

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA  
PETRÓLEO EN EL CAMPO RUBIALES, PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL  
RECOBRO PRIMARIO POR POZO**

**JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS  
BUCARAMANGA**

**2018**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA  
PETRÓLEO EN EL CAMPO RUBIALES, PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL  
RECOBRO PRIMARIO POR POZO**

**JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA**

**JOSÉ ALBERTO VILLASMIL MONTERO  
ADVANCED MASTERS IN EXPLORATION AND PRODUCTION OF  
HYDROCARBONS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS  
BUCARAMANGA**

**2018**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	13
1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	15
2. MARCO DE REFERENCIA .....	17
3. COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO EN EL CAMPO RUBIALES .....	22
3.1 COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO POR ÁREAS EN EL CAMPO RUBIALES.....	24
4. DIAGNÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO EN EL CAMPO RUBIALES .....	30
4.1 COMPORTAMIENTO DEL WOR POR CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN.....	37
4.2 ESTADISTICA DE INACTIVIDAD DE POZOS Y PRODUCCIÓN ACUMULADA. ....	39
5. VARIABLES DE PRODUCCIÓN QUE AFECTAN LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO .....	42
5.1 ANÁLISIS DEL WOR EN LA VIDA PRODUCTIVA DE LOS POZOS. ....	47
6. PLAN DE TRABAJO PARA EL CONTROL DE LAS VARIABLES QUE INCIDEN EN EL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO DEL CAMPO RUBIALES.....	62
6.1 RESULTADOS DE LOS POZOS DEL SECTOR 147 Y PLAN DE TRABAJO. ....	67

7. CONCLUSIONES .....	69
8. RECOMENDACIONES.....	73
BIBLIOGRAFÍA.....	75

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Comparativo por áreas entre las principales variables del comportamiento del WOR del campo Rubiales. ....	27
Tabla 2. Estadística de inactividad y producción acumulada, campo Rubiales por vigencia de perforación.....	40
Tabla 3. Rangos de presión de fondo fluyente, pozos del campo Rubiales ..	42
Tabla 4. Resultados de la revisión de pozos del área 147 del campo Rubiales. ....	63
Tabla 5. Recomendaciones para las etapas productivas de los pozos recientemente perforados en el campo Rubiales. ....	67
Tabla 6. Recomendaciones para las etapas productivas de los pozos con suficiente tiempo de producción en el campo Rubiales. ....	68

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Número de pozos, y Caudal de Fluidos y Caudal de agua, distribuidos por presión de fondo fluyente.....	45
Figura 2. Corte de agua y sedimentos (BSW), y relación agua petróleo (WOR), distribuidos por presión de fondo fluyente.....	46
Figura 3. Caudal de petróleo promedio de los pozos, distribuidos por caída de presión. ....	46
Figura 4. Relación entre el periodo de estabilización y el WOR alcanzado, en los pozos de la campaña 2015 que iniciaron con bajo WOR. ....	51

## LISTA DE GRAFICAS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. Clasificación de pozos activos para el campo Rubiales de acuerdo al rango de WOR. ....	23
Gráfica 2. Comportamiento de la relación agua petróleo en el campo Rubiales. ....	24
Gráfica 3. División de áreas en explotación del campo Rubiales. ....	25
Gráfica 4. Comportamiento de la relación agua petróleo en el área Pirirí del campo Rubiales.....	26
Gráfica 5. Comparativo por áreas de número de veces donde los pozos registraron un valor de WOR mayor a 40 del campo Rubiales. ....	27
Gráfica 6. Comparativo por áreas del promedio de WOR en el campo Rubiales. ....	28
Gráfica 7. Comparativo por áreas de número de ciclos con picos altos de WOR en el campo Rubiales.....	28
Gráfica 8. Áreas más importantes de acuerdo al comportamiento de la relación agua / petróleo en el campo Rubiales. ....	29
Gráfica 9. Clasificación de pozos activos para el campo Rubiales de acuerdo al rango de WOR. ....	31
Gráfica 10. Clasificación de pozos inactivos para el campo Rubiales de acuerdo al rango de WOR. ....	32
Gráfica 11. Producción acumulada y número de pozos por campaña, rango de pozos con alto WOR (>41). ....	33
Gráfica 12. Relación producción acumulada y número de pozos por campaña, rango de pozos con alto WOR (>41).....	33
Gráfica 13. Producción acumulada y número de pozos por campaña, rango	

de pozos con WOR medio ( $26 < \text{WOR} < 40$ ).	34
Gráfica 14. Relación producción acumulada y número de pozos por campaña, rango de pozos con WOR medio ( $26 < \text{WOR} < 40$ ).	34
Gráfica 15. Clasificación de pozos de la campaña de perforación 2015 del campo Rubiales de acuerdo al rango de WOR al mes de Junio de 2016.	35
Gráfica 16. Primeros tres meses de producción de los pozos de la campaña de perforación 2015 del campo Rubiales, clasificado por WOR.	36
Gráfica 17. WOR versus producción acumulada de petróleo. Pozos perforados antes de 2006.	37
Gráfica 18. WOR versus producción acumulada de petróleo. Pozos perforados en 2007.	38
Gráfica 19. WOR versus producción acumulada de petróleo. Pozos perforados en 2014.	38
Gráfica 20. WOR versus producción acumulada de petróleo. Pozos perforados en 2015.	39
Gráfica 21. Distribución de pozos del campo Rubiales agrupados por su caída de presión. BSW y WOR promedio de cada grupo de pozos.	43
Gráfica 22. Distribución de pozos del campo Rubiales agrupados por su caída de presión. Caudal de Petróleo y Caudal de Agua promedio de cada grupo de pozos.	44
Gráfica 23. Variables de producción del pozo Rubiales 170H.	48
Gráfica 24. Variables de producción del pozo Rubiales 422H.	50
Gráfica 25. Clasificación de pozos activos con mayor producción acumulada (Mejores pozos), con los pozos que ingresaron en el año 2015, por el tiempo alcanzado en el periodo de estabilización.	52
Gráfica 26. Variables de producción del pozo Rubiales 402H ST.	54
Gráfica 27. Variables de producción del pozo Rubiales 422H.	54

Gráfica 28. Relación entre la sumergencia, el caudal de líquidos, y el WOR alcanzado, en los pozos de la campaña 2015. ....	55
Gráfica 29. Variables de producción del pozo Rubiales 25. ....	56
Gráfica 30. WOR versus tiempo, en escala semilogarítmica, pozo Rubiales 45H. ....	57
Gráfica 31. WOR versus tiempo, en escala logarítmica, pozo Rubiales 45H.	58
Gráfica 32. Producción acumulada de petróleo y agua, pozo Rubiales 45H.	58
Gráfica 33. WOR versus tiempo, en escala semilogarítmica, pozo Rubiales 1103H. ....	59
Gráfica 34. WOR versus tiempo, en escala logarítmica, pozo Rubiales 1103H. ....	60
Gráfica 35. Producción acumulada de petróleo y agua, pozo Rubiales 1103H. ....	60
Gráfica 36. Comportamiento del pozo Rubiales 418 H en su primer periodo de extracción. ....	63
Gráfica 37. Producción acumulada de petróleo y agua del pozo Rubiales 922 H. ....	64
Gráfica 38. WOR acumulado sobre Tiempo Acumulado del pozo Rubiales 922 H. ....	65
Gráfica 39. Petróleo acumulado versus agua acumulada del pozo Rubiales 922 H. ....	66
Gráfica 40. Gráfica de Chang del pozo Rubiales 922 H. ....	66
Gráfica 41. Gráfica de WOR versus $N_p$ del pozo Rubiales 922 H. ....	67
Gráfica 42. Cuadrantes de $W_p$ versus $N_p$ del área 147 del campo Rubiales.	65
Gráfica 43Pendiente WOR vs $N_p$ del área 147 del campo Rubiales. ....	66

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO EN EL CAMPO RUBIALES, PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO PRIMARIO POR POZO.<sup>1\*</sup>

**AUTOR:** JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** relación agua petróleo, optimización de la producción, Campo Rubiales.

**DESCRIPCIÓN:** Uno de los mecanismos de producción más interesantes de analizar está asociado a la energía provista a un yacimiento de hidrocarburos por un cuerpo de agua denominado “acuífero activo”. De acuerdo a los estudios de yacimientos elaborados para este tipo de campos, la influencia del acuífero debe ser caracterizada a través de la vida productiva de los pozos, ya sea a través de modelamiento o a través de las diferentes variables de producción.

El campo Rubiales es un ejemplo importante asociado a un campo de hidrocarburos soportado principalmente por la influencia de un acuífero activo. Después de implementar la perforación de pozos de desarrollo horizontales, la producción de agua incrementó en volúmenes considerables, lo que generó cambios en la filosofía de operación del campo.

En el escenario de precios que tiene la industria actualmente, es necesario realizar el análisis financiero detallado de las utilidades que genera cada pozo productor, por esta razón el análisis de la producción de agua es un factor relevante debido a los costos de tratamiento y disposición que conlleva.

Diversas implementaciones se han ejecutado, como el aislamiento definitivo de las zonas productoras de agua, sin embargo, la conclusión de estas aplicaciones, es que generan de forma óptima el aislamiento, pero con este se aísla igualmente la producción de petróleo, lo que conlleva a una pérdida de reservas.

Otras aplicaciones se han llevado a cabo desde el propio modelamiento, hasta herramientas de fondo para controlar o retardar el influjo de agua. A partir del año 2016, por medio de estudios realizados directamente por Ecopetrol S.A., se viene caracterizando el comportamiento de la relación agua- petróleo, y su importancia en la recuperación de petróleo por pozo.

---

\* Monografía.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas Director: José Alberto Villasmil.

## ABSTRACT

**TITLE:** PRIMARY OIL RECOVERY OPTIMIZATION IN THE RUBIALES FIELD, BY THE OIL WATER RELATIONSHIP ANALYSIS.\*

**AUTHOR:** JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA\*\*

**KEYWORDS:** oil water relationship, production optimization, Rubiales Field.

**DESCRIPTION:** One of the most interesting production mechanisms to analyze is associated with the energy provided to a hydrocarbon deposit by a body of water called "active aquifer". According to the studies of deposits prepared for this type of fields, the influence of the aquifer must be characterized through the productive life of the wells, either through modeling or through the different production variables.

The Rubiales field is an important example associated with a hydrocarbon field supported mainly by the influence of an active aquifer. After implementing the drilling of horizontal development wells, the production of water increased in considerable volumes, which generated changes in the philosophy of the field operation.

In the oil industry prices scenario currently has, it is necessary to perform the detailed financial analysis of the profits generated by each producer well, for this reason the analysis of water production is a relevant factor due to the treatment and disposal costs that it entails.

Several implementations have been carried out, such as the definitive isolation of the water producing areas, however, the conclusion of these applications is that they optimally generate the isolation, but with this the oil production is also isolated, which leads to a loss of reserves.

Other applications have been carried out from the modeling itself, to background tools to control or delay the influx of water. Starting in 2016, through studies carried out directly by Ecopetrol SA, the behavior of the water-oil relationship, and its importance in the recovery of oil per well, has been characterized.

---

\* Degree Thesis.

\*\* Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum and Gas Engineering. Tutor: Jose Alberto Villasmil.

## INTRODUCCIÓN

A partir del 1 de Julio de 2016, Ecopetrol S.A. asumió la operación del campo Rubiales, en un escenario de precios bajos internacionales del petróleo. Después de alcanzar el objetivo de garantizar la continuidad operativa de este importante activo para el País, su segundo objetivo fue generar acciones de optimización dadas las condiciones del mercado.

Las acciones de optimización para la operación del campo Rubiales se basaron en el análisis tanto de costos y contratos, así como en la forma técnica de entender mejor el comportamiento de producción de este activo, para alcanzar el mayor recobro primario de petróleo posible en las condiciones técnicas que estos yacimientos ofrecen, y cuya principal característica es la producción asociada de agua.

Con la caracterización del comportamiento de la producción de petróleo asociada a la producción de agua, y el análisis de las variables que la controlan, se puede optimizar la recuperación de petróleo por pozo, tanto para los pozos activos, como para establecer acciones de control en los pozos que sean perforados; inclusive es útil para proponer un plan de acción en algunos pozos inactivos como consecuencia de su alto corte de agua.

A parte de alcanzar una recuperación óptima por pozo, el comportamiento adecuado de la relación agua-petróleo, trae consigo la disminución de la producción de agua, lo que genera un menor impacto ambiental al tener que disponer menores volúmenes, y por ende, un mejor relacionamiento con los entes reguladores, y con las comunidades existentes que comparten el área.

Las variables de producción en un campo de explotación de petróleo cuyo mecanismo de producción principal es el empuje hidráulico (acuífero activo) como el campo Rubiales, inciden en el comportamiento de la relación agua petróleo a través de la vida productiva de los pozos, incrementando o disminuyendo la recuperación primaria de petróleo por pozo.

Ecopetrol S.A., recibió la operación directa del campo Rubiales a partir del primero de Julio de 2016, operación que se basa en el cumplimiento del Convenio de Explotación firmado con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en adelante ANH, el 25 de Agosto de 2016.

Posteriormente, con la ANH se firmó la Resolución 639 del 2 de Septiembre de 2016, donde Ecopetrol S.A., acordó una curva básica de producción de petróleo, y por ende fue aprobado un menor valor de Regalías a la Nación, asociado a la producción incremental de hidrocarburos.

Con la firma de estos documentos, la operación del activo Rubiales implica incorporar todas las acciones de optimización que sean posible para generar un desarrollo eficiente tanto para la Empresa como para el País.

## 1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El aumento de los precios del petróleo en la década pasada, llevó a la producción acelerada de importantes campos de Hidrocarburos, primando los volúmenes diarios de extracción, sobre un análisis completo de todas las variables de producción. Los resultados de las acciones tomadas se reflejaron en el recobro de petróleo por pozo, y por ende, se derivaron buenas prácticas, o por el contrario importantes lecciones por aprender.

A partir del año 2006, en lo que se podría llamar el tercer desarrollo del campo Rubiales, inició la implementación de la perforación de pozos horizontales con una sección productiva de 1200 pies, lo que permitió alcanzar picos de producción de más de 3000 Barriles de petróleo por día, muy superiores a los 600 Barriles de petróleo por día que se conseguían con los pozos verticales perforados en los desarrollos anteriores; sin embargo, así mismo se incrementó la producción de agua, generando la necesidad de alcanzar un rápido incremento en la capacidad de almacenamiento, tratamiento y disposición de fluidos (El campo pasó de tener capacidad para tratar 1 millón de barriles de fluidos por día en 2010, a 3.2 millones de barriles de fluidos por día a finales del año 2013)<sup>2</sup>.

A partir de dicho incremento de producción, fueron visualizadas diversas estrategias para su control a nivel de subsuelo, y, para su manejo y disposición a nivel de superficie, incrementándose los costos operativos de su implementación.

---

<sup>2</sup> FLOREZ, Alberto, y otros. Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia. SPE 153581. Mexico City, Mexico, 2012.

A partir del 1 de Julio de 2016, Ecopetrol S.A. asumió la operación del campo Rubiales, en un escenario de precios bajos internacionales del petróleo, razón por la cual se deben incorporar todas las acciones de optimización que sean posible, para permitir la sostenibilidad del activo de manera eficiente.

El presente trabajo de grado aporta una de las alternativas que buscan permitir la sostenibilidad del activo. Este estudio pretende caracterizar la relación entre la producción de agua asociada con la producción de petróleo, los efectos o consecuencias que sus cambios genera, y las variables que la controlan a nivel de producción.

En los escenarios de precios bajos del petróleo que hoy en día prevalecen, la optimización de la producción de hidrocarburos toma un valor financiero relevante; por esta razón, una mejor relación entre la producción de agua respecto a la producción de petróleo, puede generar impactos positivos en los costos de energía, recolección, tratamiento, y disposición de fluidos.

Al optimizar el recobro primario de petróleo por pozo en el campo Rubiales, se extiende la vida productiva de este importante activo no solo para la Región de los Llanos Orientales, sino para el País, teniendo en cuenta los volúmenes de producción que este representa. Así mismo, esta metodología de análisis, puede ser extrapolada a diversos campos de producción de hidrocarburos con características similares.

## 2. MARCO DE REFERENCIA

Diversos autores han caracterizado el comportamiento de la relación agua-petróleo en los campos cuyo mecanismo de producción principal es el acuífero activo, también conocido como empuje hidráulico, con el objetivo de aprovechar la energía de este para maximizar la recuperación de petróleo.

Los primeros análisis para la interpretación del comportamiento de producción basados en los caudales de agua y de petróleo, fueron presentados por Craff y Hawkins (1959), en su libro de Ingeniería de Yacimientos. Estas expresiones se basaron en estado estable con flujo radial. Para cada una de las fases fueron establecidas las siguientes ecuaciones, definiendo por último el flujo fraccional:

$$q_o = \frac{k_o h}{141.2 B_o \mu_o} \frac{1}{\ln(r_e / r_w)} \Delta p \quad (\text{oil}) \dots$$

$$q_w = \frac{k_w h}{141.2 B_w \mu_w} \frac{1}{\ln(r_e / r_w)} \Delta p \quad (\text{water})$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w B_w}{k_w \mu_o B_o}}$$

Estas ecuaciones asumieron condiciones de flujo y presión constantes a través del yacimiento (Estado estable), y permitieron describir la relación entre el flujo fraccional y el WOR (relación agua petróleo).

$$WOR = \frac{k_w}{k_o}$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o}{k_w}}$$

Ershaghi I, y Omoregie, O., (1978), y, posteriormente Ershaghi I, y Abdassah, construyeron un método asumiendo flujo en estado estable para extrapolar el corte de agua versus el recobro de petróleo, basados en los conceptos de flujo fraccional y la teoría del frente de agua propuesta por Buckley y Leverett discutida posteriormente por Cole (1961). Estas aplicaciones sirvieron para caracterizar el comportamiento de la inyección de fluidos inmiscibles.

Robert S. Thompson y Jhon Wright (1985), en su publicación Evaluación de las propiedades del Petróleo, recomendaron graficar el logaritmo de la relación agua petróleo (WOR), versus la producción acumulada de petróleo (Np), para generar la evaluación y predicción del comportamiento del influjo de agua. Este método empírico es aplicado en pozos ya estabilizados con amplia historia de producción, y permite estimar el volumen de petróleo móvil extrapolando la línea recta que se genera como resultado de la gráfica. Esta presenta un mejor resultado en pozos con un corte de agua mayor al 95%.

Chan (1995) generó una técnica para determinar el comportamiento de un pozo productor con una tasa excesiva de producción de agua. Sus estudios se basaron en simulación numérica aplicada en yacimientos con conificación y canalización de agua<sup>3</sup>. Chan comenta en su estudio, que desde los años 60's, se implementaron técnicas para el control de agua con diversos resultados debido a la pobre caracterización del comportamiento de la producción del agua, razón que impulso su trabajo.

Bondar, V. (2001)<sup>4</sup>, recopiló los análisis anteriores y propuso un nuevo modelo para análisis del WOR desarrollado en un esquema de estado

---

<sup>3</sup> CHAN, K. S. Water control diagnostic plots. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 1995. 9 p.

<sup>4</sup> BONDAR, Valentina. Water Oil Ratio Performance in Petroleum reservoirs. Volume I. Texas A&M university. Texas, USA. 2001. 230 p.

pseudo estable con un comportamiento en el yacimiento de flujo dominado por límites, logrando predecir el comportamiento de diferentes pozos en algunos campos donde fue aplicado.

Al Hasani<sup>5</sup> y otros (2008), implemento las curvas de Chang (1995), en el análisis de pozos horizontales con excesiva producción de agua en diferentes campos productores de hidrocarburos en Omán, con el objetivo de seleccionar candidatos para la implementación de técnicas de control de agua.

A medida que se producen fluidos del reservorio, y la presión de este disminuye, la diferencia de presión afecta el sistema desde el acuífero circundante hasta el yacimiento de hidrocarburos.

Siguiendo la ley básica del flujo de fluidos en medios porosos, el acuífero reacciona invadiendo el contacto original hidrocarburo-agua; en algunos casos, la invasión del agua se produce debido a condiciones hidrodinámicas, y se recarga por aguas superficiales en un afloramiento (Ahmed, 2006)<sup>6</sup>.

Por otra parte, si la producción de agua ocurre en la vida temprana de un yacimiento sin buzamiento donde el contacto se vuelve inestable y el agua fluye más rápido que el petróleo debido a su baja viscosidad y a la permeabilidad horizontal, este fenómeno se llama digitación o lengüeteo (Escobar, 2004)<sup>7</sup>.

---

<sup>5</sup> AL HASANI, Majid *et al.* Diagnosis of Excessive Water Production in Horizontal Wells Using WOR Plots. IPTC 11958. Kuala Lumpur, Malaysia. 2008. 9 p.

<sup>6</sup> AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Third Edition. Gulf Professional Publishing. Oxford, UK. 2006. 651 p.

<sup>7</sup> ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Universidad Surcolombiana. 2004. 291 p.

El aislamiento de zonas en pozos horizontales no es un tema operativamente fácil, entre algunas razones, la lectura correcta de la interfaz agua-petróleo, el bombeo y la ubicación adecuada del fluido aislante, a pesar del uso de tecnologías como los empaques inflables<sup>8</sup>. Diversos autores concluyen que es preferible administrar las tasas de extracción en campos cuyo mecanismo principal de producción es el acuífero activo, antes de realizar trabajos remediales o correctivos como los aislamientos.

Una vez recibido el campo Rubiales por Ecopetrol S.A., se realizó un balance del estado en el que se recibieron los pozos activos, inactivos y abandonados por parte del anterior operador, con el objetivo de trazar una línea base para el diagnóstico y las acciones de optimización a implementar.

Sáchica (2016), inició la revisión del comportamiento de la relación agua-petróleo, clasificando los pozos en diferentes rangos, evidenciando una gran dispersión; En algunos casos con valores muy bajos, característico de pozos recién perforados, y en otros casos muy altos, asociados a pozos afectados posiblemente por el acuífero activo<sup>9</sup>.

A partir de esta clasificación de pozos, se evidenció que la producción acumulada es más alta en los pozos de las primeras campañas de perforación, posiblemente afectada por la disminución del radio de drenaje al avanzar el desarrollo del campo, sumado al desplazamiento del contacto agua petróleo con el tiempo; sin embargo, es posible que otras variables asociadas al manejo de extracción de cada pozo hayan influenciado en parte este comportamiento.

---

<sup>8</sup> SAAVEDRA, Nestor, MAMORRA, D. Water Shutoff in horizontal wells using gel technology. Station College. Texas A&M university. Texas, USA. 1997. 14 p.

<sup>9</sup> SACHICA, Jorge. Maximización de la eficiencia de producción por pozo con base en el análisis histórico del WOR. Bogotá, Octubre 2016. Ecopetrol S.A. 25 p.

Lopez (2016), generó un modelo de análisis financiero para cada pozo productor del campo Rubiales. En este se destacó que una de las variables de mayor importancia es la producción de agua, la cual impacta con un alto porcentaje el costo de levantamiento del barril de fluido<sup>10</sup>.

En este estudio, se caracteriza el comportamiento del WOR, aplicando los conceptos de diagnóstico que fueron desarrolladas en los estudios mencionados anteriormente.

---

<sup>10</sup> LOPEZ, Jacobo. Modelo de producción eficiente. Bogotá, Colombia. Octubre 2016. Ecopetrol S.A. 14 p.

### **3. COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO EN EL CAMPO RUBIALES**

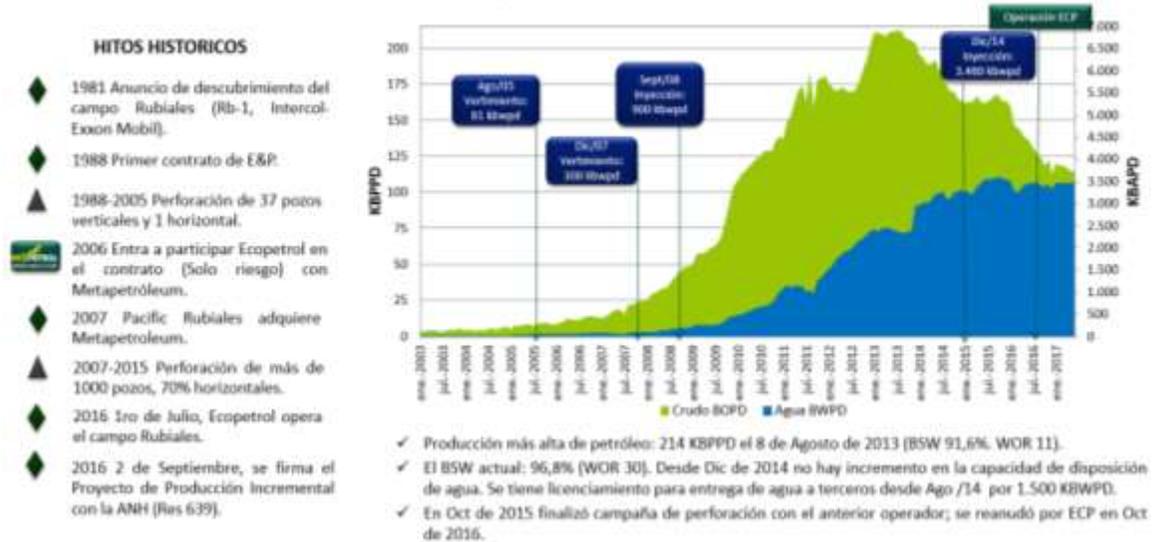
En casi todos los yacimientos de hidrocarburos, se encuentran rocas denominadas acuíferos, debido a la presencia de agua en su medio poroso. Estos acuíferos pueden ser sustancialmente mayores que los reservorios de petróleo o de gas que se encuentran contiguos para que parezcan de tamaño infinito, o pueden ser tan pequeños en tamaño que sea insignificante en su efecto sobre el rendimiento del yacimiento.

En el caso del campo Rubiales a partir de las primeras pruebas de presión realizadas, y durante su primer desarrollo entre 1998 y 2005 donde se perforaron 37 pozos verticales y un primer pozo horizontal, se identificó que el mecanismo de producción principal del campo es por medio de acuífero activo. Al final de dicho periodo el corte de agua ya alcanzaba el 40%, por lo que inició la gestión para la consecución de permisos de vertimiento e inyección como disposición.

En el año 2006, Ecopetrol ingresó a participar en el contrato de explotación bajo la modalidad de solo riesgo con Metapetróleo, y en 2007 Pacific adquirió esta empresa. Entre estos dos años el vertimiento permitido alcanza los 300,000 Barriles de agua por día, y la inyección como disposición alcanza los 900,000 Barriles de agua por día, permitiendo el inicio del denominado segundo desarrollo en el cual hasta el año 2015 se perforan más de 1000 pozos, de los cuales el 70% fueron horizontales. Durante este segundo desarrollo, más exactamente en el año 2010, el corte de agua supera el 80%, en el año 2012 el 90%, llegando al 2015 a alcanzar el 96%.

La Figura 1 presenta una breve reseña histórica de la producción de petróleo y agua del campo.

Gráfica 1. Clasificación de pozos activos para el campo Rubiales de acuerdo al rango de WOR.



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Para caracterizar el incremento de la producción de agua, se optó por realizarlo a través de la relación agua / petróleo conocida esta variable en la industria de los hidrocarburos como “WOR”, ya que permite extenderse en valores altos de corte de agua. La Figura 2 presenta el comportamiento histórico de esta variable para todo el campo.

Gráfica 2. Comportamiento de la relación agua petróleo en el campo Rubiales.

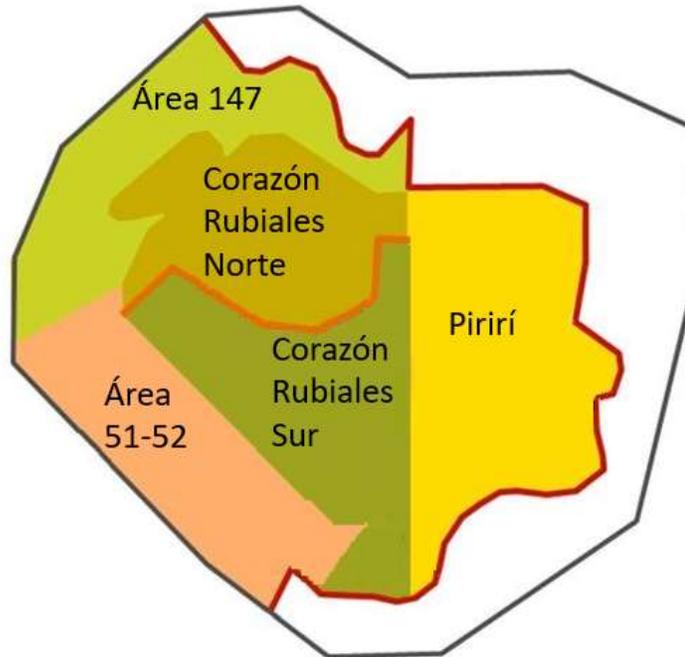


Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

### 3.1 COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO POR ÁREAS EN EL CAMPO RUBIALES

Hoy en día, el bloque en explotación denominado Rubiales luego de la firma del reciente Convenio entre Ecopetrol y la ANH firmado en Agosto de 2016, es un compendio de áreas que se fueron anexando a medida que los anteriores operadores fueron realizando la actividad exploratoria. Para objeto de este análisis emplearemos estas áreas como referencia del comportamiento de la relación agua petróleo. La Figura 3, presenta el bloque en Explotación conocido como Campo Rubiales, con la división de sus áreas.

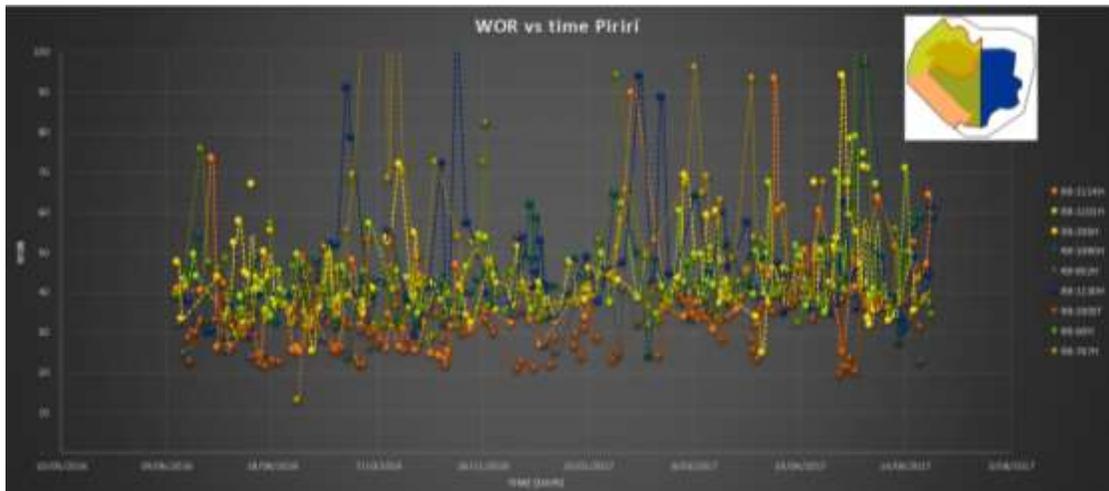
Gráfica 3. División de áreas en explotación del campo Rubiales.



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Para cada una de las áreas, se graficó el comportamiento de la relación agua / petróleo de los pozos activos para el último año operativo (tomando como referencia el periodo entre Junio de 2016 y Julio de 2017) con lo cual se obtuvieron importantes conclusiones. La Figura 4 presenta como ejemplo la gráfica del comportamiento de los pozos del área Pirirí.

Gráfica 4. Comportamiento de la relación agua petróleo en el área Pirirí del campo Rubiales.



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Al revisar el comportamiento del último año, esta área aumenta la relación agua petróleo en 0,0098 Barriles de agua por Barril de Petróleo por cada día de operación, así mismo, los pozos han presentado 91 veces un pico mayor a una relación de 40<sup>11</sup> Barriles de agua por Barril de petróleo producido, alcanzando un promedio de 35 Barriles de agua por Barril de petróleo producido, y, presentando 15 veces estos ciclos.

Este mismo análisis se realizó para las 5 áreas restantes. La Tabla 1 presenta en resumen cada una de las áreas con estas variables evaluadas. Las Figuras 5, 6 y 7, presentan de forma gráfica estos comportamientos.

---

<sup>11</sup> WOR de 40 es equivalente a un corte de agua del 97,6% y en escenarios de precio de referencia Brent de 45 USD/BI, genera un bajo margen de EBITDA.

Tabla 1. Comparativo por áreas entre las principales variables del comportamiento del WOR del campo Rubiales.

Comparativo variables junio 2016 - junio 2017				
Sector	WOR mayor a 40	Promedio de WOR	Ciclo de WOR	Tendencia
Área 147	32	36	16	↑ (0.0292 / day)
Área 51-52	37	31	8	↑ (0.0156 / day)
Corazón Rubiales Norte	40	34	11	↑ (0.0152 / day)
Corazón Rubiales Sur	59	32	16	↑ (0.0047 / day)
Pirirí	91	35	15	↑ (0.0098 / day)

Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Gráfica 5. Comparativo por áreas de número de veces donde los pozos registraron un valor de WOR mayor a 40 del campo Rubiales.



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Gráfica 6. Comparativo por áreas del promedio de WOR en el campo Rubiales.



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Gráfica 7. Comparativo por áreas de número de ciclos con picos altos de WOR en el campo Rubiales.

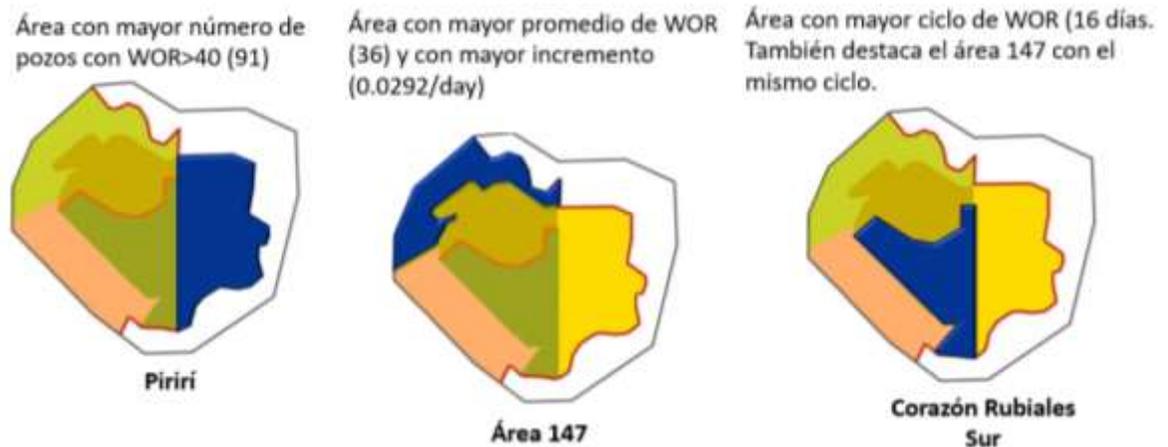


Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

El área 147, presenta mayor tendencia al incremento de la relación agua / petróleo (WOR), respecto a las otras. Igualmente es el área con mayor promedio de WOR (36 Barriles de agua por barril de petróleo producido). En el Capítulo 5 se revisarán las variables asociadas a la extracción en los pozos del área 147.

La Grafica 8, presenta las áreas Pirirí, 147, y Corazón Rubiales Sur, como las representativas de acuerdo al análisis realizado.

Gráfica 8. Áreas más importantes de acuerdo al comportamiento de la relación agua / petróleo en el campo Rubiales.



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

#### **4. DIAGNÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO EN EL CAMPO RUBIALES**

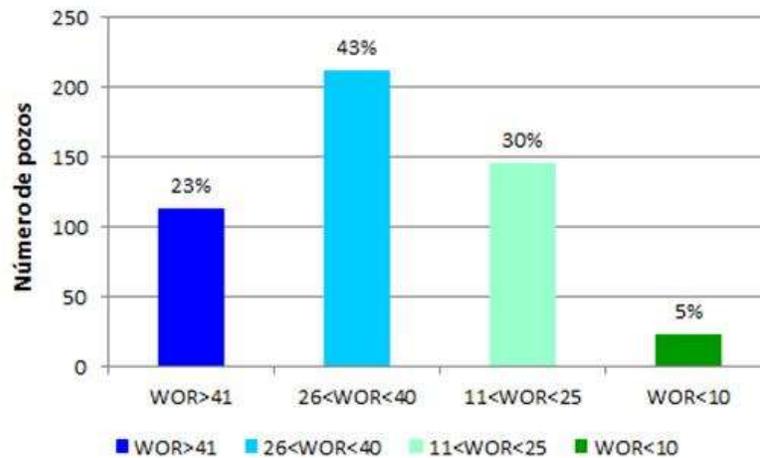
Una vez realizado el análisis por áreas del Campo Rubiales, se realizó el diagnóstico por pozo y como ha sido su comportamiento en el tiempo. Para este análisis, los pozos activos e inactivos fueron clasificados por aparte en 4 rangos de acuerdo a su relación agua petróleo (WOR) para facilitar el análisis. Este rango es generado con base en el análisis de rentabilidad que un barril de petróleo puede generar a precios de referencia Brent de 45 USD/BI.

Para el rango 1, se seleccionaron pozos con valores superiores a 41 Barriles de agua por barril de petróleo producido, que pueden ser considerados con un WOR alto. Para el rango 2, se seleccionaron los pozos con valores entre 26 y 40 Barriles de agua por barril de petróleo producido, que son pozos considerados en un rango medio. Para el rango 3, se seleccionaron pozos con WOR entre 11 y 25 Barriles de agua por barril de petróleo producido, que son pozos considerados en un rango bajo, y por último los pozos de rango 4, para pozos con rango menor de 10 Barriles de agua por barril de petróleo producido, que son considerados en un rango muy bajo característico de pozos recién perforados, o pozos sin ser muy afectados por el acuífero activo.

En la Grafica 9, se evidencia que solamente el 35% de los pozos activos tienen un WOR bajo (menor a 25), y el 65% de los pozos presentan un WOR superior a 26 Barriles de agua por barril de petróleo producido. El 23% de los pozos presentan un alto WOR superior a 41 Barriles de agua por barril de petróleo producido.

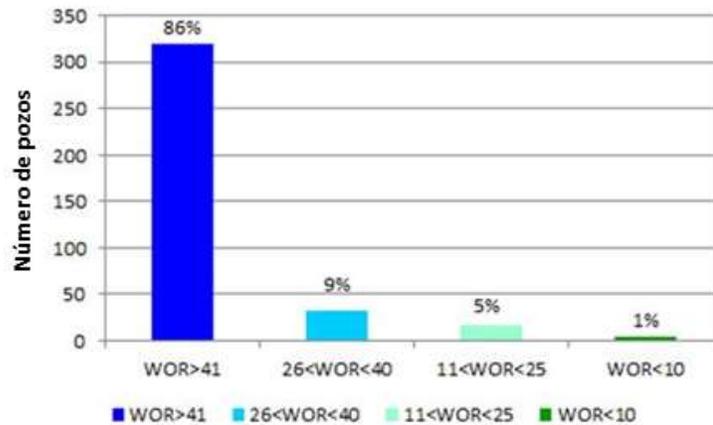
En la Grafica 10 se concluye que el 86% de los pozos inactivos, fueron cerrados con un WOR alto superior a 41, lo que puede concluir que el incremento en la producción de agua, es la principal causa del cierre de pozos en el campo Rubiales. Únicamente el 6% de los pozos fueron cerrados con un WOR bajo. Revisando al detalle estos pozos, la causa de cierre es por daño mecánico (arenamiento o daño en el liner ranurado).

Gráfica 9. Clasificación de pozos activos para el campo Rubiales de acuerdo al rango de WOR.



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Gráfica 10. Clasificación de pozos inactivos para el campo Rubiales de acuerdo al rango de WOR.



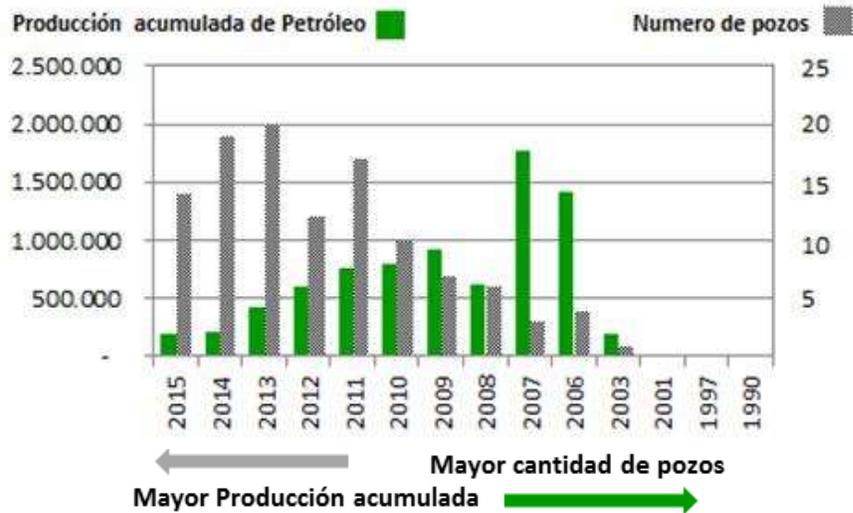
**Fuente.** Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Posteriormente, para identificar como ha sido el comportamiento de los pozos a través del tiempo, y evidenciar cambios a medida que se ha desarrollado el campo, se agruparon los pozos por año en el que fueron perforados (campaña de perforación correspondiente). También se incluyó su producción acumulada.

Inicialmente se clasificaron los pozos que se encuentran en el rango 1, con WOR superior a 41 Barriles de agua por barril de petróleo producido (alto).

La Grafica 11, concluye que las últimas campañas de perforación (2013-2015) reúnen un número de pozos superior al que reúnen las primeras campañas de perforación (2003-2012), sin embargo a pesar de esta relación, la producción acumulada es más alta en los pozos de las primeras campañas de perforación.

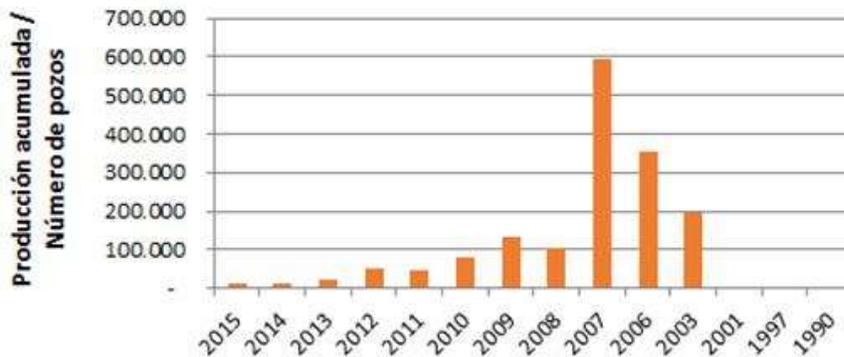
Gráfica 11. Producción acumulada y número de pozos por campaña, rango de pozos con alto WOR (>41).



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

En la Gráfica 12, se obtuvo una relación de las dos variables, que deriva en la producción acumulada promedio por pozo productor, evidenciando una mejor relación en las campañas de perforación 2003, 2006 y 2007.

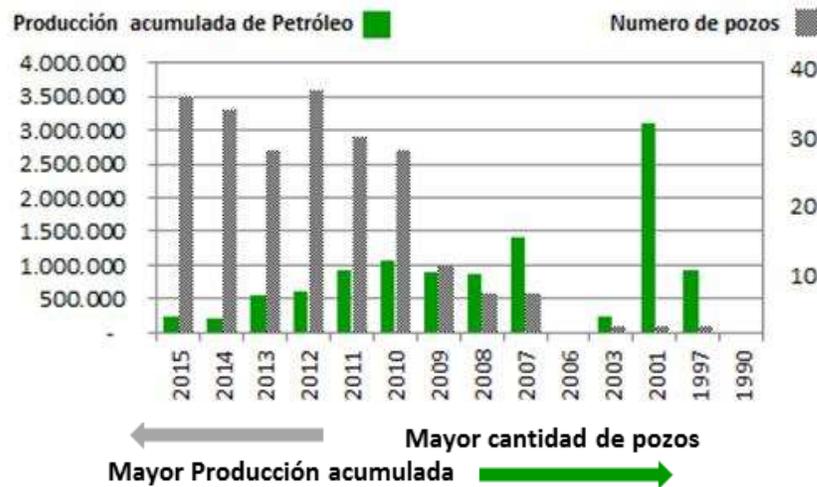
Gráfica 12. Relación producción acumulada y número de pozos por campaña, rango de pozos con alto WOR (>41).



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

La Gráfica 13, en donde se encuentran los pozos con relación agua petróleo de rango medio (entre 26 y 40 Barriles de agua por barril de petróleo producido), presenta un comportamiento similar a la Gráfica 11. Las últimas campañas de perforación presentan un mayor número de pozos perforados, pero en producción acumulada su relación es inversa. Esta relación se aprecia en la Gráfica 14, en donde la mejor relación producción acumulada por número de pozos se presenta en las campañas de 2003, 2007, 2008 y 2009.

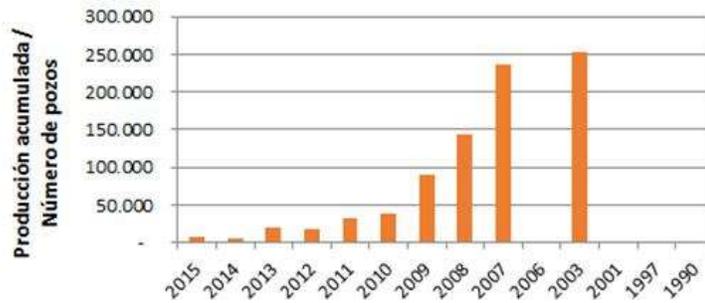
Gráfica 13. Producción acumulada y número de pozos por campaña, rango de pozos con WOR medio ( $26 < WOR < 40$ ).



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

De análisis se concluye, que la relación entre número de pozos y producción acumulada ha disminuido con el tiempo, siendo la campaña del año 2015 la de menor relación.

Gráfica 14. Relación producción acumulada y número de pozos por campaña, rango de pozos con WOR medio ( $26 < WOR < 40$ ).

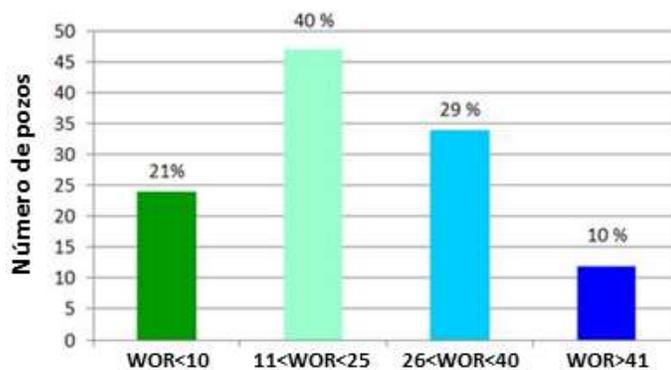


Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Este resultado conlleva a revisar en que condición actual se encuentran los pozos perforados en dicha campaña, y en que condición ingresaron a producción (primeros 3 meses de producción).

La Grafica 15, presenta la condición al mes de Junio de 2016 de los pozos perforados en la última campaña de perforación.

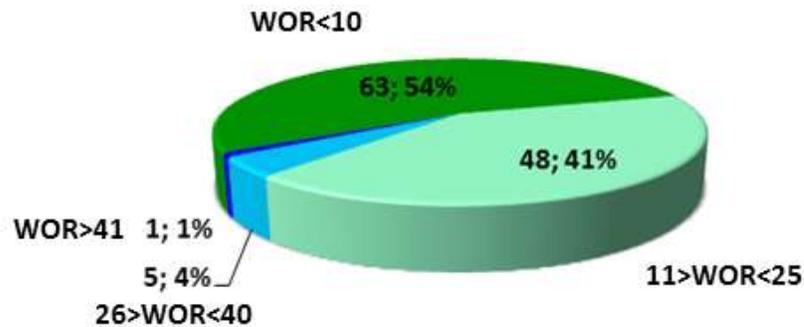
Gráfica 15. Clasificación de pozos de la campaña de perforación 2015 del campo Rubiales de acuerdo al rango de WOR al mes de Junio de 2016.



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

La Grafica 16, presenta los primeros 3 meses de producción de los pozos perforados en la campaña de perforación 2015.

Gráfica 16. Primeros tres meses de producción de los pozos de la campaña de perforación 2015 del campo Rubiales, clasificado por WOR.



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

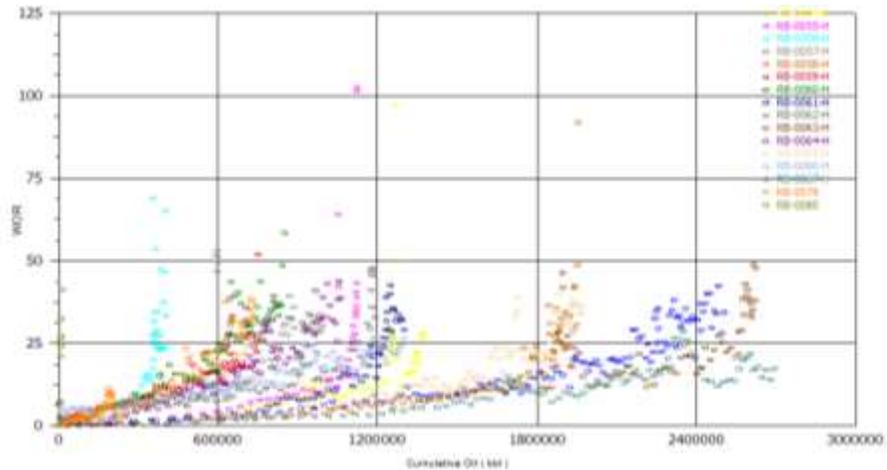
De las anteriores Graficas 15 y 16, se puede concluir:

- ✓ El 54% de los pozos de la campaña 2015, iniciaron con WOR menor a 10, en un año de producción solamente queda el 21% en este rango.
- ✓ El 95% de los pozos iniciaron con WOR menor a 25, en un año de producción, queda el 61% en este rango.
- ✓ El 5% de los pozos iniciaron con WOR mayor a 26, en un año de producción, ya se tiene el 39%.
- ✓ El 1% de los pozos iniciaron con WOR mayor a 41, en un año de producción, ya se tienen el 10%.

Estas cifras podrían indicar que aparte de la disminución en el radio de drenaje al avanzar el desarrollo del campo, y el desplazamiento del contacto agua petróleo con el tiempo, otras variables asociadas al manejo de extracción de cada pozo han influenciado el rápido incremento del WOR en los pozos de las últimas campañas de perforación.

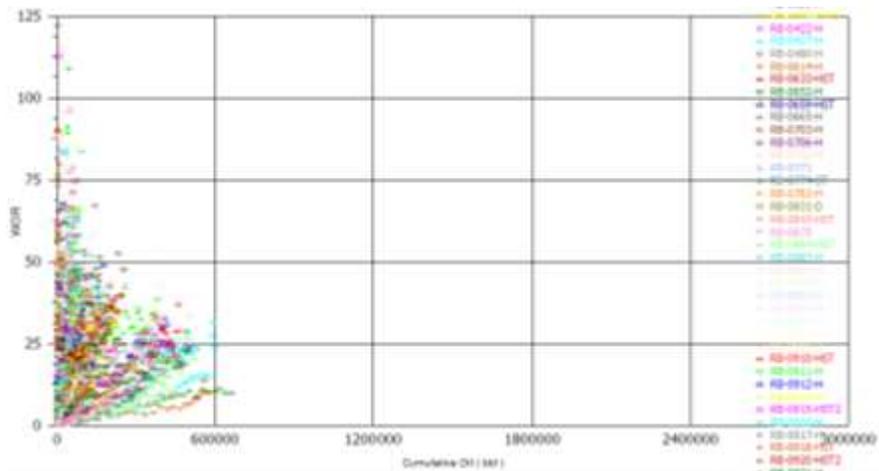


Gráfica 18. WOR versus producción acumulada de petróleo. Pozos perforados en 2007.



Fuente: Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Gráfica 19. WOR versus producción acumulada de petróleo. Pozos perforados en 2014.



Fuente. Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.



- ✓ Promedio de producción acumulada de petróleo por pozo activo.
- ✓ Promedio de producción acumulada de petróleo por pozos inactivos y abandonados.
- ✓ Promedio de producción acumulada de petróleo por campaña.

Las variables que presentaron aumento gradual con el tiempo fueron:

- ✓ Número de pozos que ingresó a producción.
- ✓ Número de pozos abandonados o inactivos de cada campaña de perforación.

El comportamiento de las variables analizadas indica el impacto que ha presentado el aumento del WOR en el desarrollo del activo.

Tabla 2. Estadística de inactividad y producción acumulada, campo Rubiales por vigencia de perforación.

	< 2000	Entre 2001 y 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Comportamiento
Pozos que ingresaron a producción	18	21	17	53	96	129	126	180	169	174	114	
Pozos inactivos o abandonados de dichas vigencias	14	13	7	28	57	61	48	102	93	79	6	
% Pozos inac. & aband. Respecto a dicha vigencia	78%	62%	41%	53%	59%	47%	38%	57%	55%	45%	5%	
Promedio de vida del pozo productor (años)	14,3	9,0	6,6	6,1	5,3	4,7	4,1	1,4	1,7	1,4	1,0	
WOR promedio	18	9	11	12	15	14	16	19	20	31	19	
Promedio de producción acumulada de crudo (inac. & aband.)	661	624	897	649	693	626	603	307	239	121	162	
Promedio de producción acumulada de petróleo de la campaña	527	856	1343	654	745	608	573	340	247	132	128	

Fuente. Tomado de, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Se concluye que la relación agua petróleo, puede ser afectada por la disminución en el radio de drenaje al avanzar el desarrollo del campo, y el desplazamiento del contacto agua petróleo con el tiempo; sin embargo, es posible que otras variables asociadas al manejo de extracción de cada pozo haya influenciado igualmente en este comportamiento.

De acuerdo al anterior análisis, la caracterización del comportamiento de la producción de agua es el factor de mayor importancia para la optimización del recobro por pozo, siendo este el mecanismo de producción principal del campo. El dejar de lado su análisis puede llevar a tener pérdidas en la producción de petróleo, pérdida temprana de pozos, pronósticos de producción determinísticos desviados, y, diseños de extracción sobredimensionados o subdimensionados.

## 5. VARIABLES DE PRODUCCIÓN QUE AFECTAN LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO

En el capítulo anterior, se concluyó que la relación agua petróleo, puede ser afectada por la disminución en el radio de drenaje al avanzar el desarrollo del campo, y el desplazamiento del contacto agua petróleo con el tiempo; sin embargo, algunas variables asociadas al manejo de extracción de cada pozo pueden haber influenciado o acelerado este comportamiento.

La producción de líquidos de un pozo, es proporcional a la caída de presión que se genera, entre la presión promedio de yacimiento, y la presión de fondo fluyente. Esta es la relación del índice de productividad, por tal razón, la principal variable a revisar es la caída de presión que se genera en los pozos del campo en estudio. Inicialmente, se calculó la Presión de fondo fluyente con base en la presión de entrada de la bomba, aprovechando que un alto porcentaje de los pozos en estudio cuentan con sensor de fondo que mide la presión de entrada de la bomba. Posteriormente se agruparon los pozos de acuerdo a diferentes rangos de presión (cada 100 Psi), para observar que sucede a diferentes caídas de presión a través del tiempo.

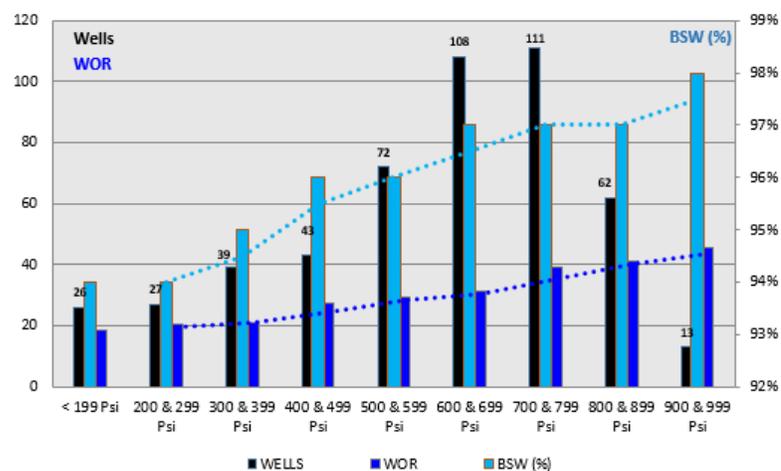
Tabla 3. Rangos de presión de fondo fluyente, pozos del campo Rubiales

Rangos de presión de fondo fluyente	Número de pozos	% en la población
< 199 Psi	26	5%
200 & 299 Psi	27	5%
300 & 399 Psi	39	8%
400 & 499 Psi	43	9%
500 & 599 Psi	72	14%
600 & 699 Psi	108	22%
700 & 799 Psi	111	22%
800 & 899 Psi	62	12%
900 & 999 Psi	13	3%

El 73% de los pozos, presentan una presión de fondo fluente alta, superior a 500 Psi, y solamente el 27% de los pozos presentan una presión inferior a 500 Psi.

La siguiente Grafica (21) presenta la distribución de pozos agrupados por su presión de fondo fluente. Se presentan 9 grupos que van desde una presión baja (Menor a 199 Psi), hasta los de una mayor presión (Entre 900 y 999 Psi). A cada grupo se le asignó su promedio de corte de agua y sedimentos (BSW) y su relación agua/petróleo (WOR) para poder identificar la relación de la presión de fondo fluente con estas dos variables.

Gráfica 21. Distribución de pozos del campo Rubiales agrupados por su caída de presión. BSW y WOR promedio de cada grupo de pozos.

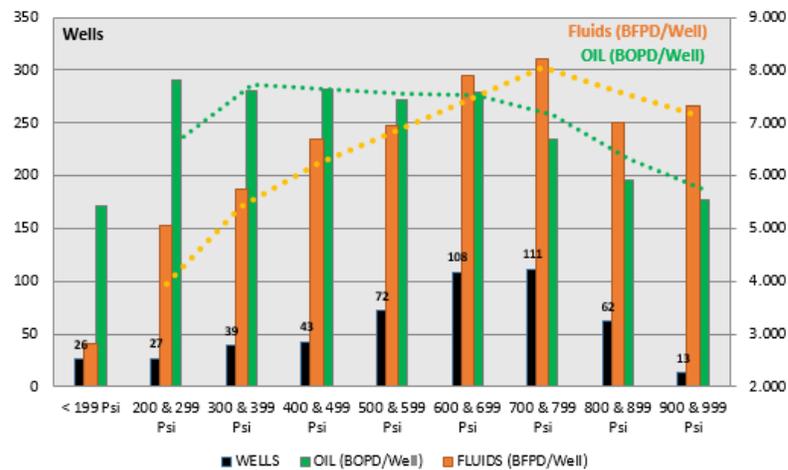


Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE. Formas oficiales de producción.

Se identifica que la presión de fondo fluente es directamente proporcional al comportamiento del BSW y WOR en más del 95% de los pozos, es decir, con Presiones de fondo fluente altas se presenta una alta relación agua / petróleo, y con presiones de fondo fluente bajas, se presenta una baja relación agua / petróleo.

En la siguiente Grafica (22), relacionamos los nueve grupos de pozos distribuidos por rangos de presión de fondo fluyente, comparado con el caudal promedio de líquido y el caudal de petróleo de estos pozos.

Gráfica 22. Distribución de pozos del campo Rubiales agrupados por su caída de presión. Caudal de Petróleo y Caudal de Agua promedio de cada grupo de pozos.



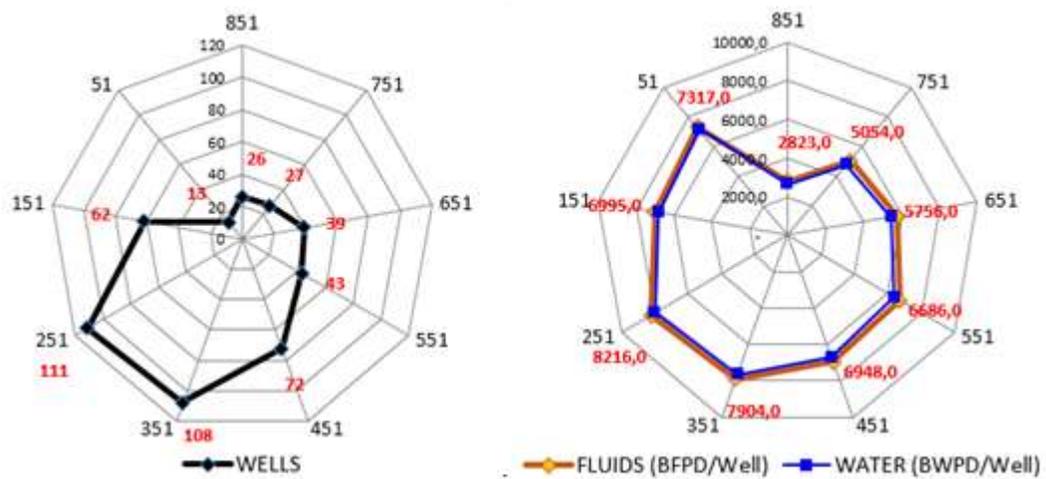
Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de formas oficiales de producción.

En la Grafica 22, se observa que el 73% de los pozos tienen caudales superiores a 6900 BIs de fluido por día; sin embargo, el promedio de producción de petróleo de estos pozos es inferior al promedio de producción de los pozos con caudales inferiores a 6900 BIs por día (230 Barriles de petróleo versus 251 Barriles de petróleo respectivamente).

El caudal de fluidos por día es directamente proporcional al BSW y WOR, al igual que en la presión de fondo fluyente en más del 70% de los pozos. El caudal de petróleo es inversamente proporcional.

Para visualizar mejor este comportamiento, se realizaron Gráficos de araña para estas variables. En la siguiente Figura (1), se presentan estas variables versus la caída de presión.

Figura 1. Número de pozos, y Caudal de Fluidos y Caudal de agua, distribuidos por presión de fondo fluyente.

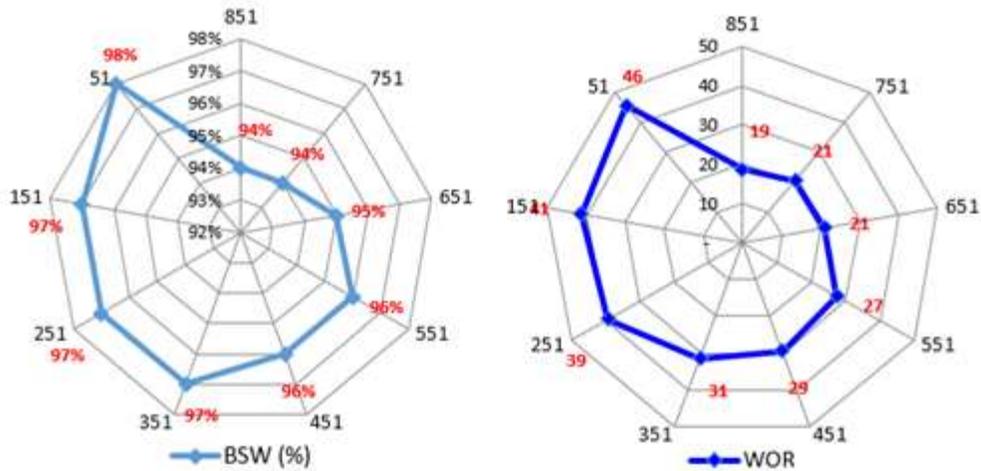


Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de formas oficiales de producción.

El 73% de los pozos, presentan una baja caída de presión, inferior a 550 Psi, y solamente el 27% de los pozos presentan una presión superior a 500 Psi.

El 73% de los pozos tienen caudales superiores a 6900 Bls de fluido por día. Así mismo, se evidencia relación inversa entre caudal de líquido y caudal de agua con la caída de presión.

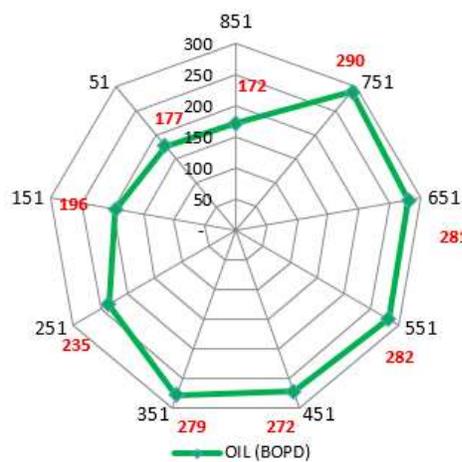
Figura 2. Corte de agua y sedimentos (BSW), y relación agua petróleo (WOR), distribuidos por presión de fondo fluyente.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de formas oficiales de producción.

Existe una relación inversa entre BSW y WOR con la caída de presión.

Figura 3. Caudal de petróleo promedio de los pozos, distribuidos por caída de presión.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de formas oficiales de producción.

En la producción de petróleo, la relación es contraria. Una mayor caída de presión (Superior a 351 Psi), representa mayor producción de petróleo (caudales de petróleo entre 279 y 290 Barriles por día).

Podemos concluir que la producción de petróleo es directamente proporcional a la caída de presión; sin embargo, la producción de líquidos y de agua es inversamente proporcional a la caída de presión.

Al analizar el comportamiento de estas gráficas, se observa que los altos caudales reflejan un alto corte de agua, y por ende, una disminución en la producción de petróleo a medida que la caída de presión disminuye.

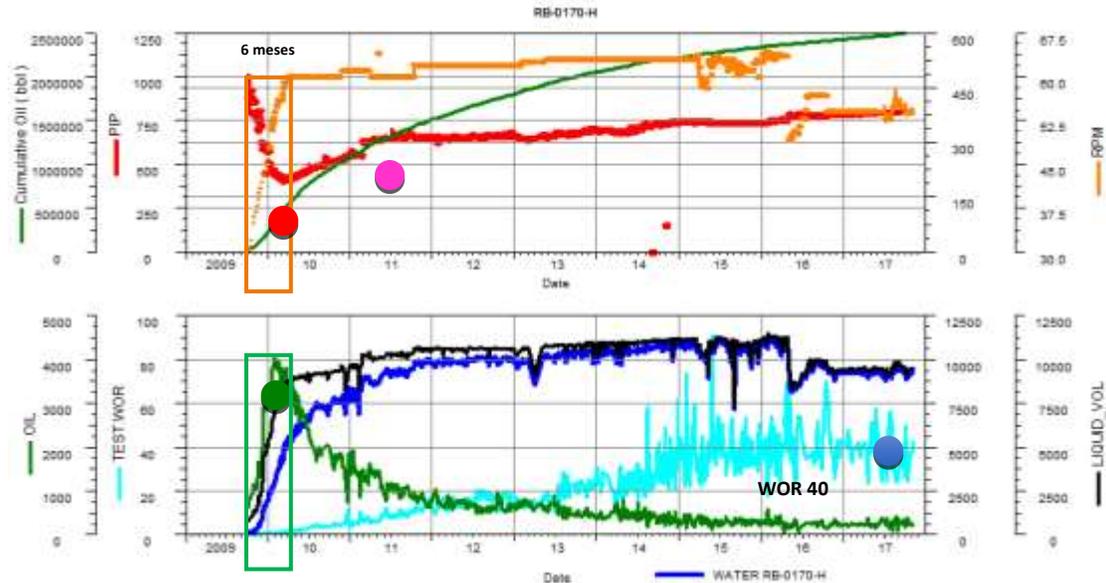
Este comportamiento puede relacionarse con la actividad del mecanismo de producción principal de este campo (acuífero activo).

## **5.1 ANÁLISIS DEL WOR EN LA VIDA PRODUCTIVA DE LOS POZOS.**

Para identificar el proceso que se genera en el mecanismo de producción, se analizó la vida productiva de pozos con alta producción acumulada, y pozos con baja producción acumulada.

La siguiente Grafica (26) presenta la curva histórica de producción del pozo Rubiales 170H, de la campaña 2009, el cual presenta alta producción acumulada. En este se graficaron la producción de líquido, agua y petróleo por día, Presión en la entrada de la bomba (que representa el comportamiento de la presión de fondo fluyente, RPM (que representa los Hertz de la Bomba Electrosomergible), producción de petróleo acumulada, y la relación agua petróleo (WOR).

Gráfica 23. Variables de producción del pozo Rubiales 170H.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

En la historia de producción del pozo se aprecia un periodo inicial (cuadro naranja en la figura superior y verde en la figura inferior), donde desciende la Presión en la entrada de la bomba (Desciende en 6 meses de operación debido a que en 6 meses se lleva la Bomba de su capacidad mínima de extracción 30 Htz a su capacidad de diseño 60 Htz); durante este periodo se alcanza el pico máximo de producción de petróleo (Punto verde sobre la línea de producción de petróleo), y se alcanza el punto más bajo en la Presión en la entrada de la bomba.

Posterior a este, se presenta un segundo periodo, en donde la Presión de entrada en la bomba se incrementa con una alta pendiente hasta el punto fucsia de la Grafica superior. En esta parte se realizan leves incrementos de extracción de líquidos, sin embargo, se genera un incremento en la producción de agua de forma constante, y un decremento acelerado de la producción de petróleo.

Finalmente el pozo de forma estable no varía en su capacidad de extracción, sin embargo la Presión en la entrada de la bomba aumenta levemente durante 6 años de operación. En este periodo se observa un incremento del WOR, hasta estabilizar en un valor de 40.

Este comportamiento del pozo Rubiales 170 H, se observó en otros pozos con alta producción acumulada.

A continuación se realiza el mismo análisis para el pozo Rubiales 422 de la zona 147, el cual presenta un acumulado de producción muy inferior al del pozo anterior (menos de 125,000 Barriles de Petróleo).

Este pozo de la Campaña 2014, presentó un periodo de rampeado o incremento corto de 3,5 meses. Después del punto de mayor descenso de Presión de entrada en la bomba, se continúan realizando incrementos de extracción. Esto genera un rápido aumento en la producción de agua y una rápida disminución en la producción de petróleo. En un término menor a un año, el pozo alcanzó una relación agua petróleo de 65.

Gráfica 24. Variables de producción del pozo Rubiales 422H.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Este mismo análisis se realizó en pozos con baja producción acumulada, y se encontraron resultados similares. Podemos concluir que se encuentran tres periodos en el comportamiento de producción de los pozos, un periodo inicial que podemos denominar “periodo de arranque”, en donde el pozo se lleva en rampa hasta su capacidad de extracción diseñada. Un segundo periodo denominado “de intrusión del acuífero”, donde se tiene una alta pendiente en la presión de fondo fluyente, posiblemente generada por la intrusión de agua, y un tercer periodo con una menor pendiente en la presión de fondo fluyente que podemos llamar de “estabilización”.

Inicialmente se analiza el primer periodo o periodo de arranque. Para este análisis se tomaron los pozos perforados en la campaña del año 2005, debido a los bajos acumulados que tienen y a la alta relación agua petróleo (WOR) que han alcanzado. Estos pozos se clasificaron de acuerdo a su relación agua / petróleo, y se dividieron en 3 grupos.

En la Grafica 28 se encuentran 47 pozos, que presentaron un WOR menor a 10 durante sus primeros 2 o 3 meses. Estos pozos se agruparon dependiendo los meses que demoraron en alcanzar el punto de estabilización de la Presión de fondo fluyente.

Se concluye que los pozos que tuvieron 6 meses en promedio de estabilización, aumentaron su WOR de 5 a 8; mientras que los pozos que alcanzaron 4 meses en promedio de estabilización, aumentaron su WOR de 5 a 33, razón por la cual se determina que esta es una de las variables que impactan en que tan rápido se alcanza una alta producción de agua en los pozos del campo Rubiales.

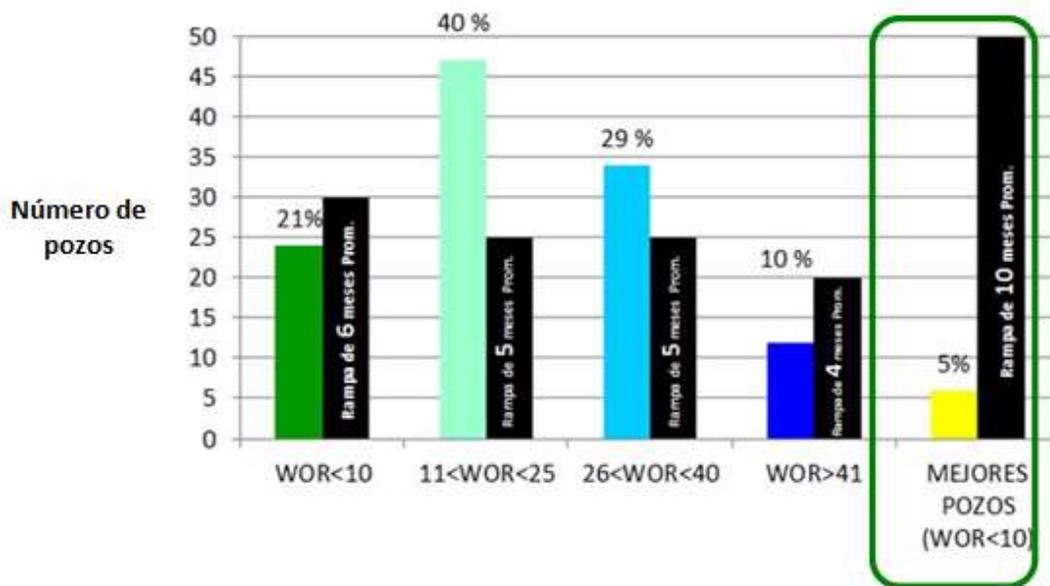
Figura 4. Relación entre el periodo de estabilización y el WOR alcanzado, en los pozos de la campaña 2015 que iniciaron con bajo WOR.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Un comparativo importante es revisar el tiempo de estabilización en los pozos que han alcanzado mayor producción acumulada, y compararla con los pozos de la campaña de perforación 2015. De este comparativo se encontró que este periodo de arranque, en promedio en los pozos de mayor producción acumulada del campo se alcanzó a los 10 meses, mientras que los pozos de la campaña 2015, se alcanzó en periodos de 4, 5 y 6 meses. Esta relación se ilustra en la Gráfica 25.

Gráfica 25. Clasificación de pozos activos con mayor producción acumulada (Mejores pozos), con los pozos que ingresaron en el año 2015, por el tiempo alcanzado en el periodo de estabilización.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

En los pozos Graficados (Gráficas 21, 22, y 23), y en general en un alto porcentaje de estos, se observó que después de alcanzar el pico máximo en la producción de petróleo, se continuó aumentando la extracción, alcanzando un pico mayor en la producción de líquidos.

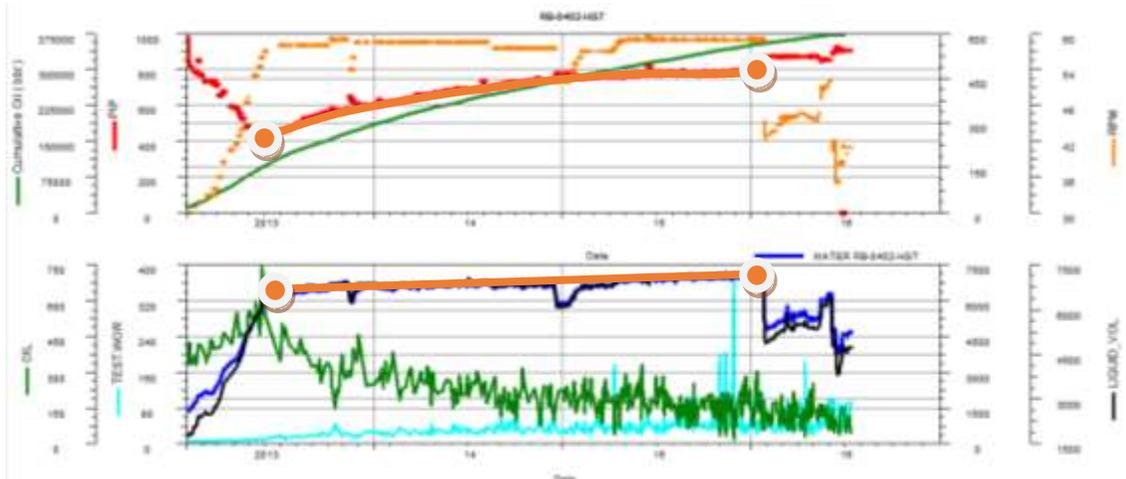
En la Gráfica 26, se observa la relación entre la sumergencia versus el caudal total de líquido, y su relación con el WOR. Se encontró que a mayor Sumergencia y caudal total, el WOR es más alto. Esto concuerda con la relación de la Gráfica 15.

Al analizar la caída de presión en los pozos que pasaron de un bajo WOR (menor a 11) a un alto WOR (mayor a 41) en poco tiempo, se encontró que el promedio en caída de presión estuvo en valores de 339 Psi, el cual es equivalente a 711 Psi de Presión de fondo. Es importante realizar el monitoreo diario de esta variable, para evitar alcanzar el punto de estabilización en poco tiempo. El incremento en la capacidad de extracción de los pozos debe ser constante, para evitar saltos bruscos que generen altas variaciones en el WOR.

En el segundo periodo denominado “intrusión del acuífero”, en donde la presión de fondo fluyente aumenta rápidamente con una alta pendiente, se encontró que esta pendiente es mayor entre más alto sean los incrementos de extracción en esta etapa.

En las siguientes Graficas (30 y 31), se comparan dos pozos con comportamientos diferentes. El primero (Rubiales 402 HST), donde no se realizaron incrementos después de encontrar de punto de estabilización. Se observa como la pendiente de incremento de la Presión de Fondo Fluyente es baja y demora cerca de 2 años en estabilizarse lo cual se refleja en un leve aumento del WOR.

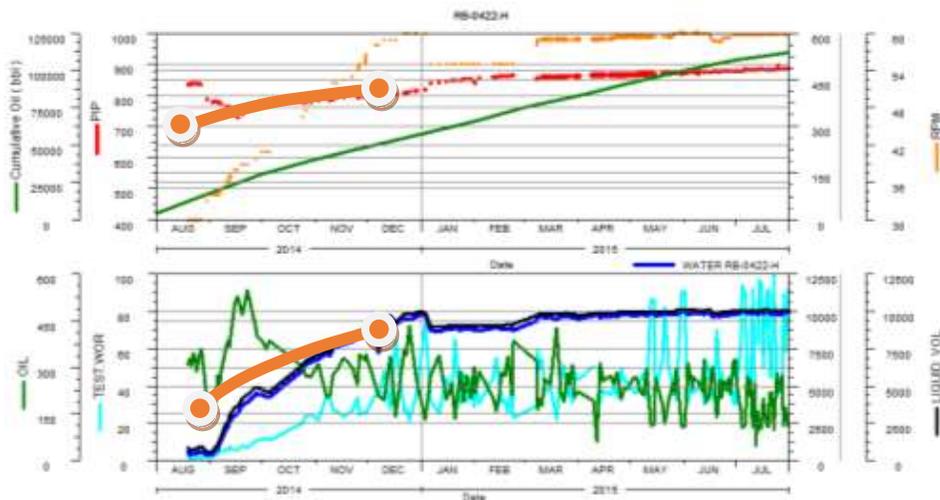
Gráfica 26. Variables de producción del pozo Rubiales 402H ST.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

En el segundo pozo (Rubiales 422H), se realizaron incrementos de extracción después del punto de estabilización. Se observa que la Presión de fondo fluyente estabilizó en 4 meses, generando una pendiente mayor a la del anterior pozo, y que se refleja en un cambio grande en la relación agua petróleo (WOR).

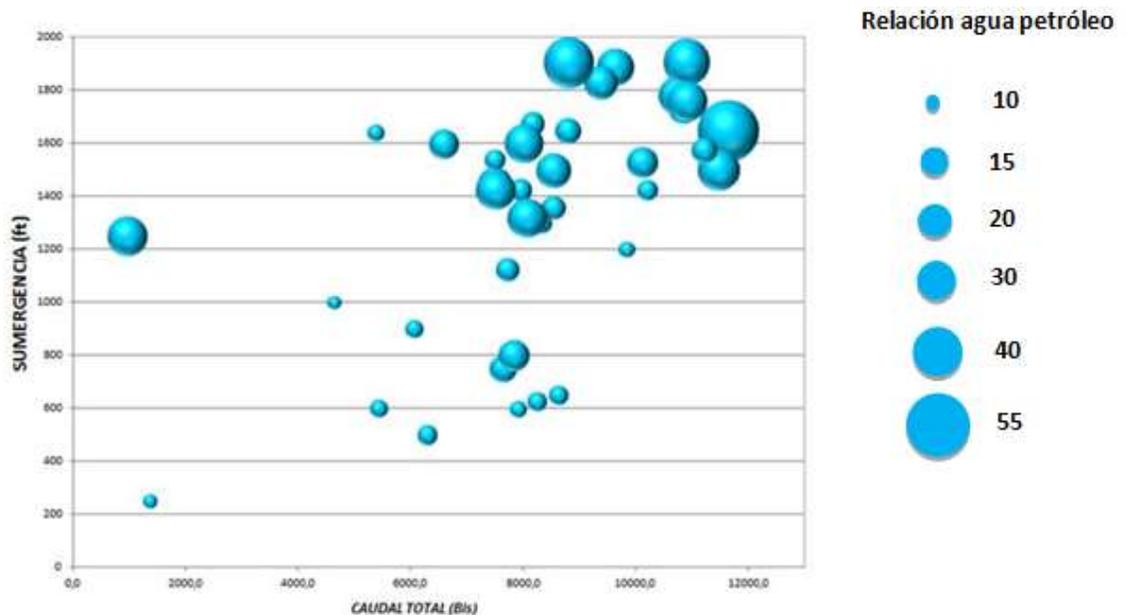
Gráfica 27. Variables de producción del pozo Rubiales 422H.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Para determinar qué relación existe entre variables como la alta presión de fondo fluyendo que se genera entre al aumentar la extracción (en la Gráfica representado por la Sumergencia líquida que tiene la bomba de fondo), el caudal final al que se lleva el pozo y la relación agua petróleo (WOR). Se concluye que existe una relación directa entre la relación agua petróleo, el caudal de extracción y la Presión de Fondo Fluyente.

Gráfica 28. Relación entre la sumergencia, el caudal de líquidos, y el WOR alcanzado, en los pozos de la campaña 2015.

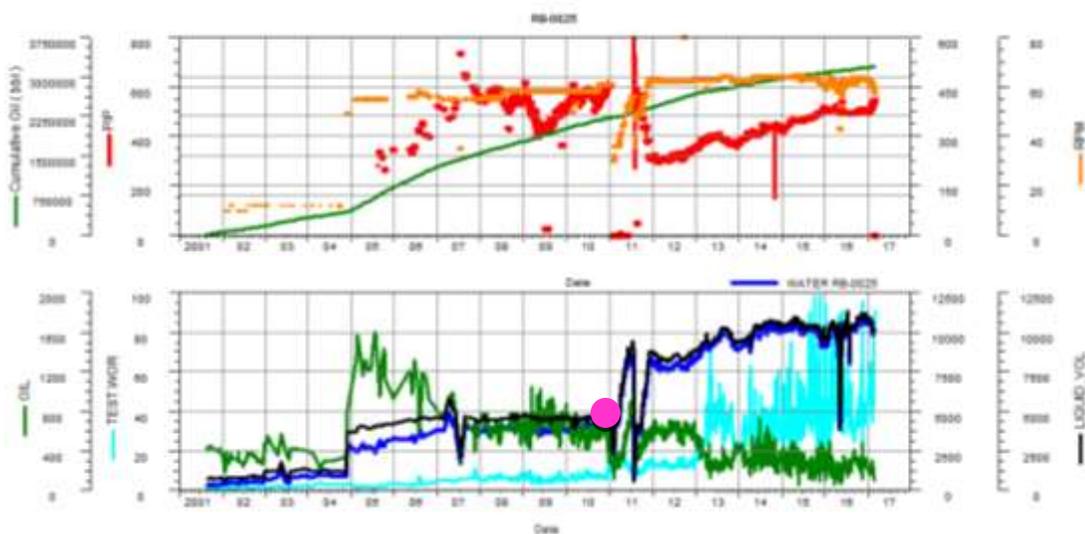


Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Para analizar la tercera parte se coloca como ejemplo el pozo Rubiales 25, el cual se mantuvo con una extracción de 5000 BFPD entre los años 2005 y 2013, y presentó un leve aumento de la relación agua petróleo (WOR) que no superó los 20 barriles de agua por barril de petróleo producido (punto fucsia en la siguiente Figura 33).

La presión de fondo fluyente estuvo estable durante dicho periodo. En el año 2013 se realizó un fuerte cambio en la capacidad de extracción en donde se llevó el pozo a 10,000 BFPD. En este periodo se alcanzó un promedio en la relación agua petróleo de 60 barriles de agua por barril de petróleo, y generó un fuerte cambio en la presión de fondo fluyente. Se concluye que realizar fuertes cambios en la capacidad de extracción conllevan a fuertes cambios en el comportamiento de la presión de fondo fluyente, así mismo en la relación agua petróleo.

Gráfica 29. Variables de producción del pozo Rubiales 25.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Las siguientes Gráficas presentan desde una diferente vista el comportamiento de la relación agua / petróleo, el cual es impactado de acuerdo al manejo de extracción.

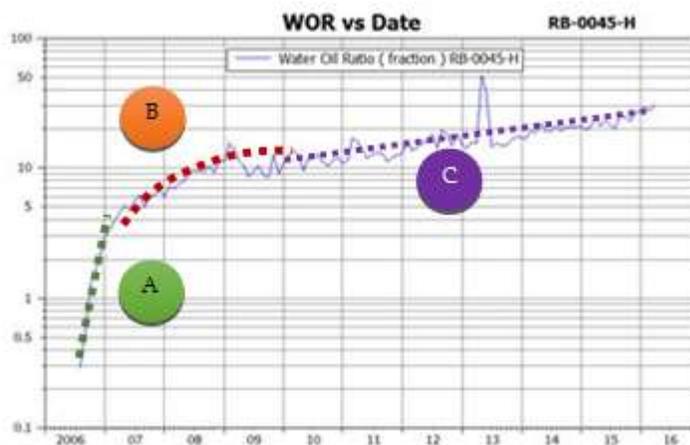
La Gráfica 30 presenta esta relación contra en tiempo con una escala semi-logarítmica.

Esta escala nos permite observar el periodo de arranque (A), y el segundo periodo en donde la pendiente cambia, se reduce, y genera una tendencia estable para aprovechar la recuperación de petróleo constante en el tiempo. Este segundo periodo (B), lo denominamos “periodo de intrusión del acuífero” y el periodo (C) en donde hay un incremento leve constante del WOR que puede ser estable sino se realizan cambios de extracción.

La Gráfica 31, presenta esta misma relación del WOR contra el tiempo en una escala Logarítmica. Para el caso específico de este pozo (Rubiales 45H), la pendiente es casi constante.

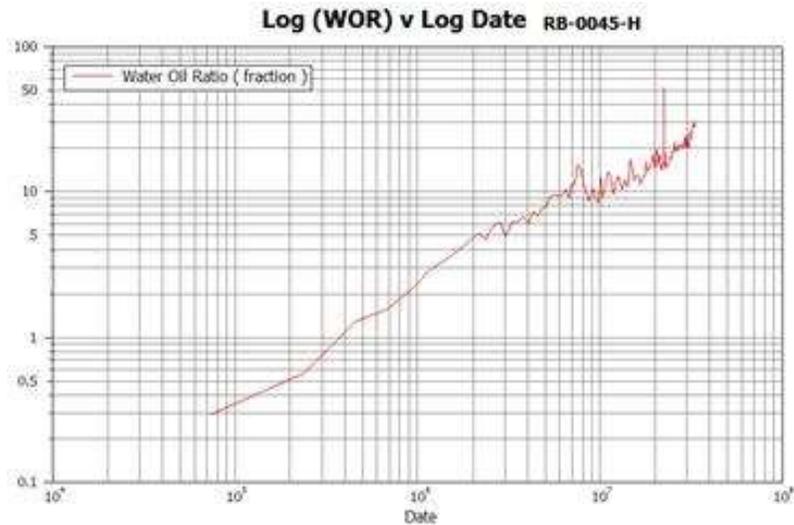
La Gráfica 32, presenta la producción de petróleo y de agua acumulada contra el tiempo, y de igual forma se observa muy constante para este mismo pozo (Rubiales 45H). Estas Gráficas, reflejan un muy buen comportamiento en su vida productiva, lo cual se refleja en su alta producción acumulada.

Gráfica 30. WOR versus tiempo, en escala semilogarítmica, pozo Rubiales 45H.



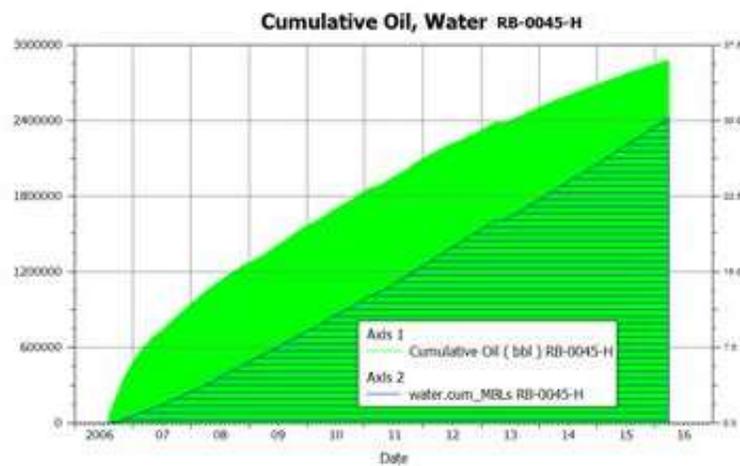
Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Gráfica 31. WOR versus tiempo, en escala logarítmica, pozo Rubiales 45H.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Gráfica 32. Producción acumulada de petróleo y agua, pozo Rubiales 45H.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Para observar el comportamiento de un pozo (Rubiales 1103H) donde la capacidad de extracción no permitió generar una rampa estable desde su arranque (Periodo A), se presentan las Gráficas 33, 34 y 35. En este caso,

en el periodo A, alcanzó valores mucho más altos de WOR, comparados con el pozo Rubiales 45H. Los fuertes incrementos de extracción debido a su alta capacidad generó un incrementó acelerado del WOR (cambio brusco en la pendiente).

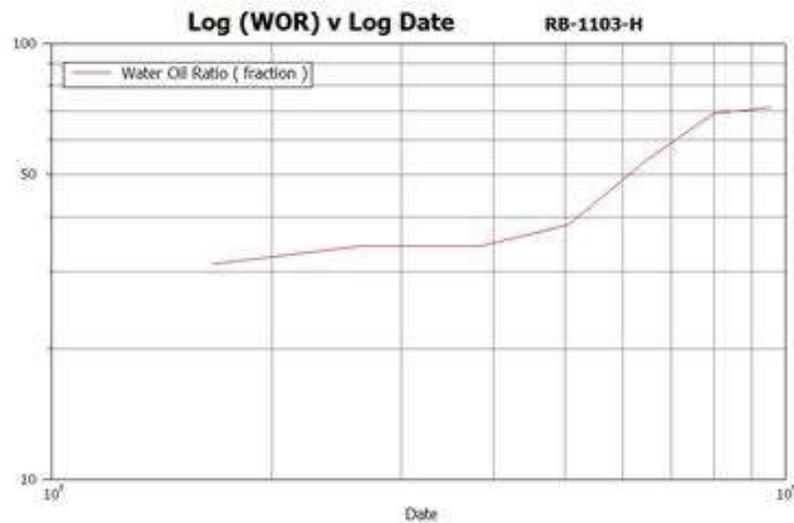
En la Grafica 33 se observa que la línea logarítmica del WOR no fue constante, y en la Figura 34, se presenta un cambio en la pendiente de la producción acumulada de agua, con respecto a la producción acumulada de petróleo.

Gráfica 33. WOR versus tiempo, en escala semilogarítmica, pozo Rubiales 1103H.



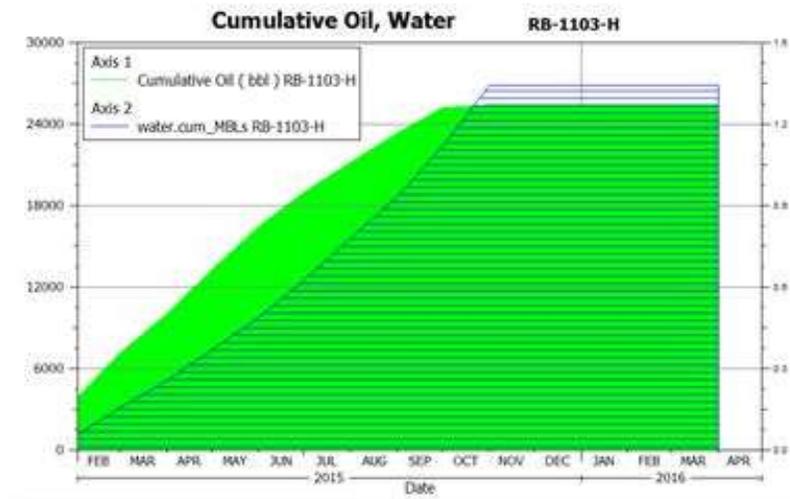
Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Gráfica 34. WOR versus tiempo, en escala logarítmica, pozo Rubiales 1103H.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Gráfica 35. Producción acumulada de petróleo y agua, pozo Rubiales 1103H.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Se concluye que a partir de las Gráficas anteriormente analizadas, se puede identificar que los cambios en la capacidad de extracción generan cambios

en la presión de fondo fluyente y por ende aceleran la intrusión del acuífero impactando el recobro primario de petróleo de cada pozo.

El manejo adecuado de la capacidad de extracción, en las etapas de “arranque, intrusión del acuífero y estabilización”, deriva en cambios importantes en la producción acumulada de petróleo y de agua.

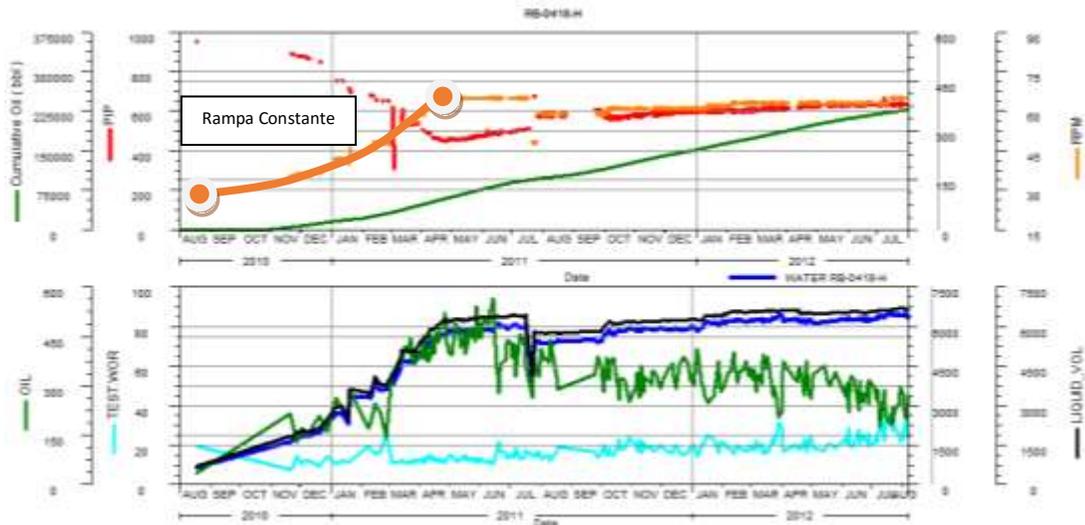
## **6. PLAN DE TRABAJO PARA EL CONTROL DE LAS VARIABLES QUE INCIDEN EN EL COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA PETRÓLEO DEL CAMPO RUBIALES**

El cambio de la relación agua petróleo en el tiempo, en parte ha sido influenciado por la capacidad de extracción que se ha empleado en cada uno de los pozos productores, como principal variable de producción. Para generar el plan de mitigación de este impacto, y poder controlar estas variables de producción como la capacidad de desplazamiento, las rampas de aumento de extracción, y el control de la presión de fondo fluyente, se puede aprovechar las Gráficas de seguimiento construidas en el Capítulo anterior.

En el caso de pozos nuevos, la etapa inicial de arranque debe contener una rampa continua de acuerdo al comportamiento observado en los pozos productores (Rampa continua es una rampa estable programada con incrementos de extracción del mismo rango durante el tiempo seleccionado).

La siguiente Grafica (36) presenta el comportamiento del pozo Rubiales 418 H en su primer periodo de extracción. Como se observa este pozo se arrancó en el mes de Agosto de 2010 con 28 Hertz, y se llevó de forma constante hasta 64 Hertz en el mes de Abril de 2011 (8,5 meses de rampa). La Presión en el intake de la bomba bajo hasta 448 Psi, y se estabilizó. Posteriormente no se realizaron incrementos de extracción. La relación agua petróleo permaneció constante y no se alteró.

Gráfica 36. Comportamiento del pozo Rubiales 418 H en su primer periodo de extracción.



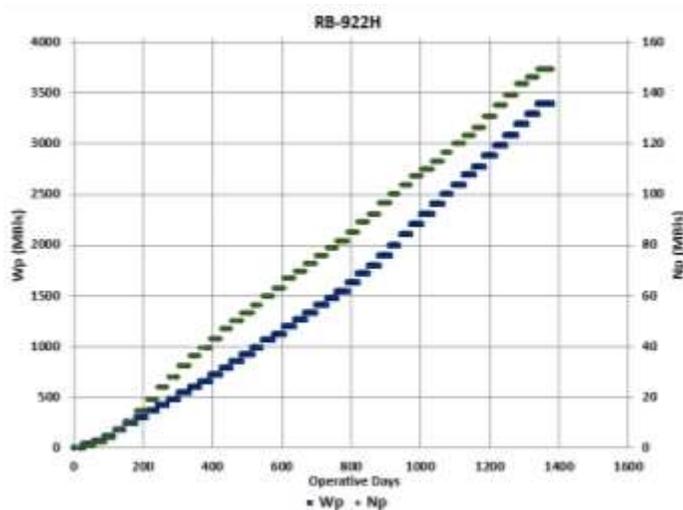
Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

De acuerdo a lo evidenciado en el Capítulo 2, el caudal de diseño óptimo es cercano a los 7,000 BFPD, por lo que se recomienda no superar este caudal de extracción. En caso de probar un pozo que pueda tener mayor potencial de petróleo la rampa puede continuar ejecutándose de forma continua (Varios pozos que han contactado arenas con cualidades petrofísicas importantes entre otras una baja saturación de agua, han permitido alcanzar caudales superiores).

En el segundo periodo o periodo B, la recomendación es mantener la tasa constante de extracción, ya que en este periodo el petróleo se mantiene o disminuye y el agua puede aumentar. De acuerdo a lo observado en los pozos la caída de presión en algunos pozos puede ser acelerada y en otros lenta, lo que tendría un efecto espejo en la misma proporción (Ver Gráfica 24 del Pozo Rubiales 422H en el Capítulo 5). La siguiente Gráfica presenta la caída de presión de los pozos recientemente perforados.

Para el seguimiento de estas variables podemos realizar unos Gráficos que permiten caracterizar el comportamiento de la relación agua petróleo con base en la extracción. Inicialmente un Gráfico de producción de petróleo acumulada y producción de agua acumulada para identificar cambios en las pendientes (ejemplos en los gráficos 29 y 32 del Capítulo 3).

Gráfica 37. Producción acumulada de petróleo y agua del pozo Rubiales 922H.

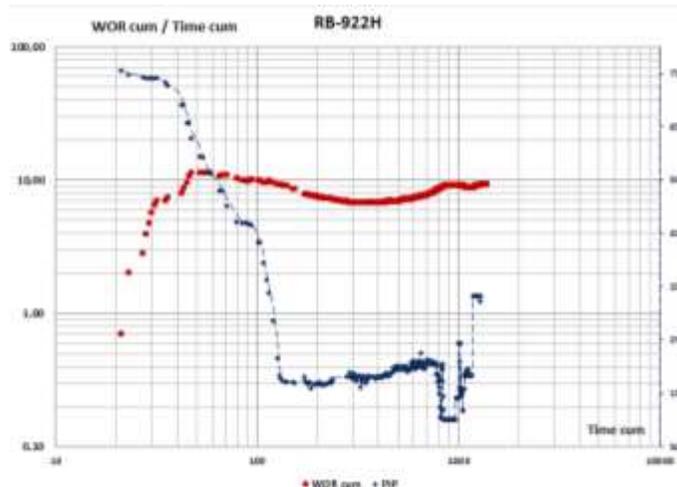


Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

En el ejemplo desarrollado, las pendientes de petróleo y agua acumulada no presentan cambios significativos. Se presenta un cambio leve en la pendiente de petróleo entre los 200 y 300 días.

Así mismo, se puede hacer seguimiento al cambio de la relación agua – petróleo (WOR), mediante la relación de WOR acumulado sobre tiempo acumulado, y podemos incluir la presión de entrada en la bomba así como la presión de fondo fluyente para identificar cambios durante la vida productiva del pozo.

Gráfica 38. WOR acumulado sobre Tiempo Acumulado del pozo Rubiales 922 H.

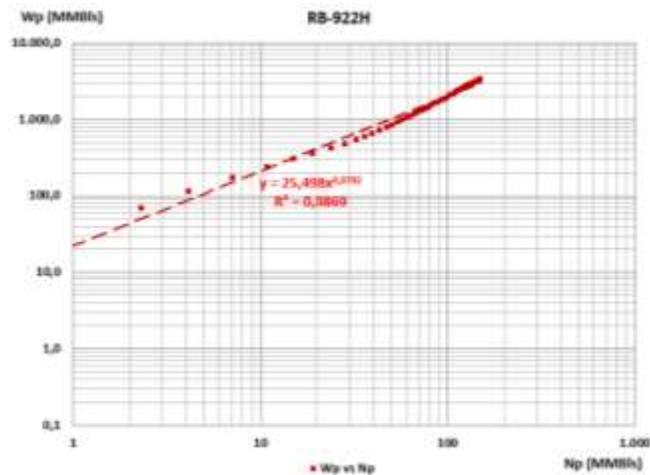


Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

En el caso de ejemplo, se aprecia el incremento en el WOR hasta alcanzar 50 días, posteriormente esta relación (WOR acumulado / tiempo acumulado) disminuye levemente hasta los días 200 y 300, en donde se estabiliza e incrementa levemente. En este caso de ejemplo, esta relación se mantiene menor a 10. La presión de entrada en la bomba disminuye hasta estabilizar entre los días 100 y 200, siempre en valores inferiores de 350 Psi.

Por último se grafica la producción de agua acumulada, versus el petróleo acumulado, ambas en escala logarítmica, de la cual se deriva una relación lineal. En el caso de ejemplo, esta relación indica que durante la vida productiva del pozo Rubiales 922 H, no se han presentado cambios grandes en la relación agua petróleo.

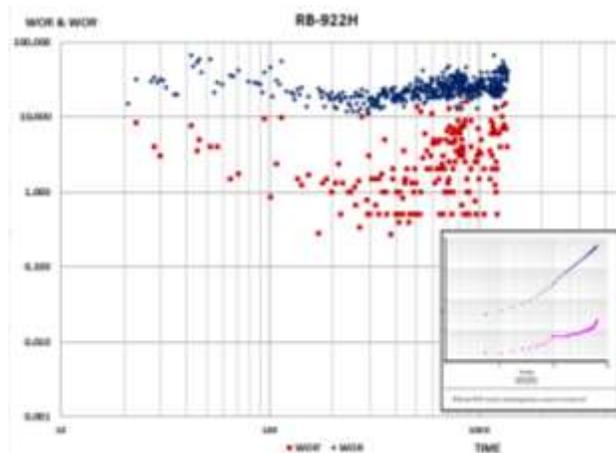
Gráfica 39. Petróleo acumulado versus agua acumulada del pozo Rubiales 922 H.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Teniendo en cuenta que este estudio realiza el análisis del comportamiento del WOR y las variables operativas, podemos incluir un análisis con las curvas de Chang, de donde podemos concluir que este pozo no presenta un comportamiento adverso, sin embargo, la tendencia de la derivada del WOR (WOR'), indica que a futuro puede tener problemas de canalización.

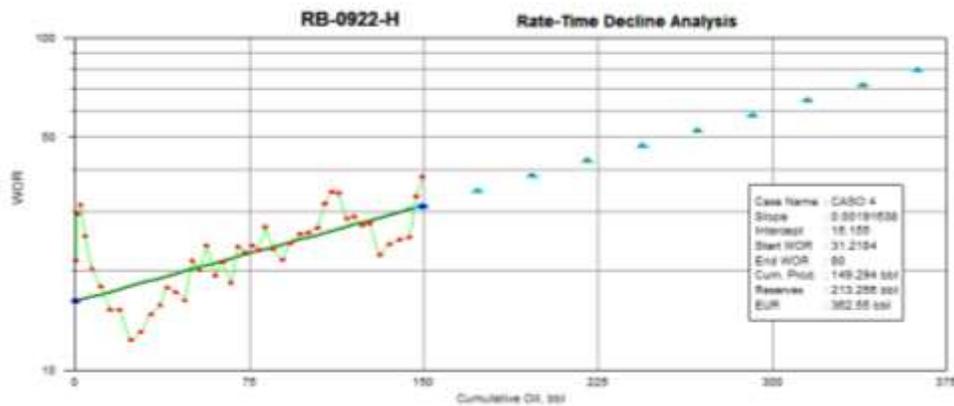
Gráfica 40. Gráfica de Chang del pozo Rubiales 922 H.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Por último, podemos proyectar la relación agua / petróleo (WOR), para encontrar el petróleo acumulado primario, y revisar si es o no optimo su comportamiento. En el caso del ejemplo (RB 922H), tenemos una proyección de 213,256 Barriles de petróleo por recuperar.

Gráfica 41. Gráfica de WOR versus Np del pozo Rubiales 922 H.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

## 6.1 RESULTADOS DE LOS POZOS DEL SECTOR 147 Y PLAN DE TRABAJO.

Para concluir el análisis, en la siguiente tabla (4) presentamos los resultados de esta misma revisión en los pozos del sector 147 del campo Rubiales y las recomendaciones para los pozos bajo esta metodología.

Tabla 4. Resultados de la revisión de pozos del área 147 del campo Rubiales.

POZO	PENDIENTE ULTIMO PERIODO		RELACIÓN	PENDIENTE Wp vs Np	WOR CUM / TIME CUM	WOR CUM / TIME CUM	RESERVAS (MBIs)	EUR (MBIs)
	Wp	Np	Wp/Np		PUNTO MÁS ALTO	PUNTO ACTUAL		
RB-922H	3176	118	26,91	0,979	10,7	9,3	213.256	362.550
RB-252	843	27,8	30,32	1,496	6,31	6,31	163.277	379.029
RB-921H	2557	79	32,36	1,292	8,1	8,1	79.615	256.840
RB 53	4952	149,6	33,10	1,652	8,56	8,47	71.149	439.925
RB 1028 HST2	8782	254	34,57	1,406	13,4	12	127.411	425.717
RB-990H	6172	136,4	45,24	1,148	65	18	20.663	194.197
RB-982H	5325	135	39,44	2,032	14,53	14,16	14.347	310.044
RB-434	3330	224	14,86	2,699	3,46	3,46	576.932	967.383
RB-782H	3298	82	40,21	1,9	10	10	94.232	421.928
RB-1043H	4888	160	30,55	1,147	11,8	10	267.019	440.255
RB-564H	8262	246	33,58	2,132	8,8	8,8	164.870	776.075
RB-602 HST	6566	156,8	41,87	3,417	9,4	9,4	119.140	1.152.000
RB-618	6308	182,3	34,601	1,320	36,8	10,3	35.677	216.154

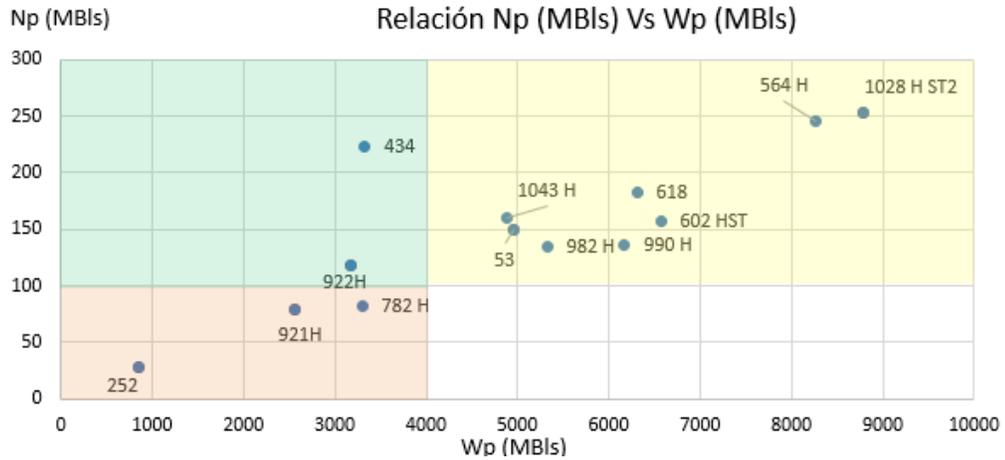
Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM

En el ejercicio realizado se encontró que el pozo 602 HST presenta canalización, por lo que se recomienda una revisión a detalle de su estado mecánico, y un análisis para implementación de una tecnología como los polímeros o geles sellantes que puedan atacar el canal. Los pozos 922H, 252, 921, 53, 982H, 434, y 564H presentan una leve canalización, por lo cual se debe limitar su caudal de extracción.

Igualmente se recomendó no superar los siguientes caudales en cada uno de los pozos mencionados: 922H (2500 BFPD), 252 (800 BFPD), 921H (3000 BFPD), 53 (5000 BFPD), 1028 HST2 (9000 BFPD), 990H (7000 BFPD), 982H (5200 BFPD), 434 (3700 BFPD), 782H (5300 BFPD), 1043H (5500 BFPD), 564H (8800 BFPD), 602HST (10000 BFPD), 618 (6200 BFPD).

En la siguiente gráfica se relacionaron la producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ), y la producción acumulada de agua ( $W_p$ ). De acuerdo al orden de los pozos del área 147, se encontró que 2 pozos (434 y 922H), presentan una importante producción acumulada de petróleo ( $>100$  MBIs), con una baja producción acumulada de agua ( $<4000$  MBIs). 8 pozos presentan una importante producción acumulada de petróleo ( $>100$  MBIs), pero con una alta producción acumulada de agua ( $>4000$  MBIs). 3 pozos presentan una baja producción acumulada de petróleo ( $<100$  MBIs), con una baja producción acumulada de agua ( $<4000$  MBIs). Para estos 3 últimos pozos, se recomienda revisar su calidad petrofísica, y realizar una prueba de ascenso de presión, ya que puede haber oportunidades de estimulación.

Gráfica 42. Cuadrantes de Wp versus Np del área 147 del campo Rubiales.

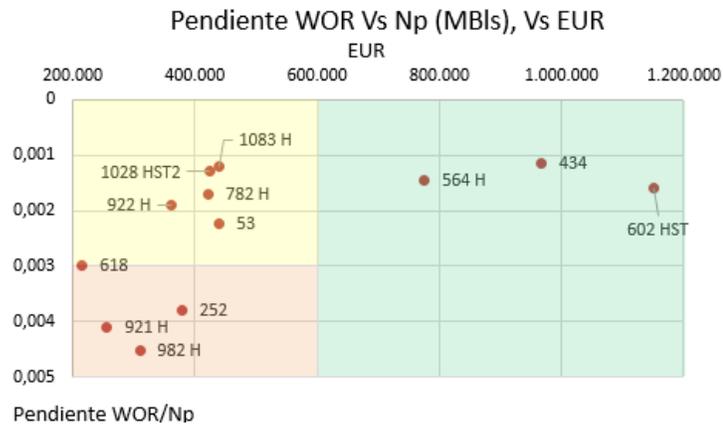


Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

La siguiente Gráfica presenta la pendiente del WOR versus el recobro último de petróleo. Estos datos salieron salen de graficas similares a la realizada para el pozo 922H (Gráfica 41).

Como se observa, los 3 pozos de mayor producción acumulada de la zona 147 (434, 564H y 602 HST), con más de 600,000 Barriles de petróleo último recuperado, presentan una pendiente menos de 0,003, mientras que 4 de los pozos con menor producción acumulada (618, 921H, 252, y 982H) presentan una pendiente mayor a 0,003. Con base en estos resultados se puede ajustar el caudal de extracción de los pozos recientemente perforados y completados.

Gráfica 43 Pendiente WOR vs Np del área 147 del campo Rubiales.



Fuente: Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

Para concluir, se crearon dos tablas con diferentes acciones de acuerdo a lo observado en este estudio, una tabla para los pozos recientemente perforados, y una tabla para los pozos con un considerable tiempo de operación.

La siguiente Tabla (5) presenta las recomendaciones para el manejo de los pozos recientemente perforados o con planes de perforación en el campo Rubiales.

Tabla 5. Recomendaciones para las etapas productivas de los pozos recientemente perforados en el campo Rubiales.

Etapa de Producción	Plan de Trabajo
Parte inicial (Rampa de incremento de Extracción)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seleccionar el sistema de levantamiento analizando la capacidad de extracción, teniendo en cuenta el potencial de extracción ideal (capacidad que permita operar con una pendiente WOR Vs. <math>N_p</math> menor a 0,003) de los pozos offset (Tener como premisa inicial una capacidad óptima de 6900 BFPD).</li> <li>• Generar una rampa de incremento hasta el punto óptimo no inferior a 6 meses. Durante este periodo identificar el comportamiento de las Fases de agua y petróleo, así como la disminución de la presión de fondo fluyente (Entre más extenso sea este periodo es mejor para la estabilización de fluidos).</li> </ul>
Segunda parte (Periodo de estabilización (periodo de intrusión del acuífero)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este periodo de estabilización es reflejo del periodo anterior (Rampa de incremento de extracción).</li> <li>• En este periodo no realizar incrementos de extracción y realizar seguimiento a la estabilización de la Presión de fondo, presión de entrada de la bomba, y/o Sumergencia.</li> <li>• En el análisis de presión de fondo, se encontró que el promedio en caída de presión en los pozos con cambio drástico de WOR en esta etapa estuvo en valores de 339 Psi, el cual es equivalente a 711 Psi de Presión de fondo (Esta condición es particular por pozo).</li> </ul>
Tercera parte (Periodo de extracción continuo)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este periodo debe ser completamente estable sino se realizan cambios de extracción.</li> <li>• El potencial de producción del pozo será reflejado en el comportamiento de la Presión de fondo, presión de entrada de la bomba, y/o Sumergencia.</li> </ul>

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

La siguiente Tabla (6) presenta el plan de trabajo de las variables identificadas con el objetivo de mejorar la recuperación primaria de petróleo por pozo en el área 147 del campo Rubiales.

Tabla 6. Recomendaciones para las etapas productivas de los pozos con suficiente tiempo de producción en el campo Rubiales.

Variable	Comportamiento	Recomendación
Pendiente WOR Vs. Np	Pendiente superior a 0,003	Identificar si el caudal potencial se encuentra en sobre-extracción o por debajo del ideal (identificar comportamiento de pozos <i>Offset</i> )
	Pendiente superior a 0,003	Hacerle seguimiento al comportamiento de los pozos para que se mantengan estable en su caudal potencial ( <i>Utilizar el modo automático PID</i> )
Relación Np Vs. Wp	Pozos con alta Np y baja Wp	Mantener las tasas de producción e forma estable. Evitar aumento de extracción para evitar canalización ( <i>Utilizar el modo automático PID</i> ). Identificar los radios de drenaje y verificar si es viable perforar pozos infill adicionales.
	Pozos con baja Np y baja Wp	Realizar un análisis de daño de formación ( <i>Prueba de presión, análisis de agua con gases disueltos, análisis SARA al petróleo</i> ) para medir el daño si este se presenta y generar un caso de negocio para una estimulación si es viable técnicamente
	Pozos con alta Np y alta Wp	De acuerdo al drenaje de agua y petróleo en estos sectores del campo, identificar si en estos pozos una alta extracción es viable, y en caso positivo, optimizar el consumo energético de estos sistemas de levantamiento de alta capacidad de extracción. Retomar los análisis de implementación de ICD's y AICD's en estos pozos ya que pueden ser una herramienta para optimizar los mismos. Comparar las condiciones petrofísicas y sedimentológicas de estos pozos con los asociados en el cuadrante de alto Np y baja Wp para caracterizar este comportamiento y generar recomendaciones a futuro.
Diagnóstico de Chang	Canalización	Verificar si el caudal actual es el caudal potencial, ya que pueden alcanzar un corte cercano al 100% de agua volviéndose antieconómicos. Identificar las condiciones mecánicas de estos pozos. Estos pueden ser candidatos para ser inyectores de agua como mantenimiento de presión.
	Leve Canalización	Verificar si el caudal actual es el caudal potencial, para que sean ajustados estos pozos y se evite su canalización. Identificar las condiciones mecánicas de estos pozos.

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional VRE, información de OFM.

## 7. CONCLUSIONES

El área 147 del campo Rubiales, es la que presenta mayor tendencia al incremento de la relación agua / petróleo (WOR).

La principal causa de inactividad de pozos en el campo Rubiales, es la alta producción de agua respecto a la producción de petróleo, lo que limita la generación de caja por parte de los pozos.

El 66% de los pozos productores de petróleo activos presentan alta relación agua – petróleo (>25), y el 86% de los pozos inactivos, fueron cerrados con un WOR alto superior a 41.

La relación entre el número de pozos y la producción acumulada de las diferentes campañas de perforación, ha disminuido con el tiempo.

En la campaña 2015, el 54% de los pozos iniciaron con WOR menor a 10, en un año de producción solamente quedó el 21% en este rango.

El promedio de vida de un pozo de las vigencias 2012 a 2015 es menor a 2 años; en las vigencias 2007 a 2011 era superior a 5 años.

El 73% de los pozos del campo Rubiales tienen caudales superiores a 6900 Bls de fluido por día; sin embargo, el promedio de producción de petróleo de estos pozos es inferior al promedio de producción de los pozos con caudales inferiores a 6900 Bls por día.

El caudal de fluidos por día es directamente proporcional al BSW y WOR, al igual que en la presión de fondo fluyente en más del 70% de los pozos. El caudal de petróleo es inversamente proporcional.

Al analizar el comportamiento del WOR en la vida productiva de un pozo en el campo Rubiales, se observan tres etapas. La primera etapa (A), desde el arranque del pozo hasta el punto de estabilización de la presión de fondo fluyente. En esta etapa el pozo se lleva en rampa de incremento de extracción hasta su punto óptimo. La segunda etapa (B), desde el punto de estabilización de la presión de fondo fluyendo, seguido de un incremento fuerte de esta, hasta el punto donde vuelve a estabilizar. La tercera etapa (C), es un periodo estable de la presión de fondo fluyendo que culmina con la inactivación o suspensión del pozo al alcanzar el límite económico.

La presión de fondo fluyente es la variable de producción más importante en el análisis del comportamiento del WOR, ya que esta nos permite diagnosticar la influencia del mecanismo de producción durante la vida productiva de un pozo.

El pico máximo de producción de petróleo se alcanza durante el primer año de operación de los pozos (Periodo A), al alcanzar la presión de fondo más baja. Posteriormente a este punto, inicia el periodo (B) caracterizado por un aumento en la producción de agua, con una aceleración mucho más alta evidenciada en los pozos de las recientes campañas de perforación.

Los pozos de la campaña 2015 que se llevaron con rampa de 6 meses en promedio en su etapa (A) o inicial, aumentaron su relación agua / petróleo de 5 a 8 durante este periodo. Los pozos que se operaron con menor tiempo en este periodo, aumentaron su relación agua / petróleo de 5 a 33. Al revisar este periodo en los pozos de mayor producción acumulada del campo, se encontró que en promedio se alcanzó a los 10 meses.

Los pozos con alta sumergencia, o alta Presión de fondo se operan con altas tasas de extracción, sin embargo, no son los pozos de mayor caudal de petróleo; Ya que presentan una alta relación agua petróleo, por ende alto corte de agua.

Al analizar la caída de presión en los pozos que pasaron de una baja relación agua / petróleo (<10) a una alta relación (>40) en poco tiempo, se encontró que el promedio estuvo en valores de 339 Psi, equivalente a 711 Psi de Presión de fondo.

El incremento en la capacidad de extracción en la etapa inicial (A) debe ser constante, para evitar saltos bruscos que generen altas variaciones en la relación agua petróleo.

Los cambios en la capacidad de extracción en los periodos B y C, generan cambios en la presión de fondo fluyente y por ende aceleran la intrusión del acuífero impactando el recobro primario de petróleo de cada pozo. El manejo adecuado de la capacidad de extracción, en las etapas de “arranque, intrusión del acuífero y estabilización”, deriva en cambios importantes en la producción acumulada de petróleo y de agua.

En el análisis del área 147, 2 pozos (434 y 922H), presentan una importante producción acumulada de petróleo (>100 MBIs), con baja producción acumulada de agua (<4000 MBIs). 8 pozos presentan una importante producción acumulada de petróleo (>100 MBIs), pero con una alta producción acumulada de agua (>4000 MBIs) y 3 pozos presentan una baja producción acumulada de petróleo (<100 MBIs), con una baja producción acumulada de agua (<4000 MBIs).

## 8. RECOMENDACIONES

Se recomienda implementar las siguientes lecciones aprendidas en las etapas operativas de un pozo productor de petróleo del campo Rubiales, para aprovechar un mejor recobro último:

Arranque óptimo del pozo: se debe realizar en una rampa de incremento de parámetros de extracción constante hasta el punto en donde la presión de fondo estabiliza, en un tiempo no menor a 6 meses.

Se recomienda en este periodo (A), realizar el incremento en la capacidad de extracción de forma constante y prolongada en el tiempo. La producción de agua se incrementa, si se realizan incrementos abruptos de extracción.

Durante el periodo (B) de intrusión del acuífero, se debe evitar realizar incrementos de extracción. El pozo ya ha alcanzado su pico máximo de producción de petróleo, por lo que un aumento de extracción acelerara el influjo de agua.

Analizar la rentabilidad de los pozos con alto caudal de extracción (6900 Barriles de líquido por día), ya que a partir de este punto, la producción de agua se incrementa y en algunos casos la producción de petróleo decrece de forma rápida.

En el ejercicio realizado se encontró que el pozo 602 HST presenta canalización, por lo que se recomienda una revisión a detalle de su estado mecánico, y un análisis para implementación de una tecnología como los

polímeros o geles sellantes que puedan atacar el canal. Los pozos 922H, 252, 921, 53, 982H, 434, y 564H presentan una leve canalización, por lo cual se debe limitar su caudal de extracción.

Se recomienda no superar los siguientes caudales en cada uno de los pozos del área 147: 922H (2500 BFPD), 252 (800 BFPD), 921H (3000 BFPD), 53 (5000 BFPD), 1028 HST2 (9000 BFPD), 990H (7000 BFPD), 982H (5200 BFPD), 434 (3700 BFPD), 782H (5300 BFPD), 1043H (5500 BFPD), 564H (8800 BFPD), 602HST (10000 BFPD), 618 (6200 BFPD).

Para los 3 pozos que presentan una baja producción acumulada de petróleo (<100 MBIs), con una baja producción acumulada de agua (<4000 MBIs), se recomienda revisar su calidad petrofísica, y realizar una prueba de ascenso de presión, ya que puede haber oportunidades de estimulación.

Implementar el plan de trabajo establecido en las tablas 5 y 6 para pozos recientemente perforados y para pozos activos con suficiente tiempo de producción respectivamente.

## BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Third Edition. Gulf Professional Publishing. Oxford, UK. 2006. 1377 p.

AL HASANI, Majid et al. Diagnosis of Excessive Water Production in Horizontal Wells Using WOR Plots. IPTC 11958. Kuala Lumpur, Malaysia. 2008. 9 p.

BONDAR, Valentina. Water Oil Ratio Performance in Petroleum reservoirs. Volume I. Texas A&M university. Texas, USA. 2001. 230 p.

CHAN, K. S. Water control diagnostic plots. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 1995. 9 p.

ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Universidad Surcolombiana. 2004. 331 p.

FLOREZ, Alberto, *et al.* Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia. SPE 153581. Mexico City, Mexico, 2012. 14 p.

LOPEZ, Jacobo. Modelo de producción eficiente. Bogotá, Colombia. Octubre 2016. Ecopetrol S.A. 14 p.

OBGENE, Echufu, Diagnostic Plots for Analysis of Water Production and Reservoir Performance. University of Science and Technology. Nigeria, Diciembre 2010. 89 p.

SAAVEDRA, Nestor, MAMORRA, D. Water Shutoff in horizontal wells using gel technology. Station College. Texas A&M university. Texas, USA. 1997. 14 p.

SACHICA, Jorge. Maximización de la eficiencia de producción por pozo con base en el análisis histórico del WOR. Bogotá, Octubre 2016. Ecopetrol S.A. 25 p.