Presenta típico comportamiento de conificación.	CONIFICACIÓN	
POZO 31	Presenta típico comportamiento de conificación.	CONIFICACIÓN	
POZO 59	Presenta típico comportamiento de conificación hasta los 800 días, luego de ello presenta una estabilización del mismo.	CONIFICACIÓN	

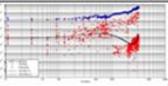
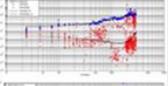
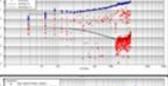
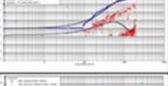
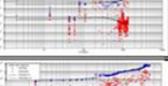
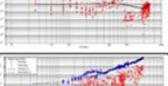
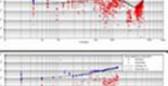
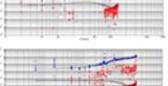
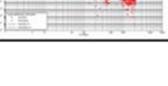
**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 8.** Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Comunicación mecánica

MÉTODO CURVAS DE CHAN			
	COMENTARIO	DIAGNÓSTICO	GRÁFICO RAP RAP' Vs Tiempo
POZO 10	Presenta típico comportamiento de comunicación mecánica.	COMUNICACIÓN MECÁNICA	
POZO 51	Presenta típico comportamiento de comunicación mecánica.	COMUNICACIÓN MECÁNICA	

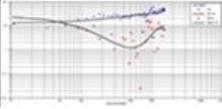
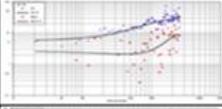
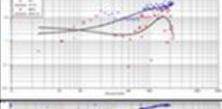
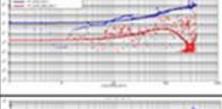
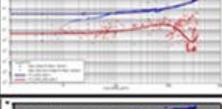
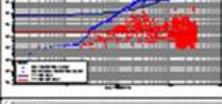
Fuente: elaboración propia.

**Tabla 9.** Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Conificación con canalización tardía

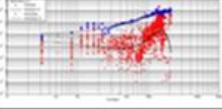
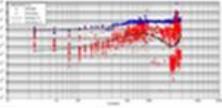
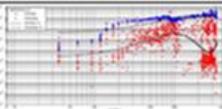
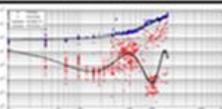
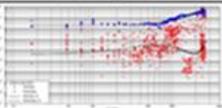
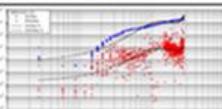
MÉTODO CURVAS DE CHAN			
	COMENTARIO	DIAGNÓSTICO	GRÁFICO RAP RAP' Vs Tiempo
POZO 11	Presenta típico comportamiento de conificación con canalización tardía.	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	
POZO 12	Presenta típico comportamiento de conificación con canalización tardía.	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	
POZO 13	Presenta típico comportamiento de conificación con canalización tardía.	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	
POZO 19	Presenta típico comportamiento de conificación con canalización tardía.	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	
POZO 21	Presenta típico comportamiento de conificación con canalización tardía.	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	
POZO 48	Presenta típico comportamiento de conificación con canalización tardía.	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	
POZO 50	Presenta típico comportamiento de conificación con canalización tardía.	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	
POZO 52	Presenta típico comportamiento de conificación con canalización tardía.	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	
POZO 60	Presenta típico comportamiento de conificación con canalización tardía.	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	
POZO 61	Presenta típico comportamiento de conificación con canalización tardía.	CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA	

Fuente: elaboración propia.

**Tabla 10.** Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Diagnóstico indefinido

	MÉTODO CURVAS DE CHAN		
	COMENTARIO	DIAGNÓSTICO	GRÁFICO RAP RAP' Vs Tiempo
POZO 8	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un cono con canalización tardía hasta los 1200 días, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 16	Aunque el comportamiento es indefinido, éste se ajusta más al caso tipo de Chan de conificación con canalización tardía.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 18	No tiene similitud con ninguna gráfica tipo de Chan.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 24	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un cono hasta los 600 días, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 32	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un cono hasta los 3000 días, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 33	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un canal hasta los 700 días, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 35	No tiene similitud con ninguna gráfica tipo de Chan.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	

**Tabla 10.** (Continuación)

	MÉTODO CURVAS DE CHAN		
	COMENTARIO	DIAGNÓSTICO	GRÁFICO RAP RAP' Vs Tiempo
POZO 44	No tiene similitud con ninguna gráfica tipo de Chan.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 45	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un cono hasta los 2300 días, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 47	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un cono hasta los 2600 días, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 49	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un cono hasta los 3000 días, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 53	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un cono hasta los 1600 días, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	
POZO 58	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un canal hasta los 1200 días, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO	

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 11.** Clasificación del diagnóstico por el método de curvas de Chan: Diagnóstico indefinido-Combinación de mecanismos

MÉTODO CURVAS DE CHAN			
	COMENTARIO	DIAGNÓSTICO	GRÁFICO RAP RAP' Vs Tiempo
POZO 2	Pareciera ser un canal hasta los 1300 días, luego de ello presenta un comportamiento de conificación hasta los 3000 días. Por último, la tendencia muestra una comunicación mecánica.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 14	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un canal hasta los 2000 días, luego de ello presenta un comportamiento del inicio de conificación.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 17	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un canal hasta los 600 días, luego de ello presenta un comportamiento de conificación hasta los 1800 días. Para luego retomar el canal.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 20	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un canal hasta los 700 días, luego de ello presenta un comportamiento de conificación hasta los 1800 días. Por último, la tendencia es indefinida.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 25	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un cono hasta los 800 días, luego de ello presenta un comportamiento de comunicación mecánica.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 28	Pareciera ser un canal hasta los 800 días, luego de ello presenta un comportamiento de conificación.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	

**Tabla 11.** (Continuación)

MÉTODO CURVAS DE CHAN			
	COMENTARIO	DIAGNÓSTICO	GRÁFICO RAP RAP' Vs Tiempo
POZO 34	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un cono hasta los 2080 días, luego de ello presenta una comunicación mecánica, ver caso típico de comunicación mecánica.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 36	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un canal hasta los 1000 días, luego de ello presenta una conificación hasta 2100 días. Por último, se canaliza.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 37	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un canal hasta los 700 días, luego de ello presenta una conificación hasta 2000 días. Por último, la tendencia es indefinida.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 42	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un canal hasta los 400 días, luego de ello presenta una conificación con canalización tardía.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 43	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un canal hasta los 500 días, luego de ello presenta una conificación hasta los 1000 días. Por último, ocurre una comunicación mecánica.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 54	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un canal hasta los 700 días, luego de ello presenta un cono hasta los 1700 días. Por último, ocurre una comunicación mecánica.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	
POZO 56	Aunque no coincide con las gráficas tipo de Chan pareciera ser un cono hasta los 500 días, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.	DIAGNÓSTICO INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS	

Fuente: elaboración propia

**Tabla 12.** Clasificación del diagnóstico por el método de Ramos: Canalización

	MÉTODO DE RAMOS			
	GRÁFICA Wp Vs Np	GRÁFICA RAP Vs tiempo	m	DIAGNÓSTICO
POZO 1			1,936	CANALIZACIÓN
POZO 2			2,0305	CANALIZACIÓN
POZO 5			2,2551	CANALIZACIÓN
POZO 6			2,1361	CANALIZACIÓN
POZO 7			2,7696	CANALIZACIÓN
POZO 8			1,543	CANALIZACIÓN
POZO 10			1,8537	CANALIZACIÓN

**Tabla 12.** (Continuación)

	MÉTODO DE RAMOS			
	GRÁFICA Wp Vs Np	GRÁFICA RAP Vs tiempo	m	DIAGNÓSTICO
POZO 11			1,3638	CANALIZACIÓN
POZO 12			1,3704	CANALIZACIÓN
POZO 13			1,3244	CANALIZACIÓN
POZO 14			1,6965	CANALIZACIÓN
POZO 15			2,6368	CANALIZACIÓN
POZO 16			1,8657	CANALIZACIÓN
POZO 17			1,3012	CANALIZACIÓN

**Tabla 12. (Continuación)**

	MÉTODO DE RAMOS			
	GRÁFICA Wp Vs Np	GRÁFICA RAP Vs tiempo	m	DIAGNÓSTICO
POZO 18			1,3936	CANALIZACIÓN
POZO 19			1,5085	CANALIZACIÓN
POZO 20			1,0646	CANALIZACIÓN
POZO 21			1,3652	CANALIZACIÓN
POZO 24			1,2743	CANALIZACIÓN
POZO 25			1,8387	CANALIZACIÓN
POZO 26			1,1513	CANALIZACIÓN

**Tabla 12. (Continuación)**

	MÉTODO DE RAMOS			
	GRÁFICA Wp Vs Np	GRÁFICA RAP Vs tiempo	m	DIAGNÓSTICO
POZO 28			1,6849	CANALIZACIÓN
POZO 29			1,4699	CANALIZACIÓN
POZO 30			1,1372	CANALIZACIÓN
POZO 31			1,0566	CANALIZACIÓN
POZO 32			1,204	CANALIZACIÓN
POZO 33			1,4019	CANALIZACIÓN
POZO 34			1,799	CANALIZACIÓN

**Tabla 12. (Continuación)**

	MÉTODO DE RAMOS			
	GRÁFICA Wp Vs Np	GRÁFICA RAP Vs tiempo	m	DIAGNÓSTICO
POZO 35			1,6013	CANALIZACIÓN
POZO 36			2,6196	CANALIZACIÓN
POZO 37			2,3748	CANALIZACIÓN
POZO 42			1,321	CANALIZACIÓN
POZO 43			1,9249	CANALIZACIÓN
POZO 44			1,7603	CANALIZACIÓN
POZO 45			1,3801	CANALIZACIÓN

**Tabla 12. (Continuación)**

	MÉTODO DE RAMOS			
	GRÁFICA Wp Vs Np	GRÁFICA RAP Vs tiempo	m	DIAGNÓSTICO
POZO 47			1,6231	CANALIZACIÓN
POZO 49			1,5894	CANALIZACIÓN
POZO 50			1,5259	CANALIZACIÓN
POZO 51			1,193	CANALIZACIÓN
POZO 52			2,091	CANALIZACIÓN
POZO 53			1,3536	CANALIZACIÓN
POZO 54			1,9842	CANALIZACIÓN

**Tabla 12. (Continuación)**

MÉTODO DE RAMOS				
	GRÁFICA Wp Vs Np	GRÁFICA RAP Vs tiempo	m	DIAGNÓSTICO
POZO 56			1,4795	CANALIZACIÓN
POZO 57			1,3381	CANALIZACIÓN
POZO 58			2,3702	CANALIZACIÓN
POZO 59			1,9303	CANALIZACIÓN
POZO 60			1,2821	CANALIZACIÓN
POZO 61			1,2881	CANALIZACIÓN
POZO 62			1,2065	CANALIZACIÓN

Fuente: elaboración propia

**Tabla 13. Clasificación del diagnóstico por el método de Ramos: Conificación**

MÉTODO DE RAMOS				
	GRÁFICA Wp Vs Np	GRÁFICA RAP Vs tiempo	m	DIAGNÓSTICO
POZO 48			0,7868	CONIFICACIÓN

Fuente: elaboración propia

De esta manera, la compilación de los resultados del diagnóstico por los dos métodos se muestra por medio de diagramas de torta.

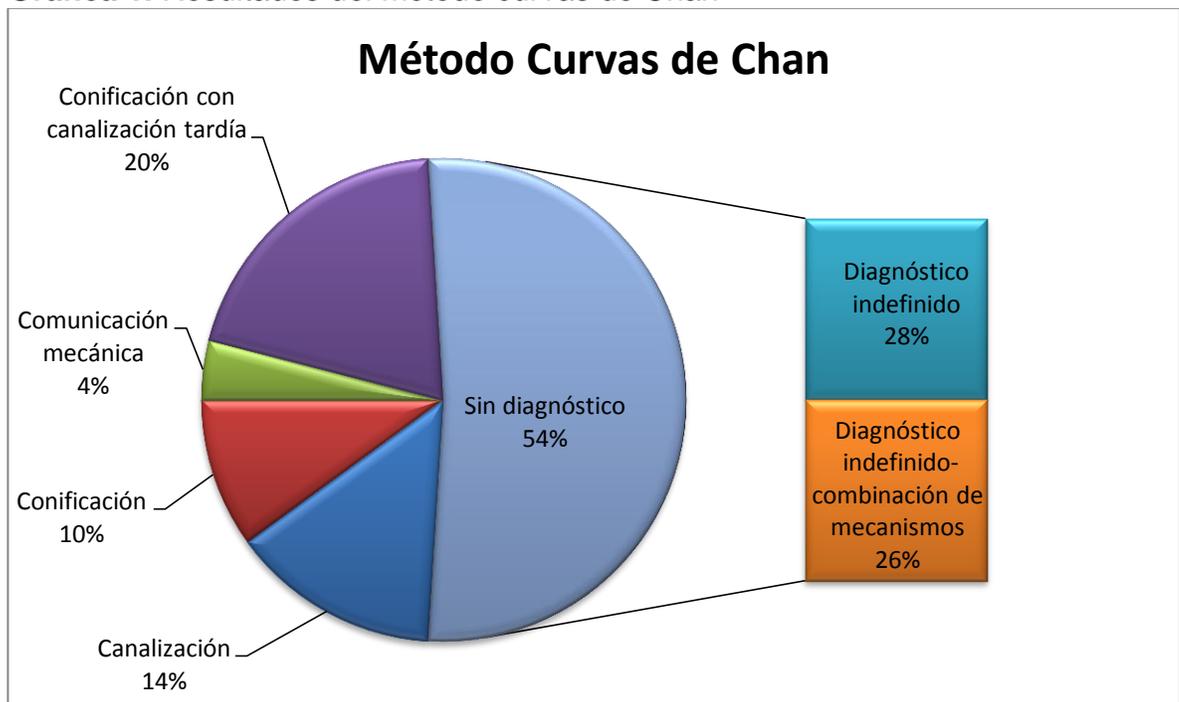
En la **Tabla 14** se muestran los resultados obtenidos del método curvas de Chan, los cuales se exponen en porcentaje en la **Gráfica 1**.

**Tabla 14.** Resultados método curvas de Chan

MÉTODO CURVAS DE CHAN	
Canalización	7
Conificación	5
Comunicación mecánica	2
Conificación con canalización tardía	10
Diagnóstico indefinido	13
Diagnóstico indefinido-combinación de mecanismos	13

**Fuente:** elaboración propia

**Gráfica 1.** Resultados del método curvas de Chan



**Fuente:** elaboración propia

En el **Gráfica 1** se observa que de una muestra de 50 pozos (100%) a la cual se le aplicó el método de las curvas de Chan, el 4% es comunicación mecánica, el 10% es conificación, el 14% es canalización, el 20% es conificación con canalización tardía, el 26% da un diagnóstico indefinido y el 28% da un diagnóstico indefinido-combinación de mecanismos.

Analizando los resultados, se observa que el mayor porcentaje de algún mecanismo de producción de agua identificado con una curva tipo de Chan es conificación con canalización tardía con un 20%, lo cual tiene concordancia con las características de los campos A y B, debido a que tienen un acuífero activo.

Por otra parte, los porcentajes más altos que se presentaron fueron para el diagnóstico indefinido con un 28% y para el diagnóstico indefinido-combinación de mecanismos con un 26%, lo cual indica que de la totalidad de la muestra el 54% no puede ser diagnosticado, es decir, que el método de las curvas de Chan tiene una incertidumbre mayor al 50%.

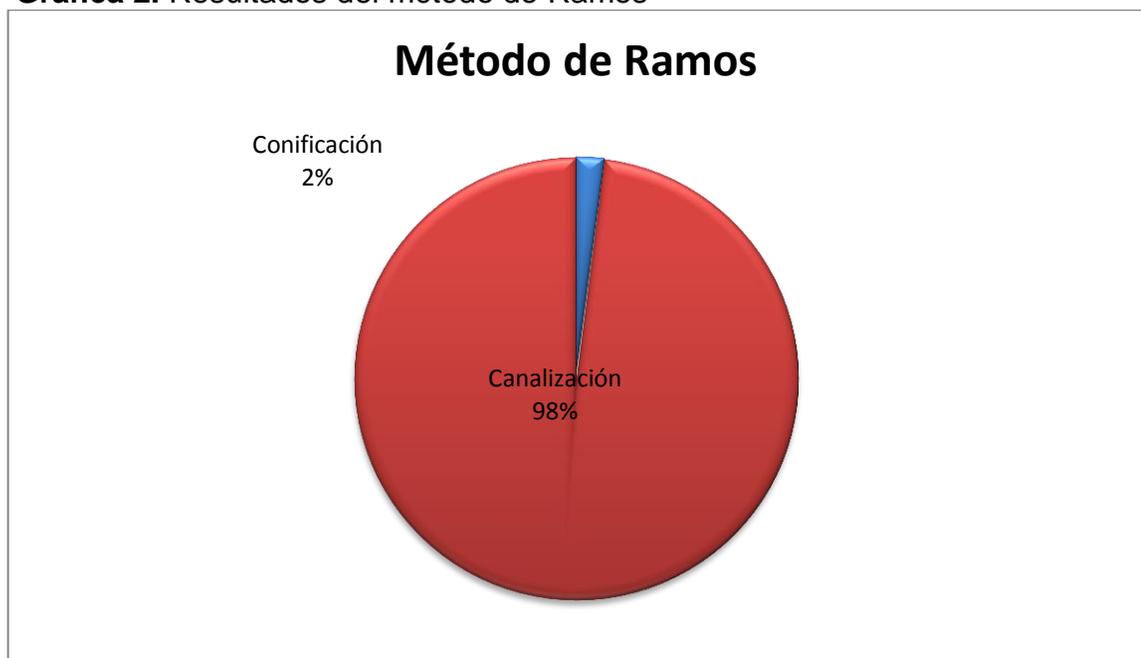
En la **Tabla 15** se muestran los resultados obtenidos del método de Ramos, los cuales se exponen en porcentaje en la **Gráfica 2**.

**Tabla 15.** Resultados método de Ramos

MÉTODO DE RAMOS	
Conificación	1
Canalización	49

**Fuente:** elaboración propia

**Gráfica 2.** Resultados del método de Ramos



**Fuente:** elaboración propia

En el **Gráfica 2** se presentan los resultados del método de Ramos mediante un diagrama de torta, el diagnóstico de Ramos solo permite identificar entre canalización y conificación, para este caso solamente el pozo 48 arrojó un diagnóstico de conificación, el resto de pozos arrojaron canalización, como se puede observar en la **Tabla 15**.

Por lo tanto, el 2% de la muestra de 50 pozos indico conificación y el 98% indico canalización. Éstos resultados obtenidos generan discrepancia y duda, debido a que solo 1 pozo dio un resultado diferente a los demás, además, se incrementa la incertidumbre de este método al saber que no clasifica la comunicación mecánica y tampoco genera un diagnóstico para combinación de mecanismos de producción de agua.

**3.2.4 Identificación de limitaciones o falencias de los métodos de Curvas de Chan y método de Ramos.** A pesar de una vasta revisión, en la literatura no se encuentra fácilmente metodologías para el análisis de los mecanismos de irrupción de agua. En particular, Chan ha sido referencia en el área. En los primeros intentos de diagnóstico observó que la relación de RAP vs Tiempo mostraba tendencias diferentes para los diferentes mecanismos de invasión, y propuso que la derivada de la curva podría determinar si el flujo de agua fue dado por canalización, conificación o comunicación mecánica. Ver **Figura 19**.

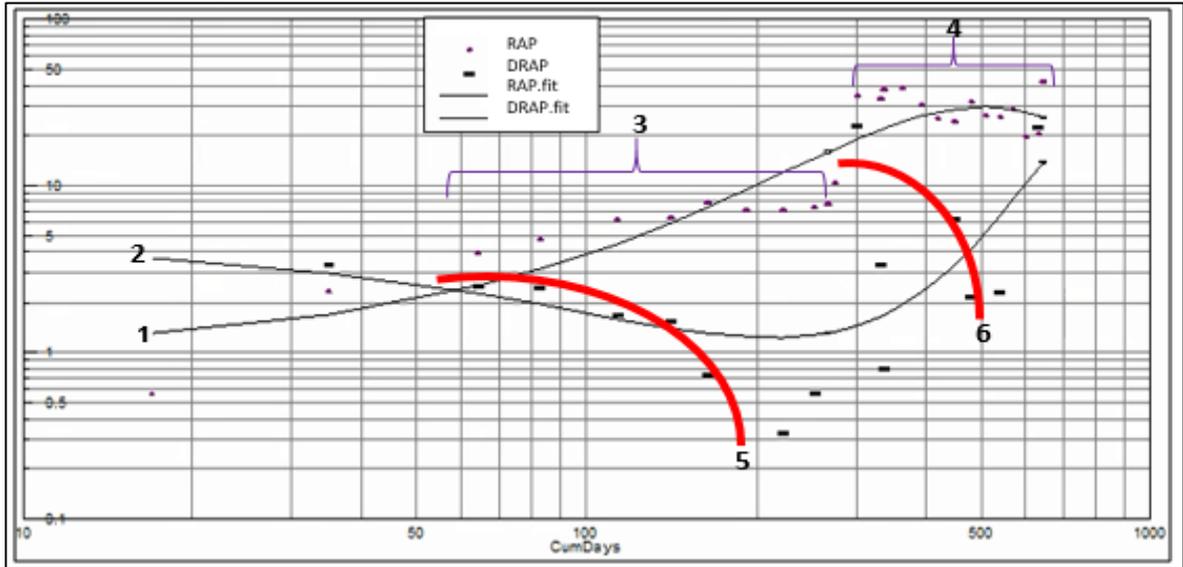
Sin embargo, la interpretación no es sencilla, muchas personas pueden interpretarlo de diferentes maneras debido a que los gráficos realizados con la historia de producción de los pozos reales no tienen el comportamiento típico de los gráficos de Chan dificultando su interpretación.

**3.2.4.1 Diagnostico de un solo mecanismo por Chan.** Para el siguiente análisis se tiene en cuenta que en la **Figura 22** la tendencia 1 y 2 son las arrojadas por el método de Chan y las tendencias 5 y 6 fueron trazadas manualmente.

Ahora bien, según la metodología de Chan, el pozo desviado 65 muestra tener un comportamiento general de canalización debido a que la curva de la derivada del RAP (DRAP, número 2) tiene tendencia hacia arriba. Pero, al analizar más profundo, se encuentra que este tiene dos etapas con un comportamiento constante en RAP (intervalo 3 y 4), por lo tanto, su derivada tiende a ser cero, es decir, la tendencia de la derivada del intervalo número 3 debería ser como la tendencia simulada roja número 5, es decir una conificación.

Luego de ello, se tiene un aumento del RAP pasando de 7.8 a 35 en tan solo 40 días. Por otro lado, el intervalo número 4 muestra un comportamiento constante por lo que su derivada debería disminuir mostrando una conificación como la tendencia simulada número 6, pero este no es el caso debido a que la metodología de Chan al no discriminar intervalos crea una sola tendencia. Dicha tendencia puede llevar a un diagnóstico de producción de agua incorrecto como en este caso que mostraba ser canalización, pero lo más probable es que la alta producción de agua se deba a una conificación que a los 300 días tomo mayor fuerza.

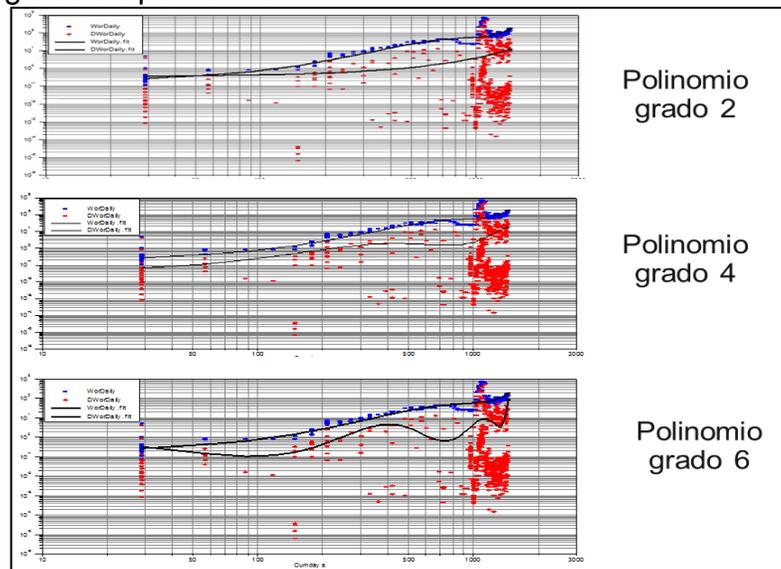
**Figura 22.** Diagnóstico de un solo mecanismo



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**3.2.4.2 Diferentes tendencias debido al grado de polinomio.** Para graficar la metodología propuesta por Chan, se requiere crear una línea de tendencia que describa el comportamiento general de todos los puntos (una para el RAP y otra para la derivada del RAP), estas líneas de tendencia requieren ser programadas con un grado de polinomio el cual varía dependiendo de la asignación de la persona que realice la gráfica. Para visualizar lo anteriormente mencionado se graficó el pozo 57 con polinomio de grado 2, 4 y 6. Ver **Figura 23**.

**Figura 23.** Diferentes tendencias por cambios en el grado de polinomio



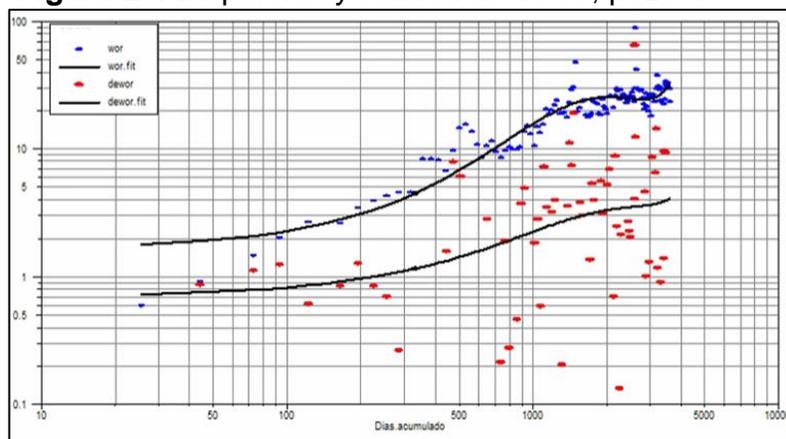
**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

La **Figura 23** permite visualizar la variación en la línea de tendencia de la derivada de la RAP cuando se utilizan diferentes grados de polinomio. La línea de tendencia DRAP del polinomio de orden seis tiende a seguir la trayectoria de una mayor cantidad de puntos, por lo tanto, presenta mayor curvatura que los polinomios de orden menores representando una gran variedad de interpretaciones. Es decir, el pozo está canalizado para el analista que grafique con polinomio de orden 2, en cambio, el pozo tendrá conificaciones con canalizaciones tardías para el analista que lo grafique con polinomio de orden 6.

**3.2.4.3 Dispersión y calidad de datos.** Debido a la alta heterogeneidad, anisotropía, razones de movilidad y propiedades petrofísicas adversas, los yacimientos de hidrocarburos no producen a una misma tasa ni tampoco el mismo porcentaje de fluido. Esta condición hace que los estudios de producción sean más complejos debido a que arroja datos dispersos.

Por otro lado, también se tienen cambios en la producción cuando ocurren problemas operacionales en los que se requiere apagar el pozo, solucionar dicho problema y luego prenderlo.

**Figura 24.** Dispersión y calidad de datos, pozo1.

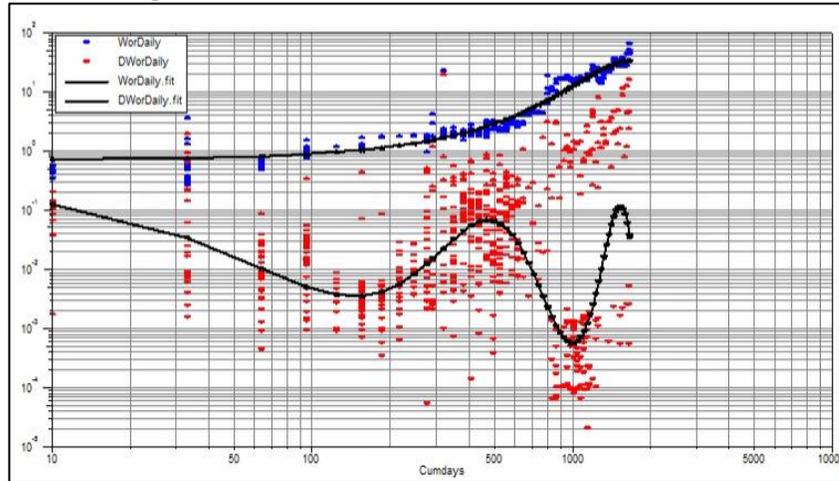


**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

La **Figura 24** muestra la dispersión de datos anteriormente nombrada en donde la derivada del RAP toma valores muy altos y muy bajos a lo largo de su historia de producción, ocasionando que tan solo por el cambio de un punto la línea de tendencia cambia de dirección dificultando su interpretación.

**3.2.4.4 Diagnóstico totalmente indefinido.** De los 50 pozos estudiados se encontró que el 54% no tenía un diagnóstico definido de acuerdo a las curvas tipo de Chan ya sea porque no mostraba ninguna tendencia o por que mostraba una combinación de los mecanismos. Un ejemplo de ello se puede visualizar en la **Figura 25** en el que la línea de tendencia del DRAP no coincide con los casos tipo de Chan, ver **Figura 19**.

**Figura 25.** Diagnostico totalmente indefinido con la Metodología de Chan

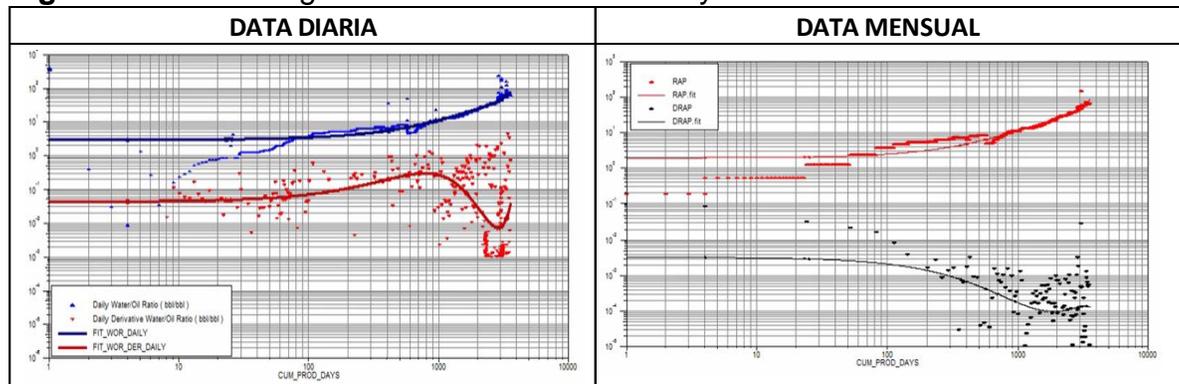


**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**3.2.4.5 Diagnóstico con data mensual y diaria.** Hoy día, es incierto saber si la información que se debe utilizar en la metodología de Chan tenga que ser diaria o mensual debido a que el autor no especifica dicha información en su artículo científico. Es por esto, que se utilizan de las dos maneras dependiendo del ingeniero o la compañía.

La **Figura 26** muestra la curva de Chan con información diaria y mensual para el pozo 33, en la que se evidencia una diferencia en la tendencia de la derivada del RAP.

**Figura 26.** Metodología de Chan con data diaria y mensual

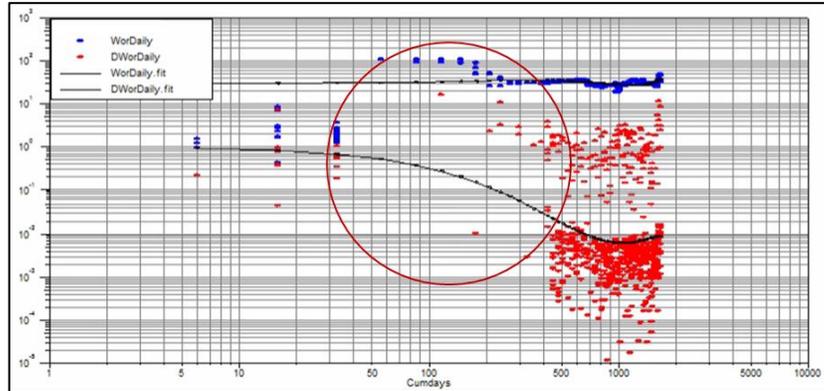


**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**3.2.4.6 Datos de la derivada de la RAP negativos no graficados.** Según Chan, la tendencia de la curva de la derivada del RAP determina el mecanismo de producción de agua y al tratarse de un gráfico log-log no permite visualizar valores negativos del DRAP cuando se tiene disminución del RAP. Al no graficar dichos puntos, ver **Figura 27**, se obtiene una inconsistencia en la cantidad de datos

omitiendo valores significativos y por lo tanto arrojando una gráfica que no es representativa del mecanismo de producción de agua.

**Figura 27.** Data no graficada con Metodología de Chan



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

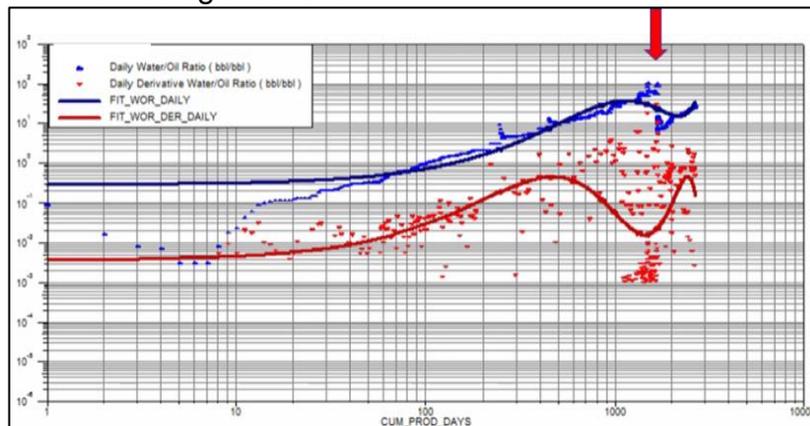
**3.2.4.7 Diagnóstico invalido por inactividad del pozo.** Interpretando las curvas de Chan se tiene que el pozo 20 presenta un canal hasta los 700 días, luego de ello presenta un comportamiento de conificación hasta los 1800 días y por último su tendencia es indefinida.

Ahora bien, el comportamiento de este pozo es particular debido a que la relación agua-petróleo tiene la misma tendencia creciente en toda su historia de producción y aun así su derivada muestra una combinación de mecanismos.

Al revisar las intervenciones de dicho pozo se encontró que fue apagado desde agosto del 2014 hasta julio del 2017, tiempo en el cual tuvo una disminución de la relación agua-petróleo RAP como lo señala la **Figura 28** y es la razón por la que su derivada disminuye mostrando una conificación. Es decir, habría que dividir el comportamiento antes y después de la inactividad para saber que el comportamiento del RAP es igual que en la primera etapa y por lo tanto su mecanismo de producción de agua es por canalización.

Por lo tanto, se ve la necesidad de encontrar una metodología que no dependa de una línea de tendencia y en vez de esto tenga en cuenta toda la historia de producción y permita discriminar los diferentes mecanismos.

**Figura 28.** Diagnostico inválido por inactividad del pozo con Metodología de Chan



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**3.2.4.8 Diagnostico limitado en la Metodología de Ramos.** La metodología que propone Ramos se encuentra muy limitada debido a que solo permite discriminar en canalización y conificación y, por lo tanto, no tiene en cuenta la comunicación mecánica ni tampoco la combinación de los mecanismos.

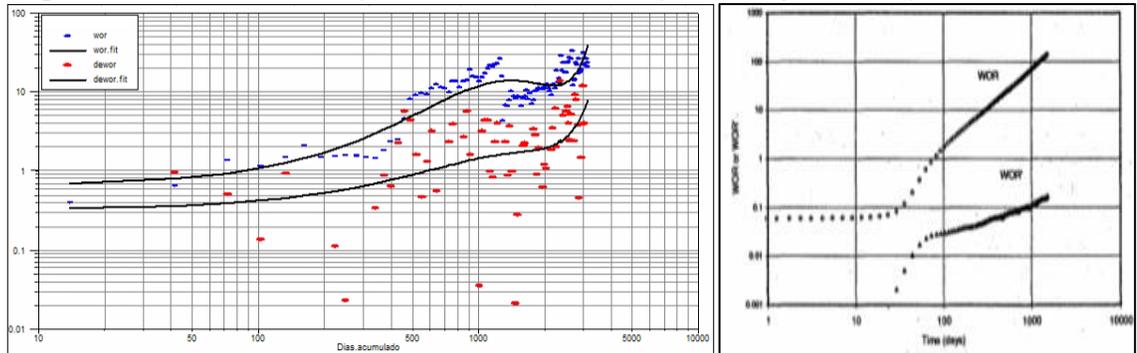
Muchas veces la historia de producción de los pozos es extensa y, por lo tanto, es considerable que haya tenido que pasar por más de un mecanismo de producción de agua. De allí la importancia de una metodología que permita discriminar la manera o las distintas maneras en la que irrumpe el agua desde el yacimiento al pozo productor.

**3.2.5 Evaluación de gráficas con diferentes variables y escalas.** Con la finalidad de obtener la gráfica representativa, se analizaron los pozos seleccionados por cada mecanismo de producción con el método de las curvas Chan establecido en el numeral 3.2.3, escogiendo aquel que presentó mayor similitud con la curva tipo de Chan y que su historia de producción presentará concordancia con dicho mecanismo.

De este modo se seleccionó el pozo 15, 59 y 51 para canalización, conificación y comunicación mecánica, respectivamente.

- **CANALIZACIÓN: Pozo 15**

**Figura 29.** Canalización por Método de Chan pozo 15 y curva tipo.

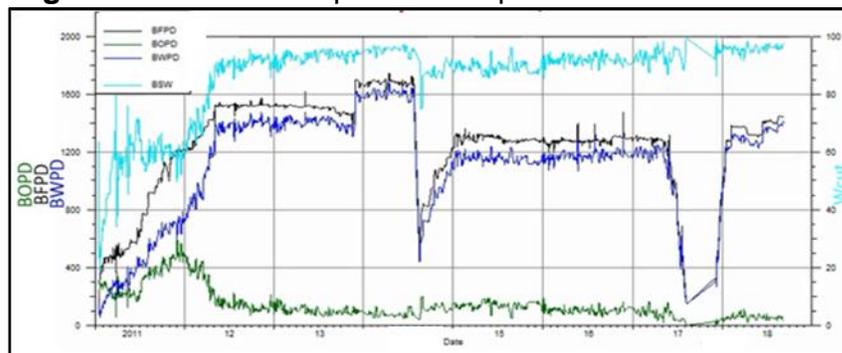


**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

La **Figura 29** muestra el comportamiento de canalización del pozo 15 en el que la RAP y la derivada de la RAP tienen la misma tendencia ascendente. Sin embargo, la RAP disminuye a los 1400 días para luego de ello seguir con la misma tendencia. Pese a los cambios de producción que atravesó el pozo, el mecanismo de producción de agua sigue siendo el mismo y, por lo tanto, es el adecuado para representar la canalización.

Por otro lado, la historia de producción, ver **Figura 30**, corrobora lo mencionado anteriormente, debido a que en el periodo de junio del 2017 a enero del 2018 el pozo reduce considerablemente la producción de agua, para luego retomar el mismo comportamiento de producción.

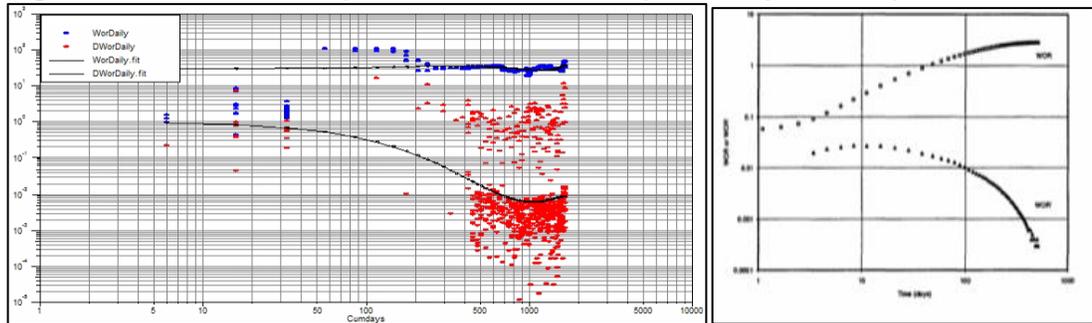
**Figura 30.** Historia de producción pozo 15



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

- **CONIFICACIÓN: Pozo 59**

**Figura 31.** Conificación por Método de Chan pozo 59 y curva tipo.

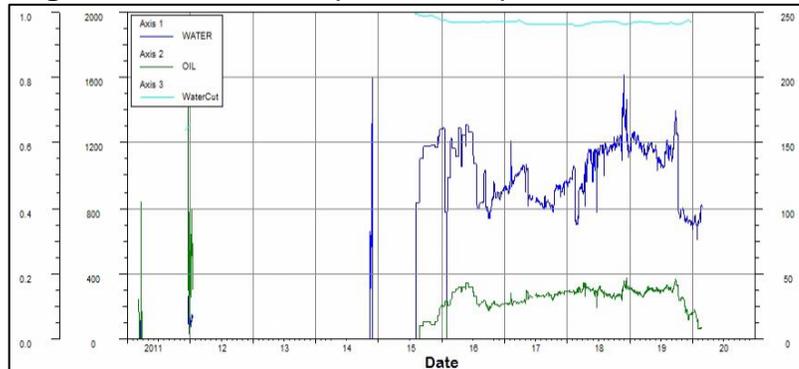


**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

La **Figura 31** evidencia el comportamiento de conificación para el pozo 59 en el que la RAP tiene una tendencia constante, por lo tanto, su derivada tiende a 0.

Con respecto a la historia de producción, esta confirma el diagnóstico de conificación, debido a que este mecanismo es creado bajo la fuerte influencia del contacto agua petróleo en donde la producción de agua es proporcional a la producción de crudo con respecto al tiempo, generando un corte de agua constante, ver **Figura 32**.

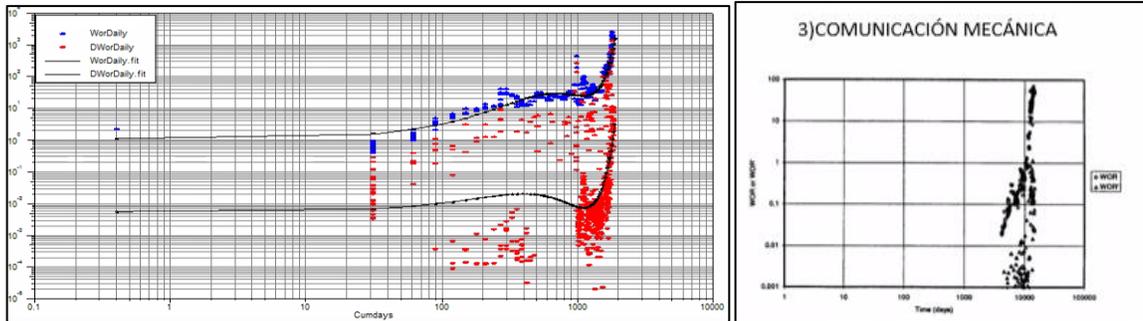
**Figura 32.** Historia de producción pozo 59



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

- **COMUNICACIÓN MECÁNICA: Pozo 51**

**Figura 33.** Comunicación Mecánica por Método de Chan pozo 51 y curva tipo.

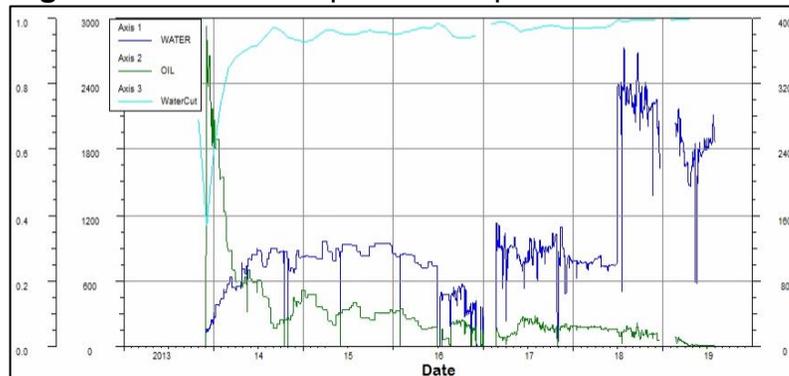


**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

En la **Figura 33** se observa que el pozo 51, presenta una irrupción de agua abrupta a los 1300 días en donde la RAP aumenta de 30 a 3000 barriles de agua por cada barril de petróleo. Este comportamiento es característico cuando la integridad del pozo se ve afectada y existe una alta permeabilidad vertical permitiendo una comunicación mecánica.

En cuanto a la historia de producción, ver **Figura 34**, se observa un aumento repentino y abrupto de la producción de agua en junio del 2018 corroborando la comunicación mecánica.

**Figura 34.** Historia de producción pozo 51



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

Estos tres (3) pozos corresponden a un diferente mecanismo de producción de agua. Por lo tanto, son los más indicados para obtener la gráfica representativa de la metodología DIAPA.

En la **Tabla 16**, se muestran 12 casos que contendrán la representación gráfica de las variables determinadas en el numeral 3.1.

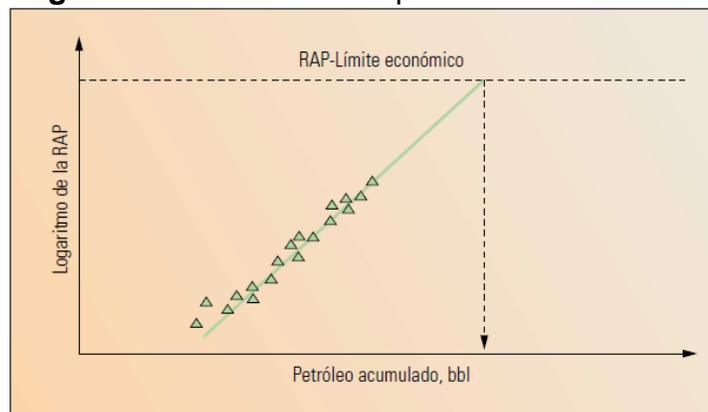
Conviene destacar que la gráfica de la metodología DIAPA tendrá escala logarítmica en el eje de las abscisas (eje x), debido a que esta escala se construye tomando variaciones relativas o porcentuales. Si se desea analizar periodos largos

de tiempo es necesario verlos de forma logarítmica, ya que utilizar la escala lineal puede llevar a un error.<sup>47</sup>

Ahora bien, entrando en contexto con la información que se analizará, la alta producción de agua viene en su mayoría de pozos maduros, es decir, con un amplio tiempo de producción, en efecto al graficar se cuenta con grandes cantidades acumuladas de petróleo y agua, de allí la importancia de usar escala logarítmica.

Del mismo modo, el eje de las ordenadas (eje y) tendrá escala lineal, debido a que se necesita representar valores tanto positivos como negativos y en esta escala se puede reproducir perfectamente, además, al ser tan habituales es más fácil la lectura de los datos en la misma.

**Figura 35.** Gráfico de recuperación



**Fuente:** BAILEY, Brill, et al. Control de agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000.

Por otro lado, basados en el gráfico de recuperación presentado por Bailey et al, en el año 2000, ver **Figura 35**, se evidencia la importancia de las variables utilizadas en dicho gráfico, por lo que se decide considerar el petróleo acumulado ( $N_p$ ), agua acumulada ( $W_p$ ) y tiempo acumulado ( $t_{cum}$ ) para la realización de la gráfica.

---

<sup>47</sup> NAVARRO, José. Diferencia entre la escala lineal y la escala logarítmica. [en línea]. [consultado 13 de febrero de 2020] disponible en internet: <https://josenavarrodai.com/diferencia-entre-la-escala-lineal-y-la-escala-logaritmica/>

**Tabla 16.** Casos de combinación de variables a graficar

CASOS	EJE X	EJE Y
1	Np	BFPD Corte de agua
2	Np	BWPD Corte de agua
3	Np	RAP RAP'
4	Np	RAP Diferencia del RAP
5	Wp	BFPD Corte de agua
6	Wp	BWPD Corte de agua
7	Wp	RAP RAP'
8	Wp	RAP Diferencia del RAP
9	t acum	BFPD Corte de agua
10	t acum	BWPD Corte de agua
11	t acum	RAP RAP'
12	t acum	RAP Diferencia del RAP

**Fuente:** elaboración propia

Siguiendo lo propuesto en el numeral 3.2.5, donde se seleccionó los pozos con mayor similitud a las curvas tipo de Chan, siendo estos los pozos 15, 59 y 51 para canalización, conificación y comunicación mecánica, respectivamente; se efectúan los 12 casos de la **Tabla 16**, es decir, con cada uno de estos pozos se grafican las diferentes variables de cada caso, obteniéndose 36 gráficas en total, las cuales se pueden observar en la **Tabla 17**. Esto con el fin de obtener el caso que mejor represente los mecanismos de producción de agua, basados en que ya se conoce el mecanismo que debe ilustrar. Por lo tanto, se obtendrá la gráfica representativa de la metodología gráfica DIAPA.

En la **Tabla 17** la última columna hace referencia si el caso graficado funciona o no, bajo los dos argumentos de que el caso en primera instancia genere tendencias diferentes entre sí para cada mecanismo de producción de agua y que visualmente sea fácil su interpretación, y segundo que supla las limitaciones o falencias de los métodos de referencia, método de las curvas de Chan y método de Ramos, identificados en el numeral 3.2.4.

El caso 1, Np vs BFPD y corte de agua; caso 5, Wp vs BFPD y corte de agua; y caso 9, t acum vs BFPD y corte de agua; difieren en la variable graficada en el eje X, siendo Np, Wp, y t acum, para cada uno de los casos respectivamente, los

cuales no generan tendencias características para cada mecanismo de producción de agua, por lo tanto, no generaría una fácil interpretación. Además, en algunas gráficas se cruzan las variables sin que exista relación alguna con lo ocurrido en el pozo. Por lo que no funciona con el fin establecido.

El caso 2,  $N_p$  vs BWPD y corte de agua; caso 6,  $W_p$  vs BWPD y corte de agua; y caso 10,  $t$  acum vs BWPD y corte de agua; difieren en la variable graficada en el eje X, siendo  $N_p$ ,  $W_p$ , y  $t$  acum, para cada uno de los casos respectivamente, los cuales presentan el mismo comportamiento que el caso 1, 5 y 9 por lo que no cumple con el primer argumento, de igual manera, no funciona con el fin establecido.

El caso 3,  $N_p$  vs RAP y RAP'; caso 7,  $W_p$  vs RAP vs RAP'; y caso 11,  $t$  acum vs RAP y RAP'; difieren en la variable graficada en el eje X, siendo  $N_p$ ,  $W_p$ , y  $t$  acum, para cada uno de los casos respectivamente, los cuales presentan un comportamiento similar para cada mecanismo de producción de agua, esto debido a que los casos evalúan el comportamiento de la RAP y RAP' durante la acumulación de una variable en el tiempo. Se observa que las curvas tienen una amplia separación en canalización y conificación, mientras que en comunicación mecánica al final tiene una subida abrupta de las variables, presentándose la RAP' por encima de la RAP.

El caso 11 tiene semejanza a las curvas del método de Chan, difiere en la escala del eje Y, donde en vez de utilizar logarítmica se usó lineal, al ser esta parecida los casos 3 y 7 también lo son por su relación anteriormente mencionada, por esta razón, aunque muestren un comportamiento diferente para cada mecanismo, no funciona con el fin establecido, debido a que si se utilizan en parte se representaría el método de Chan y no es el propósito de este trabajo.

El caso 4,  $N_p$  vs RAP y diferencia del RAP; caso 8,  $W_p$  vs RAP vs diferencia del RAP; y caso 12,  $t$  acum vs RAP y diferencia del RAP; difieren en la variable graficada en el eje X, siendo  $N_p$ ,  $W_p$ , y  $t$  acum, para cada uno de los casos respectivamente, en los cuales se observan que hay una tendencia diferente para cada mecanismo, presentándose el RAP en la parte superior y la diferencia del RAP en la parte inferior.

En los casos 4, 8 y 12 se muestra para canalización una tendencia de la RAP a aumentar exponencialmente mientras que la diferencia de la RAP presenta altas oscilaciones alrededor de 0, en conificación la tendencia de la RAP es constante al igual que la diferencia de la RAP con oscilaciones pequeñas alrededor de 0, y en comunicación mecánica se presenta un aumento abrupto tanto de la RAP como en la diferencia de la RAP. Por lo tanto, los casos 4, 8 y 12 tienen afinidad con el fin establecido, sin embargo, solamente uno de éstos destaca respecto a los otros, y es el **caso 8,  $W_p$  vs RAP y diferencia de la RAP**, debido a que este es el que

más involucra variables que muestran el comportamiento del agua, que es el fluido de interés.

Respecto al caso 12, este representa en buena medida los mecanismos de producción de agua, por lo que fue comparado con el caso 8, encontrándose que estos dos al tener un comportamiento similar, se evidencia que cuando se presenta una intrusión de agua al pozo y esta se analiza con dos diferentes variables en el eje x, siendo uno el tiempo acumulado el cual evidencia el mismo comportamiento pero más prolongado que cuando se usa el  $W_p$ , causado porque aunque no se esté acumulando agua el tiempo sigue transcurriendo, por lo que no representaría el comportamiento del mecanismo y puede crear confusión al discriminar la canalización de la conificación. Es preciso señalar que la manera de determinar el tiempo de intrusión, es por medio de la historia de producción que se utilizó para graficar el caso, encontrando la fecha que relacione el valor de  $W_p$  donde comienza la tendencia del mecanismo identificado en la gráfica del caso 8.

La gráfica representativa para la metodología DIAPA es la del caso 8, donde la RAP representa una variable de gran importancia, debido a que indica la cantidad de agua producida con respecto al petróleo a un tiempo determinado, y como esta se comporta a medida que se acumula el agua ( $W_p$ ). Ahora bien, la diferencia de la RAP permite visualizar que tan drástico fue el cambio de la RAP, por lo tanto, determina la agresividad del agua con la que está irrumpiendo en el pozo, presentando diferentes tendencias por cada mecanismo de producción de agua.

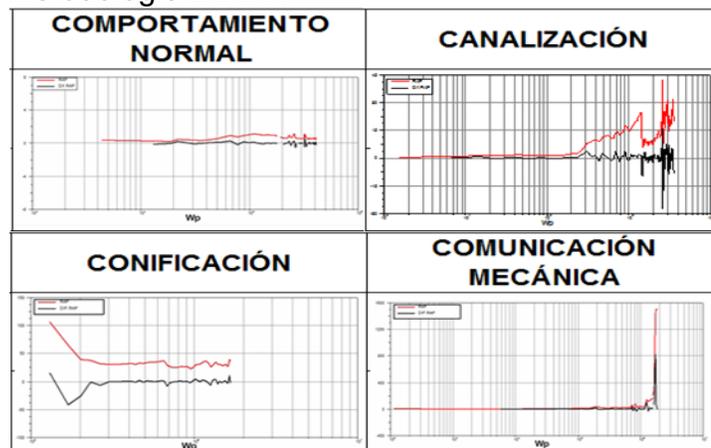
**Tabla 17.** Gráficas propuestas con diferentes variables y escalas

CASOS	EJE X	EJE Y	CANALIZACIÓN	CONIFICACIÓN	COMUNICACIÓN MECÁNICA	
1	Np	BFPD Corte de agua				NO FUNCIONA
2	Np	BWPD Corte de agua				NO FUNCIONA
3	Np	RAP RAP'				NO FUNCIONA
4	Np	RAP Diferencia del RAP				NO FUNCIONA
5	Wp	BFPD Corte de agua				NO FUNCIONA
6	Wp	BWPD Corte de agua				NO FUNCIONA
7	Wp	RAP RAP'				NO FUNCIONA
8	Wp	RAP Diferencia del RAP				FUNCIONA
9	t acum	BFPD Corte de agua				NO FUNCIONA
10	t acum	BWPD Corte de agua				NO FUNCIONA
11	t acum	RAP RAP'				NO FUNCIONA
12	t acum	RAP Diferencia del RAP				NO FUNCIONA

**Fuente:** elaboración propia

Después de obtener la gráfica representativa, se toman las gráficas de los pozos 15, 59 y 51 para canalización, conificación y comunicación mecánica, respectivamente del caso 8, como las de referencia del comportamiento de los mecanismos de producción de agua, ver **Figura 36**, además, se evidencia una gráfica adicional, la de comportamiento normal, haciendo referencia al comportamiento de la RAP y la diferencia de la RAP cuando el pozo no presenta ningún mecanismo de producción de agua, puesto que es el agua que se encuentra en solución con el petróleo, por lo que no constituye ningún mecanismo.

**Figura 36.** Gráfica de referencia de la metodología DIAPA



**Fuente:** elaboración propia

### 3.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA A UNA MUESTRA DE POZOS CANDIDATOS, CATEGORIZANDO EL MÁS REPRESENTATIVO POR CADA MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA

Se aplicó la metodología gráfica DIAPA a los 50 pozos que fueron seleccionados en el numeral 3.2.2 con el objetivo de diagnosticar el mecanismo de producción de agua. Cada tendencia arrojada fue comparada con las gráficas de referencia, ver Figura 36, categorizando los pozos según su mecanismo de producción o la combinación de los mismos. Ver **Anexo H.** “DIAGNÓSTICO METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA” {Base de datos Excel}

Ahora bien, teniendo en cuenta que la acumulación de agua  $W_p$  pudo ser ocasionada por uno o más mecanismos de producción de la misma, se dividió el comportamiento en diferentes periodos. Cada periodo presenta información del mecanismo de producción, rango de la RAP, rango de la diferencia de la RAP, rango del agua acumulada y tiempo de irrupción. Dicha información permitirá realizar las gráficas tipo definitivas.

A continuación, se comienza a mostrar los resultados de la aplicación de la metodología gráfica DIAPA a los 50 pozos seleccionados.

**Tabla 18. Casos de canalización con Metodología DIAPA.**

POZO #	MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	GRÁFICA DIAPA	PERIODOS DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO						RAP INICIAL	RAP FINAL	Wp	COMENTARIOS	
POZO 1	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		7	48	178000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 48 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0	5	7	48	NA	NA				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0	0	-20	15	NA	NA				
			RANGO Wp (BW)	330	160000	178000	18,7e6	NA	NA				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	355		NA	NA				
POZO 2	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		2	75	164000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 75 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0	3	2	75	NA	NA				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0.12	0.6	-27	21	NA	NA				
			RANGO Wp (BW)	323	164000	164000	15,4e6	NA	NA				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	484		NA	NA				
POZO 5	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		1.7	34	109000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 34 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,015	1.7	1.7	34	NA	NA				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0,002	0.3	-6.8	9.6	NA	NA				
			RANGO Wp (BW)	135.7	109000	109000	2.00E+06	NA	NA				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	663		NA	NA				
POZO 6	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		0.83	69	58000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 69 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,11	0,83	0,83	69	NA	NA				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0,07	0,2	-20	32	NA	NA				
			RANGO Wp (BW)	360	58000	58000	9,10E+06	NA	NA				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	385		NA	NA				
POZO 7	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		1.2	64	167000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 64 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,04	1,2	1,2	64	NA	NA				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,02	0,29	-11	26	NA	NA				
			RANGO Wp (BW)	188	167000	167000	1,39E+07	NA	NA				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	591		NA	NA				
POZO 10	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		0.24	13.3	214400	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 13 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,02	0,24	0,24	13,3	NA	NA				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,02	0,05	-0,15	1,9	NA	NA				
			RANGO Wp (BW)	2175	214400	214400	2,70E+06	NA	NA				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	1028		NA	NA				
POZO 11	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		4.7	47.6	221000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 12 para el primer periodo de canalización y 47,6 para el segundo periodo. La diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		Canalización					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	1,2	4,7	4,7	12	12	47,6				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-1,5	1,3	-2	1,6	-16	10				
			RANGO Wp (BW)	3262	221000	221000	9,44E+05	9,44E+05	2,20E+06				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	1107		2143					

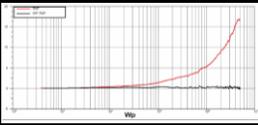
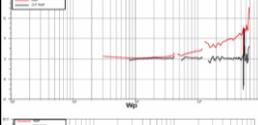
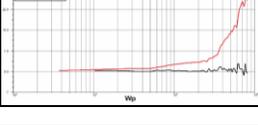
**Tabla 18. (Continuación)**

POZO #	MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	GRÁFICA DIAPA	PERIODOS DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO						RAP INICI A <sup>1</sup>	RAP FINAL	Wp	COMENTARIOS		
			I		II		III							
POZO 15	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		2.5	42	1530	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 25 para el primer periodo del canal y 42 para el segundo periodo. La diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Este pozo fue intervenido con un tratamiento para canalización, el cual fue exitoso, evidenciando una reducción de la RAP de 25 a 5,7.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		Canalización						
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,4	2,5	2,5	25	5,7	42					
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,4	0,8	-1,9	3,6	-27	15,8					
			RANGO Wp (BW)	1530	232000	1530	1,50E+06	1,50E+06	3,50E+06					
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	14		1357									
POZO 19	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		2.08	73	176700	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 73 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA						
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	-0,02	2,08	2,08	73	NA	NA					
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,01	0,54	-5,8	9,3	NA	NA					
			RANGO Wp (BW)	920	176700	176700	5,50E+06	NA	NA					
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	372		NA		NA							
POZO 20	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		1.91	104	792000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 104 para el primer periodo del canal y 28 para el segundo periodo. La diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		Canalización						
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,01	1,91	1,91	104	7,7	28					
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0,13	0,89	-2,3	11,9	-4,2	2					
			RANGO Wp (BW)	904	792000	792000	1,55E+07	1,55E+07	1,96E+07					
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	183		1773									
POZO 21	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		3.3	212.5	774000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 212,5 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA						
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,26	3,3	3,3	212,5	NA	NA					
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0,25	1,03	28,9	-86	NA	NA					
			RANGO Wp (BW)	1532	774000	774000	3,80E+07	NA	NA					
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	224		NA		NA							
POZO 28	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		13.5	69.1	1.90E+07	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 69 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA						
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,2	13,47	13,47	69,1	NA	NA					
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-2,8	1,6	-7,7	20	NA	NA					
			RANGO Wp (BW)	13700	4,90E+06	1,09E+07	1,09E+07	NA	NA					
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	1384		NA		NA							
POZO 29	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		2.2	34.3	157000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 34 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA						
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,68	2,2	2,2	34,3	NA	NA					
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,05	0,9	-0,08	4,6	NA	NA					
			RANGO Wp (BW)	1561	157000	157000	3,20E+06	NA	NA					
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	350		NA		NA							
POZO 33	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		2	64.6	4.10E+06	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 64,6 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA						
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	2,3	8,5	5	64,6	NA	NA					
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,6	1,3	-5,35	9,15	NA	NA					
			RANGO Wp (BW)	220000	3,80E+06	4,10E+06	4,48E+07	NA	NA					
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	721		NA		NA							
POZO 36	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		3.7	191	531000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 191 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA						
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0	3,7	3,7	191	NA	NA					
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,007	1,07	-12	19	NA	NA					
			RANGO Wp (BW)	4	531000	531000	8,20E+06	NA	NA					
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	718		NA		NA							

**Tabla 18. (Continuación)**

POZO #	MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	GRÁFICA DIAPA	PERIODOS DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO						RAP INICI A <sup>1</sup>	RAP FINAL	Wp	COMENTARIOS
			I		II		III					
POZO 37	CANALIZACIÓN		Normal		Canalización		NA		4.4	112	173000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 112 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)					
			Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)					
POZO 42	CANALIZACIÓN		Normal		Canalización		NA		3.16	30	109600	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 30 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización. Por otra parte, al final la RAP disminuye a 0, debido a que el pozo fue apagado.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)					
			Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)					
POZO 44	CANALIZACIÓN		Normal		Canalización		NA		4.55	111	236000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 111 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)					
			Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)					
POZO 47	CANALIZACIÓN		Normal		Canalización		Canalización		4.4	24.2	181600	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 12,14 para el primer periodo de canalización y 24,2 para el segundo periodo. La diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)					
			Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)					
POZO 49	CANALIZACIÓN		Normal		Canalización		NA		12.5	65	310000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 65 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)					
			Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)					
POZO 50	CANALIZACIÓN		Normal		Canalización		NA		4.26	57	426000	a relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 57 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)					
			Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)					
POZO 52	CANALIZACIÓN		Normal		Canalización		NA		4.19	66.4	943000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 66,4 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)					
			Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)					
POZO 56	CANALIZACIÓN		Normal		Canalización		NA		2.7	10.8	204000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 10,8 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)		RANGO RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)		RANGO DIF.RAP (BWPM/BOPM)					
			RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)		RANGO Wp (BW)					
			Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)		Tiempo de intrusión (Días)					

**Tabla 18. (Continuación)**

POZO #	MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	GRÁFICA DIAPA	PERIODOS DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO						RAP INICI A <sup>1</sup>	RAP FINAL	Wp	COMENTARIOS	
			I		II		III						
POZO 58	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		1.8	16.9	59500	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 16,9 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,04	1,8	1,8	16,9	NA	NA				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,3	2,19	-0,2	0,49	NA	NA				
			RANGO Wp (BW)	386	59500	59500	4,90E+06	NA	NA				
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	333		NA	NA							
POZO 61	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		3.3	15.2	158100	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 15,2 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,36	2,9	3,3	15,2	NA	NA				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,4	0,7	-9	8,7	NA	NA				
			RANGO Wp (BW)	463	119200	158100	6,69E+05	NA	NA				
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	867		NA	NA							
POZO 62	CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		3.6	27	255000	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 27 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		NA					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,3	3,6	3,6	27	NA	NA				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,1	0,46	-1,4	2,7	NA	NA				
			RANGO Wp (BW)	3671	255000	255000	8,05E+05	NA	NA				
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	669		NA	NA							
<b>PROMEDIOS</b>									<b>3.76</b>	<b>64.5</b>	<b>1142286</b>		

Fuente: elaboración propia

De los 50 pozos estudiados, 26 presentaron un comportamiento de canalización, ver **Tabla 18**, en el que la relación agua-petróleo (RAP) muestra un crecimiento exponencial desde un valor promedio de 3.76 hasta un valor de 64.5, la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0 y la irrupción de agua se dio en promedio a los 590 días con una acumulación de 1'142.286 barriles de agua.

Ahora bien, se evidencia que los pozos 1, 2, 5, 6, 7 y 15 del campo A y los pozos 11, 36, 37, 42, 44, 47, 49, 50, 52, 56, 58, 61 y 62 del campo B presentan múltiples picos en cuanto a la RAP y la diferencia de la RAP debido a que presentan empuje por acuífero activo, es decir, el efecto del agua sobre el comportamiento del yacimiento. En efecto, los pozos pertenecientes al campo C presentan un crecimiento exponencial constante en el que no presenta tantos picos como los campos A y B debido a que su recobro por flujo natural es de acuífero activo, sin embargo, este es menos fuerte comparado con el de los campos A y B.

Por otra parte, de los 50 pozos estudiados, 6 mostraron un comportamiento de conificación, ver **Tabla 19**, en el cual se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 29, la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0 y la irrupción de agua se dio en promedio a los 873.5 días con una acumulación de 1'569.333 barriles de agua.

En los 6 casos de conificación también se evidencia el efecto del recobro primario mencionado anteriormente.

**Tabla 19. Casos de conificación con Metodología DIAPA.**

POZO #	MECANISMO DE PRODUCCIÓN	GRÁFICA DIAPA	PERIODOS DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO	RAP	Wp	COMENTARIOS																																										
POZO 8	CONIFICACIÓN N		<table border="1"> <thead> <tr> <th>PERIODO</th> <th colspan="2">I</th> <th colspan="2">II</th> <th colspan="2">III</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO</td> <td colspan="2">Conificación</td> <td colspan="2">Conificación</td> <td colspan="2">NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>23.2</td> <td>35</td> <td>30.7</td> <td>48.9</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>6</td> <td>9.4</td> <td>13</td> <td>18</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO Wp (BW)</td> <td>96000</td> <td>636000</td> <td>760000</td> <td>1.30E+06</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>Tiempo de intrusión (Días)</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>907</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> </tbody> </table>	PERIODO	I		II		III		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Conificación		Conificación		NA		RANGO RAP (BWPM/BOPM)	23.2	35	30.7	48.9	NA	NA	RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	6	9.4	13	18	NA	NA	RANGO Wp (BW)	96000	636000	760000	1.30E+06	NA	NA	Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	907	NA	NA	NA	29	760000	Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 29 para el primer periodo del cono y 39 para el segundo periodo. La diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por conificación.
PERIODO	I		II		III																																											
COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Conificación		Conificación		NA																																											
RANGO RAP (BWPM/BOPM)	23.2	35	30.7	48.9	NA	NA																																										
RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	6	9.4	13	18	NA	NA																																										
RANGO Wp (BW)	96000	636000	760000	1.30E+06	NA	NA																																										
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	907	NA	NA	NA																																										
POZO 16	CONIFICACIÓN N		<table border="1"> <thead> <tr> <th>PERIODO</th> <th colspan="2">I</th> <th colspan="2">II</th> <th colspan="2">III</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO</td> <td colspan="2">Normal</td> <td colspan="2">Conificación</td> <td colspan="2">Continuación de conificación</td> </tr> <tr> <td>RANGO RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>5</td> <td>63</td> <td>10.6</td> <td>26</td> <td>24.6</td> <td>49</td> </tr> <tr> <td>RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>-0.7</td> <td>0.9</td> <td>-3.6</td> <td>4.6</td> <td>-14</td> <td>15.7</td> </tr> <tr> <td>RANGO Wp (BW)</td> <td>3850</td> <td>56100</td> <td>11800</td> <td>7.33E+05</td> <td>1.50E+06</td> <td>2.30E+06</td> </tr> <tr> <td>Tiempo de intrusión (Días)</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>47</td> <td>1781</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	PERIODO	I		II		III		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		Continuación de conificación		RANGO RAP (BWPM/BOPM)	5	63	10.6	26	24.6	49	RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0.7	0.9	-3.6	4.6	-14	15.7	RANGO Wp (BW)	3850	56100	11800	7.33E+05	1.50E+06	2.30E+06	Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	47	1781			13	11800	Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 13 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por conificación. A partir de 7,33 E+05 hasta 1,50E+05 de agua acumulada (Wp) el pozo fue intervenido 3 veces, por lo que su comportamiento es anómalo en este rango.
PERIODO	I		II		III																																											
COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		Continuación de conificación																																											
RANGO RAP (BWPM/BOPM)	5	63	10.6	26	24.6	49																																										
RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0.7	0.9	-3.6	4.6	-14	15.7																																										
RANGO Wp (BW)	3850	56100	11800	7.33E+05	1.50E+06	2.30E+06																																										
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	47	1781																																												
POZO 17	CONIFICACIÓN N		<table border="1"> <thead> <tr> <th>PERIODO</th> <th colspan="2">I</th> <th colspan="2">II</th> <th colspan="2">III</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO</td> <td colspan="2">Conificación</td> <td colspan="2">NA</td> <td colspan="2">NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>22.7</td> <td>42</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>-12</td> <td>10.9</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO Wp (BW)</td> <td>343000</td> <td>2.50E+06</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>Tiempo de intrusión (Días)</td> <td>292</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> </tbody> </table>	PERIODO	I		II		III		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Conificación		NA		NA		RANGO RAP (BWPM/BOPM)	22.7	42	NA	NA	NA	NA	RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-12	10.9	NA	NA	NA	NA	RANGO Wp (BW)	343000	2.50E+06	NA	NA	NA	NA	Tiempo de intrusión (Días)	292	NA	NA	NA	NA	NA	32	343000	Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 32 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por conificación.
PERIODO	I		II		III																																											
COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Conificación		NA		NA																																											
RANGO RAP (BWPM/BOPM)	22.7	42	NA	NA	NA	NA																																										
RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-12	10.9	NA	NA	NA	NA																																										
RANGO Wp (BW)	343000	2.50E+06	NA	NA	NA	NA																																										
Tiempo de intrusión (Días)	292	NA	NA	NA	NA	NA																																										
POZO 32	CONIFICACIÓN N		<table border="1"> <thead> <tr> <th>PERIODO</th> <th colspan="2">I</th> <th colspan="2">II</th> <th colspan="2">III</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO</td> <td colspan="2">Normal</td> <td colspan="2">Conificación</td> <td colspan="2">Conificación</td> </tr> <tr> <td>RANGO RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>5.44</td> <td>8.03</td> <td>8.03</td> <td>65</td> <td>86</td> <td>115</td> </tr> <tr> <td>RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>-2.73</td> <td>2</td> <td>-0.4</td> <td>8.35</td> <td>-4</td> <td>8.6</td> </tr> <tr> <td>RANGO Wp (BW)</td> <td>1.10E+06</td> <td>7.10E+06</td> <td>7.10E+06</td> <td>3.93E+07</td> <td>4.52E+07</td> <td>5.22E+07</td> </tr> <tr> <td>Tiempo de intrusión (Días)</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>694</td> <td>3546</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	PERIODO	I		II		III		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		Conificación		RANGO RAP (BWPM/BOPM)	5.44	8.03	8.03	65	86	115	RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-2.73	2	-0.4	8.35	-4	8.6	RANGO Wp (BW)	1.10E+06	7.10E+06	7.10E+06	3.93E+07	4.52E+07	5.22E+07	Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	694	3546			65	7.10E+06	Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 65 para el primer periodo del cono y 115 para el segundo periodo. La diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por conificación.
PERIODO	I		II		III																																											
COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		Conificación																																											
RANGO RAP (BWPM/BOPM)	5.44	8.03	8.03	65	86	115																																										
RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-2.73	2	-0.4	8.35	-4	8.6																																										
RANGO Wp (BW)	1.10E+06	7.10E+06	7.10E+06	3.93E+07	4.52E+07	5.22E+07																																										
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	694	3546																																												
POZO 45	CONIFICACIÓN N		<table border="1"> <thead> <tr> <th>PERIODO</th> <th colspan="2">I</th> <th colspan="2">II</th> <th colspan="2">III</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO</td> <td colspan="2">Normal</td> <td colspan="2">Conificación</td> <td colspan="2">NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>0.36</td> <td>1.5</td> <td>3.9</td> <td>7.4</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>-0.8</td> <td>0.44</td> <td>-4.3</td> <td>2.66</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO Wp (BW)</td> <td>2992</td> <td>40464</td> <td>1.00E+06</td> <td>1.21E+05</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>Tiempo de intrusión (Días)</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>2502</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> </tbody> </table>	PERIODO	I		II		III		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		NA		RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0.36	1.5	3.9	7.4	NA	NA	RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0.8	0.44	-4.3	2.66	NA	NA	RANGO Wp (BW)	2992	40464	1.00E+06	1.21E+05	NA	NA	Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	2502	NA	NA	NA	5.7	1.00E+06	Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 5,65 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por conificación. El aumento de la RAP al final se atribuye a un aumento en la frecuencia de la bomba, sin embargo, sigue la misma tendencia del cono.
PERIODO	I		II		III																																											
COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		NA																																											
RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0.36	1.5	3.9	7.4	NA	NA																																										
RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0.8	0.44	-4.3	2.66	NA	NA																																										
RANGO Wp (BW)	2992	40464	1.00E+06	1.21E+05	NA	NA																																										
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	2502	NA	NA	NA																																										
POZO 59	CONIFICACIÓN N		<table border="1"> <thead> <tr> <th>PERIODO</th> <th colspan="2">I</th> <th colspan="2">II</th> <th colspan="2">III</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO</td> <td colspan="2">Conificación</td> <td colspan="2">NA</td> <td colspan="2">NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>25.3</td> <td>37.2</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)</td> <td>-8</td> <td>4.6</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>RANGO Wp (BW)</td> <td>201200</td> <td>1.60E+06</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>Tiempo de intrusión (Días)</td> <td>799</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> <td>NA</td> </tr> </tbody> </table>	PERIODO	I		II		III		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Conificación		NA		NA		RANGO RAP (BWPM/BOPM)	25.3	37.2	NA	NA	NA	NA	RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-8	4.6	NA	NA	NA	NA	RANGO Wp (BW)	201200	1.60E+06	NA	NA	NA	NA	Tiempo de intrusión (Días)	799	NA	NA	NA	NA	NA	31	201200	Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 31. La diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por conificación.
PERIODO	I		II		III																																											
COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Conificación		NA		NA																																											
RANGO RAP (BWPM/BOPM)	25.3	37.2	NA	NA	NA	NA																																										
RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-8	4.6	NA	NA	NA	NA																																										
RANGO Wp (BW)	201200	1.60E+06	NA	NA	NA	NA																																										
Tiempo de intrusión (Días)	799	NA	NA	NA	NA	NA																																										
<b>PROMEDIO</b>				29	1569333																																											

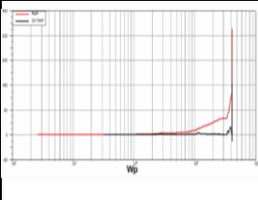
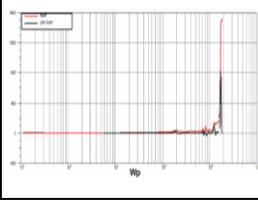
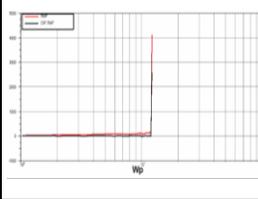
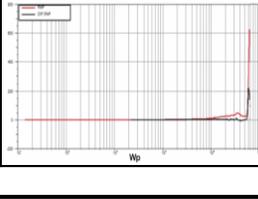
Fuente: elaboración propia

La **Tabla 20** presenta los 4 pozos que mostraron irrupción de agua por comunicación mecánica en el que la relación agua-petróleo (RAP) aumenta abruptamente desde un valor promedio de 97.9 hasta un valor de 1651 y la diferencia de RAP aumenta desde un valor promedio de -14.6 hasta un valor de 942.

Teniendo en cuenta que la comunicación mecánica está directamente relacionada con la condición mecánica del pozo y las permeabilidades verticales de las formaciones, no se va a establecer un tiempo promedio de irrupción puesto que, en el caso de que el pozo quede mal cementado cerca de la zona de interés puede comunicarse mecánicamente incluso desde el primer día de producción, en cambio si el daño fue a una menor profundidad, el tiempo y el agua acumulada en la irrupción va a depender características propias del pozo y de las formaciones.

También es por esta razón, que la comunicación mecánica puede ocurrir en cualquier momento de la producción y por lo tanto, pudo haber anteriormente otros mecanismos de producción de agua como lo es la canalización o conificación.

**Tabla 20. Casos de comunicación mecánica con Metodología DIAPA**

POZO #	MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	GRÁFICA DIAPA	PERIODOS DE COMPORTAMIENTO DEL POZO						RAP INICI	RAP FINA	Wp	COMENTARIOS	
			I		II		III		A	L			
POZO 25	CANALIZACIÓN Y COMUNICACIÓN MECÁNICA		PERIODO	I		II		III		53.6	341	3.30E+06	Se presenta una canalización , debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 53 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0, mostrandose una canalización. De inmediato, se genera una comunicación mecánica, debido a que la RAP aumenta abruptamente hasta 341.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		Comunicación mecánica					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,11	13,7	13,7	53,6	53,6	341				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	1,8	0,35	-0,5	6,13	-19	167				
			RANGO Wp (BW)	2600	1,01E+06	1,01E+06	3,30E+06	3,30E+06	4,10E+06				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	349		907					
POZO 51	CONIFICACIÓN Y COMUNICACIÓN MECÁNICA		PERIODO	I		II		III		164	1510	1.50E+06	Se presenta una irrupción lenta, manteniendose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 19 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0, mostrando una conificación. De inmediato, se genera una comunicación mecánica, debido a que la RAP aumenta abruptamente hasta 1510.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		Comunicación mecánica					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,57	5,5	13	25	164	1510				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-1	6,8	-30	32	-32	823				
			RANGO Wp (BW)	113	164000	236000	7,25E+05	1,50E+06	1,80E+06				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	367		1809					
POZO 54	CANALIZACIÓN Y COMUNICACIÓN MECÁNICA		PERIODO	I		II		III		150	4124	1.19E+07	Se presenta una canalización , debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 150 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0, mostrandose una canalización. De inmediato, se genera una comunicación mecánica, debido a que la RAP aumenta abruptamente hasta 4124.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		Comunicación Mecánica					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,08	4,26	4,26	150	150	4124				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,1	2,5	-27	31	-6	2576				
			RANGO Wp (BW)	1076	1,00E+06	1,00E+06	1,19E+07	1,19E+07	1,22E+07				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	564		2359					
POZO 57	COMUNICACIÓN MECÁNICA		PERIODO	I		II		III		24	627	547000	Se genera una comunicación mecánica, debido a que la RAP aumenta abruptamente hasta 627. De igual manera, la diferencia de la RAP aumenta drásticamente hasta 202.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Comunicación mecánica		NA					
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,06	4,16	24	627	NA	NA				
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0,01	3,9	-1,7	202	NA	NA				
			RANGO Wp (BW)	14	85121	547000	6,27E+05	NA	NA				
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	1009		NA					
PROMEDIO									97.9	1651	4.31E+06		

Fuente: elaboración propia

A lo largo del tiempo, el agua puede ser producida por uno o más mecanismos de producción, 12 de los 50 pozos estudiados presentaron las siguientes combinaciones, ver **Tabla 21**, **Tabla 22** y **Tabla 23**.

La **Tabla 21** presenta dos pozos que presentaron comunicación mecánica y canalización, la **Tabla 22** presenta dos pozos con canalización y conificación, y por último la **Tabla 23** muestra 8 pozos con conificación seguida por canalización.

Por consiguiente, la metodología grafica DIAPA permite discriminar de manera sencilla la combinación de los mecanismos de producción de agua.

**Tabla 21.** Casos de comunicación mecánica y canalización con la Metodología DIAPA

POZ O#	MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	GRÁFICA DIAPA	PERIODOS DE COMPORTAMIENTO DEL POZO						COMENTARIOS	
			PERIODO	I		II		III		
POZ O 26	COMUNICACIÓN MECÁNICA Y CANALIZACIÓN		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Comunicación Mecánica		Canalización	Se presenta una comunicación mecánica, debido a que la RAP aumenta abruptamente hasta 101. Luego de ello, se muestra una canalización, debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 21 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.	
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,05	5,8	5,8	101,6	1,07		21,77
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0,5	5,2	5,2	85,5	0,13		2,3
			RANGO Wp (BW)	1736	180000	180000	2,78E+05	295000		2,10E+06
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	78		199		
POZ O 31	COMUNICACIÓN MECÁNICA Y CANALIZACIÓN		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Comunicación Mecánica		Canalización	Se presenta una comunicación mecánica, debido a que la RAP aumenta abruptamente hasta 157. Luego de ello, se muestra una canalización, debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 90,3 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.	
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	1,5	14	14	157	15,7		90,3
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0	4,9	-111	96	-1,9		6,3
			RANGO Wp (BW)	12072	960000	960000	1,90E+06	1,80E+06		1,01E+07
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	228		471		

Fuente: elaboración propia

**Tabla 22.** Casos de canalización y conificación con la Metodología DIAPA

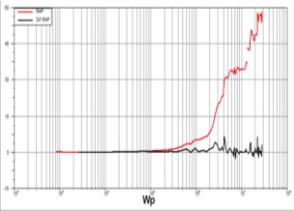
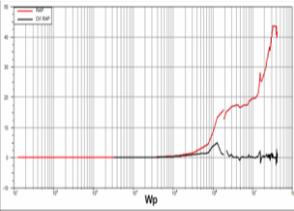
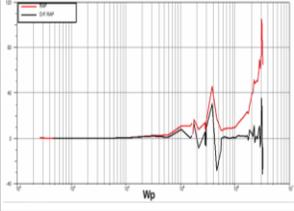
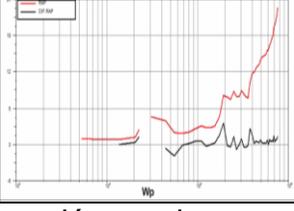
POZO #	MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	GRÁFICA DIAPA	PERIODOS DE COMPORTAMIENTO DEL POZO						COMENTARIOS	
			PERIODO	I		II		III		
POZO 14	CANALIZACIÓN Y CONIFICACIÓN		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		Conificación	La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 11 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Por lo tanto, se atribuye una intrusión de agua por canalización. De inmediato se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 26.45 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0, mostrando una conificación.	
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,63	1,9	1,9	11	20,9		32
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,4	0,24	-1,38	1,8	-7,5		6,7
			RANGO Wp (BW)	405	267299	267200	1,30E+06	1,30E+06		4,39E+06
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	71		NA		NA
POZO 53	CANALIZACIÓN Y CONIFICACIÓN		COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Canalización		Conificación	Se presenta una canalización, debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 16,6 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Luego se muestra una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 40 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0, mostrando una conificación.	
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,7	2,8	2,8	16,6	16,6		22,9
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-1	0,1	-0,5	2,6	-1,4		3,6
			RANGO Wp (BW)	961	355000	355000	1,00E+06	1,00E+06		2,40E+06
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	855		1435		

Fuente: elaboración propia

**Tabla 23.** Casos de conificación y canalización con la Metodología DIAPA

POZO #	MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	GRÁFICA DIAPA	PERIODOS DE COMPORTAMIENTO DEL POZO						COMENTARIOS		
POZO 12	CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		La relación agua-petróleo (RAP) presenta un crecimiento exponencial hasta llegar a un valor de 12 para el primer periodo de canalización y 47,6 para el segundo periodo. La diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		Canalización			
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,8	3,2	32,3	48,2	48,2	217		
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,28	2,3	-17	14	-72	64		
			RANGO Wp (BW)	10800	382000	689000	1,70E+06	1,70E+06	2,50E+06		
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	973		1793						
POZO 13	CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 10 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0, mostrando una conificación. Inmediatamente se presenta una canalización, debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 91 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Conificación		Canalización		NA			
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	5,46	15,7	15,7	91	NA	NA		
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,3	1,9	-6	11,4	NA	NA		
			RANGO Wp (BW)	34200	1,20E+06	1,20E+06	4,60E+06	NA	NA		
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	808		NA	NA					
POZO 18	CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 24 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0, mostrando una conificación. Inmediatamente se presenta una canalización, debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 50 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		Canalización			
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,46	1,37	8,7	15,2	15,2	50,11		
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,04	0,2	-4,4	4,5	-17	23,9		
			RANGO Wp (BW)	790	6500	27600	4,58E+05	4,58E+05	2,10E+06		
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	71		581						
POZO 24	CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		PERIODO	I		II		III		Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 11 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0, mostrando una conificación. Inmediatamente se presenta una canalización, debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 69 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.	
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Conificación		Canalización		NA			
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	8,74	12,9	12,9	69	NA	NA		
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-3,2	1,27	-6,5	13,8	NA	NA		
			RANGO Wp (BW)	75300	802500	802500	5,60E+06	NA	NA		
Tiempo de intrusión (Días)	64		245		NA	NA					

**Tabla 23. (Continuación)**

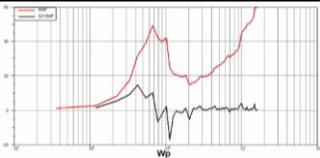
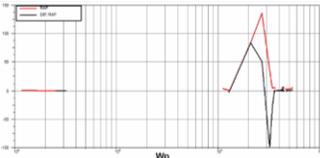
POZO #	MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	GRÁFICA DIAPA	PERIODOS DE COMPORTAMIENTO DEL POZO						COMENTARIOS					
POZO 34	CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN N		PERIODO	I		II		III		Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 32 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0, mostrando una conificación. Inmediatamente se presenta una canalización, debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 58 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.				
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		Canalización						
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,13	2,18	30	34,5	34,5	58,4					
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,11	0,32	-2,2	6,5	-1,8	6,25					
			RANGO Wp (BW)	840	467000	4,10E+06	1,17E+07	1,17E+07	2,85E+07					
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	783		1643						
POZO 35	CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN N		PERIODO	I		II		III		Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 17 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0, mostrando una conificación. Inmediatamente se presenta una canalización, debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 43 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.				
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		Canalización						
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0	3	14,8	20,7	20,7	43					
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0,01	1,4	-0,8	1,01	-2,5	2,36					
			RANGO Wp (BW)	12,8	512000	1,60E+06	1,33E+07	1,33E+07	4,26E+07					
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	276		1277						
POZO 43	CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN N		PERIODO	I		II		III		IV		Se presenta una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 8,3 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0, mostrando una conificación. Inmediatamente se presenta una canalización, debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 105 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.		
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Intermitencia del pozo debido a inactividad del mismo.		Conificación		Canalización				
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,01	2,86			6,9	9,7	9,7	105			
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)					-0,2	1,5	-31	35			
			RANGO Wp (BW)	263	59800			562000	1,00E+06	1,00E+06	3,20E+06			
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA			771		922				
POZO 60	CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN N		PERIODO	I		II		III		IV		V		Se muestra una irrupción lenta, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 8,7 y la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0, mostrando una conificación. Luego, se presenta una canalización, debido a que la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 22,6 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0.
			COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Pozo apagado		Normal		Conificación		Canalización		
			RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0,88	2,4			1,8	4,52	7,5	8,11	8,11	22,6	
			RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	-0,03	1,23			-1,9	0,5	-0,89	3,5	0,4	2,6	
			RANGO Wp (BW)	5269	22424			31128	155572	193300	358225	358225	765700	
			Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA			NA	NA	630		906		

Fuente: elaboración propia

Se encontraron dos pozos en el que su comportamiento no coincidía con las gráficas DIAPA de referencia, por lo tanto, no se puede diagnosticar el mecanismo de producción de agua, ver **Tabla 24**.

El pozo 48 presenta un comportamiento anómalo debido a intermitencia en la información de producción, por lo que se recomienda tener información de calidad para poder diagnosticar correctamente.

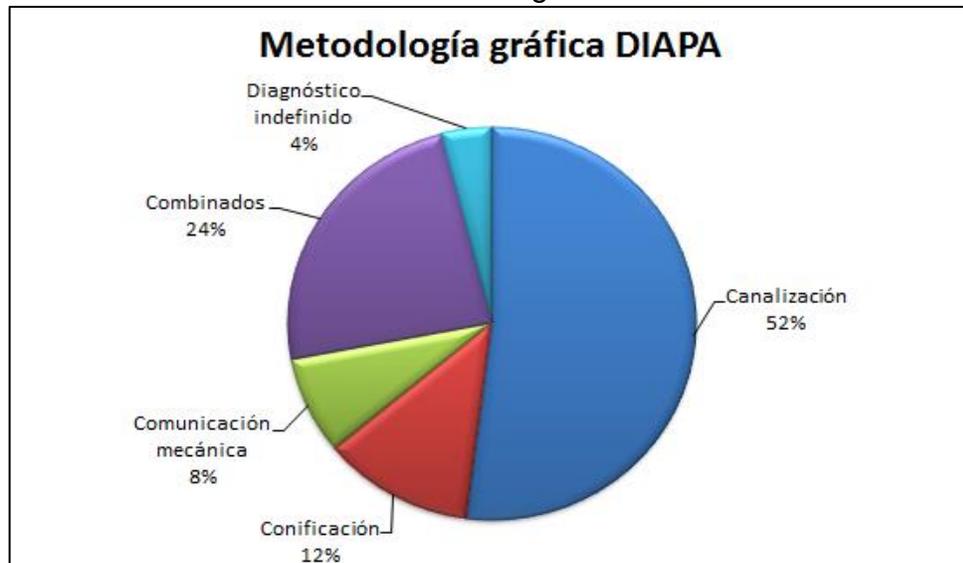
**Tabla 24.** Casos indefinidos con la metodología DIAPA.

POZO #	MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	GRÁFICA DIAPA	COMENTARIOS
POZO 30	INDEFINIDO		Al parecer muestra el inicio de una conificación. Sin embargo, la tendencia de la RAP no coincide con ninguna de las gráficas de referencia.
POZO 48	INDEFINIDO		Este comportamiento se debe a que la producción fue interrumpida en varias ocasiones, lo cual se puede evidenciar en la figura XX. Por lo tanto, no se puede dar el diagnóstico del mecanismo de producción de agua, debido a la intermitencia de la información.

**Fuente:** elaboración propia

De los cincuenta (50) pozos estudiados, veintiséis (26) fueron diagnosticados con canalización, seis (6) con conificación, cuatro (4) con comunicación mecánica, doce (12) con mecanismos combinados y dos (2) con diagnóstico indefinido. Demostrando que el 96% de los pozos que son analizados con la metodología DIAPA tienen diagnóstico definido y tan solo el 4% no lo tiene, ver **Gráfica 3**.

**Gráfica 3.** Resultados de la Metodología Gráfica DIAPA



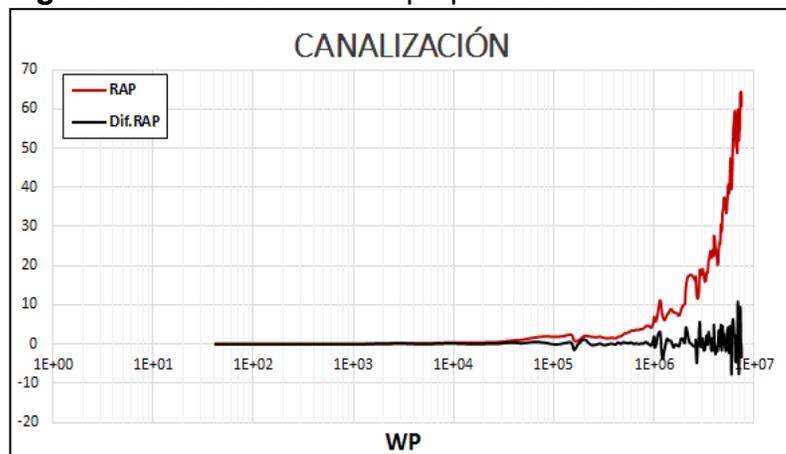
**Fuente:** elaboración propia

**3.3.1 Identificación de tendencias características para cada mecanismo y obtención de las gráficas tipo de la Metodología Gráfica DIAPA.** Luego de analizar cada uno de los 50 pozos en el numeral 3.3 y teniendo en cuenta las similitudes en las tendencias encontradas por cada mecanismo de producción de agua, así mismo los rangos de la RAP, la diferencia de la RAP y el agua acumulada  $W_p$ , obtenidos del promedio de las mismas variables de los principales mecanismos de producción de agua, encontrados al final de la **Tabla 18** para canalización, **Tabla 19** para conificación y **Tabla 20** para comunicación mecánica. A continuación, se muestran las gráficas tipo para la metodología DIAPA, ver **Figura 37**, **Figura 38**, **Figura 39**, **Figura 40**, y **Figura 41**.

En la **Figura 37**, se observa el mecanismo de canalización, donde la forma que se obtiene es una especie de campana girada 90°, en el que la relación agua-petróleo (RAP) crece de una manera exponencial y la diferencia de la RAP se mantiene constante con aumentos y disminuciones leves alrededor de 0. La canalización se caracteriza por que presenta muchos picos en la RAP y en la diferencia de la RAP, estos pueden ser drásticos o leves, según las características del yacimiento.

Basado en los promedios de la **Tabla 18** se genera una regla nemotécnica para el mecanismo: donde la irrupción de canalizaciones se presenta cuando se han acumulado alrededor de 1'142.286 barriles de agua a los 590 días de producción.

**Figura 37.** Gráfica DIAPA tipo para Canalización

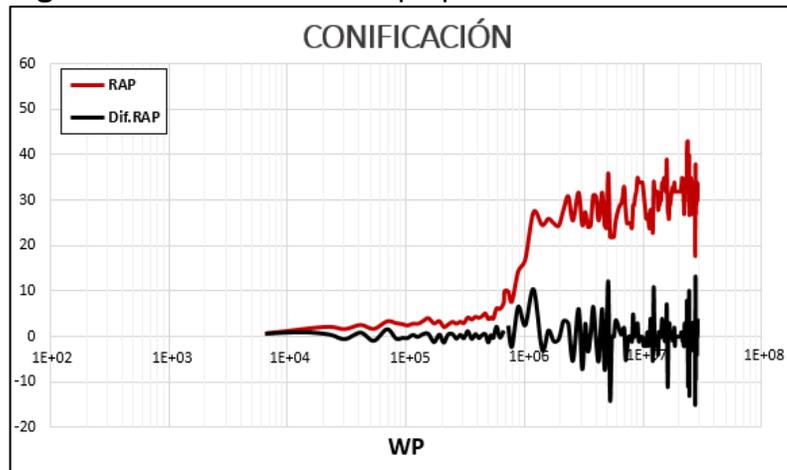


**Fuente:** elaboración propia

Para el mecanismo de conificación la forma de la curva de la RAP no tiene un crecimiento exponencial como en el caso de canalización, sino que más bien se mantiene más o menos estable en el tiempo con pequeños incrementos, mientras que la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0, siguiendo el comportamiento de la RAP, como muestra la **Figura 38**. La conificación se presenta de forma lenta a comparación de la canalización, por lo que la regla nemotécnica en este caso es una irrupción a los 873 días, cuando se han acumulado 1'569.333 barriles de agua

Una de las ventajas de esta metodología es que se puede determinar tanto el tiempo de irrupción y duración del cono, basado en que la gráfica muestra un cambio drástico cuando inicia el mecanismo, del cual el Wp en ese punto puede ser relacionado con los días de producción.

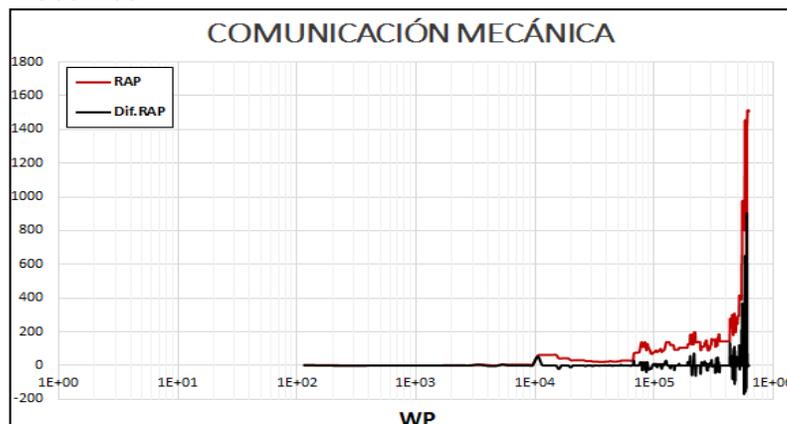
**Figura 38.** Gráfica DIAPA tipo para Conificación



Fuente: elaboración propia

Para el caso de una comunicación mecánica, ver **Figura 39**, la forma de la curva es drásticamente diferente, debido a que tiene un aumento súbito de las dos curvas de la RAP y la diferencia de la RAP en una forma casi paralelas. La comunicación mecánica según la metodología gráfica DIAPA es la más sencilla de interpretar, debido a que independientemente del tiempo en el que sucede, la irrupción de agua se presenta de manera repentina, es decir, la RAP aumenta abruptamente alcanzando valores altos (mayores a 200) y la diferencia de la RAP aumenta de esta misma manera.

**Figura 39.** Gráfica DIAPA tipo para Comunicación Mecánica



Fuente: elaboración propia

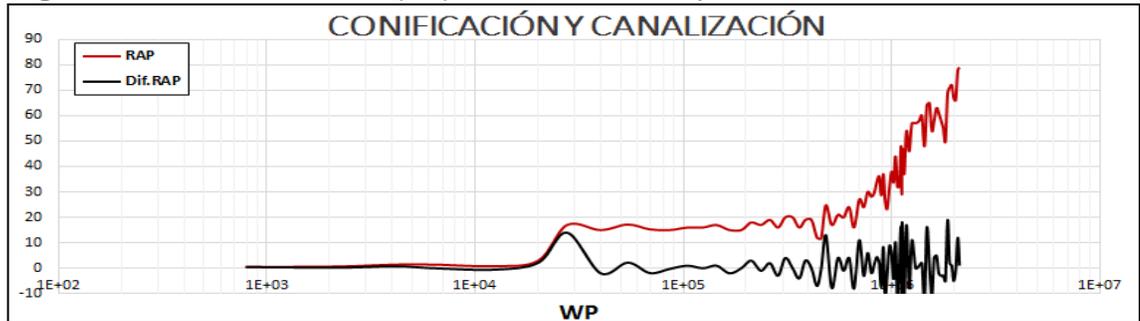
La metodología gráfica DIAPA permite identificar de manera sencilla y clara cuando ocurre más de un mecanismo de producción de agua a lo largo de su historia, como se muestra en la **Figura 40** y **Figura 41**.

**Figura 40.** Gráfica DIAPA tipo para Canalización y Conificación



Fuente: elaboración propia

**Figura 41.** Gráfica DIAPA tipo para Conificación y Canalización



Fuente: elaboración propia

**3.3.2 Categorización del pozo más representativo por cada mecanismo de producción de agua.** Con el objetivo de validar la metodología DIAPA se seleccionó un (1) pozo por cada mecanismo de producción de agua que tuviera la mayor similitud con las gráficas tipo, ver **Figura 37**, **Figura 38**, **Figura 39**, **Figura 40**, y **Figura 41**, para luego ser validado como se explicó en el numeral 2.4.

Por lo tanto, los pozos a validar se observan en la **Tabla 25**.

**Tabla 25.** Pozos representativos por cada mecanismo de producción de agua según la metodología DIAPA

CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN		COMUNICACIÓN MECÁNICA	
Gráfica tipo metodología DIAPA		Gráfica tipo metodología DIAPA		Gráfica tipo metodología DIAPA	
POZO 20		POZO 32		POZO 26	

Fuente: elaboración propia

### 3.4 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA

#### 3.4.1 Validación Canalización pozo 20.

**3.4.1.1 Propiedades Pozo 20.** Presenta acuífero activo fuerte indicando alta probabilidad de producción temprana de agua por canalización y conificación.

**Tabla 26.** Propiedades generales pozo 20

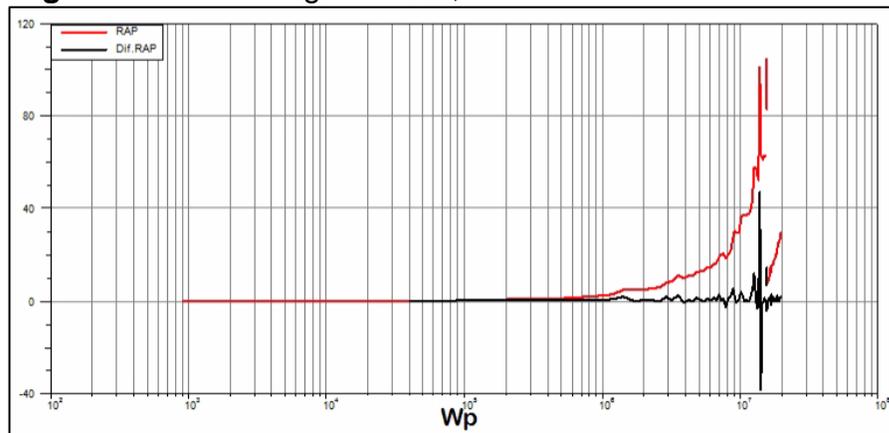
PARÁMETROS	VALOR		UNIDADES
<b>DATOS ACTUALES</b>			
Nombre del Pozo	20		-
Tipo de Pozo	Vertical		-
TVD	12051.8		Ft
Fecha de Inicio de Producción	23-sep-09		-
Producción de Petróleo	202.74		BOPD
Producción de Agua	5589.97		BWPD
Producción de Fluido	5792.71		BFPD
Np	2,546,066.05		Bbl Oil
Wp	19,887,070.4		Bbl Water
BS&W	0.9672		%
Presión de Fondo, BHP	3242.3		Psi
Tipo de Levantamiento Artificial	ESP		-
Frecuencia de la Bomba	60		Hz
Factor Volumetrico del Agua, Bw	1.04618		BY/BN
Compresibilidad de la Formación	1.00E-05		Psi <sup>-1</sup>
<b>PROPIEDADES DEL YACIMIENTO ROCA Y FLUICO</b>			
<b>FORMACIONES PRODUCTORAS</b>	<b>Mirador</b>	<b>Guadalupe</b>	-
Ambiente Deposicional	Fluvial and Shallow Marine	Fluvial and Shallow Marine	-
Año Geológico	Eoceno	Cretacico	-
Litología	Sandstones	Sandstones	-
Espesor (TVT)	90	120	Ft
Espesor de Hidrocarburo Neto (TVT)	37.5	63	Ft
Temperatura del Yacimiento	261	264	°F
Presión Inicial del Yacimiento	4830	5030	Psi
Presión de Burbuja	132	207	Psi
Mecanismo de Producción Primario	Strong Water Drive	Strong Water Drive	-
Saturación de Agua Inicial	25.1	21.7	%
Porosidad Promedio	17.2	17.5	%
Permeabilidad Promedio	825	934	mD
Gravedad API	26.1	17.5	°API
Viscosidad del Petróleo	1.4	13.16	Cp
Factor Volumetrico Boi/Bgi	1.03	1.03	RB/STB o PC/PCS
Salinidad del Agua	55	825	Ppm Cl
<b>CONTACTOS ENTRE FLUIDOS</b>			
Contacto Agua-Petróleo (TVDSS)	-10950	-11435	Ft
<b>VOLUMENES DE FLUIDO Y FACTORES DE RECOBRO</b>			
OOIP	14073		Mbbl
Factor de Recobro Actual	39.3		%
Factor de Recobro Esperado 3P	41.3		%

**Fuente:** elaboración propia

**3.4.1.2 Metodología gráfica DIAPA.** Este pozo presenta un mecanismo de irrupción de agua por canalización, ver **Figura 42**, donde la RAP aumenta exponencialmente hasta llegar a un valor de 104 para el primer periodo acumulando 14`700.000 barriles de agua. A los 15`500.000 de Wp empieza el segundo periodo en donde se evidencia que hubo una recuperación de la producción y por lo tanto la RAP empieza en 7.7 hasta 28 acumulando 4`100.000 barriles de agua, ver **Tabla 27**.

Por otro lado, la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0, pero cuando ocurre el cambio de periodo tiene una disminución significativa hasta un valor de -39.

**Figura 42.** Metodología DIAPA, Pozo 20.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**Tabla 27.** Periodos de la metodología DIAPA, Pozo 20.

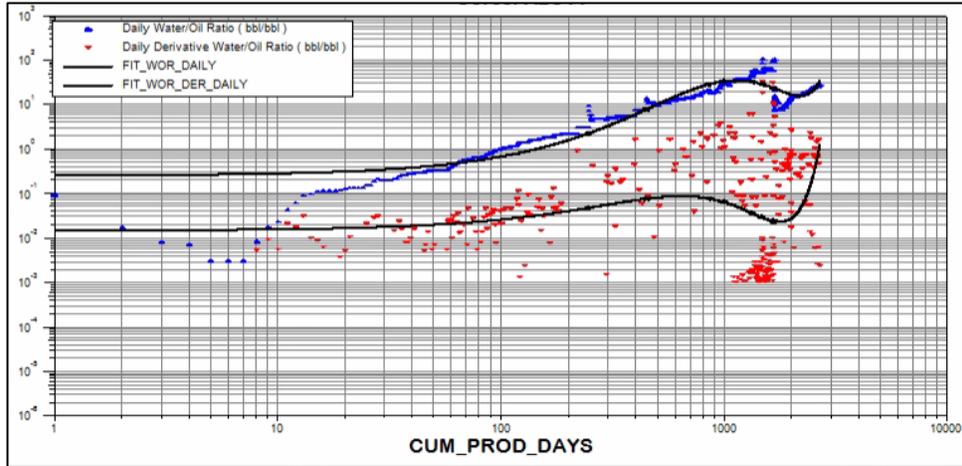
PERIODO COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	I		II		III	
	Normal		Canalización		Canalización	
RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0.01	1.91	1.91	104	7.7	28
RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0.13	0.89	-2.3	11.9	-39	48
RANGO Wp (BW)	904	792000	792000	1.55E+07	1.55E+07	1.96E+07
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	183		1773	

**Fuente:** elaboración propia

**3.4.1.3 Método de curvas de Chan y Ramos.** Según el Método de las curvas de Chan, el pozo 20 presenta un canal hasta los 700 días, luego de ello presenta un comportamiento de conificación hasta los 1800 días y por último su tendencia es indefinida, ver **Figura 43**.

La relación agua-petróleo tiene la misma tendencia creciente en toda su historia de producción en lo que debería mostrar una canalización, pero muestra una conificación a los 1800 días. Esto sucede debido a que fue apagado desde agosto del 2014 hasta julio del 2017, tiempo en el cual permitió que la relación agua-petróleo RAP disminuyera apenas se prendió el pozo y por lo tanto su derivada muestra un descenso que indicaría una conificación en vez de la canalización.

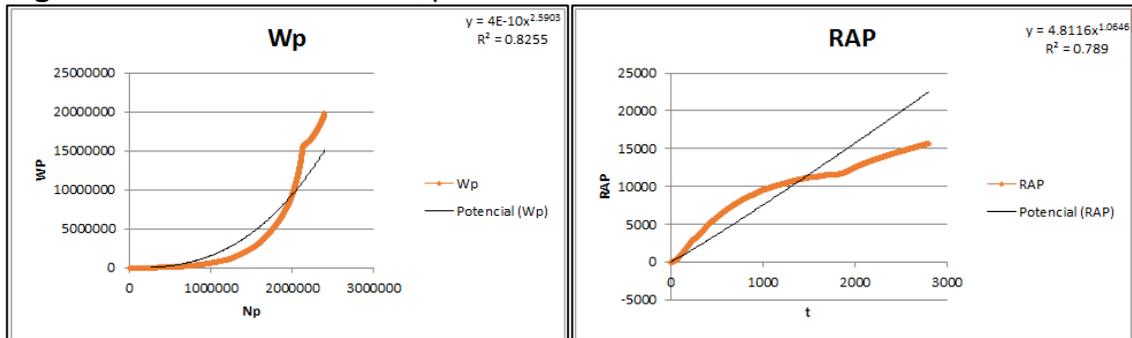
**Figura 43.** Método de curvas de Chan, pozo 20.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

Según el Método de Ramos, el pozo 20 presenta canalización, debido a que la gráfica ajustada de la RAP, ver a la derecha de la **Figura 44**, indica una función potencia donde el exponente es de 1.0646, el cual es mayor a 1, para lo que según el autor es canal.

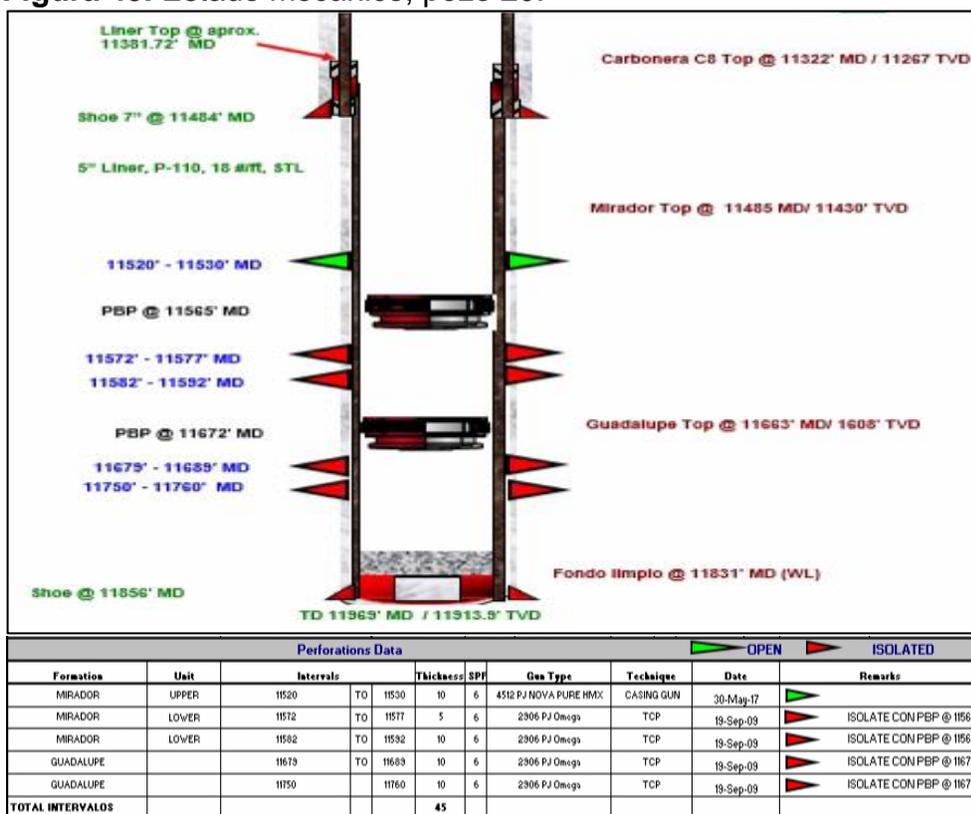
**Figura 44.** Método de Ramos, pozo 20



**Fuente:** elaboración propia

**3.4.1.4 Distancia CAP-Perforados.** Se cañoneo la formación Mirador Lower y la formación Guadalupe el 14 de septiembre del 2009, fueron aisladas el 2 de febrero del 2017, ver **Figura 45**, tiempo en el cual según la Metodología DIAPA presentó el comportamiento de canalización.

Figura 45. Estado mecánico, pozo 20.



Fuente: FRONTERA ENERGY

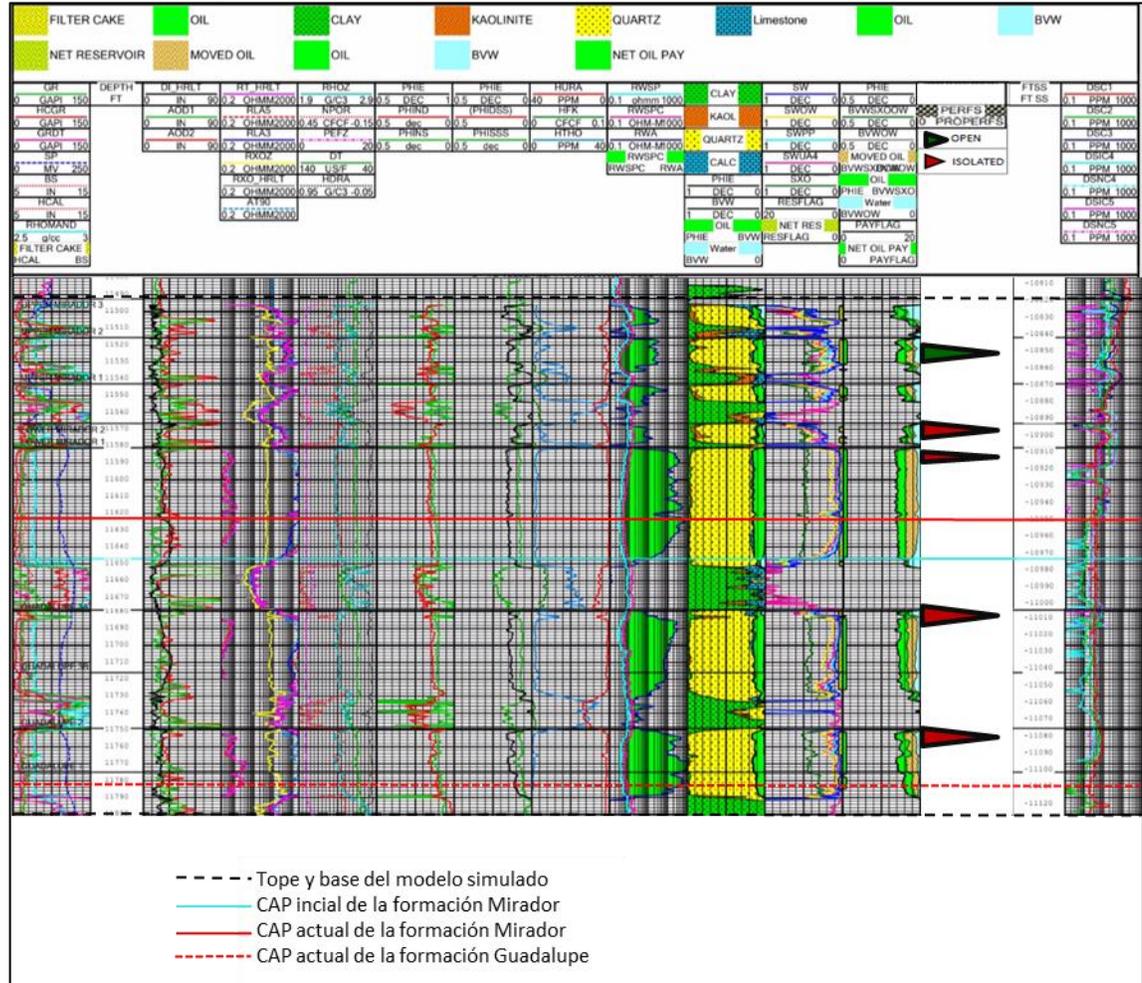
Según el registro eléctrico, ver Figura 46, tomado en septiembre del 2009, el contacto agua-petróleo CAP se encontraba a los -10972 ft (TVDSS), 11648 ft (MD) para la formación Mirador y -11110 ft (TVDSS), 11782 ft (MD) para la formación Guadalupe. Por otra parte, según el resumen técnico de Frontera en julio del 2018 el contacto de la formación Mirador se encuentra a los -10950 ft (TVDSS), 11623 ft (MD) indicando una elevación de 25 ft durante 9 años.

Por lo tanto, al considerar la profundidad de los contactos anteriormente mencionados y de los perforados se tiene que la distancia CAP- perforados es 56 y 24 ft para la formación Mirador y Guadalupe, respectivamente.

Ahora bien, teniendo en cuenta que la distancia CAP-perforados es alta y la permeabilidad vertical es baja ( $K_v/K_h=0.73$ ), se descarta conificación debido a que esta se produce cuando se tiene un CAP cerca de los perforados en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada<sup>48</sup>.

<sup>48</sup> BAILEY, Brill, et al. Control de agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000. Pág 37.

**Figura 46.** Registros eléctricos, pozo 20.



Fuente: FRONTERA ENERGY

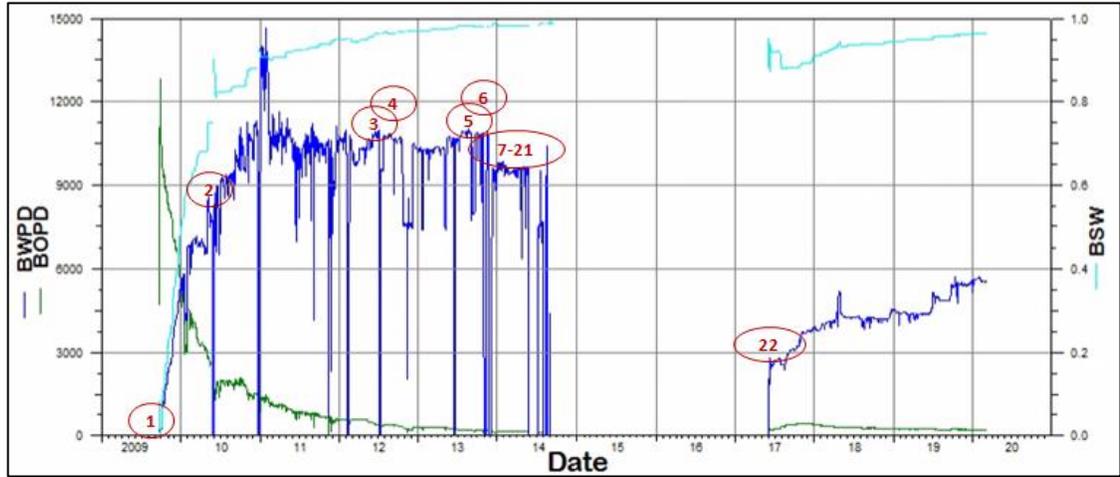
**3.4.1.5 Intervenciones y tasas de producción.** La historia de producción muestra un comportamiento anómalo desde el 2010 hasta el 2014 donde la producción de agua presenta múltiples picos con caídas súbitas, ver **Figura 47**.

Por otro lado, según Kuo y DesBrisay<sup>49</sup> al alcanzar altas tasas de fluidos producidos, en este caso más de 15000 barriles se obtiene una irrupción de agua temprana ya sea por canalización o por conificación.

Los números encerrados en la **Figura 47** corresponden a las intervenciones de la **Figura 48**.

<sup>49</sup> KUO Y DESBRISAY. A Simplified Method for Water Coning Predictions. SPE 12067. 1983

**Figura 47.** Historia de producción, Pozo 20.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

En la **Figura 48** se presentan las intervenciones al pozo 20 en el que se destacan problemas del generador y limitaciones en la disposición del agua, este alto número de intervenciones afecta directamente el flujo de los fluidos permitiendo la producción de agua por medio de canalizaciones dada su movilidad, discutida más adelante en el numeral 3.4.1.11.

Por otro lado, en el 2017 se aisló la formación Guadalupe y Mirador Lower debido a los problemas antes mencionados y se abrió intervalo en la formación Mirador Upper en donde hasta a la fecha se evidencia el inicio de una nueva canalización.

**Figura 48.** Intervenciones, pozo 20.

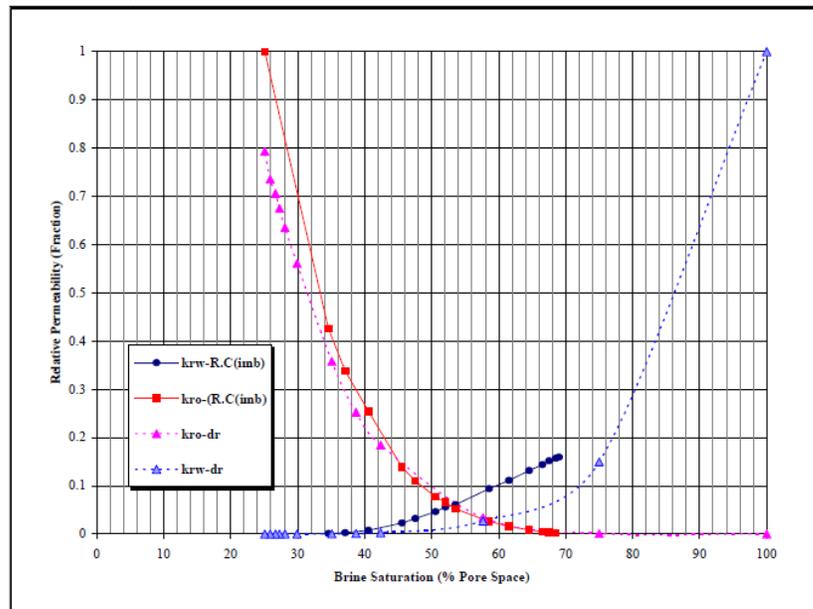
#	FECHA	Wp	INTERVENCIONES
1	14/09/2009	0.00	Perforacion pozo 20
2	29/05/2010	1,258,547.40	POOH equipo electrosumergible encontrando los motores
3	07/12/2012	8,908,126.04	POOH equipo electrosumergible encontrando falla electrica en el motor.
4	09/11/2012	9,548,405.37	Limitaciones en disposicion del agua.
5	31/10/2013	9548405.37	Pozo apagado por 12 días
6	20/11/2013	13,720,632.16	Limitaciones en disposicion del agua y pozo apagado por 15 días.
7	03/02/2014	14,543,618.65	Falla VSD
8	19/03/2014	14,705,034.87	Falla Generador
9	24/03/2014	14,799,807.35	Problemas en el generador
10	31/03/2014	14818710.94	Problemas en el generador
11	04/03/2014	14847262.91	Problemas en el generador
12	25/04/2014	15052974.01	Problemas en el generador
13	05/06/2014	15158067.88	Problemas en el generador
14	15/05/2014	15243641.02	Problemas en el generador
15	19/05/2014	15280052.71	Problemas en el generador
16	21/05/2014	15299122.67	Shutdown debido a falla al generador
17	26/05/2014	15343696.77	Limitaciones en disposicion del agua y pozo apagado mes y medio.
18	23/07/2014	15449114.59	Problemas en el generador
19	08/02/2014	15525078.67	Limitaciones en disposicion del agua y pozo apagado por 15 días.
20	18/08/2014	15560863.79	Limitaciones en disposicion del agua y pozo apagado por 2 años y 10 meses.
21	09/02/2014	15570030.92	Limitaciones en disposicion del agua.
22	07/02/2017	15,693,050.67	Aisló intervalos formación Guadalupe (11679'-11689') y (11750'-11760') e intervalos formación Mirador Lower (11572'-11577') y (11582'-11592'). Cañoneo intervalo (11520'-11530') de la Formación Mirador Upper

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**3.4.1.6 Mojabilidad Formación Mirador.** Al analizar las curvas de permeabilidad relativas, ver **Figura 49**, se encuentra que a una saturación de agua del 50%, la permeabilidad relativa del petróleo  $k_{ro}$  y la permeabilidad relativa del agua  $k_{rw}$  son 0.08 y 0.05, respectivamente, es decir, la roca esta mojada al agua debido a que la  $k_{ro} > k_{rw}$ , por lo tanto, el agua se encuentra adherida a los poros más pequeños y el petróleo ocupa los más grandes teniendo una mayor movilidad. Por otro lado, según se explicó en el numeral 1.1.2.2, ver Figura 2, se rectifica que al tener un  $S_{wirr}$  de 0.251 la roca esta mojada al agua, según Honarpour.<sup>50</sup>

Se evidencia el fenomeno de histéresis donde las curvas por imbibicion toman diferentes valores de permeabilidad relativa que las curvas por drenaje a causa de la tortuosidad<sup>51</sup>. Ahora bien, teniendo en cuenta que la tortuosidad representa la complejidad geometrica del medio poroso se puede concluir que es probable que el agua tome diferentes caminos para producirse en forma de canales.

**Figura 49.** Curva de permeabilidad relativa-formación Mirador, Pozo 20.



Fuente: FRONTERA ENERGY

**3.4.1.7 Mojabilidad Formación Guadalupe.** Las curvas de permeabilidad relativas de la formacion Guadalupe, ver **Figura 50**, evidencian que para una saturación de agua del 50%, la permeabilidad relativa del petróleo  $k_{ro}$  y la

<sup>50</sup> HONARPOUR, Mehdi. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Butte, Montana. 1986.p.67

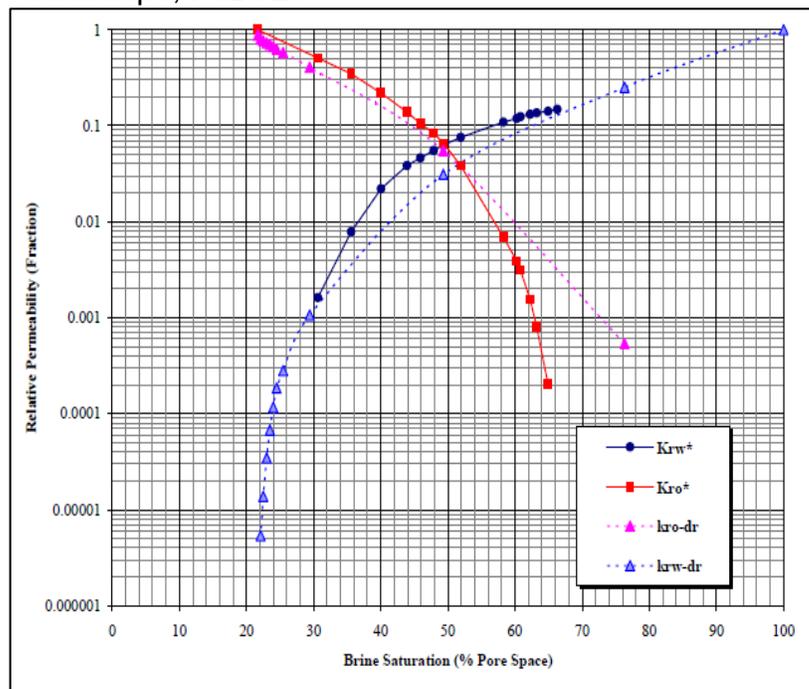
<sup>51</sup> LA COMUNIDAD PETROLERA. El fenómeno de Histeresis. Relación con las curvas de Presión Capilar y Permeabilidad Relativa. [en línea]. Consultado el 04 de Abril del 2020. Disponible en Internet:

<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/02/el-fenmeno-de-histresis-relacin-con-las.html>

permeabilidad relativa del agua  $k_{rw}$  son 0.055 y 0.07, respectivamente, es decir, la roca esta mojada al petróleo debido a que  $k_{ro} < k_{rw}$ , por lo tanto, el petróleo se encuentra adherido al espacio poroso más pequeño permitiendo mayor movilidad al agua.

Para esta formación también se evidencia el fenómeno de histeresis a causa de la tortuosidad donde la alta complejidad geométrica del medio poroso puede traer a cabo canalizaciones.

**Figura 50.** Curva de permeabilidad relativa-formación Guadalupe, Pozo 20



**Fuente:** FRONTERA ENERGY

**3.4.1.8 Heterogeneidad.** Para la obtención cuantitativa del grado de heterogeneidad se calculó el coeficiente de variación de permeabilidad “V” por Dykstra-Parsons de la siguiente manera:

En primer lugar, por medio de las muestras de núcleos se obtuvo las permeabilidades efectivas multiplicando las relativas por la absoluta. Luego, se ordenaron los estratos de forma decreciente de permeabilidades, ver primera columna de la **Tabla 28**, para calcular el porcentaje del espesor con la permeabilidad más grande de la muestra, ver segunda columna **Tabla 28**.

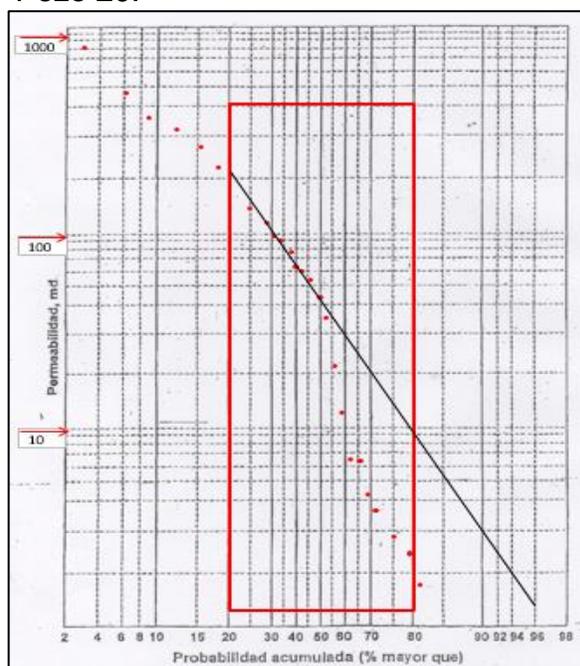
**Tabla 28.**  
Permeabilidades  
efectivas y probabilidad  
mayor que', Pozo 20.

<b>ko(mD)</b>	<b>%&gt;q'</b>
934.000	0.000
825.000	3.125
474.472	6.250
351.450	9.375
324.098	12.500
278.850	15.625
209.550	18.750
204.546	21.875
129.826	25.000
114.675	28.125
99.004	31.250
90.750	34.375
77.522	37.500
63.525	40.625
61.644	43.750
54.450	46.875
42.900	50.000
35.492	53.125
21.450	56.250
13.200	59.375
6.600	62.500
6.538	65.625
4.125	68.750
3.736	71.875
2.802	75.000
2.475	78.125
1.868	81.250
1.650	84.375
0.934	87.500
0.000	90.625
0.000	93.750
0.000	96.875

**Fuente:** elaboración  
propia

En un papel log-probabilístico se graficaron los valores de permeabilidad en la escala logarítmica y la probabilidad mayor que' en la escala probabilística, ver **Figura 51.**

**Figura 51.** Grafica permeabilidad efectiva vs probabilidad acumulada, Pozo 20.



**Fuente:** elaboración propia

Ahora bien, teniendo en cuenta la data contenida entre el 20 y el 80 % de la probabilidad acumulada se dibujó la recta que mejor ajuste tuvo a los puntos graficados, por lo tanto, los valores de permeabilidad para el 50% y el 84,1% de espesor fueron 42,6 mD y 6 mD respectivamente. Finalmente, el coeficiente de heterogeneidad para el pozo 20 se observa en la **Ecuación 9**.

**Ecuación 9.** Coeficiente de heterogeneidad, Pozo 20

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84,1\%}}{K_{50\%}} = \frac{42,9 - 6}{42,9} = 0,86$$

**Fuente:** DYKSTRA, H. y PARSONS, R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil in The United States, API, New York City, 1950.p.160-174

El coeficiente de variación de permeabilidad “V” por Dykstra-Parsons para el pozo 20 es 0,86 indicando que es un yacimiento infinitamente heterogéneo y por lo tanto, esos altos cambios de permeabilidad aumentan la presencia de canales<sup>52</sup>.

<sup>52</sup> S.G. GHORI & J.P. HELLER. Well to well Tracer Test and Permeability Heterogeneity. The Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT). 1998.

**3.4.1.9 Zonas de agua.** Por medio del registro eléctrico se obtienen las saturaciones de agua móvil, las cuales se muestran en la **Tabla 29**, donde en la última capa de la formación Mirador la saturación de agua móvil es del 68%, siendo mayor con respecto a las otras saturaciones leídas de esta misma formación, la cual tiene concordancia, debido a que en esta zona se encuentra el CAP.

Por otra parte, se presenta el mismo comportamiento en la formación Guadalupe, debido a que la capa donde se encuentra el CAP tiene una saturación de agua móvil del 28%, siendo esta la mayor, sin embargo, no es un valor tan alto, lo cual se puede aludir a que el CAP aún no inunda la última capa de la formación.

Según la **Tabla 29**, la formación que mayor agua móvil presenta es la Mirador, y al ser el CAP el que presente la mayor saturación movible indica que el agua de esta zona se puede canalizar con facilidad al tener un alto porcentaje y con mayor probabilidad si las capas superiores presentan una alta permeabilidad vertical y horizontal.

**Tabla 29.** Data registros eléctricos, Pozo 20.

#	FORMACION	ARENAS		PERFORADOS		GR (API)	PHIT	SW MAX MÓVIL	SW MIN MÓVIL	SW	SO
		TOPE MD (ft)	BASE MD (ft)	TOPE MD (ft)	BASE MD (ft)						
1	Formacion Mirador Swirr: 0.251	11493	11516			11	11%	66%	17%	42%	58.5%
2		11516	11543	11520	11530	12	15%	40%	11%	26%	74.5%
3		11543	11567			15	13%	40%	20%	30%	70.0%
4		11567	11581	11572	11577	25	13%	50%	37%	44%	56.5%
5		11581	11651	11582	11592	15	15%	44%	8%	26%	74.0%
6		11651	11679	CAP:11648 (-10972 TVDSS)		225	0%	81%	55%	68%	32.0%
7	Formacion Guadalupe Swirr: 0.217	11679	11716	11679	11689	15	14%	36%	10%	23%	77.0%
8		11716	11749			13	13%	38%	13%	26%	74.5%
9		11749	11775	11750	11760	10	16%	30%	6%	23%	77.0%
10		11775	11791	CAP:11782 (-11110 TVDSS)		22	11%	48%	8%	28%	72.0%

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Información de FRONTERA ENERGY

**3.4.1.10 Relación Kv/Kh.** Por medio de las correlaciones de Coates y Denos mostradas en la **Ecuación 10** se obtiene que las permeabilidades horizontales, verticales y la relación Kv/Kh para las 10 arenas son: ver **Tabla 30**.

**Ecuación 10.** Permeabilidad horizontal y vertical de Coates y Denoo

$$k_h = (100\phi_e)^4 \left( \frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} \right)^2 \quad k_v = 0.0429 \left( \frac{k_h}{\phi_e} \right)^{2.2855}$$

**Fuente:** TIAB, DJEBBAR y DONALDSON, ERLE C. Porosity and permeability. En: Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2004. p. 179, 181.

**Tabla 30.** Anisotropía de la permeabilidad, Pozo 20.

ARENAS		PERFORADOS		PHIE	Permeabilidades		
#	FORMACION	TOPE MD (ft)	BASE MD (ft)		Kh (md)	Kv (md)	Kv/Kh
1	Formacion Mirador Swirr: 0.251			0.11	13.01	10.13	0.78
2		11520	11530	0.15	45.67	30.72	0.67
3				0.13	32.28	22.61	0.70
4		11572	11577	0.13	25.49	18.35	0.72
5		11582	11592	0.15	59.53	38.81	0.65
6		CAP:11648 (-10972 TVDSS)		0.01	0.00	0.00	2.66
7	Formacion Guadalupe Swirr: 0.217	11679	11689	0.14	52.02	38.03	0.73
8				0.13	39.92	30.10	0.75
9		11750	11760	0.14	53.71	39.12	0.73
10		CAP:11782 (-11110 TVDSS)		0.11	19.80	16.21	0.82

**Fuente:** elaboración propia

La anisotropía de la permeabilidad dada por la relación Kv/Kh de los intervalos productores posteriores al 2017 (Arena 4, 5, 7 y 9) tienen un valor promedio de 0,7.

Conviene destacar el análisis realizado por Recham Osisanya & Touami<sup>53</sup> en el año 2000 en el que se concluyó que una alta relación Kv/Kh > 1 indicaría una irrupción de agua por conificación, por consiguiente, al tener un valor menor a 1 (0,7) la relación Kv/Kh es baja en donde las permeabilidades horizontales son altas, ver **Figura 13**, y en consecuencia aumenta la posibilidad de que el agua se canalice.

**3.4.1.11 Razón de movilidad.** La razón entre la movilidad del agua y la movilidad del petróleo para las formaciones de Mirador y Guadalupe son: ver **Ecuación 11** y **Ecuación 12**.

**Ecuación 11.** Razón de movilidad para formación Mirador, pozo 20.

$$M = \frac{\frac{k}{\mu} \text{ Agua}}{\frac{k}{\mu} \text{ Petroleo}} = \frac{0.159}{\frac{0.287237}{1}} = 0.7749$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ª ed. 2001. p.68

<sup>53</sup> RECHAM, R., OSISANYA, S.O., & TOUAMI M. Effects of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells-A Reservoir Simulation Study of Hassi R'mel Field, Algeria. (SPE 65506). International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canada. 2000.

**Ecuación 12.** Ecuación 11. Razón de movilidad para formación Guadalupe, pozo 20.

$$M = \frac{\frac{k}{\mu} \text{ Agua}}{\frac{k}{\mu} \text{ Petroleo}} = \frac{\frac{0.149}{0.287237}}{\frac{1}{13.16}} = 6.8265$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ª ed. 2001. p.68

Donde en la **Ecuación 11** se obtiene que la movilidad de la formación Mirador, es conveniente al tener un valor de 0.7749, es decir, el petróleo se mueve con mayor facilidad que el agua. En cambio, según la **Tabla 2**, al tener una razón de movilidad mayor a 1, en este caso de 6.8265 para la formación Guadalupe indica que el agua se mueve con mayor facilidad que el petróleo constituyendo un desplazamiento ineficiente, por lo tanto, buscara diferentes caminos para producirse ya sea en forma de cono o canal.

**3.4.1.12 Simulación en CMG Pozo 20.** La simulación del pozo 20, se realizó por medio de un modelo de pozo tipo tanque, teniendo en cuenta la información contenida en la **Tabla 26**.

El simulador usado para este fin fue CMG Computer Modelling Group. La generación del modelo se realizó en el programa preprocesador IMEX, debido a que el fluido es Black-Oil por las características que se presentaron como: la representación de 3 fases (petróleo, gas y agua), donde el gas se evaluó como fase disuelta en petróleo y no como componente único, es decir, se consideró que cada fase solo tenía un componente, sin que existiera transferencia de masa.

Las características geométricas de la malla de simulación se establecieron a partir de la premisa que el modelo es tipo tanque, para esto se determinó un promedio del espaciamiento del pozo a simular con los pozos productores más cercanos, siendo de 11421,9 ft, con dicha distancia se creó un paralelepípedo, donde la resolución de la malla fue de escala geológica.

El modelo fue dividido en 10 zonas, las cuales se observan en la **Tabla 31**, correspondiéndole 5 zonas a la formación Mirador, 1 zona a shale y 4 zonas a la formación Guadalupe, con un espesor total de 298.5 ft. Éste espesor fue dividido en un total de 134 capas; en la columna nombrada como Dz, número de capas verticalmente, se especifica el espesor que cada una de las capas tiene, todo esto con el fin de tener mayor resolución del modelo.

**Tabla 31.** Número de capas de la malla del modelo de simulación pozo 20

# ZONAS	ARENAS		ESPESOR (ft)	DZ (ft)	#CAPAS	CAPAS ACUMULADAS
	FORMACIÓN	TOPE-MD (ft)				
1	Mirador	11493	11516	23	2	12
2		11516	11543	27.5	2	14
3		11543	11567	23.5	2	12
4		11567	11581	14.5	2	7
5		11581	11651	70	4	18
6	SHALE	11651	11679	28	2	14
7	Guadalupe	11679	11716	37	2	19
8		11716	11749	33	2	17
9		11749	11775	26	2	13
10		11775	11791	16	2	8
ESPESOR TOTAL (ft)				298.5		

**Fuente:** elaboración propia

En la definición de las variables se tuvo en cuenta los registros eléctricos del pozo 20, ver **Figura 46**. Se realizó la lectura de la curva de los rayos gamma en la formación y la lectura de la curva de porosidad-neutrón definiendo la porosidad efectiva (PHIE) para cada una de las zonas, dichos valores se pueden observar en la **Tabla 29**.

La porosidad total fue calculada a través del despeje de la **Ecuación 13**, establecida para areniscas consolidadas y compactas.

**Ecuación 13.** Porosidad efectiva

$$\phi_E = \phi_T * (1 - V_{SH})$$

**Fuente:** CRAIN, E. Crain's Petrophysical Handbook. Página Web. [en línea]. Marzo 2019.[Consultado 09 de marzo del 2020]. Disponible en: <https://spec2000.net/01-porosity.htm>

Dónde:

$\phi_E$ : Porosidad efectiva

$\phi_T$ : Porosidad total

$V_{SH}$ : Volumen shale

De igual manera, se calculó el volumen shale a través de la **Ecuación 14**.

**Ecuación 14.** Volumen Shale

$$V_{SH} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

**Fuente:** CRAIN, E. Crain's Petrophysical Handbook. Página Web. [en línea]. Marzo 2019.[Consultado 09 de marzo del 2020]. Disponible en: <https://spec2000.net/01-shalevolume.htm>

Dónde:

GR: Gamma Ray

GR<sub>mín</sub>: Gamma Ray mínimo

GR<sub>máx</sub>: Gamma Ray máximo

Los valores para la saturación de agua connata y la saturación de aceite irreducible, fueron tomados de una prueba de núcleos, de la cual se generaron las curvas de permeabilidades relativas presentadas en la **Figura 49 y 50**. Obteniéndose para la formación Mirador un Swirr=0.251 y Sor=0.31 y para la formación Guadalupe Swirr=0.217 y Sor=0.337. Además, se ingresaron los valores de saturaciones de aceite y agua móvil, determinadas a partir de los registros, estos valores se encuentran en la **Tabla 29**.

Del mismo modo, la permeabilidad horizontal fue tomada del informe de la prueba de núcleos. Teniéndose 825 mD y 934 mD para la formación Mirador y Guadalupe, respectivamente. La permeabilidad vertical fue calculada a partir de la ecuación propuesta por Coates y Denoo, ver **Ecuación 10**.

Se definió el índice de anisotropía, calculado por la **Ecuación 15**.

**Ecuación 15.** Índice de anisotropía

$$IA = \frac{K_v}{K_h}$$

**Fuente:** RECHAM, R., OSISANYA, S.O., & TOUAMI M. Effects of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells-A Reservoir Simulation Study of Hassi R'mel Field, Algeria. (SPE 65506). 2000.

Se estableció el Net to Gross para especificar los valores “cut-off” del modelo, la compresibilidad de la formación con un valor de 0.00001 psi<sup>-1</sup> y la presión de burbuja, siendo de 132 psi y 207 psi para la formación Mirador y Guadalupe, respectivamente.

Para finalizar la definición de variables, se precisaron 2 regiones de inicialización, 2 tipos de PVT, 2 regiones de permeabilidad y 2 tipos de roca, con el fin de establecer diferentes datos para cada formación.

La información de los dos tipos de PVT ingresada se muestra en el **Anexo B** para la formación Mirador y en el **Anexo C** para la formación Guadalupe.

Se ingresaron dos regiones para las curvas de permeabilidades relativas, teniendo en cuenta una curva de permeabilidad relativa agua-aceite (ver **Figura 49 y 50**) y una curva de líquido-gas para cada formación. A partir de la anterior información se especificó la mojabilidad de cada región.

La curva de líquido-gas fue calculada por medio del modelo general de Cori, presentado en las **Ecuación 16**, donde los exponentes nw, no y ng fueron

asumidos como un valor de 1.8, 2.2, y 2, respectivamente según lo establece el modelo para areniscas.

**Ecuación 16.** Modelo general de Cori

$K_{rw}(S_w) = K_{rw@S_{w_{m\acute{a}x}}} * \left( \frac{S_w - S_{wirr}}{S_{w_{m\acute{a}x}} - S_{wirr}} \right)^{nw}$
$K_{ro}(S_o) = K_{ro@S_{o_{m\acute{a}x}}} * \left( \frac{S_o - S_{or}}{S_{o_{m\acute{a}x}} - S_{or}} \right)^{no}$
$K_{rg}(S_g) = K_{rg@S_{g_{m\acute{a}x}}} * \left( \frac{S_g - S_{gr}}{S_{g_{m\acute{a}x}} - S_{gr}} \right)^{ng}$

**Fuente:** HONARPOUR, MEHDI MATT; KOEDERITZ, LEONARD F. y HARVEY, HERBERT A. Two-Phase relative permeability. En: Relative permeability of petroleum reservoirs. Boca Raton, Florida: CRC Press Inc., 1986. p. 32

Los end points fueron tomados de las curvas de permeabilidades relativas presentadas en la **Figura 49** y **50**, excepto el  $K_{rg@S_{g_{m\acute{a}x}}}$  que fue calculado a partir de la correlación petrofísica establecida por Crain, ver **Ecuación 17**.

**Ecuación 17.** Endpoint  $K_{rg@S_{g_{m\acute{a}x}}}$

$K_{rg@S_{g_{m\acute{a}x}}} = \left( 1 - \frac{S_{w_{m\acute{a}x}} - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \right) * \left( 1 - \left( \frac{S_{w_{m\acute{a}x}} - S_{wirr}}{1 - S_{w_{m\acute{a}x}}} \right)^{0.25} * S_{w_{m\acute{a}x}}^{0.25} \right)^{0.5}$
--

**Fuente:** Fuente: CRAIN, E. Crain's Petrophysical Handbook. Página Web. [en línea]. Marzo 2019.[Consultado 09 de marzo del 2020]. Disponible en: <https://spec2000.net/15-relperm.htm>

Se definió el modelo matemático del tipo de inicialización por equilibrio, debido a que en este caso se conoce la información de los contactos, la presión al Datum, y el Datum, ver **Tabla 32**, este último término hace referencia a la profundidad a la cual el reservorio o el modelo es dividido en 2 unidades hidráulicas equivalentes, por medio de la **Ecuación 18**.

**Ecuación 18.** Datum, profundidad de referencia.

$Datum = \frac{\int_{Tope}^{Base} V_p(z) * dz}{V_p\ total} + Tope$
--

**Fuente:** VILLA, José. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Página Web. [en línea]. PDVSA Intevp. 2006. [Consultado 09 de marzo del 2020]. Disponible en: <https://www.slideshare.net/gusgon/fundamentos-de-ingenieria-de-yacimientos-pdvsa>

**Tabla 32.** Datos de inicialización por equilibrio

FORMACIÓN	Mirador	Guadalupe	UNIDADES
Contacto Agua-Petróleo (TVDSS)	-10950	-11110	Ft
Datum (TVDSS)	-10913	-11065	Ft
Presión al Datum	4830	5030	Psi

**Fuente:** elaboración propia

Por otra parte, se proporcionó la información del survey del pozo (ver **Figura 52**), los datos del completamiento (ver **Figura 53**) y la historia de producción (ver **Anexo G** “DIAGNÓSTICO MÉTODO DE LAS CURVAS DE CHAN Y MÉTODO DE RAMOS” {Base de datos Excel}, POZO 20. En el **Anexo E** se observa la trayectoria del pozo 20 generado en CMG IMEX.

**Figura 52.** Survey del pozo 20.

UWID	X-COORD	Y-COORD	DEPTH-MD	TVD	TVDSS
POZO_20	5839	-5570	0	0	673
POZO_20	5839	-5570	1518	1518	-845
POZO_20	5839	-5570	3035	3035	-2363
POZO_20	5839	-5570	4553	4553	-3880
POZO_20	5839	-5570	6070	6070	-5398
POZO_20	5839	-5570	7588	7588	-6915
POZO_20	5839	-5570	9105	9105	-8433
POZO_20	5839	-5570	10623	10623	-9950
POZO_20	5839	-5570	12140	12140	-11468

**Fuente:** elaboración propia

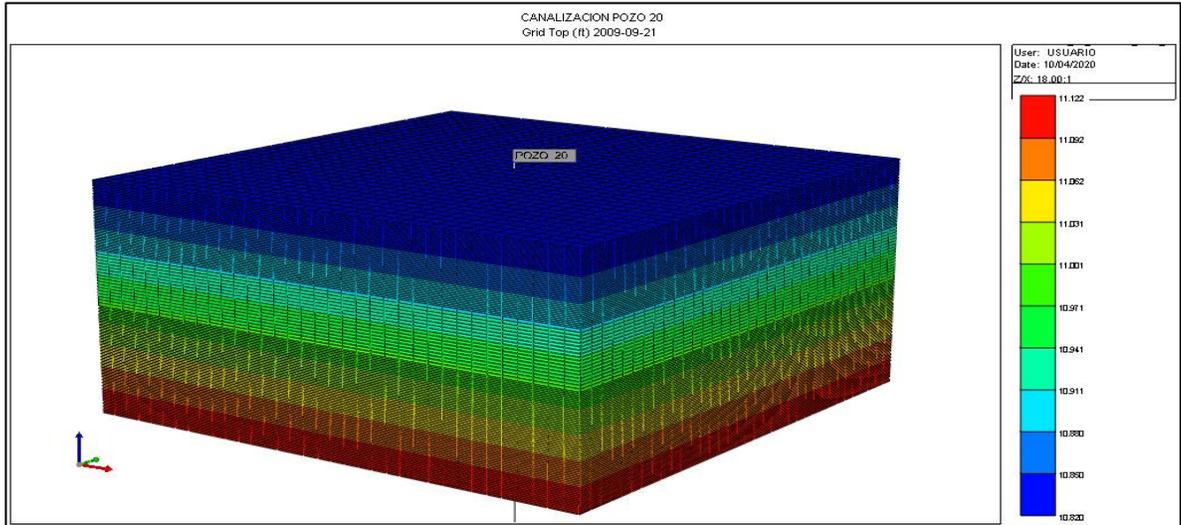
**Figura 53.** Completamientos del pozo 20.

**CMG Trajectory Perforation File							
INUNIT	FIELD						
DATE_FORMAT	DD/MM/YYYY						
WELL	DATE	MD_START	MD_END	STATUS	MD_CORR	DIAM	SKIN
POZO_20	21/09/2009	11572	11577	PERF	0	0.41666667	0
POZO_20	21/09/2009	11582	11592	PERF	0	0.41666667	0
POZO_20	21/09/2009	11679	11689	PERF	0	0.41666667	0
POZO_20	21/09/2009	11750	11760	PERF	0	0.41666667	0
POZO_20	30/05/2017	11572	11577	SQZ	0	0.41666667	0
POZO_20	30/05/2017	11582	11592	SQZ	0	0.41666667	0
POZO_20	30/05/2017	11679	11689	SQZ	0	0.41666667	0
POZO_20	30/05/2017	11750	11760	SQZ	0	0.41666667	0
POZO_20	30/05/2017	11520	11530	PERF	0	0.41666667	0

**Fuente:** elaboración propia

Posteriormente al ingreso de toda la información en el simulador IMEX CMG, el modelo tipo tanque se observa en la **Figura 54**.

**Figura 54.** Modelo tipo tanque pozo 20.

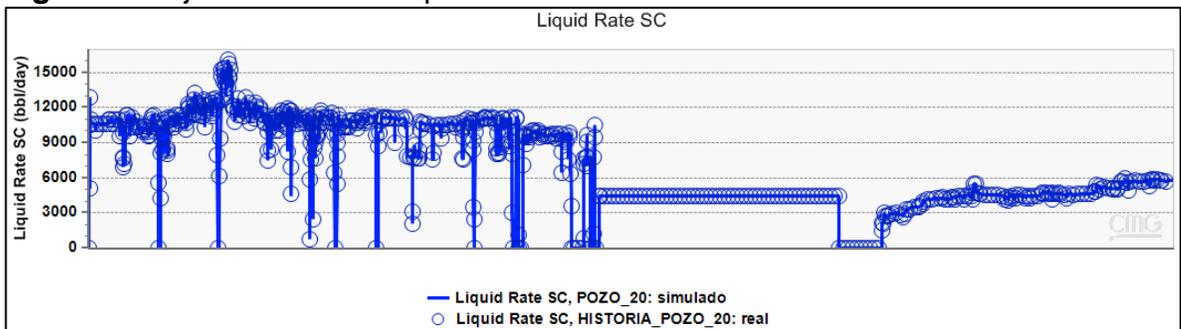


**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG IMEX

- **AJUSTE HISTÓRICO LÍQUIDO.** Una vez creada la malla del modelo tipo tanque del pozo 20, IMEX usa la información petrofísica ingresada por cada una de las 134 capas, para calcular los datos simulados de producción durante la historia del pozo.

En la **Figura 55** se observa la adecuada representación del comportamiento del yacimiento, debido a que no fue necesario realizar un ajuste histórico de la tasa de líquido. Esto se logró gracias a la adecuada descripción de las propiedades petrofísicas de las formaciones Mirador y Guadalupe.

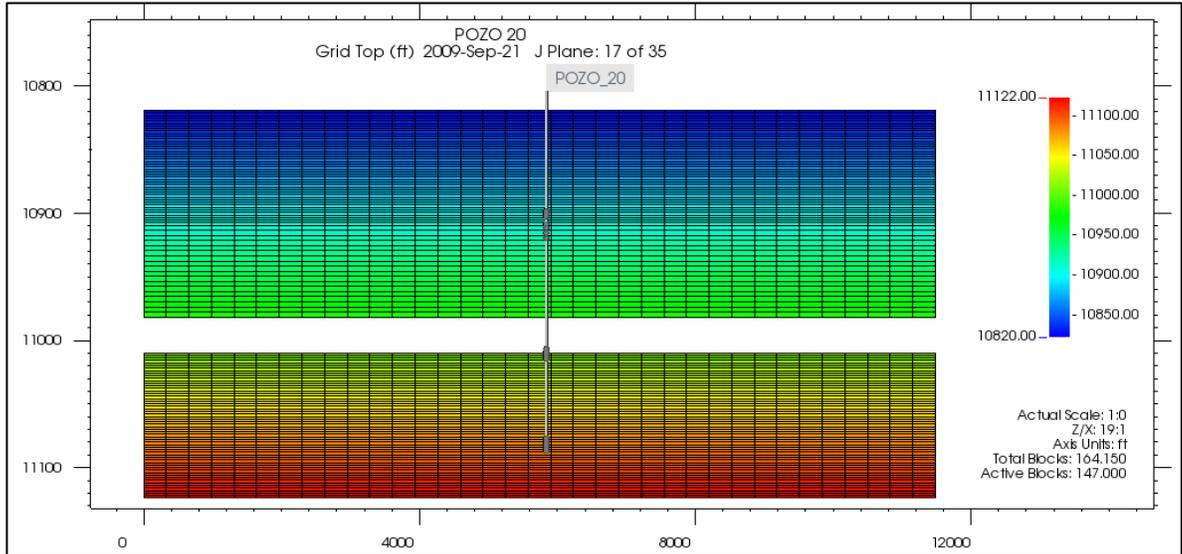
**Figura 55.** Ajuste histórico Líquido Pozo 20



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

- **REPRESENTACIÓN DE LA CANALIZACIÓN.** Posteriormente al ajuste histórico líquido, se garantiza la calidad de la simulación. Por ende, se analizan los resultados arrojados por IMEX, en la **Figura 56** se evidencian las dos formaciones del modelo, en la parte superior se encuentra Mirador y en la parte inferior se encuentra Guadalupe, las dos separadas por un shale, que al tener una porosidad baja no se observa en el modelo.

**Figura 56.**Modelo tipo tanque pozo 20: Profundidad de la malla



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

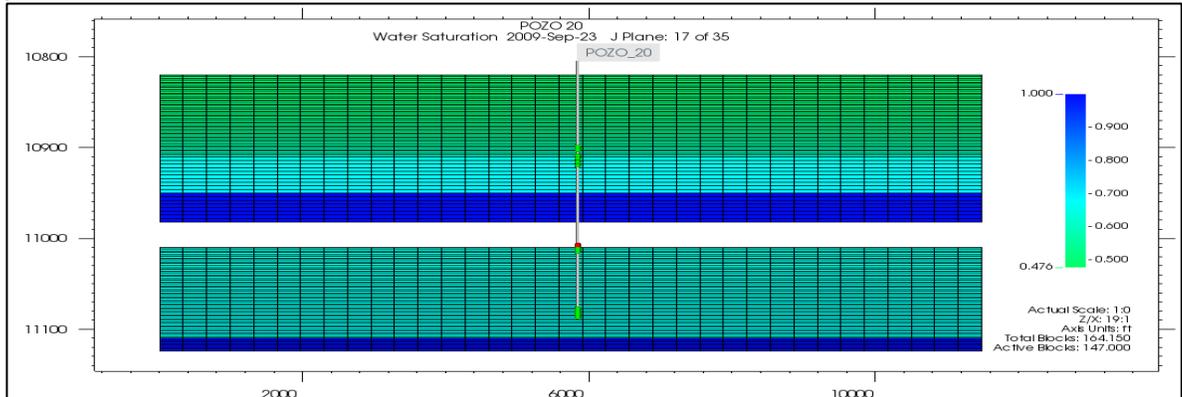
Recordando los tiempos de intrusión de la canalización del pozo 20, presentados en la última fila de la **Tabla 26**, los cuales se determinaron con el dato de agua acumulada ( $W_p$ ) en el punto donde comenzaba a evidenciarse el mecanismo, en la gráfica DIAPA, relacionándolo con los días acumulados de la historia de producción que tenga este valor de  $W_p$ . Dicho lo anterior, el tiempo de intrusión para el primer periodo del canal fue a los 183 días, que relacionándolo con la fecha de producción fue el 24/03/2010 y para el segundo periodo fue a los 1773 días que corresponde a la fecha del 31/07/2014.

Por lo tanto, se espera que la simulación del modelo a estas mismas fechas reproduzca los dos periodos de la canalización.

- **INICIO DE LA PRODUCCIÓN 23/09/2009.** En la **Figura 57** se presenta la propiedad de saturación de agua al inicio de la producción del pozo 20, es decir, el 23/09/2009. Donde se evidencia que la tonalidad más alta de azul son los contactos agua-petróleo (CAP) para cada una de las formaciones, con saturaciones de agua del 100%.

En la formación Mirador se observan 2 tonalidades diferentes a parte del CAP, la más somera presenta una saturación de agua del 48% y la más profunda del 66%, que es la más cercana a la zona cañoneada. Por parte de la formación Guadalupe solo se observa una tonalidad diferente al CAP con una saturación de agua del 65%.

**Figura 57.** Modelo tipo tanque pozo 20: Saturación de agua iniciando la producción



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

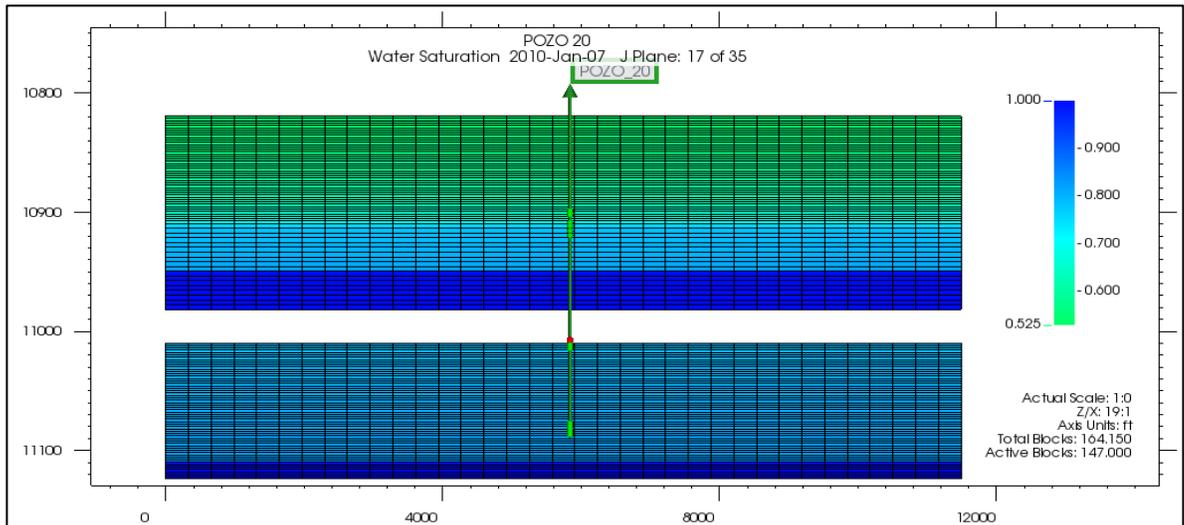
- **PRIMER PERIODO DE LA CANALIZACIÓN 07/01/2010.** La **Figura 58** muestra el cambio de saturaciones de agua a la fecha del 07/01/2010, que es la más cercana al tiempo de irrupción del primer periodo del canal. Donde se observan saturaciones de agua del 59% y 74%, para la zona superior y la zona inferior, respectivamente de la formación Mirador. Para la formación Guadalupe se presenta una saturación de agua del 80%.

Estas saturaciones con respecto a las presentadas al inicio de la producción, son más altas. Las de la formación Mirador aumentaron en un 11% y 8%, respectivamente, mientras que la de la formación Guadalupe aumento en un 15%.

De este modo, se evidencia que a esta fecha la formación que más agua aporta es la formación Guadalupe. Además, esta formación esta mojada al petróleo, ver **Figura 50**, lo que favorece la movilidad del agua. Por lo tanto, se infiere que el primer periodo de la canalización se presentó en la formación Guadalupe, debido a que fue la que mayor saturación de agua presento.

Este primer periodo de la canalización termina aproximadamente el 09/02/2014, que es cuando inicia el segundo periodo del canal.

**Figura 58.** Modelo tipo tanque pozo 20: Saturación de agua en el primer periodo de la canalización



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

- **SEGUNDO PERÍODO DE LA CANALIZACIÓN 01/01/2014.** La **Figura 59** evidencia el cambio de saturaciones de agua a la fecha del 01/01/2014, que es la más cercana al tiempo de irrupción del segundo periodo del canal.

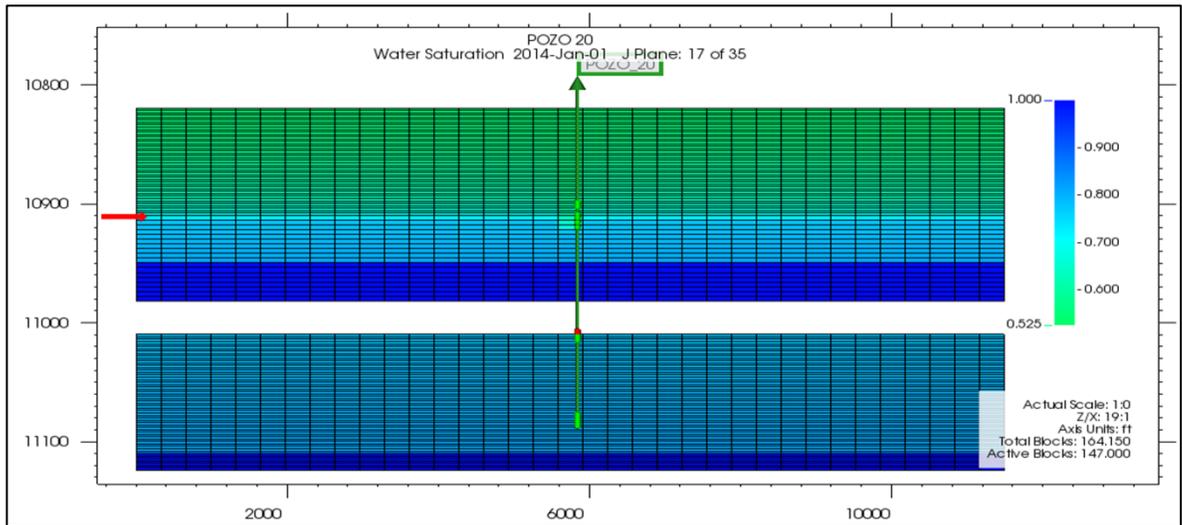
En la formación Mirador se observan cambios en las saturaciones de agua del 56% y 79% para la zona superior e inferior, respectivamente; y en la formación Guadalupe la saturación de agua se mantiene en 80%.

Los cambios de las saturaciones de agua de la formación Mirador, se atribuyen a que en ese momento apagaron el pozo, lo cual se evidencia en la historia de producción, ver **Figura 47**, por lo cual el agua tiende a asentarse.

También se observa en la **Figura 59**, que en la formación Mirador existe una capa en frente de la zona cañoneada que llama la atención por su color, la cual está señalada con una flecha roja. En la **Figura 60**, se observa el zoom de la zona, esta capa presenta una saturación de agua del 71%, además, se observa que esta saturación se presenta en 3 celdas, ver cuadro rojo, que coinciden con las celdas de las zonas cañoneadas.

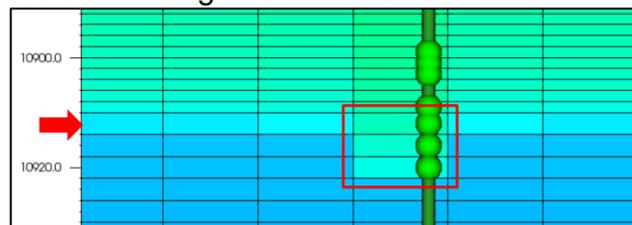
Por lo tanto, se infiere que éste es el inicio de la segunda canalización, debido a que en teoría la canalización establece que cuando el agua tiene mayor movilidad que el petróleo, esta se desplaza por caminos que tengan menor tortuosidad en busca de zonas de menor presión, una de esas zonas son los cañoneados.

**Figura 59.** Modelo tipo tanque pozo 20: Saturación de agua en el segundo periodo de la canalización



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

**Figura 60.** Modelo tipo tanque pozo 20: Inicio de la segunda canalización



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

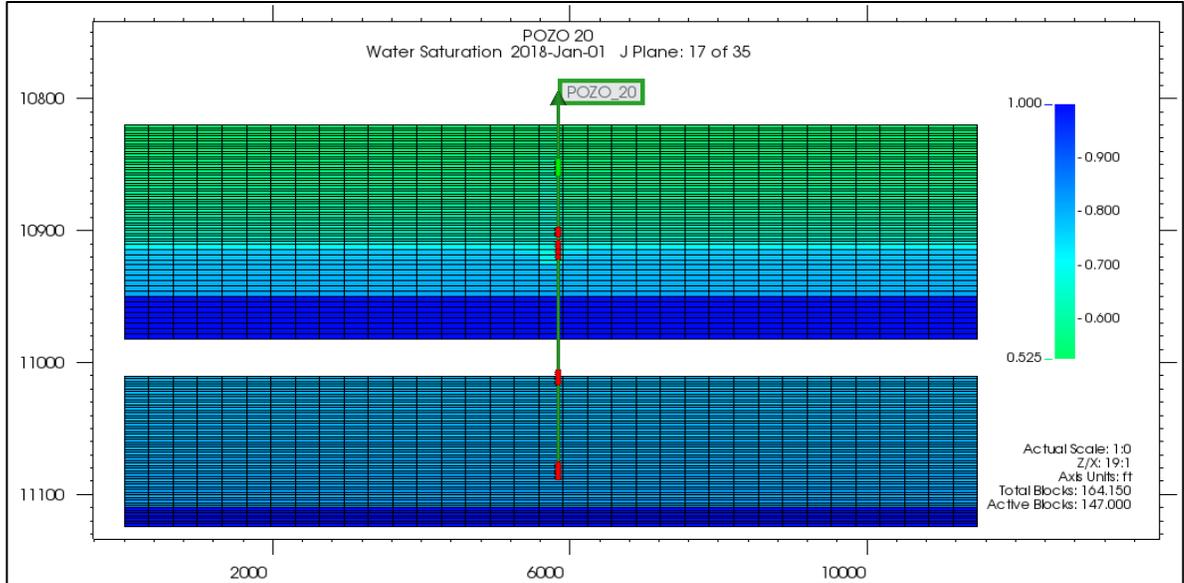
Ya para la fecha de mayo del 2017 se abrió nuevamente el pozo, retomando su producción de agua en menor proporción, ver la historia de producción **Figura 47**. Sin embargo, días anteriores, el 07/02/2017 aislaron las zonas cañoneadas de la formación Guadalupe y Mirador Lower, y cañonearon una nueva zona en Mirador Upper, lo que confirma los problemas de agua; su solución fue abrir una zona más arriba de la zona donde presentaba canalización.

En la **Figura 61** se presenta el comportamiento del pozo en la fecha del 01/01/2018, es decir, ya se habían presentado los eventos anteriormente mencionados. En la **Figura 62** se observa que en las celdas de alrededor de la nueva zona cañoneada aumento la saturación de agua a 65%, ver cuadro rojo, lo que indica que aunque fueron aisladas las zonas por donde se estaba produciendo el canal, este se desplaza hacia la nueva zona cañoneada, lo que se evidencia en la última tendencia que presenta la gráfica DIAPA para este pozo, ver **Figura 42**.

El pozo 20 sigue produciendo actualmente con las mismas características presentadas en la Figura 60.

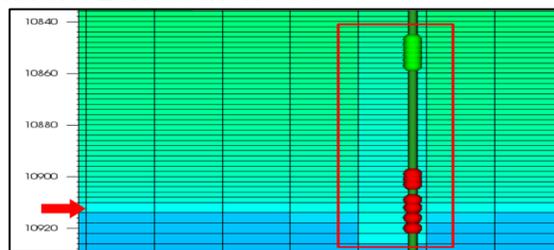
En conclusión, los resultados del modelo de simulación del pozo 20, confirmaron el diagnóstico de la metodología gráfica DIAPA, la cual diagnosticaba dos periodos de canalización.

**Figura 61.** Modelo tipo tanque pozo 20: Saturación de agua luego de aislar la zona de la canalización



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

**Figura 62.** Modelo tipo tanque pozo 20: Continuación de la canalización en la nueva zona cañoneada



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

### 3.4.2 Validación Conificación, Pozo 32.

**3.4.2.1 Propiedades Pozo 32.** Presenta acuífero activo fuerte indicando alta probabilidad de producción temprana de agua por canalización y conificación.

**Tabla 33.** Propiedades generales pozo 32.

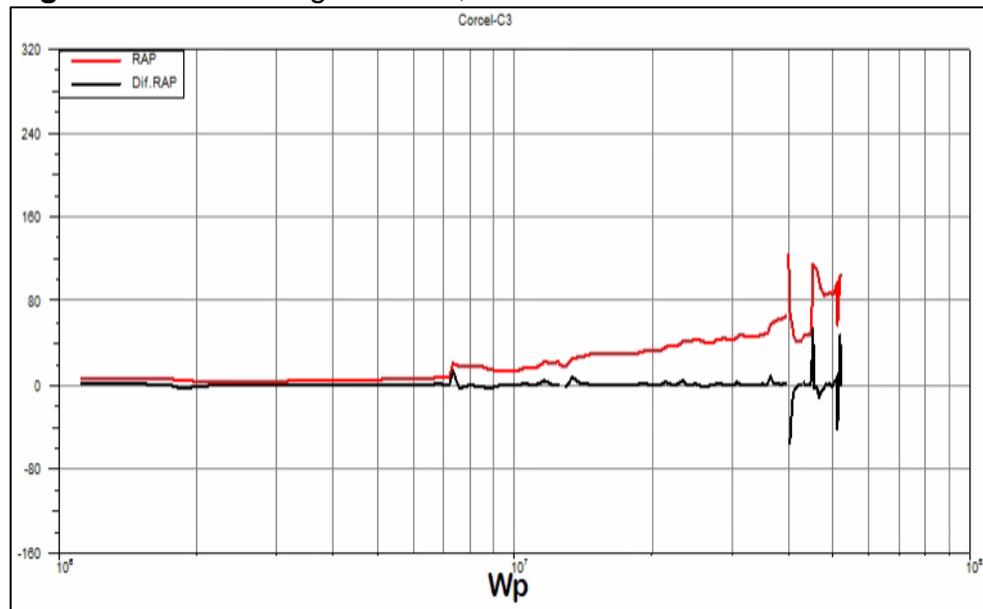
PARÁMETROS	VALOR		UNIDADES
<b>DATOS ACTUALES</b>			
Nombre del Pozo	32		-
Tipo de Pozo	Vertical		-
TVD	12685.4		Ft
Fecha de Inicio de Producción	28-sep-08		-
Producción de Petróleo	141.09		BOPD
Producción de Agua	13967.49		BWPD
Producción de Fluido	14108.58		BFPD
Np	3274414.67		Bbl Oil
Wp	53791609.9		Bbl Water
BS&W	0.9905		%
Presión de Fondo, BHP	4028		Psi
Tipo de Levantamiento Artificial	ESP		-
Frecuencia de la Bomba	60		Hz
Factor Volumetrico del Agua, Bw	1.04618		BY/BN
Compresibilidad de la Formación	1.00E-05		Psi <sup>-1</sup>
<b>PROPIEDADES DEL YACIMIENTO ROCA Y FLUICO</b>			
<b>FORMACIONES PRODUCTORAS</b>	<b>Lower Sands</b>	<b>Guadalupe</b>	-
Ambiente Deposicional	Fluvial and Shallow Marine	Fluvial and Shallow Marine	-
Año Geológico	Cretacico	Cretacico	-
Litología	Sandstones	Sandstones	-
Espesor (TVT)	100	120	Ft
Espesor de Hidrocarburo Neto (TVT)	24	63	Ft
Temperatura del Yacimiento	263	264	°F
Presión Inicial del Yacimiento	4976	5030	Psi
Presión de Burbuja	419	207	Psi
Mecanismo de Producción Primario	Strong Water Drive	Strong Water Drive	-
Saturación de Agua Inicial	17.7	21.7	%
Porosidad Promedio	17.3	17.5	%
Permeabilidad Promedio	1615	934	mD
Gravedad API	17.3	17.5	°API
Viscosidad del Petróleo	12	13.16	Cp
Gas en Solución Inicial, Rsi	259	54	SCF/STB
Factor Volumetrico Boi/Bgi	1.03	1.03	RB/STB o PC/PCS
Salinidad del Agua	720	825	Ppm Cl
<b>CONTACTOS ENTRE FLUIDOS</b>			
Contacto Agua-Petróleo (TVDSS)	-11777	-11435	Ft
<b>VOLÚMENES DE FLUIDO Y FACTORES DE RECROBRO</b>			
OOIP	13709		Mbbl
Factor de Recobro Actual	47.8		%
Factor de Recobro Esperado 3P	49.2		%

**Fuente:** elaboración propia

**3.4.2.2 Metodología DIAPA.** El pozo 32 presenta un mecanismo de producción de agua por conificación donde la irrupción es lenta, ver **Figura 63**, manteniéndose la relación agua-petróleo (RAP) casi constante alrededor de 65 para el primer periodo del cono acumulando 32`200.000 barriles de agua.

A los 45`200.000 de Wp empieza el segundo periodo de conificación en donde se evidencia que el cono tomó más fuerza y por lo tanto la RAP se mantiene casi constante alrededor de 86 acumulando 7`000.000 barriles de agua. Por último, la diferencia de la RAP muestra pequeñas oscilaciones alrededor de 0 evidenciando el comportamiento constante característico de la conificación, ver **Tabla 34**.

**Figura 63.** Metodología DIAPA, Pozo 32.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

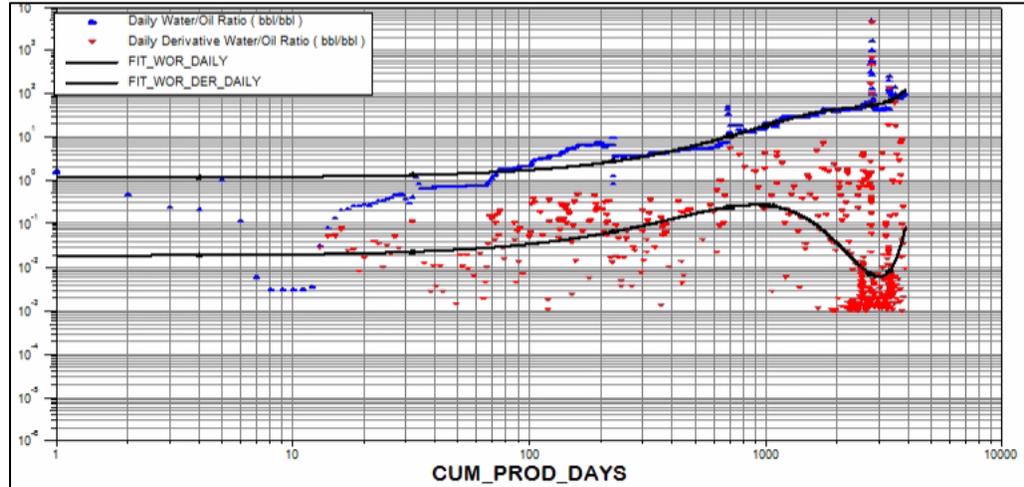
**Tabla 34.** Periodos de la metodología DIAPA, Pozo 32.

PERIODO	I		II		III	
COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Conificación		Conificación	
RANGO RAP (BWPM/BOPM)	5.44	8.03	8.03	65	86	115
RANGO Dif. RAP (BWPM/BOPM)	-2.73	2	-0.4	8.35	-4	8.6
RANGO Wp (BW)	1.10E+06	7.10E+06	7.10E+06	3.93E+07	4.52E+07	5.22E+07
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	694		3546	

**Fuente:** elaboración propia

**3.4.2.3 Método de curvas de Chan y Ramos.** Según el Método de las curvas de Chan, ver **Figura 64**, el pozo 32 presenta un cono hasta los 3000 días donde la derivada de la relación agua-petróleo tiende a disminuir a partir de los 1000 días indicando dicho mecanismo de producción de agua, luego de ello presenta un comportamiento indefinido.

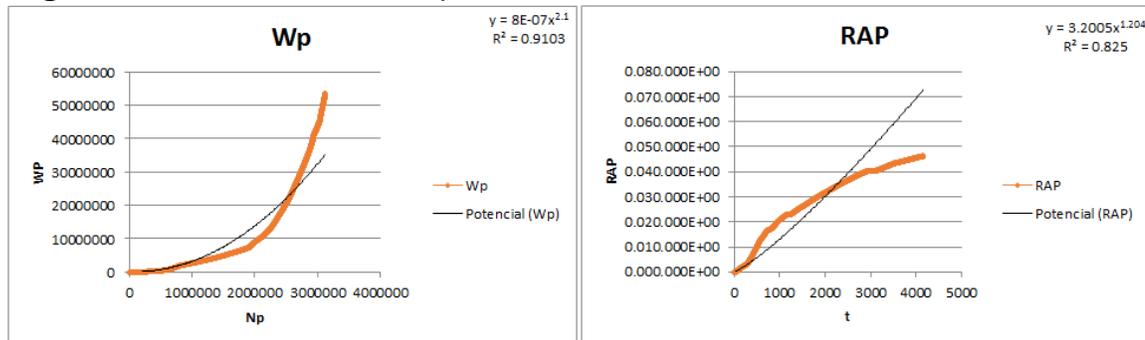
**Figura 64.** Método de curvas de Chan, pozo 32.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

Según el Método de Ramos, el pozo 32 presenta canalización, debido a que la gráfica ajustada de la RAP, ver a la derecha de la **Figura 65**, indica una función potencia donde el exponente es de 1.204, el cual es mayor a 1, para lo que según el autor es canal.

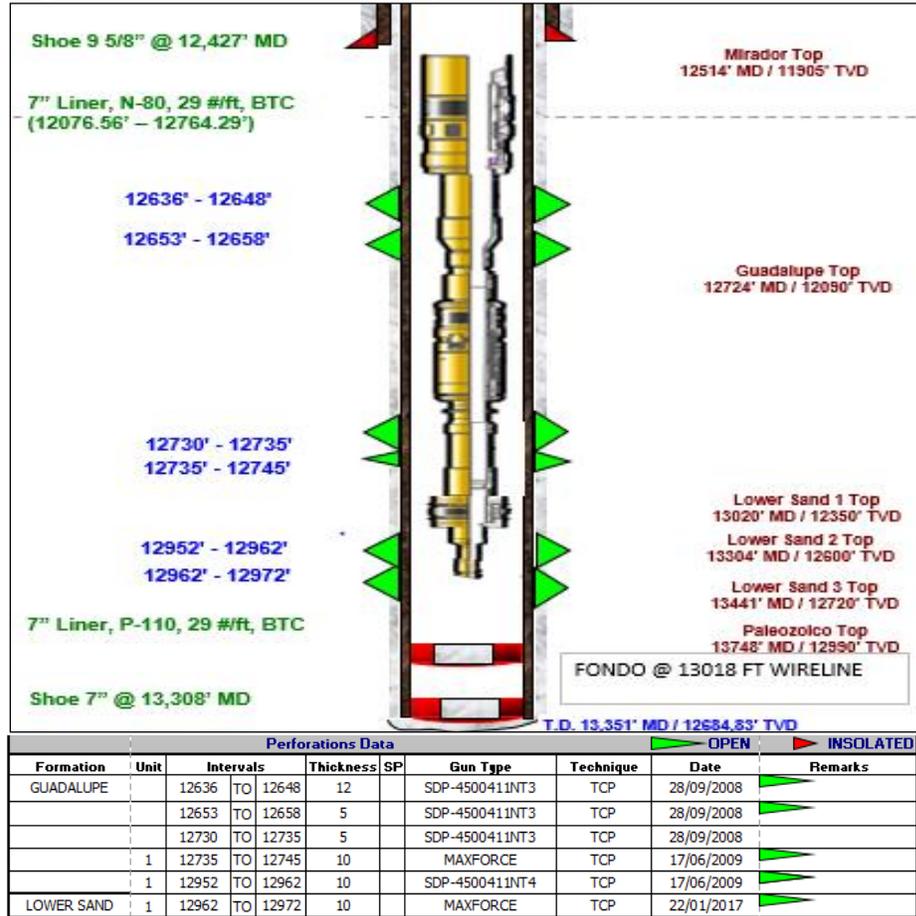
**Figura 65.** Método de Ramos pozo 32



**Fuente:** elaboración propia

**3.4.2.4 Distancia CAP-Perforados.** Se cañonearon los tres primeros perforados pertenecientes a la formación Guadalupe el 28 de septiembre del 2008, luego de ello se cañoneo el cuarto y quinto perforado perteneciente a la formación Guadalupe Sand 2 y Lower sand 1B el 17 de junio del 2009. El 22 de enero del 2017 de aisló los intervalos 12636'-12648' y 12653'-12658' de la formación Guadalupe y se cañoneo los intervalos 12963'-12972' de la formación Lower Sand 1B, ver **Figura 66**.

**Figura 66.** Estado mecánico, pozo 32.



**Fuente:** FRONTERA ENERGY

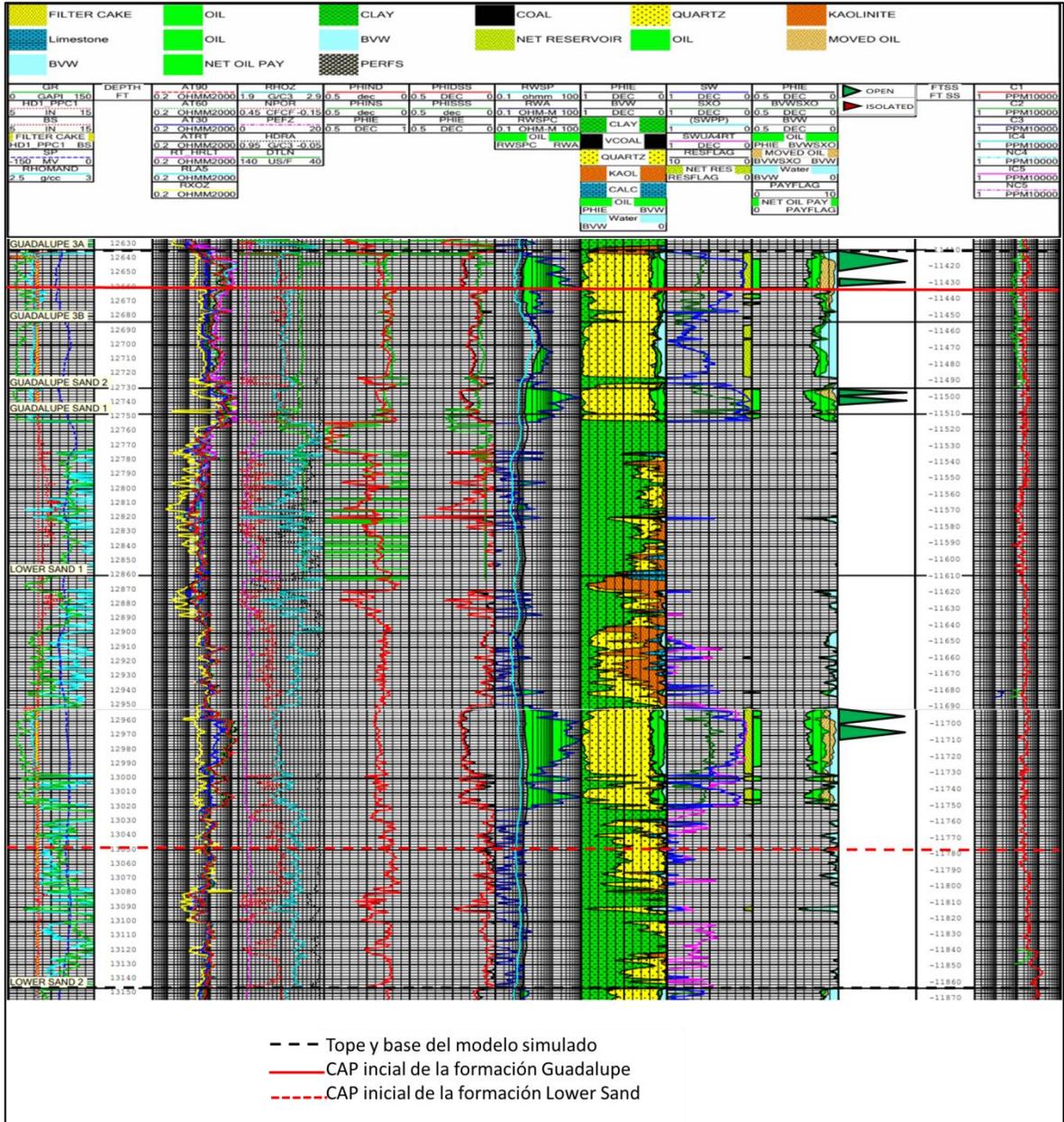
El contacto agua-petróleo CAP se encuentra a -11435 ft (TVDSS), 12660 ft (MD) y para la formación Guadalupe y -11777 ft (TVDSS), 13050 ft (MD) para la formación Lower Sand, ver **Figura 67**.

Por lo tanto, al considerar la profundidad de los contactos anteriormente mencionados y de los perforados, ver **Figura 66**, se tiene que la distancia CAP-perforados es 2 y 78 ft para la formación Guadalupe y Lower Sand respectivamente.

Ahora bien, teniendo en cuenta que se tiene alta aproximación del CAP a los perforados de la formación Guadalupe y la permeabilidad vertical es alta, se asume el mecanismo de producción de agua es por conificación debido a que, este se produce cuando se tiene un CAP cerca de los perforados en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada<sup>54</sup>.

<sup>54</sup> BAILEY, Brill, et al. Control de agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000. Pág 37.

Figura 67. Registros eléctricos, Pozo 32.



Fuente: FRONTERA ENERGY

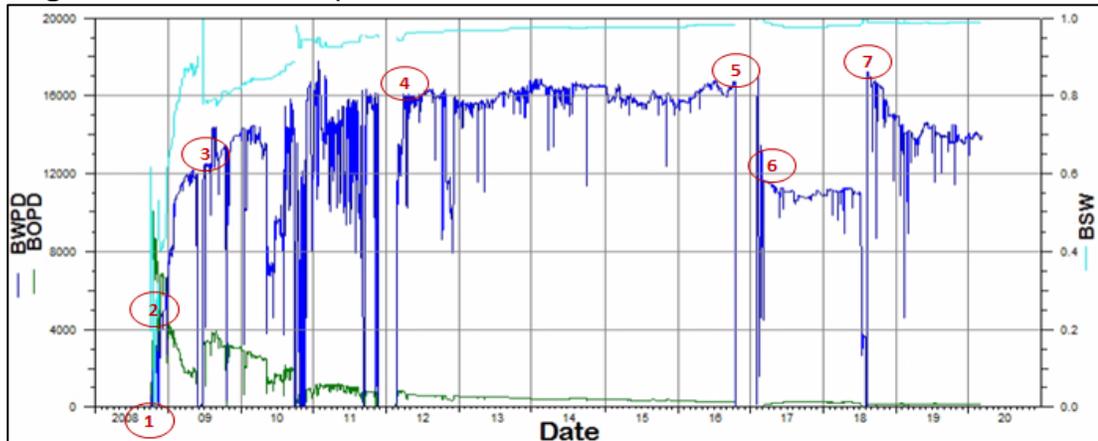
**3.4.2.5 Intervenciones y tasas de producción.** La historia de producción, ver **Figura 68**, muestra un comportamiento corriente desde el inicio de producción hasta noviembre del 2010 donde el crudo tiene su declinación natural. Luego de ello, ver **Tabla 35**, para diciembre del 2010 el pozo 32 empieza a tener un comportamiento extraño en la producción de agua que permite tener la producción de crudo constante hasta noviembre del 2011 donde se decide a pagarlo debido a su alto corte de agua. Para marzo del 2012 se tienen limitaciones en la disposición

del agua y se evidencia un comportamiento de producción de agua constante durante 5 años evidenciando una posible conificación del agua confirmando el diagnostico dado por la metodología DIAPA.

Para la intervención número 5 se cerró el pozo por un aumento del BSW a 98.3% hasta el 19 de febrero del 2017 donde se aisló la formación Guadalupe Upper y se cañoneo la formación Lower Sand obteniendo una disminución de aproximadamente 5000 barriles de agua, pero, manteniendo su comportamiento constante. Por último, para agosto del 2018 se realizó una intervención para verificar el estado de las camisas, pero la intervención causo un aumento de hasta 17000 barriles de agua provocando que el cono se produjera con mayor fuerza.

Por otro lado, según Kuo y DesBrisay<sup>55</sup> al alcanzar altas tasas de fluidos producidos, en este caso más de 16000 barriles se obtiene una irrupción de agua temprana ya sea por canalización o por conificación

**Figura 68.** Historia de producción, Pozo 32.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

Los números encerrados en la **Figura 68** corresponden a las intervenciones de la **Tabla 35**. Además, se tiene una tasa crítica de 0.7880 y 0.8730 STB para la formación Lower Sand y Guadalupe, respectivamente, ver **Anexo L**, indicando irrupción temprana de conificación.

**Tabla 35.** Intervenciones, Pozo 32.

#	FECHA	Wp	INTERVENCIONES
1	13/10/2008	1,209.40	Cambio de BH a ESP
2	16/11/2008	39,679.01	Well services
3	22/06/2009	1,861,351.45	Cañoneo LS1
4	15/03/2012	13,060,193.53	Water Disposal Limitations.
5	16/10/2016	39,676,100.14	Shutdown por aumento del BSW a 98.30%. Se evidencia el incremento de 74 bls en los fluidos totales.
6	19/02/2017	39,873,310.27	Aisló Upper Quad. Amplio cañoneo de L. Sand y LS1.
7	9/8/2018	46,500,173.64	Intentó verificar estado de camisas con CT, BL, SL. Sin éxito.

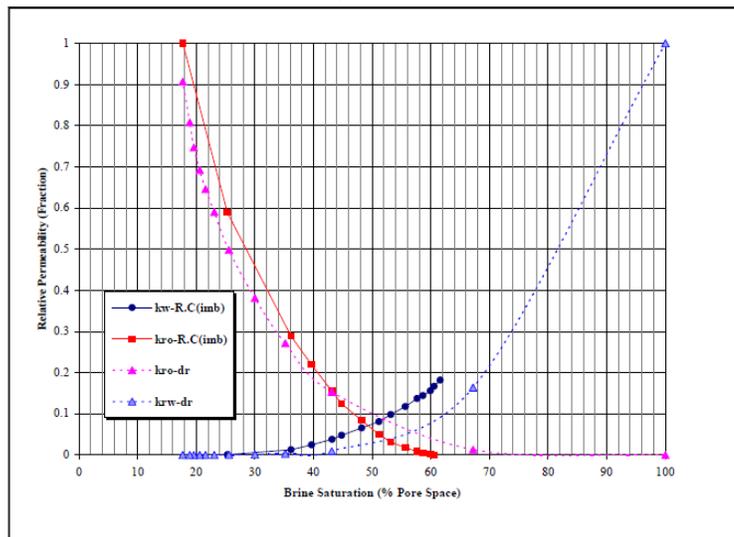
**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

<sup>55</sup> KUO Y DESBRISAY. A Simplified Method for Water Coning Predictions. SPE 12067. 1983

**3.4.2.6 Mojabilidad Formación Guadalupe.** La mojabilidad de la formación Guadalupe se explica en el numeral 3.4.1.7, ver **Figura 50**.

**3.4.2.7 Mojabilidad Formación Lower Sand.** Las curvas de permeabilidad relativas de la formación Lower Sand, ver **Figura 69**, evidencian que para una saturación de agua del 50%, la permeabilidad relativa del petróleo kro y la permeabilidad relativa del agua krw son 0.06 y 0.075, respectivamente, es decir, la roca esta mojada al petroleo debido a que la  $K_{ro} < K_{rw}$ , por lo tanto, el petróleo se encuentra adherido al espacio poroso más pequeño permitiendo mayor movilidad al agua.

**Figura 69.** Curva de permeabilidad relativa-formación Lower Sand, Pozo 32



Fuente: FRONTERA ENERGY

**3.4.2.8 Heterogeneidad.** El coeficiente de variación de permeabilidad “V” de Dykstra-Parsons se obtuvo por medio de información contenida en las muestras de núcleos de la formación Guadalupe y Lower Sand.

En primer lugar, se consiguieron las permeabilidades efectivas multiplicando las relativas por la absoluta. Luego, se ordenaron los estratos de forma decreciente de permeabilidades, ver primera columna, **Tabla 36**, para calcular el porcentaje del espesor con la permeabilidad más grande de la muestra, ver segunda columna, **Tabla 36**.

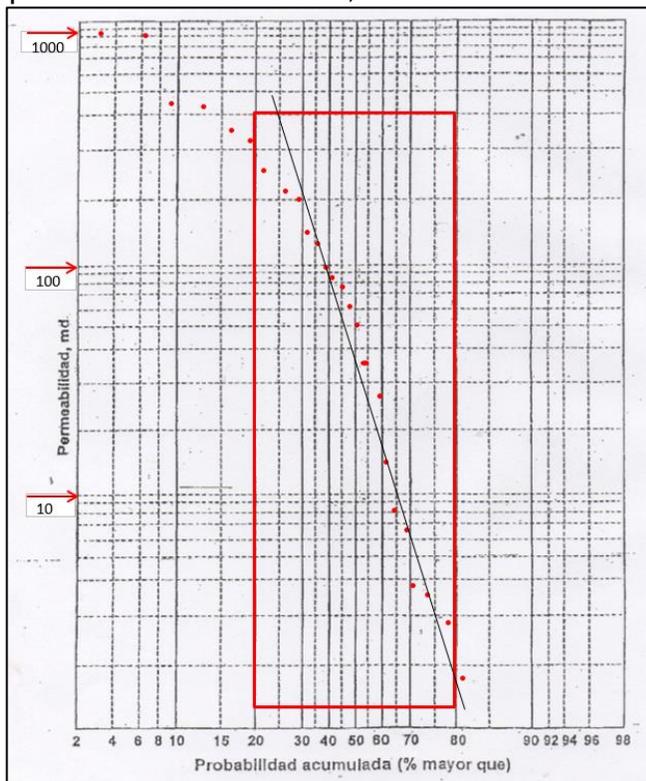
**Tabla 36.** Permeabilidades efectivas y probabilidad mayor que', Pozo 32.

<b>ko(mD)</b>	<b>%&gt;q'</b>
1615.000	0.000
951.235	3.226
934.000	6.452
474.472	9.677
465.120	12.903
353.685	16.129
324.098	19.355
250.325	22.581
204.546	25.806
200.260	29.032
135.660	32.258
129.826	35.484
99.004	38.710
80.589	41.935
77.522	45.161
61.644	48.387
50.065	51.613
35.492	54.839
28.424	58.065
13.728	61.290
8.075	64.516
6.538	67.742
3.736	70.968
3.392	74.194
2.802	77.419
1.868	80.645
0.934	83.871
0.764	87.097
0.000	90.323
0.000	93.548
0.000	96.774

**Fuente:** elaboración propia

En un papel log-probabilístico se graficaron los valores de permeabilidad en la escala logarítmica y la probabilidad mayor que' en la escala probabilística de la siguiente manera: ver **Figura 70**.

**Figura 70.** Gráfica permeabilidad efectiva vs probabilidad acumulada, Pozo 32.



**Fuente:** elaboración propia

Ahora bien, teniendo en cuenta la data contenida entre el 20 y el 80 % de la probabilidad acumulada se dibujó la recta que mejor ajuste tuvo a los puntos graficados y, por lo tanto, los valores de permeabilidad para el 50% y el 84,1% de espesor fueron 35 y 0.2 respectivamente. Finalmente, el coeficiente de heterogeneidad para el pozo 32 se observa en la **Ecuación 19**.

**Ecuación 19.** Coeficiente de heterogeneidad, Pozo 20

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84,1\%}}{K_{50\%}} = \frac{35 - 0.2}{35} = 0,99$$

**Fuente:** DYKSTRA, H. y PARSONS, R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil in The United States, API, New York City, 1950.p.160-174

El coeficiente de variación de permeabilidad "V" por Dykstra-Parsons para el pozo 32 es 0,99 indicando que es un yacimiento infinitamente heterogéneo.

**3.4.2.9 Zonas de agua.** Por medio del registro eléctrico se obtienen las saturaciones de agua móvil, las cuales se muestran en la **Tabla 37**.

Según la **Tabla 37**, las dos formaciones, tanto Guadalupe como Lower Sand presentan saturaciones de agua móvil altas, se espera que estas saturaciones solo tengan valores altos en la capa donde se encuentre el CAP, sin embargo, en este caso no es así, por lo tanto, se infiere que el agua móvil se puede desplazar por todo el yacimiento, lo que indica que puede existir una mayor probabilidad de que se presente conificación.

**Tabla 37.** Data registros eléctricos, Pozo 32.

	ARENAS			PERFORADOS		GR (API)	PHIT	SW MAX MÓVIL	SW MIN MÓVIL	SW	SO	
	#	FORMACION	TOPE-MD (ft)	BASE-MD(ft)	TOPE-MD (ft)							BASE-MD(ft)
Swirr: 0.217	1	Guadalupe 3A	12634	12684	12636	12648	14	0.205	50%	8%	42%	58%
					12653	12658						
					CAP:12660 (-11435 TVDSS)							
	2	Guadalupe 3B	12684	12730	-		15	0.168	88%	42%	46%	54%
	3	Guadalupe Sand 2	12730	12748	12730	12735	8	0.200	23%	21%	22%	78%
12735					12745							
4	Guadalupe Sand 1	12748	12753	-	-	14	0.136	30%	2%	28%	72%	
5	SHALE	12753	12860	-	-	150	0.000	40%	0%	40%	60%	
Swirr: 0.177	6	Lower Sand 1A	12860	12952	-		30	0.110	90%	39%	51%	49%
	7	Lower Sand 1B	12952	13020	12952	12962	14	0.2	70%	9%	61%	39%
					12962	12972						
8	Lower Sand 1C	13020	13146.5	CAP:13050 (-11777 TVDSS)		90	0.15	89%	31%	60%	40%	

**Fuente:** elaboración propia, con base a información de Frontera Energy

**3.4.2.10 Relación Kv/Kh.** Por medio de las correlaciones de Coates y Denos mostradas en la **Ecuación 10** se obtiene que las permeabilidades horizontales, verticales y la relación Kv/Kh para las 8 arenas son:

**Tabla 38.** Anisotropía de la permeabilidad, Pozo 32.

#	ARENAS	PERFORADOS		PHIE	Permeabilidades		
		TOPE (ft)	BASE (ft)		Kh (md)	Kv (md)	Kv/Kh
1	Guadalupe 3A	12636	12648	0.16	114.793	76.5006	0.6664
		12653	12658				
2	Guadalupe 3B	CAP:12660 (-11435 TVDSS)		0.06	1.37553	1.53802	1.1181
3	Guadalupe Sand 2	12730	12735	0.15	77.5185	54.0875	0.6977
		12735	12745				
4	Guadalupe			0.13	42.7167	31.9566	0.7481
5	Sand 1			0.01	0.00116	0.00296	2.5599
6	Lower Sand 1A			0.05	1.02405	1.35208	1.3203
7	Lower Sand 1B	12952	12962	0.17	235.06	164.332	0.6991
		12962	12972				
8	Lower Sand 1C	CAP:13050 (-11777 TVDSS)		0.07	4.50075	4.99761	1.1104

**Fuente:** elaboración propia

La anisotropía de la permeabilidad dada por la relación Kv/Kh de los intervalos productores (Arena 1, 3 y 7) tiene un valor promedio de 0,6877. Por otro lado, se tienen valores de anisotropía para los CAP de 1.1181 y 1.1101 correspondientes a las arenas 2 y 8 respectivamente.

Por consiguiente, según Recham Osisanya & Touami<sup>56</sup> se confirma que el agua se conificó debido a que al tener valores mayores a 1 (Arenas 2 y 8) la relación Kv/Kh es alta y por lo tanto, la permeabilidad vertical permite que las fuerzas de viscosidad superan las fuerzas de gravedad deformando el CAP formando un cono.

**3.4.2.11 Razón de movilidad.** La razón entre la movilidad del agua y la movilidad del petróleo para la formación Guadalupe es de 6.8265 ver **Ecuación 11** y para la formación Lower Sand es: ver **Ecuación 20**.

**Ecuación 20.** Razón de movilidad para formación Lower Sand, pozo 32.

$$M = \frac{\frac{k}{\mu} \text{ Agua}}{\frac{k}{\mu} \text{ Petroleo}} = \frac{0.182}{\frac{0.287237}{12}} = 7.6034$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ª ed. 2001. p.68

Según la **Tabla 2**, al tener una razón de movilidad mayor a 1, en las dos formaciones, indica que el agua se mueve con mayor facilidad que el petróleo constituyendo un desplazamiento ineficiente, por lo tanto, buscara diferentes caminos para producirse ya sea en forma de cono o canal.

**3.4.2.12 Simulación en CMG Pozo 32.** La simulación del pozo 32, se realizó de la misma manera en que se simulo el pozo 20, usando IMEX debido a que el fluido es Black-Oil, y teniendo en cuenta que el modelo es tipo tanque. Solamente difiere en la información que caracteriza al pozo 32, parte de esa información está contenida en la **Tabla 33**.

Para las características geométricas de la malla de simulación se definió el espaciamiento del pozo a simular con los pozos productores más cercanos, siendo de 801,738 ft, con dicha distancia se creó un paralelepípedo, donde la resolución de la malla fue de escala geológica.

El modelo fue dividido en 8 zonas, las cuales se observan en la **Tabla 39**, correspondiéndole 4 zonas a la formación Guadalupe, 1 zona a shale y 3 zonas a

<sup>56</sup> RECHAM, R., OSISANYA, S.O., & TOUAMI M. Effects of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells-A Reservoir Simulation Study of Hassi R'mel Field, Algeria. (SPE 65506). International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canada. 2000.

la formación Lower Sand, con un espesor total de 512.5 ft. Éste espesor fue dividido en un total de 159 capas; en la columna nombrada como Dz, número de capas verticalmente, se especifica el espesor que cada una de las capas tiene, todo esto con el fin de tener mayor resolución del modelo.

**Tabla 39.** Número de capas de la malla del modelo de simulación pozo 32

ARENAS				ESPESOR (ft)	DZ (ft)	#CAPAS	CAPAS ACUMULADAS
# ZONAS	FORMACIÓN	TOPE-MD (ft)	BASE-MD(ft)				
1	Guadalupe 3A	12634	12684	50	2	25	25
2	Guadalupe 3B	12684	12730	46	2	23	48
3	Guadalupe Sand 2	12730	12748	18	2	9	57
4	Guadalupe Sand 1	12748	12753	5	2	3	60
5	SHALE	12753	12860	107	4	27	87
6	Lower Sand 1A	12860	12952	92	4	23	110
7	Lower Sand 1B	12952	13020	68	4	17	127
8	Lower Sand 1C	13020	13146.5	126.5	4	32	159
ESPESOR TOTAL (ft)				512.5			

**Fuente:** elaboración propia

En la definición de las variables se tuvo en cuenta los registros eléctricos del pozo 32, ver **Figura 67**. Se leyeron los GAPIS de cada zona del registro gamma Ray, la porosidad efectiva (PHIE) del registro de porosidad-neutrón, dichos valores se pueden observar en la **Tabla 37**.

La porosidad total fue calculada a través del despeje de la **Ecuación 13**, establecida para areniscas consolidadas y compactas, se calculó el volumen shale a través de la **Ecuación 14**.

Los valores para la saturación de agua connata y la saturación de aceite irreducible, fueron tomados de una prueba de núcleos, de la cual se generaron las curvas de permeabilidades relativas presentadas en la **Figura 50 y 69**. Obteniéndose para la formación Guadalupe  $Sw_{irr}=0.217$  y  $S_{or}=0.337$  y para la formación Lower Sand  $Sw_{irr}=0.177$  y  $S_{or}=0.384$ . Además, se ingresaron los valores de saturaciones de aceite y agua móvil, determinadas a partir de los registros, estos valores se encuentran en la **Tabla 37**.

Del mismo modo, la permeabilidad horizontal fue tomada del informe de la prueba de núcleos. Teniéndose 934 mD y 1625 mD para la formación Guadalupe y Lower Sand, respectivamente. La permeabilidad vertical fue calculada a partir de la ecuación propuesta por Coates y Denoo, ver **Ecuación 10**.

Además, se definió el índice de anisotropía, calculado por la **Ecuación 15**. Se estableció el Net to Gross para especificar los valores “*cut-off*” del modelo, la compresibilidad de la formación con un valor de  $0.00001 \text{ psi}^{-1}$  y la presión de burbuja, siendo de 207 psi y 419 psi para la formación Guadalupe y Lower Sand, respectivamente.

Para finalizar la definición de variables, se precisaron 2 regiones de inicialización, 2 tipos de PVT, 2 regiones de permeabilidad y 2 tipos de roca, con el fin de establecer diferentes datos para cada formación.

La información de los dos tipos de PVT ingresada se muestra en el **Anexo C** para la formación Guadalupe, y en el **Anexo D** para la formación Lower Sand.

Se ingresaron dos regiones para las curvas de permeabilidades relativas, teniendo en cuenta una curva de permeabilidad relativa agua-aceite (ver **Figura 50 y 69**) y una curva de líquido-gas para cada formación. A partir de la anterior información se especificó la mojabilidad de cada región.

La curva de líquido-gas fue calculada por medio del modelo general de Cori, presentado en la **Ecuación 16**, donde los exponentes  $n_w$ ,  $n_o$  y  $n_g$  fueron asumidos como un valor de 1.8, 2.2, y 2, respectivamente según lo establece el modelo para areniscas.

Los end points fueron tomados de las curvas de permeabilidades relativas presentadas en la **Figura 50 y 69**, excepto el  $K_{rg}@S_{gmax}$  que fue calculado a partir de la correlación petrofísica establecida por Crain, ver **Ecuación 16**.

Se definió el modelo matemático del tipo de inicialización por equilibrio, debido a que en este caso se conoce la información de los contactos, la presión al Datum, y el Datum, ver **Figura 71**, este último término se calculó por medio de la **Ecuación 18**.

**Figura 71.** Datos de inicialización por equilibrio pozo 32

FORMACIÓN	Guadalupe	Lower Sand	UNIDADES
Contacto Agua-Petróleo (TVDSS)	-11435	-11777	Ft
Datum (TVDSS)	-11580	-11614	Ft
Presión al Datum	5030	4976	Psi

**Fuente:** elaboración propia

Por otra parte, se proporcionó la información del survey del pozo (ver **Figura 72**), los datos del completamiento (ver **Figura 73**) y la historia de producción (ver anexo “DIAGNÓSTICO MÉTODO DE LAS CURVAS DE CHAN Y MÉTODO DE RAMOS” {Base de datos Excel}, POZO 20. En el **Anexo F** se observa la trayectoria del pozo 32 generado en CMG IMEX.

**Figura 72.** Survey del pozo 32.

UWID	X-COORD	Y-COORD	DEPTH-MD	TVD	TVDSS
POZO_32	398	-397	0	0	1224
POZO_32	398	-397	1668.875	1668.875	-444.875
POZO_32	398	-397	3337.75	3337.75	-2113.75
POZO_32	398	-397	5006.625	5006.625	-3782.625
POZO_32	398	-397	6675.5	6675.5	-5451.5
POZO_32	398	-397	8344.375	8344.375	-7120.375
POZO_32	398	-397	10013.25	10013.25	-8789.25
POZO_32	398	-397	11682.125	11682.125	-10458.125
POZO_32	398	-397	13351	13351	-12127

**Fuente:** elaboración propia

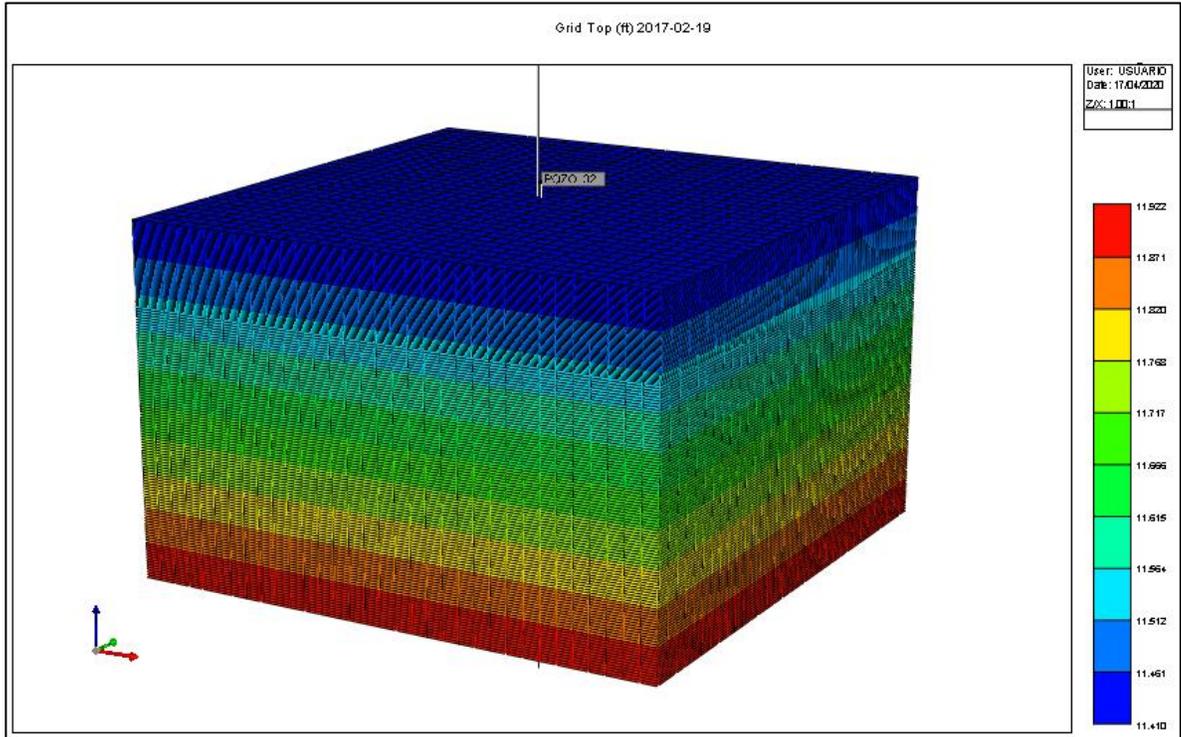
**Figura 73.** Completamientos del pozo 32

**CMG Trajectory Perforation File							
INUNIT	FIELD						
DATE_FORMAT	DD/MM/YYYY						
WELL	DATE	MD_START	MD_END	STATUS	MD_CORR	DIAM	SKIN
POZO_32	28/09/2008	12636	12648	PERF	0	0.58333333	0
POZO_32	28/09/2008	12653	12658	PERF	1	0.58333333	0
POZO_32	28/09/2008	12730	12735	PERF	2	0.58333333	0
POZO_32	17/06/2009	12735	12745	PERF	3	0.58333333	0
POZO_32	17/06/2009	12952	12962	PERF	4	0.58333333	0
POZO_32	17/06/2009	12636	12648	PERF	5	0.58333333	0
POZO_32	17/06/2009	12653	12658	PERF	6	0.58333333	0
POZO_32	17/06/2009	12730	12735	PERF	7	0.58333333	0
POZO_32	22/01/2017	12962	12972	PERF	8	0.58333333	0
POZO_32	22/01/2017	12735	12745	PERF	9	0.58333333	0
POZO_32	22/01/2017	12952	12962	PERF	10	0.58333333	0
POZO_32	22/01/2017	12636	12648	PERF	11	0.58333333	0
POZO_32	22/01/2017	12653	12658	PERF	12	0.58333333	0
POZO_32	22/01/2017	12730	12735	PERF	13	0.58333333	0
POZO_32	19/02/2017	12636	12648	PERF	14	0.58333333	0
POZO_32	19/02/2017	12653	12658	PERF	15	0.58333333	0
POZO_32	19/02/2017	12962	12972	PERF	16	0.58333333	0
POZO_32	19/02/2017	12735	12745	PERF	17	0.58333333	0
POZO_32	19/02/2017	12952	12962	PERF	18	0.58333333	0
POZO_32	19/02/2017	12730	12735	PERF	19	0.58333333	0

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG IMEX

Posteriormente al ingreso de toda la información en el simulador IMEX CMG, el modelo tipo tanque se observa en la **Figura 74**.

**Figura 74.** Modelo tipo tanque pozo 32.

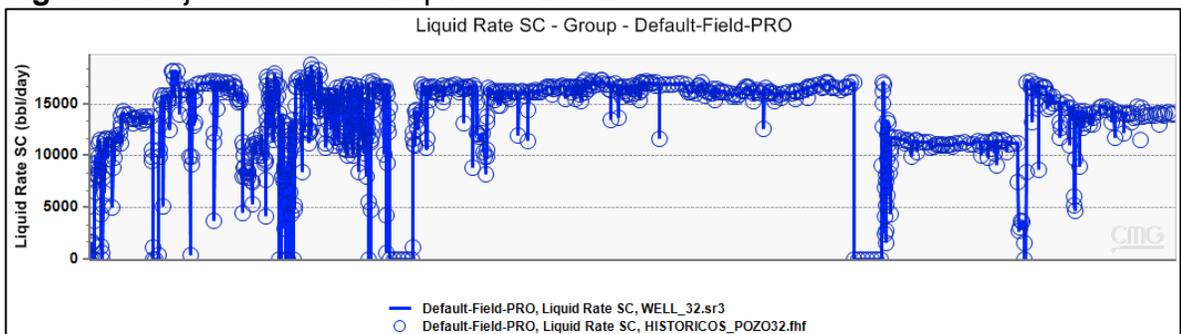


**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG IMEX

- **AJUSTE HISTÓRICO LÍQUIDO.** Una vez creada la malla del modelo tipo tanque del pozo 32, IMEX usa la información petrofísica ingresada por cada una de las 159 capas, para calcular los datos simulados de producción durante la historia del pozo.

En la **Figura 75** se observa la adecuada representación del comportamiento del yacimiento, debido a que no fue necesario realizar un ajuste histórico de la tasa de líquido. Esto se logró gracias a la adecuada descripción de las propiedades petrofísicas de las formaciones Mirador y Guadalupe.

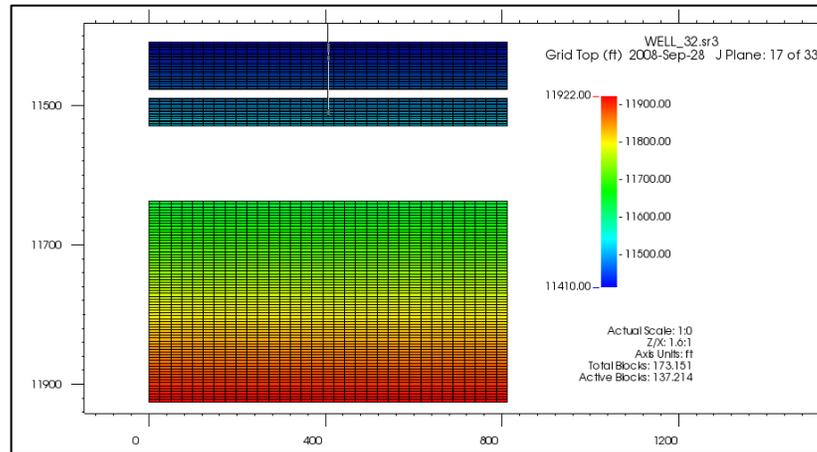
**Figura 75.** Ajuste histórico Líquido Pozo 32



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

- **REPRESENTACIÓN DE LA CONIFICACIÓN.** Posteriormente al ajuste histórico líquido, se garantiza la calidad de la simulación. Por ende, se analizan los resultados arrojados por IMEX, en la **Figura 76** se evidencian las dos formaciones del modelo, en la parte superior se encuentra Guadalupe y en la parte inferior se encuentra Lower Sand, las dos separadas por un shale, que al tener una porosidad baja no se observa en el modelo.

**Figura 76.** Modelo tipo tanque pozo 32: Profundidad de la malla



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

Recordando los tiempos de intrusión de la conificación del pozo 32, presentados en la última fila de la **Tabla 34**, los cuales se determinaron con el dato de agua acumulada ( $W_p$ ) en el punto donde comenzaba a evidenciarse el mecanismo, en la gráfica DIAPA, relacionándolo con los días acumulados de la historia de producción que tenga este valor de  $W_p$ . Dicho lo anterior, el tiempo de intrusión para el primer periodo del cono fue a los 694 días, que relacionándolo con la fecha de producción fue el 29/08/2010 y para el segundo periodo fue a los 3546 días que corresponde a la fecha del 20/06/2018.

Por lo tanto, se espera que la simulación del modelo a estas mismas fechas reproduzca los dos periodos de la canalización.

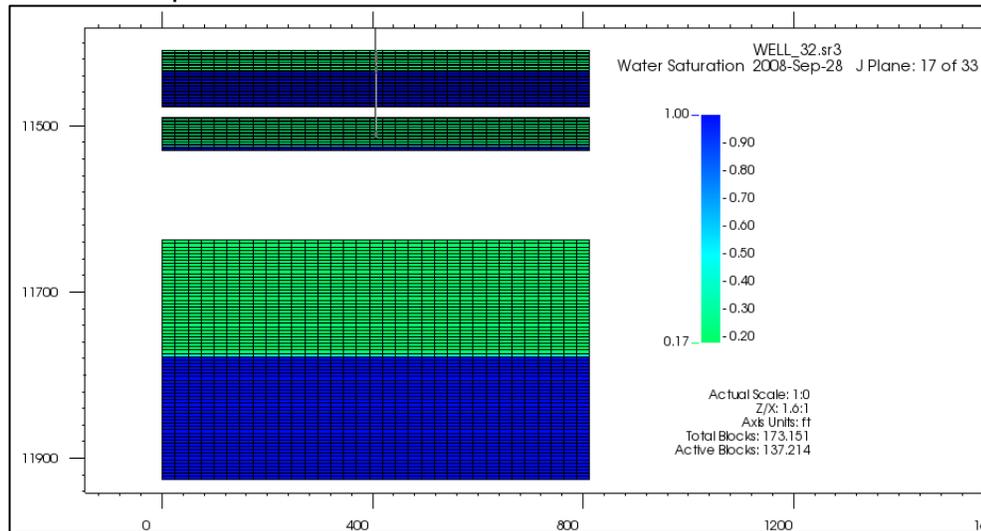
- **INICIO DE LA PRODUCCIÓN 28/09/2008.** En la **Figura 77** se presenta la propiedad de saturación de agua al inicio de la producción del pozo 32, es decir, el 28/09/2008. Donde se evidencia que la tonalidad más intensa de azul son los contactos agua-petróleo (CAP) para cada una de las formaciones, con saturaciones de agua del 100%. Cabe resaltar, que la formación Guadalupe cuenta con 2 arenas diferentes, presentando cada una un CAP diferente.

En la formación Guadalupe se observan 2 zonas separadas por un shale, la superior evidencia 1 tonalidad diferente del CAP, la cual presenta una saturación de agua del 21% al igual que la inferior. Por parte de la formación Lower Sand

también se observa una tonalidad diferente al CAP con una saturación de agua del 17%.

Además, se observan solo 3 cañoneados que son con los que comenzó el pozo a producir.

**Figura 77.** Modelo tipo tanque pozo 32: Saturación de agua iniciando la producción



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

- **PRIMER PERIODO DE LA CONIFICACIÓN 02/01/2010.** La **Figura 78** muestra el cambio de saturaciones de agua a la fecha del 02/01/2010, que es la más cercana al tiempo de irrupción del primer periodo del cono. Donde se observa una saturación de agua del 53% y 50% para la zona superior y la zona inferior de la formación Guadalupe, respectivamente. Por parte de la formación Lower Sand la saturación de agua presenta variaciones entre el 17% al 57%.

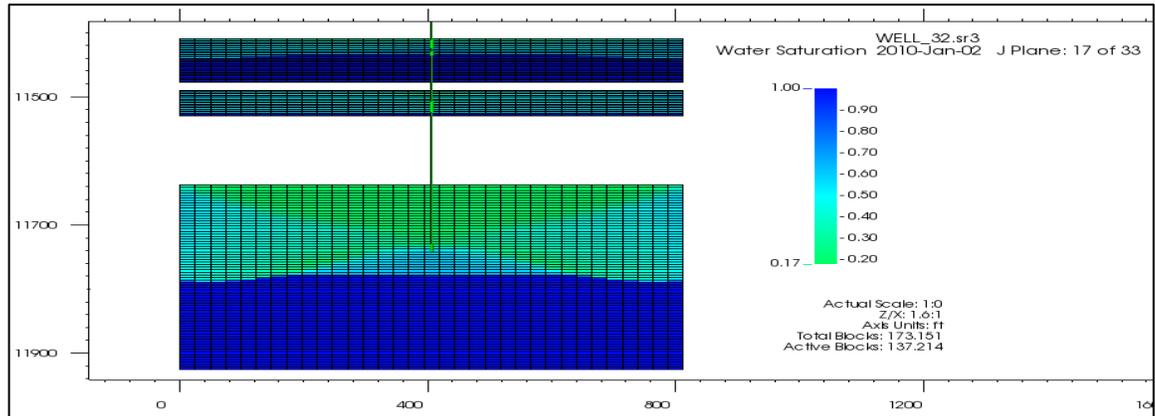
Estas saturaciones con respecto a las presentadas al inicio de la producción, son más altas, aumento en un 33% y 29% para la zona superior y la zona inferior de la formación Guadalupe, sin embargo, para la formación Lower Sand se presentan varias saturaciones por lo que no se asume un % de aumento.

De este modo, se evidencia que a esta fecha la formación que más agua aporta es la zona superior de la formación Guadalupe. Además, esta formación esta mojada al petróleo, ver **Figura 50**, lo que favorece la movilidad del agua. Por lo tanto, se infiere que el primer periodo de la conificación se presentó en la formación Guadalupe superior, debido a que fue la que mayor saturación de agua presento.

Además, en la **Figura 78** se evidencia el cono de la formación Guadalupe superior.

Por otra parte, en la formación Lower Sand se evidencia el inicio de una conificación, debido a que las saturaciones de agua aumentan en la medida que se acercan a la zona cañoneada.

**Figura 78.** Modelo tipo tanque pozo 32: Saturación de agua en el primer periodo de la conificación



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

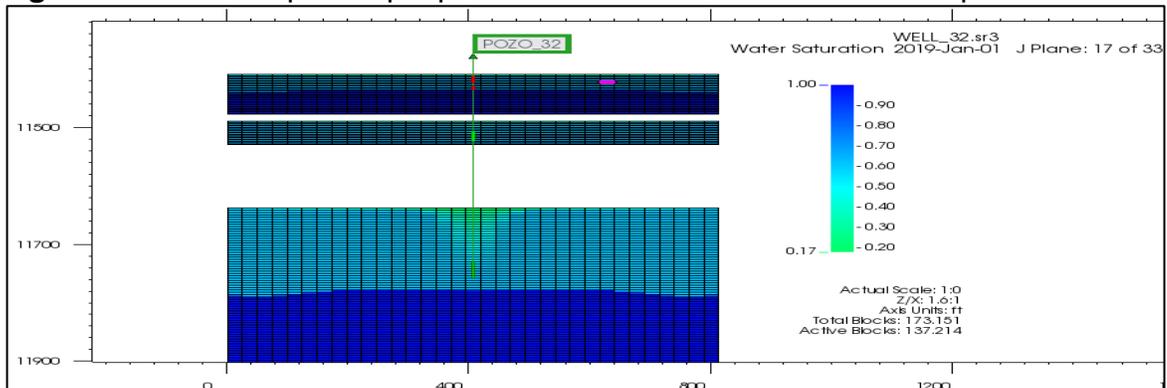
- **SEGUNDO PERIODO DE LA CONIFICACIÓN 01/01/2019.** La **Figura 79** evidencia el cambio de saturaciones de agua a la fecha del 01/01/2019, que es la más cercana al tiempo de irrupción del segundo periodo del cono.

Para el 19/02/2017 se aislaron las zonas cañoneadas de la formación Guadalupe superior, los círculos rojos en la **Figura 79**, lo que confirma que esta zona presento problemas por excesiva producción de agua.

En la zona inferior de la formación Guadalupe, se presenta saturación de agua del 61%, teniendo un aumento del 11%. Por parte de la formación Lower Sand la saturación de agua se estabiliza en toda la zona en 60%.

En la **Figura 79** se evidencia claramente la conificación en la formación Lower Sand, lo que corrobora el segundo periodo de dicho mecanismo.

**Figura 79.** Modelo tipo tanque pozo 32: Conificación durante el tiempo

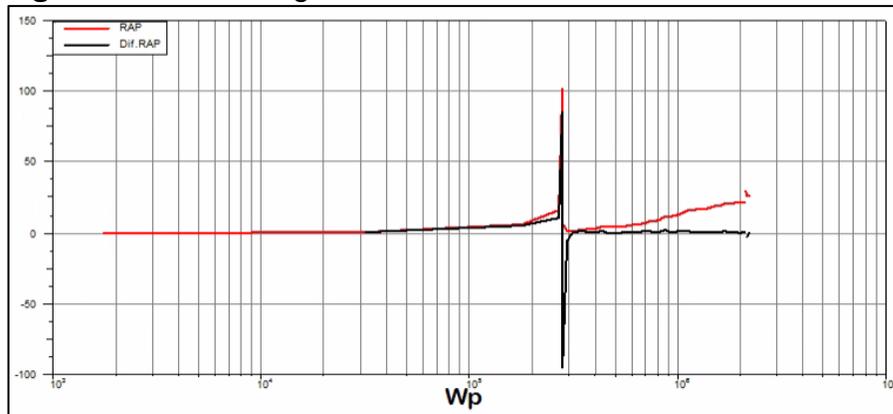


**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG RESULTS

### 3.4.3 Validación Comunicación Mecánica, Pozo 26.

**3.4.3.1 Metodología DIAPA.** El pozo 26 presenta comunicación mecánica, ver **Figura 80**, como mecanismo de producción de agua debido a que la RAP aumenta abruptamente desde un valor de 13 hasta un valor de 90 y 101 en tan solo uno y dos días respectivamente acumulando 97.800 barriles de agua. Por último, a los 295.000 de  $W_p$  el RAP disminuye hasta tener una relación de 1.07 barriles de agua por cada barril de petróleo en donde ocurre una canalización, allí la relación agua-petróleo (RAP) crece exponencialmente hasta llegar a un valor de 21.77 y la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0, ver **Tabla 40**.

**Figura 80.** Metodología DIAPA, Pozo 26



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**Tabla 40.** Periodos de la metodología DIAPA, Pozo 26.

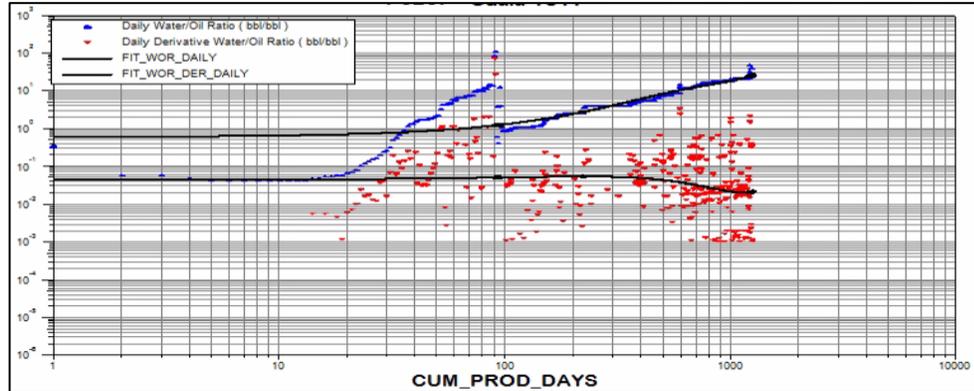
PERIODO	I		II		III	
COMPORTAMIENTO Y/O MECANISMO	Normal		Comunicación Mecánica		Canalización	
RANGO RAP (BWPM/BOPM)	0.05	5.8	5.8	101.6	1.07	21.77
RANGO Dif.RAP (BWPM/BOPM)	0.5	5.2	5.2	85.5	0.13	2.3
RANGO $W_p$ (BW)	1736	180000	180000	2.78E+05	295000	2.10E+06
Tiempo de intrusión (Días)	NA	NA	90		199	

**Fuente:** elaboración propia

**3.4.3.2 Método de curvas de Chan y Ramos.** Según el Método de las curvas de Chan, ver **Figura 81**, el pozo 26 presenta un aumento de la RAP desde los 20 primeros días de producción hasta los 89 días alcanzando un valor bajo de 14, luego de ello, a los 90 días ocurre una irrupción de agua abrupta alcanzando un valor de 101. Por último, se tiene un aumento aproximadamente constante de la RAP con valores de 0 a 26 barriles de agua por cada barril de petróleo desde los 98 días hasta los 1613 días. Ya que el mecanismo de producción de agua se diagnostica con respecto al comportamiento de la derivada de la RAP, se evidencia que esta solo toma la

tendencia general y no por periodos, por lo tanto, muestra un comportamiento constante y al final se inclina dando a entender que el pozo se conificó.

**Figura 81.** Método de curvas de Chan, Pozo 26



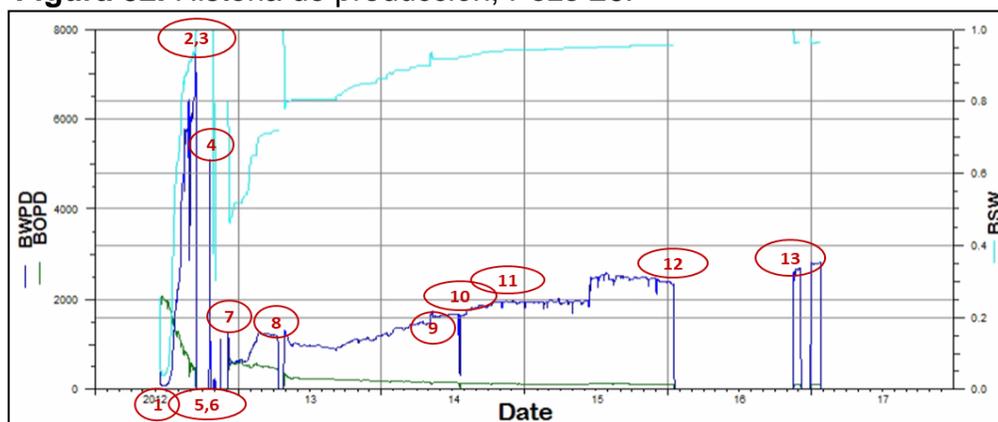
**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**3.4.3.3 Intervenciones y tasas de producción.** La historia de producción, ver **Figura 82**, y las intervenciones realizadas, ver **Tabla 41**, evidencian que el 12 de septiembre del 2012 hubo una irrupción abrupta de agua y por lo tanto fue apagado el 14 de septiembre del 2012 al alcanzar un corte de agua del 99.12% y una RAP de 101.6.

La quinta intervención corresponde a un trabajo de workover donde se buscaba remediar la integridad del pozo y por lo tanto, disminuir el corte de agua. La intervención fue exitosa y permitió disminuir el corte de agua y la RAP a un valor de 46.8% y 0.9411 respectivamente. Por lo tanto, se valida que el mecanismo de producción de agua fue por comunicación mecánica.

Luego de ello, según la metodología DIAPA en la **Figura 80** se presenta una canalización coincidiendo con la intervención número 7, en donde el 29 de noviembre del 2012 se perfora la formación Lower Sand de 11833-11856 ft. A partir de allí, se empiezan a presentar problemas asociados a la bomba electro sumergible (Ver intervención número 8-11) que afectan directamente el flujo de los fluidos permitiendo la producción de agua por medio de canalizaciones dada su movilidad.

**Figura 82.** Historia de producción, Pozo 26.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

Los números encerrados en la **Figura 82** corresponden a las intervenciones de la **Tabla 41**.

**Tabla 41.** Intervenciones, Pozo 26.

#	FECHA	INTERVENCIONES
1	15/06/2010	Primer día de producción
2	12/09/2012	Alto corte de agua, 93.35%.
3	14/09/2012	Pozo apagado por alto corte de agua, 99.12%.
4	19/10/2012	Alto corte de agua, 100%.
5	20/10/2012	Workover.
6	28/10/2012	Bombeo de Nitrogeno
7	29/11/2012	Perforo Lower Sand 11833-11856 ft.
8	12/04/2013	Falla ESP
9	17/05/2014	Generator Issues.
10	18/07/2014	Electrical Issues.
11	05/11/2014	Generator Issues.
12	18/01/2016	Pozo apagado por alcanzar limite economico.
13	17/11/2016	Se da arranque al pozo a 40 Hz.

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**3.4.3.4 Heterogeneidad.** El coeficiente de variación de permeabilidad “V” de Dykstra-Parsons se obtuvo por medio de información contenida en las muestras de núcleos de la formación Lower Sand.

En primer lugar, se consiguieron las permeabilidades efectivas multiplicando las relativas por la absoluta. Luego, se ordenaron los estratos de forma decreciente de permeabilidades, ver primera columna de la **Tabla 42**, para calcular el porcentaje del espesor con la permeabilidad más grande de la muestra, ver segunda columna de la **Tabla 42**.

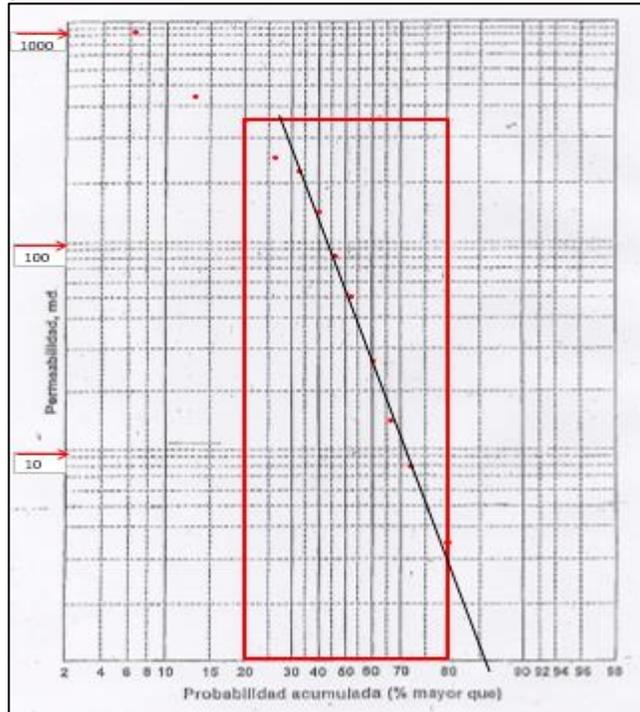
**Tabla 42.**  
Permeabilidades  
efectivas y  
probabilidad mayor  
que', Pozo 26.

ko(mD)	%>q'
1615.000	0.000
951.235	6.667
465.120	13.333
353.685	20.000
250.325	26.667
200.260	33.333
135.660	40.000
80.589	46.667
50.065	53.333
28.424	60.000
13.728	66.667
8.075	73.333
3.392	80.000
0.764	86.667
0.000	93.333

**Fuente:** elaboración  
propia

En un papel log-probabilístico se graficaron los valores de permeabilidad en la escala logarítmica y la probabilidad mayor que' en la escala probabilística de la siguiente manera: ver **Figura 83**.

**Figura 83.** Gráfica permeabilidad efectiva vs probabilidad acumulada, Pozo 26.



**Fuente:** elaboración propia

Ahora bien, teniendo en cuenta la data contenida entre el 20 y el 80 % de la probabilidad acumulada se dibujó la recta que mejor ajuste tuvo a los puntos graficados y, por lo tanto, los valores de permeabilidad para el 50% y el 84,1% de espesor fueron 53 y 1.2 respectivamente. Finalmente, el coeficiente de heterogeneidad para el pozo 26 se observa en la **Ecuación 21**.

**Ecuación 21.** Coeficiente de heterogeneidad, Pozo 20

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84,1\%}}{K_{50\%}} = \frac{53 - 1.2}{53} = 0,97$$

**Fuente:** DYKSTRA, H. y PARSONS, R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil in The United States, API, New York City, 1950.p.160-174

El coeficiente de variación de permeabilidad “V” por Dykstra-Parsons para el pozo 26 es 97.7% indicando que es un yacimiento infinitamente heterogéneo y por lo tanto, esos altos cambios de permeabilidad aumentan la presencia de canales<sup>57</sup> posibilitando la comunicación mecánica.

<sup>57</sup> S.G. GHORI & J.P. HELLER. Well to well Tracer Test and Permeability Heterogeneity. The Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT). 1998.

### 3.4.3.5 Integridad del cemento

Figura 84. Registro USIT CBL VDL del pozo 26

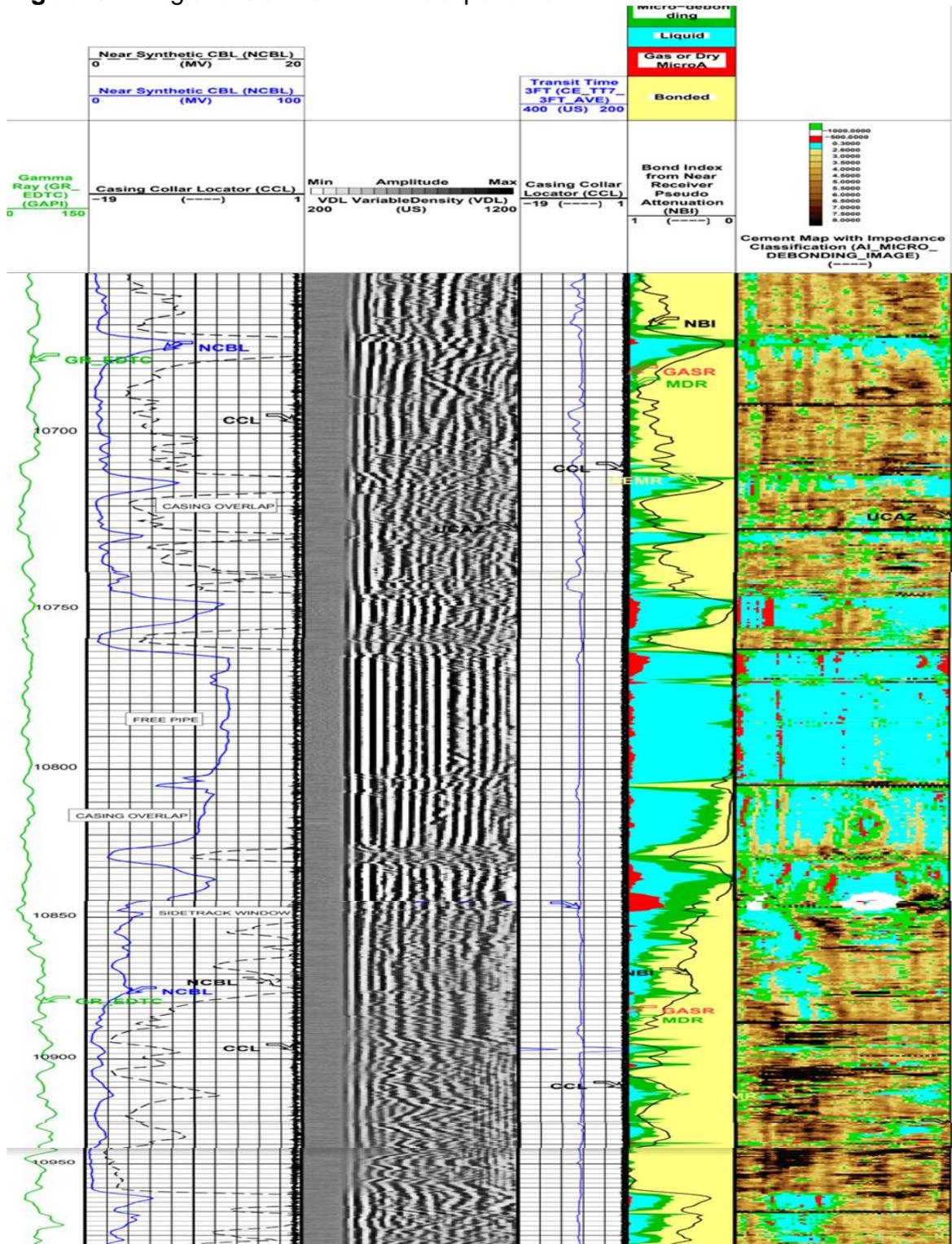
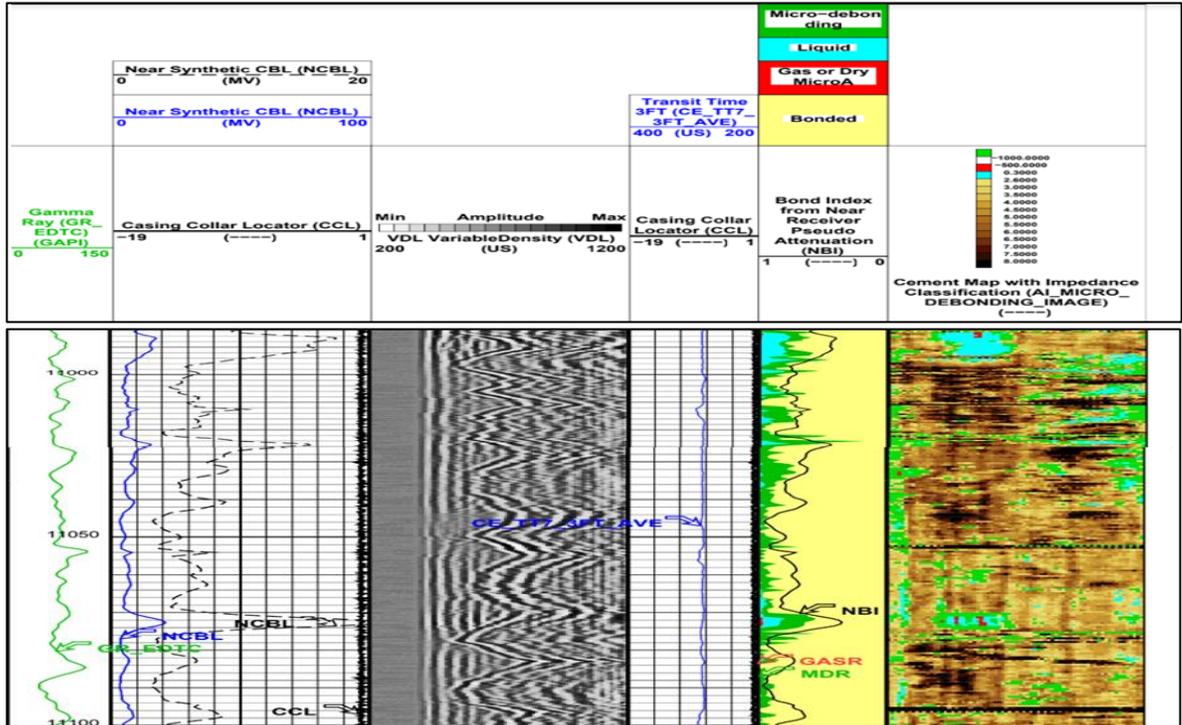


Figura 84. (Continuación)



Fuente: FRONTERA ENERGY.

La interpretación cualitativa del registro VDL y USIT se evaluó donde MB es muy bueno, B es bueno, R es regular y M es malo, ver **Tabla 43**. La interpretación cuantitativa dada por el CBL del pozo 26 evidencia que la integridad del cemento es baja debido a que se encontraron ocho (8) intervalos con una alta amplitud, ver **Tabla 43**, indicando que hay mala adherencia del casing al cemento por su valor alto de propagación de la onda de sonido conocido como efecto campana.

En efecto, al alternarlo con la interpretación del registro VDL y USIT se encuentra que la adherencia del revestidor-cemento y cemento-formación es mala y por lo tanto esos vacíos creados por la mala cementación permite que el agua comunique detrás del casing causando la irrupción de agua abrupta diagnosticada por la metodología DIAPA.

**Tabla 43.** Integridad del cemento, pozo 26.

#	PROFUNDIDAD MD		CBL (Amplitud-mv)	VDL		USIT
	TOPE (ft)	BASE (ft)		CSING-CTO	CTO-FM	
1	10672	10678	50	M	R	M
2	10712	10716	41	M	M	M
3	10726	10730	36	M	M	R
4	10744	10758	63	M	R	M
5	10760	10824	65	M	B	M
6	10828	10880	60	M	M	M
7	10960	10994	31	M	B	M
8	11070	11074	20	R	B	R

Fuente: elaboración propia

**3.4.4 Ranking de certidumbre.** Todos los resultados obtenidos en los numerales 3.4.1, 3.4.2 y 3.4.3 son evaluados a través de un ranking de certidumbre, por medio de la **Tabla 4**, donde 1 es alto, 2 es medio, y 3 es bajo. Esto con el fin de identificar la proveniencia de la información, de este modo, conocer el grado de certidumbre de los resultados. Ver **Tabla 44**.

**Tabla 44.** Ranking de certidumbre de los resultados de validación

	INFORMACIÓN	RANKING	NOTA	PROMEDIO
Distancia CAP-perforados	Estado Mecanico	Alto	3 Medido o de laboratorio	2.7
	Registro electrico	Alto	3 Medido o de laboratorio	
	Profundidades	Medio	2 Interpretadas del registro electrico	
Intervenciones y tasas de producción	Historia de producción	Alto	3 Mediciones de caudal de fluidos contenidas en OFM	3.0
	Intervenciones	Alto	3 Reportes de producción contenidos en OFM	
Mojabilidad	Curvas de permeabilidad relativa	Alto	3 Obtenidas de prueba de núcleos	3.0
	Kro@Sw:50% y Krw@Sw:50%	Alto	3 Obtenidas de prueba de núcleos	
Heterogeneidad	Permeabilidad efectiva del petróleo	Medio	2 Estimado o interpretado	2.0
Zonas de agua	Gamma Ray	Medio	2 Interpretado del registro Gamma Ray	2.0
	Porosidad	Medio	2 Interpretado del registro de porosidad	
	Saturaciones	Medio	2 Interpretado del registro de saturaciones	
Relación Kv/Kh	Permeabilidades	Medio	2 Estimado por correlación de Coates y Denoo	2.0
Razón de movilidad	Permeabilidades	Alto	3 Obtenidas de prueba de núcleos	3.0
	Viscosidades	Alto	3 Medido o de laboratorio	
Simulación en CMG IMEX	Skin	Bajo	1 Asumido	2.7
	API	Alto	3 Medido o de laboratorio	
	Survey	Alto	3 Medido o de laboratorio	
	Completamiento	Alto	3 Medido o de laboratorio	
	BS&W	Alto	3 Medido o de laboratorio	
	Salinidad del Agua	Alto	3 Medido o de laboratorio	
	Temperatura de Yacimiento	Alto	3 Medido o de laboratorio	
	Permeabilidades	Alto	3 Obtenidas de prueba de núcleos	
	PVT	Alto	3 Medido o de laboratorio	
	Presión de Yacimiento	Alto	3 Medido o de laboratorio	
	Presiones de Fondo	Alto	3 Medido o de laboratorio	
	Net to Gross	Medio	2 Estimado o interpretado	
	End points de permeabilidades relativas	Alto	3 Obtenidas de prueba de núcleos	
	Porosidad	Medio	2 Interpretado del registro de porosidad	
CAP	Medio	2 Interpretadas del registro electrico		
Integridad del cemento	CBL	Medio	2 Estimado cuantitativamente	2.0
	VDL	Medio	2 Estimado cualitativamente	
	USIT	Medio	2 Estimado cualitativamente	

**Fuente:** elaboración propia

El ranking de certidumbre de la información utilizada para establecer los resultados de la validación de la metodología DIAPA. En la última columna, se definió el promedio, dentro del cual el valor más alto numéricamente representa el mayor grado de certidumbre.

Por lo tanto, los resultados de las intervenciones y tasas de producción, mojabilidad y razón de movilidad son las que presentan mayor certidumbre respecto a los demás resultados, debido a que los parámetros utilizados fueron medidos directamente del reservorio.

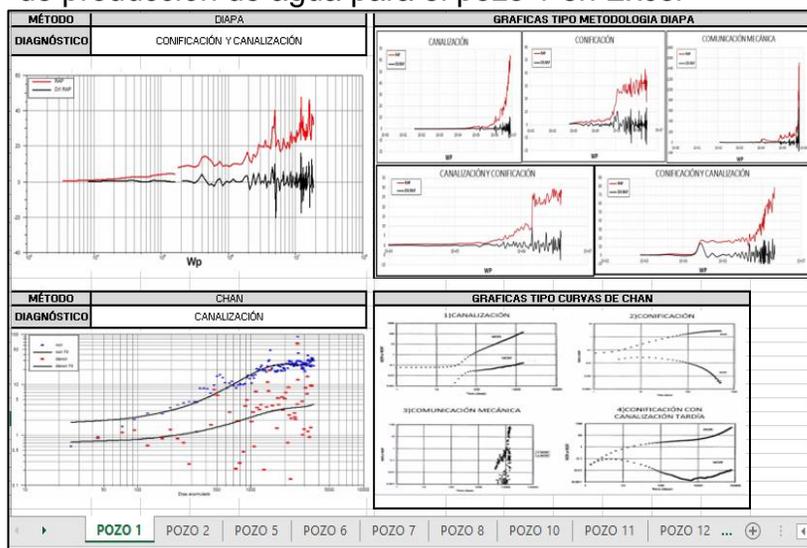
### 3.5 REALIZACIÓN DE UN ANÁLISIS COMPARATIVO DE UNA MUESTRA DE CIENTO (100) POZOS APLICANDO LAS CURVAS DE CHAN Y LA NUEVA METODOLOGÍA

Una vez encontrada y validada la gráfica tipo de la metodología DIAPA, se realiza un análisis comparativo a una muestra de cien (100) pozos de diferentes campos y cumpliendo con los criterios de selección de pozos nombrados en el numeral 2.2.1, es decir, historia de producción mayor a dos (2) años, pozos verticales y desviados máximo 65° y BS&W mayor a 90%.

Dicho análisis comparativo se basa en diagnosticar los mecanismos de producción de agua para los cien (100) pozos por medio de la nueva metodología grafica DIAPA y la metodología de referencia dada por Chan; los resultados se encuentran en una base de datos de Excel llamado “ANÁLISIS COMPARATIVO”, ver Anexo I. En donde cada pozo se presenta en una hoja diferente de Excel, ver Figura 85.

La Figura 85 muestra la presentación del diagnóstico del mecanismo de producción de agua del pozo 1 en Excel, en donde se relaciona la gráfica obtenida por el software OFM de la metodología DIAPA y curvas de Chan<sup>58</sup> en la parte izquierda y a su vez, las gráficas tipo en la parte derecha con el fin de realizar un análisis visual de las tendencias presentadas y por lo tanto diagnosticar el mecanismo de producción de agua.

**Figura 85.** Presentación del diagnóstico del mecanismo de producción de agua para el pozo 1 en Excel



Fuente: elaboración propia  
\*Ver Anexo I {Base de datos Excel}.

<sup>58</sup> CHAN, K.S. Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775. 1995. Pág. 6-9.

Ahora bien, los resultados obtenidos para los cien (100) pozos se presentan a continuación:

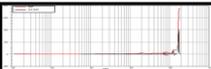
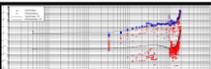
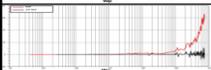
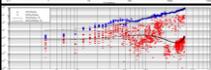
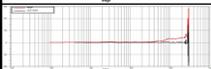
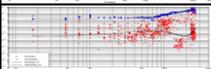
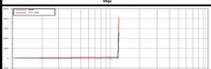
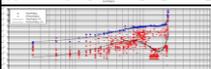
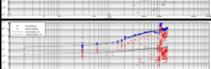
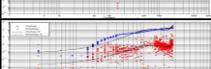
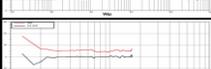
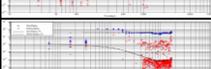
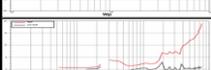
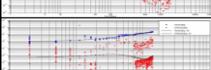
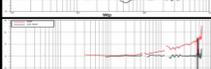
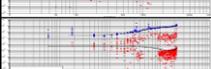
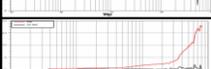
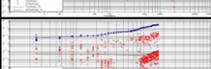
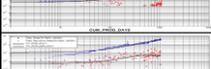
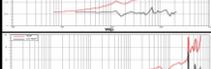
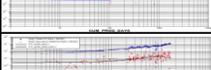
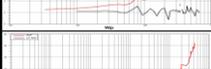
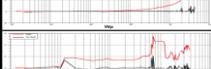
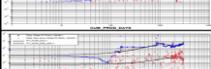
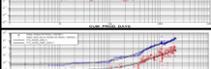
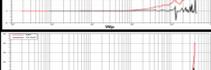
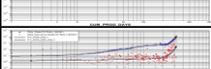
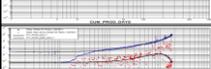
**Figura 86.** Diagnóstico del mecanismo de producción de agua por Metodología DIAPA y curvas de Chan para una muestra de cien (100) pozos.

POZO	HISTORIA DE PRODUCCIÓN	POZOS VERTICAL ES Y	CORTE DE AGUA	APLICA	METODOLOGIA DIAPA		CURVAS DE CHAN	
	>3 AÑOS TIEMPO (Años)	<65° Grado (°)	>90% BS&W (%)					
1	9.90	VERTICAL	96.73	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
2	10.00	VERTICAL	97.82	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
3	1.76	DESVIADO	97.36	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
4	2.45	DESVIADO	98.93	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
5	8.29	VERTICAL	96.99	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
6	10.24	VERTICAL	97.93	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
7	8.86	VERTICAL	97.23	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
8	4.14	VERTICAL	93.27	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO
9	0.84	VERTICAL	99.7	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
10	4.78	VERTICAL	92.97	APLICA		CANALIZACIÓN		COMUNICACIÓN MECANICA
11	8.78	VERTICAL	97.2	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
12	7.99	VERTICAL	99.2	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
13	6.53	VERTICAL	98.9	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
14	7.60	DESVIADO	96.84	APLICA		CANALIZACIÓN Y CONIFICACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
15	8.59	VERTICAL	96.36	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
16	6.95	VERTICAL	95.9	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO
17	5.84	VERTICAL	96.44	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
18	6.11	VERTICAL	97.73	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		INDEFINIDO
19	5.03	VERTICAL	98.61	APLICA		CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
20	7.31	VERTICAL	96.72	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
21	9.01	VERTICAL	99.44	APLICA		CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
22	1.00	VERTICAL	98.18	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
23	1.37	VERTICAL	99.51	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA

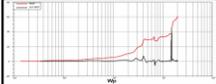
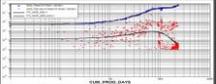
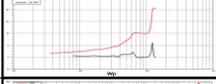
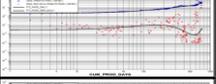
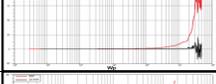
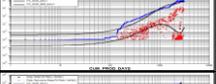
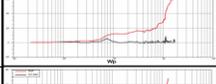
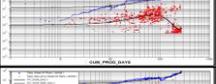
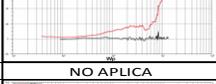
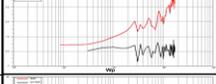
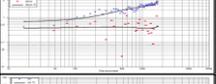
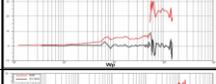
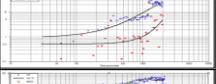
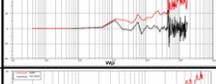
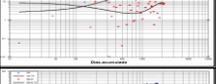
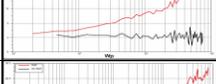
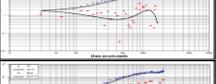
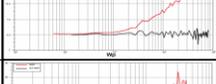
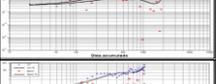
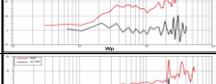
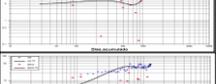
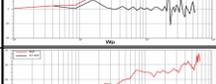
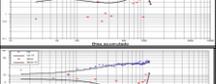
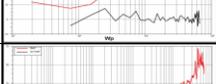
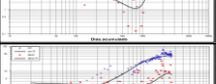
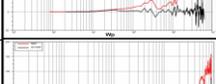
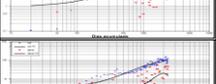
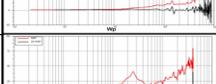
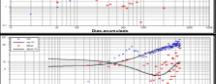
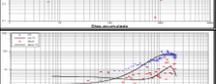
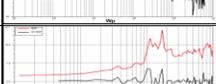
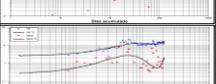
**Figura 86. (Continuación)**

24	3.07	VERTICAL	98.39	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		INDEFINIDO
25	3.05	VERTICAL	99.26	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
26	3.46	VERTICAL	96.37	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN
27	1.07	VERTICAL	94.78	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
28	3.51	VERTICAL	98.57	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
29	5.27	VERTICAL	97.17	APLICA		CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN
30	4.98	VERTICAL	98.36	APLICA		INDEFINIDO		CONIFICACIÓN
31	4.58	VERTICAL	98.9	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN
32	10.60	VERTICAL	99.05	APLICA		CONIFICACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
33	9.85	VERTICAL	98.48	APLICA		CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
34	8.20	VERTICAL	98.27	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
35	8.84	VERTICAL	97.65	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		INDEFINIDO
36	8.52	VERTICAL	99.4	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
37	7.50	VERTICAL	99.2	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
38	4.45	VERTICAL	0.33	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
39	2.00	VERTICAL	96.89	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
40	1.94	VERTICAL	98.07	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
41	3.77	VERTICAL	66.5	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
42	3.45	VERTICAL	96.03	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
43	3.92	VERTICAL	99.8	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
44	5.75	VERTICAL	97.17	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO
45	7.74	VERTICAL	91.9	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO
46	5.53	VERTICAL	78.24	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
47	9.26	VERTICAL	91.8	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO
48	3.74	VERTICAL	90.5	APLICA		INDEFINIDO		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
49	4.56	VERTICAL	98.5	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO
50	6.87	VERTICAL	97.68	APLICA		CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA

**Figura 86. (Continuación)**

51	5.16	VERTICAL	99.9	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA
52	10.30	VERTICAL	98.5	APLICA		CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
53	7.24	VERTICAL	91.93	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA		INDEFINIDO
54	6.46	VERTICAL	100	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
55	9.18	VERTICAL	36.5	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
56	5.65	VERTICAL	90.1	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
57	3.96	VERTICAL	100	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
58	7.53	VERTICAL	94.4	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
59	4.56	VERTICAL	98	APLICA		CONIFICACIÓN		CONIFICACIÓN
60	3.84	VERTICAL	96.05	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
61	5.98	VERTICAL	94.2	APLICA		CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
62	4.58	VERTICAL	96.8	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
63	2.68	VERTICAL	100	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
64	3.06	VERTICAL	96.61	APLICA		CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
65	3.87	VERTICAL	91.5	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
66	4.63	VERTICAL	92.39	APLICA		CANALIZACIÓN Y CONIFICACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
67	4.24	VERTICAL	91.72	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
68	7.23	VERTICAL	97.9	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
69	8.28	VERTICAL	92.01	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
70	6.03	VERTICAL	95.09	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
71	3.34	VERTICAL	97.81	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA
72	0.87	VERTICAL	99.07	APLICA CON EXCEPCIÓN		COMUNICACIÓN MECÁNICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA
73	4.73	VERTICAL	98.85	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
74	1.40	VERTICAL	92.65	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
75	0.96	VERTICAL	98.5	APLICA CON EXCEPCIÓN		COMUNICACIÓN MECÁNICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA

**Figura 86. (Continuación)**

76	6.45	VERTICAL	98.39	APLICA		CONIFICACIÓN		CONIFICACIÓN
77	3.02	VERTICAL	95.13	APLICA		CONIFICACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
78	8.50	VERTICAL	98.91	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO
79	7.40	VERTICAL	98.62	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN
80	7.25	VERTICAL	98.56	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN
81	5.67	DESVIADO	82.82	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
82	4.65	DESVIADO	91.08	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
83	5.48	DESVIADO	95.62	APLICA		CONIFICACIÓN		CANALIZACIÓN
84	5.90	DESVIADO	98.63	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO
85	4.53	VERTICAL	94.09	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO-COMBINACIÓN DE MECANISMOS
86	5.49	DESVIADO	96.85	APLICA		CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
87	3.78	DESVIADO	99.08	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA
88	3.44	DESVIADO	97.64	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO
89	3.56	DESVIADO	97.3	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO
90	7.29	DESVIADO	97.22	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
91	6.43	DESVIADO	99.24	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
92	6.98	DESVIADO	98	APLICA		INDEFINIDO		INDEFINIDO
93	6.03	DESVIADO	98.08	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO
94	5.63	DESVIADO	92.62	APLICA		CONIFICACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDIA

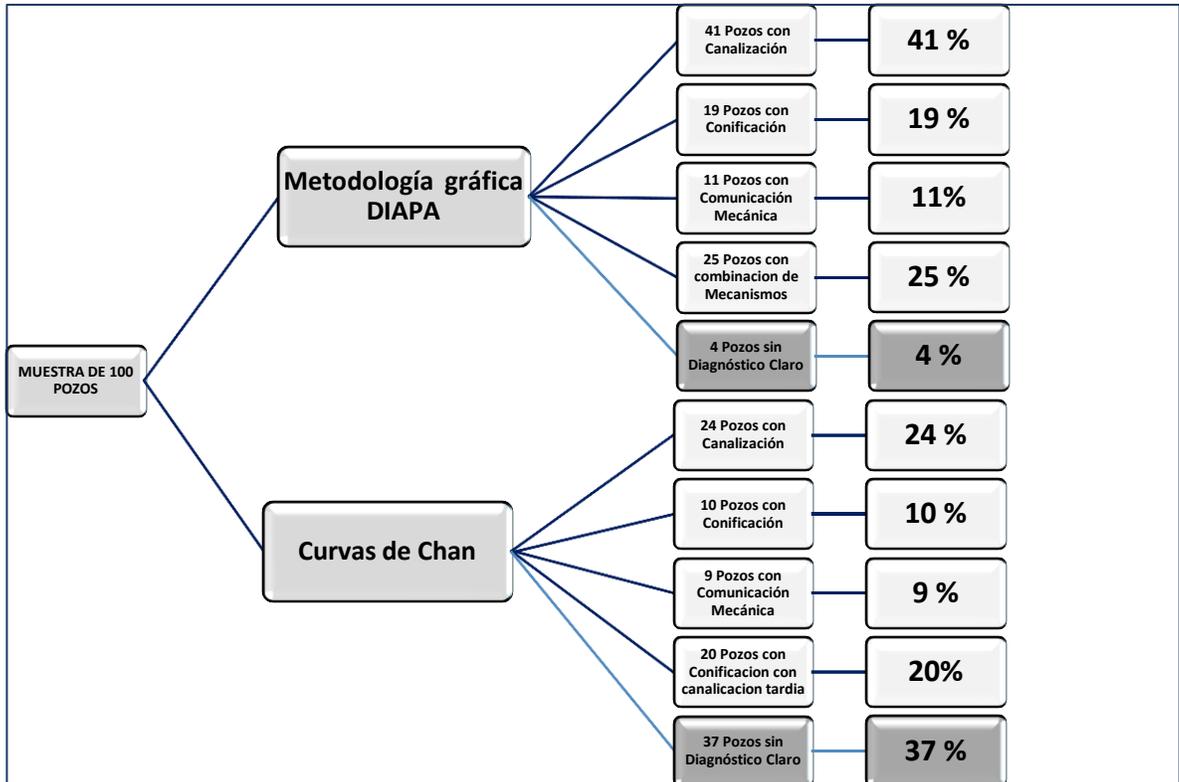
**Figura 86. (Continuación)**

95	5.91	DESVIADO	96.05	APLICA		CONIFICACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA
96	5.80	DESVIADO	94.5	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO
97	10.56	VERTICAL	95.27	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
98	5.76	DESVIADO	99.21	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA		INDEFINIDO
99	9.89	VERTICAL	98.82	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
100	8.19	VERTICAL	99.55	APLICA		CONIFICACIÓN Y COMUNICACIÓN MECÁNICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA
101	7.89	VERTICAL	98.58	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
102	5.41	VERTICAL	99.53	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN CON CANALIZACIÓN TARDÍA
103	9.15	VERTICAL	95.78	APLICA		CANALIZACIÓN		INDEFINIDO
104	8.36	VERTICAL	97.31	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
105	7.18	VERTICAL	97.21	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA
106	6.79	VERTICAL	96.55	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
107	3.53	VERTICAL	100	APLICA		INDEFINIDO		INDEFINIDO
108	6.50	VERTICAL	95.91	APLICA		CANALIZACIÓN Y CONIFICACIÓN		CONIFICACIÓN
109	8.23	VERTICAL	96.44	APLICA		CONIFICACIÓN		CANALIZACIÓN
110	9.72	VERTICAL	97.53	APLICA		CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
111	8.44	VERTICAL	97.27	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CANALIZACIÓN
112	4.93	VERTICAL	85.25	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
113	6.87	VERTICAL	98.08	APLICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA		COMUNICACIÓN MECÁNICA
114	4.82	VERTICAL	99.45	APLICA		CANALIZACIÓN		COMUNICACIÓN MECÁNICA
115	7.78	VERTICAL	94.81	APLICA		CONIFICACIÓN Y CANALIZACIÓN		CONIFICACIÓN
116	3.90	VERTICAL	98.71	APLICA		CONIFICACIÓN		INDEFINIDO

**Fuente:** elaboración propia.

El número de pozos diagnosticados basados en la metodología DIAPA y las curvas de Chan se muestran en el **Diagrama 6**. Donde los veinticinco (25) pozos con combinación de mecanismos dados por la metodología grafica DIAPA corresponden a tres (3) pozos con canalización y luego conificación, dos (2) pozos con comunicación mecánica y luego canalización, diecinueve (19) pozos con conificación y luego canalización y un (1) pozo con conificación y luego comunicación mecánica.

**Diagrama 6.** Análisis comparativo de la Metodología DIAPA y curvas de Chan.



**Fuente:** elaboración propia

El análisis comparativo evidencia que la metodología grafica DIAPA tiene mayor capacidad de diagnóstico del mecanismo de producción de agua que las curvas de Chan. Es decir, permite diagnosticar el 96% de los pozos con problemas de agua mientras que, las curvas de Chan diagnostican el 63% de los pozos.

Teniendo en cuenta los resultados de la Metodología Grafica DIAPA realizados a una muestra de cincuenta (50) pozos, ver **Gráfica 3** y el análisis comparativo de la muestra de cien (100) pozos, ver **Diagrama 6**, se encuentra coincidencia del 4% para pozos sin diagnóstico claro. Esto quiere decir que la metodología gráfica DIAPA permite dar un diagnóstico más claro, más sencillo y a un mayor número de pozos. Finalmente, se presentan las ventajas y desventajas de las metodologías estudiadas en este proyecto, ver **Anexo K**.

#### 4. CONCLUSIONES

- Después de realizar el análisis bibliográfico de las variables involucradas en la producción de agua, se identifica que se presentan 9, 5 y 2 propiedades que influyen en la conificación, canalización y comunicación mecánica, respectivamente, siendo la conificación el mecanismo con mayor información para rectificar el diagnóstico, facilitando su identificación.
- Mediante este trabajo se creó la metodología gráfica DIAPA para el diagnóstico de los mecanismos de producción de agua en pozos petroleros verticales y desviados para futuros trabajos de control de la misma en fondo.
- Luego de realizar el diagnóstico por el método de las curvas de Chan a la muestra de 50 pozos (100%), se concluye que el 4% (2 pozos) es comunicación mecánica, el 10% (5 pozos) es conificación, el 14% (7 pozos) es canalización, el 20% (10 pozos) es conificación con canalización tardía, el 26% (13 pozos) da un diagnóstico indefinido y el 28% (13 pozos) da un diagnóstico indefinido-combinación de mecanismos.
- En adición, en el diagnóstico por el método de las curvas de Chan los porcentajes más altos que se presentaron fueron para el diagnóstico indefinido con un 28% (13 pozos) y para el diagnóstico indefinido-combinación de mecanismos con un 26% (13 pozos), lo cual indica que de la totalidad de la muestra, el 54% (26 pozos) no puede ser diagnosticado, es decir, que el método de las curvas de Chan tiene una incertidumbre mayor al 50%.
- Después de realizar el diagnóstico por el método de Ramos a la muestra de 50 pozos (100%), el 2% (1 pozo) de la muestra de 50 pozos indico conificación y el 98% (49 pozos) indico canalización. Éstos resultados obtenidos generan discrepancia y duda, debido a que solo 1 pozo dio un resultado diferente a los demás.
- Asimismo, en el diagnóstico por el método de Ramos se incrementa la incertidumbre al saber que no clasifica la comunicación mecánica y tampoco genera un diagnóstico para combinación de mecanismos de producción de agua.
- Se identificaron las siguientes 7 limitaciones en el método de las curvas de Chan: diagnóstico de un solo mecanismo, diferentes tendencias debido al grado de polinomio, dispersión y calidad de datos, diagnóstico totalmente indefinido, difiere diagnóstico con data mensual y diaria, datos de la derivada de la RAP negativos no graficados y diagnóstico invalido por inactividad del pozo.

- Con la finalidad de obtener la gráfica representativa DIAPA, se eligió el caso 8 de los 12 propuestos, el cual establece graficar **Wp vs RAP y diferencia de la RAP** con escala logarítmica en el eje de las abscisas (eje x), y escala lineal en el eje de las ordenadas (eje y), donde la RAP representa una variable de gran importancia, debido a que indica la cantidad de agua producida con respecto al petróleo a un tiempo determinado, y como esta se comporta a medida que se acumula el agua (Wp). Ahora bien, la diferencia de la RAP permite visualizar que tan drástico fue el cambio de la RAP, por lo tanto, determina la agresividad del agua con la que está irrumpiendo en el pozo, presentando una tendencia característica para cada mecanismo de producción de agua.
- Se aplicó la metodología gráfica DIAPA a una muestra de 50 pozos (100%), de los cuales 52% (26 pozos) fueron diagnosticados con canalización, 12% (6 pozos) con conificación, 8% (4 pozos) con comunicación mecánica, 24% (12 pozos) con mecanismos combinados y 4% (2 pozos) con diagnostico indefinido. Demostrando que el 96% (48 pozos) de los pozos que son analizados con la metodología DIAPA tienen diagnostico definido y tan solo el 4% (2 pozos) no lo tiene.
- Según la metodología gráfica DIAPA, la canalización, presenta una forma de campana girada 90°, en el que la RAP crece de una manera exponencial y la diferencia de la RAP se mantiene constante con aumentos y disminuciones leves alrededor de 0. La canalización se caracteriza por que presenta muchos picos en la RAP y en la diferencia de la RAP, estos pueden ser drásticos o leves, según las características del yacimiento.
- Según la metodología gráfica DIAPA, la conificación se mantiene más o menos estable en el tiempo con pequeños incrementos, mientras que la diferencia de la RAP oscila alrededor de 0. Además, se presenta en forma lenta a comparación de la canalización.
- Según la metodología gráfica DIAPA, la comunicación mecánica, presenta un aumento súbito de la RAP y la diferencia de la RAP en una forma casi paralela, alcanzando valores mayores a 200 en la RAP. Por otro lado, es la más sencilla de interpretar, debido a que independientemente del tiempo en el que sucede, la irrupción de agua se presenta de manera repentina.
- La metodología gráfica DIAPA permite identificar de manera sencilla y clara cuando ocurre más de un mecanismo de producción de agua a lo largo de su historia.
- El pozo 20 fue categorizado como el más representativo del mecanismo de canalización, por lo tanto, su validación arrojó los siguientes datos: la distancia CAP-perforados y razón de movilidad es de 56 ft y de 0.77 para la formación

Mirador; 24 ft y 6.82 para la formación Guadalupe; mojabilidad al agua de la formación Mirador; mojabilidad al petróleo de la formación Guadalupe; histéresis en las dos formaciones; yacimiento infinitamente heterogéneo ( $V=0.86$ ); considerable variación de saturaciones de agua móviles; anisotropía de la permeabilidad ( $K_v/K_h=0.7$ ); canalización validada efectivamente con simulación en IMEX CMG y con intervenciones realizadas. Por lo que se concluye, que cada uno de estos datos según la bibliografía indica irrupción del agua por canalización.

- El pozo 32 fue categorizado como el más representativo del mecanismo de conificación, por lo tanto, su validación arrojó los siguientes datos: la distancia CAP-perforados y razón de movilidad es de 2 ft y de 6.82 para la formación Guadalupe; 78 ft y 7.60 para la formación Lower Sand; mojabilidad al petróleo de la formación Guadalupe; mojabilidad al petróleo de la formación Lower Sand; yacimiento infinitamente heterogéneo ( $V=0.99$ ); altas saturaciones de agua móvil cerca al CAP; anisotropía de la permeabilidad ( $K_v/K_h=0.6877$  para intervalos productores y  $K_v/K_h=1.1101$  para los dos CAP); conificación validada efectivamente con simulación en IMEX CMG y con intervenciones realizadas. Por lo que se concluye, que cada uno de estos datos según la bibliografía indica irrupción del agua por conificación.
- El pozo 26 fue categorizado como el más representativo del mecanismo de comunicación mecánica, por lo tanto, su validación arrojó los siguientes datos: yacimiento infinitamente heterogéneo ( $V=0.97$ ); integridad del cemento CBL: altas amplitudes de 20 a 63 mV, mala adherencia revestidor-cemento, mala adherencia cemento-formación; comunicación mecánica validada efectivamente con intervenciones realizadas, debido a que se realizó un squeeze que permitió la disminución del corte del agua y la RAP a un valor de 99.12% a 46.8% y de 101.6 a 0.9411 bbl de agua/bbl de petróleo, respectivamente. Por lo que se concluye, que cada uno de estos datos según la bibliografía indica irrupción del agua por comunicación mecánica.
- Se determinó el grado de certidumbre de los parámetros utilizados en la validación de los mecanismos de producción de agua, donde de la información utilizada el 59.3% (19 tipos de información) tiene alta certidumbre, el 37.5% (12 tipos de información) tiene media certidumbre, y el 3.12% (1 tipo de información) tiene baja certidumbre. Concluyendo, que los resultados obtenidos son representativos de las condiciones reales de los yacimientos estudiados.
- El análisis comparativo a la muestra de 100 pozos, evidencio que la metodología grafica DIAPA tiene mayor capacidad de diagnóstico del mecanismo de producción de agua que las curvas de Chan. Es decir, permite

diagnosticar el 96% de los pozos con problemas de agua mientras que, las curvas de Chan diagnostican el 63% de los pozos.

## 5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar investigaciones de la manera en la que irrumpe el agua del yacimiento a los pozos horizontales que permitan generar bibliografía acerca del comportamiento de los mecanismos de producción de agua en dichos pozos.
- Se recomienda crear una metodología que permita diagnosticar los mecanismos de producción de agua para pozos horizontales.
- Se recomienda crear una ecuación que incluya todas las variables del yacimiento y condiciones mecánicas del pozo relacionándola con las gráficas tipo DIAPA, y que permita discriminar los mecanismos en caso de tener duda.
- Aplicar la metodología DIAPA a una muestra mínima de 10 campos que incluya 50 pozos cada uno de estos, para que así se identifique si el campo tiene afinidad por producir agua por un mecanismo en especial, para que las compañías tomen acciones oportunas.
- Se recomienda corroborar el diagnóstico dado por la metodología DIAPA, por medio de un estudio que identifique el impacto sobre el mecanismo de producción de agua cuando se realiza el tratamiento químico o mecánico adecuado.
- Corroborar el análisis comparativo por medio de modelos de simulación.

## BIBLIOGRAFÍA

- BAILEY, Brill, et al. Control de agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000.
- BURNETT, David, et al. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Schlumberger: Oilfield Review, 2004.
- CHAN, K.S. Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775. 1995.
- D. PERMANA, et al., Selection Criteria for Successful Water Shut-Off Treatment-Brown Field Success Story, 2013.
- DYKSTRA, H. y PARSONS, R.L.: The Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil in The United States, API, New York City, 1950.
- HONARPOUR, Mehdi. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Butte, Montana. 1986.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.
- JAMES F. LEA et al. ESP's: On and Offshore Problems and Solutions. SPE 52159. 1999.
- KUO Y DESBRISAY. A Simplified Method for Water Coning Predictions. SPE 12067. 1983
- M.A. DAWSON & D.P. YALE. Experimental and Computational Investigations of Viscous Fingering at High Mobility Constrasts. SPE 159667. 2012
- MOHANNED MAHGOUN, et al. Excessive water production diagnostic and control case study jake oil field sudan.
- N. M. ANISUR RAHMAN et al., Diagnosis and characterization of cross flow behind casing from Transient- pressure test", SPE-174999-MS. 2015.
- RAMOS, L. y Marín, A. Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. Revista Fuentes: El reventón energético. 2018, Vol. 16, Nro. 2.
- S.G. GHORI & J.P. HELLER. Well to well Tracer Test and Permeability Heterogeneity. The Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT). 1998.
- SOLIMAN, et al. Integration of technology supports preventive conformance reservoir techniques. SPE 62553. 2000.
- SUÁREZ GOMEZ, Ariel, et al. Reporte integrado de gestión sostenible 2016: Gestión integral de recursos hídricos. Bogotá: Ecopetrol, 2016.

VARAGUR S.V. RAJAN & RICHARD W. LUHNING. Water Coning Suppression. JCPT 93-04-02. 1993.

VILLA, José. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Página Web. [en línea]. PDVSA Intevp. 2006. [Consultado 09 de marzo del 2020]. Disponible en: <https://www.slideshare.net/gusgon/fundamentos-de-ingenieria-de-yacimientos-pdvsa>

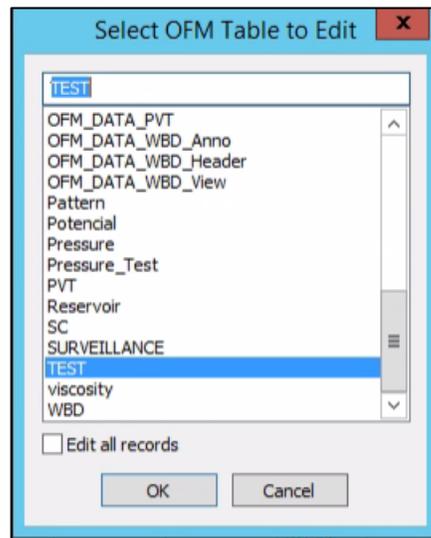
# **ANEXOS**

## ANEXO A.

### PROCEDIMIENTO PARA CREAR LA GRÁFICA DEL MÉTODO DE LAS CURVAS DE CHAN EN EL SOFTWARE OFM

1. Seleccionar el campo que se desea estudiar e ingresar al software OFM.
2. Se ingresa a Setup - Data Grid, seleccionando la tabla en la cual están las variables que se van a relacionar, como se observa en la **Figura 87**.

**Figura 87.** Selección de tablas de información



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

3. Luego se desplegará una ventana donde se encuentra la información de la tabla seleccionada, confirmándose que esta contiene la información de producción. Ver **Figura 88**.

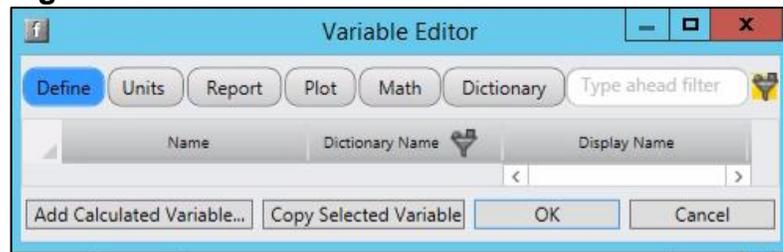
**Figura 88.** Tabla de información

DATE	API	CHOKE	DAYS	FLP	GAS	OIL	THP	THT	WATER
11/1/2014			28 76875			5171.97821			12408.87343
12/1/2014			30 795833			6178.1824			25893.29441
1/1/2015			30 756944			7260.26998			31458.91878
2/1/2015			27 94			4620			44387.22
3/1/2015			30 1			7256.69			54241.62
4/1/2015			29 4			3966.7			54031
5/1/2015			30 8			4195			62294.2
6/1/2015			29 9			4136.2			62801.2
7/1/2015			30 5			4043.8			67300.4
8/1/2015			30 9			5004			69389.8
9/1/2015			29 8			4043			70435.6
10/1/2015			30 3			3553.8			74120.5
11/1/2015			29 65			3568.92			72230.33
12/1/2015			30 6			3564.9			76485.3
1/1/2016			30 3			3672.8			76223.6
2/1/2016			28 608			3295.875			73914.305
3/1/2016			30 701			5128.218			124118.927
4/1/2016			29 6			7030.91			146069.29
5/1/2016			30 8			7095.67			161858.33
6/1/2016			29 6			7390.44			167301.17
7/1/2016			30 3			7743.6			182788.7
8/1/2016			30 8			7512.2			197789.9
9/1/2016			29 59236111			7942.3481			198171.4557

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

- Para la creación de las variables se ingresa a Setup - Calculated Variable Editor, desplegando la ventana de las variables creadas en OFM. Ver **Figura 89**.

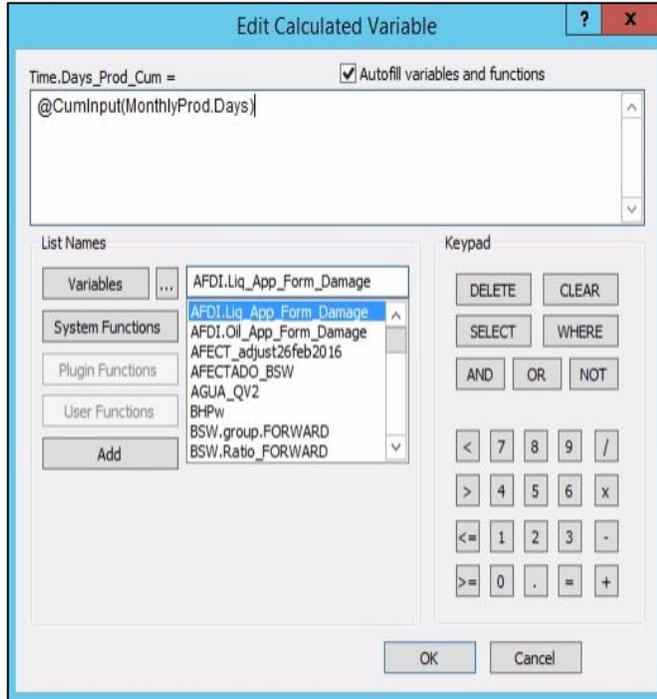
**Figura 89.** Ventana de variables creadas



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

- Dar clic en Add Calculated Variable, se desplegará una ventana en donde se establece la ecuación de la variable a crear. En la metodología de Chan se requiere graficar el tiempo acumulado en el Eje X, por lo tanto, la función apropiada es @Cuminput (x), siendo x la variable. Ver **Figura 90**.

**Figura 90.** Creación de variables



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

De igual manera, se requiere para el Eje Y la relación agua-petróleo (RAP). Se sigue el mismo proceso para la creación de cualquier variable, finalizando con el nombre de la misma sin que contenga espacios ni slash (/). Ver **Figura 91**.

**Figura 91.** Nombre de la variable



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

A continuación, se muestran las fórmulas utilizadas para establecer la gráfica de Chan en el software OFM. Ver **Tabla 45**.

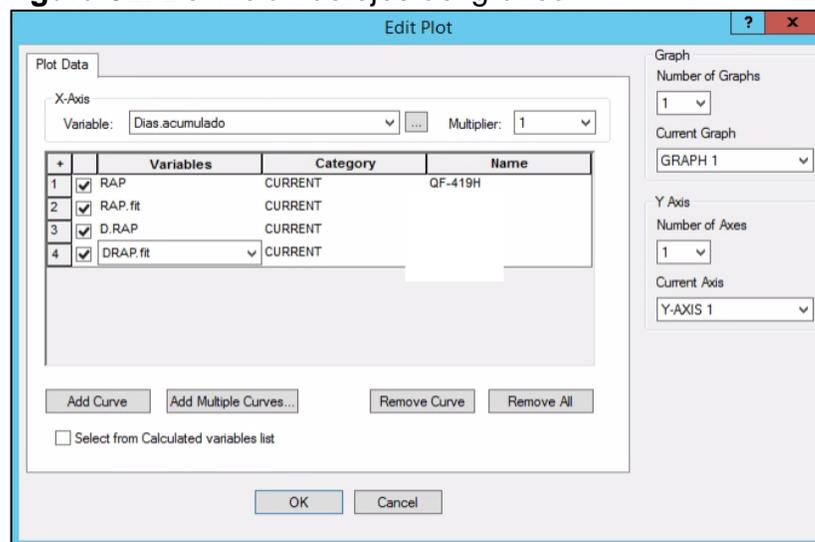
**Tabla 45.** Fórmulas utilizadas en OFM para la gráfica de Chan

VARIABLE	FÓRMULA
Días acumulados	$@Cuminput (Monthlyprod.Days)$
Relación agua-petróleo (RAP)	$\frac{@Monthlyprod.Water}{@Monthlyprod.Oil}$
Derivada de la Relación agua-petróleo (D.RAP)	$\frac{@Abs(RAP) - @Previous(RAP)}{@Abs(Dias.acumulado) - @Previous(Dias.acumulado)}$
Línea de tendencia del RAP con polinomio grado 3 (RAP.fit)	$@If(@Fit( Dias.acumulado,RAP ,RAP > 0 ,Dias.acumulado ,"deg 3 opt ylog") > 0 , @Fit(Dias.acumulado , RAP, RAP > 0,Dias.acumulado ,"deg 3 opt ylog" ), @Null( ))$
Línea de tendencia de D.RAP con polinomio grado 3 (D.RAP.fit)	$@If(@Fit( Dias.acumulado,D.RAP ,D.RAP > 0 ,Dias.acumulado ,"deg 3 opt ylog") > 0 , @Fit(Dias.acumulado , D.RAP, D.RAP > 0,Dias.acumulado ,"deg 3 opt ylog" ), @Null( ))$

**Fuente:** elaboración propia

6. Para la realización de la gráfica se ingresa a la pestaña Home - Plot - Cartesian, One Graph, se abre la ventana Edit Plot, en donde en el Eje X se selecciona la variable “Dias.acumulado” y en el Eje Y la variable “RAP, RAP.fit y DRAP.fit”. Ver **Figura 92**.

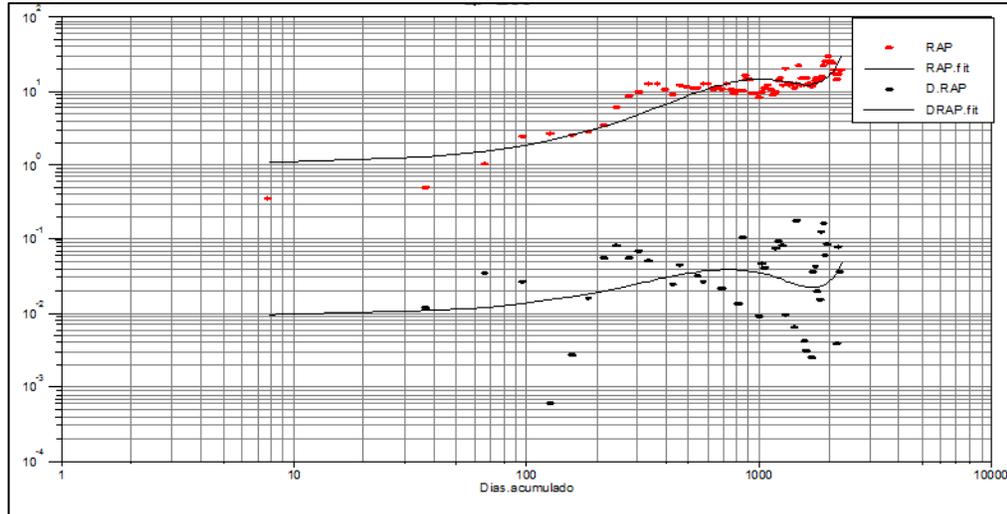
**Figura 92.** Definición de ejes del gráfico



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

7. Por último, en la pestaña Properties, se ajustan los colores de la gráfica, los ejes que en este caso se requiere Log-Log, y la forma en cómo se presentan los datos (puntos, líneas continuas o discontinuas, entre otros). Se presenta el RAP y DRAP en forma de puntos y las tendencias en líneas sólidas. Obteniéndose la gráfica para el pozo A. Ver **Figura 93**.

**Figura 93.** Gráfica de Chan obtenida del software OFM



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software OFM

**ANEXO B.  
PVT DE LA FORMACIÓN MIRADOR DEL POZO 20**

P<PB					
Pressure	Rs	Bo	Z	Muo	Mug
(psia)	(cf/bbl)	(B/STB)	( )	(cp)	(cp)
14.6959494	1.35350582	1.11826863	0.99889717	2.09943229	0.01375946
64.6959494	6.84624336	1.12016851	0.99510974	2.02490245	0.01378312
114.695949	12.8063036	1.12223003	0.99127432	1.95092097	0.01381613

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
164.695949	1.11750171	1.9307453
214.695949	1.11238852	1.9401174
264.695949	1.10921883	1.95179378
314.695949	1.10706156	1.96547507
364.695949	1.10549844	1.98094969
414.695949	1.10431373	1.99806075
464.695949	1.10338485	2.01668803
514.695949	1.1026370	2.0367372

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
9	1	3
564.695949	1.10202199	2.05813301
614.695949	1.10150728	2.08081447
664.695949	1.10107019	2.10473184
714.695949	1.1006944	2.12984422
764.695949	1.10036786	2.15611782
814.695949	1.10008148	2.1835247
864.695949	1.09982828	2.21204172

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
914.695949	1.09960281	2.24164981
964.695949	1.09940075	2.2723333
1014.6959	1.09921864	2.30407942
1064.6959	1.09905365	2.33687792
1114.6959	1.09890349	2.3707207
1164.6959	1.09876624	2.40560152
1214.6959	1.09864031	2.44151581
1264.6959	1.0985243	2.4784604

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	4	1
1314.6959	1.0984172	2.5164334
5	1	4
1364.6959	1.0983179	2.5554341
5	4	5
1414.6959	1.0982256	2.5954627
5	9	5
1464.6959	1.0981397	2.6365203
5	5	6
1514.6959	1.0980594	2.6786088
5	8	8
1564.6959	1.0979843	2.7217309
5	5	2.7217309
1614.6959	1.0979138	2.7658896
5	8	5
1664.6959	1.0978476	2.8110889
5	5	2.8110889
1714.6959	1.0977852	2.8573329
5	8	4
1764.6959	1.0977264	2.9046264
5	5	9
1814.6959	1.0976708	2.9529746
5	7	7
1864.6959	1.0976182	3.0023829

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	7	5
1914.6959	1.0975684	3.0528571
5	1	2
1964.6959	3.1044032	3.1044032
5	1.0975211	3
2014.6959	1.0974761	3.1570275
5	4	9
2064.6959	1.0974333	3.2107367
5	6	3
2114.6959	3.2655373	3.2655373
5	1.0973926	3
2164.6959	1.0973537	3.3214362
5	2	6
2214.6959	1.0973166	3.3784405
5	1	1
2264.6959	1.0972811	3.4365571
5	3	7
2314.6959	1.0972471	3.4957934
5	9	3
2364.6959	1.0972146	3.5561565
5	8	5
2414.6959	1.0971835	3.6176538
5	2	2
2464.6959	1.0971536	3.6802925

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	2	9
2514.6959	1.0971249	3.7440802
5	2	3.7440802
2564.6959	1.0970973	3.8090239
5	3	9
2614.6959	3.8751312	3.8751312
5	1.0970708	7
2664.6959	1.0970452	3.9424093
5	7	5
2714.6959	1.0970206	4.0108654
5	8	5
2764.6959	1.0969969	4.0805067
5	8	6
2814.6959	1.0969741	4.1513403
5	2	6
2864.6959	1.0969520	4.2233732
5	6	7
2914.6959	1.0969307	4.2966124
5	5	4.2966124
2964.6959	1.0969101	4.3710645
5	7	4
3014.6959	1.0968902	4.4467363
5	7	6
3064.6959	1.0968710	4.5236343

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	1	8
3114.6959	1.0968523	4.6017649
5	8	9
3164.6959	1.0968343	
5	4	4.6811344
3214.6959	1.0968168	4.7617486
5	5	8
3264.6959		4.8436136
5	1.0967999	9
3314.6959	1.0967834	4.9267351
5	7	2
3364.6959	1.0967675	5.0111184
5	2	4
3414.6959	1.0967520	5.0967689
5	4	4
3464.6959	1.0967370	5.1836916
5	1	6
3514.6959	1.0967224	5.2718914
5	1	3
3564.6959	1.0967082	5.3613728
5	1	5
3614.6959	1.0966944	5.4521402
5	1	5
3664.6959	1.0966809	5.5441977

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	8	4
3714.6959	1.0966679	5.6375491
5	2	4
3764.6959		
5	1.0966552	5.732198
3814.6959	1.0966428	5.8281476
5	2	2
3864.6959	1.0966307	5.9254009
5	6	9
3914.6959		6.0239608
5	1.096619	2
3964.6959	1.0966075	6.1238295
5	5	1
4014.6959	1.0965963	6.2250091
5	7	5
4064.6959	1.0965854	6.3275015
5	8	4
4114.6959	1.0965748	6.4313081
5	4	3
4164.6959	1.0965644	6.5364300
5	7	6
4214.6959	1.0965543	6.6428681
5	4	4
4264.6959	1.0965444	6.7506228

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	4	3
4314.6959	1.0965347	6.8596942
5	8	4
4364.6959	1.0965253	6.9700821
5	4	5
4414.6959	1.0965161	7.0817859
5	1	6
4464.6959	1.0965070	7.1948047
5	9	4
4514.6959	1.0964982	7.3091371
5	7	5
4564.6959	1.0964896	7.4247815
5	4	2
4614.6959		7.5417357
5	1.0964812	8
4664.6959	1.0964729	7.6599974
5	4	9
4714.6959	1.0964648	7.7795638
5	5	2
4764.6959	1.0964569	7.9004315
5	4	5
4814.6959	1.0964491	8.0225970
5	9	8
4864.6959	1.0964416	8.1460563

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5		9
4914.6959	1.0964341	
5	6	8.2708051
4964.6959	1.0964268	
5	7	8.3968384
5014.6959	1.0964197	8.5241510
5	3	7
5064.6959	1.0964127	
5	3	8.6527375
5114.6959	1.0964058	8.7825916
5	7	6
5164.6959	1.0963991	8.9137071
5	4	3
5214.6959	1.0963925	9.0460770
5	4	4
5264.6959	1.0963860	9.1796941
5	6	4
5314.6959	1.0963797	9.3145507
5	1	4
5364.6959	1.0963734	9.4506387
5	7	4
5414.6959	1.0963673	9.5879496
5	5	2
5464.6959	1.0963613	9.7264744

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	4	5
5514.6959	1.0963554	9.8662038
5	4	8
5564.6959	1.0963496	10.007128
5	5	1
5614.6959	1.0963439	
5	6	10.149237
5664.6959	1.0963383	10.292519
5	7	9
5714.6959	1.0963328	10.436965
5	8	7
5764.6959	1.0963274	10.582563
5	8	1
5814.6959	1.0963221	10.729300
5	8	1
5864.6959	1.0963169	10.877164
5	6	5
5914.6959	1.0963118	11.026143
5	4	6
5964.6959		11.176224
5	1.0963068	2
6014.6959	1.0963018	11.327392
5	4	9
6064.6959	1.0962969	11.479635

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	7	8
6114.6959	1.0962921	11.632938
5	8	4
6164.6959	1.0962874	11.787286
5	6	1
6214.6959	1.0962828	11.942663
5	2	8
6264.6959	1.0962782	12.099055
5	5	8
6314.6959	1.0962737	12.256446
5	6	3
6364.6959	1.0962693	12.414819
5	4	1
6414.6959	1.0962649	12.574157
5	8	2
6464.6959		12.734443
5	1.0962607	8
6514.6959	1.0962564	12.895661
5	7	4
6564.6959	1.0962523	13.057792
5	2	1
6614.6959	1.0962482	13.220817
5	2	7
6664.6959	1.0962441	13.384719

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	9	8
6714.6959	1.0962402	13.549479
5	2	3
6764.6959	1.0962363	13.715077
5	1	1
6814.6959	1.0962324	13.881493
5	5	4
6864.6959	1.0962286	14.048708
5	5	5
6914.6959		14.216701
5	1.0962249	9
6964.6959	1.0962212	14.385453
5	1	2
7014.6959	1.0962175	14.554941
5	7	3
7064.6959	1.0962139	
5	9	14.725145
7114.6959	1.0962104	14.896042
5	5	8
7164.6959	1.0962069	15.067612
5	6	9
7214.6959	1.0962035	
5	2	15.239833
7264.6959	1.0962001	15.412680

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	3	8
7314.6959	1.0961967	15.586133
5	9	5
7364.6959	1.0961934	15.760168
5	9	2
7414.6959	1.0961902	15.934761
5	3	6
7464.6959	1.0961870	16.109890
5	2	3
7514.6959	1.0961838	16.285530
5	5	4
7564.6959	1.0961807	
5	2	16.461658
7614.6959	1.0961776	16.638248
5	4	9
7664.6959	1.0961745	16.815278
5	9	6
7714.6959	1.0961715	16.992722
5	9	5
7764.6959	1.0961686	17.170555
5	2	8
7814.6959	1.0961656	17.348753
5	9	3
7864.6959	1.0961628	17.527289

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5		8
7914.6959	1.0961599	17.706139
5	4	9
7964.6959	1.0961571	17.885278
5	2	1
8014.6959	1.0961543	18.064678
5	4	4
8064.6959	1.0961515	18.244315
5	9	1
8114.6959	1.0961488	18.424162
5	7	1
8164.6959	1.0961461	18.604193
5	9	2
8214.6959	1.0961435	18.784382
5	4	1
8264.6959	1.0961409	18.964702
5	2	4
8314.6959	1.0961383	19.145127
5	3	5
8364.6959	1.0961357	19.325630
5	8	8
8414.6959	1.0961332	19.506185
5	5	6
8464.6959	1.0961307	19.686765

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	6	2
8514.6959	1.0961282	19.867342
5	9	6
8564.6959	1.0961258	20.047890
5	5	9
8614.6959	1.0961234	20.228383
5	4	3
8664.6959	1.0961210	20.408792
5	6	6
8714.6959	1.0961187	20.589091
5	1	9
8764.6959	1.0961163	
5	8	20.769254
8814.6959	1.0961140	
5	8	20.949252
8864.6959	1.0961118	21.129058
5	1	8
8914.6959	1.0961095	21.308647
5	6	3
8964.6959	1.0961073	21.487990
5	3	5

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
9014.6959	1.0961051	21.667061
5	3	4
9064.6959	1.0961029	
5	6	21.845833
9114.6959	1.0961008	22.024278
5	1	4
9164.6959	1.0960986	22.202370
5	8	7
9214.6959	1.0960965	22.380083
5	7	1
9264.6959	1.0960944	22.557388
5	9	9
9314.6959	1.0960924	22.734261
5	3	5
9364.6959		22.910674
5	1.0960904	2
9414.6959	1.0960883	23.086600
5	8	7
9464.6959	1.0960863	23.262014
5	8	5
9514.6959	1.0960844	23.436889

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	1	5
9564.6959	1.0960824	23.611199
5	6	6
9614.6959	1.0960805	23.784918
5	2	7
9664.6959	1.0960786	23.958021
5	1	1
9714.6959	1.0960767	24.130481
5	2	1
9764.6959	1.0960748	24.302273
5	5	2
9814.6959	1.0960729	24.473372
5	9	1
9864.6959	1.0960711	24.643752
5	5	5
9914.6959	1.0960693	24.813389
5	4	6
9964.6959	1.0960675	24.982258
5	4	4
10014.695	1.0960657	25.150334
9	6	5

Fuente: FRONTERA ENERGY

**ANEXO C.  
PVT DE LA FORMACIÓN GUADALUPE DEL POZO 20 Y 32**

P<PB					
Pressure	Rs	Bo	Z	Muo	Mug
(psia)	(cf/bbl)	(B/STB)	()	(cp)	(cp)
14.6959494	1.02277625	1.0782505	0.99892405	4.30516777	0.01381575
64.6959494	5.17336165	1.07985763	0.99522904	4.16083467	0.0138392
114.695949	9.67707934	1.0816015	0.99148736	4.01545541	0.01387193
164.695949	14.3748285	1.0834205	0.9877072	3.87493772	0.01391115

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
214.695949	1.0840617	3.7631201
9	6	1
264.695949	1.0792987	3.7787420
9	3	4
314.695949	1.0760612	3.7979730
9	4	6
364.695949	1.0737175	3.8204174
9	7	1
414.695949	1.0719424	3.8457785
9	5	3
464.695949	1.0705513	3.8738266
9	9	2
514.695949	1.0694319	3.9043792
9	1	7

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
564.695949	1.0685115	3.9372889
9	5	2
614.695949	1.0677415	3.9724345
9	3	3
664.695949	1.0670877	4.0097156
9	8	8
714.695949	1.0665258	4.0490483
9	3	1
764.695949	1.0660376	4.0903616
9	1	2
814.695949		
9	1.0656095	4.1335956
864.695949	1.0652310	4.1786992
9	4	8

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
914.695949	1.0648940	4.2256291
9	7	9
964.695949	1.0645921	4.2743482
9	2	3
1014.6959		4.3248247
5	1.06432	7
1064.6959		4.3770318
5	1.0640735	2
1114.6959	1.0638491	4.4309464
5	7	3
1164.6959	1.0636441	4.4865491
5	3	7
1214.6959	1.0634560	4.5438236
5	1	9

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
1264.6959 5	1.0632828	4.6027563
1314.6959 5	1.0631227 8	4.6633357
1364.6959 5	1.0629745 2	4.7255526 8
1414.6959 5	1.0628367 5	4.7893999 1
1464.6959 5	1.0627084	4.8548716 7
1514.6959 5	1.0625885 4	4.9219637 5
1564.6959 5	1.0624763 5	4.9906732 2
1614.6959 5	1.0623711 2	5.0609983 4
1664.6959 5	1.0622722 3	5.1329384 1
1714.6959 5	1.0621791	5.2064936 8
1764.6959 5	1.0620912 7	5.2816652
1814.6959 5	1.0620082 8	5.3584548 1

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
1864.6959 5	1.0619297 4	5.4368649 9
1914.6959 5	1.0618553 2	5.5168988 2
1964.6959 5	1.0617846 8	5.5985599 1
2014.6959 5	1.0617175 6	5.6818523 2
2064.6959 5	1.0616536 9	5.7667805 5
2114.6959 5	1.0615928 5	5.8533494 4
2164.6959 5	1.0615348 2	5.9415641 5
2214.6959 5	1.0614794 1	6.0314301
2264.6959 5	1.0614264 5	6.1229529 6
2314.6959 5	1.0613757 8	6.2161385 7
2364.6959 5	1.0613272 6	6.3109929 4
2414.6959 5	1.0612807 5	6.4075221 9

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
2464.6959 5	1.0612361 3	6.5057325 6
2514.6959 5	1.0611932 8	6.6056303 3
2564.6959 5	1.0611521 1	6.7072218 3
2614.6959 5	1.0611125 1	6.8105133 8
2664.6959 5	1.0610744	6.9155113 3
2714.6959 5	1.0610376 9	7.0222219 6
2764.6959 5	1.0610023 2	7.1306514 8
2814.6959 5	1.0609682	7.2408060 7
2864.6959 5	1.0609352 7	7.3526917 6
2914.6959 5	1.0609034 8	7.4663145
2964.6959 5	1.0608727 5	7.5816800 7
3014.6959 5	1.0608430 5	7.6987941 1

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
3064.6959	1.0608143	7.8176621
5	2	1
3114.6959	1.0607865	7.9382893
5	1	4
3164.6959	1.0607595	8.0606808
5	8	8
3214.6959	1.0607334	8.1848415
5	9	9
3264.6959		
5	1.0607082	8.3107761
3314.6959	1.0606836	8.4384887
5	7	9
3364.6959	1.0606598	8.5679837
5	7	7
3414.6959	1.0606367	
5	7	8.6992649
3464.6959	1.0606143	8.8323357
5	4	4
3514.6959	1.0605925	8.9671995
5	4	4
3564.6959	1.0605713	9.1038592
5	6	5
3614.6959	1.0605507	9.2423175
5	6	1

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
3664.6959	1.0605307	
5	3	9.3825766
3714.6959	1.0605112	9.5246384
5	3	9
3764.6959	1.0604922	9.6685047
5	6	6
3814.6959	1.0604737	9.8141766
5	8	5
3864.6959	1.0604557	9.9616550
5	8	2
3914.6959	1.0604382	10.110940
5	4	3
3964.6959	1.0604211	10.262032
5	4	7
4014.6959	1.0604044	10.414931
5	7	8
4064.6959	1.0603882	10.569636
5	1	9
4114.6959	1.0603723	10.726146
5	4	8
4164.6959	1.0603568	
5	6	10.88446
4214.6959	1.0603417	11.044574
5	4	5

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
4264.6959	1.0603269	11.206487
5	8	8
4314.6959	1.0603125	11.370197
5	6	1
4364.6959	1.0602984	
5	7	11.535699
4414.6959		11.702989
5	1.0602847	7
4464.6959	1.0602712	
5	4	11.872065
4514.6959	1.0602580	12.042920
5	8	1
4564.6959		12.215549
5	1.0602452	9
4614.6959	1.0602326	12.389948
5	1	5
4664.6959	1.0602202	12.566109
5	8	9
4714.6959	1.0602082	12.744027
5	2	4
4764.6959	1.0601964	12.923693
5	1	8
4814.6959	1.0601848	13.105101
5	4	5

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
4864.6959	1.0601735	13.288242
5	2	3
4914.6959	1.0601624	13.473107
5	2	6
4964.6959	1.0601515	13.659688
5	5	2
5014.6959	1.0601408	13.847974
5	9	4
5064.6959	1.0601304	
5	5	14.037956
5114.6959	1.0601202	14.229622
5	1	4
5164.6959	1.0601101	14.422962
5	6	2
5214.6959	1.0601003	14.617963
5	1	9
5264.6959	1.0600906	14.814615
5	5	1
5314.6959	1.0600811	15.012903
5	7	1
5364.6959	1.0600718	15.212814
5	7	6
5414.6959	1.0600627	15.414335
5	3	7

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5464.6959	1.0600537	15.617452
5	7	3
5514.6959	1.0600449	15.822149
5	7	3
5564.6959	1.0600363	16.028411
5	2	5
5614.6959	1.0600278	
5	3	16.236223
5664.6959	1.0600194	16.445567
5	9	5
5714.6959		16.656427
5	1.0600113	9
5764.6959	1.0600032	
5	5	16.868787
5814.6959	1.0599953	17.082626
5	3	7
5864.6959	1.0599875	17.297928
5	6	7
5914.6959	1.0599799	17.514674
5	1	1
5964.6959	1.0599723	17.732843
5	9	3
6014.6959		17.952416
5	1.059965	6

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
6064.6959	1.0599577	18.173373
5	3	4
6114.6959	1.0599505	
5	7	18.395693
6164.6959	1.0599435	18.619353
5	4	8
6214.6959	1.0599366	18.844334
5	1	1
6264.6959		19.070611
5	1.0599298	4
6314.6959		19.298163
5	1.0599231	1
6364.6959		19.526965
5	1.0599165	7
6414.6959		19.756995
5	1.05991	7
6464.6959		19.988228
5	1.0599036	7
6514.6959	1.0598973	20.220640
5	1	2
6564.6959	1.0598911	20.454205
5	1	1
6614.6959		20.688898
5	1.059885	

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
6664.6959 5	1.0598789 8	20.924692 8
6714.6959 5	1.0598730 5	21.161563 2
6764.6959 5	1.0598672 2	21.399482 5
6814.6959 5	1.0598614 6	21.638423 4
6864.6959 5	1.0598557 9	21.878358 6
6914.6959 5	1.0598502 1	22.119259 9
6964.6959 5	1.0598447	22.361099 1
7014.6959 5	1.0598392 7	22.603847 5
7064.6959 5	1.0598339 2	22.847475 9
7114.6959 5	1.0598286 4	23.091955 1
7164.6959 5	1.0598234 4	23.337255 1
7214.6959 5	1.0598183 1	23.583346

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
7264.6959 5	1.0598132 5	23.830197 3
7314.6959 5	1.0598082 6	24.077778 3
7364.6959 5	1.0598033 3	24.326057 8
7414.6959 5	1.0597984 8	24.575004 6
7464.6959 5	1.0597936 9	24.824587 1
7514.6959 5	1.0597889 6	25.074773 2
7564.6959 5	1.0597842 9	25.325530 9
7614.6959 5	1.0597796 9	25.576827 7
7664.6959 5	1.0597751 5	25.828630 8
7714.6959 5	1.0597706 6	26.080907 5
7764.6959 5	1.0597662 3	26.333624 5
7814.6959 5	1.0597618 6	26.586748 5

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
7864.6959 5	1.0597575 5	26.840245 9
7914.6959 5	1.0597532 9	27.094083
7964.6959 5	1.0597490 8	27.348225 8
8014.6959 5	1.0597449 3	27.602640 3
8064.6959 5	1.0597408 2	27.857292 1
8114.6959 5	1.0597367 7	28.112146 9
8164.6959 5	1.0597327 7	28.367170 1
8214.6959 5	1.0597288 1	28.622327
8264.6959 5	1.0597249 1	28.877582 9
8314.6959 5	1.0597210 5	29.132902 9
8364.6959 5	1.0597172 4	29.388252
8414.6959 5	1.0597134 7	29.643595 1

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
8464.6959	1.0597097	29.898897
5	5	2
8514.6959	1.0597060	30.154122
5	7	9
8564.6959	1.0597024	30.409237
5	3	3
8614.6959	1.0596988	30.664204
5	4	9
8664.6959	1.0596952	30.918990
5	8	5
8714.6959	1.0596917	31.173558
5	7	8
8764.6959		31.427874
5	1.0596883	5
8814.6959	1.0596848	31.681902
5	7	5
8864.6959	1.0596814	31.935607
5	7	4
8914.6959	1.0596781	
5	2	32.188954
8964.6959		32.441907
5	1.0596748	2
9014.6959	1.0596715	32.694431

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	2	9
9064.6959	1.0596682	
5	7	32.946493
9114.6959	1.0596650	33.198055
5	7	7
9164.6959	1.0596618	
5	9	33.449085
9214.6959	1.0596587	33.699546
5	5	2
9264.6959	1.0596556	33.949404
5	5	7
9314.6959	1.0596525	34.198625
5	7	9
9364.6959	1.0596495	34.447175
5	3	6
9414.6959	1.0596465	34.695019
5	2	4
9464.6959	1.0596435	34.942123
5	5	3
9514.6959		35.188453
5	1.0596406	3
9564.6959	1.0596376	35.433975
5	9	9

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
9614.6959	1.0596348	35.678657
5	1	3
9664.6959	1.0596319	35.922464
5	5	4
9714.6959	1.0596291	36.165363
5	3	9
9764.6959	1.0596263	36.407322
5	3	9
9814.6959	1.0596235	36.648308
5	7	8
9864.6959	1.0596208	36.888289
5	3	1
9914.6959	1.0596181	37.127231
5	2	5
9964.6959	1.0596154	37.365104
5	3	2
10014.695	1.0596127	37.601875
9	8	4

Fuente: FRONTERA ENERGY

**ANEXO D.  
PVT DE LA FORMACIÓN LOWER SAND DEL POZO 32**

P<PB					
Pressure	Rs	Bo	Z	Muo	Mug
(psia)	(cf/bbl)	(B/STB)	( )	(cp)	(cp)
14.6959494	1.01707673	1.07693103	0.99891512	4.42927929	0.01379699
64.6959494	5.1445326	1.07853484	0.99518941	4.28047364	0.01382051
114.695949	9.62315289	1.0802751	0.99141659	4.13056692	0.01385333
164.695949	14.2947234	1.08209034	0.98760494	3.98565344	0.01389267
214.695949	19.103168	1.08395876	0.98376263	3.84738738	0.01393739
264.695949	24.0186375	1.08586877	0.97989771	3.71624092	0.0139869
314.695949	29.022392	1.08781308	0.97601811	3.5922077	0.01404078
364.695949	34.1015028	1.08978667	0.97213163	3.47506124	0.0140988
414.695949	39.2464812	1.09178586	0.96824589	3.36447207	0.01416075

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
464.69594	1.0892733	
9	7	3.3679578
514.69594	1.0868866	
9	6	3.3837031
564.69594	1.0849265	3.4012433
9	3	5
614.69594		3.4204708
9	1.083288	1
664.69594	1.0818979	3.4412944

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
9	2	7
714.69594	1.0807037	3.4636367
9	6	1
764.69594	1.0796668	3.4874307
9	4	1
814.69594	1.0787580	3.5126186
9	2	1
864.69594	1.0779549	
9	3	3.53915

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
914.69594	1.0772401	3.5669806
9	5	9
964.69594	1.0765998	3.5960718
9	6	5
1014.6959		3.6263891
5	1.076023	7
1064.6959	1.0755005	3.6579022
5	9	9
1114.6959	1.0750252	3.6905842

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	7	2
1164.6959	1.0745909	3.7244109
5	4	8
1214.6959	1.0741925	3.7593611
5	2	6
1264.6959	1.0738257	3.7954156
5	3	6
1314.6959	1.0734869	
5	5	3.8325574
1364.6959		
5	1.0731731	3.8707711
1414.6959	1.0728815	3.9100430
5	1	8
1464.6959		3.9503610
5	1.0726099	6
1514.6959	1.0723562	3.9917140
5	9	8
1564.6959	1.0721189	4.0340922
5	3	9
1614.6959	1.0718963	4.0774868
5	3	7
1664.6959	1.0716871	4.1218899
5	4	4
1714.6959	1.0714901	4.1672944

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	8	3
1764.6959	1.0713044	4.2136940
5	2	2
1814.6959	1.0711289	4.2610830
5	3	8
1864.6959	1.0709628	4.3094565
5	7	6
1914.6959	1.0708055	4.3588099
5	2	9
1964.6959	1.0706561	4.4091393
5	9	7
2014.6959	1.0705142	4.4604411
5	9	5
2064.6959	1.0703792	4.5127121
5	8	9
2114.6959	1.0702506	4.5659496
5	7	8
2164.6959	1.0701280	4.6201511
5	2	5
2214.6959	1.0700109	4.6753144
5	2	4
2264.6959		4.7314375
5	1.069899	9
2314.6959	1.0697919	4.7885189

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	3	1
2364.6959		4.8465568
5	1.0696894	9
2414.6959	1.0695911	4.9055501
5	2	9
2464.6959	1.0694968	4.9654976
5	4	4
2514.6959	1.0694063	5.0263981
5	1	8
2564.6959	1.0693193	5.0882508
5	2	7
2614.6959	1.0692356	5.1510548
5	7	4
2664.6959	1.0691551	5.2148093
5	6	2
2714.6959	1.0690776	5.2795135
5	2	8
2764.6959	1.0690028	5.3451669
5	9	3
2814.6959	1.0689308	5.4117687
5	3	1
2864.6959	1.0688612	5.4793182
5	8	8
2914.6959	1.0687941	5.5478149

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	2	7
2964.6959	1.0687292	5.6172581
5	3	3
3014.6959		5.6876470
5	1.0686665	8
3064.6959	1.0686058	5.7589810
5	2	8
3114.6959	1.0685470	5.8312593
5	9	8
3164.6959	1.0684902	5.9044811
5	2	5
3214.6959	1.0684351	5.9786454
5	2	9
3264.6959	1.0683817	6.0537514
5	1	6
3314.6959	1.0683299	6.1297980
5	1	1
3364.6959	1.0682796	
5	6	6.206784
3414.6959	1.0682308	6.2847082
5	8	1
3464.6959	1.0681835	
5	1	6.3635693
3514.6959	1.0681374	6.4433658

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	9	2
3564.6959	1.0680927	6.5240962
5	7	2
3614.6959	1.0680492	
5	8	6.6057588
3664.6959	1.0680069	6.6883517
5	8	5
3714.6959	1.0679658	6.7718731
5	2	2
3764.6959	1.0679257	
5	6	6.8563208
3814.6959	1.0678867	6.9416925
5	4	7
3864.6959	1.0678487	7.0279860
5	4	2
3914.6959	1.0678117	7.1151986
5	1	1
3964.6959	1.0677756	7.2033276
5	2	4
4014.6959	1.0677404	7.2923702
5	3	3
4064.6959		7.3823233
5	1.0677061	4
4114.6959	1.0676726	7.4731837

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	1	6
4164.6959	1.0676399	
5	2	7.5649481
4214.6959	1.0676080	
5	1	7.6576128
4264.6959	1.0675768	
5	5	7.7511741
4314.6959	1.0675464	7.8456280
5	1	8
4364.6959	1.0675166	
5	7	7.9409706
4414.6959	1.0674876	8.0371973
5	1	7
4464.6959	1.0674591	8.1343038
5	9	7
4514.6959	1.0674314	8.2322854
5	1	1
4564.6959	1.0674042	8.3311370
5	4	8
4614.6959	1.0673776	8.4308537
5	5	9
4664.6959	1.0673516	8.5314302
5	4	4
4714.6959	1.0673261	8.6328609

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	8	3
4764.6959	1.0673012	8.7351401
5	5	6
4814.6959	1.0672768	8.8382620
5	4	1
4864.6959	1.0672529	8.9422203
5	4	7
4914.6959	1.0672295	9.0470089
5	2	1
4964.6959	1.0672065	9.1526211
5	7	
5014.6959	1.0671840	9.2590501
5	8	9
5064.6959	1.0671620	9.3662892
5	4	4
5114.6959	1.0671404	9.4743310
5	2	9
5164.6959	1.0671192	9.5831683
5	3	5
5214.6959	1.0670984	9.6927934
5	4	5
5264.6959	1.0670780	9.8031985
5	5	9
5314.6959	1.0670580	9.9143757

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	4	7
5364.6959	1.0670384	10.026316
5	1	8
5414.6959	1.0670191	10.139013
5	4	2
5464.6959	1.0670002	10.252456
5	2	4
5514.6959	1.0669816	10.366637
5	4	4
5564.6959		10.481547
5	1.0669634	4
5614.6959	1.0669454	
5	9	10.597177
5664.6959	1.0669278	10.713516
5	9	7
5714.6959		
5	1.0669106	10.830557
5764.6959	1.0668936	10.948287
5	1	8
5814.6959	1.0668769	11.066699
5	1	2
5864.6959		11.185780
5	1.0668605	9
5914.6959	1.0668443	11.305522

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	6	3
5964.6959	1.0668284	11.425912
5	9	9
6014.6959	1.0668128	11.546941
5	9	8
6064.6959	1.0667975	11.668597
5	5	9
6114.6959	1.0667824	11.790869
5	6	9
6164.6959	1.0667676	11.913746
5	1	5
6214.6959		12.037215
5	1.066753	9
6264.6959	1.0667386	12.161266
5	3	5
6314.6959	1.0667244	12.285886
5	8	2
6364.6959	1.0667105	12.411062
5	6	8
6414.6959	1.0666968	12.536784
5	5	1
6464.6959	1.0666833	12.663037
5	5	4
6514.6959	1.0666700	12.789810

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	7	1
6564.6959	1.0666569	12.917089
5	8	4
6614.6959	1.0666440	13.044862
5	9	1
6664.6959		13.173115
5	1.0666314	2
6714.6959		13.301835
5	1.0666189	4
6764.6959	1.0666065	
5	8	13.431009
6814.6959	1.0665944	13.560622
5	4	5
6864.6959	1.0665824	13.690662
5	8	1
6914.6959	1.0665706	13.821113
5	9	8
6964.6959	1.0665590	13.951963
5	7	5
7014.6959	1.0665476	14.083197
5	2	1
7064.6959	1.0665363	14.214800
5	3	3
7114.6959	1.0665251	14.346758

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	9	4
7164.6959	1.0665142	
5	2	14.479057
7214.6959	1.0665033	14.611681
5	9	2
7264.6959	1.0664927	14.744616
5	2	4
7314.6959	1.0664821	14.877847
5	9	4
7364.6959		15.011359
5	1.0664718	3
7414.6959	1.0664615	15.145136
5	6	9
7464.6959	1.0664514	15.279164
5	5	8
7514.6959	1.0664414	15.413427
5	7	9
7564.6959	1.0664316	15.547910
5	3	5
7614.6959	1.0664219	15.682597
5	2	2
7664.6959	1.0664123	15.817472
5	3	4
7714.6959	1.0664028	15.952520

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	7	2
7764.6959	1.0663935	
5	3	16.087725
7814.6959	1.0663843	16.223070
5	1	9
7864.6959	1.0663752	
5	1	16.358542
7914.6959	1.0663662	16.494122
5	2	3
7964.6959	1.0663573	16.629795
5	4	8
8014.6959	1.0663485	16.765546
5	8	4
8064.6959	1.0663399	
5	3	16.901358
8114.6959	1.0663313	17.037214
5	8	3
8164.6959	1.0663229	17.173099
5	3	3
8214.6959	1.0663145	17.308996
5	9	6
8264.6959	1.0663063	
5	5	17.44489
8314.6959	1.0662982	17.580763

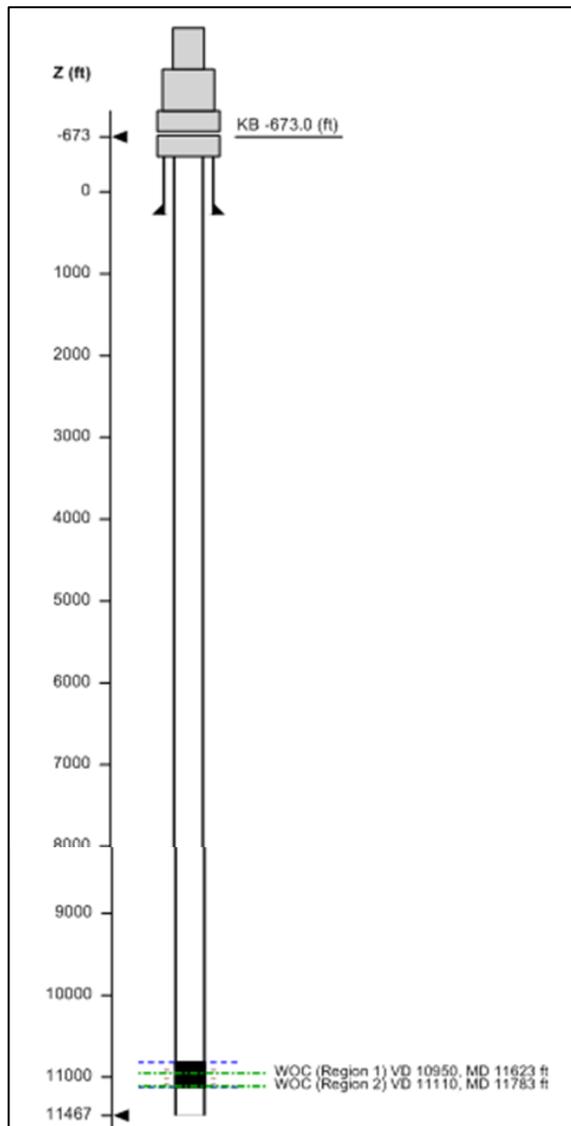
P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	1	2
8364.6959	1.0662901	17.716599
5	7	8
8414.6959	1.0662822	17.852383
5	2	6
8464.6959	1.0662743	17.988098
5	7	3
8514.6959	1.0662666	18.123727
5	1	4
8564.6959	1.0662589	18.259254
5	3	6
8614.6959	1.0662513	18.394663
5	5	7
8664.6959	1.0662438	18.529938
5	6	2
8714.6959	1.0662364	18.665061
5	5	9
8764.6959	1.0662291	18.800018
5	3	4
8814.6959	1.0662218	18.934791
5	9	6
8864.6959	1.0662147	19.069365
5	3	
8914.6959	1.0662076	19.203722

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	5	6
8964.6959	1.0662006	19.337848
5	5	2
9014.6959	1.0661937	19.471725
5	3	6
9064.6959	1.0661868	19.605338
5	8	7
9114.6959	1.0661801	19.738671
5	1	5
9164.6959	1.0661734	19.871707
5	2	9
9214.6959	1.0661667	20.004432
5	9	2
9264.6959	1.0661602	20.136828
5	4	3
9314.6959	1.0661537	20.268880
5	6	5
9364.6959	1.0661473	20.400573
5	5	1
9414.6959		20.531890
5	1.066141	4
9464.6959	1.0661347	20.662816
5	3	9
9514.6959	1.0661285	20.793337

P>PB		
Pressure	Bo	Muo
(psia)	(B/STB)	(cp)
5	2	
9564.6959	1.0661223	20.923435
5	7	3
9614.6959	1.0661162	21.053096
5	9	6
9664.6959	1.0661102	21.182305
5	7	5
9714.6959	1.0661043	21.311047
5	1	1
9764.6959	1.0660984	21.439306
5	1	3
9814.6959	1.0660925	21.567068
5	8	1
9864.6959		21.694317
5	1.0660868	8
9914.6959	1.0660810	21.821040
5	8	7
9964.6959	1.0660754	21.947222
5	2	2
10014.695	1.0660698	22.072847
9	2	9

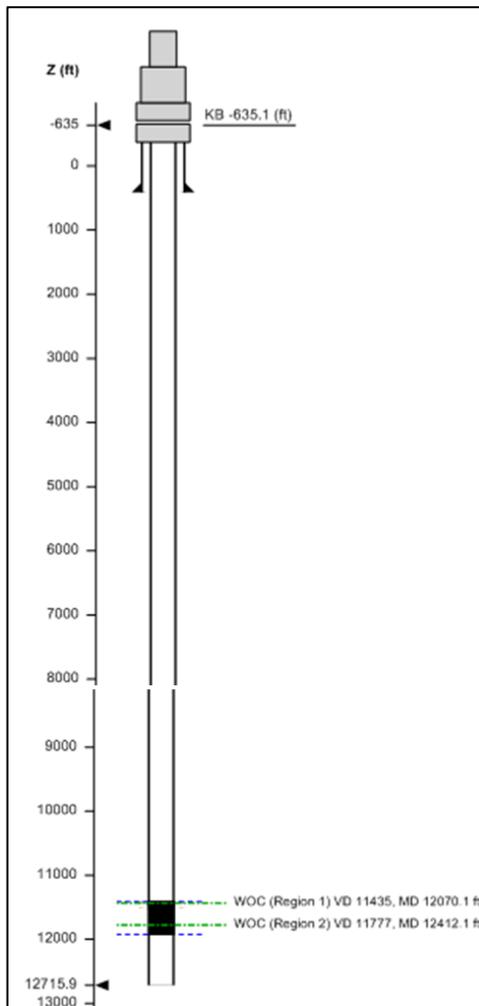
Fuente: FRONTERA ENERGY

### ANEXO E. TRAYECTORIA DEL POZO 20 GENERADO EN IMEX



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG IMEX

**ANEXO F.  
TRAYECTORIA DEL POZO 32  
GENERADO EN IMEX**



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software CMG IMEX

**ANEXO G.**

**“DIAGNÓSTICO MÉTODO DE LAS CURVAS DE CHAN Y MÉTODO DE RAMOS” {BASE DE DATOS EXCEL}. VER ARCHIVO ADJUNTO.**

**ANEXO H.**  
**“DIAGNÓSTICO METODOLOGÍA GRAFICA DIAPA” {BASE DE DATOS  
EXCEL}. VER ARCHIVO ADJUNTO.**

**ANEXO I.**  
**“ANÁLISIS COMPARATIVO” {BASE DE DATOS EXCEL}. VER ARCHIVO  
ADJUNTO.**

**ANEXO J.  
GENERALIDADES DE LOS CAMPOS A, B Y C**

<b>CAMPO A</b>		
<b>PARÁMETROS</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
Litología	Sandstones	-
Cuenca	Llanos Orientales	-
Mecanismo de Producción Primario	Strong Water Drive	-
Gravedad API	12 (Crudo pesado)	API
Contrato de asociación	Frontera y Ecopetrol	-
Formaciones productoras	Carbonera/Arenas Basales	-
Porosidad promedio	18-30	%
Permeabilidad promedio	3-20	D

<b>CAMPO B</b>		
<b>PARÁMETROS</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
Litología	Sandstones	-
Cuenca	Llanos Orientales	-
Mecanismo de Producción Primario	Strong Water Drive	-
Gravedad API	24 (Crudo pesado)	API
Contrato de asociación	Frontera	-
Formaciones productoras	Gacheta/Guadalupe/Mirador/Carbonera	-
Porosidad promedio	25-28	%
Permeabilidad promedio	500-1600	mD

<b>CAMPO C</b>		
<b>PARÁMETROS</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
Litología	Sandstones	-
Cuenca	Llanos Orientales	-
Mecanismo de Producción Primario	Strong Water Drive	-
Gravedad API	17 (Crudo pesado)	API
Contrato de asociación	Frontera	-
Formaciones productoras	Guayabo/Carbonera/Mirador/Guadalupe/Lower Sand	-
Porosidad promedio	13-25	%
Permeabilidad promedio	22-945	mD

**Fuente:** elaboración propia

**ANEXO K.  
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE CHAN, MÉTODO DE RAMOS Y METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA**

	<b>MÉTODO DE CURVAS DE CHAN</b>	<b>MÉTODO DE RAMOS</b>	<b>METODOLOGÍA GRÁFICA DIAPA</b>
<b>VENTAJAS</b>	Permite diagnosticar canalización, conificación y comunicación mecánica	Permite diferenciar entre canal y cono Método analítico basado en formulas matemáticas	Permite diagnosticar canal, cono, comunicación mecánica y combinación de mecanismos
	Método validado por simulación numerica	Permite diagnosticar mecanismos de producción de agua con historia de producción	Permite diagnosticar mecanismos de producción de agua con historia de producción
	Permite determinar el tiempo de irrupción del mecanismo de producción de agua		Metodología validada por conceptos teóricos y simulación
	Método más utilizado actualmente en la industria petrolera		Metodología independiente de la formulación matemática
	Permite diagnosticar mecanismos de producción de agua con historia de producción		De interpretación sencilla
			Certidumbre del 96%, generando mejor información para futuros trabajos de control de agua en fondo Permite graficar todos los datos, tanto positivos como negativos al tener coordenadas semilogarítmicas Determinación de data mensual utilizada para el diagnóstico Permite determinar el cambio del mecanismo de producción de agua, si este se efectúa. Permite visualizar el momento en que irrumpe el mecanismo de producción de agua Se puede hacer un seguimiento de las intervenciones a los pozos y de sus resultados, en cuanto al control de agua se refiere
<b>DESVENTAJAS</b>	Diagnóstico invalido de un solo mecanismo	No diagnóstica comunicación mecánica	Incertidumbre del 4% debido a la subjetividad
	Diferentes tendencias debido al grado de polinomio	No diagnóstica combinación de mecanismos	Si no hay calidad en la data de historia de producción se puede generar un diagnóstico erroneo
	Diagnóstico invalido por dispersión y calidad de datos	Discrepancia y duda acerca del diagnóstico por mayor porcentaje de pozos con canalización, ver numeral 3.2.3.	
	Diagnóstico totalmente indefinido		
	Diferentes diagnósticos con data mensual y diaria		
	Datos de la derivada de la RAP negativos no graficados		
	Diagnóstico invalido por inactividad del pozo		
	Diagnóstico basado en una línea de tendencia		
Incertidumbre del 37%			

**Fuente:** elaboración propia

**ANEXO L.  
TASA CRITICA DE CONIFICACIÓN DEL POZO 32**

• **LOWER SAND**

**Ecuación 22.** Parámetro alfa-Tasa critica de conificación para la formación Lower Sand

$$\alpha = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{K_v}{K_h}} = \frac{801.7388 \text{ ft}}{24 \text{ ft}} \sqrt{1.0432 \text{ mD}} = 34.11$$

**Fuente:** CHAPERON, Isabella. Theoretical Study of Coning Towards Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. (SPE 15377). SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. 1996.

**Ecuación 23.** Tasa critica de conificación para la formación Lower Sand

$$q_c^* = 0.7311 + \left( \frac{1.9434}{\alpha} \right) = 0.7311 + \left( \frac{1.9434}{34.11} \right) = 0.7880 \text{ STB}$$

**Fuente:** CHAPERON, Isabella. Theoretical Study of Coning Towards Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. (SPE 15377). SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. 1996.

**Ecuación 24.** Tasa critica de aceite sin conificación para la formación Lower Sand

$$q_o = \frac{4.888 \cdot 10^4 h^2 K_h}{B_o \mu_o} \Delta \rho q_c^* = \frac{4.888 \cdot 10^4 (24)^2 * 80.19}{1.03 * 12} * 0.0491 * 0.7880$$

$$= 0.0706 \text{ STB}$$

**Fuente:** CHAPERON, Isabella. Theoretical Study of Coning Towards Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. (SPE 15377). SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. 1996.

- **GUADALUPE**

**Ecuación 25.** Parámetro alfa-Tasa crítica de conificación para la formación Guadalupe

$$\alpha = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{K_v}{K_h}} = \frac{801.7388 \text{ ft}}{63 \text{ ft}} \sqrt{1.1580 \text{ mD}} = 13.69$$

**Fuente:** CHAPERON, Isabella. Theoretical Study of Coning Towards Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. (SPE 15377). SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. 1996.

**Ecuación 26.** Tasa crítica de conificación para la formación Guadalupe

$$q_c^* = 0.7311 + \left( \frac{1.9434}{\alpha} \right) = 0.7311 + \left( \frac{1.9434}{13.69} \right) = 0.8730 \text{ STB}$$

**Fuente:** CHAPERON, Isabella. Theoretical Study of Coning Towards Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. (SPE 15377). SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. 1996.

**Ecuación 27.** Tasa crítica de aceite sin conificación para la formación Guadalupe

$$q_o = \frac{4.888 \cdot 10^4 h^2 K_h}{B_o \mu_o} \Delta \rho q_c^* = \frac{4.888 \cdot 10^4 (63)^2 * 42.22}{1.03 * 13.16} * 0.0504 * 0.8730$$

$$= 0.2973 \text{ STB}$$

**Fuente:** CHAPERON, Isabella. Theoretical Study of Coning Towards Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. (SPE 15377). SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. 1996.