



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 29 de octubre de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

JHON STIVEN MOSQUERA DUSSAN, con C.C. No.1.075.243.954, FABIO NELSON PUENTES CELIS, con C.C. No.83.093.302, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado **“METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA BASADA EN CURVAS TIPO, EN LOS CAMPOS DE LA COORDINACIÓN HUILA”**, presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de INGENIERO DE PETRÓLEOS; Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

JHON STIVEN MOSQUERA

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

FABIO NELSON PUENTES

Firma:

Vigilada Mineducación



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA BASADA EN CURVAS TIPO, EN LOS CAMPOS DE LA COORDINACIÓN HUILA

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MOSQUERA DUSSAN	JHON STIVEN
PUENTES CELIS	FABIO NELSON

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MENDEZ BOHORQUEZ	ADRIANA MARCELA
ARANDA ARANDA	ERVIN

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
SEPULVEDA GAONA	JAIRO ANTONIO
ESCOBAR MACUALO	FREDDY HUMBERTO

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETROLEOS**

**FACULTAD: INGENIERIA**

**PROGRAMA O POSGRADO: PETROLEOS**

**CIUDAD: NEIVA      AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018      NÚMERO DE PÁGINAS:142**

**TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):**

Vigilada mieducación



<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 4</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Diagramas\_X\_ Fotografías\_\_\_ Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general\_\_\_  
Grabados\_\_\_ Láminas\_\_\_ Litografías\_\_\_ Mapas\_X\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_\_\_  
Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_ Tablas o Cuadros\_X\_

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:NINGUNO

**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

**Español**

**Inglés**

- |                      |                 |
|----------------------|-----------------|
| 1. Inyección de Agua | Water Injection |
| 2. Chan              | Chan            |
| 3. Papatzacos        | Papatzacos      |
| 4. Comportamiento    | Behavior        |
| 5. Curvas Tipo       | Curves Type     |
| 6. Hall Plot         | Hall Plot       |
| 7. Chaperón          | Chaperon        |
| 8. Metodología       | Methodology     |

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Este estudio presenta una alternativa que involucra unos procesos con los cuales se evalúa el comportamiento de una inyección de agua en un campo petrolero para determinar si la implementación de la inyección está teniendo el efecto deseado; con los datos del historial de producción de agua y aceite se realiza el grafico producción vs tiempo para tener una idea inicial del comportamiento del agua, si se llega a observar anomalías se procede a aplicar las curvas de Chan donde se podrá determinar si los pozos se encuentran en un



<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>3 de 4</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

proceso de canalización, lo que indica que el agua ha encontrado canales de flujo preferencial; posterior a esto se debe realizar una verificación de caudales de producción con el uso de la correlación de Papatzacos y Chaperón, para determinar si se está presentado un proceso de conificación; al final se hace un último análisis a los pozos inyectores con las curvas de Hall Plot.

Con la articulación de los métodos anteriores, se logra obtener una metodología para el análisis e interpretación del comportamiento del agua que le facilita al ingeniero de yacimientos y producción la administración de un yacimiento en proceso de recobro secundario para lograr la toma de decisiones oportunas y evitar daños a la formación que resultara en una pérdida de productividad o inyectividad y a su vez un aumento en la economía de los proyectos.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

This study presents an alternative that involves processes with which the behavior of an injection of water in an oil field is evaluated to determine if the implementation of the injection is having the desired effect; With the water and oil production history data, the production graph versus the time is made to have an initial idea of the behavior of the water. If anomalies are observed, the Chan curves are applied where it can be determined if the wells are the findings in a channeling process, which indicates that the water has found preferential flow channels; After this, a verification of production flows must be made with the use of the Papatzacos and Chaperón correlation, to determine if a conification process has been presented; At the end an analysis is made to the injection wells with the curves of Hall Plot.

With the articulation of the previous methods, a methodology can be obtained for the analysis and interpretation of water behavior that can be facilitated by the reservoir engineer and the production of the administration of a process in secondary recovery process to achieve decision making damage to training that results in a loss of productivity or injectivity in turn an increase in the economy of the projects.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>4 de 4</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

### APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO

Firma:

Nombre Jurado: JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA

Firma:

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DEL  
COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA BASADA EN CURVAS  
TIPO, EN LOS CAMPOS DE LA COORDINACIÓN HUILA**

**PRESENTADO POR:**

**FABIO NELSON PUENTES CELIS  
JHON STIVEN MOSQUERA DUSSAN**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**2018**

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DEL  
COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA BASADA EN CURVAS  
TIPO, EN LOS CAMPOS DE LA COORDINACIÓN HUILA**

**FABIO NELSON PUENTES CELIS  
JHON STIVEN MOSQUERA DUSSAN**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director: ADRIANA MARCELA MÉNDEZ BOHÓRQUEZ  
Ingeniera de Petróleos  
Codirector: ERVIN ARANDA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**2018**





## **AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA**

*Agradezco y dedico este logro principalmente a Dios y a la santísima Virgen María, quienes me dieron la vida y las capacidades necesarias para sacar adelante este trabajo de grado, que es el reflejo de mi esfuerzo y dedicación. A mi madre, por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional en mi formación académica y profesional.*

*A mi familia, porque son el motor de mi vida, son las personas que han creído en mis ideales, y desde las raíces de nuestros abuelos, me permitieron enriquecer cada día más, mis valores, mis principios, mi perseverancia y mi humildad para conseguir mis objetivos.*

***FABIO NELSON PUENTES CELIS***

*Agradezco y dedico primeramente a Dios por permitirme vivir esta experiencia y hacer posible la realización de este sueño. A mis padres porque siempre estuvieron presentes apoyando, siendo ese refugio y esa fortaleza en momentos de agotamiento y desesperación. A mi hermano por estar dando ánimo. A mi familia por ayudarme a formarme en valores y principios.*

*A mis docentes y amigos que brindaron tiempo y dedicación para lograr compartir su conocimiento sin esperar nada a cambio. A todas aquellas personas que durante este tiempo estuvieron a mi lado apoyándome y lograron que este sueño se haga realidad.*

***JHON STIVEN MOSQUERA DUSSAN***

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
2. GENERALIDADES	4
2.1 COORDINACIÓN HUILA	4
2.2 FORMACIÓN MONSERRATE	5
2.3 CAMPO DINA CRETÁCEOS	6
2.4 CAMPO PALOGRANDE-CEBÚ	7
2.5 CAMPO PIJAO	8
3. ANTECEDENTES TEÓRICOS	9
3.1 INYECCIÓN DE AGUA	9
3.1.1 Inyección Periférica o Externa.	10
3.1.2 Inyección en Arreglos o Dispersa	11
3.1.3 Eficiencia de Barrido y Arreglo de pozos.	13
3.1.3 Mejoras en la Inyección de Agua.	21
3.2 POSIBLES CAUSAS DE APARICIÓN DE AGUA	24
3.2.1 Conificación.	24
3.2.2 Canalización	25
3.3 MÉTODOS DE ANÁLISIS	25
3.3.1 Gráficas de diagnóstico de control de agua.	26
3.3.2 Metodología de Papatzacos	29
3.3.3 Método de Chaperón.	32
3.3.4 Método de Hall Plot	33
4. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS CAMPOS DE LA COORDINACIÓN HUILA	37

4.1	DIAGNÓSTICO DE CHAN EN POZOS PRODUCTORES	37
4.1.1	Curvas de Chan para el Campo Aguila	37
4.1.2	Curvas de Chan para el Campo León.	41
4.1.3	Curvas de Chan para el Campo Tortuga.	45
4.1.4	Curvas de Chan para el Campo Pantera.	49
4.2	METODOLOGÍA PAPTZACOS Y CHAPERÓN A POZOS PRODUCTORES (TASA CRÍTICA DE CONIFICACIÓN)	52
4.2.1	Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el Campo Aguila.	52
4.2.2	Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el Campo León.	55
4.2.3	Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el Campo Pantera.	58
4.2.4	Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el Campo Tortuga.	60
4.3	DIAGNÓSTICO A POZOS INYECTORES.	62
4.3.1	Hall Plot Campo Aguila.	62
4.3.2	Hall Plot Campo León	65
4.3.3	Hall Plot Campo Tortuga	67
4.3.4	Hall Plot Campo Pantera	69
5.	METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA BASADA EN CURVAS TIPO.	71
6.	CONCLUSIONES	74
7.	RECOMENDACIONES	77
8.	BIBLIOGRAFÍA	78
9.	ANEXOS	81

## LISTAS DE FIGURAS

Figura 1: Valle Superior del Magdalena	4
Figura 2: Ubicación de los campos de la Coordinación Huila	5
Figura 3: Columna estratigráfica VSM formación Monserrate	6
Figura 4: Historia y generalidades del Campo Dina Cretáceos	7
Figura 5: Historia y generalidades del Campo Palogrande - Cebú	8
Figura 6: Proceso de desplazamiento por inyección de agua.	12
Figura 7: Calculo de la relación de Movilidad.	15
Figura 8: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de línea directa.	17
Figura 9: patrón de inyección línea directa.	17
Figura 10: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de línea alterna.	18
Figura 11: Distribución de pozos patrón de línea alterna	18
Figura 12: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de 5 puntos	18
Figura 13: Distribución de pozos patrón de 5 pozos	18
Figura 14: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de 7 pozos.	19
Figura 15: Distribución de pozos patrón de 7 pozos	19
Figura 16: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de 4 pozos.	20
Figura 17: Distribución de pozos patrón de 7 pozos	20
Figura 18: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de 9 pozos.	21
Figura 19: Distribución de pozos patrón de 9 pozos	21
Figura 20: Conificación de Agua	24
Figura 21: Comparación de wor para conificación y canalización de agua.	27
Figura 22: Canalización multicapa wor y derivada wor	28

Figura 23: Conificación de agua wor y derivada wor	28
<i>Figura 24: Conificación de agua con canalización tardía</i>	28
Figura 25: Wor y derivada de wor para capa ladrona	28
Figura 26: Wor y derivada de wor para un intervalo de tiempo	28
Figura 27: Gráfico de correlación de tasa crítica de simulación numérica	30
Figura 28: Velocidad crítica adimensional en función de la penetración del pozo.	31
Figura 29: Análisis del comportamiento de la pendiente de la Gráfica de Hall en cada zona de inyección.	35
Figura 30: Metodología para el análisis e interpretación del comportamiento de la inyección de agua basada en curvas tipo.	73

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Histórico de producción de fluidos Campo Aguila	38
Gráfica 2: Curva de Chan para el pozo AG-02	39
Gráfica 3: Curva de Chan para el pozo AG-05	39
Gráfica 4: Curva de Chan para el pozo AG-16	40
Gráfica 5: Histórico de producción de fluidos Campo León	41
Gráfica 6: Curva de Chan para pozo LE-09-1	42
Gráfica 7: Curva de Chan para pozo LE-09-2	43
Gráfica 8: Curva de Chan para pozo LE-12	43
Gráfica 9: Curva de Chan para pozo LE-19	44
Gráfica 10: Curva de Chan para pozo LE-30	44
Gráfica 11: Histórico de producción de fluidos Campo Tortuga	46
Gráfica 12: Curva de Chan para pozo TOR-03	46
Gráfica 13: Curva de Chan para pozo TOR-04	47
Gráfica 14: Curva de Chan para pozo TOR06-1	47
Gráfica 15: Curva de Chan para pozo TOR06-2	48
Gráfica 16: Histórico de producción de fluidos Campo Pantera	49
<i>Gráfica 17: Curva de Chan para pozo PAN-03</i>	50
Gráfica 18: Curva de Chan para pozo PAN-04	50
Gráfica 19: Curva de Chan para pozo PAN05-1	51
Gráfica 20: Curva de Chan para pozo PAN05-2	51
Gráfica 21: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo AG 02	53
Gráfica 22: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo AG 05	54
Gráfica 23: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo AG 16	54
Gráfica 24: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo LE 09	56
Gráfica 25: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo LE 12	56
Gráfica 26: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo LE 19	57
Gráfica 27: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo LE 30	57
Gráfica 28: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo PAN 03	58

Gráfica 29: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo PAN 04	59
Gráfica 30: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo PAN 05	59
Gráfica 31: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo TOR 03	60
Gráfica 32: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo TOR 04	61
Gráfica 33: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo TOR 06	61
Gráfica 34: Curva de Hall Plot para el pozo AG 03	63
Gráfica 35: Curva Hall Plot para el pozo AG 06	63
Gráfica 36: Curva Hall Plot para el pozo AG 34	64
Gráfica 37: Curva Hall Plot para el pozo LE 18	65
Gráfica 38: Curva de Hall Plot para el pozo LE 34	66
Gráfica 39: Curva Hall Plot para el pozo LE 37	66
Gráfica 40: Curva Hall Plot para el pozo TOR 08	68
Gráfica 41: Curva Hall Plot para el pozo TOR 13	68
Gráfica 42: Curva Hall Plot para el pozo PAN-02	69

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Ventajas y desventajas de la inyección periférica o externa	10
Tabla 2: Ventajas y desventajas de la inyección en arreglos o dispersa.	11
Tabla 3: Mecanismos de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo.	12
Tabla 4: Características de los arreglos de pozo.	16
Tabla 5: Parámetros calidad de agua	21
Tabla 6: Relación de los pozos diagnosticados con las curvas de Chan para el Campo Aguila	38
Tabla 7: Diagnóstico Chan de los pozos	42
Tabla 8: Diagnóstico Chan de los pozos	50
Tabla 9: Relación de los pozos diagnosticados con Papatzacos y Chaperón del Campo Aguila.	53
Tabla 10: Relación de los pozos diagnosticados con Papatzacos y Chaperón del Campo León.	55
Tabla 11: Diagnóstico Hall Plot de los Pozos del Campo Aguila	62
Tabla 12: Diagnóstico Hall de los Pozos del Campo León	65
Tabla 13: Diagnóstico Hall Plot de los Pozos del Campo Tortuga	67
Tabla 14: Diagnóstico Hall Plot del Pozo del Campo Pantera	69



## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1: Tabla de intervenciones a los pozos productores del Campo Aguila	81
Anexo 2: Curvas Chan para los pozos productores del Campo Aguila.	82
Anexo 3: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para los pozos productores del Campo Aguila	82
Anexo 4: Tabla de intervenciones a los pozos inyectores del Campo Aguila	83
Anexo 5: Hall Plot para los pozos inyectores del Campo Aguila.	84
Anexo 6: Gráficas de las curvas de Chan para los pozos productores del Campo Aguila	85
Anexo 7 Gráficas Diagnóstico Papatzacos Y Chaperón Campo Aguila	88
Anexo 8: Gráficas de las Hall Plot para los pozos inyectores del Campo Aguila	91
Anexo 9: Tabla de intervenciones a los pozos productores del Campo León.	94
Anexo 10: Curvas Chan para los pozos productores del Campo León.	95
Anexo 11: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para pozos productores del Campo León	96
Anexo 12: Tabla de intervenciones a los pozos inyectores del Campo León	96
Anexo 13: Hall Plot para los pozos inyectores del Campo León.	97
Anexo 14: Gráficas de las curvas de Chan para los pozos productores del Campo León.	99
Anexo 15: Gráficas Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para pozos productores del Campo León	104
Anexo 16: Gráficas de las Hall Plot para los pozos inyectores del Campo León.	107
Anexo 17: Tabla de intervenciones a los pozos productores del Campo Pantera	111
Anexo 18: Curvas Chan para los pozos productores del Campo Pantera.	111
Anexo 19: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para pozos productores del Campo Pantera	112
Anexo 20: Tabla de intervenciones a los pozos inyectores del Campo Pantera	112
Anexo 21: Hall Plot para los pozos inyectores del Campo Pantera	112

Anexo 22: Gráficas de las curvas de Chan para los pozos productores del Campo Pantera	113
Anexo 23: Gráficas de las curvas de Chan para los pozos productores del Campo Pantera.	115
Anexo 24: Gráfica de las Hall Plot para los pozos inyectores del Campo Pantera	117
Anexo 25: Tabla de intervenciones a los pozos productores del Campo Tortuga	118
Anexo 26: Curvas Chan para los pozos productores del Campo Tortuga.	118
Anexo 27: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para pozos productores del Campo Tortuga	118
Anexo 28: Tabla de intervenciones a los pozos inyectores del Campo Tortuga	119
Anexo 29: Hall Plot para los pozos inyectores del Campo Tortuga	119
Anexo 30: Gráficas de las curvas de Chan para los pozos productores del Campo Tortuga	120
Anexo 31: Gráficas Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para pozos productores del Campo Tortuga	121
Anexo 32: Gráficas de las Hall Plot para los pozos inyectores del Campo Tortuga	123

## NOMENCLATURA

C:	Compresibilidad
GOR:	Relación gas- aceite producidos
WOR:	Relación de aceite y agua producidos
D:	Diámetro
g:	Gravedad
h:	Espesor
K:	Permeabilidad absoluta
Kr:	Permeabilidad relativa
L:	Longitud
Lp:	Longitud intervalo perforado
N:	Volumen de aceite en el yacimiento
P:	Presión
Q, q:	Tasa de producción – inyección, caudal
r:	Radio
rw:	Radio de pozo
re:	Radio de drene
S:	Saturación
t:	Tiempo
tp:	Tiempo de producción
V:	Volumen
Vp:	Volumen poroso
W:	Agua acumulada
FR:	Factor de recobro
R <sub>PI PP</sub> :	Relación pozo productor-inyector

### Griego

$\theta$  Porosidad, fracción

$\rho$	Densidad, lbm/ft <sup>3</sup>
$\mu$	Viscosidad, cp
$\beta$	Factor volumétrico de formación
$\pi$	Pi, (3.1416)

### **Sub índice**

W	Agua
O	Aceite
p	Producción
$\beta$	Factor volumétrico de formación
I	Inicial
Or	Aceite residual
Cd	Crítica adimensional

## **RESUMEN**

**TITULO: METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA BASADA EN CURVAS TIPO, EN LO CAMPOS DE LA COORDINACIÓN HUILA**

**AUTORES: FABIO NELSON PUENTES CELIS**

**JHON STIVEN MOSQUERA DUSSAN**

**PALABRAS CLAVE:** Inyección de Agua, Chan, Papatzacos, Comportamiento, Curvas Tipo.

En la historia de la industria petrolera se ha reconocido que es de vital importancia la obtención de nueva información dentro de cada proceso. Cuando se hace referencia a recobro secundario, más específicamente inyección de agua, esos datos le permiten al ingeniero observar el efecto y comportamiento de este proceso, para de esta manera, tomar decisiones que afectan la vida del yacimiento y la economía de la empresa. Al observar las reservas de los campos, la cantidad de aceite recobrado, y la cantidad de agua que se inyecta y se extrae, se demuestra la urgencia que se tiene de encontrar el mejor método para determinar por qué los pozos están produciendo el agua y de esta manera saber que procedimientos se deben realizar para contrarrestar este problema.

Este estudio presenta una alternativa que involucra unos procesos con los cuales se evalúa el comportamiento de una inyección de agua en un campo petrolero para determinar si la implementación de la inyección está teniendo el efecto deseado; con los datos del historial de producción de agua y aceite se realiza el gráfico producción vs tiempo para tener una idea inicial del comportamiento del agua, si se

llega a observar anomalías se procede a aplicar las curvas de Chan donde se podrá determinar si los pozos se encuentran en un proceso de canalización, lo que indica que el agua ha encontrado canales de flujo preferencial; posterior a esto se debe realizar una verificación de caudales de producción con el uso de la correlación de Papatzacos y Chaperón, para determinar si se está presentado un proceso de conificación; al final se hace un último análisis a los pozos inyectoros con las curvas de Hall Plot.

Con la articulación de los métodos anteriores, se logra obtener una metodología para el análisis e interpretación del comportamiento del agua que le facilita al ingeniero de yacimientos y producción la administración de un yacimiento en proceso de recobro secundario para lograr la toma de decisiones oportunas y evitar daños a la formación que resultara en una pérdida de productividad o inyectividad y a su vez un aumento en la economía de los proyectos.

## **ABSTRACT**

**TITLE: METHODOLOGY FOR THE ANALYSIS AND INTERPRETATION OF THE BEHAVIOR OF WATER INJECTION BASED ON TYPE CURVES, IN THE FIELDS OF COORDINATION HUILA**

**AUTHORS: FABIO NELSON PUENTES CELIS  
JHON STIVEN MOSQUERA DUSSAN**

**KEYWORDS: Water Injection, Chan, Papatzacos, Behavior, Curves Type**

In the history of the oil industry it has been recognized that it is vitally important to obtain new information within each process. When referring to a secondary filter, more specifically water injection, this data allows the engineer to observe the effect and behavior of this process, in this way, making decisions that affect the life of the year and the economy of the company. By observing the reserves of the fields, the amount of oil recovered, and the amount of water that is injected and extracted, the urgency is shown that it has the best method to determine why the wells are producing the water and thus know what procedures should be done to counteract this problem.

This study presents an alternative that involves processes with which the behavior of an injection of water in an oil field is evaluated to determine if the implementation of the injection is having the desired effect; With the water and oil production history data, the production graph versus the time is made to have an initial idea of the behavior of the water. If anomalies are observed, the Chan curves are applied where it can be determined if the wells are the findings in a channeling process, which indicates that the water has found preferential flow channels; After this, a verification of production flows must be made with the use of the Papatzacos and Chaperón

correlation, to determine if a conification process has been presented; At the end an analysis is made to the injection wells with the curves of Hall Plot.

With the articulation of the previous methods, a methodology can be obtained for the analysis and interpretation of water behavior that can be facilitated by the reservoir engineer and the production of the administration of a process in secondary recovery process to achieve decision making damage to training that results in a loss of productivity or injectivity in turn an increase in the economy of the projects.



## INTRODUCCIÓN

En este proyecto de grado se presenta una metodología para el análisis e interpretación del comportamiento de la inyección de agua basado en curvas tipo para los campos de la Coordinación Huila, que abarca los fundamentos de la teoría de la producción asociada al agua, con la producción de aceite, donde se describen los pasos para realizar un análisis integral del sistema yacimiento/pozo, mediante la aplicación de métodos y técnicas como Chan, Papatzacos, entre otros, que permitan identificar el origen de la producción de agua, con el fin de aumentar la eficiencia en el recobro de los hidrocarburos y cumplir un amplio rango de objetivos. Además, se incluyen tópicos que permiten implementar las condiciones necesarias para caracterizar la irrupción de agua, contribuyendo de esta manera a la determinación del tratamiento adecuado para el control de la producción de agua en pozos petroleros.

“En el año de 1948 se dio el origen a la Empresa Colombiana de Petróleos iniciando sus labores en 1951 debido a la reversión al estado de la concesión De Mares, Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la Nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación, en 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956, en 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.”<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup><https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>

Los campos de Ecopetrol a nivel nacional están divididos en Gerencias de Operaciones. Cada Gerencia está dividida en Jefatura de Departamentos con diferentes Coordinaciones, el centro de interés de la metodología es estudiar los campos de la Coordinación Huila que está conformado por Dina Cretáceos, Pijao, Palogrande-Cebú.

<sup>2</sup>El campo Dina Cretáceos fue descubierto en 1969 y su campaña de perforación se llevó a cabo entre los años 1974 y 1980, este yacimiento está formado por 5 tipos de arenas con una estimación de OOIP de 154,4 MMBIs y su esquema de inyección de agua es periférico. El campo Palogrande fue descubierto en 1971 comenzando su desarrollo entre 1980 y 1982 donde se perforaron 25 pozos. El campo Cebú se consideró inicialmente separado del Palogrande, pero a medida que se perforaron pozos de avanzada se definió que era un solo campo, entre 1983 y 1984 se perforaron pozos adicionales y en 1984 se implementó la inyección periférica de agua. El campo Pijao fue descubierto en 1982 pero solo a partir del 2006 se implementó la inyección de agua en el campo.

Actualmente surge la necesidad de buscar nuevas prácticas metodológicas de inyección en las operaciones de recobro secundario por medio de la inyección de agua en los campos de la Coordinación Huila, debido que el factor de recobro promedio en Colombia es aproximadamente el 18% y en comparación con otros países es bajo. Es por lo anterior que se decide plantear una metodología que recoja el proceso que debe de llevar a cabo la empresa Ecopetrol, a la hora de realizar el método de recobro por inyección de agua en los pozos de sus campos, en pro de buscar una mayor producción de aceite por pozo, controlar y optimizar el proceso de inyección.

---

<sup>2</sup> Ecopetrol, Coordinación Huila, Informe Análisis de la inyección de agua Huila, Revisión Inyección Huila-Marzo 2017.ppt

Cuando se lleva a cabo la producción de hidrocarburos, la irrupción de agua prematura genera un problema, factor que hace que un pozo decline; en muchas ocasiones este problema se presenta por la falta de análisis o atención a los reportes de perforación, análisis de núcleos, falta de información importante o también por el agotamiento natural de un yacimiento, dado que el avance del contacto agua-aceite con el tiempo, afecta la baja eficiencia de barrido volumétrico. Con el análisis de estos reportes se conlleva a una oportuna identificación del exceso de agua producida para darle seguimiento al estudio de la problemática, aplicando los diferentes métodos de monitoreo con el fin de determinar a detalle todas las variables involucradas; una vez identificado el problema, realizar las acciones necesarias que justifiquen la intervención del pozo.

Hoy en día, la inyección de agua es el principal y más conocido de los métodos de recobro, hasta la fecha es óptimo en el proceso de recuperación de petróleo extra, considerando que los campos maduros una vez alcanzan su pico de producción, inician su etapa de declinación por falta de energía natural propia del yacimiento, produciendo aproximadamente por cada barril de petróleo, tres barriles de agua como mínimo, problema que debe ser resuelto mediante los grupos de ingeniería de yacimientos, producción y de reacondicionamiento de pozos.

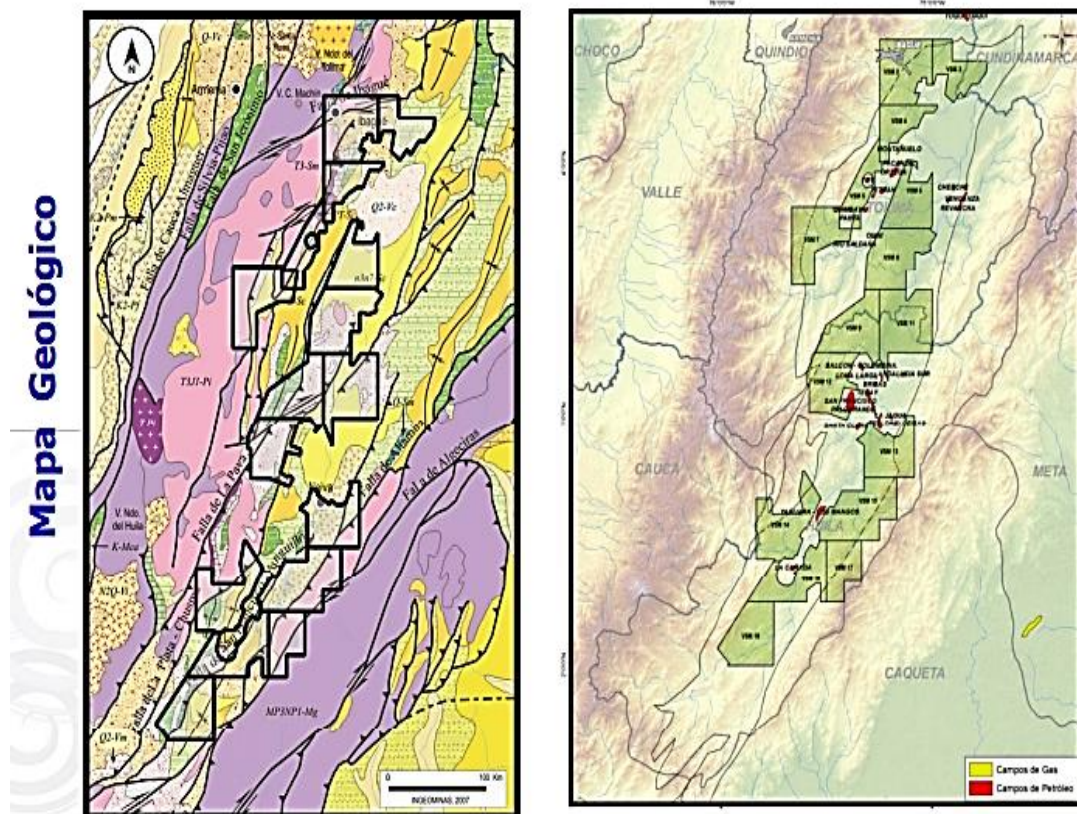
Un factor predominante que controla las operaciones de inyección de agua es la localización de los pozos inyectoros con respecto a los pozos productores y los límites del yacimiento por medio de patrones. Es aquí donde nace la necesidad de crear una fuente de información clara de esta importante actividad que se lleva a cabo en los campos petroleros de todo el mundo, considerando que después con una invasión con agua, todavía queda en el yacimiento más del 50% de aceite original in situ; para recuperarlo se realiza una mejora de los métodos de producción y de la conservación del agua producida con el fin de obtener un aumento del factor de recobro.

## 2. GENERALIDADES

### 2.1 COORDINACIÓN HUILA

La coordinación Huila la conforman los campos Dina Cretáceos, Palogrande-Cebú y Pijao los cuales, presentan afectación y están bajo la jurisdicción de los municipios de Neiva, Aipe, Tello, Villavieja, Palermo y Baraya, que se encuentran en la cuenta del Valle Superior del Magdalena (ver Figura 1 y 2); su producción data principalmente de la formación Monserrate y algunas arenas basales de la formación Barzalosa, con una producción de crudo en promedio de 21°API.

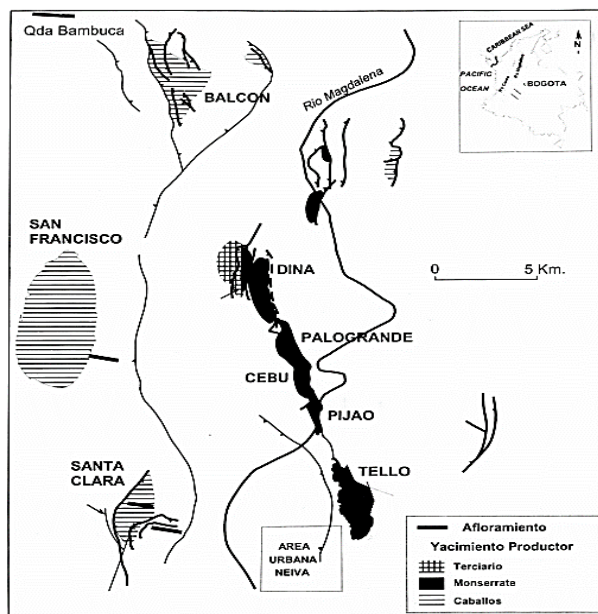
Figura 1: Valle Superior del Magdalena



Fuente: Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena, Subdirección Técnica Anh, Pag 46, diciembre

2009

**Figura 2: Ubicación de los campos de la Coordinación Huila**



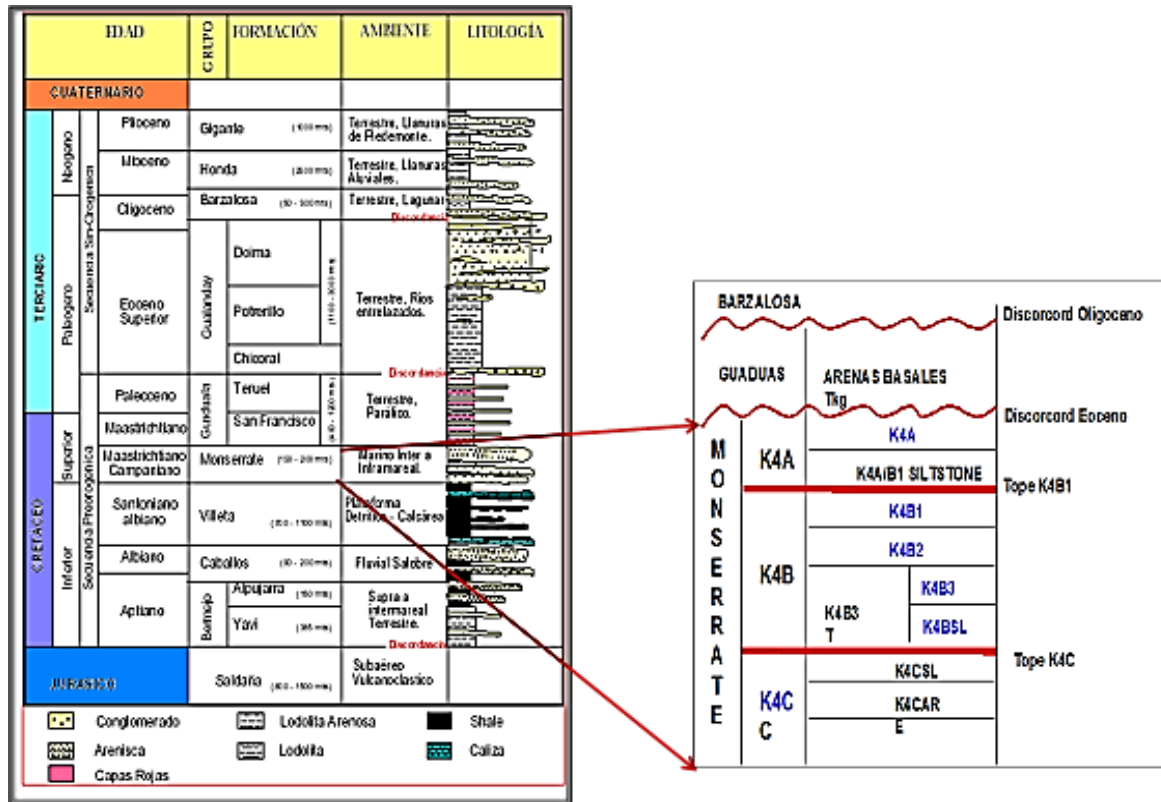
Fuente: evaluación del modelo geológico del Campo Tello (Valle Superior del Magdalena) y sus implicaciones en 61 programa de desarrollo. - Geología Colombiana, 26, pp. 59-77, 12 Figs., Bogotá.

## 2.2 FORMACIÓN MONSERRATE

La formación Monserrate presenta unas características petrofísicas de permeabilidad entre 3-75 md y porosidad de 14-20% debido a su ambiente de depositación y porque, "Litológicamente está constituida por cuatro miembros dos arenosos y dos lutíticos. El K4 con un espesor promedio de unos 25 metros está compuesto por arcillolitas y limolitas con un nivel de roca fosfórica. El K3 con un espesor de unos 30 metros está representado por areniscas cuarzosas blancas a grises y de grano fino a medio. La unidad K2 con un espesor de unos 30 metros, está conformada por limolitas silíceas y chert, este miembro presenta dos niveles de roca fosfórica, es muy común el intenso plegamiento de estas rocas. La unidad K1 posee un espesor de unos 35 metros y está compuesto por cuarzoarenitas de grano grueso con cemento silíceo. La formación Monserrate fue depositada en un ambiente de plataforma cercano a la línea de costa, asociado a zonas de frente de

costa y plataforma (Reyes et al, 1995). Y de acuerdo con su registro fósil está datada como Campaniano a Maestrichtiano. (Beltrán y Gallo, 1968). Esta formación es productora en varios campos del Valle Superior (Dina Cretáceos, Palogrande-Cebú entre otros).”<sup>3</sup>. Ver Figura 3.

**Figura 3: Columna estratigráfica VSM formación Monserrate**



Fuente: Ecopetrol S.A, Coordinación Huila

### 2.3 CAMPO DINA CRETÁCEOS

El campo fue descubierto en 1969 con el pozo DK1 con una producción inicial de 154 BFPD y 6% de BSW, se encuentra ubicado en un anticlinal asociados con fallas de cabalgamiento produciendo de la formación Monserrate, en el año de 1985 se

<sup>3</sup> Vargas Cuervo, Roberto, Palencia Barona, Luz y Chavarro Hernández, Mario, 2013, Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones productoras subcuenca de Neiva, Revista Ingeniería y Región. 2013(10):89-98.

inicia la inyección de agua teniendo como resultado que entre 1987 y 1988 se dan el periodo de mayor producción y actualmente se encuentra con inyección periférica de agua para mantenimiento de presión. En el siguiente cuadro (ver figura 4) se podrá observar un resumen de la historia del campo.

**Figura 4: Historia y generalidades del Campo Dina Cretáceos**



Fuente: Ecopetrol S.A, Coordinación Huila

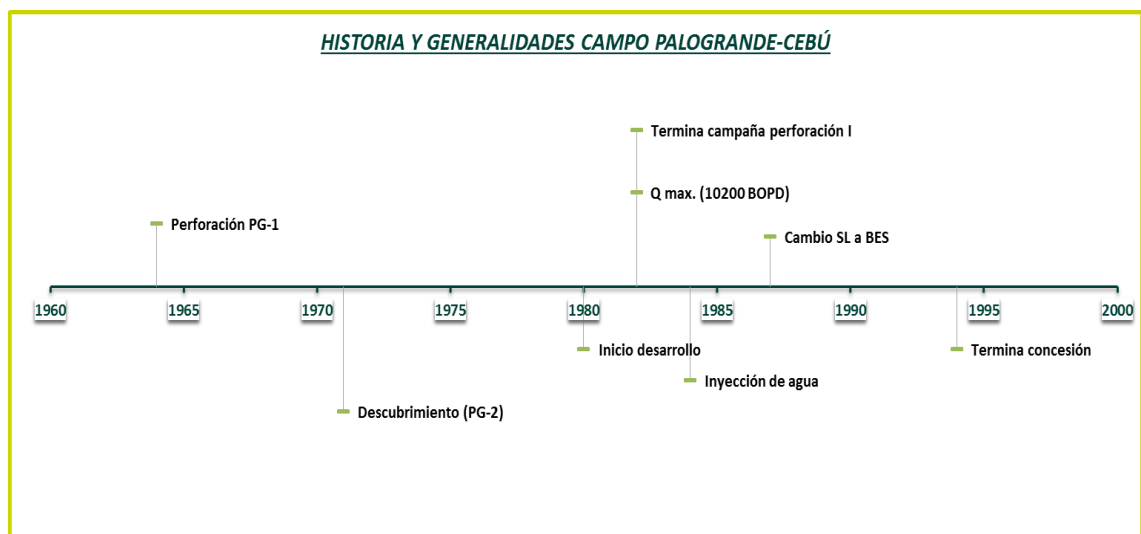
## 2.4 CAMPO PALOGRANDE-CEBÚ

El primer dato del campo data del año 1964 cuando se perforó el pozo PG-1 a modo de prueba de la formación Monserrate pero éste no tuvo resultados debido a problemas, posterior a este en el año 1971 se define que se descubrió el campo y con esto se perforó el PG-2 pero presentó bajo potencial debido a lo cual fue cerrado y solo hasta el año de 1980 se inicia el desarrollo del campo con una campaña de perforación de 25 pozos que va hasta el año de 1982, teniendo como resultado que para febrero de este último año se alcanzara una producción de 10200 BOPD. En agosto de 1984 se inicia el recobro secundario con inyección de agua periférica, luego de haber fracasado con el gas lift debido a la absorción rápida del gas y como

consecuencia la caída rápida de presión, gracias a esto se logró un pico de producción de 10950 BOPD.

Inicialmente se creía que el campo Cebú era diferente pero luego del estudio más profundo se determinó que tenía las mismas características de Palogrande por lo cual se integró a este. En el siguiente cuadro (ver figura 5) se podrá observar un resumen de la historia del campo.

**Figura 5: Historia y generalidades del Campo Palogrande - Cebú**



Fuente: Ecopetrol S.A., Coordinación Huila.

## 2.5 CAMPO PIJAO

Descubierto en el año 1981 por la compañía HOCOL S.A, el campo Pijao se encuentra al sur del campo Cebú, limitado por la falla inversa de Pijao teniendo como arena productora la formación Monserrate, con características estructurales y estratigráficas similares a Dina Cretáceo y Palogrande-Cebú; además a esto, presenta fallas internas lo que hace que el campo sea dividido por bloques. La inyección de agua en este campo empezó a implementarse a partir del año 2006.



### 3. ANTECEDENTES TEÓRICOS

#### 3.1 INYECCIÓN DE AGUA

<sup>4</sup>La Inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Píthole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1865. La primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890 cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

Para 1907, la práctica de la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford. El primer patrón de flujo, denominado una invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, éstos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente circular más amplio. Este método se expandió lentamente en otras provincias productoras de petróleo, ya que muchos operadores estuvieron en contra de la inyección de agua dentro de la arena.

En 1921 la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores. Para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de 5 pozos.

---

<sup>4</sup> PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3. Maracaibo, Venezuela, 2001, p. 38.

Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección-producción. En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra", hoy en día, más de la mitad de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua. De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes:

### 3.1.1 Inyección Periférica o Externa.

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua – petróleo.

**Tabla 1: Ventajas y desventajas de la inyección periférica o externa**

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Se utiliza en pocos pozos.	Una fracción de agua inyectada no posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura de este favorece la inyección de agua.
Se obtiene un factor de recobro alto de petróleo y a la vez una mínima producción de agua.	No se obtiene un seguimiento detallado del frente de invasión.
Se usan pozos productores viejos como inyectoros.	No se tiene buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.
Los costos de las instalaciones de producción de superficie son bajos.	La recuperación de inversión es a largo plazo, dado que los procesos de invasión y desplazamientos son bastantes lentos.

Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3.

### 3.1.2 Inyección en Arreglos o Dispersa

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona y desplaza los fluidos (petróleo/gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

**Tabla 2: Ventajas y desventajas de la inyección en arreglos o dispersa.**

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Rápida respuesta de las presiones del yacimiento	Requiere más recursos humanos por lo que exige un mayor seguimiento de control.
Altas eficiencias del barrido areal	Tiene un mayor grado de riesgo.
Bajo efecto negativo de las diferencias sobre el factor de recobro	Los costos son altos, dado al alto número de pozos inyectoros

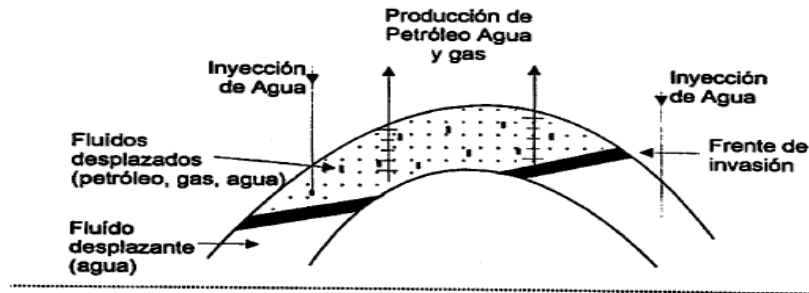
Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3.

<sup>5</sup>La inyección de agua es un mecanismo secundario de recobro mediante el cual los fluidos del yacimiento son desplazados hacia los pozos productores por la acción del agua inyectada. Se caracteriza por la eficiencia del agua al desplazar a los hidrocarburos del medio que invade, y porque aumenta rápidamente la presión del yacimiento, se considera que después de una invasión con agua todavía queda en el yacimiento más del 50% de petróleo original en sitio.

---

<sup>5</sup> CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 5.

**Figura 6: Proceso de desplazamiento por inyección de agua.**

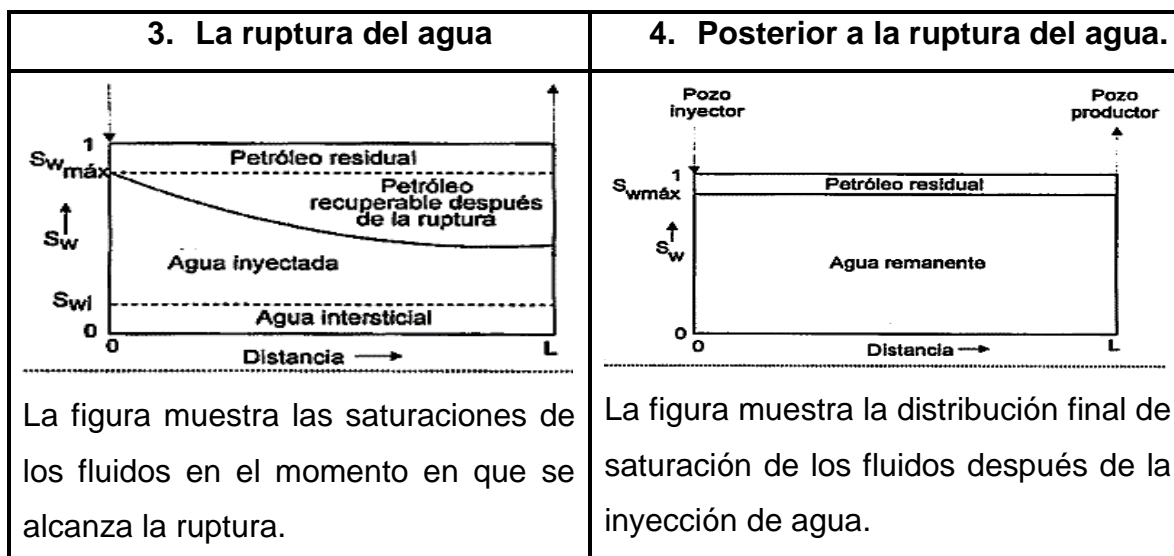


Fuente: Proceso de desplazamiento por inyección de agua. CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 5.

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Esto causa cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases. El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo se puede presentar en cuatro etapas que son: La condición inicial, la invasión, la ruptura del agua y posterior a la ruptura del agua.

**Tabla 3: Mecanismos de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo.**

1. Condiciones iniciales	2. La invasión
<p>La figura muestra la distribución de saturación de los fluidos antes de la inyección de agua.</p>	<p>La figura muestra la distribución de saturación de los fluidos en el yacimiento durante la inyección de agua.</p>



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, Cap. 3

### 5.1.3 Eficiencia de Barrido y Arreglo de pozos.

**<sup>6</sup>Petróleo in Situ:** El petróleo original in situ, al comienzo de la inyección de agua, está definido como la cantidad de petróleo que existe en el yacimiento dentro de las zonas invadibles. La determinación del petróleo in situ al comienzo de una inyección de agua está basada en información geológica (volumen poroso), saturaciones de los fluidos ( $S_o$ ,  $S_g$  y  $S_{wi}$ ). De acuerdo con esto, la ecuación es la siguiente:

$$N = \frac{7758Ah\theta S_o}{B_o} \quad (1)$$

Donde:

A = Área invadible del yacimiento, acres.

h = Espesor invadible de la formación, pies.

$\theta$  = Porosidad, fracción.

$S_o$  = Saturación de petróleo al inicio de la invasión, fracción.

$B_o$  = Factor volumétrico de formación del petróleo al inicio de la invasión, BY/BN

<sup>6</sup> CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, Cap. 3.

**Factor de Recobro:** El factor de recobro,  $r$ , se define como la fracción del petróleo original en el yacimiento que se puede producir mediante la aplicación de un proceso de recuperación secundaria. La ecuación básica para calcular el recobro de petróleo es:

$$r = \frac{N_p}{N} = E_D * E_A * E_V \quad (2)$$

$N_p$  = Petróleo desplazado por la inyección de agua, BN.

$N$  = Petróleo en el yacimiento al comienzo de la inyección, BN.

$E_D$  = Eficiencia de desplazamiento, fracción.

$E_A$  = Eficiencia areal de barrido, fracción.

$E_V$  = Eficiencia vertical de barrido, fracción.

**Razón de Movilidad, M:** Una de las características más importantes de la inyección de fluidos es la razón de movilidad,  $M$ , la cual se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo), y puede relacionarse con la conductancia en términos de la permeabilidad efectiva y de la viscosidad de los fluidos desplazantes y desplazado. Así se tiene:

$$M_{D,d} = \frac{\lambda_{Desplazante}}{\lambda_{Desplazado}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{Desplazante}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{Desplazado}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_D}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_d} \quad (3)$$

Si el agua desplaza al petróleo

$$M_{D,d} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right)} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad (4)$$

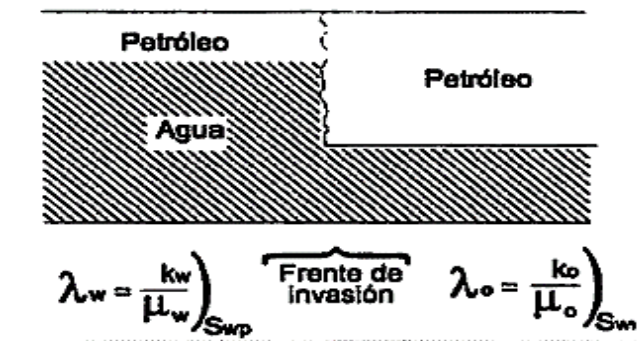
<sup>7</sup> $M$ , generalmente, se considera como favorable o no favorable, dependiendo de si su valor es menor o mayor que uno. Cuando  $M=1$ , las movilidades del petróleo y del

---

<sup>7</sup> CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, Cap. 3.

agua son idénticas y los fluidos encuentran la misma resistencia al moverse dentro del yacimiento. Cuando  $M < 1$ , el petróleo fluye más que el agua y es muy fácil para el agua desplazar el petróleo, esta condición, generalmente, resulta en altas eficiencias de barrido y buen recobro de petróleo. Por el contrario, cuando  $M > 1$ , el agua se mueve más que el petróleo y no es muy efectiva al desplazar el petróleo. Los valores típicos de la razón de movilidad para el agua al desplazar petróleo varían entre 0,002 hasta 2.

**Figura 7: Calculo de la relación de Movilidad.**



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, Cap. 3.

**<sup>8</sup>Arreglos de pozos:** Muchos de los campos viejos que luego han sido sometidos a invasión para la recuperación secundaria, se desarrollaron inicialmente mediante un espaciado irregular de los pozos, pero una mejor comprensión del comportamiento de los yacimientos ha traído como consecuencia el uso de arreglos y espaciados uniformes en los pozos perforados durante el proceso de desarrollo del yacimiento. Esto significa que, en el momento de planificar el proceso de recuperación secundaria, el campo estará desarrollado sobre la base de un arreglo regular donde los pozos inyectores y productores forman figuras geométricas conocidas y muy variadas.

<sup>8</sup> PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela, 2001, Cap. 5.

**Tabla 4: Características de los arreglos de pozo.**

TIPO DE ARREGLO	$R_{pi, pp}$	ELEMENTOS DEL ARREGLO
Empuje en línea directa	1	Rectángulo
Empuje en línea alterna	1	Líneas desfasadas de pozos
5 pozos		Cuadrado
7 pozos	2	Triángulo equilátero
7 pozos invertido o arreglo de 4 pozos	1/2	Triángulo equilátero
9 pozos	3	Cuadrado
9 pozos invertido	1/3	Cuadrado

Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos.

Los factores que más influyen en la elección del tipo de arreglo son: la forma original en que se ha sido producido el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectoros a pozos productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo; por ello, algunas veces se utilizan arreglos irregulares en los yacimientos.

Todos los arreglos individuales mencionados pueden ser repetidos para formar un arreglo regular de pozos, con excepción de los arreglos irregulares y del invertido de 5 pozos que siempre se utiliza como un solo arreglo en el yacimiento, siempre manteniendo la relación que existe entre pozos productores y los inyectoros, como también las distancias cortas y largas. La relación de las distancias  $d/a$ , se pueden evidenciar de la siguiente manera:

$d$ : Distancia más corta entre líneas de pozos de distinto tipo, situadas a una continuación de la otra en una misma columna.

$a$ : Distancias más corta entre pozos del mismo tipo que se encuentran en una misma fila, uno a continuación de otros.

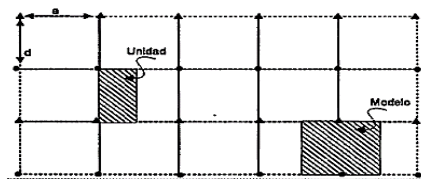
Con respecto a lo anterior la relación se halla  $d/a$ .



La razón que existen entre los pozos de inyección a pozos de producción,  $R_{PI PP}$ : esta razón se calcula dividiendo el número de pozos inyectoros que afectan directamente a cada productor, entre el número de pozos productores que reciben efecto directo de un inyector. Los principales parámetros que caracterizan los arreglos de pozos son:

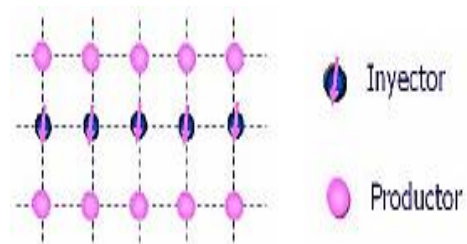
1. **Empuje en línea directa:** Como se mencionó antes, para alcanzar una eficiencia de barrido del 100% en el momento de la ruptura, debemos inyectar el fluido sobre un plano vertical. Esto físicamente no es posible, pero se puede aproximar a un arreglo donde los pozos productores e inyectoros directamente se balanceen unos con otros. La eficiencia de barrido en este modelo se mejora a medida que la relación  $d/a$  aumenta. La  $R_{PI PP} = 1$ .

**Figura 8: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de línea directa.**



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, Cap. 3.

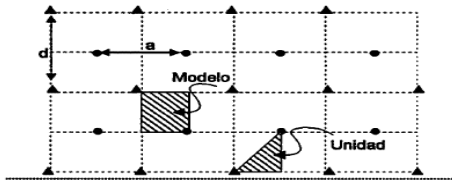
**Figura 9: patrón de inyección línea directa.**



Fuente: Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

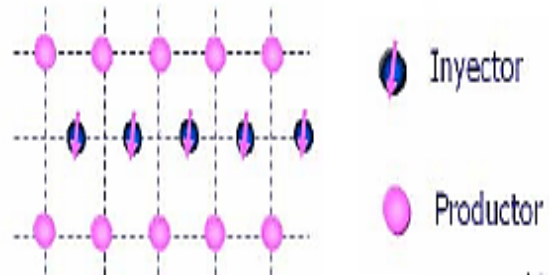
2. **Empuje en línea alterna:** Este tipo de arreglo es una modificación del arreglo de empuje en línea directa. Se origina al desplazar los pozos inyectoros a lo largo de su línea una distancia igual a  $a/2$ . De esta manera, un pozo productor es ubicado en el centro de un rectángulo con inyectoros en los vértices. La  $R_{PI PP} = 1$

**Figura 10: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de línea alterna.**



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, Cap. 3.

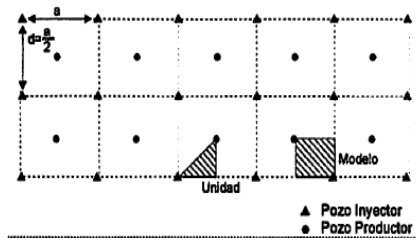
**Figura 11: Distribución de pozos patrón de línea alterna**



Fuente: Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

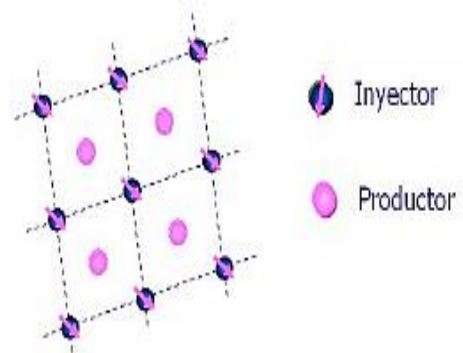
**3. Arreglos de 5 pozos:** El arreglo de 5 pozos, es un caso especial del empuje en línea alterna, cuando  $d/a = 0,5$ . Este es el tipo de arreglo más usado. Obsérvese que el modelo requerido necesita perforar pozos formando un cuadrado y que la relación pozos inyectores a pozos productores es la unidad, o sea,  $R_{PI/PP} = 1$ .

**Figura 12: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de 5 puntos**



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, Cap. 3.

**Figura 13: Distribución de pozos patrón de 5 pozos**

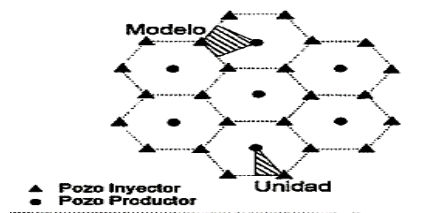


Fuente: Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

El arreglo de 5 pozos es altamente conductivo, ya que la vía de flujo más corta es una línea recta entre el inyector y el productor. Además, proporciona una buena eficiencia de barrido.

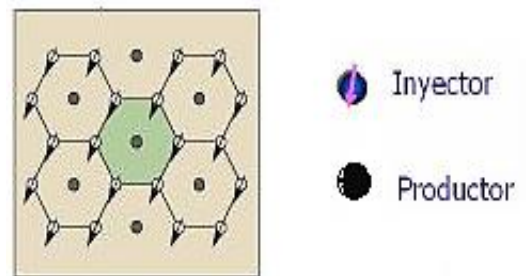
4. **Arreglos de 7 pozos:** Este tipo de arreglo tiene 2 pozos inyectores por cada pozo productor y se utiliza cuando la inyectividad de los pozos es baja. Muy raras veces encontramos un campo siguiendo este tipo de arreglo. El patrón del modelo es un triángulo equilátero o puede considerarse un arreglo en línea alterna cuya relación  $d/a = 0.866$ . Si el campo no ha sido desarrollado según este patrón, se requieren varios pozos Inter espaciados para hacer posible el modelo. La  $R_{PI/PP} = 6/3 = 2$ .

**Figura 14: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de 7 pozos.**



FUENTE: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, Cap. 3.

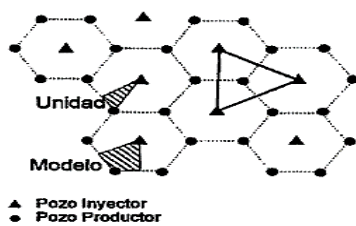
**Figura 15: Distribución de pozos patrón de 7 pozos**



Fuente: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/injection\\_pattern.asp](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/injection_pattern.asp).

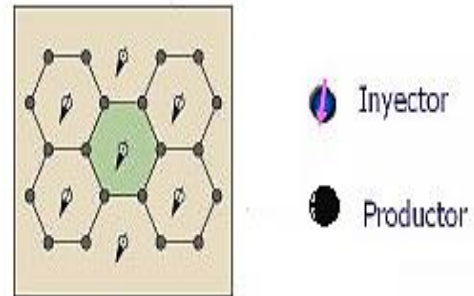
5. **Arreglos de 4 pozos:** El arreglo de 4 pozos, también llamado arreglo triangular o de 7 pozos invertido, se diferencia del anterior en la posición que ocupan los productores e inyectores. En este caso, los pozos de Inyección se colocan en el centro del hexágono y los productores en los vértices.

**Figura 16: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de 4 pozos.**



FUENTE: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, Cap. 3.

**Figura 17: Distribución de pozos patrón de 7 pozos**



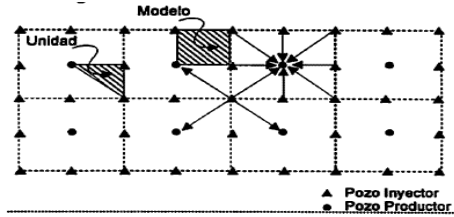
Fuente: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/injection\\_pattern](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/injection_pattern).

Este arreglo puede también considerarse formado por triángulos equiláteros con 3 pozos de inyección en los vértices y uno de producción en el centro. La  $R_{PI\ PP} = \frac{1}{2}$ , ya que cada pozo productor es afectado directamente por la inyección de 3 pozos y 6 productores reciben el efecto directo de cada inyector.

- 6. Arreglos de 9 pozos:** Este tipo de arreglo puede desarrollarse con pozos perforados formando un cuadrado, con los pozos de inyección en los vértices y puntos medios de los lados del cuadrado y con el productor ubicado en el centro de éste, en este caso. Los pozos inyectores sobrepasan los productores por un factor de 3.

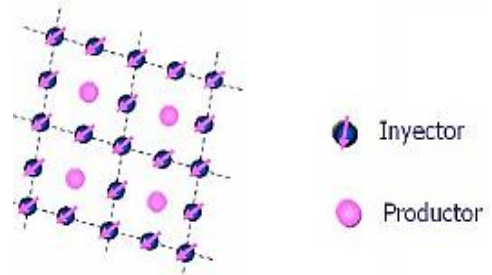
La  $R_{PI\ PP}$  puede calcularse así: los pozos de los vértices se reparten lo inyectado en ellos entre 4 pozos de producción, ósea, una cuarta parte para cada uno; en cambio los pozos situados en los puntos medios de los lados lo reparten únicamente entre dos, es decir, la mitad para cada uno, y como existen cuatro de cada tipo, resulta  $R_{PI\ PP} = 3$ .

**Figura 18: Distribución que presentan los pozos de producción e inyección en un arreglo de 9 pozos.**



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, Cap. 3.

**Figura 19: Distribución de pozos patrón de 9 pozos**



Fuente: Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter

### 3.1.3 Mejoras en la Inyección de Agua.

En el área de inyección de agua es importante tener en cuenta que el agua a inyectar debe tener características que no afecten la integridad del pozo ni del yacimiento, por esta razón existen unas normas como la NACE con unos parámetros que clasifican el agua según la turbidez, grasas y aceite, sólidos suspendidos, bacterias, etc.; que permiten que el agua cuando está dentro de esos rangos no genere scale, taponamientos, parafinas que afectan el libre desarrollo de la inyección.

**Tabla 5: Parámetros calidad de agua**

NORMA	TIPO DE ANÁLISIS	PARÁMETRO	LÍMITE DE REFERENCIA	OBJETIVO/OBSERVACIONES *
Referencia NACE	Análisis Físicoquímicos "in situ"	Conductividad	-	Debe tener una conductividad similar de las aguas de formación.
		pH	6.5-8.5	Preferiblemente un pH por debajo de 8 lo cual evita la tendencia a incrustaciones.

		$Fe^{2+}$	<1.0 mg/L	Prevención de la corrosión de la tubería y evita la formación de precipitados.
		$H_2S$	0.0 mg/L	Prevención corrosión. Prevención de la acidez de la formación.
		CO2	<10 ppm	Prevención corrosión
		O2	<1 ppb	Prevención corrosión
		Turbidez	< 2 NTU	Indica la presencia de solidos suspendidos
-	Análisis Físicoquímicos en el laboratorio	Cationes, Aniones	-	Previene la formación de sales y compuestos insolubles que forman incrustaciones y obstrucciones en el sistema de inyección.
		Densidad	-	Preferible que la densidad del fluido a inyectar sea superior que la densidad del líquido de la formación, para que haya mayor dispersión.
Referencia NACE		Grasas y Aceites	<5 mg/L	Previene la obstrucción de los filtros en la Superficie Evita reducir la permeabilidad de la formación
NACE TMO 273-05	Calidad del Agua	Sólidos suspendidos	<5 mg/L	Evita el taponamiento de la formación receptora.
		Pendiente (caudal vs. volumen)	<0.99	Garantiza que no se excede la capacidad del acuífero.
ATSM 4412-02	Bacteriológico	BSR	<10 <sup>4</sup> ucf/mL	Evita la producción de H <sub>2</sub> S

Fuente: (Niño Flórez & Gómez, 2010)

La inyección de agua es uno de los procesos de recuperación de hidrocarburos más conocidos e implementados a nivel mundial y en el país. Sin embargo, la saturación de aceite remanente aún es alta luego de la aplicación de ésta, debido a una serie de dificultades tales como digitación viscosa, la canalización y Conificación además de las dificultades del desplazamiento generadas por las fuerzas capilares, para disminuir la saturación de aceite remanente y aumentar el factor de recobro se utilizan mejoras en la inyección como es la aplicación de polímeros y la calidad de agua para inyectar.

Uno de los polímeros utilizados para disminuir los problemas de la producción excesiva de agua son los CDG. Estos son preparados con bajas concentraciones de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (típicamente con concentraciones entre 100 y 1000 ppm) y citrato de aluminio como agente entrecruzador.<sup>9</sup> Estudios experimentales han demostrado un incremento en la recuperación de petróleo debido a la inyección de geles de dispersión coloidal (CDG). Los CDG consisten en partículas aproximadamente esféricas con tamaños en el rango nanométrico (50-150 nm), formado por una reacción entre el entrecruzador y la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.<sup>10</sup>

Fundamentalmente, la tecnología de inyección con CDG presenta una opción atractiva para la recuperación mejorada de crudo, que tiene la ventaja respecto a la inyección de polímeros de lograr viscosidades mucho mayores con menores concentraciones de polímero. Lo anterior puede facilitar la generación de mayores factores de resistencia al flujo de agua que permiten el incremento de la eficiencia de barrido volumétrico generando en el pozo un aumento del factor de recobro y de la inyectividad. (Castro García, 2011)

---

<sup>9</sup> SPILDO, K., Et. Al., "Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods", SPE-129927.

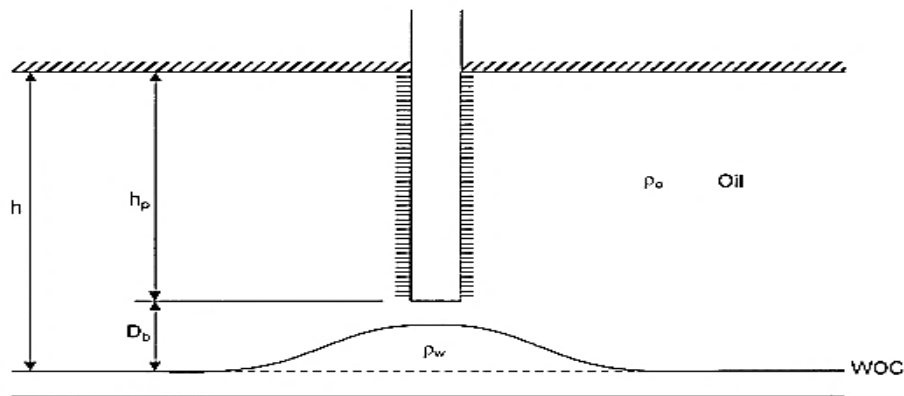
<sup>10</sup> SKAUGE, T., Et. Al., "Nano-Sized Particles for EOR", SPE-129933.

## 3.2 POSIBLES CAUSAS DE APARICIÓN DE AGUA

### 3.2.1 Conificación.

Coning o conificación es el término mediante el cual se define el movimiento ascendente de agua o descendente de gas hacia los perforados del pozo productor, lo que afecta seriamente la producción del mismo e influye en el grado de recuperación y/o agotamiento del yacimiento. En la figura 20 se muestra un esquema que representa la tasa crítica de aceite en el sistema de conificación de agua.

**Figura 20: Conificación de Agua**



Fuente: Ahmed, Tarek H., Reservoir engineering handbook / Tarek Ahmed. —4th ed., pag.590, 2010

<sup>11</sup>Los problemas específicos de la conificación de agua y gas se enumeran a continuación.

- Costo agregado de agua y manejo de gas.
- La producción de gas original o capa secundaria reduce la presión sin obtener los efectos de desplazamiento asociados con el impulso de gas.
- Eficiencia reducida del mecanismo de agotamiento

<sup>11</sup> Ahmed, Tarek H., Reservoir engineering handbook / Tarek Ahmed.—4th ed., pag.583, 2010



- El agua a menudo es corrosiva y su eliminación costosa
- El pozo afectado puede ser abandonado temprano
- Pérdida de la recuperación total del campo.

**Tasa crítica de conificación:** Se conoce como tasa crítica de conificación al caudal máximo al cual se debe colocar a producir un pozo para evitar el fenómeno de conificación (ver figura conificación). Esta tasa se determina mediante diferentes correlaciones o simulaciones numéricas como lo son los métodos de Hoyland, Papatzacos and Skjaeveland, Chaperón, Schols, Craft and Hawkins, entre otros.

### **3.2.2 Canalización**

La canalización del agua es común, cuando la alta permeabilidad presente en las capas o arenas, fracturan permitiendo el avance prematuro del agua durante la inundación del agua, dejando atrás fluidos que se encuentran atrapados en zonas de permeabilidades bajas; esto trae como consecuencia que a medida que se desplazan los fluidos de zonas de alta permeabilidad, la misma va aumentando, esto genera un aumento en la relación agua – petróleo o gas – petróleo.

En pozos horizontales también es posible que se presente este tipo de problema, ya que estos pueden atravesar zonas de diferentes permeabilidades y distintas presiones, lo cual trae como resultado un barrido areal deficiente; es posible que, a causa de la proximidad horizontal entre el pozo y el frente de agua, ésta invada solo una parte del mismo.

### **3.3 MÉTODOS DE ANÁLISIS**

Para realizar el análisis de la inyección de agua se encuentran varias formas, para este caso en particular se emplearán las gráficas de diagnóstico de control de agua de K.S. Chan, que nos permiten visualizar de manera rápida y solo con datos de

producción el comportamiento (canalización y conificación), y la correlación de Papatzacos, que permite hacer una estimación del caudal de producción con el cual se podría estar generando una conificación.

### 3.3.1 Gráficas de diagnóstico de control de agua.

<sup>12</sup>Mediante la simulación numérica en la cual se tomó de base un simulador de black oil, se han logrado generar un grupo de gráficas donde se pueden estimar diferentes situaciones que pueden suceder con el agua, partiendo de los datos de producción agua-aceite se realiza el cálculo del WOR (water oil relation) y a su vez se realiza la derivada del WOR con la siguiente fórmula:

$$WOR' = \frac{(dt_{n+1}^2)(WOR_n - WOR_{n-1}) + (dt_{n-1}^2)(WOR_{n+1} - WOR_n)}{dt_{n-1} * dt_{n+1} (dt_{n-1} + dt_{n+1})} \quad (5)$$

Donde:

$WOR'$	Derivada de la relación agua – aceite
$dt_{n+1}$	Variación del tiempo en n+1, días
$dt_{n-1}$	Variación del tiempo en n-1, días
$WOR_{n+1}$	Relación agua – aceite en n+1
$WOR_n$	Relación agua – aceite, al que se calcula la derivada.

**WOR:** relación agua aceite por sus siglas en inglés, es el resultado de dividir la producción de agua entre la producción de aceite:

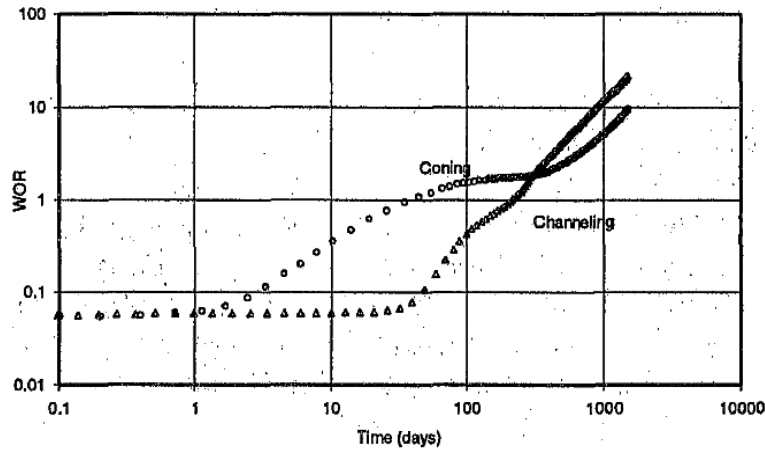
$$\frac{q_o}{q_w} = WOR \quad (6)$$

---

<sup>12</sup> K.S. Chan, SPE 30775, water control diagnostic plots, 1995

Con estos datos se procede a plantear los datos de WOR vs tiempo (en días) en un gráfico log-log para iniciar con un pronóstico, dependiendo de la pendiente, se establece si el pozo presenta canalización o conificación, como se observa en la siguiente figura:

**Figura 21: Comparación de wor para conificación y canalización de agua.**

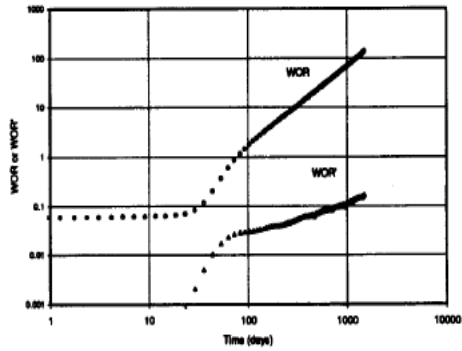


Fuente: K.S. Chan, Schlumberger Dowell, SPE Member, Water Control Diagnostic Plots, Copyright 1995.

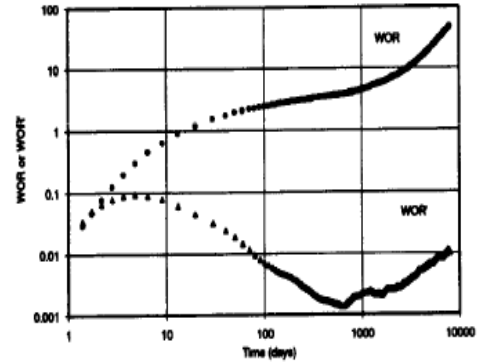
Cuando se encuentran curvas con inicio prolongado y una pendiente positiva notoria sin mucha variación, se puede decir que tenemos canalización, por el contrario, si la curva tiene un inicio temprano, su pendiente es positiva y menos pronunciada con un descanso y después un nuevo ascenso se puede hablar de conificación.

Las siguientes gráficas determinan situaciones de conificación y canalización para tomarla como base de análisis en cualquier campo. Las gráficas son las siguientes: (K.S. Chan, SPE 30775, water control diagnostic plots, 1995)

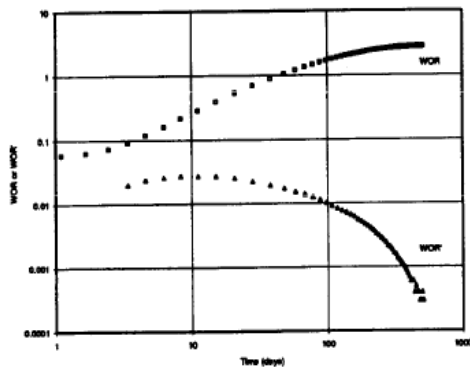
**Figura 22: Canalización multicapa wor y derivada wor**



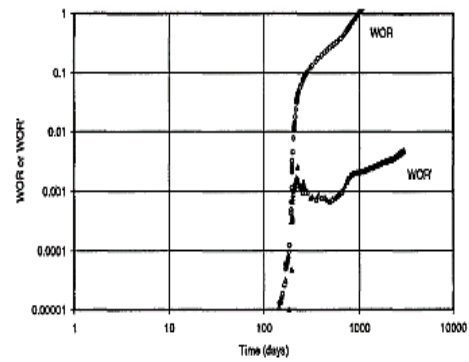
**Figura 24: Conificación de agua con canalización tardía**



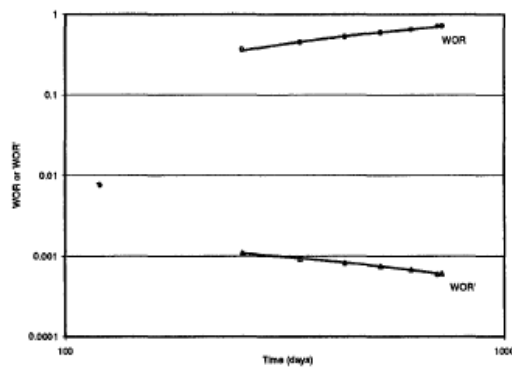
**Figura 23: Conificación de agua wor y derivada wor**



**Figura 25: Wor y derivada de wor para capa ladrona**



**Figura 26: Wor y derivada de wor para un intervalo de tiempo**



### 3.3.2 Metodología de Papatzacos

<sup>13</sup>La solución analítica presentada en este documento es una extensión de la teoría de ¡Muskat y Wyckoff's!, y se basa en el trabajo de Papatzacos, para determinar la tasa máxima a la que se produce el petróleo sin producción de gas o agua. Papatzacos desarrolló una solución general, dependiente del tiempo, de la ecuación de difusividad para el flujo de un fluido monofásico ligeramente compresible hacia un pozo infinitamente conductivo en un depósito infinito.

Se desarrolló un software para calcular la tasa crítica a presión constante, realizando simulaciones numéricas por encima de la presión del punto de burbuja, determinando la tasa crítica de conificación de agua en función lineal de la permeabilidad del aceite, la diferencia de densidad, la viscosidad del aceite, FVF del aceite y en función no lineal de la penetración del pozo, extensión radial, espesor total del aceite y relación de permeabilidad. Para determinar la tasa de conificación de agua se utilizó la metodología según Paul Papatzacos, así:

1. Calcular el radio adimensional: Para calcular el radio adimensional se utilizó la siguiente ecuación:

$$r_D = \frac{r_e}{h_t} \left( \frac{k_v}{k_H} \right)^{1/2} \quad (7)$$

$r_D$  = Radio adimensional

$r_e$  = Radio exterior, ft

$h_t$  = Espesor total de la zona de aceite, ft

$k_v$  = Permeabilidad vertical, md

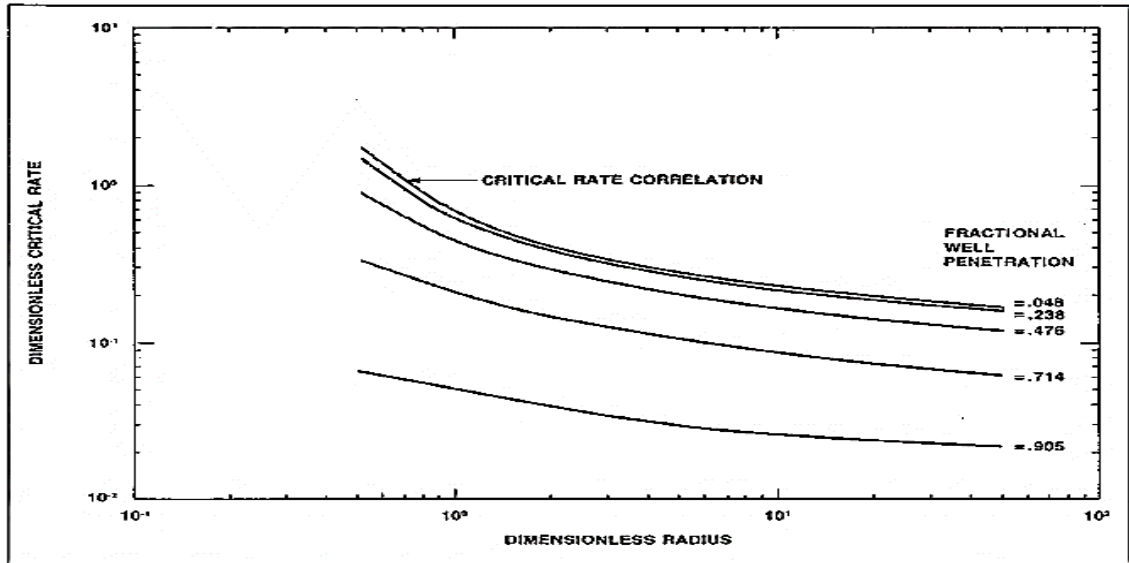
$k_H$  = Permeabilidad Horizontal, md

---

<sup>13</sup> HOYLAND, L.A., PAPATZACOS, P. e SKJAEVELAND, S.M.: Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution, SPE Reservoir Engineering, pp. 495-502, November 1989

2. Simular la gráfica (figura 27) para determinar los coeficientes que me generan las curvas correspondientes a cada valor de penetración parcial.

**Figura 27: Gráfico de correlación de tasa crítica de simulación numérica**



Fuente: HOYLAND. Lelt A., SPE, Statoil, and Paul Papatzacos, Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution.

Es importante tener en cuenta que, la figura 27: gráfico de correlación de tasa crítica de simulación numérica, es el resultado de múltiples simulaciones numéricas el cual nos indica el comportamiento del pozo que se afectado por su anisotropía y por su penetración parcial; cuando tenemos un pozo isotrópico con penetración parcial cercana a 1, que nos indicaría hueco abierto, tendríamos un límite mayor en nuestra producción porque la permeabilidad vertical sería igual a la horizontal y podríamos estar produciendo de nuestra base y generar la conificación; caso contrario cuando tenemos diferencia entre la permeabilidad vertical y la horizontal con una penetración parcial menor que tenemos limite menor en la producción (podemos producir más) debido a que encontramos restricción para que nuestros fluidos se muevan de forma vertical y con la penetración parcial menor igual vamos a tener más distancia entre nuestros perforados y el contacto agua aceite.

3. Graficar la tasa crítica adimensional en función de la penetración parcial del pozo (ver figura28).
4. Calcular la penetración parcial del pozo utilizando el espesor total de la zona del aceite, y la longitud del intervalo perforado, ambas variables en pies.

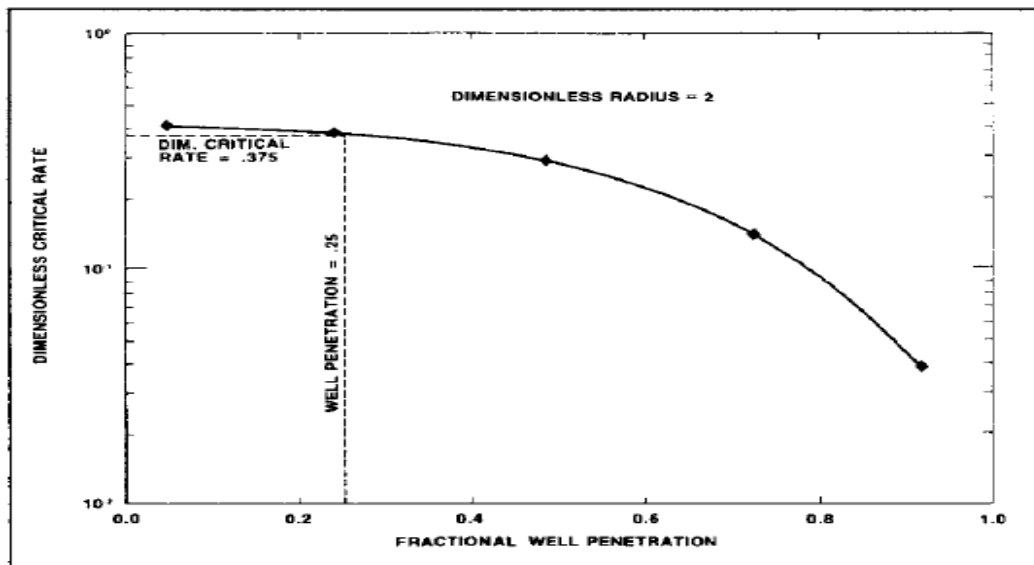
$$FWP = \frac{L_p}{h_t} \quad (8)$$

$L_p$  = Longitud del intervalo perforado, ft

$h_t$  = Espesor total de la zona de aceite, ft

5. Con el dato anterior (FWP) entrar a la gráfica (ver figura 28), y determinar la tasa crítica adimensional  $Q_{cD}$ .

**Figura 28: Velocidad crítica adimensional en función de la penetración del pozo.**



Fuente: HOYLAND. Lett A., SPE, Statoil, and Paul Papatzacos, Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution.

6. Con el valor de la tasa crítica adimensional se determina la tasa crítica de conificación con la siguiente ecuación.

$$q_c = \frac{(h_t)^2 * (\rho_w - \rho_o) k_H}{40667.25 * B_o \mu_o} q_{cD} \quad (9)$$

$q_c$  = Rata Critica de Conoficacion, STB/D

$h_t$  = Espesor total de la zona petroleo, ft

$\rho_w$  = Densidad del agua,  $\frac{lb}{ft^3}$

$\rho_o$  = Densidad del aceite,  $\frac{lb}{ft^3}$

$k_H$  = Permabilidad Horizontal, md

$B_o$  = Factor Volumetrico, STB

$\mu_o$  = Viscosidad, cp

$q_{cD}$  = Rata Critica Adimensional

### 3.3.3 Método de Chaperón.

<sup>14</sup>Chaperón (1986) propuso una relación simple para estimar la tasa crítica de un pozo vertical en una formación anisotrópica ( $k_v \neq k_h$ ). La relación representa la distancia entre el pozo de producción y límite. La correlación propuesta tiene la siguiente forma:

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \frac{K_h (h - h_p)^2}{\mu_o B_o} [\Delta \rho] q_c^* \quad (10)$$

$Q_{oc}$  = Rata crítica de aceite,  $\frac{STB}{day}$

$K_h$  = Permeabilidad horizontal, md

---

<sup>14</sup> AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. 3. ed. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing, 2006.



$K_v =$  Permeabilidad vertical, md

$h =$  Espesor de la columna de aceite, ft

$\mu_0 =$  Viscosidad del aceite, cp

$\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$  diferencia de densidades, lb/ft<sup>3</sup>

$\rho_w =$  Densidad del agua, lb/ft<sup>3</sup>

$\rho_o =$  Densidad del aceite, lb/ft<sup>3</sup>

$B_0 =$  Factor volumetrico de formación, STB

<sup>15</sup>Es importante tener en cuenta que el método Chaperón incluye h, altura de columna de aceite, suponiendo que el intervalo perforado es muy pequeño, por conveniencia, la altura de la zona de interés de petróleo, se considera la distancia entre la base de los perforados y el contacto de agua-aceite.

$$\alpha'' = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{K_v}{K_h}} \quad (11)$$

$r_e =$  Radio de drenaje, ft

$K_v =$  Permeabilidad vertical, md

$$q_c^* = 0.7311 + (1.9434/\alpha'')$$

### 3.3.4 Método de Hall Plot

El Método de Hall (Hall, 1963) es una herramienta de diagnóstico simple para evaluar el desempeño de los pozos de inyección (Silin et al, abril 2005). Este método utiliza una gráfica denominada "Gráfica de Hall" para determinar posibles problemas en fondo de pozo y con base en ello realizar los cambios necesarios en las condiciones operacionales del pozo. El análisis matemático realizado para la construcción de la gráfica parte del modelo de flujo radial (Muskat, 1946).<sup>16</sup>

---

<sup>15</sup> Joshi, S.D. (1991), Horizontal Well Technology, 256 pp. Tulsa, OK, PennWell Publishing Company.

<sup>16</sup> ORDOÑEZ Cruz Hernán Darío, Vélez Duque, Juan Pablo, Flórez Marulanda, Juan Fernando, Propuesta Metodológica Para El Control y Monitoreo de un Proceso De Inyección De Agua, Revista fuentes: el Reventón energético vol. 13 n° 2 de 2015 - Jul/Dic - pp 35/44.

El uso cualitativo de la metodología de Hall permite detectar cambios en las condiciones de yacimiento. Dicho método aplica para un flujo en estado estable y radial, y es a su vez desarrollado a partir de la relación de flujo Darcy:

$$q_w = \frac{0,00708 * K_w * h * (P_w - P_e)}{B_w * \mu_w * L \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (12)$$

Donde:

$K_w$  = Permeabilidad al agua, (absoluta), md.

$h$  = Espesor de la formación, pies

$P_w$  = Presión de inyección en la cara de la formación, lpc.

$P_e$  = Presión promedio del yacimiento, lpc

$B_w$  = Factor volumétrico del agua

$\mu_w$  = Viscosidad del agua, cp.

$r_e$  = Radio de influencia del pozo inyector, ft

$r_w$  = Radio del pozo inyector, ft

Hall integró ambos lados de la ecuación con respecto al tiempo y posteriormente reordenando los términos, obtuvo la siguiente relación:

$$\int q_w * dt = \frac{K_w * h \int (P_w - P_e) * dt}{141.2 * B_w * \mu_w * L \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (13)$$

$$W_i = \frac{K_w * h}{141.2 * B_w * \mu_w * L \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int P_w * dt - \int P_e * dt \quad (14)$$

Donde  $W_i$  = Inyección acumulativa, barriles de agua.

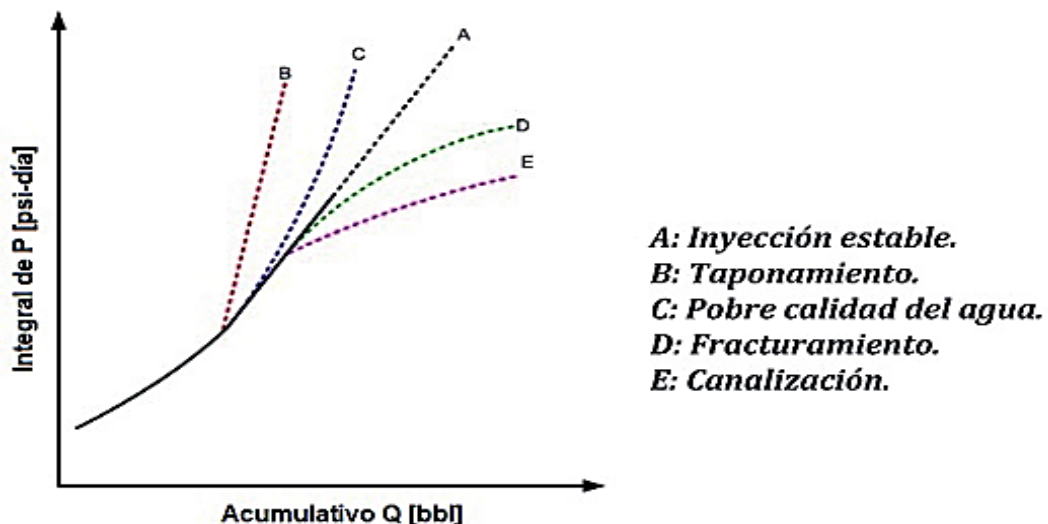
Consolidando los términos de presión ubicados hacia la derecha de la relación anterior, la relación final gráfícada por el desarrollo de Hall es la siguiente:

$$\int \Delta P * dt = \frac{141.2 * B_w * \mu_w * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{K_w * h} * W_i \quad (15)$$

Donde  $\Delta P = P_w - P_e$  representa la caída de presión<sup>17</sup>

Finalmente, se realiza el gráfico característico de la integral de la caída de presión con respecto al tiempo contra la inyección acumulativa, y se analiza el comportamiento de la recta y el cambio de pendiente, estableciendo la siguiente caracterización:

**Figura 29: Análisis del comportamiento de la pendiente de la Gráfica de Hall en cada zona de inyección.**



Fuente: iHs, 2014. Recuperado de: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revista-fuentes/article/view/5237>

De acuerdo con la figura 29 construida para pozos inyectoros, los cambios en la pendiente se deben a la inyectividad de los mismos, la relación de la tasa de inyección en bbl/d entre la variación de presión, muestran como resultado

<sup>17</sup> RINCÓN. Aljuri, Carlos Chaffie, Tesis: Creación Y Desarrollo De La Base De Datos Para El Monitoreo De La Inyección De Agua En El Campo Caño Limón – Arauca, Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga, 2005

problemas en las zonas de formación como taponamientos, pobre calidad de agua o daño positivo, fracturamiento y canalización, o por el contrario la inyección de agua es estable. Los diferentes comportamientos son:

- ❖ El comportamiento de la recta denotada con letra A indica una Inyección normal o estable.
- ❖ El comportamiento de la recta denotada con letra B indica taponamiento del pozo debido al daño.
- ❖ El comportamiento de la recta denotada con letra C indica una pobre calidad de agua o daño positivo.
- ❖ El comportamiento de la recta denotada con letra D indica un fracturamiento debido a un daño negativo o inyección sobre la presión de ruptura.
- ❖ El comportamiento de la recta denotada con letra E, indica una canalización cerca al pozo o inyección fuera de la zona.

## **4. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS CAMPOS DE LA COORDINACIÓN HUILA**

### **4.1 DIAGNÓSTICO DE CHAN EN POZOS PRODUCTORES**

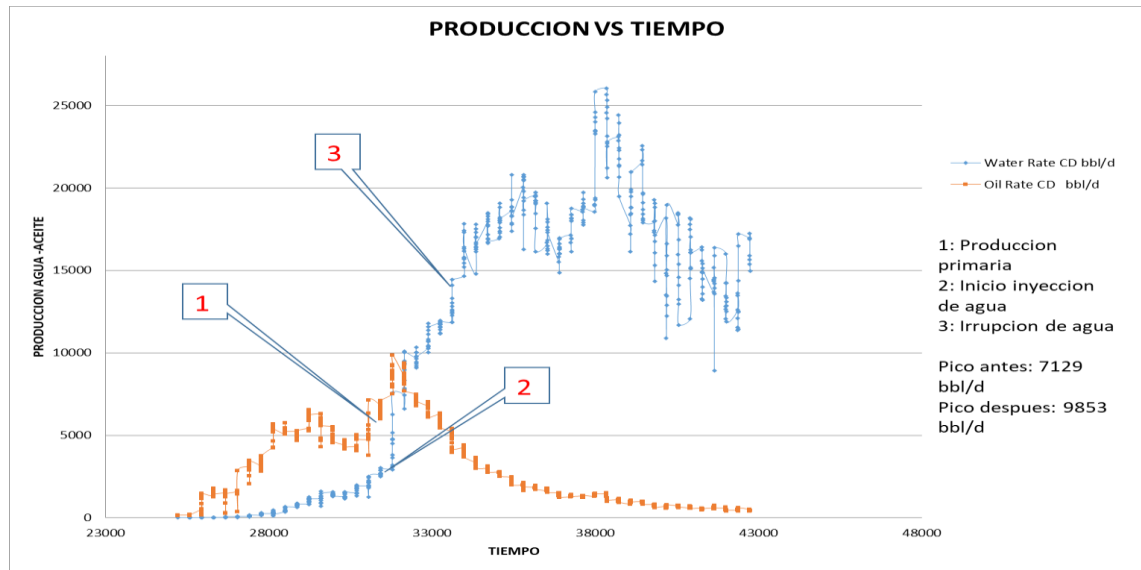
Los campos de la Coordinación Huila son campos maduros donde su producción proviene principalmente de la formación Monserrate y algunas arenas basales de la formación Barzalosa, estos campos tienen un factor común que afecta a la producción de los fluidos como es el incremento en la producción de agua, la cual influye en la eficiencia de los sistemas de tratamiento de superficie, la productividad y finalmente en los costos de tratamiento del agua producida.

El agua asociada a la producción de los campos está relacionada con la historia del pozo, sus intervenciones a lo largo de su historia, el barrido de agua y su técnica de inyección. Una vez conocidos los posibles problemas que se pueden relacionar al incremento en la producción de agua excesiva, se debe encontrar el método para diagnosticar el problema, para ello, en este estudio se aplicarán curvas de diagnóstico con su metodología para Chan, Papatzacos y Chaperón para el caso de pozos productores, y de Hall Plot para los inyectores.

#### **4.1.1 Curvas de Chan para el Campo Aguila**

Este campo tiene como zona productora la formación Monserrate, comenzó su producción de en el año 1969, teniendo un pico de producción alrededor de 7129 bbl de aceite por día, posterior a este presento un decline por lo cual se dio inicio a la inyección de agua generando como resultado, un año más tarde, 9853 bbl de aceite por día siendo este el pico más alto de producción en toda su historia.

**Gráfica 1: Histórico de producción de fluidos Campo Aguila**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

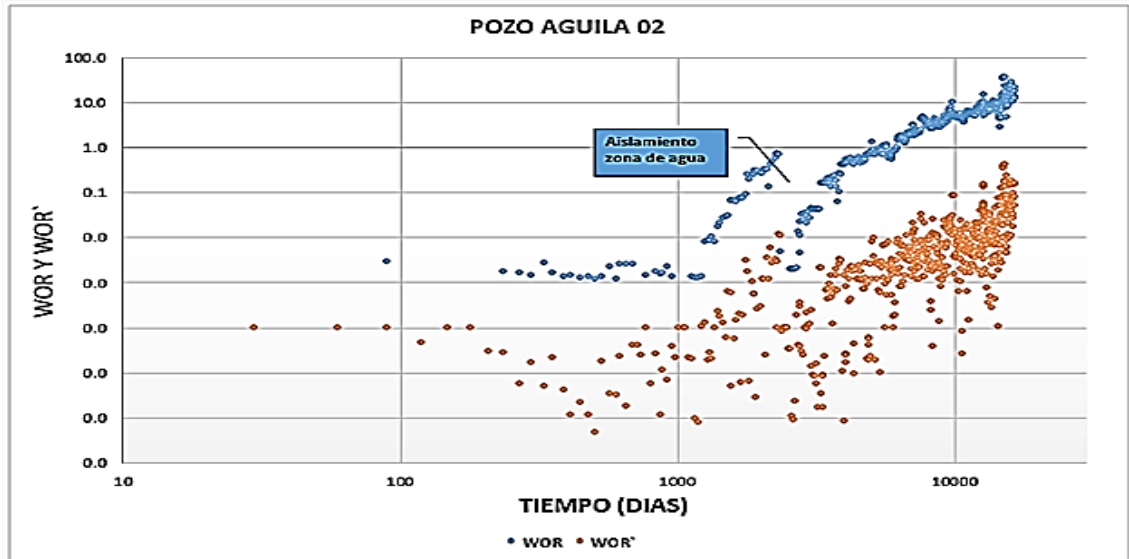
La gráfica 1 muestra la producción discretizada de los fluidos del campo en el tiempo, donde se observa que posterior a la inyección cuando se alcanza el pico de producción de aceite se ve un incremento acelerado de la producción de agua con respecto a la producción de aceite, presentando este último una caída; lo que genera cierta incertidumbre de que problemas puede presentar el campo. Para este análisis se escogieron los pozos que se muestran en la tabla 6 lo cuales presentaron variaciones en las curvas.

**Tabla 6: Relación de los pozos diagnosticados con las curvas de Chan para el Campo Aguila**

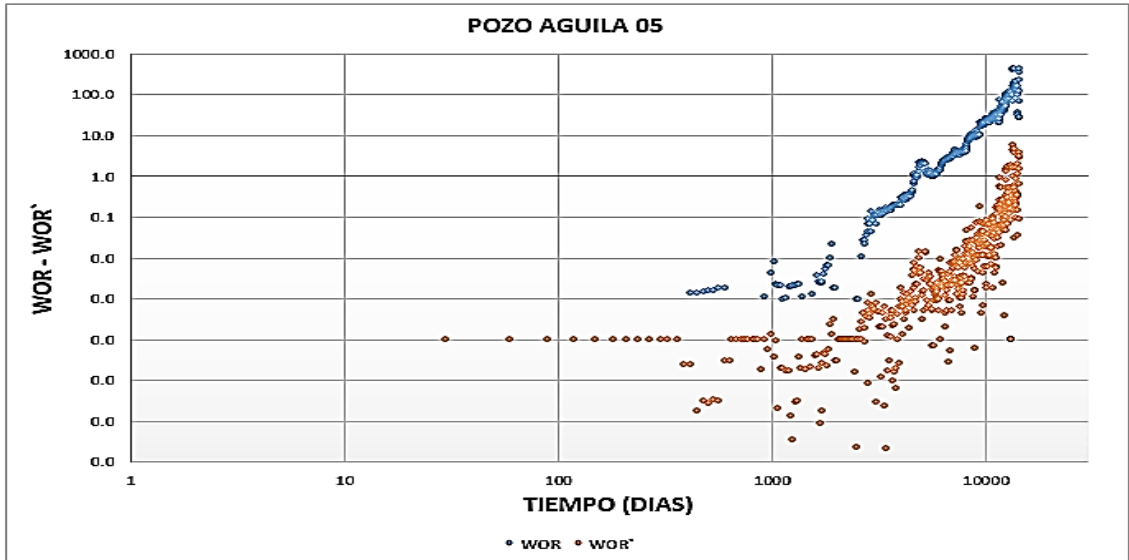
POZO	DIAGNÓSTICO CHAN
AG 02	Canalización Multicapa
AG 05	Desplazamiento normal con alto corte de agua
AG 16	Desplazamiento normal con cambio de producción

Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

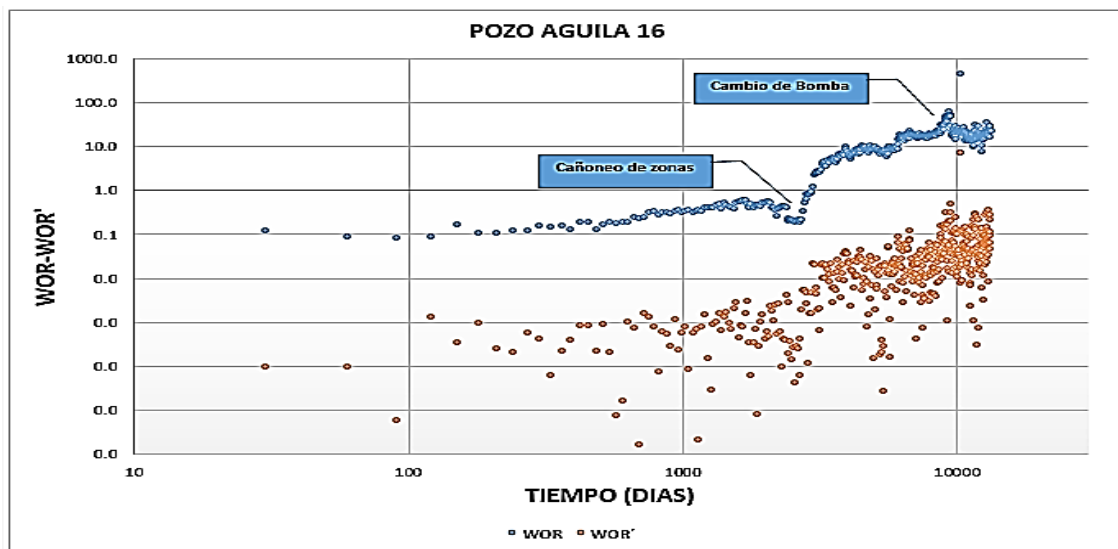
**Gráfica 2: Curva de Chan para el pozo AG-02**



**Gráfica 3: Curva de Chan para el pozo AG-05**



**Gráfica 4: Curva de Chan para el pozo AG-16**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

Cuando se realizó el Diagnóstico mediante las gráficas de Chan se encontró que los pozos de este campo presentaban canalización (Ver Anexo 2), aunque se encontraron algunas variaciones, esto se debe a las diferentes intervenciones que sufrieron los pozos en su vida productiva como se puede observar a continuación con los siguientes 3 pozos que se escogieron para el análisis.

En la gráfica 2 se puede observar que se tiene una pendiente positiva lo que indica que presentaron una canalización y comparando el comportamiento de la derivada verifica que se presenta canalización multicapa; cómo se puede ver en la gráfica se presentó un salto en la tendencia de los puntos debido a que en ese instante se ocasionó un aislamiento de zona el cual se encontraba generando una alta producción de agua. En la gráfica 3 se puede identificar que el WOR al igual que la derivada de WOR presentan pendiente positiva que no tiene cambios en su tendencia, lo que indica que presenta una canalización con alto corte de agua, esto podría ser debido que a muy temprana edad del pozo se aumentó la extracción de este cuando se realizó el cambio de bombeo mecánico a bombeo electro sumergible.

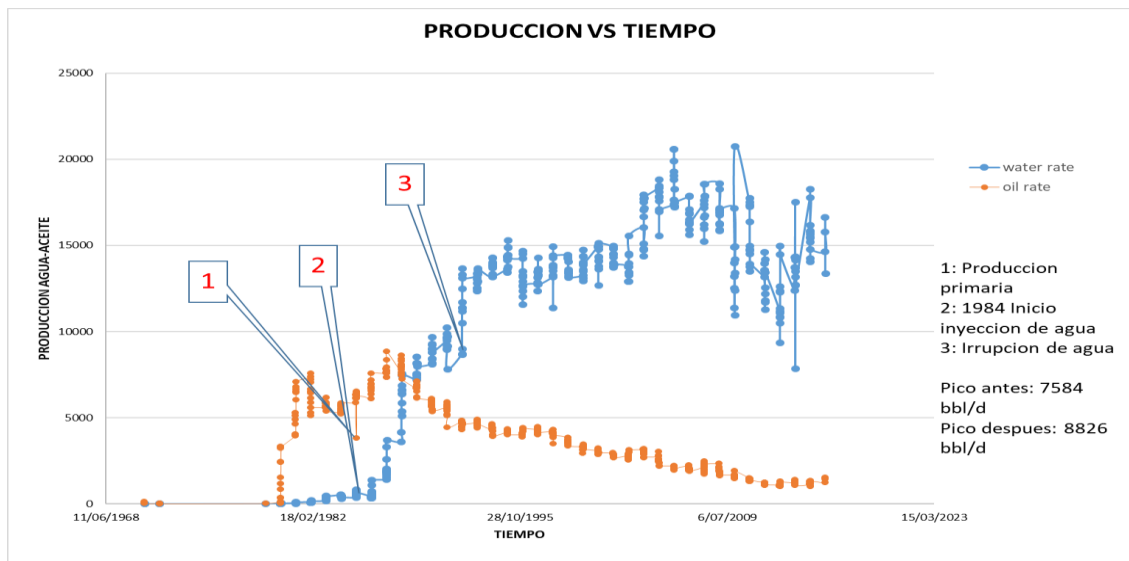


Por último en la gráfica 4 se puede observar que tenemos una pendiente positiva lo que nos indica que se presenta una canalización y comparando el comportamiento al final de las dos líneas se puede verificar que se tiene canalización con variación de la producción, este comportamiento se vio afectado por los cambios que presento en los sistemas de levantamiento artificial donde comenzó con bombeo mecánico paso a electro sumergible volvió a bombeo mecánico y luego nuevamente volvió a electro sumergible. Adicionalmente, como se observa presento una etapa de re-cañoneo donde se abrieron nuevas zonas a producción.

#### 4.1.2 Curvas de Chan para el Campo León.

Este campo tiene su producción principalmente de la formación Monserrate, posee 17 pozos productores de los cuales a la fecha de realización de este trabajo tenía 15 pozos activos, presento una producción máxima de 8826 bbls de aceite en el año 1987; en el año 1989 empezó a incrementar su producción de agua, superando la relación de 1 barril de aceite por 1 barril de agua hasta el día de hoy (wor), razón por la cual se da la necesidad de revisar de donde provee esta agua.

**Gráfica 5: Histórico de producción de fluidos Campo León**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

Para este campo se escogieron los siguientes pozos relacionados en la tabla 7.

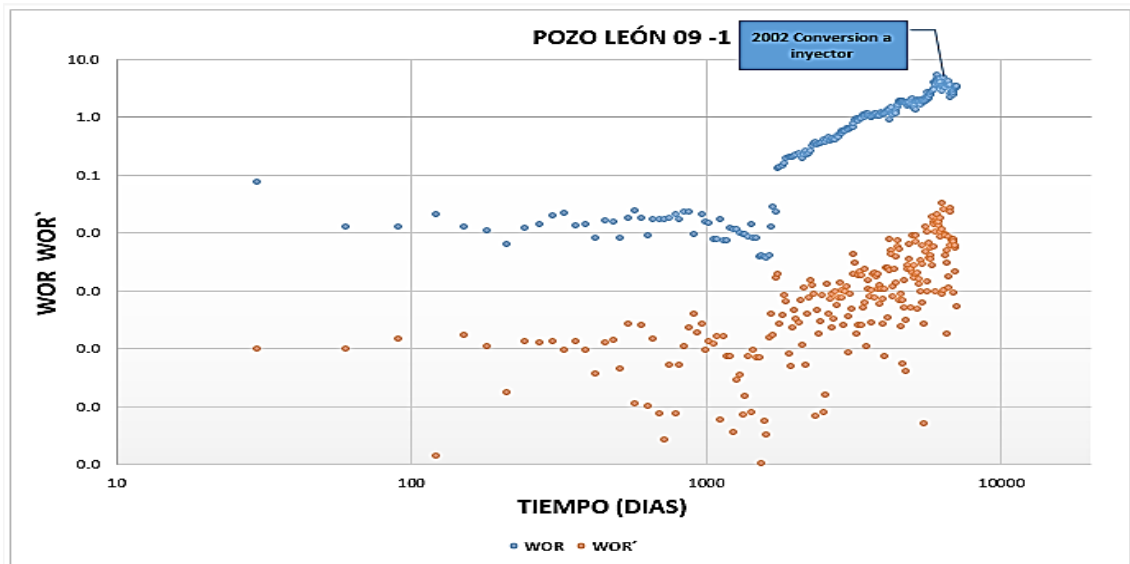
**Tabla 7: Diagnóstico Chan de los pozos**

POZO	DIAGNÓSTICO CHAN
LE 09	Canalización Multicapa - Conificación de fondo con la última etapa presentando canalización.
LE 12	Canalización Rápida
LE 19	Canalización Multicapa
LE 30	Canalización Multicapa con Cambios de Producción

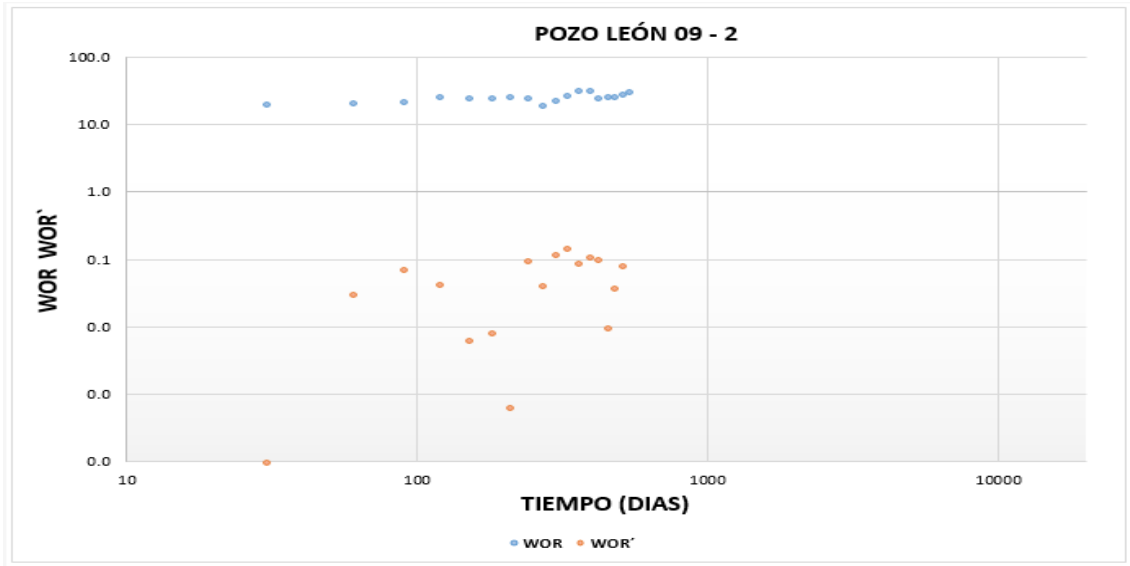
Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

Cuando se realizó el Diagnóstico con las gráficas de chan se encontró que los pozos de este campo presentaban canalización (Ver Anexo 8), a continuación, encontramos los pozos que fueron escogidos para el análisis de su comportamiento.

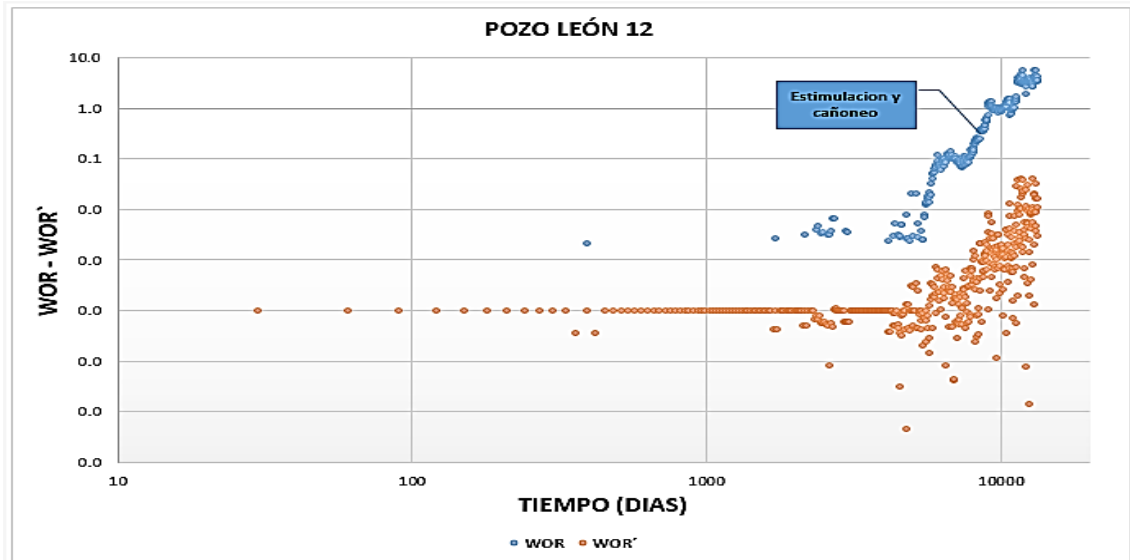
**Gráfica 6: Curva de Chan para pozo LE-09-1**



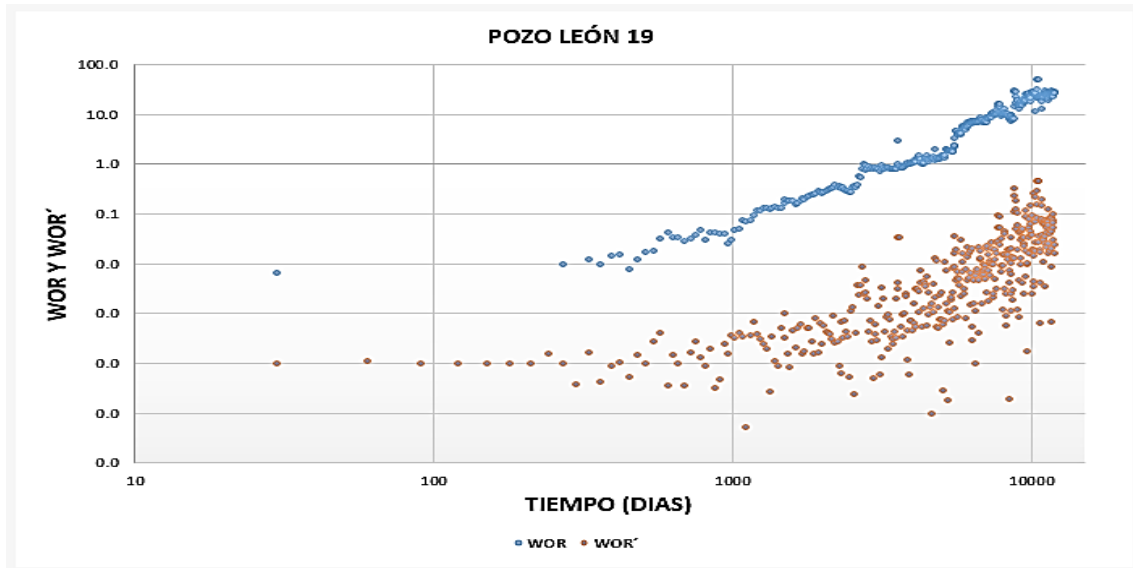
Gráfica 7: Curva de Chan para pozo LE-09-2



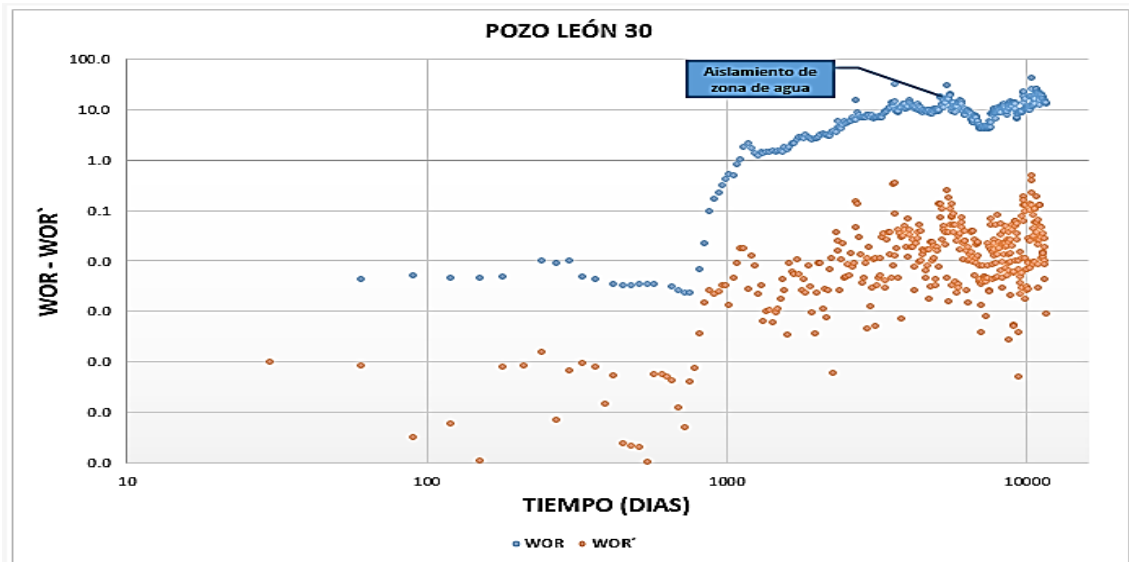
Gráfica 8: Curva de Chan para pozo LE-12



**Gráfica 9: Curva de Chan para pozo LE-19**



**Gráfica 10: Curva de Chan para pozo LE-30**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

Este campo se encuentra con producción excesiva de agua y al realizar las gráficas de sus pozos productores se encontró que presentan una tendencia a la canalización con algunas excepciones como es el caso del pozo león 9. No obstante, también se puede ver que esas variaciones de tipo de canalización se

debe a las intervenciones que han tenido los pozos en lo largo de su vida productiva, en el caso del pozo LE-12 se puede observar en la gráfica 6 que se presentó una canalización rápida que pudo ser ocasionada por una estimulación y unos cañoneos que se dieron, en el caso del pozo LE-19 como se puede ver en la gráfica 7 el comportamiento que presenta la gráfica nos muestra una pendiente positiva en las dos líneas lo que nos genera una canalización multicapa; para el último caso escogido que es el pozo LE-30 se puede observar en la gráfica 8 que el comportamiento que presenta la gráfica con pendientes positivas aunque en la mitad varía la pendiente debido a unos trabajos de intervención donde se aislaron zonas de agua se puede concluir que este pozo presenta una canalización con variación de producción.

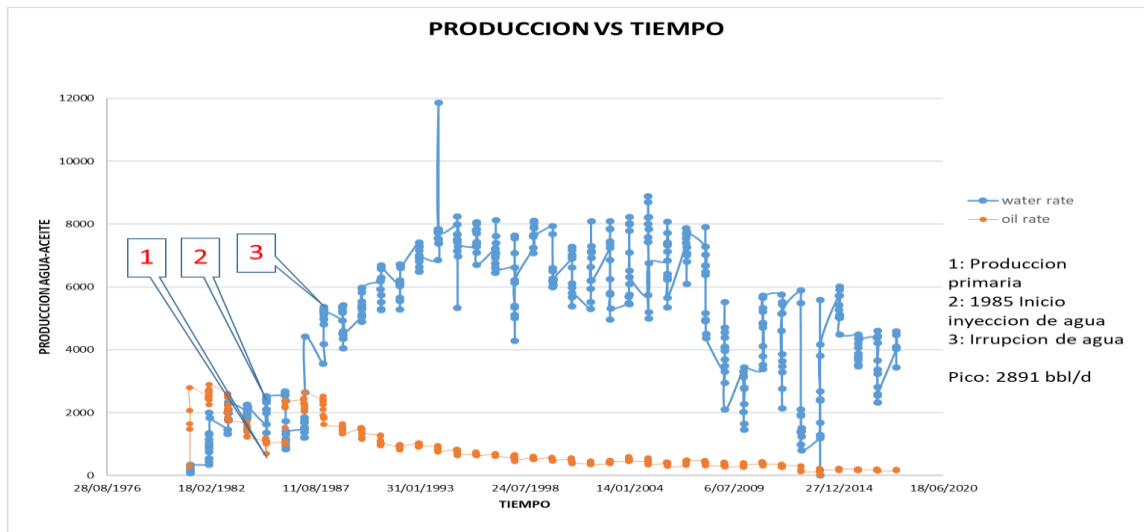
El pozo León 9 fue perforado en el año de 1983 como pozo productor, teniendo la mayor producción en el año 1988 con 357 BOPD, posterior a esto comenzó la declinación en la producción de aceite y el aumento de producción de agua; revisando la gráfica 9 se observa que el pozo trabajó normal y luego presenta una inclinación de pendiente positiva lo que indica que se estaba dando un proceso de canalización hasta el momento en que se tomó la decisión de convertirlo en pozo inyector, lo cual tuvo un periodo de 13 años; posterior a esto volvió a ser pozo productor y como se refleja en la gráfica 30 el pozo tuvo un comportamiento inicial dando una pendiente negativa en la curva de la derivada del WOR que indica un proceso de conificación donde se presume que es debido a que la zona estaba inundada de agua del proceso de inyección anterior, luego a esto se ve que comienza un comportamiento normal.

#### **4.1.3 Curvas de Chan para el Campo Tortuga.**

Este campo tiene su producción de la formación Monserrate, posee 3 pozos productores, presentó una producción máxima de 2891 bbls de aceite en el año

1982, en el año 1988 empezó a incrementar su producción de agua hasta el día de hoy, razón por la cual se da la necesidad de revisar de donde provee esta agua.

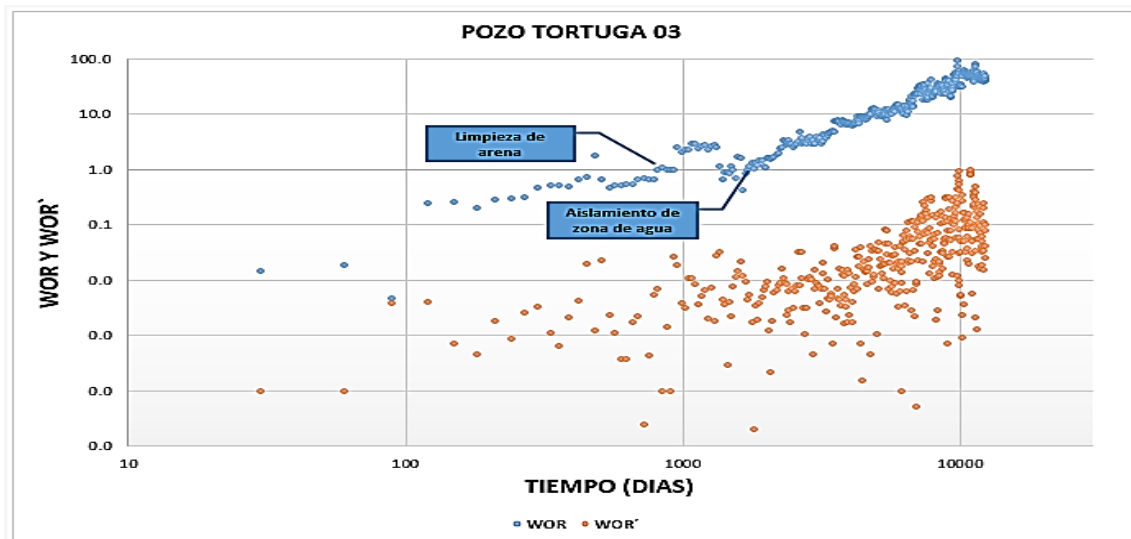
**Gráfica 11: Histórico de producción de fluidos Campo Tortuga**



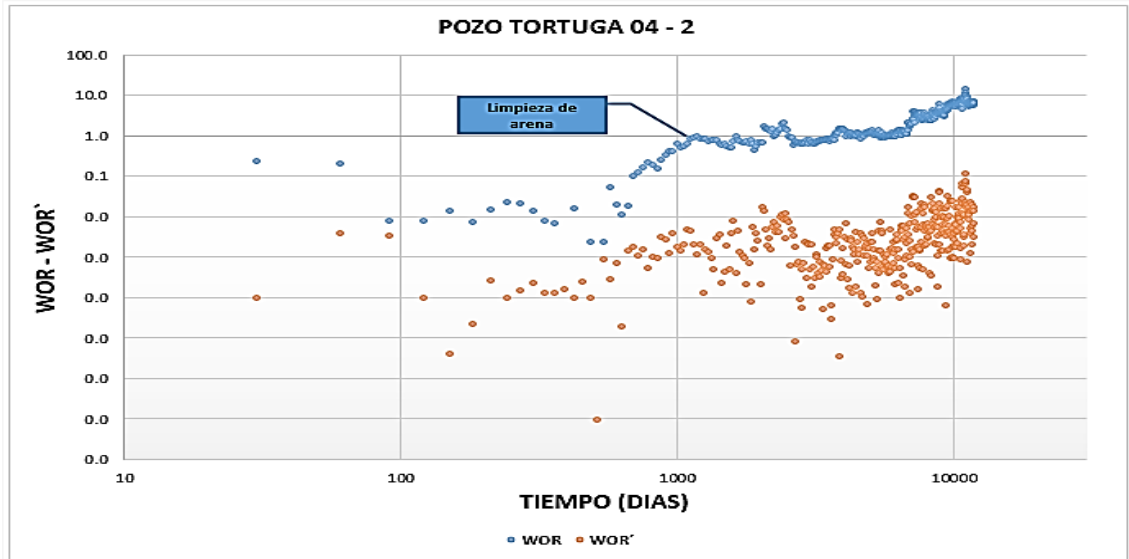
Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

A continuación, se procede a realizar el Diagnóstico de los 3 pozos productores de este campo y dio que presentaban canalización multicapa.

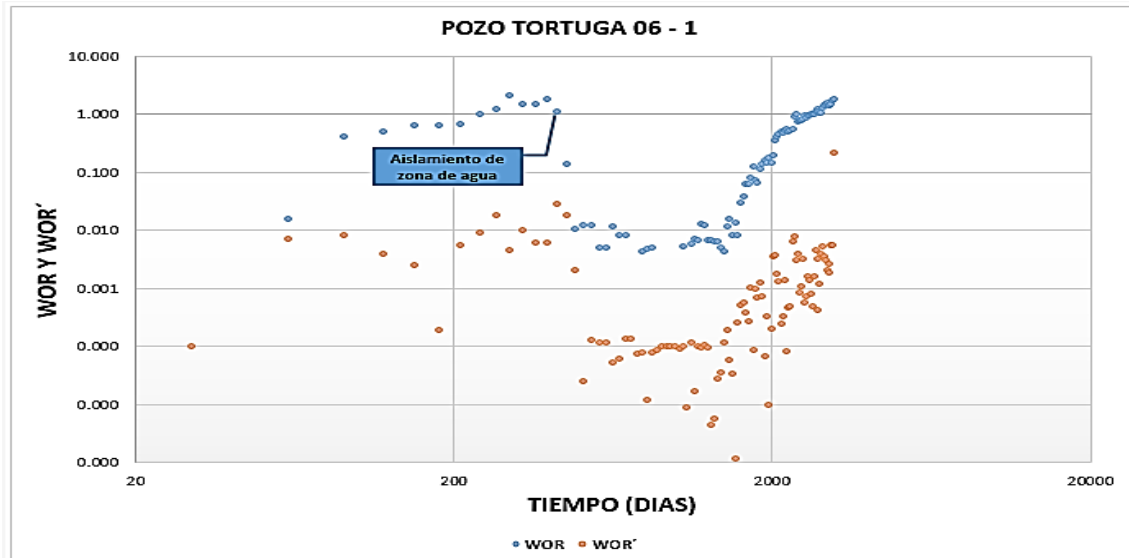
**Gráfica 12: Curva de Chan para pozo TOR-03**



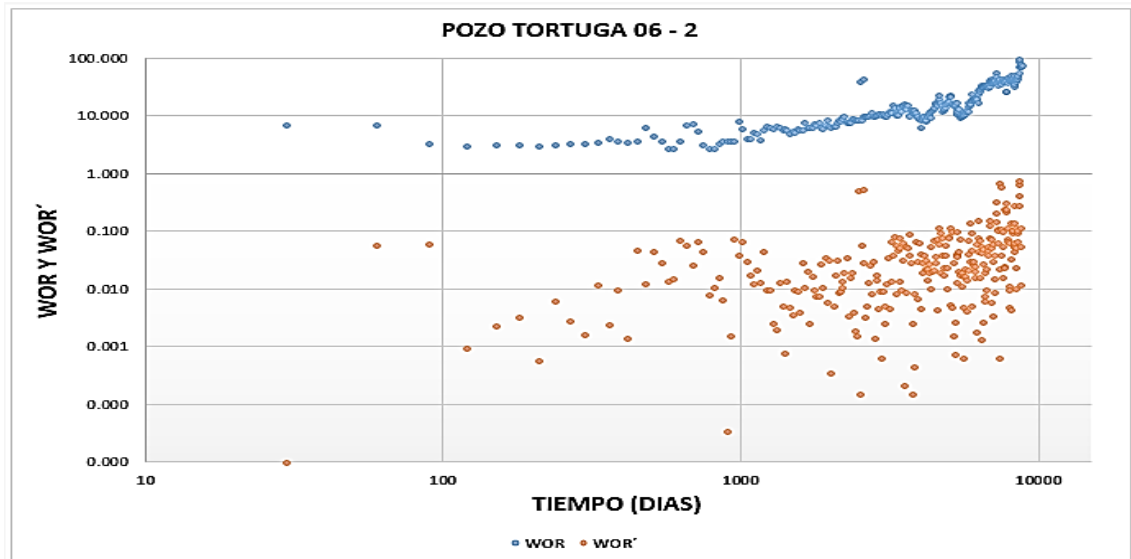
Gráfica 13: Curva de Chan para pozo TOR-04



Gráfica 14: Curva de Chan para pozo TOR06-1



**Gráfica 15: Curva de Chan para pozo TOR06-2**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

En general los tres pozos de este campo presentan caracterización igual de canalización, debido en parte a la homogeneidad de la formación en esa zona lo que permite que el comportamiento sea similar a lo largo del campo. No obstante cada pozo sufrió sus propias intervenciones que llevaron a alterar sutilmente su comportamiento sin salirse de la tendencia; en el caso del pozo TOR-03 (ver gráfica 12) presento en sus comienzos zonas de producción de agua las cuales fueron aisladas salvo a esto se ha mantenido estable, en el pozo TOR-04 encontramos que este pozo en sus comienzos fue apagado por un periodo de aproximadamente un año posterior a esto fue reactivado, además le realizaron un aislamiento de una zona productora de agua, razón por lo cual puede mostrar una leve variación de la pendiente que no afecta su comportamiento (ver gráfica 13).

En el caso del pozo TOR-06 se presenta 2 estados antes y después del cierre temporal debido a la ruptura de una varilla que genero un pescado, en la gráfica 14 el pozo presentaba una canalización rápida, posterior a la reactivación (ver gráfica 15) el pozo presento una canalización multicapa, pese a que en varias ocasiones

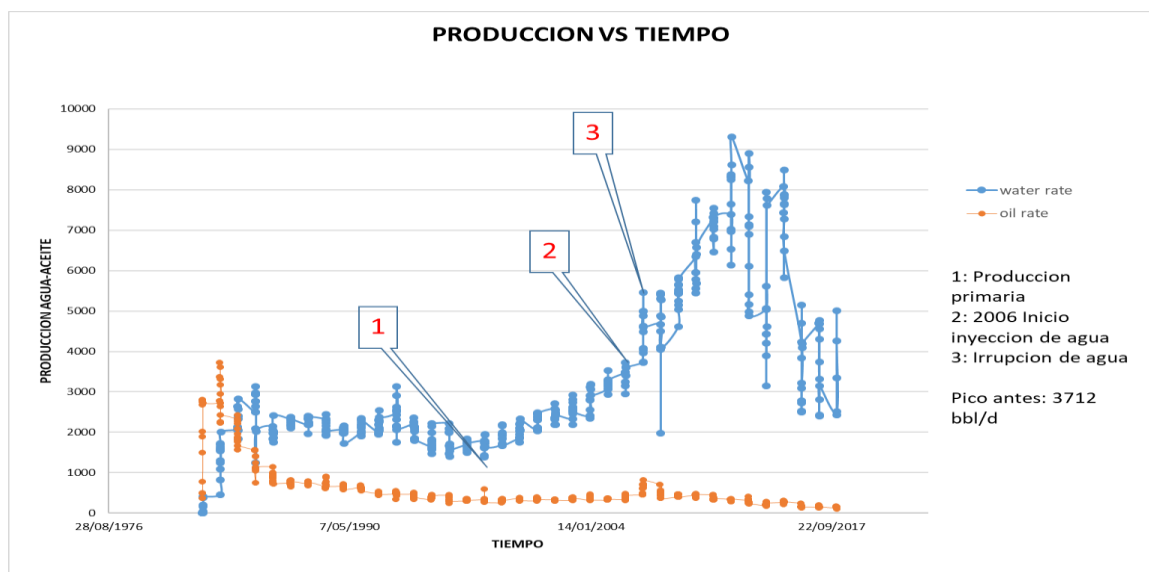


se vio modificada la profundidad de la bomba no se generó cambio en el comportamiento.

#### 4.1.4 Curvas de Chan para el Campo Pantera.

Este campo tiene su producción de la formación Monserrate, posee 7 pozos productores, pero al momento de realización de este estudio había un pozo cerrado en proceso de volverse inyector, presento una producción máxima de 3712 bbls de aceite en el año 1983, en el año 1998 empezó a incrementar su producción de agua hasta el día de hoy, razón por la cual se da la necesidad de revisar de donde provee esta agua.

**Gráfica 16: Histórico de producción de fluidos Campo Pantera**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

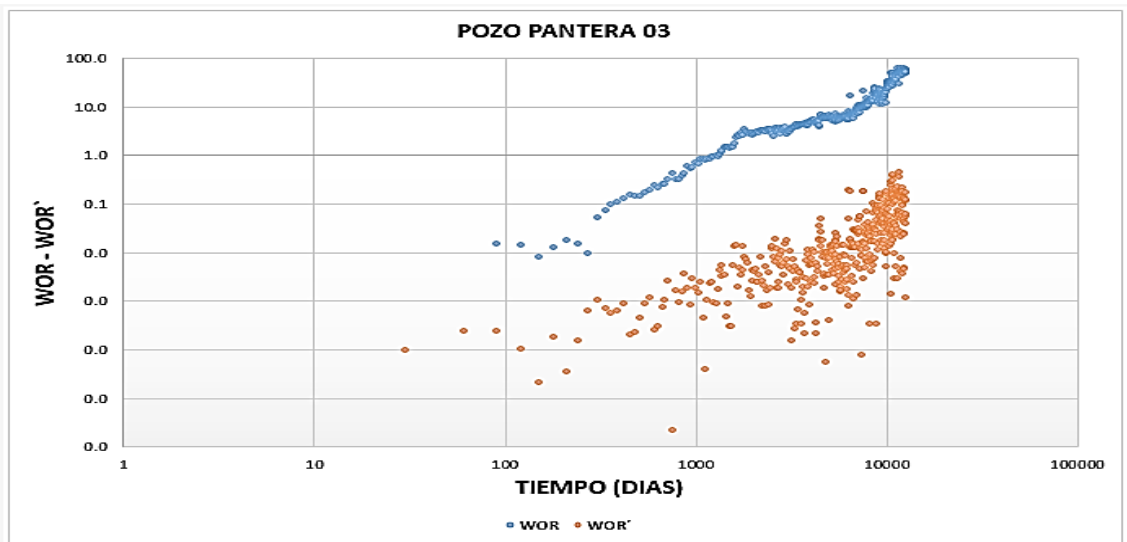
A continuación, se procede a realizar el Diagnóstico de los 3 pozos productores de este campo relacionados en la tabla 8.

**Tabla 8: Diagnóstico Chan de los pozos**

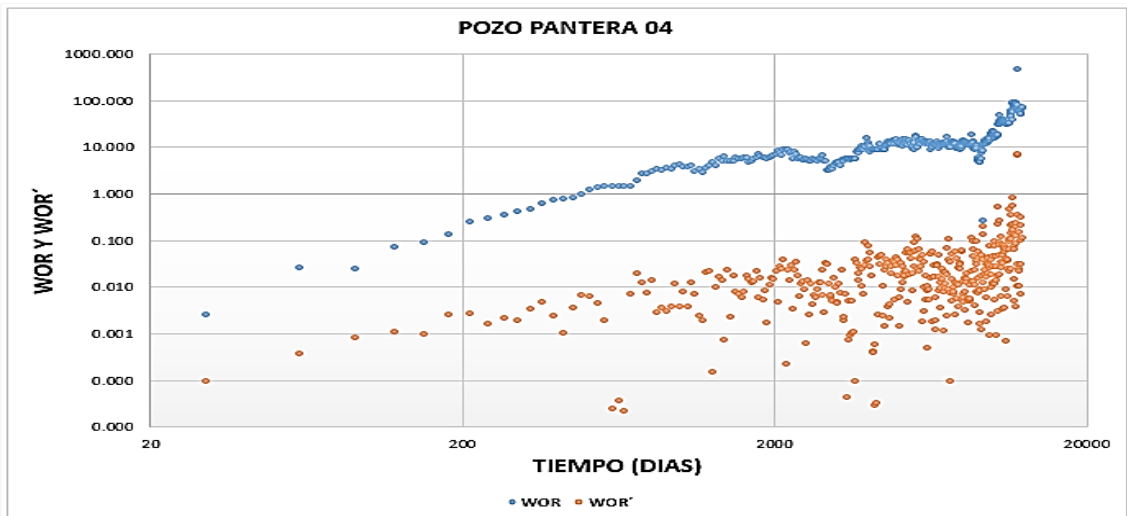
POZO	DIAGNÓSTICO CHAN
PAN 03	Canalización Multicapa
PAN 04	Canalización cerca al pozo
PAN 05	Conificación inicial antes de aislamiento de zona y Canalización después del aislamiento.

Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

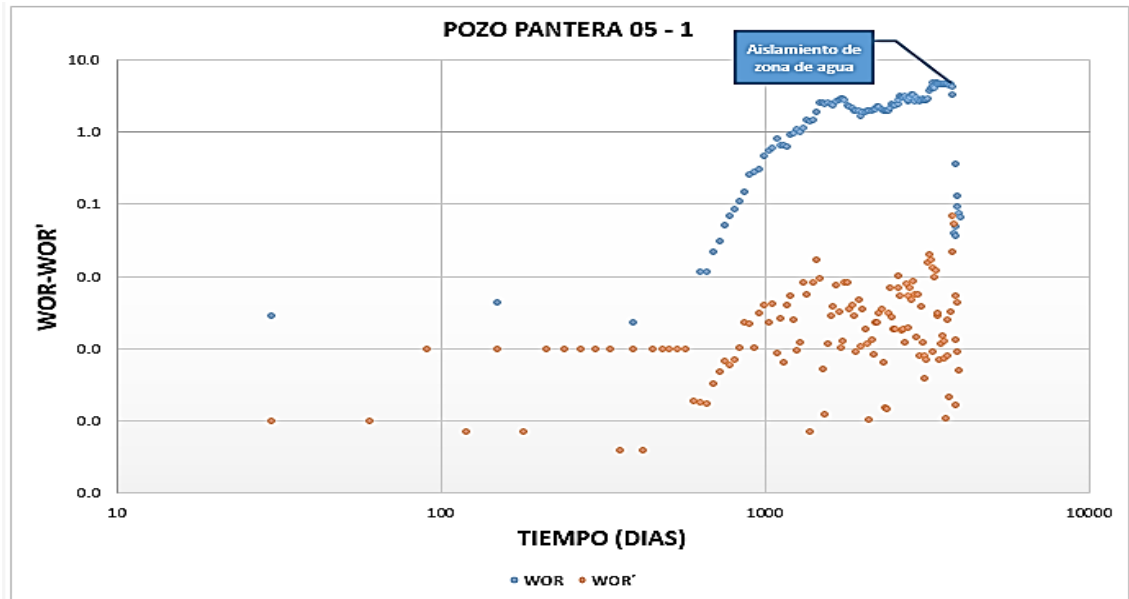
**Gráfica 17: Curva de Chan para pozo PAN-03**



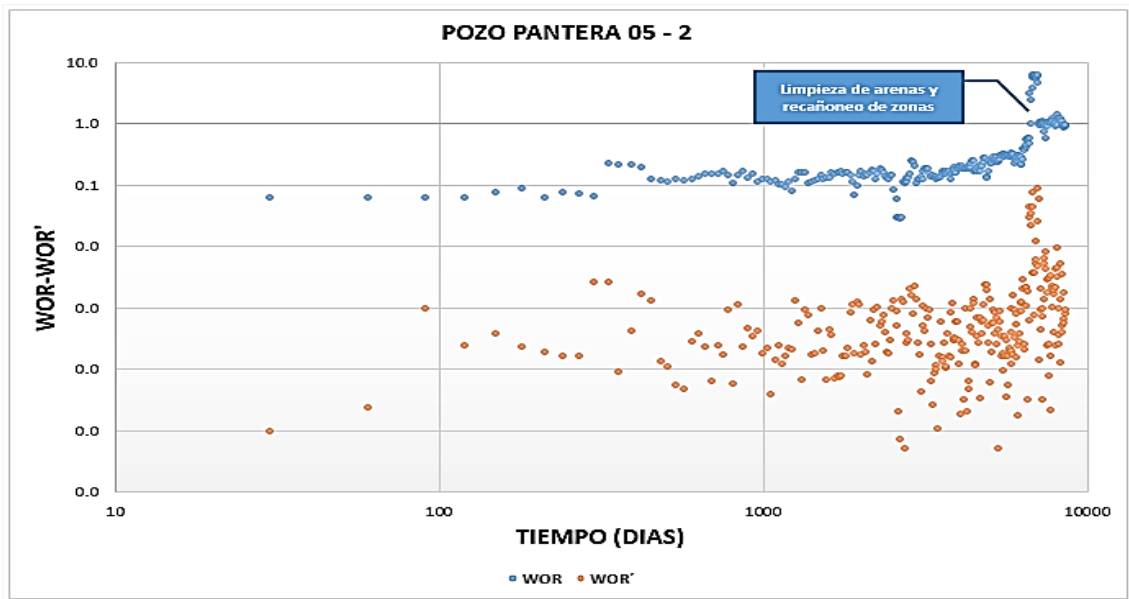
**Gráfica 18: Curva de Chan para pozo PAN-04**



Gráfica 19: Curva de Chan para pozo PAN05-1



Gráfica 20: Curva de Chan para pozo PAN05-2



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

En los tres pozos seleccionados se encuentran variaciones en la canalización, donde como es el caso de la gráfica 17 del pozo PAN-03 se observa una posible

canalización multicapa con la cual toca estar pendiente porque puede más adelante presentar una canalización cerca al pozo como es el caso del pozo PAN-04 (ver gráfica 18) donde se observa claramente el comportamiento, es necesario identificar si esta canalización se debió al cambio de la bomba ocurrido en el año 2007. En el pozo PAN-05 se tienen dos situaciones, cuando se realizó el aislamiento de una zona de agua, se vio la caída en el WOR y el WOR' lo cual podría alterar el análisis por esa razón partimos la gráfica en 2 antes y después de esa intervención (ver gráfica 19 y 20).

Antes de la intervención el pozo venía teniendo un comportamiento con tendencia a la conificación, lo anterior se observa en la pendiente con tendencia negativa que muestran los puntos de la derivada del wor; después de la intervención se observa que el pozo tiene un comportamiento de canalización que se ve afectado al final debido a una limpieza de arenas y recañoneo de nuevas zonas a producir.

## **4.2 METODOLOGÍA PAPATZACOS Y CHAPERÓN A POZOS PRODUCTORES (TASA CRÍTICA DE CONIFICACIÓN)**

Las metodologías de Papatzacos y Chaperón fueron utilizadas para confirmar la conificación de los pozos. Una vez obtenido el análisis de los pozos con las curvas de Chan, se procedió a realizar el análisis por medio de la correlación de Chaperón y por último para confirmar la canalización o conificación de los pozos se aplicó la metodología de Papatzacos.

### **4.2.1 Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el Campo Aguila.**

Al aplicar el Diagnóstico a los pozos con los dos métodos, se obtuvo los resultados que se muestran en la siguiente tabla:

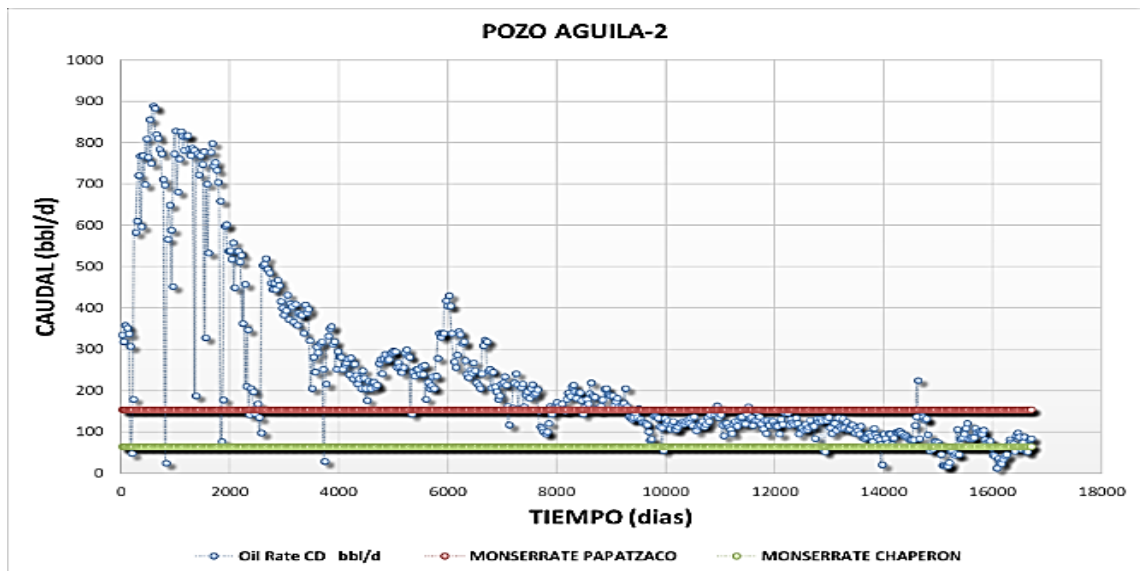
**Tabla 9: Relación de los pozos diagnosticados con Papatzacos y Chaperón del Campo Aguila.**

POZO	DIAGNÓSTICO PAPATZACOS	DIAGNÓSTICO CHAPERÓN
AG 02	CONIFICACIÓN	CONIFICACIÓN
AG 05	CONIFICACIÓN	CONIFICACIÓN
AG 16	CONIFICACIÓN	CONIFICACIÓN

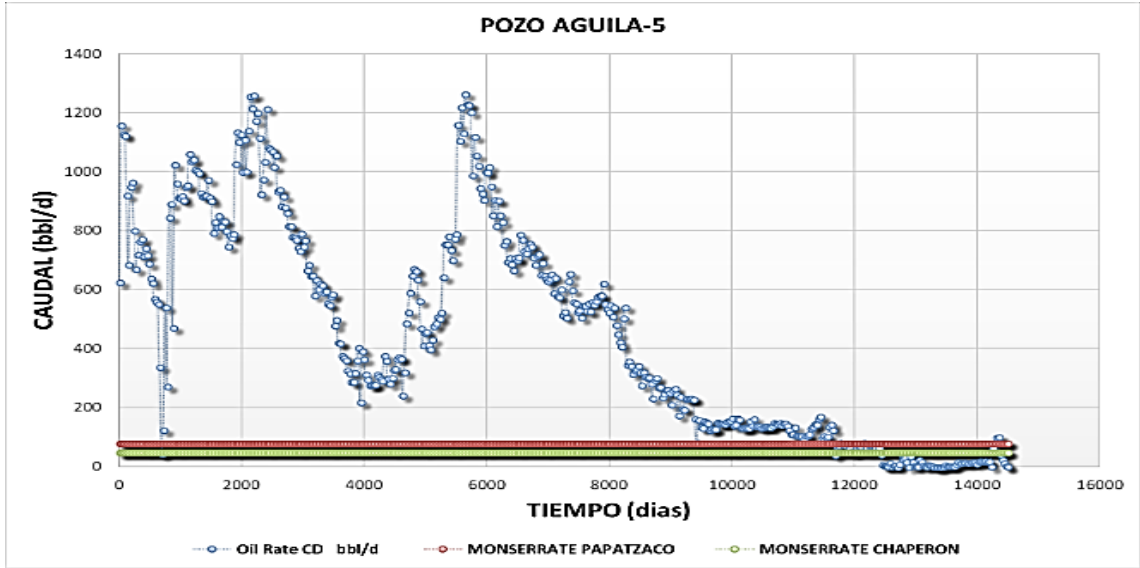
Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

En las siguientes figuras se muestra el comportamiento de los pozos diagnosticados en el Aguila.

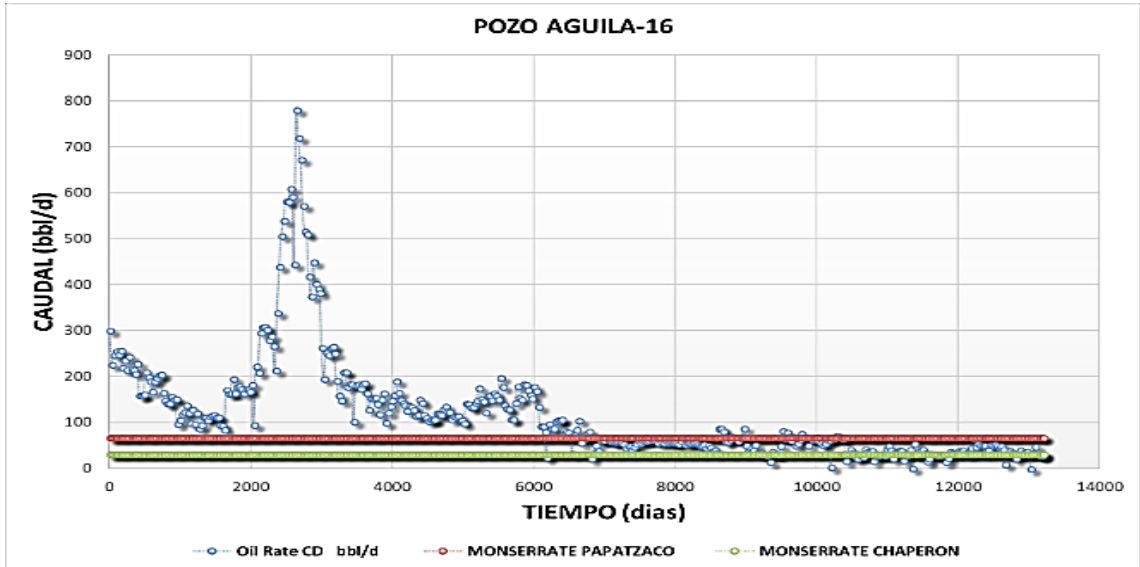
**Gráfica 21: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo AG 02**



**Gráfica 22: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo AG 05**



**Gráfica 23: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo AG 16**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

Los pozos productores elegidos para el análisis por medio del Diagnóstico de Papatzacos y Chaperón del Campo Aguila fueron: AG 02, AG 05 y AG 16. Se obtuvo como resultado que los pozos de este campo presentan conificación.

Al aplicar el Diagnóstico con la correlación de Chaperón, dieron como resultado una posible conificación para los pozos de las gráficas 21, 22, y 23, por tanto, muestran la producción de aceite por encima del caudal crítico la mayor parte de tiempo. Para el caso de Papatzacos se evidencia una conificación de agua en los 3 pozos debido que los 3 estuvieron produciendo por encima del valor de caudal crítico, no obstante los resultado de todos los pozos de este campo deben ser revaluados debido a que el campo está presentando una nueva caracterización petrofísica lo que, si se cambian los valores de la permeabilidad, podría generar que este valor crítico calculado varíe y genere que los pozos no presenten valores de producción de aceite por encima del valor crítico y nos dé como resultado la confirmación del diagnóstico dado por el método de chan.

#### 4.2.2 Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el Campo León.

Al aplicar el Diagnóstico a los pozos del campo León (ver Anexo 9) con los dos métodos, se obtuvo que no presentan conificación, se escogieron los pozos LE 09, LE 12, LE 19 y LE 30 para presentar un ejemplo del método; los resultados se pueden observar en la tabla 10.

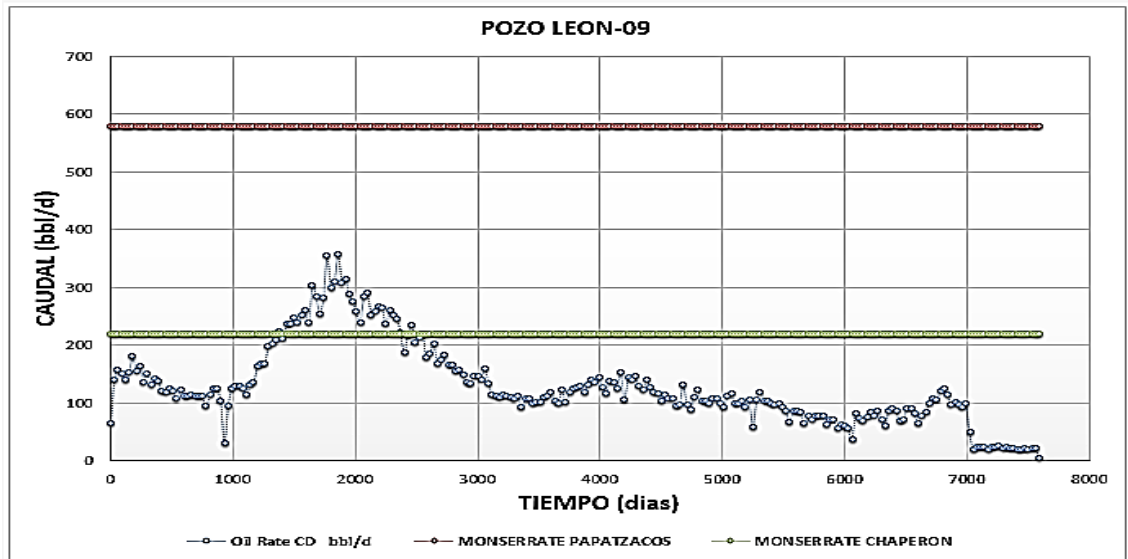
**Tabla 10: Relación de los pozos diagnosticados con Papatzacos y Chaperón del Campo León.**

POZO	DIAGNÓSTICO PAPATZACOS	DIAGNÓSTICO CHAPERÓN	AÑO INYECCIÓN
LE 09	No Conificación	No Conificación	1985
LE 12	No Conificación	No Conificación	1985 - 2002
LE 19	No Conificación	Conificación	No se encuentra dentro de patrón de inyección.
LE 30	No Conificación	No Conificación	1991 - 1985

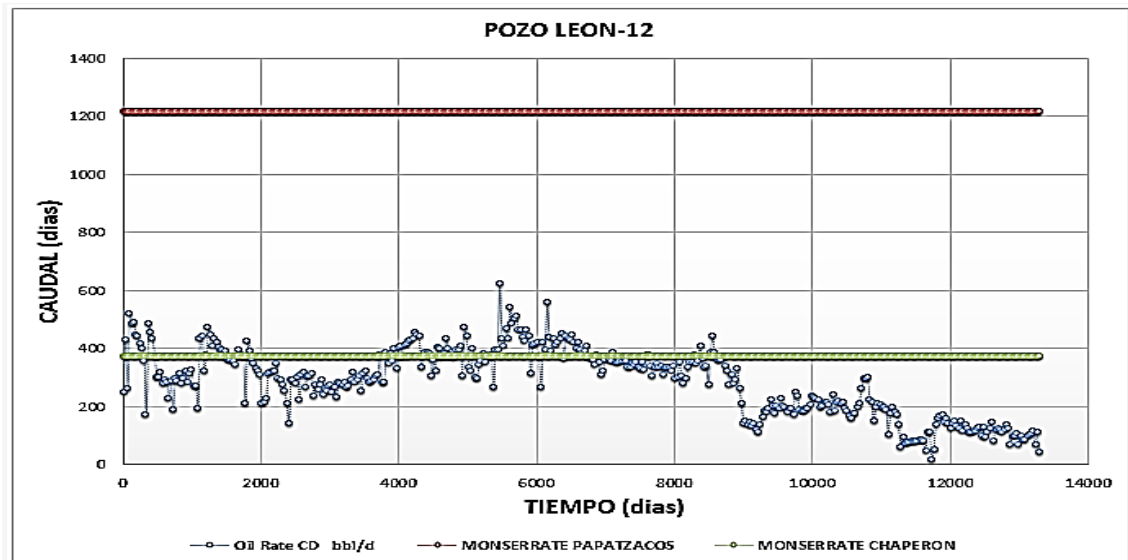
Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

En las siguientes figuras se muestra el comportamiento algunos pozos diagnosticados en el Campo León.

**Gráfica 24: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo LE 09**

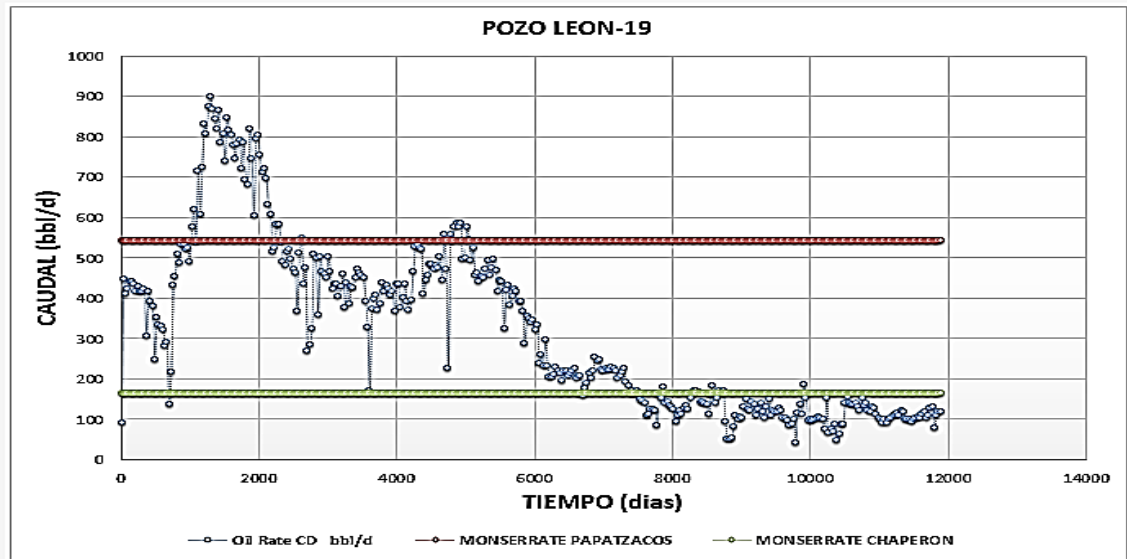


**Gráfica 25: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo LE 12**

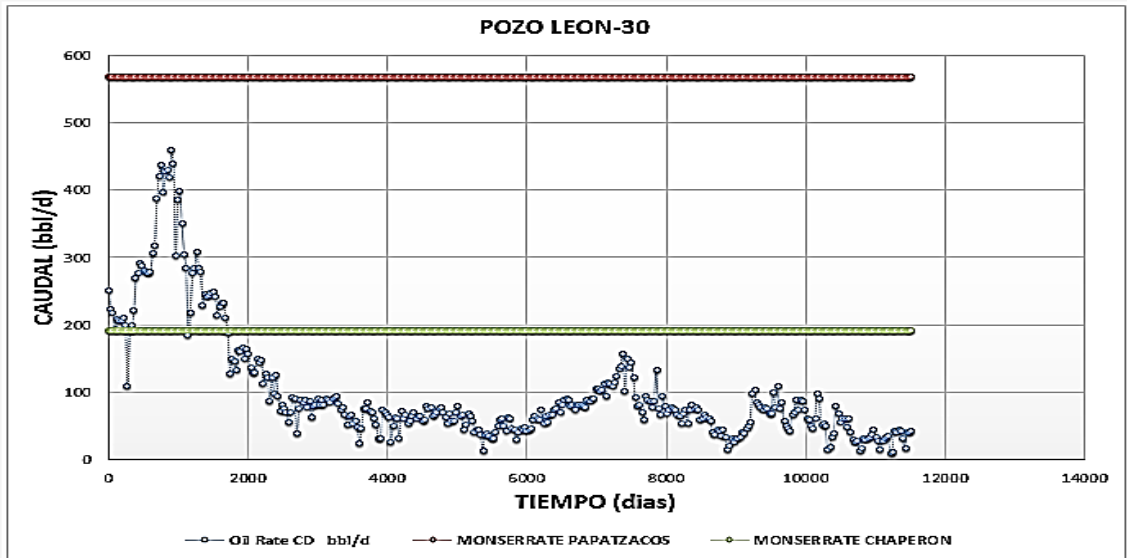




**Gráfica 26: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo LE 19**



**Gráfica 27: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo LE 30**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

Los pozos productores tomados para analizarlos por medio del Diagnóstico de Papatzacos y Chaperón del Campo León fueron: LE 09, LE 12, LE 19 y LE 30. Se obtuvo como resultado que todos los pozos de este campo no presentan conificación de agua.

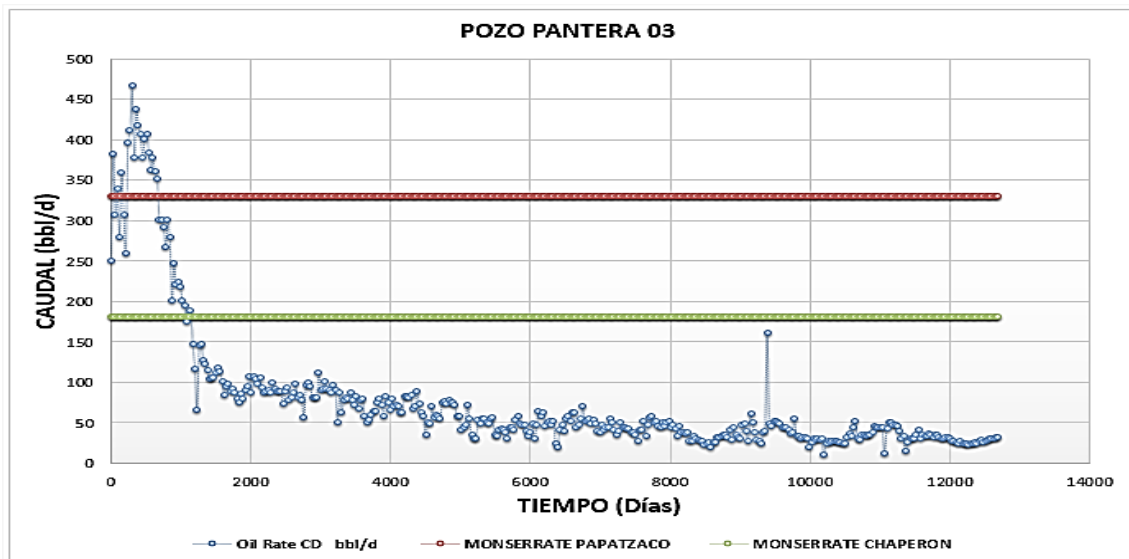
Al aplicar el Diagnóstico con la correlación de Chaperón, dieron como resultado una posible conificación para los pozos de las gráficas 24, 25, 26 y 27, por tanto, muestran la producción de aceite por encima del caudal crítico en algunos intervalos de tiempo. Para el caso de Papatzacos se evidencia una conificación de agua en pozo León 19, gráfica 21, el cual muestra en el intervalo de 1000 a 2200 días y a los 4900 días un aumento en la producción de aceite. Los demás pozos LE 09, LE 12, LE 30, no presentaron conificación con Papatzacos.

#### 4.2.3 Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el Campo Pantera.

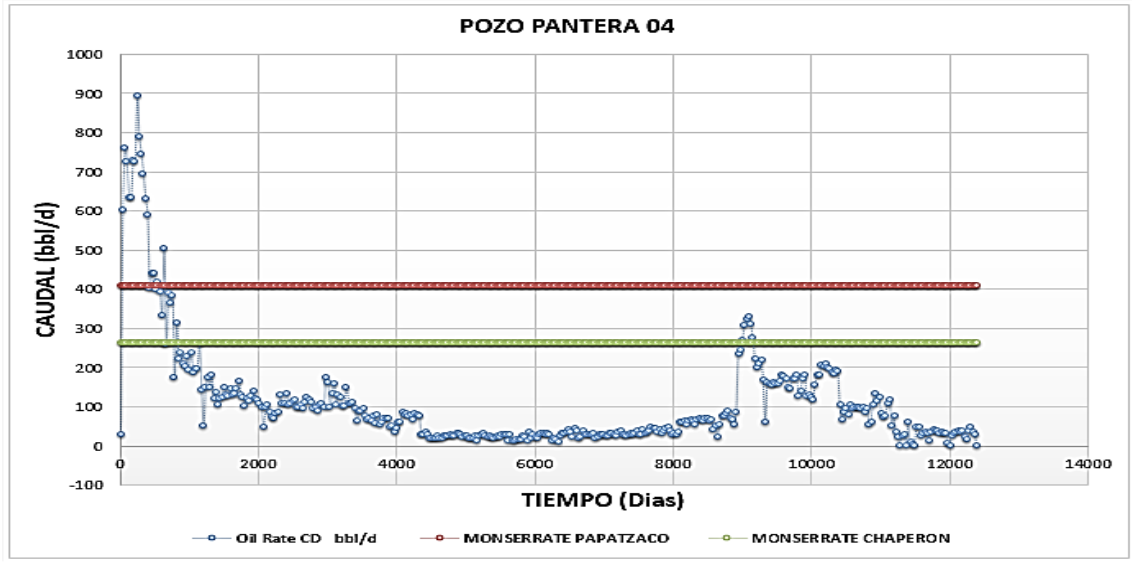
Se aplicó el Diagnóstico Papatzacos y Chaperón a todos los pozos productores del campo Pantera (ver Anexo 17) encontrando que no presentan conificación de agua, los pozos escogidos por sus variaciones en el caudal crítico fueron: PAN 03, PAN 04 y PAN 05 dando como resultado la no conificación de los pozos.

En las siguientes figuras se muestra el comportamiento de los pozos diagnosticados en el Pantera.

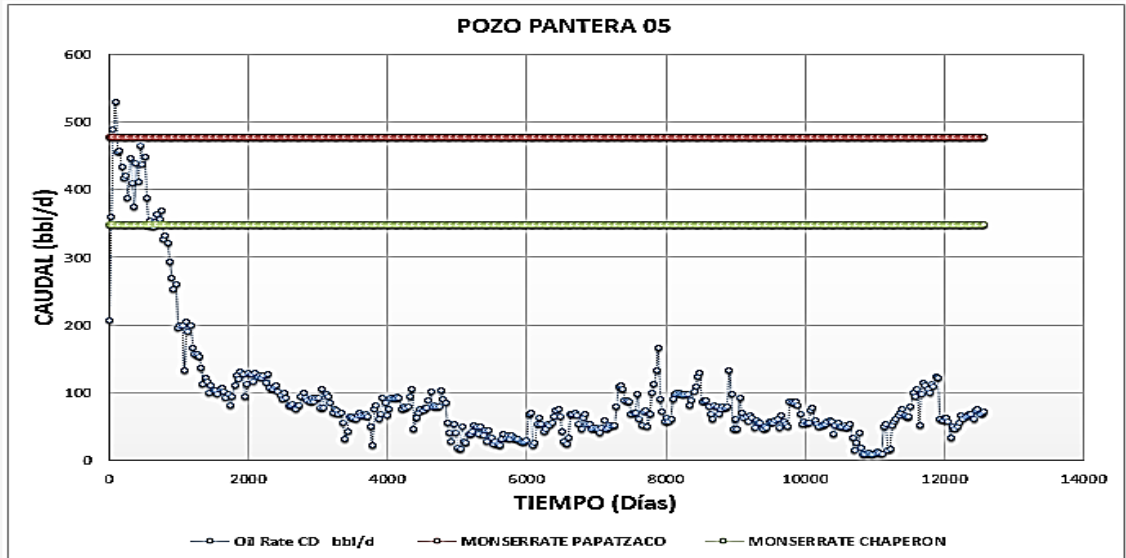
**Gráfica 28: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo PAN 03**



**Gráfica 29: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo PAN 04**



**Gráfica 30: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo PAN 05**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

Si observamos las gráficas 28, 29 y 30 para los pozos pantera 03, 04 y 05, se muestra que, en ninguna de ellas, el caudal de aceite supero al caudal crítico calculado por los dos diagnósticos (Papatzacos y Chaperón). Pasados

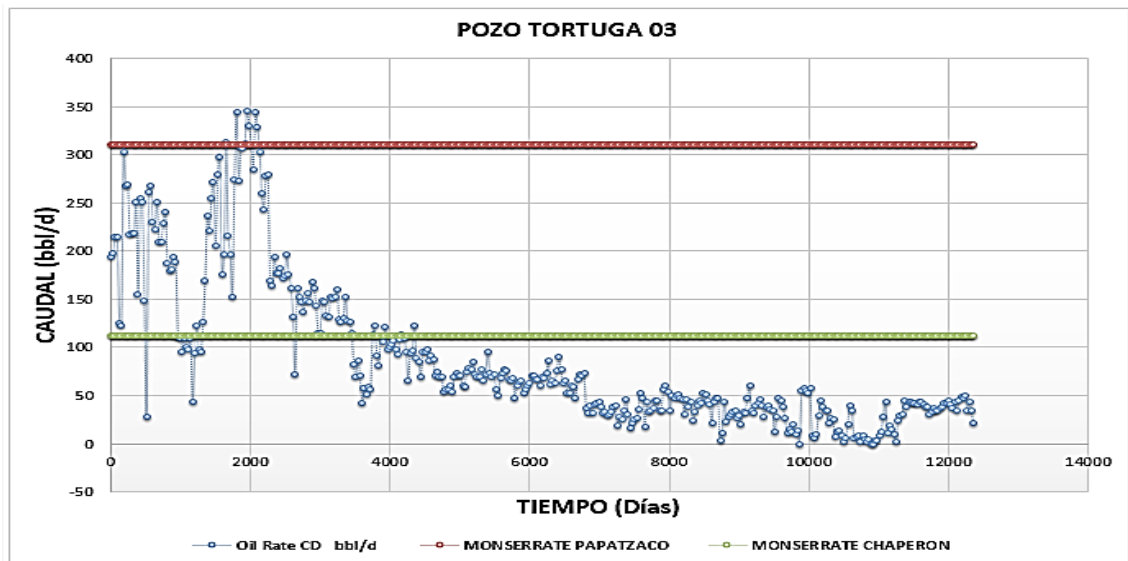
aproximadamente 1000 días después de ser perforados se estabilizaron al caudal de producción.

#### 4.2.4 Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el Campo Tortuga.

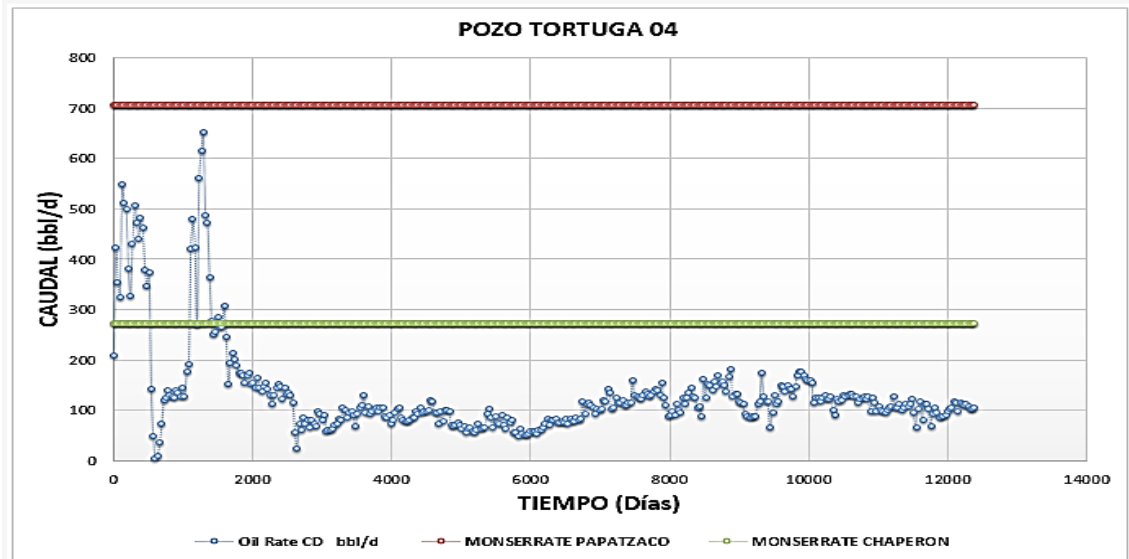
Al aplicar el Diagnóstico a todos los pozos del campo Tortuga con los dos métodos propuestos (ver Anexo 26), se logró confirmar que este campo no presenta conificación como mecanismo de intrusión de agua, los pozos escogidos por sus variaciones en el caudal crítico fueron: TOR 03, 04 y 06; dando como resultado la no conificación de los pozos.

En las siguientes figuras se muestra el comportamiento de los pozos diagnosticados en el Tortuga.

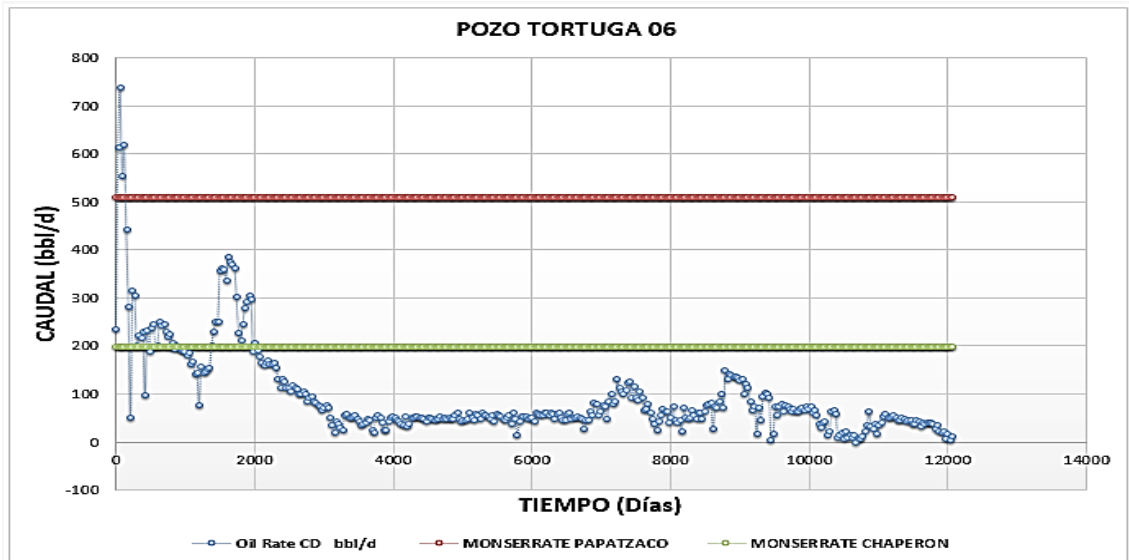
**Gráfica 31: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo TOR 03**



**Gráfica 32: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo TOR 04**



**Gráfica 33: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para el pozo TOR 06**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

El campo Tortuga cuenta con tres pozos productores que son Tortuga 03, 04 y 06, a los cuales se les aplicó el Diagnóstico según Papatzacos y Chaperón. La gráfica 31 del pozo Tortuga 03 muestra una posible conificación en los primeros 4000 días después de empezar la producción, luego de este tiempo empieza el pozo a

estabilizar su caudal de aceite, caso diferente ocurre con los pozos de las gráficas 32 y 33 que antes de alcanzar los 2000 días, presentan un aumento del caudal de aceite con respecto al caudal crítico calculado para el caso de Chaperón.

### 4.3 DIAGNÓSTICO A POZOS INYECTORES.

Con el propósito de obtener un control de la inyección de agua en los campos de la Coordinación Huila, se realizó el análisis a los pozos inyectoros de cada campo con el fin de realizar un control de inyección y a su vez ayuda a maximizar las tasas de inyección de agua, permitiendo de esta forma acelerar la respuesta a la producción de petróleo en el campo.

#### 4.3.1 Hall Plot Campo Aguila.

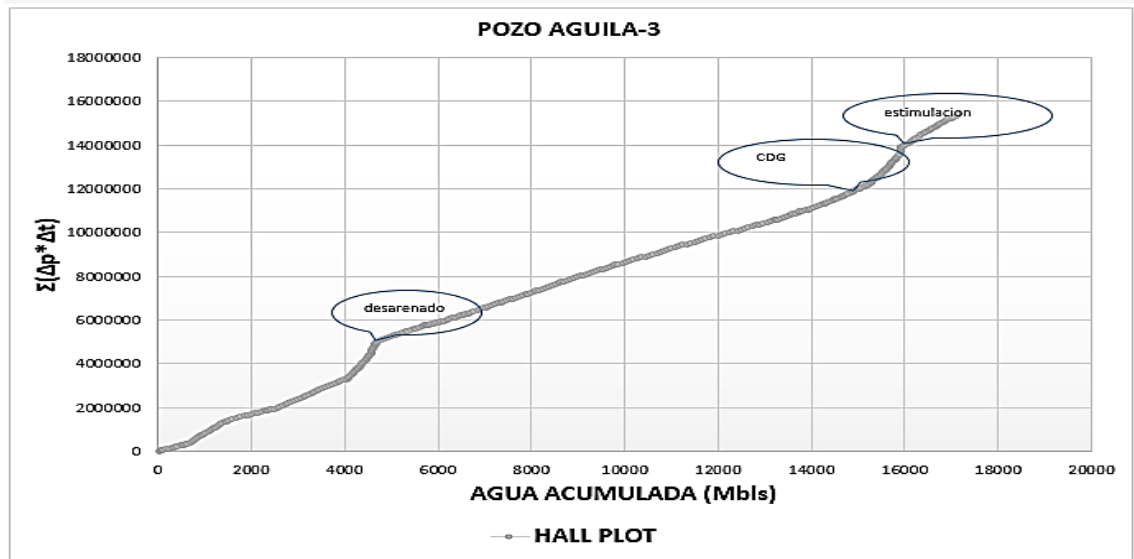
Este campo posee 12 pozos inyectoros de los cuales había 3 pozos se encuentran abandonados al momento de realizar este estudio y de los 9 activos se seleccionaron 3 pozos para realizar un análisis, los cuales son se relacionan en la siguiente tabla:

**Tabla 11: Diagnóstico Hall Plot de los Pozos del Campo Aguila**

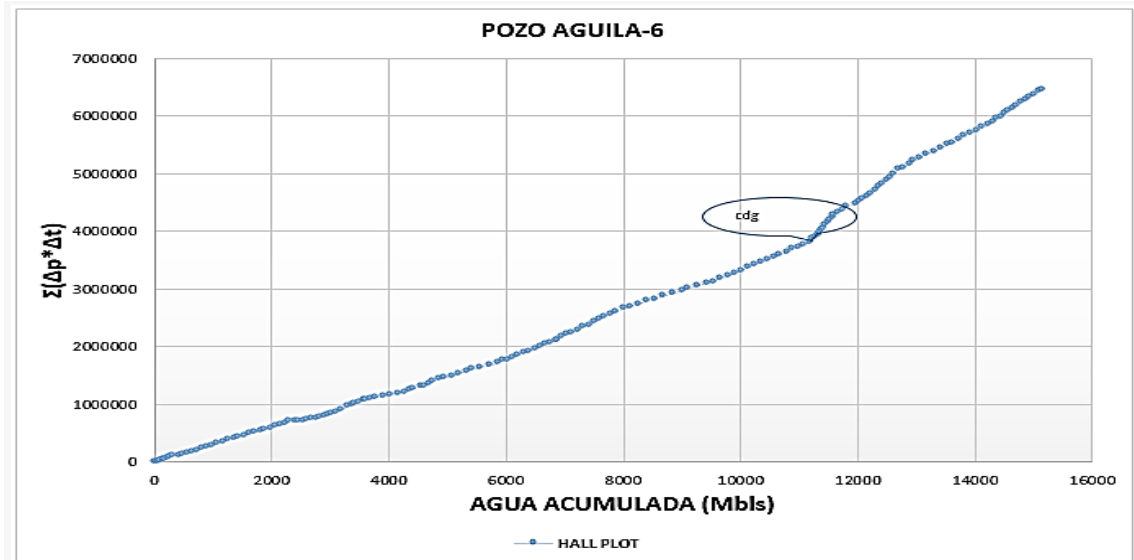
POZO	DIAGNÓSTICO HALL PLOTS
AG 03	Fase de llenado manteniendo presión, taponamiento del pozo debido al daño, Inyección normal o estable, taponamiento por inyección de CDG e Inyección normal o estable.
AG 06	Inyección normal o estable - pobre calidad de agua o daño positivo.
AG 34	Llenado inicial, taponamiento del pozo debido al daño, Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo.

Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

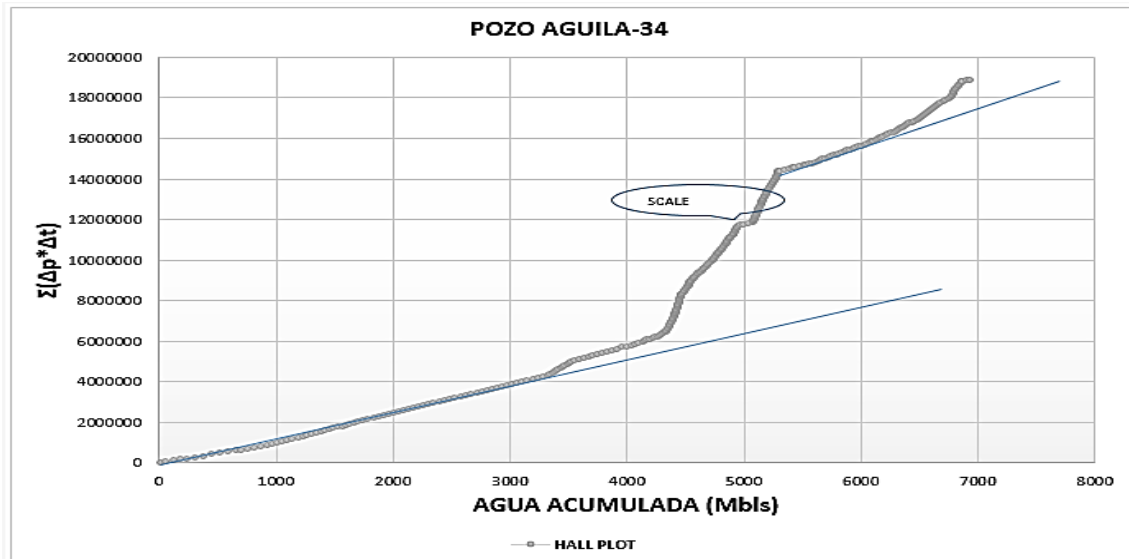
**Gráfica 34: Curva de Hall Plot para el pozo AG 03**



**Gráfica 35: Curva Hall Plot para el pozo AG 06**



**Gráfica 36: Curva Hall Plot para el pozo AG 34**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

En el caso del pozo AG-03 (ver Gráfica 34) se puede observar que presenta una fase de llenado hasta que el pozo se areno ocasionando un taponamiento, luego de la intervención se tiene una inyección normal hasta que se procede a iniciar inyección con CDG, lo que hace la estimulación es cambiar el comportamiento de la inyección ya que permite el aumento de la inyectividad del pozo al remover el daño en la formación, generando así un cambio de tendencia en la curva de Hall Plot para el pozo AG-03.

Para el pozo AG-06 (ver Gráfica 35) el comportamiento que se observa en la gráfica indica que tiene una inyección normal hasta que se da el proceso de inyección de agua mejorada, CDG (geles de dispersión coloidal), lo que nos generó aislamiento en el área de influencia del pozo hasta cuando se terminó la inyección luego a esto de manera natural recupero el estado de inyección normal.

En el último caso el pozo AG-34 (ver Gráfica 36) se observa un comportamiento algo extraño en la parte intermedia de la vida del mismo, en su principio tenía una inyección con un llenado normal posterior a esto encontramos que el pozo presento



taponamiento debido a que se generó scale en la tubería posterior a la limpieza y el aislamiento de unas zonas se logró tener una inyección con comportamiento normal.

### 4.3.2 Hall Plot Campo León

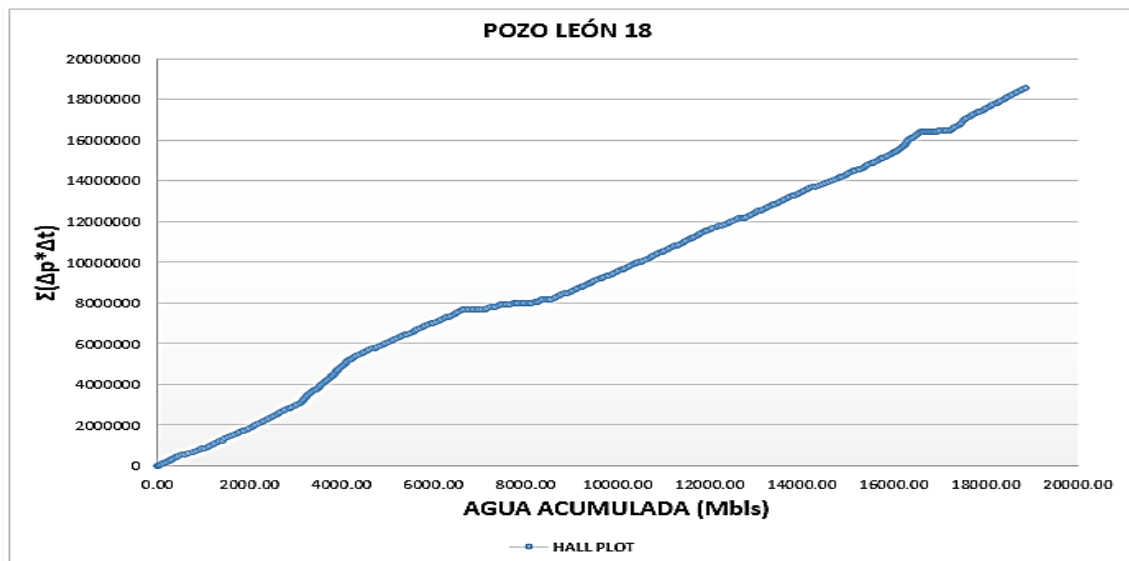
Este campo posee 10 pozos inyectoros de los cuales se seleccionaron 3 pozos para realizar un análisis, que se encuentran relacionados en la siguiente tabla:

**Tabla 12: Diagnóstico Hall de los Pozos del Campo León**

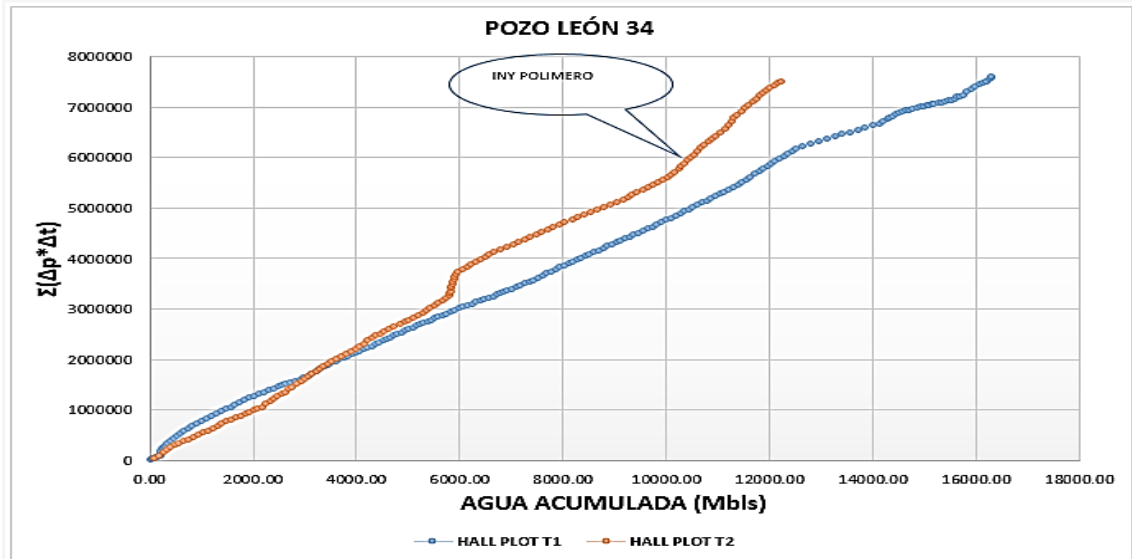
POZO	DIAGNÓSTICO HALL PLOTS
LE 18	Llenado inicial, pobre calidad de agua o daño positivo, Fractura, Inyección normal o estable.
LE 34	Primer periodo: llenado inicial, Inyección normal o estable. Segundo periodo: Inyección normal o estable, taponamiento del pozo debido al daño, Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo
LE 37	Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo

Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

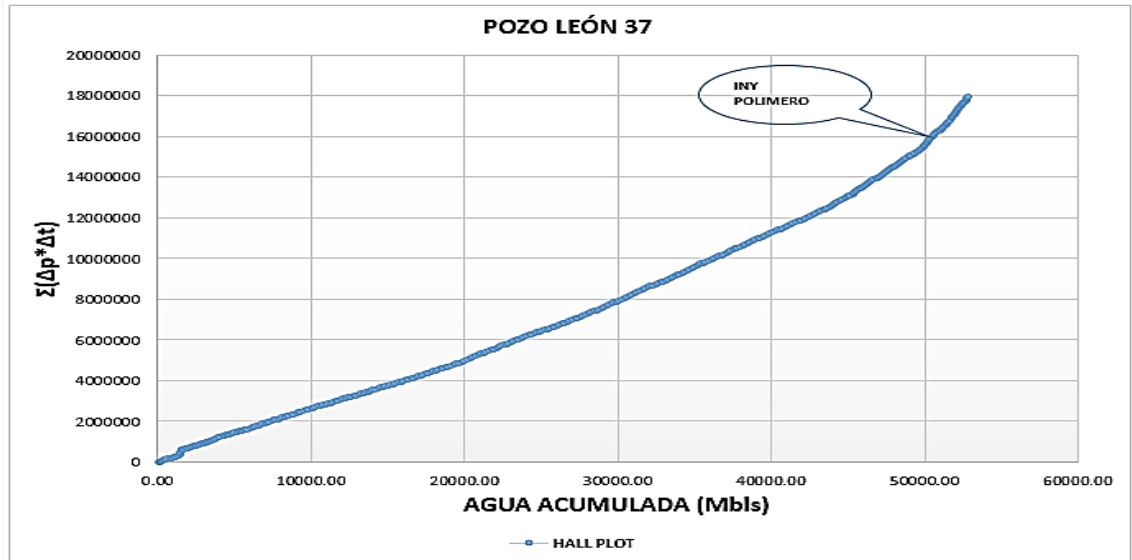
**Gráfica 37: Curva Hall Plot para el pozo LE 18**



**Gráfica 38: Curva de Hall Plot para el pozo LE 34**



**Gráfica 39: Curva Hall Plot para el pozo LE 37**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

En el caso del pozo LE-18 (Ver Gráfica 37) se puede observar que se presenta una fase de llenado hasta que se ocasiono una pérdida de inyectividad del pozo producto del daño de formación, en este momento se generó una intervención para la limpieza de arena y se estabiliza la inyección del pozo hasta que se da una

estimulación la cual muestra el comportamiento de una fractura que posterior se fue corregida con un mantenimiento al pozo quedando una inyección normal.

Para el pozo LE-34 (ver Gráfica 38) este pozo presento 2 estados, el primero antes del cierre que duro un periodo de 6 meses, donde el pozo presento una inyección normal y el segundo cuando lo reactivaron que presento un comportamiento estable hasta cerca del año 2011 que empieza un proceso de tapón, donde al realizar un trabajo de mejoramiento se encuentra que la tubería presentaba parafina la cual al ser limpiada vuelve y estabiliza la inyección, luego se observa la inyección de polímeros que genera que la curva de hall plot tenga una variación que es la esperada debido a que la viscosidad del polímero reduce la inyectividad de los pozos.

En el último caso el pozo LE-37 (Ver Gráfica 39) se encontró que presentaba un comportamiento de inyección normal presentando solo variación cuando se da el proceso de inyección de polímero.

### 4.3.3 Hall Plot Campo Tortuga

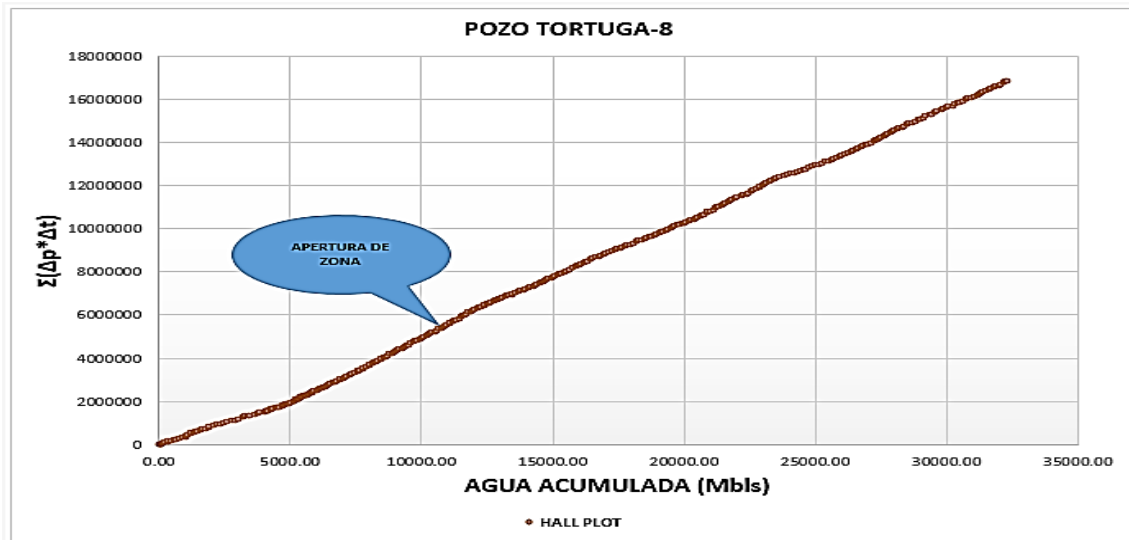
Este campo posee 2 pozos inyectoros los cuales se seleccionaron para realizar un análisis, los cuales son se relacionan en la siguiente tabla:

**Tabla 13: Diagnóstico Hall Plot de los Pozos del Campo Tortuga**

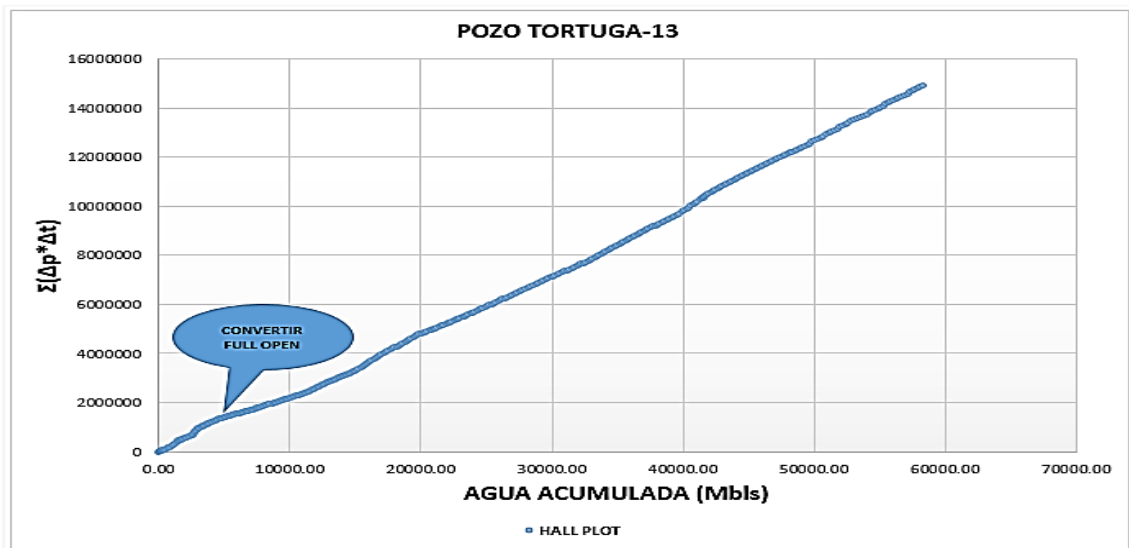
POZO	DIAGNÓSTICO HALL PLOTS
TOR 08	Llenado inicial, pobre calidad de agua o daño positivo, Inyección normal o estable.
TOR 13	Llenado inicial, Fractura, Inyección normal o estable.

Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

**Gráfica 40: Curva Hall Plot para el pozo TOR 08**



**Gráfica 41: Curva Hall Plot para el pozo TOR 13**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes.

En el caso del pozo TOR-08 (Ver Gráfica 40) se puede observar que presenta una fase de llenado inicial como es común en todos los pozos inyectores, se tiene una inyección normal, a este pozo se le han realizado una serie de intervenciones entre estimulaciones y limpiezas de arenas que han permitido que la inyección sea estable.

En el último caso el pozo TOR-13 (ver Gráfica 41) se puede observar que presenta una fase de llenado, posterior a esto se da el cambio de inyección selectiva a full open y es allí donde se podría observar que el pozo podría haberse fracturado, lo cual fue remediado mediante intervenciones donde se ubicaron empaques y se estimuló el pozo para lograr mantener una inyección estable.

#### 4.3.4 Hall Plot Campo Pantera

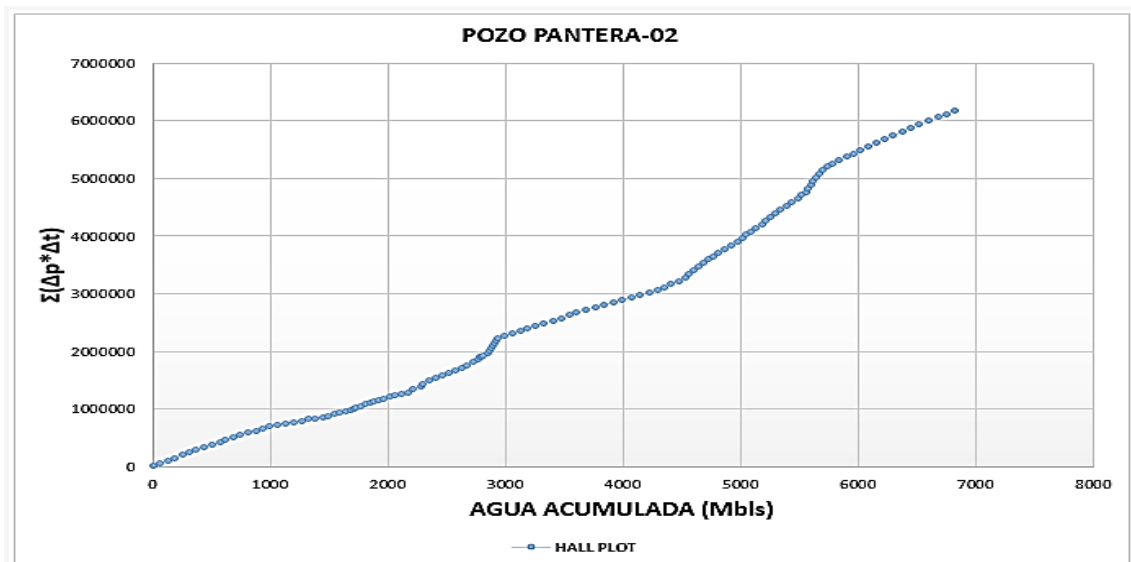
Este campo posee 1 pozos inyector el cual se seleccionó para realizar un análisis, que se relaciona en la siguiente tabla:

**Tabla 14: Diagnóstico Hall Plot del Pozo del Campo Pantera**

POZO	ESTADO	DIAGNÓSTICO HALL PLOTS
PAN 02	Activo	Llenado inicial, Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo.

Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

**Gráfica 42: Curva Hall Plot para el pozo PAN-02**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

En el caso del pozo PAN-02 (Ver gráfica 42) se puede observar que presenta una fase de llenado, posterior a este se refleja un comportamiento de pérdida de inyectividad, esto se debe a que la sarta y el fondo presentaban parafinas que estaban obstruyendo el flujo normal del pozo, lo cual se remedió mediante una limpieza logrando así la estabilización de la inyección. En el pozo se debieron realizar varias estimulaciones para lograr remediar ciertos comportamientos “taponamientos” o reducción de inyectividad que empezaba a presentar; al final con la última estimulación se logró estabilizar la inyección.

## **5. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA BASADA EN CURVAS TIPO.**

En la industria petrolera y como en cualquier negocio lo importante son las ganancias y partiendo de esa premisa lo que genera ganancia es el petróleo y no el agua razón por la cual se hace necesario tener un control de ésta.

Partiendo de la premisa de que para controlar se debe conocer su origen, se ha diseñado un paso a paso para lograr mediante el uso de curvas preestablecidas, correlaciones y metodologías (que usan curvas tipos) identificar el posible origen de la producción en exceso de agua usando los datos de petrofísica y datos producción del campo.

Con los datos del campo se procede a realizar las gráficas de producción de fluidos vs tiempo para tener un primer análisis e identificar si se pudiera tener problemas con el agua.

Partiendo de la gráfica anterior se procede a analizar los pozos productores e inyectores, iniciando por los productores procede:

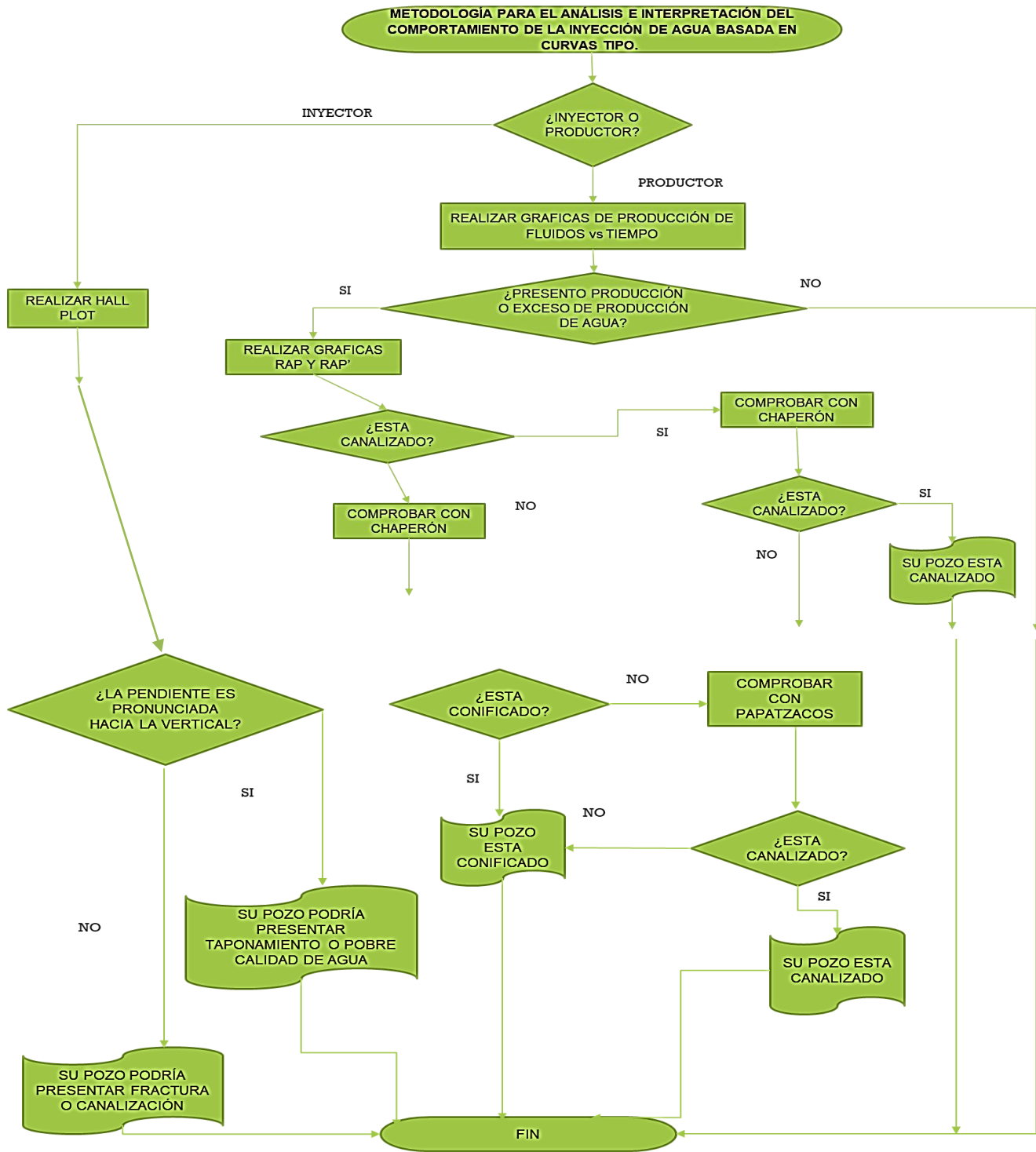
1. Realizar los gráficos de relación agua-aceite (RAP) y derivada relación agua-aceite (RAP') vs tiempo y comparar con los modelos que fueron propuestos por K.S. CHAN en su artículo científico "WATER CONTROL DIAGNOSTIC PLOTS", publicado en 1995, para tener una primera impresión.
2. Calcular, mediante el uso de la correlación de Chaperón, el valor del caudal crítico sobre el cual se puede empezar a generar una conificación, teniendo

el valor se procede a graficar el caudal de aceite vs tiempo y una línea del valor calculado para ver si nuestro pozo ha superado ese caudal.

3. Determinar el valor del caudal crítico de conificación o valor de caudal sobre el cual se podría iniciar una conificación mediante el uso de la metodología de Papatzacos.
4. Realizar un cuadro comparativo y concluir si el pozo que se está analizando presenta alguna de las dos variables canalización o conificación y así buscar la posible solución para evitar la producción o el exceso de producción de agua.
5. Terminando los pozos productores, se procede con los pozos inyectoros a realizar las gráficas de HALL o HALL PLOT, teniendo las gráficas, se prestará atención a la dirección que toma la curva para determinar si el pozo esta taponado o esta fracturado.
6. Con los datos anteriores se procederá en junta interdisciplinaria a tomar decisiones sobre las intervenciones que requiere cada pozo afectado de ese campo.



**Figura 30: Metodología para el análisis e interpretación del comportamiento de la inyección de agua basada en curvas tipo.**



Elaborado: Jhon Steven Mosquera – Fabio Nelson Puentes

## 6. CONCLUSIONES

- ✓ Una vez analizados, por medio de curvas tipo, los problemas que llevan a la producción excesiva de agua en los campos (canalización y conificación), se logró desarrollar la metodología para el análisis e interpretación del comportamiento de la inyección de agua basado en curvas tipo para los campos de la coordinación Huila. Se determinó, que es necesario analizar el histórico de producción de los campos y de sus pozos para identificar si presentan producción excesiva de agua. Posterior a esto se aplicaran los métodos de Chan, Papatzacos y Chaperón para diagnosticar si el problema de intrusión de agua en los pozos es producto de la canalización o conificación en los pozos productores y aplicar el método de Hall Plot para los pozos inyectores para identificar pérdidas o mejoras de inyectividad relacionados al daño de la formación o fracturas generadas por el efecto de la inyección; con los resultados obtenidos se realiza un informe que será enviado a un grupo interdisciplinario para evaluar y generar un plan de acción ante el problema previamente encontrado.
- ✓ Se demostró que la canalización es el mecanismo de intrusión de agua más significativo dentro de los campos León, Aguila, Tortuga y Pantera, que comprenden la formación Monserrate, este fenómeno está fuertemente asociado a la inyección de agua de manera masiva como se presenta en estos campos.
- ✓ Se corrobora mediante el método de Papatzacos que pocos pozos están por encima de la tasa crítica de conificación evidenciado así que este no es el mecanismo de intrusión de agua para los pozos que comprenden la formación Monserrate. Es importante mencionar que este análisis presenta un grado de incertidumbre debido a que la información petrofísica juega un papel

fundamental para este análisis, por lo tanto, entre mejor sea esta información mejor será el análisis obtenido.

- ✓ De acuerdo con la revisión bibliográfica se evidenció que los estudios realizados para el control de la producción de agua en pozo, está enfocada principalmente en métodos de diagnóstico de control de agua de Chan, debido a que es un método que solo requiere tener los datos de producción de fluidos del pozo. Con relación a los pozos inyectores se encontró que en muy pocos casos fueron tenidos en cuenta para la realización del estudio donde se desarrolló la implementación de la metodología.
- ✓ Se logró recopilar la información de inyección-producción de los campos Aguila, León, Tortuga y Pantera donde se evidenció que algunos campos presentan déficit en información relacionada a sus pozos, razón por la cual, se vio retrasado el análisis de dicha información y determinación de las curvas tipo a escoger para aplicar en el trabajo. No obstante, se estableció que las curvas que mejor ajustaban a los datos fueron las propuestas por Chan para determinar canalización y/o conificación, Papatzacos y Chaperón para determinar el caudal crítico sobre el cual el pozo puede iniciar proceso de conificación y por último Hall Plot para conocer la inyectividad de los pozos inyectores.
- ✓ Con la data de inyección - producción de los campos de la Coordinación Huila y mediante el uso de Microsoft Excel se logró articular y analizar la información de los pozos productores e inyectores encontrando, por medio de la comparación de las gráficas de Chan, que la mayoría de los campos presentan problemas de canalización, aunque en algunos pozos como LE-09, PAN-10, presentaron una variación debido a intervenciones realizadas como abandonos temporales, cambios en funcionalidad (de productor a inyector); la canalización fue comprobada al aplicar los métodos de Papatzacos y Chaperón donde por

medio del valor del caudal crítico y al ser graficado junto con el valor del caudal de producción de aceite de cada pozo no se vio superado dicho valor.

- ✓ En el caso de los pozos inyectoros se realizó el análisis del comportamiento encontrando que presentan una inyección dentro de parámetros normales con variaciones de fracturas y taponos en su historia.

## 7. RECOMENDACIONES

- ✓ Para controlar la canalización de los pozos productores es necesario generar un plan de acción mediante la revisión de los patrones de inyección de agua a nivel de todos los campos, una vez obtenido este análisis se recomienda generar aislamientos de zonas altamente productoras de agua y mejorar los perfiles de inyección mediante el uso de nuevas tecnologías como actualmente se está probando para el campo con el uso de CDG (León). Pues este mecanismo de intrusión de agua está fuertemente asociado al reciclo del agua de inyección lo cual reduce la eficiencia del recobro secundario.
- ✓ Hacer un monitoreo más continuo a los parámetros de inyección y producción mediante los métodos de análisis propuestos en este trabajo, pues se demostró que de una manera muy simple es posible conocer cuando un pozo requiere de una intervención para mejorar su productividad o inyectividad, permitiendo así procesos más eficientes.
- ✓ Es imprescindible mejorar la calidad de información de los campos para realizar un análisis más detallado de los mecanismos de intrusión de agua, pues a la hora de realizar los análisis de Papatzacos se generaron unas incertidumbres asociadas a los valores de las propiedades petrofísicas de la formación.
- ✓ Implementar la metodología usando el software SPOTFIRE lo cual facilitaría la ejecución de esta.
- ✓ Realizar una junta interdisciplinaria para buscar soluciones a los problemas encontrados mediante el uso de la metodología presentada en este trabajo para así lograr reducir la producción de agua de los campos.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

- Blanco Simbaqueba, J., & Delgadillo Aya, C. (2006). Metodología Integrada para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua Desarrollado en un campo Petrolero. Tesis. Bucaramanga, Colombia.
- Castro García, R. H. (2011). Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio. Bucaramanga.
- Chan, K. (95). Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775, 755 - 763.
- Cortes Mejía, V. (2008). Control de la Producción de Agua en Pozos Petroleros. Tesis. México DF, México.
- D., J. S. (1991). Horizontal Well Technology. Tulsa OK, USA: PennWell Publishing Company.
- Ecopetrol, W. (septiembre de 2014). Ecopetrol. Obtenido de <http://www.ecopetrol.com.xo/wpsportalesecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>.
- Niño Flórez, F. O., & Gómez, J. F. (2010). [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co). Obtenido de [http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medioambiente/Proyectos-de-Gestion-del-conocimiento/Taller%20Pozos%20de%20Inyeccion/Taller%20de%20pozos%20de%20inyecci%C3%B3n\\_Generalidades%20sobre%20pozos%20de%20disposici%C3%B3n\\_after%20JG1.pptx](http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medioambiente/Proyectos-de-Gestion-del-conocimiento/Taller%20Pozos%20de%20Inyeccion/Taller%20de%20pozos%20de%20inyecci%C3%B3n_Generalidades%20sobre%20pozos%20de%20disposici%C3%B3n_after%20JG1.pptx).

- Ordoñez, Cruz, H., Vélez Duque, J., & Flórez Marulanda, J. (2015). Propuesta Metodológica Para el Control y Monitoreo de un Proceso de Inyección de Agua. *Fuentes*, 13, 35-34.
- Papatzacos, P., Hoyland, L., & Skjaeveland, S. (1989). Critical Rate for Water Coning: Corretation and Analytical Solution. *SPE 15855*, 495 - 502.
- Paris de Ferrer, M. (2013). Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala SA.
- PDVSA, I. d. (1997). Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales. Maracaibo, Venezuela: CIED.
- Rincón Aljuri, C. C. (2005). Creación y Desarrollo de la base de Datos Para el monitoreo de la Inyección de Agua en el Campo Caño Limón. Bucaramanga.
- Schlumberger. (2018). Oilfied Glosary. Obtenido de [http://www.glosary.oilfied.slb.com/es/Terms/i/injection\\_pattern.aspx](http://www.glosary.oilfied.slb.com/es/Terms/i/injection_pattern.aspx).
- Tared, A. (2006). Reservoir Engineering Handbook. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing.
- Tarek H, A. (2010). Reservoir Engiereering Handbook (4 ed.). Estados Unidos: Gulf Professional Publishing.
- Thakur , G., & Abdus , S. (1998). Integrated Waterflood Asset Management. Tulsa: Pennwell Books.

Vargas Cuervo, R., Palencia varona, L., & Chavarro Hernández , M. (2013).  
Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones  
productoras subcuenca de Neiva. Neiva: Revista Ingeniería y Región.

Whitfield, A. (Dirección). (2015). Be Here Now: The Andy Whitfield Story [Película].



## 9. ANEXOS

**Anexo 1: Tabla de intervenciones a los pozos productores del Campo Aguila**

<b>POZO</b>	<b>INTERVENCIONES POZOS PRODUCTORES</b>
<b>AG 02</b>	Profundización 1983, 1997, 1999, 2002, 2003 - Estimulación 2006 - Aumento de diámetro de bomba 2013 - Cañoneo 2018.
<b>AG 05</b>	Estimulación 1987 – Conversión a electrosumergible 1987 – Falla eléctrica 2011.
<b>AG 15</b>	Profundizar bomba 1991 – Disminución de diámetro 1992 – Profundización y aumento de diámetro del pisto 1992 – Aislamiento de zonas 1997 – Cementación forzada 2007 - Estimulación 2015.
<b>AG 16</b>	Conversión a electrosumergible 1983 – Cambio de bomba 1989 – Apertura de zonas a cañoneo 1993 – Bombeo mecánico 1999 – Cambio a electrosumergible 2003 – Limpieza de arenas 2011 – Lavado 2017
<b>AG 19</b>	Profundización 1992, 1994 – Cambio de profundidad 1995 – Aislamiento de zonas 1996 – Cambio de profundidad 1998 – Cambio a electrosumergible 2003.
<b>AG 20</b>	Cambio de profundidad 2002 – Cambio a electrosumergible 2002.
<b>AG 22</b>	Cambio de profundidad 1989, 1990, 1991, 1994 – Reparación de revestimiento 1996 – Cambio de profundidad 1999 – cambio a electrosumergible 2016.
<b>AG 23</b>	Estimulación 1989 – Cambio de profundidad 1991 – Cambio de profundidad 1997, 2000 – Cambio a electrosumergible 2004 – Tubería rota 2011 – Falla de equipo electrosumergible 2011.
<b>AG 24</b>	Aislamiento de zonas 1988 – Cambio de profundidad 1992 – Cambio de profundidad 1995 – Estimulación 1995 – Cambio de profundidad 1997, 2002 – Cambio a electrosumergible 2004 – Apagón 2010 – Cañoneo 2016.
<b>AG 25</b>	Aislamiento de zonas 1988 – Estimulación 1988 – Cambio a electrosumergible 1988 – Cañoneo 1997 – Apagado 2011 – Reactivado 2015.
<b>AG 27</b>	Abandono de pozo 2017
<b>AG 28</b>	Inactivo 2014 – Proyección a inyector 2018.

<b>AG 36</b>	Cambio de profundidad 1999, 2002, 2003 – Aislamiento de zona de agua 2005 – Cambio a electrosumergible 2017.
--------------	--

**Anexo 2: Curvas Chan para los pozos productores del Campo Aguila.**

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO CHAN</b>
<b>AG 02</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>AG 05</b>	Activo	Desplazamiento Normal con alto corte de Agua
<b>AG 15</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>AG 16</b>	Activo	Canalización Multicapa con Cambios de Producción
<b>AG 19</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>AG 20</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>AG 22</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>AG 23</b>	Activo	Canalización Multicapa con Cambios de Producción
<b>AG 24</b>	Activo	Desplazamiento Normal con alto corte de Agua
<b>AG 25</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>AG 27</b>	Cerrado	Sin analizar, Apagado en 2015
<b>AG 28</b>	Cerrado	Sin analizar, Apagado en 2016
<b>AG 36</b>	Activo	Canalización Multicapa con Cambios de Producción

**Anexo 3: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para los pozos productores del Campo Aguila**

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO PAPATZACOS</b>	<b>DIAGNÓSTICO CHAPERÓN</b>	<b>AÑO INYECCIÓN</b>
<b>AG 02</b>	Activo	Conificado	Conificado	1986
<b>AG 05</b>	Activo	Conificado	Conificado	
<b>AG 15</b>	Activo	Conificado	Conificado	
<b>AG 16</b>	Activo	Conificado	Conificado	
<b>AG 19</b>	Activo	Conificado	Conificado	

<b>AG 20</b>	Activo	No Conificado	Conificación	
<b>AG 22</b>	Activo	No Conificado	No Conificado	
<b>AG 23</b>	Activo	No Conificado	Conificado	
<b>AG 24</b>	Activo	Conificado	Conificado	
<b>AG 25</b>	Activo	No Conificado	Conificado	
<b>AG 27</b>	Cerrado	-----	-----	
<b>AG 28</b>	Cerrado	-----	-----	
<b>AG 36</b>	Activo	No Conificado	Conificado	

#### **Anexo 4: Tabla de intervenciones a los pozos inyectoros del Campo Aguila**

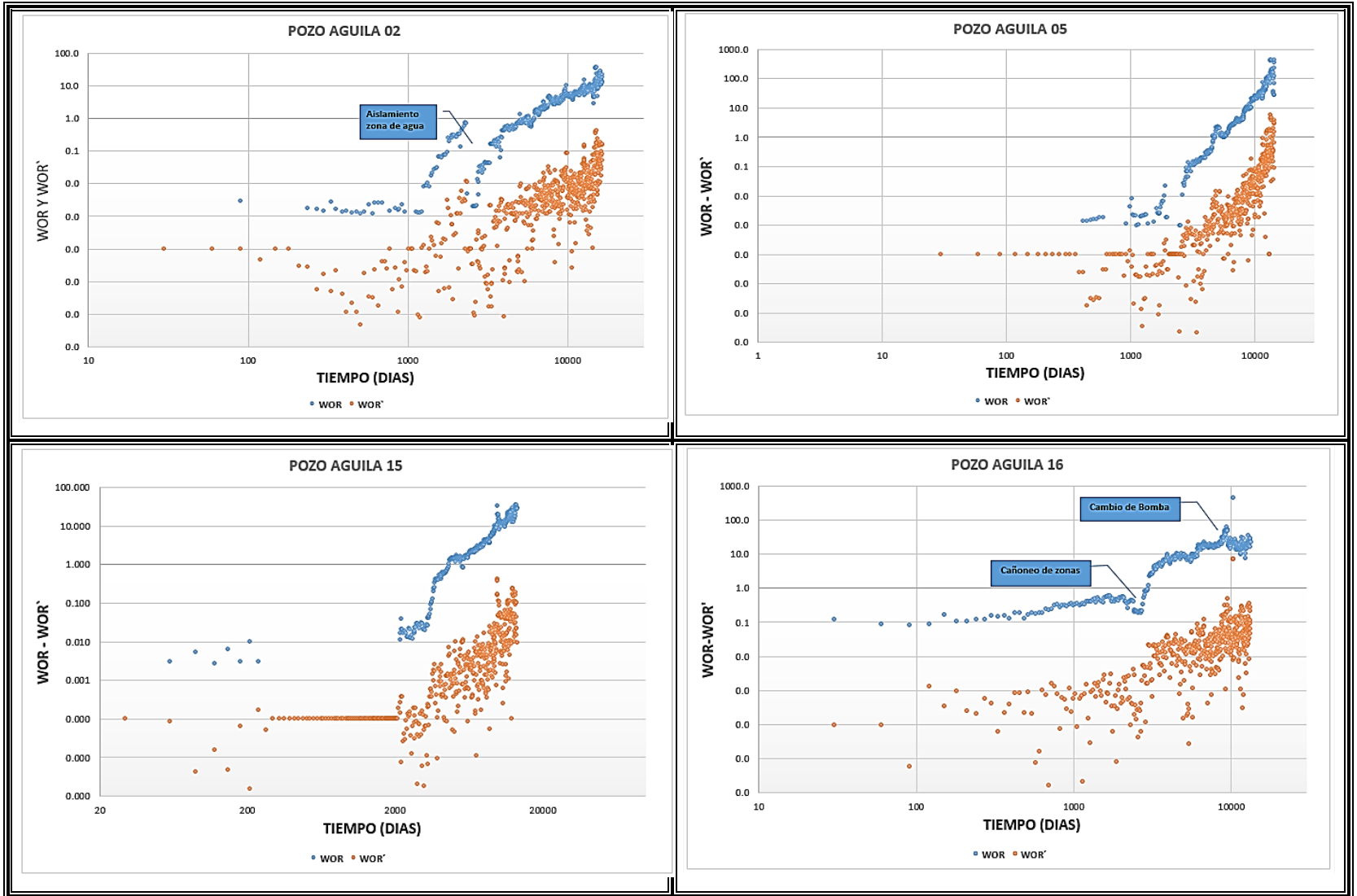
<b>POZO</b>	<b>INTERVENCIONES POZOS INYECTORES</b>
<b>AG 01</b>	Activaron 1986 - Abandono 1988 – Activaron y Abandono 1993 – Estimulación 2002 – Cementación remedial 2013 – Estimulación Matricial 2017.
<b>AG 03</b>	Se vuelve inyector 1989 – profundización de empaque 1992 – Rediseño de inyección 1993 – Desarenado 1998 – Cañoneo y tratamiento orgánico a intervalos 2010 - Estimulación química 2011 – Tratamiento con CDG 2013 – Estimulación acida 2012 – Estimulación 2015.
<b>AG 06</b>	Conversión a inyector 2003 – Apertura de zonas 2009 – Recuperación de válvulas de inyección 2013 – Tratamiento con CDG 2013.
<b>AG 14</b>	Cementación remedial 2001 – Estimulación 2003 – Estimulación y verificación de fondo 2004.
<b>AG 29</b>	Apertura de zonas 1992 – Cañoneo 1997 – Profundización de sarta 1998 – Estimulación 2012, 2013.
<b>AG 31</b>	Obstrucción 1988, 1990 – Estimulación y limpieza de pozo 1993 – Pesca de tubería rota 2001 - Estimulación 2017.
<b>AG 32</b>	Aislamiento de zonas 1996 – limpieza 2007 – Mantenimiento cabeza de pozo 2014 – Tratamiento con CDG 2013 - Estimulación 2014, 2016.
<b>AG 34</b>	Cambio de empaque 1995 – Cambio de tubería rota 2000 – Mantenimiento sarta de inyección 2004 – Aislamiento de zonas 2010

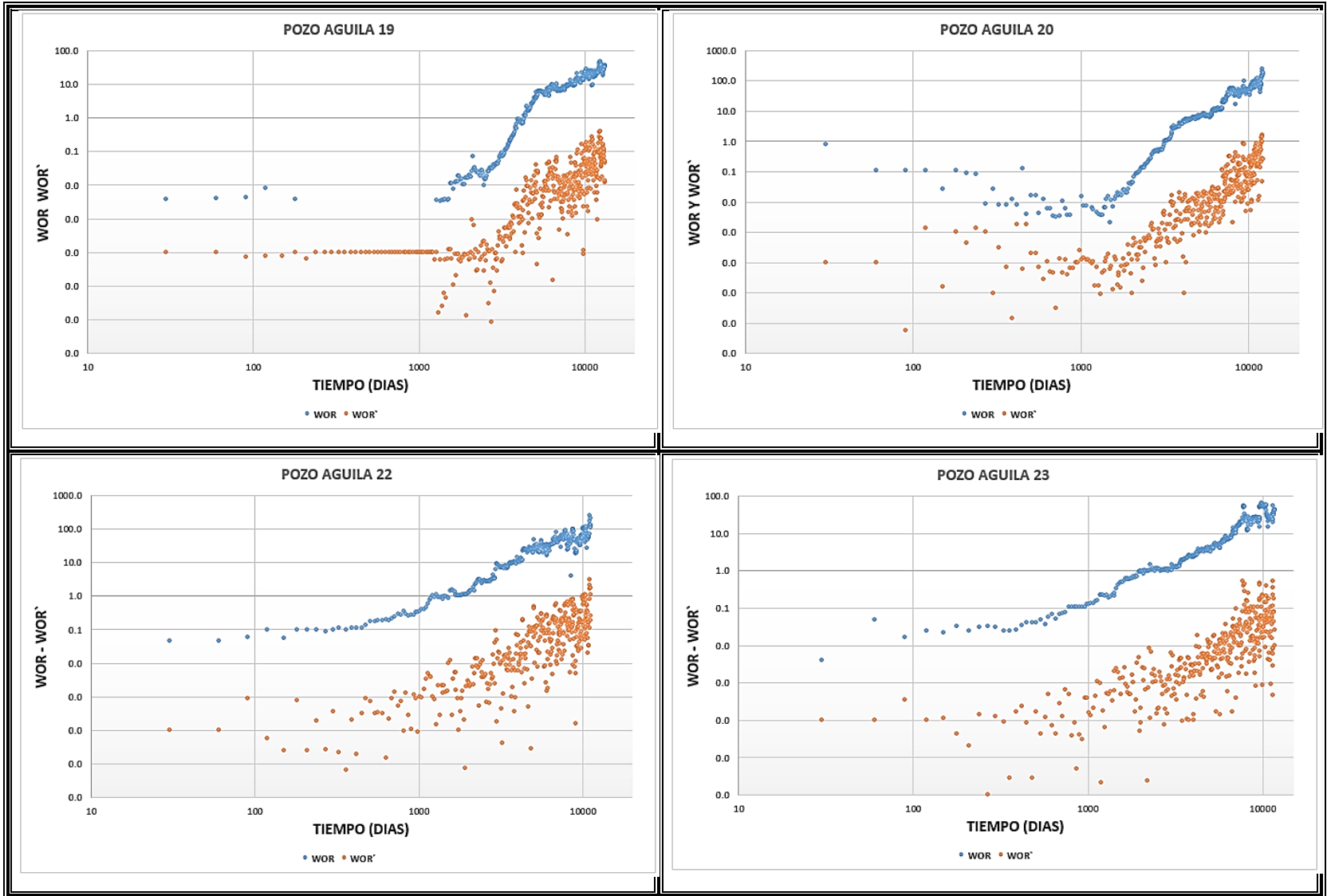
<b>AG 37</b>	Apertura de zonas 1991 – profundización de sarta 1998 – Cambio de tubería 2012 – Limpieza y estimulación 2012.
--------------	--

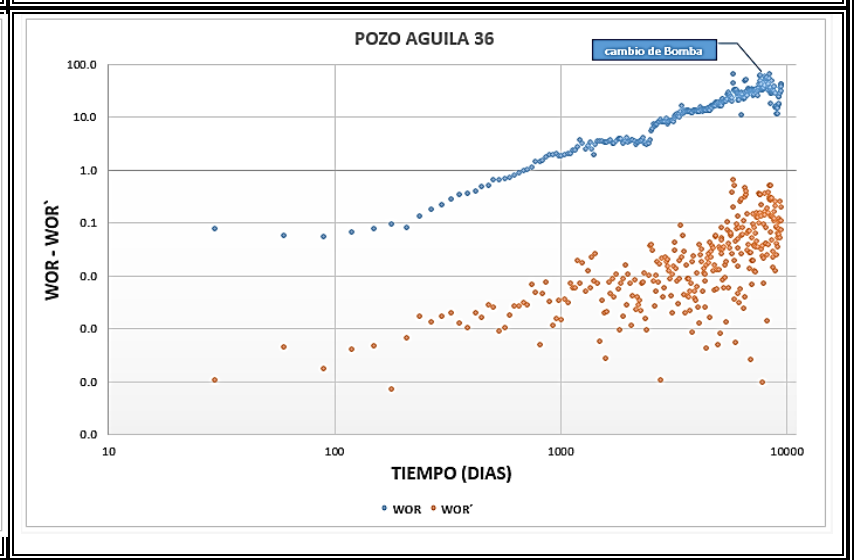
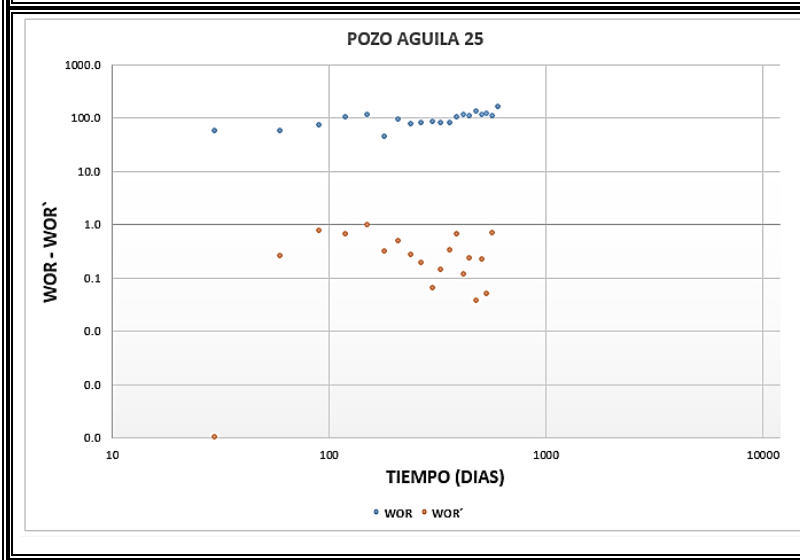
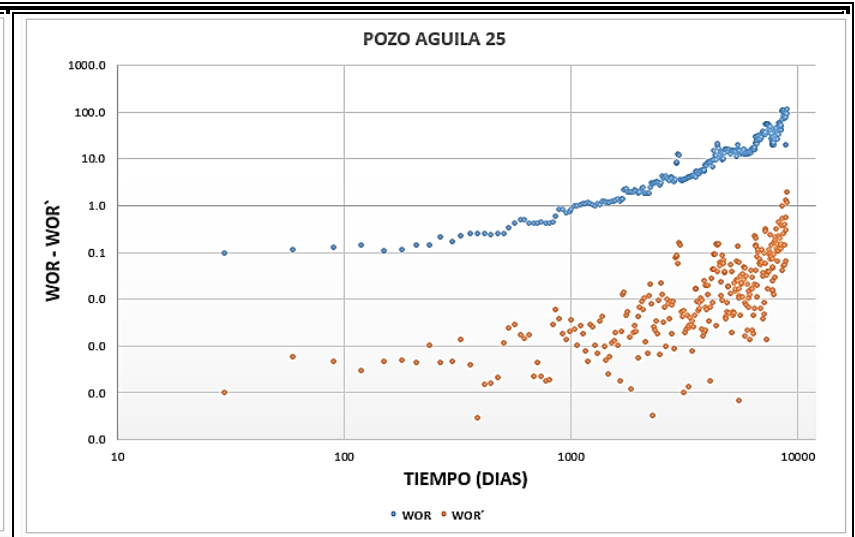
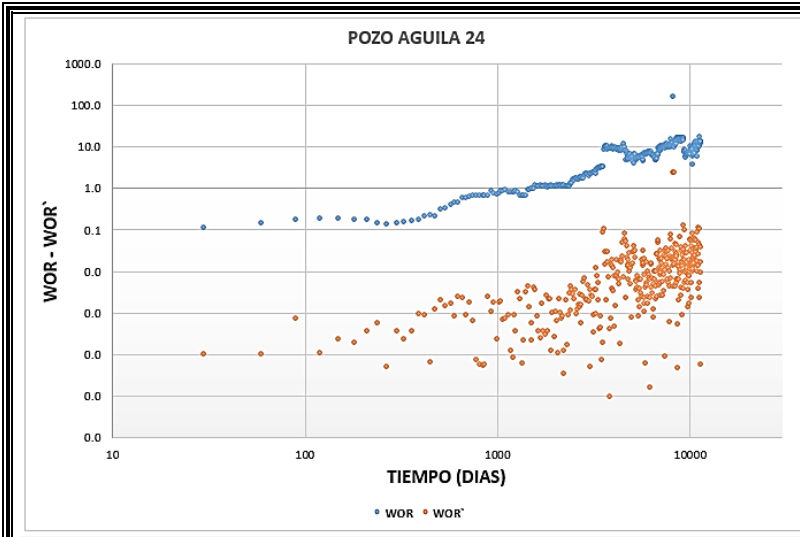
**Anexo 5: Hall Plot para los pozos inyectoros del Campo Aguila.**

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO HALL PLOTS</b>
<b>AG 01</b>	Activo	Fase de llenado mantenido presión, posible obstrucción sin datos a corroborar, terminando en una Inyección normal o estable.
<b>AG 03</b>	Activo	Fase de llenado mantenido presión, taponamiento del pozo debido al daño, Inyección normal o estable, taponamiento del pozo debido al daño e Inyección normal o estable.
<b>AG 04</b>	Inactivo	Abandonado 2018
<b>AG 06</b>	Activo	Inyección normal o estable - pobre calidad de agua o daño positivo.
<b>AG 14</b>	Activo	Periodo 1: Llenado inicial, fractura, pobre calidad de agua o daño positivo. Periodo 2: Taponamiento del pozo debido al daño.
<b>AG 21</b>	Inactivo	Abandonado 2012
<b>AG 29</b>	Activo	Llenado inicial, Inyección normal o estable, al final con tendencia a fracturar.
<b>AG 31</b>	Activo	Llenado inicial, Inyección normal o estable, taponamiento del pozo debido al daño.
<b>AG 32</b>	Activo	Llenado inicial, taponamiento del pozo debido al daño, Inyección normal o estable, taponamiento del pozo debido al daño.
<b>AG 34</b>	Activo	Llenado inicial, taponamiento del pozo debido al daño, Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo.
<b>AG 35</b>	Inactivo	Abandonado 2010
<b>AG 37</b>	Activo	Inyección normal o estable

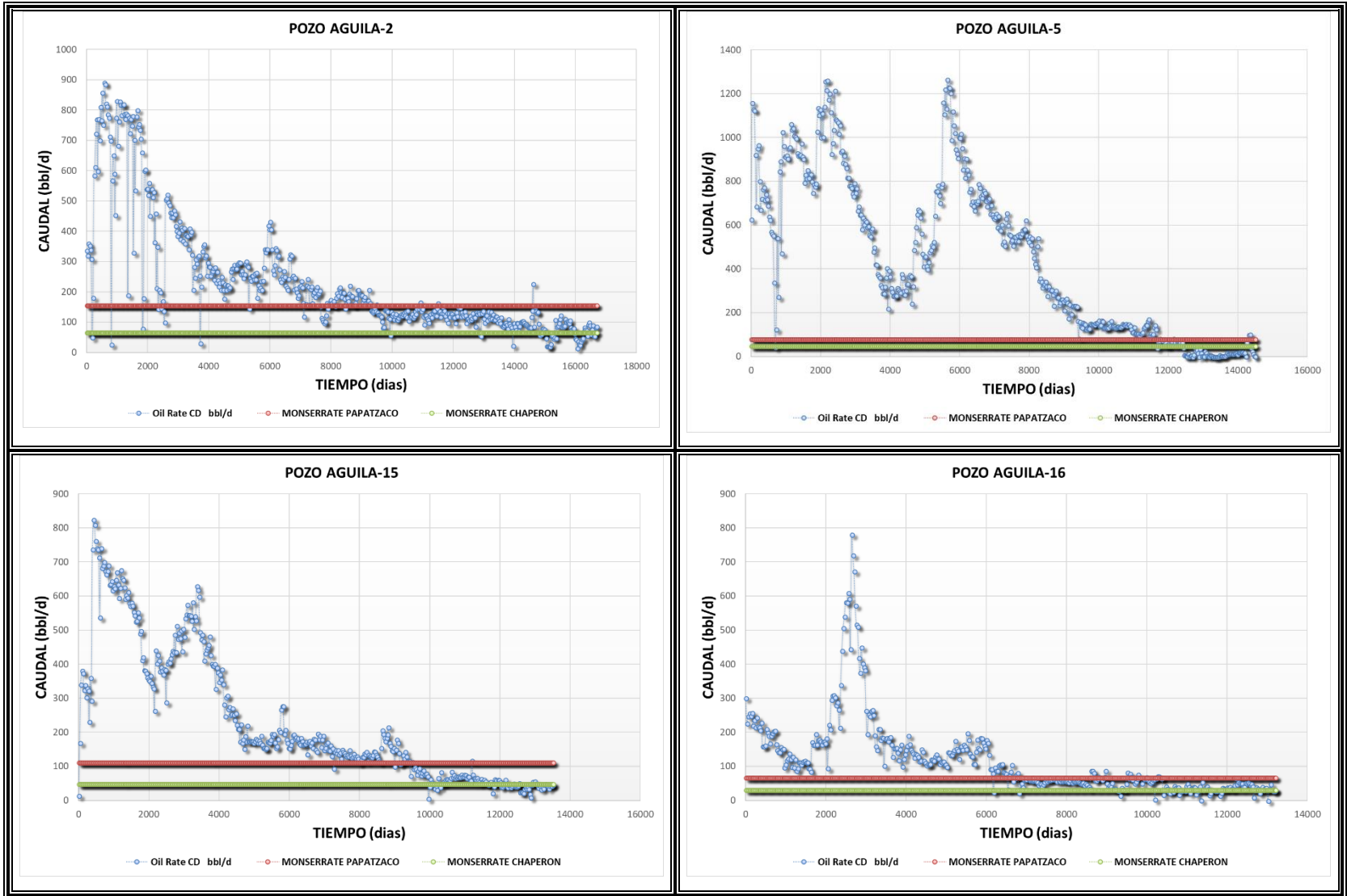
## Anexo 6: Gráficas de las curvas de Chan para los pozos productores del Campo Aguila



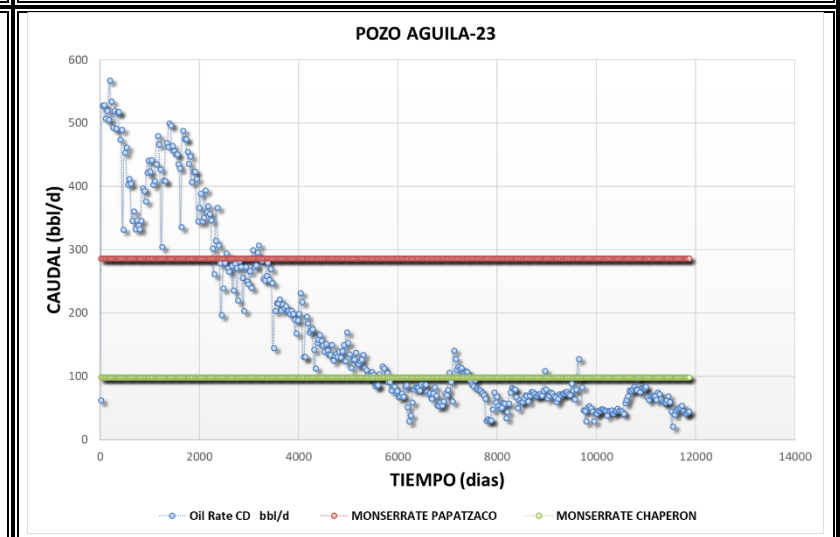
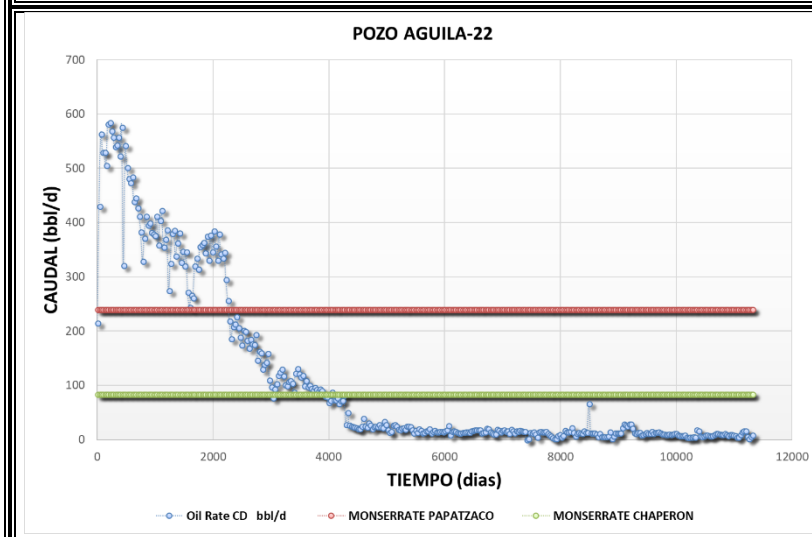
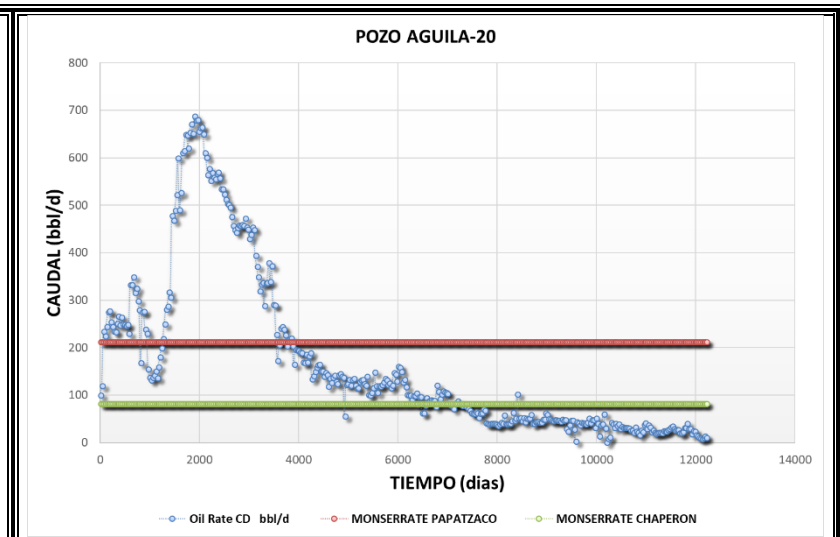
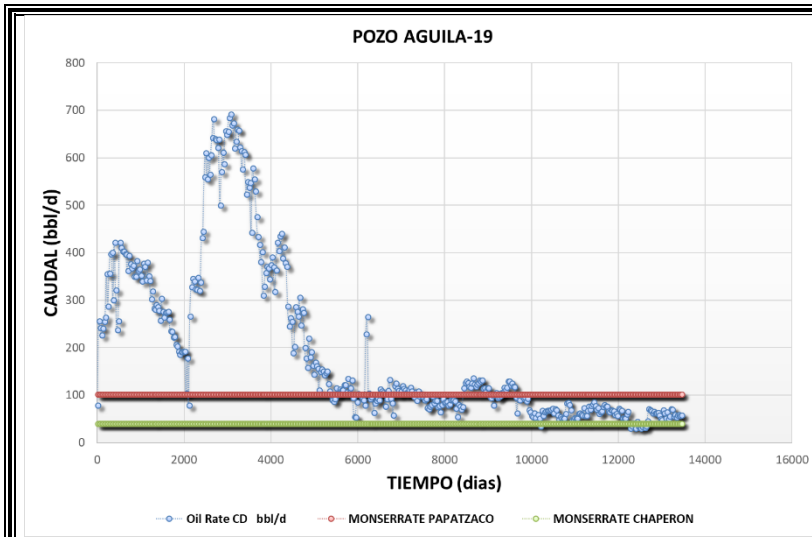


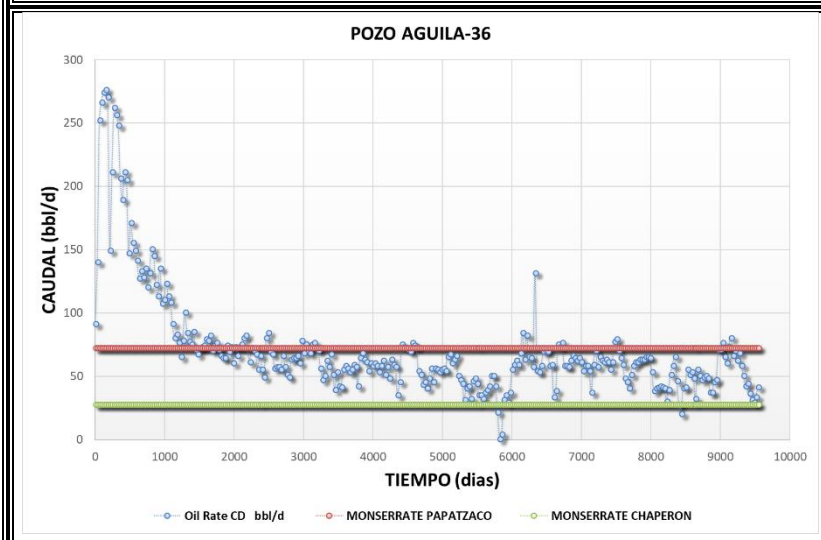
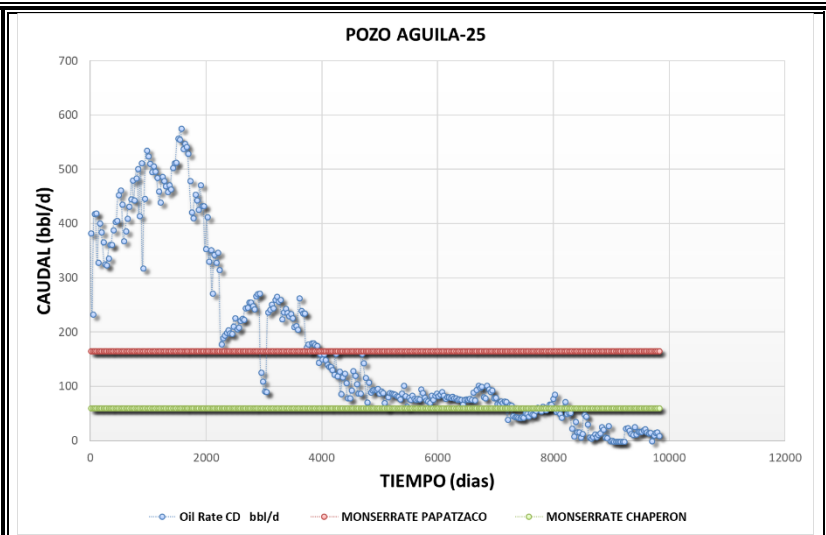
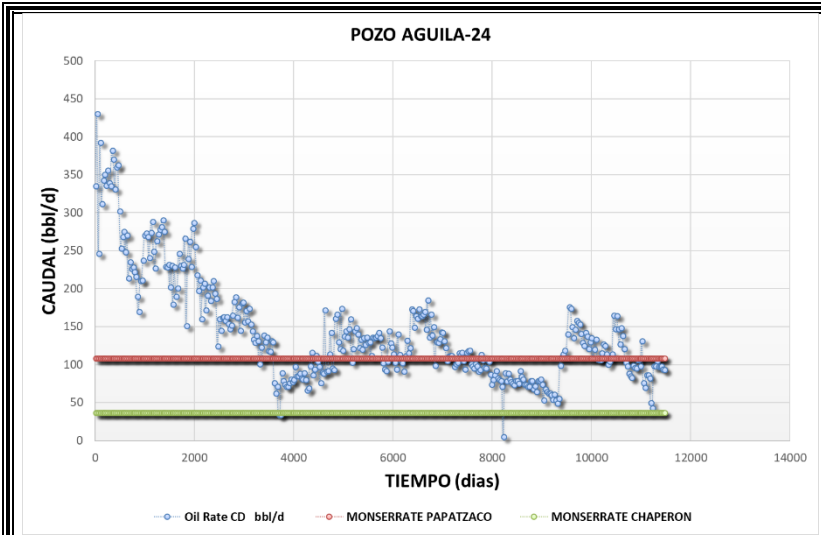


## Anexo 7 Gráficas Diagnóstico Papatzacos Y Chaperón Campo Aguila

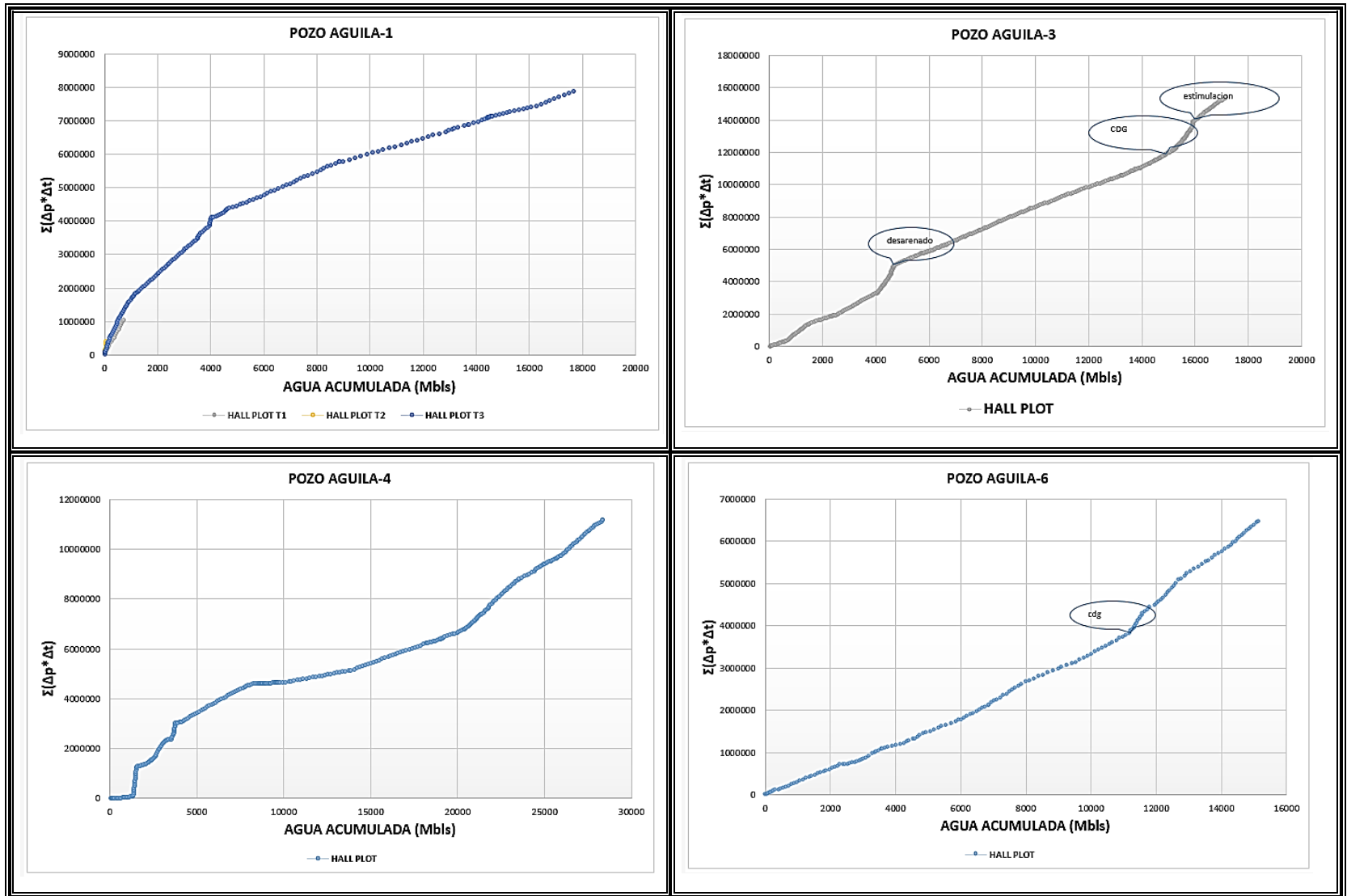


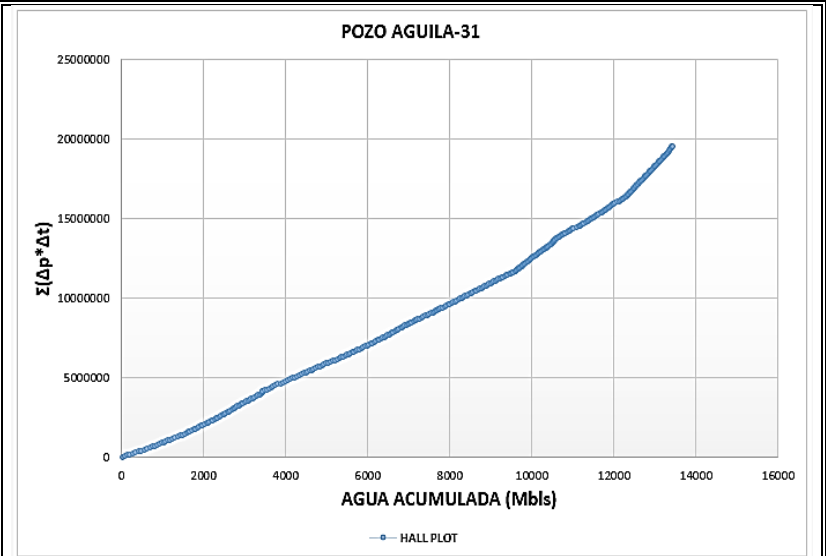
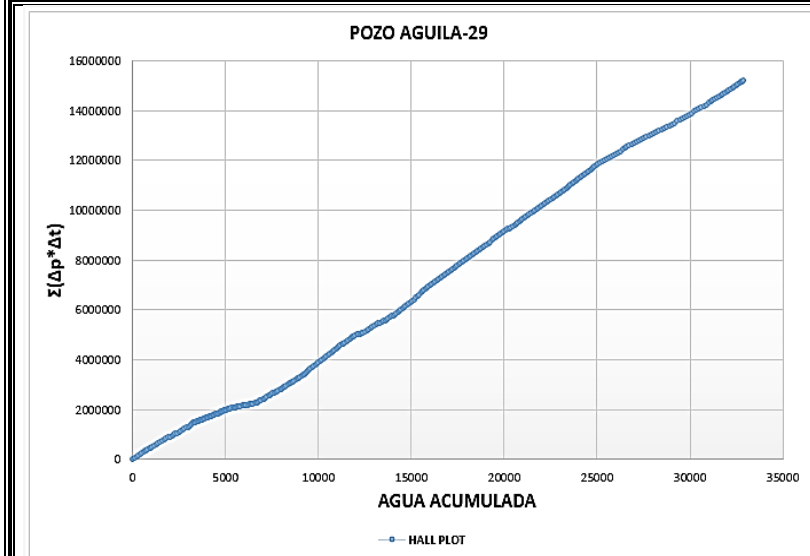
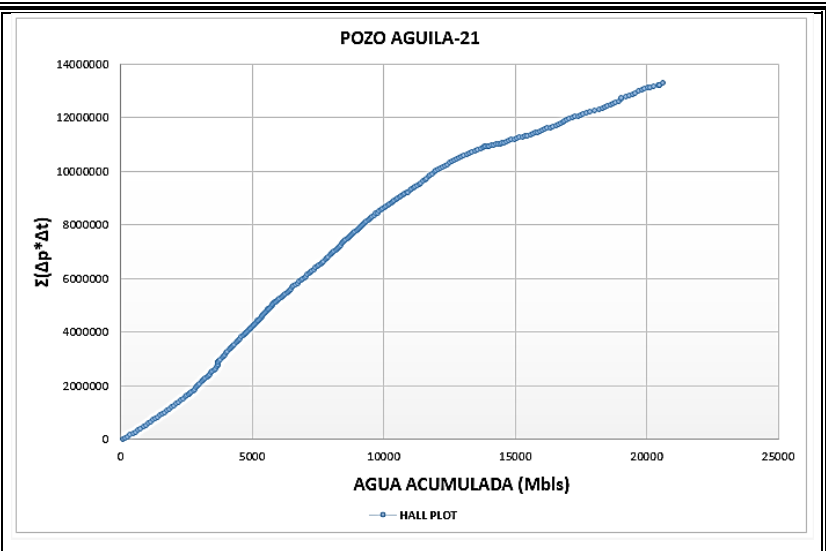
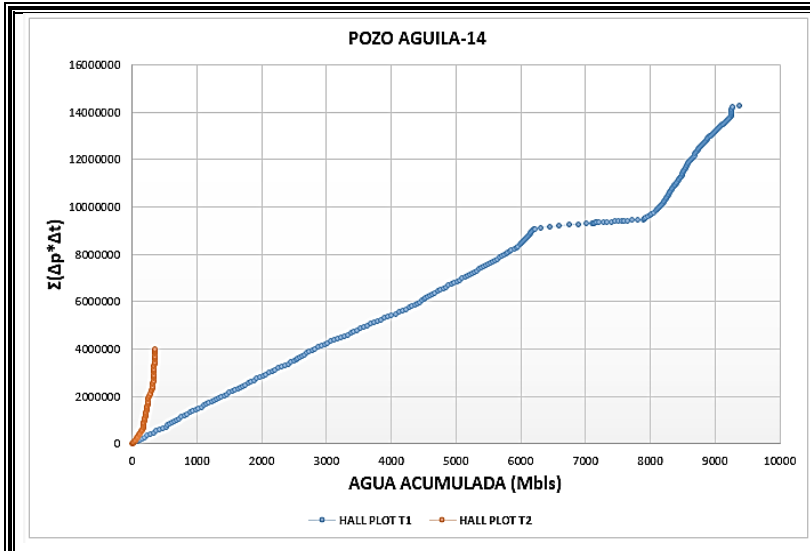


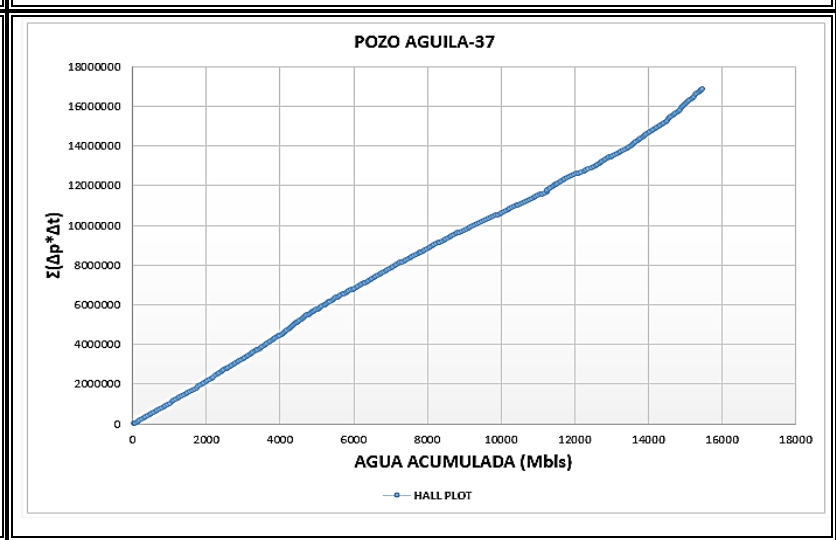
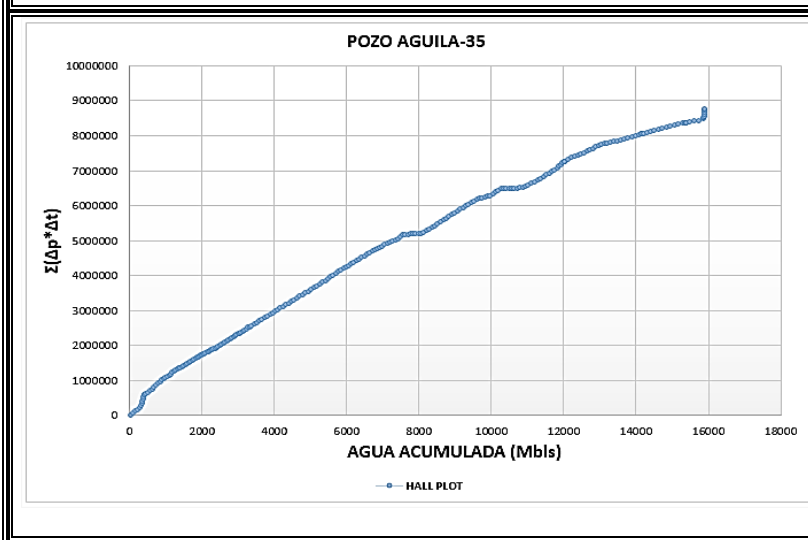
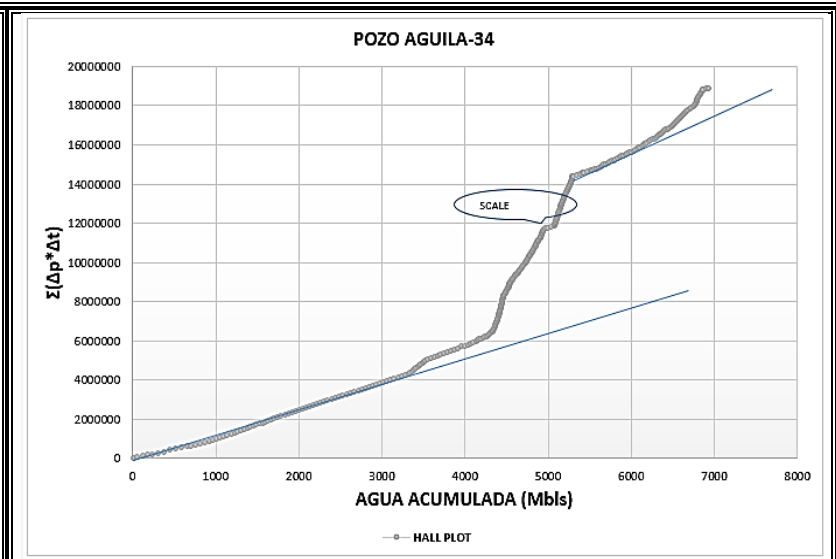
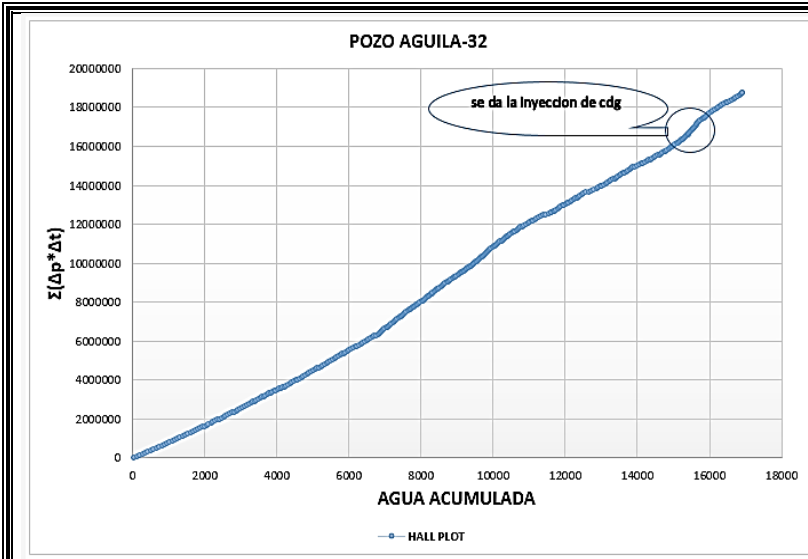




## Anexo 8: Gráficas de las Hall Plot para los pozos inyector del Campo Aguila







**Anexo 9: Tabla de intervenciones a los pozos productores del Campo León.**

<b>POZO</b>	<b>INTERVENCIONES POZOS PRODUCTORES</b>
<b>LE 03</b>	Cambio a bombeo mecánico 1983 – Cambio de profundidad 1986 – Cañoneo 1998 – Estimulación acida 2002 – Tratamiento con ácido 2004 – Estimulación acida 2007 – Desarenado 2008 – Fracturamiento Hidráulico 2008 – Obstrucción 2008 – Desarenado 2008 – Estimulación 2015.
<b>LE 05</b>	Apagado
<b>LE 07</b>	Apagado
<b>LE 08</b>	Cambio de bombeo mecánico a electro sumergible 2016
<b>LE 09</b>	Cambio de bomba 1986 - Cambio de pozo productor a inyector 2002 - Volvió a productor en el 2015.
<b>LE 11</b>	Cambio de bomba 2002 - Reparación de revestimiento 2003.
<b>LE 12</b>	Recañoneo 1993, 2004 - Aislamiento de zonas 2012 - Conversión a electrosumergible 2017
<b>LE 13</b>	Profundización de bomba, 1987, 1993, 1994, 1995, 1998, 1999 - CSG colapsado 2003 - Cambio sistema de levantamiento 2003.
<b>LE 14</b>	Cambio de profundización de bomba 1994 - Cambio de sistema de levantamiento 2004 - Reparación de CSG 2007 - Cambio de bomba 2013.
<b>LE 16</b>	Recañoneo de zonas 1984 - Apertura de zonas 2003 - Aislamiento de zonas 2004, 2005 - Limpieza de arena 2009 - Cambio de bomba 2013 - Estimulación 2017.
<b>LE 19</b>	Profundización de bomba 1986, 1989, 1990, 1991 - Cambio a electrosumergible 1992 - Cambio equipo de fondo 2012.
<b>LE 22</b>	Profundización de bomba 1987, 1992, 1995 - Cambio a electrosumergible 1999 - Aislamiento de zonas 2005 - Cierre 2011 - Apertura 2014.
<b>LE 23</b>	Cambio a electrosumergible 1988 - Aislamiento de zonas 2003.
<b>LE 24</b>	Aislamiento de zonas 2004 - Cambio a electrosumergible 2005 - Estimulación 2017.
<b>LE 25</b>	Aislamiento de zona 1986 - Estimulación 2002, subida de bomba 2002 - Bajada de bomba 2004 - Aislamiento de zona de agua 2005 - Aislamiento de zona 2007.

<b>LE 28</b>	Limpieza de arena 1986 - Cañoneo 1992 - Estimulación 2003, aislamiento de zona 2008 - Fracturamiento hidráulico 2008 - Estimulación 2016.
<b>LE 30</b>	Aislamiento de zona 2001, 2003.

### Anexo 10: Curvas Chan para los pozos productores del Campo León.

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO CHAN</b>
<b>LE 03</b>	Activo	Desplazamiento Normal con alto corte de Agua
<b>LE 05</b>	Inactivo	Sin analizar, Apagado en 2016
<b>LE 07</b>	Inactivo	Sin analizar, Apagado en 2016
<b>LE 08</b>	Activo	Conificación de fondo con la última etapa presentando canalización.
<b>LE 09</b>	Activo	Canalización Multicapa - Conificación de fondo con la última etapa presentando canalización.
<b>LE 11</b>	Activo	Conificación de fondo con la última etapa presentando canalización.
<b>LE 12</b>	Activo	Canalización Rápida
<b>LE 13</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>LE 14</b>	Activo	Canalización Multicapa con Cambios de Producción
<b>LE 16</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>LE 19</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>LE 22</b>	Activo	Canalización Multicapa - Conificación
<b>LE 23</b>	Activo	Canalización Rápida
<b>LE 24</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>LE 25</b>	Activo	Conificación de fondo con la última etapa presentando canalización.
<b>LE 28</b>	Activo	Bomba pegada 1997 - Reparación de Bomba por scale 1998 – Bomba pegada 2000 – Estimulación acida 2003 – Fracturamiento Hidráulico 2008 – Estimulación 2016.
<b>LE 30</b>	Activo	Canalización Multicapa con Cambios de Producción

**Anexo 11: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para pozos productores del Campo León**

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO PAPTZACOS</b>	<b>DIAGNÓSTICO CHAPERÓN</b>	<b>AÑO INYECCIÓN</b>
LE 03	Activo	No Conificado	Conificado	1991
LE 05	Inactivo	No Conificado	No Conificado	1985
LE 07	Inactivo	No Conificado	Conificado	1985
LE 08	Activo	No Conificado	No Conificado	1985
LE 09	Activo	No Conificado	No Conificado	1985
LE 11	Activo	No Conificado	Conificado	1991 - 1985
LE 12	Activo	No Conificado	No Conificado	1985 - 2002
LE 13	Activo	No Conificado	No Conificado	1985 - 2002
LE 14	Activo	No Conificado	No Conificado	1985
LE 16	Activo	No Conificado	No Conificado	1985 - 2002
LE 19	Activo	No Conificado	Conificado	-
LE 22	Activo	No Conificado	No Conificado	2002 - 1986
LE 23	Activo	No Conificado	No Conificado	1986
LE 24	Activo	No Conificado	Conificado	1985
LE 25	Activo	No Conificado	No Conificado	1986 - 2002
LE 28	Activo	No Conificado	No Conificado	1985
LE 30	Activo	No Conificado	No Conificado	1991 - 1985

**Anexo 12: Tabla de intervenciones a los pozos inyectoros del Campo León**

<b>POZO</b>	<b>INTERVENCIONES POZOS INYECTORES</b>
LE 18	Cambio a inyector 1984 – Empaque dañado 1989, 1993 – Desarenado 1995 – Estimulación 2010 – Estimulación 2013 – Mantenimiento de pozo inyector 2014.
LE 21	Cambio a inyector 2002 - Estimulación 2004 – Cambio tubería rota 2006 – Estimulación acida 2013 – Estimulación Orgánico-acida 2015



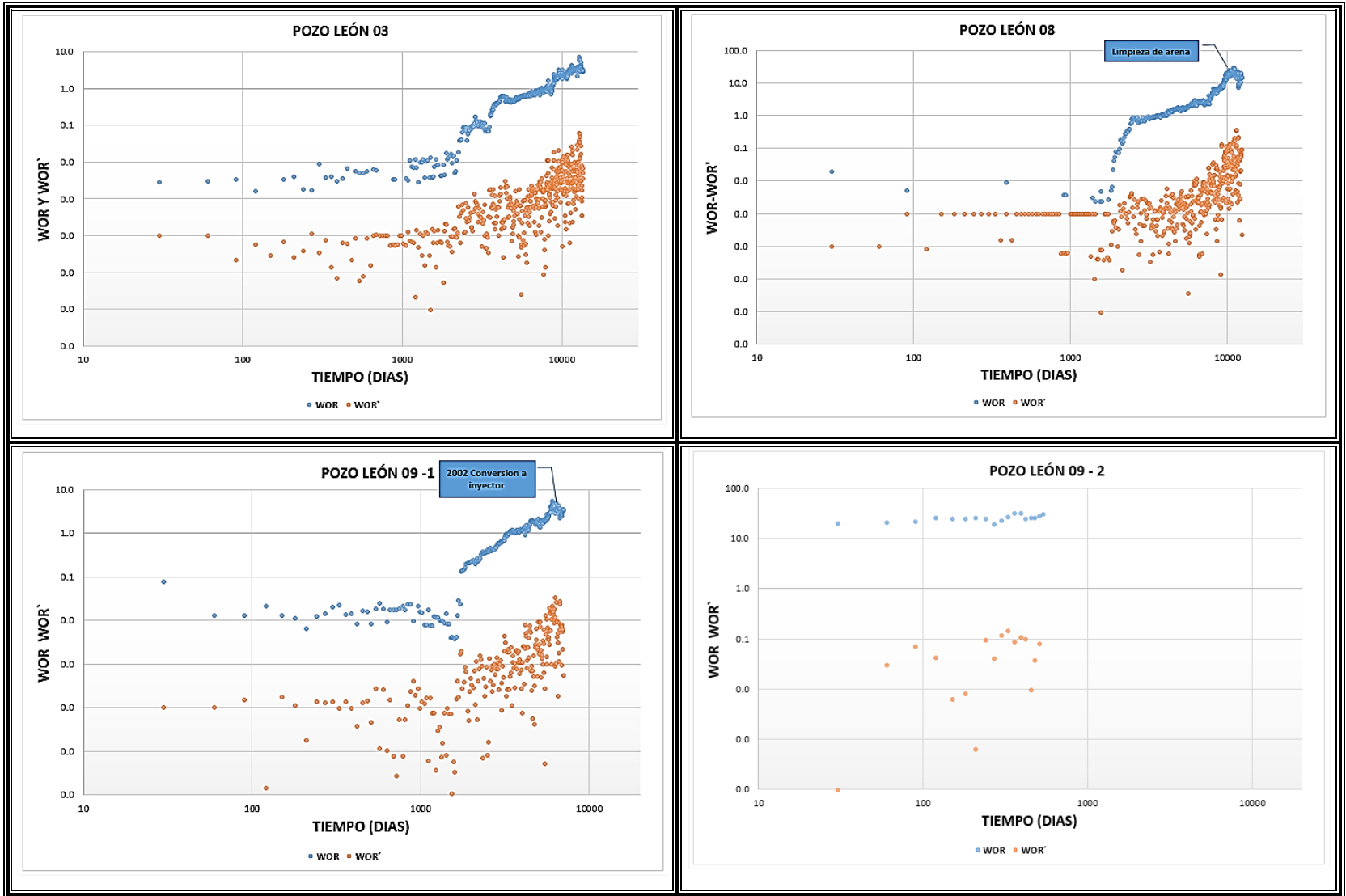
<b>LE 26</b>	Profundización de sarta de inyección 1987 – Aislamiento de zonas 1987 – Profundización sarta de inyección 1992 – Estimulación química 2011.
<b>LE 27</b>	Cambio a inyector 2003 – Estimulación química 2013 – Mantenimiento de sarta 2014
<b>LE 33</b>	Cambio de empaque 1987 – Obstrucción 1985, 1988, Limpieza 2000 – Estimulación 2010, 2014 – Mantenimiento 2015 – Estimulación 2017.
<b>LE 34</b>	Estimulación acida 1988 – Profundización 1989, 1999, 2000 – Aislamiento de zonas 2012 – Estimulación 2012 – Estimulación química 2013 – Mantenimiento de pozo 2014 – Estimulación 2017.
<b>LE 35</b>	Estimulación 1986 – Cambio de empaques 1988 – Desarenar 1998 – Limpieza de scale 2000 – Cambio de empaque 2004 – Estimulación 2012 – Mantenimiento de pozo 2014 – Estimulación 2016.
<b>LE 37</b>	Obstrucción 1993 – Limpieza de fondo 2012 – Estimulación 2012 – Estimulación matricial 2013 – Inicio y suspensión de inyección de polímeros 2016.
<b>LE 39</b>	Recañoneo de intervalos 1998 – Reactivación de zonas 1999 – Estimulación 2000 – Cambio de empaque 2007 -
<b>LE 41</b>	Estimulación 1990 – Aperturas de zonas 1991 – Abandono 2002 – Reactivación como inyector 2011 – Estimulación 2016 – Cañoneo 2018.

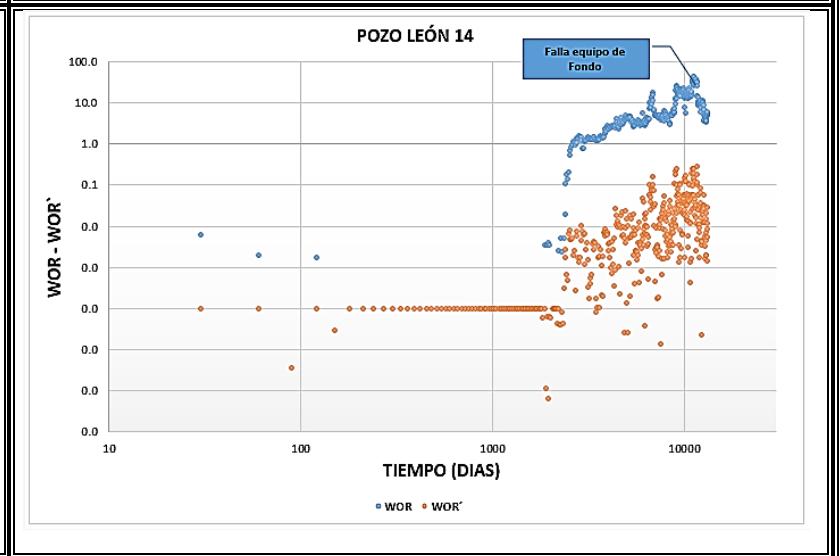
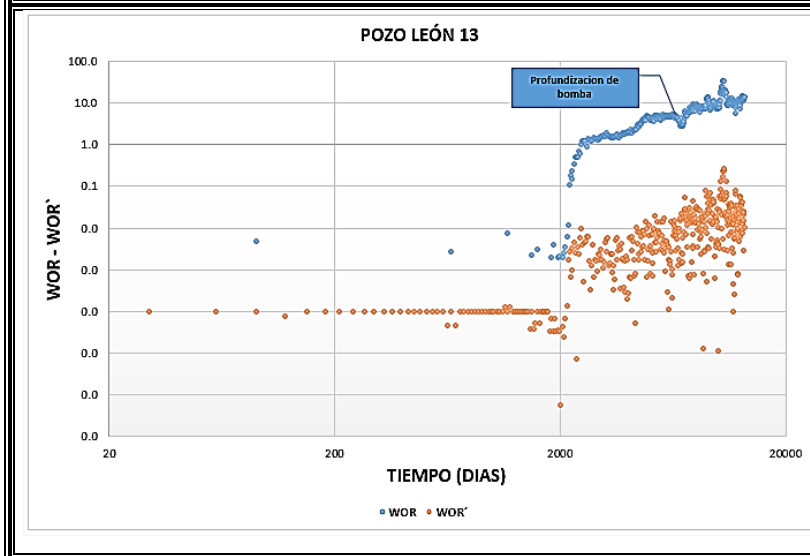
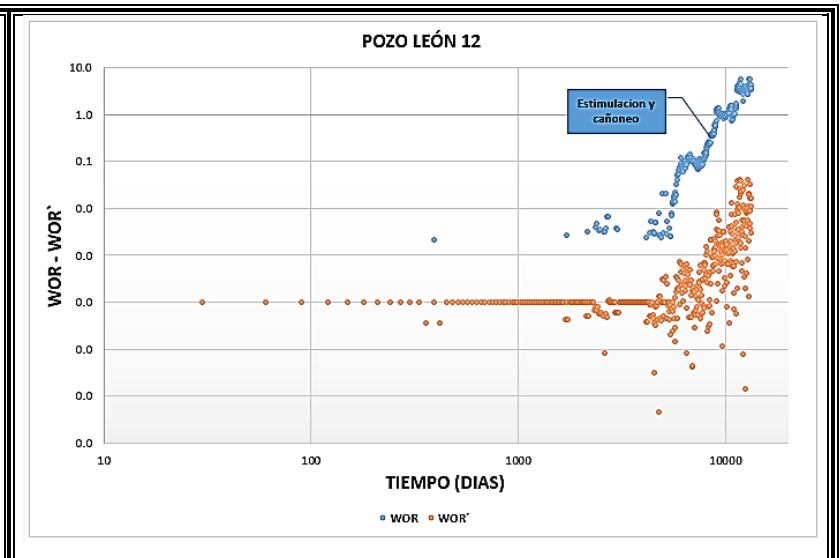
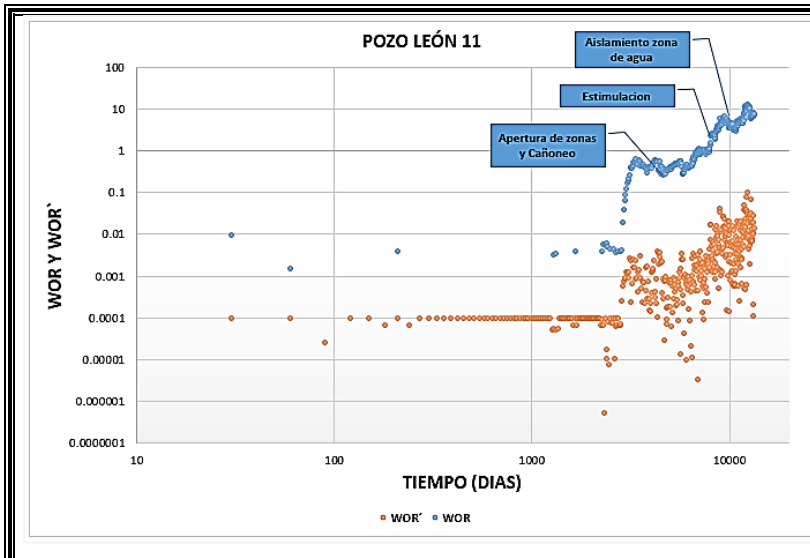
### **Anexo 13: Hall Plot para los pozos inyectores del Campo León.**

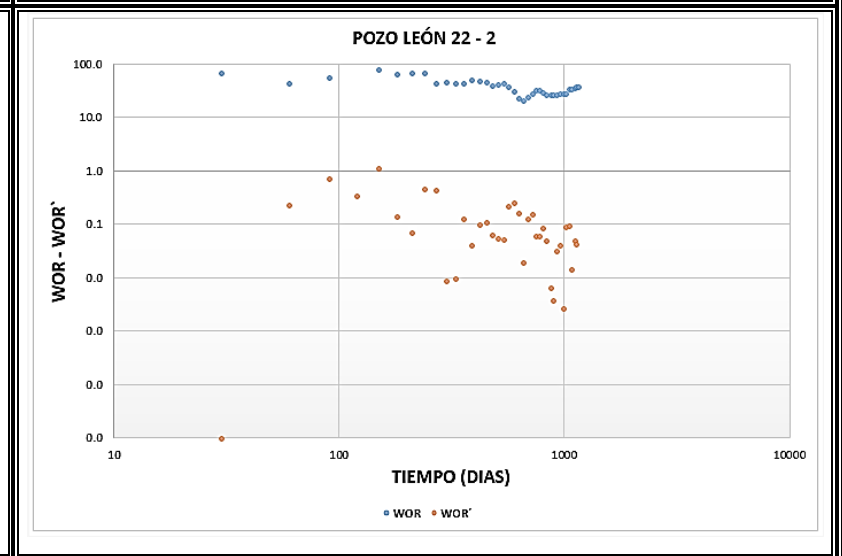
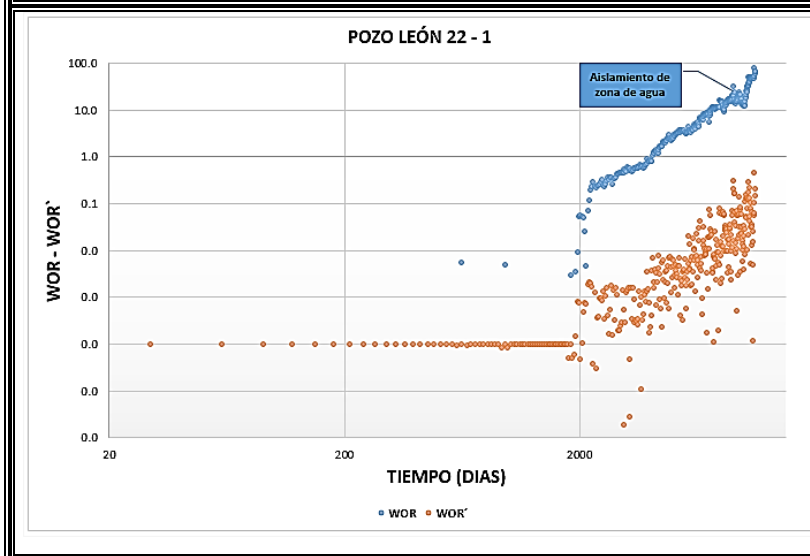
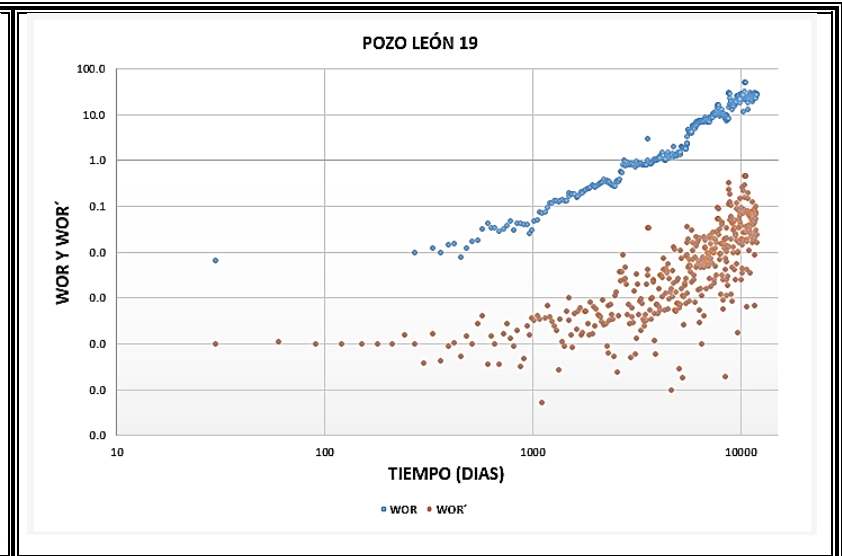
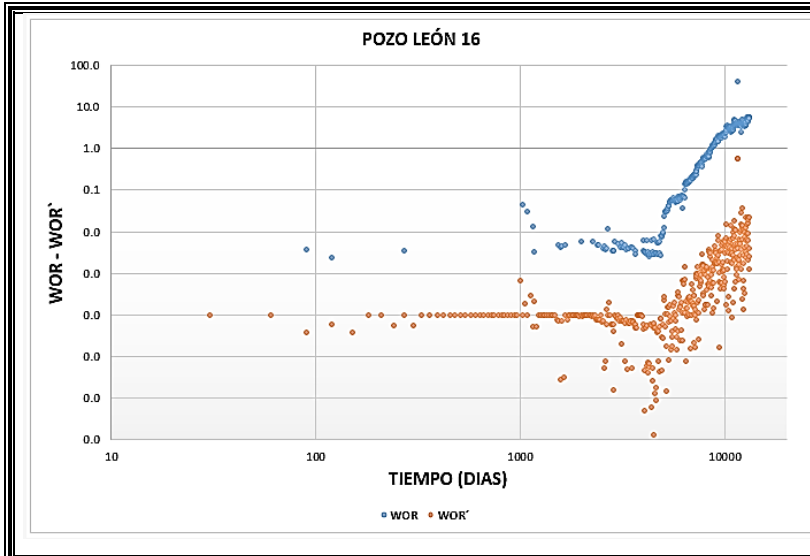
<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO HALL PLOTS</b>
<b>LE 18</b>	Activo	Llenado inicial, pobre calidad de agua o daño positivo, Fractura, Inyección normal o estable.
<b>LE 21</b>	Activo	Fase de llenado mantenido presión, fractura, Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo, Inyección normal o estable.
<b>LE 26</b>	Activo	Fase de llenado mantenido presión, Inyección normal o estable
<b>LE 27</b>	Activo	Llenado inicial, pobre calidad de agua o daño positivo.
<b>LE 33</b>	Activo	Inyección normal o estable

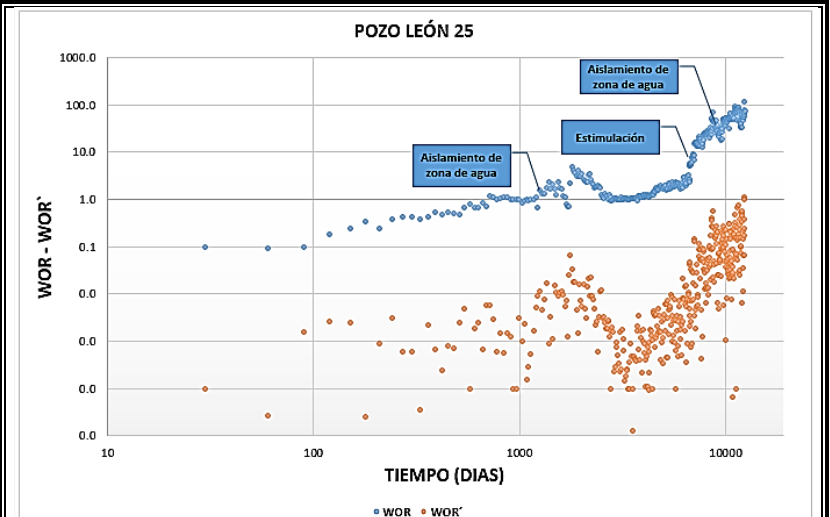
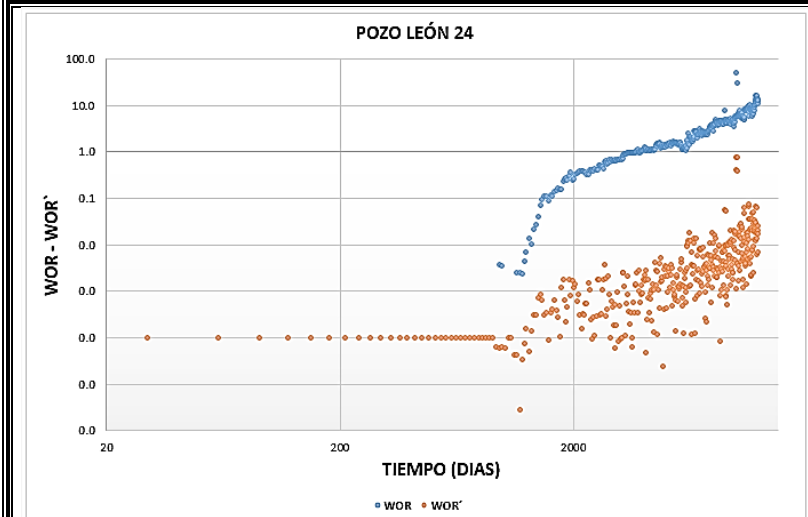
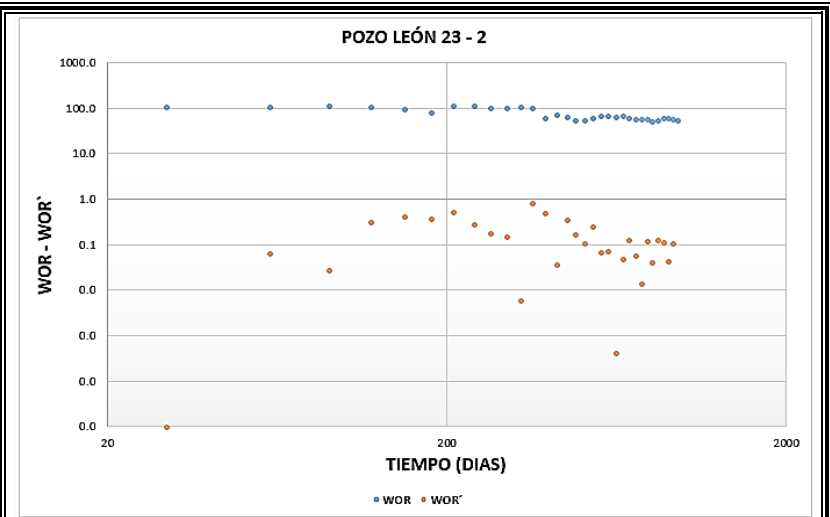
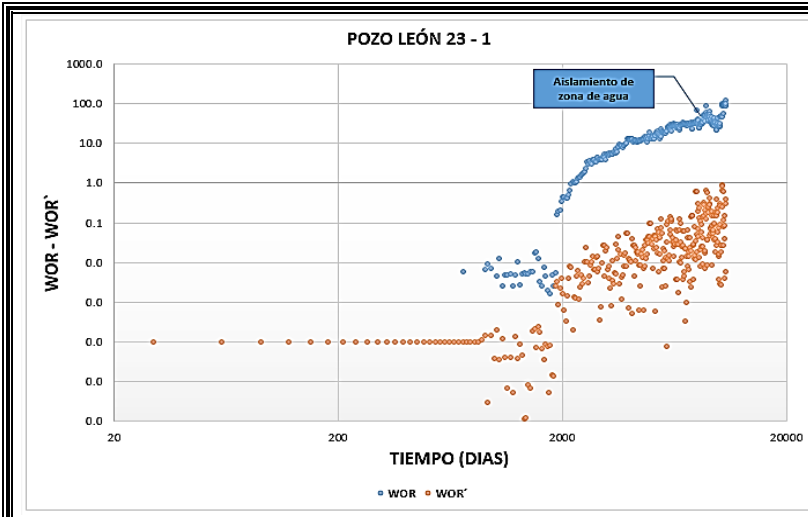
<b>LE 34</b>	Inactivo	Primer periodo: llenado inicial, Inyección normal o estable. Segundo periodo: Inyección normal o estable, taponamiento del pozo debido al daño, Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo
<b>LE 35</b>	Activo	Inyección normal o estable, taponamiento del pozo debido al daño, Inyección normal o estable.
<b>LE 37</b>	Activo	Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo
<b>LE 39</b>	Activo	Inyección normal o estable
<b>LE 41</b>	Activo	Primer periodo: llenado inicial, Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo, taponamiento del pozo debido al daño. Segundo periodo: Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo y fractura.

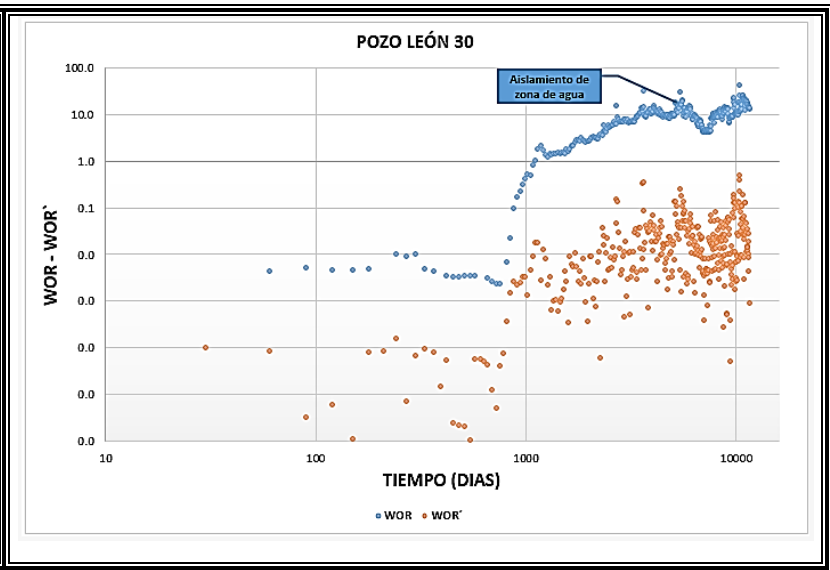
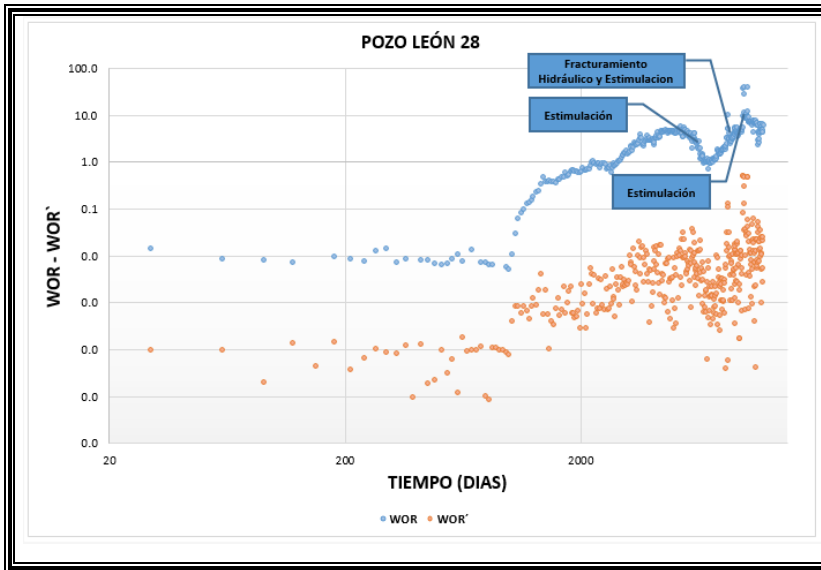
Anexo 14: Gráficas de las curvas de Chan para los pozos productores del Campo León.



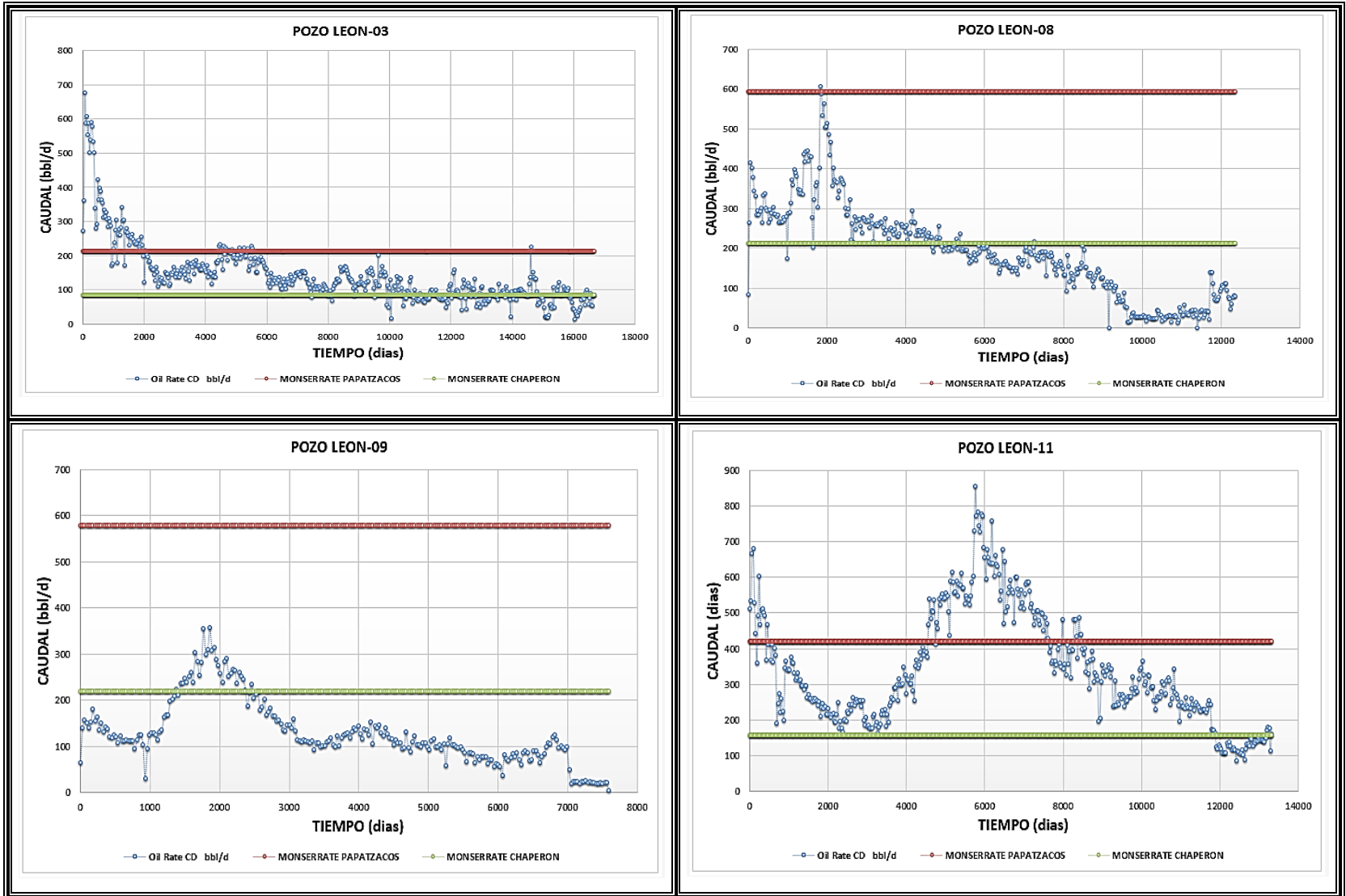




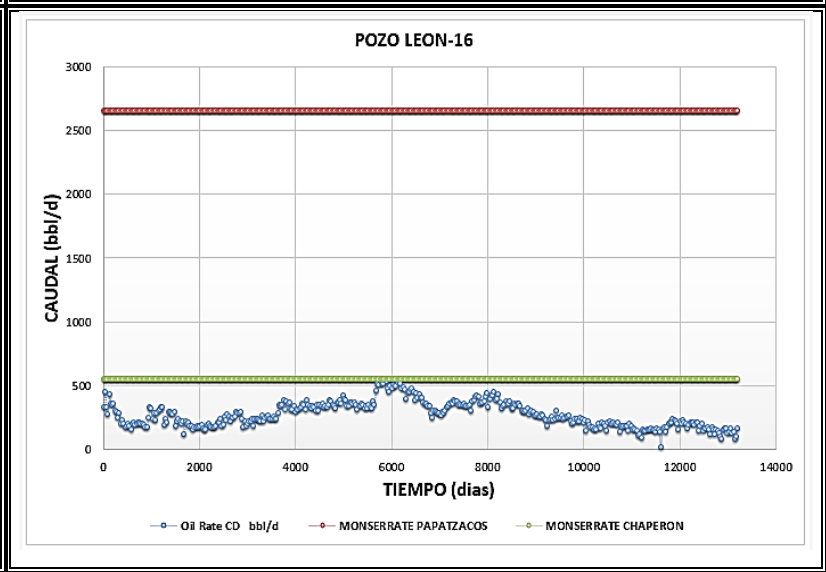
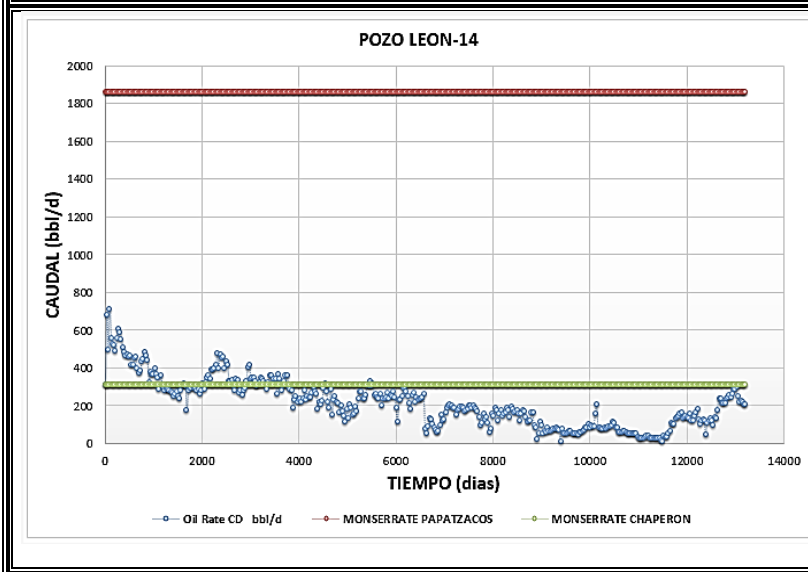
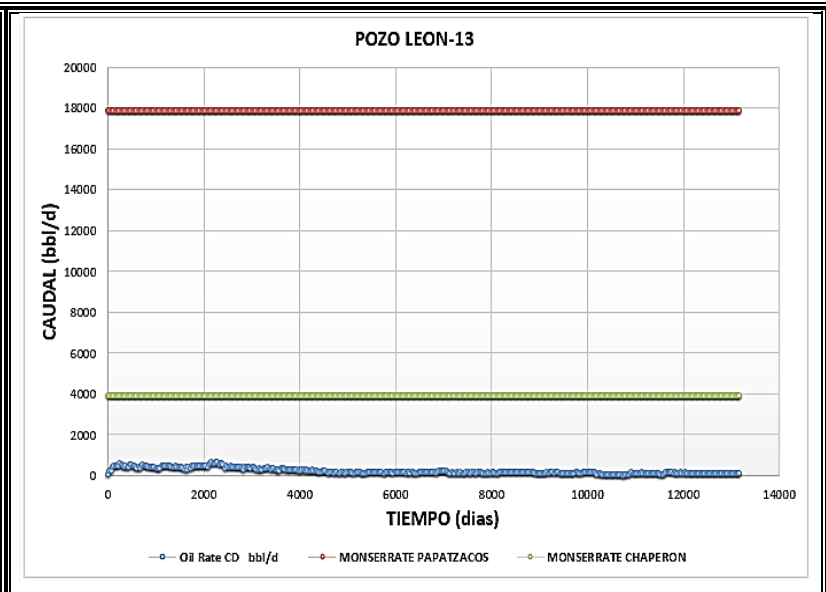
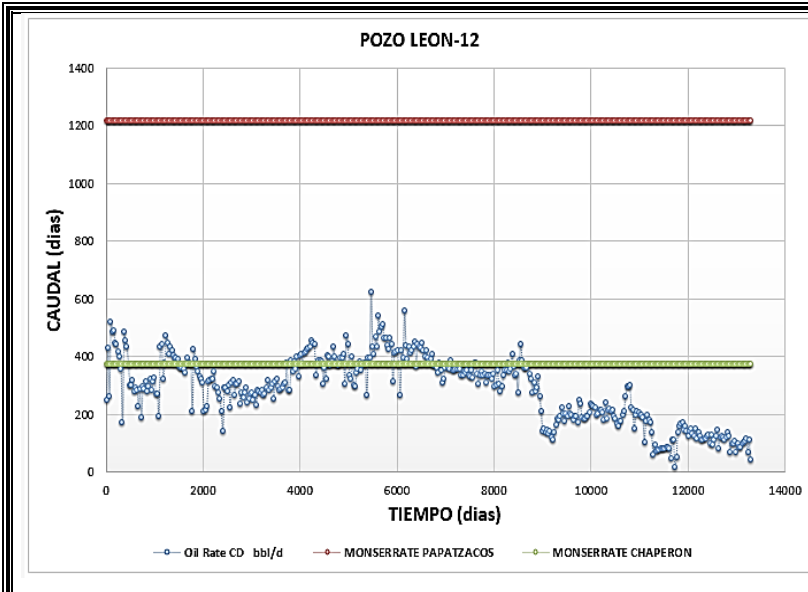


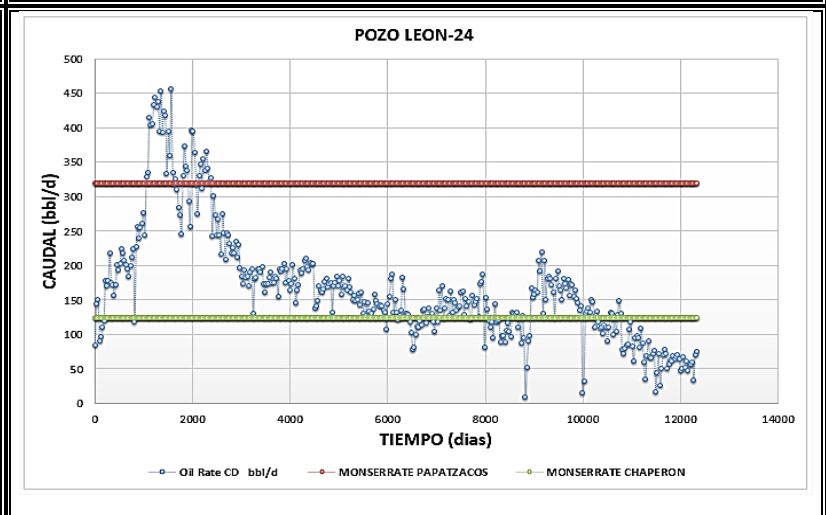
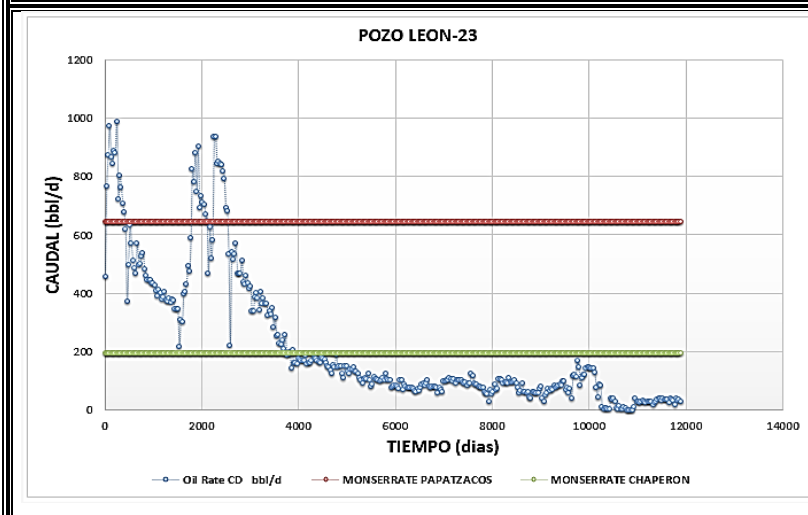
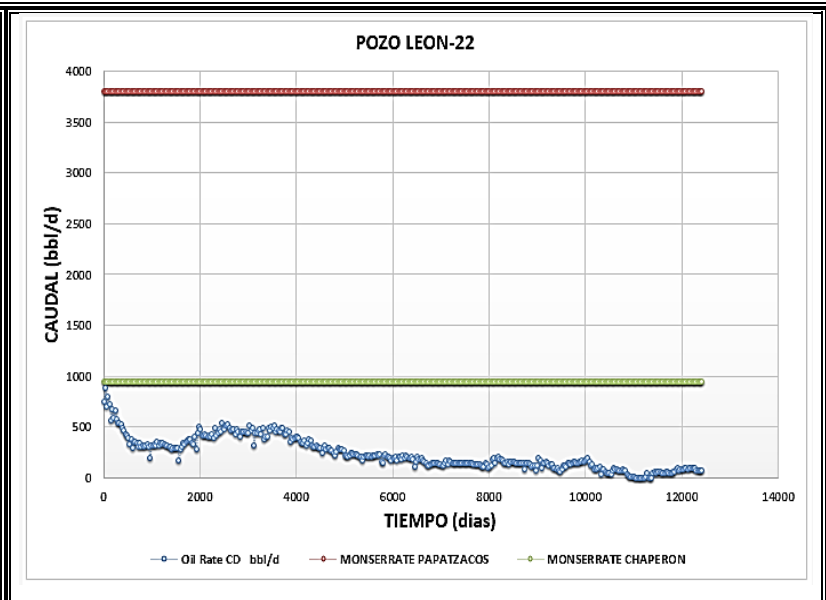
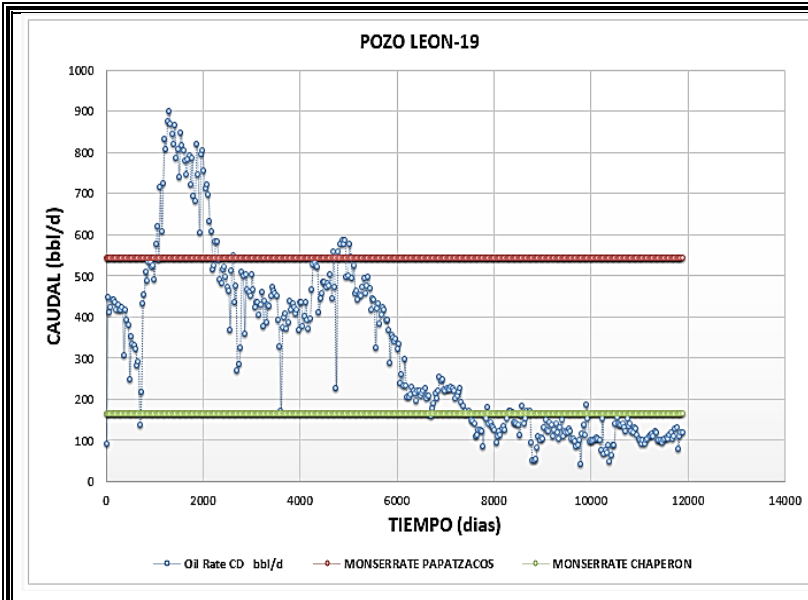


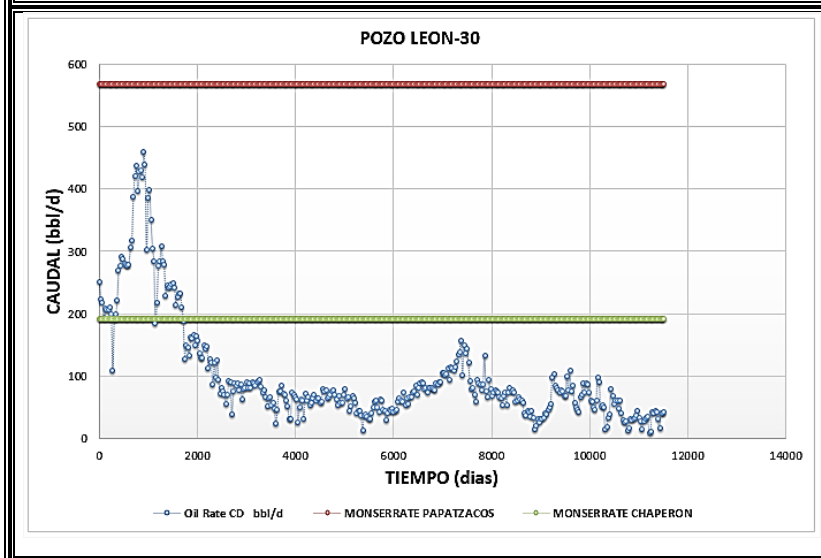
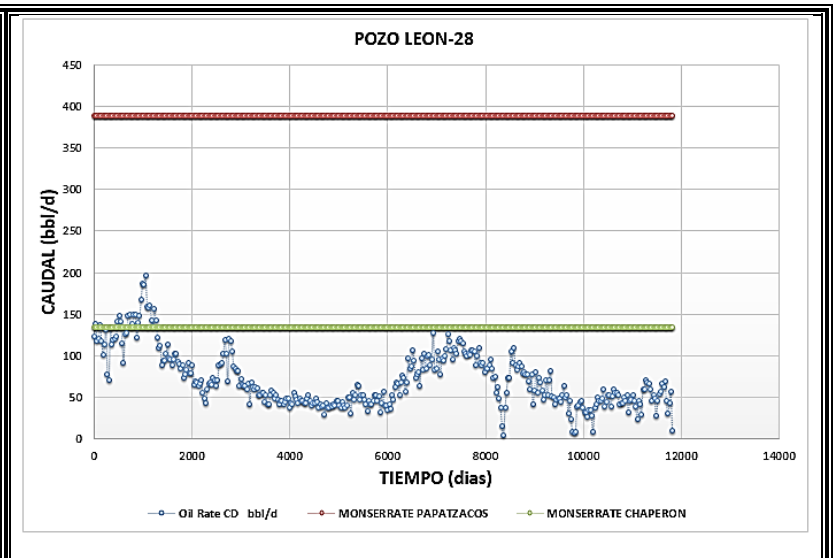
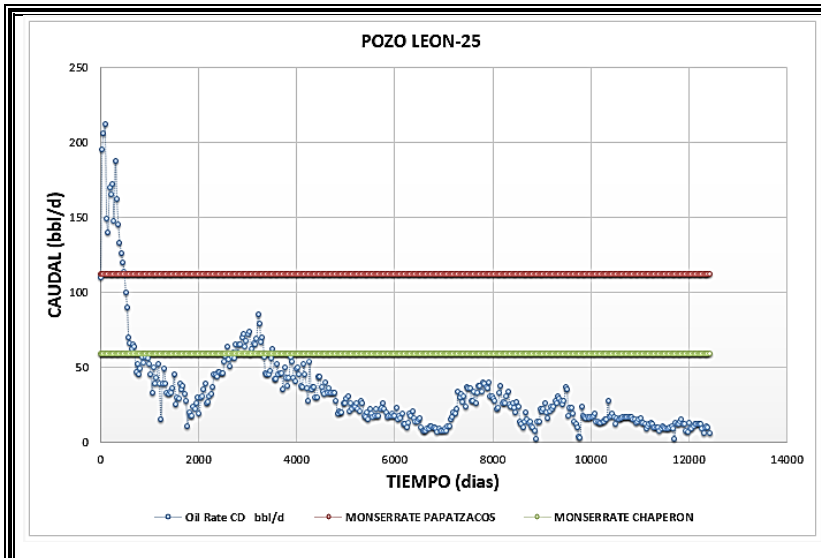
## Anexo 15: Gráficas Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para pozos productores del Campo León



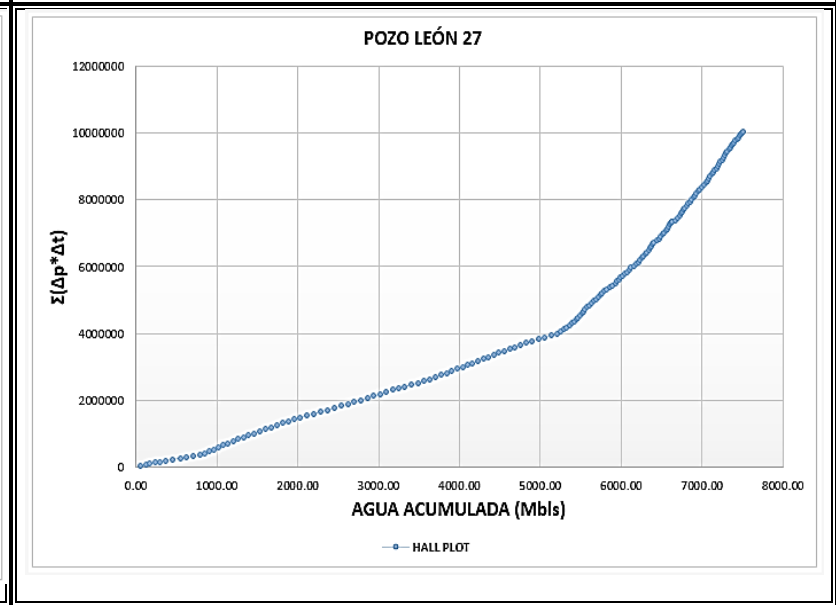
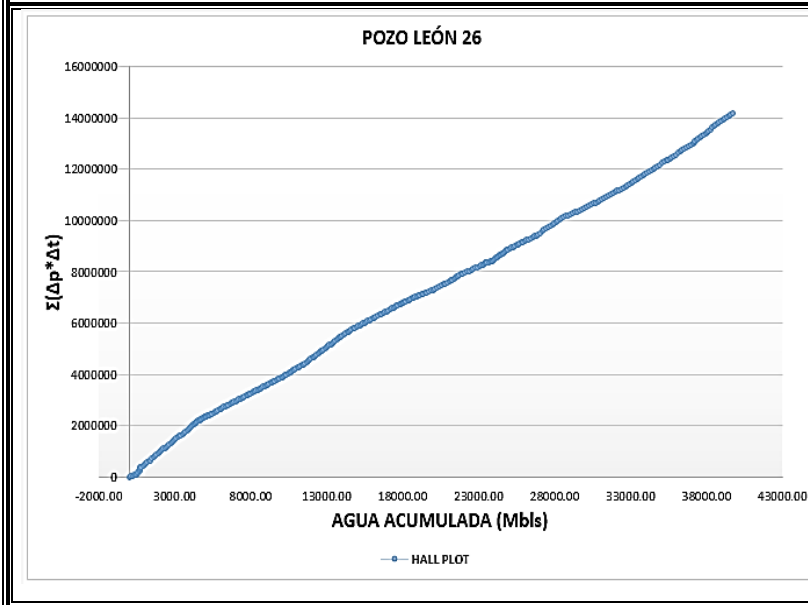
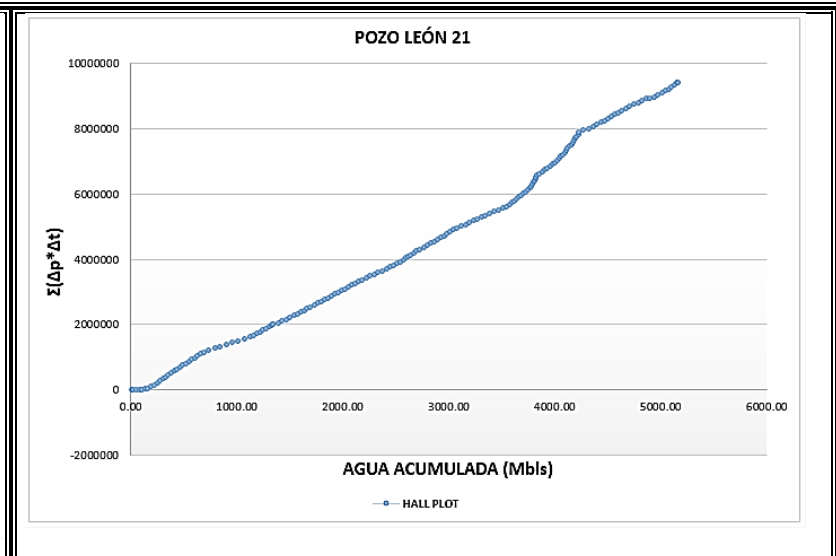
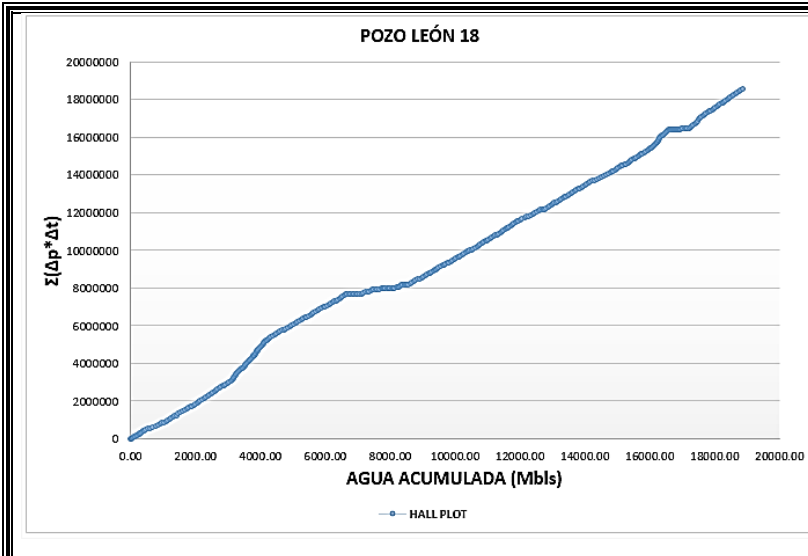


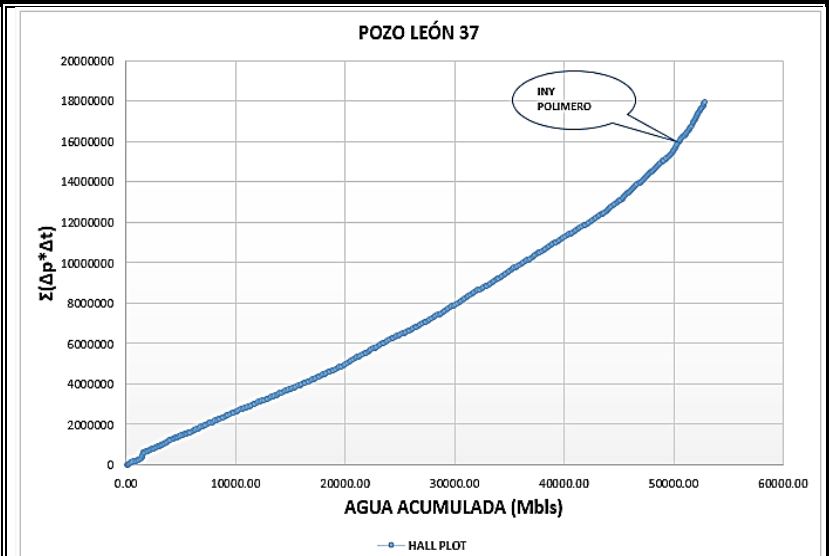
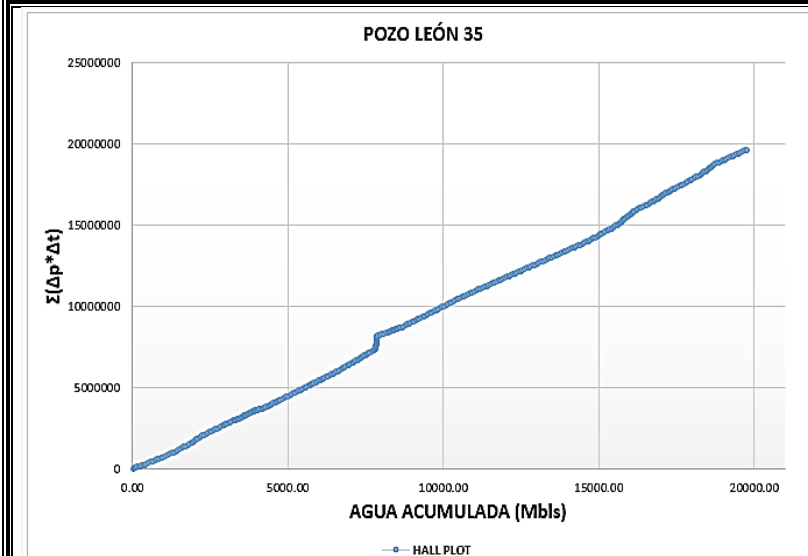
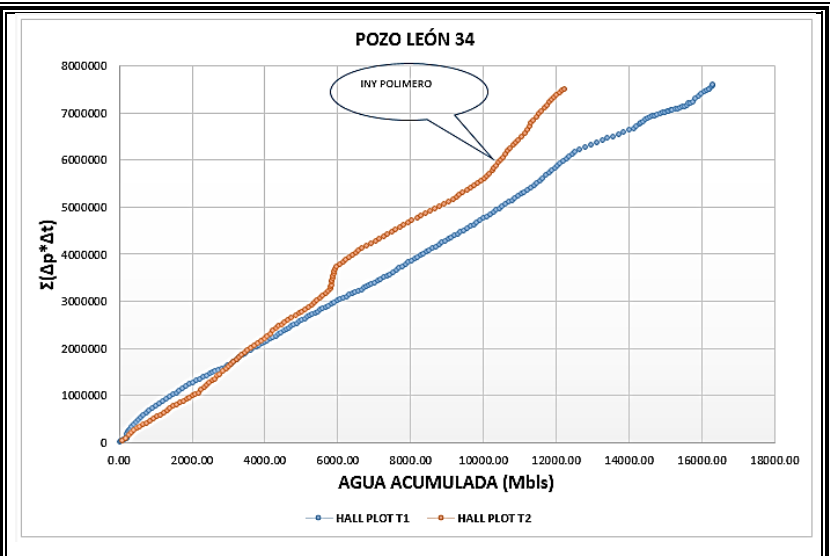
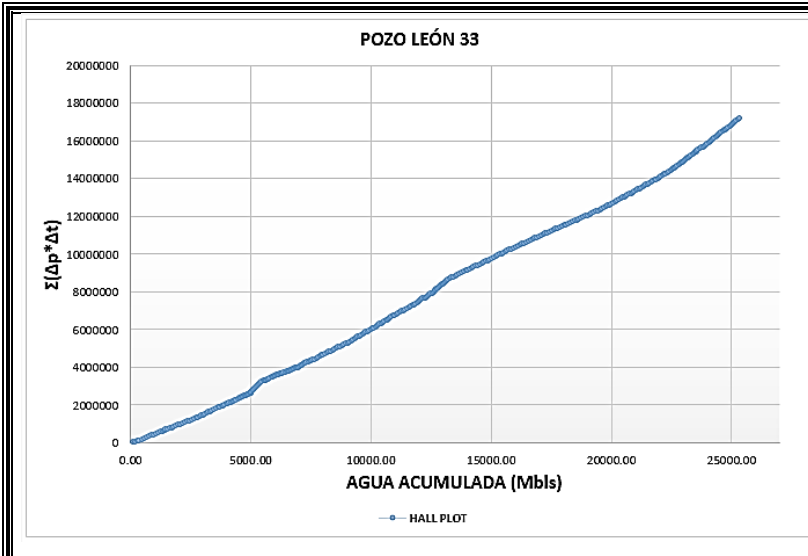


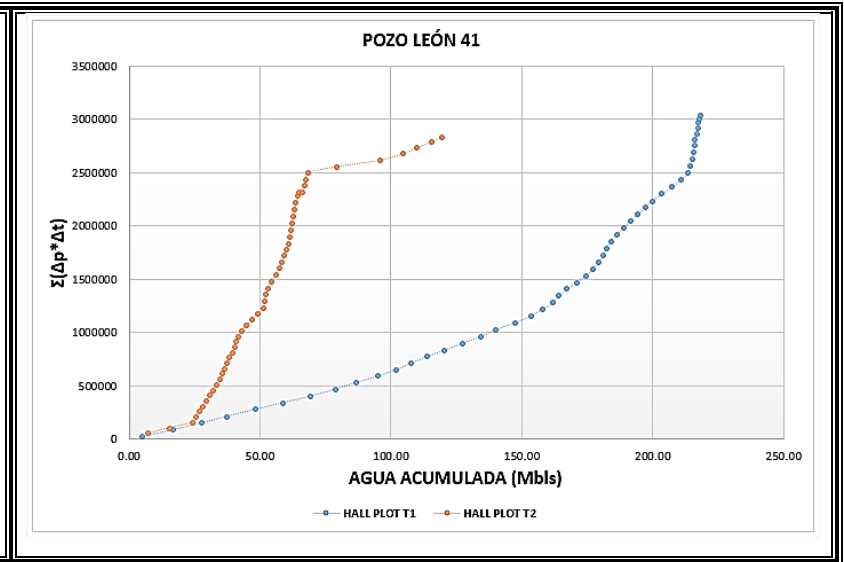
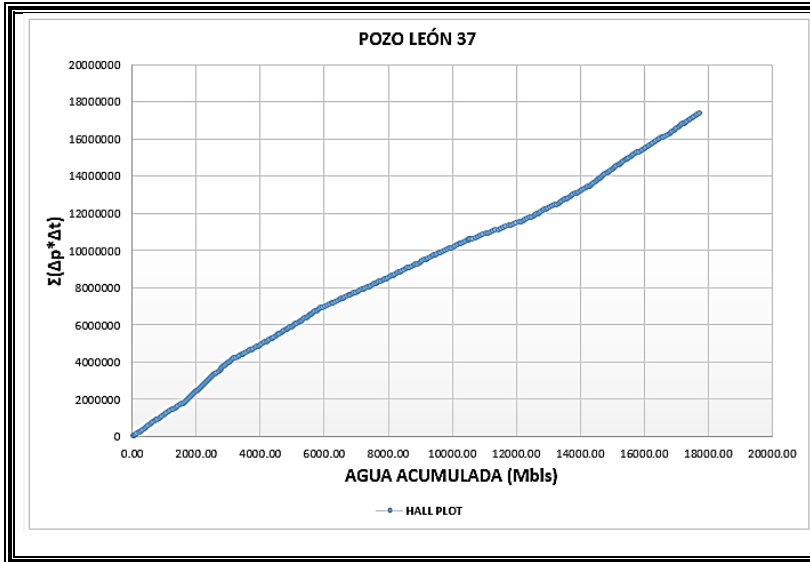




**Anexo 16: Gráficas de las Hall Plot para los pozos inyectores del Campo León.**







**Anexo 17: Tabla de intervenciones a los pozos productores del Campo Pantera**

<b>POZO</b>	<b>INTERVENCIONES POZOS PRODUCTORES</b>
<b>PAN 01</b>	Aislamiento zona de agua 1986 – Cambio de profundidad 1992 – Aislamiento de zona 1993 – Cambio de profundidad 1995 – Cambio de tipo bomba 1998 – Cambio de profundidad 2002 – Cambio a electrosumergible 2017.
<b>PAN 03</b>	Cambio de profundidad 1985 – Reparación de revestimiento 1993 – Cambio profundidad 1998, 1999 – Conversión a electrosumergible 2008 – Cambio de bomba 2013.
<b>PAN 04</b>	Aislamiento de zona 1985 – Apertura de zona 1987 – Reparación de revestimiento 1987 – Cambio de bomba 2007 – Limpieza de arena 2012.
<b>PAN 05</b>	Cambio de profundidad 1991, 1992 – Aislamiento de zona 1993, 1996 – Limpieza de arena 2013 – Recañoneo 2014
<b>PAN 06</b>	Aislamiento de zona 1985 – Cambio de profundidad 1995, 1997, 1999 – Conversión a electrosumergible 2006.
<b>PAN 09</b>	Aislamiento de zona 1985 – Cambio de profundidad 1987 – Cambio de bomba 1993 – Aislamiento de zona 1993 – Cambio de zona 1995 – Tubería rota 2012 – Bomba pegada 2013.
<b>PAN 10</b>	Aislamiento de zonas 2002, 2008 – Conversor a inyector 2017.

**Anexo 18: Curvas Chan para los pozos productores del Campo Pantera.**

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO CHAN</b>
<b>PAN 01</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>PAN 03</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>PAN 04</b>	Activo	Canalización cerca al pozo
<b>PAN 05</b>	Activo	Conificación inicial antes de aislamiento de zona y Canalización después del aislamiento.
<b>PAN 06</b>	Activo	Canalización multicapa

<b>PAN 09</b>	Activo	Desplazamiento Normal con alto corte de Agua antes del primer y segundo aislamiento de zona, posiblemente conificación después de del segundo aislamiento.
<b>PAN 10</b>	Activo	Canalización Multicapa antes de ser inyector.

**Anexo 19: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para pozos productores del Campo Pantera**

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO PAPTZACOS</b>	<b>DIAGNÓSTICO CHAPERÓN</b>	<b>AÑO INYECCIÓN</b>
<b>PAN 01</b>	Activo	No Conificado	No Conificado	2006
<b>PAN 03</b>	Activo	No Conificado	No Conificado	2006
<b>PAN 04</b>	Activo	No Conificado	No Conificado	2006
<b>PAN 05</b>	Activo	No Conificado	No Conificado	2006
<b>PAN 06</b>	Activo	No Conificado	No Conificado	2006
<b>PAN 09</b>	Activo	No Conificado	No Conificado	2006
<b>PAN 10</b>	Activo	Conificación	Conificación	2006

**Anexo 20: Tabla de intervenciones a los pozos inyectores del Campo Pantera**

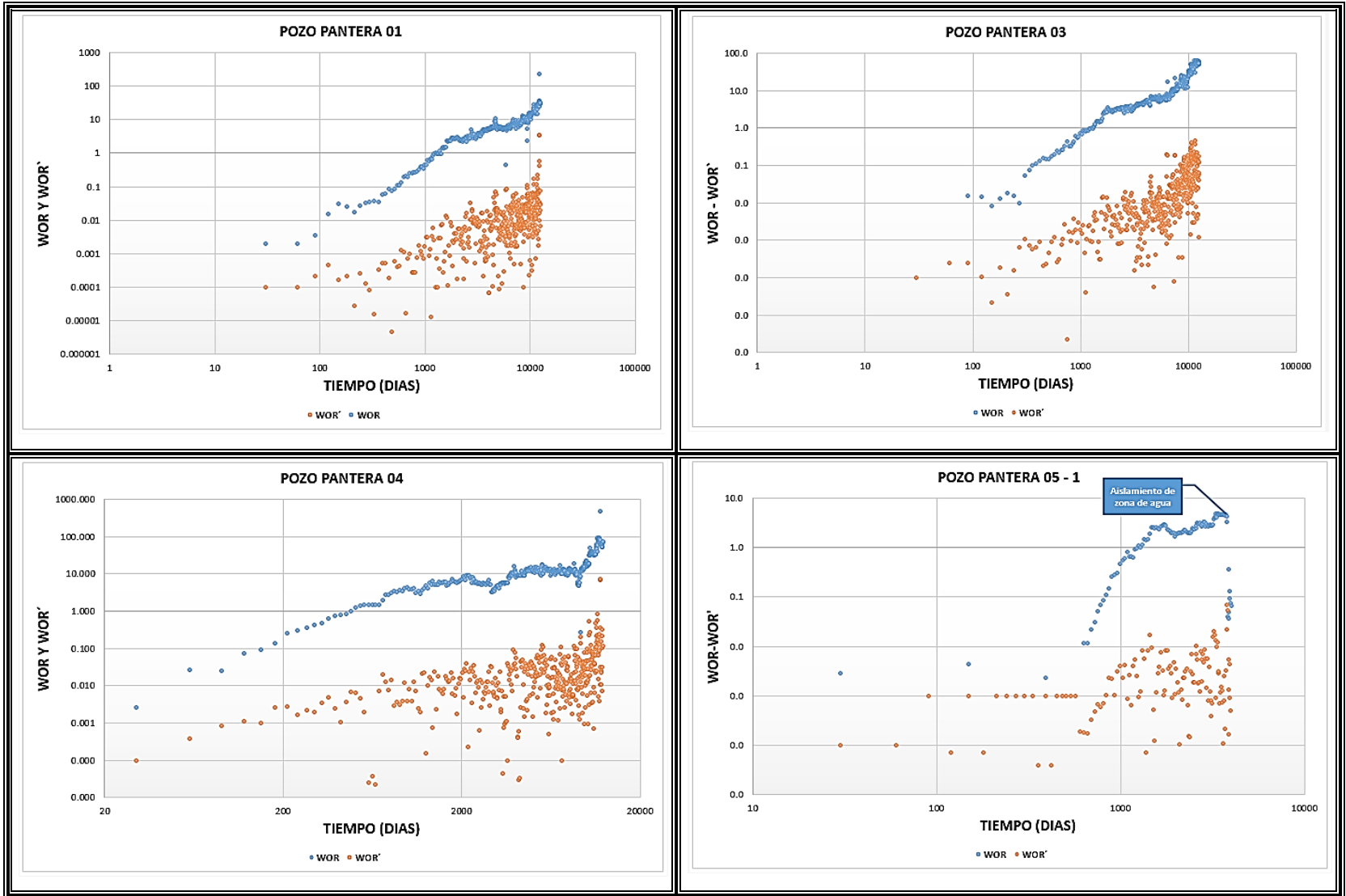
<b>POZO</b>	<b>INTERVENCIONES POZOS INYECTORES</b>
<b>PAN 02</b>	Reparación de colapsos 2007 – Cambios de sarta de inyección 2011 – Estimulación 2014, 2016

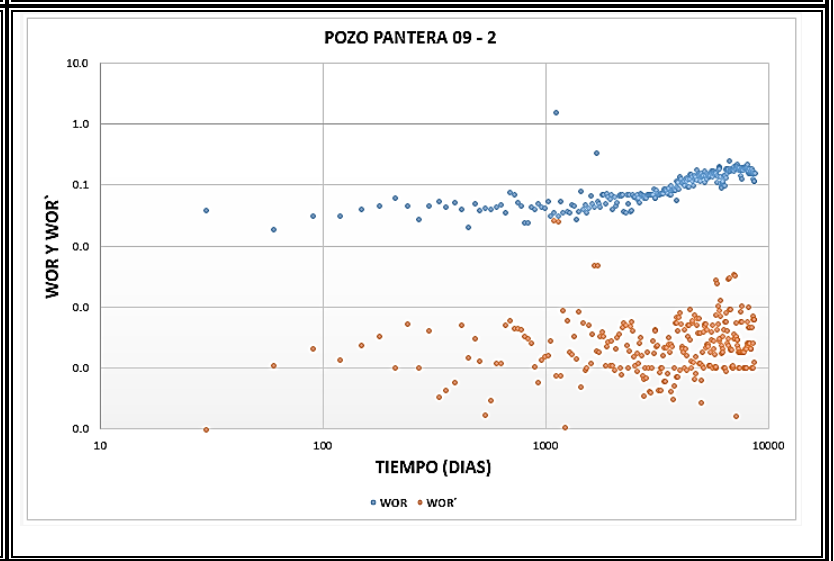
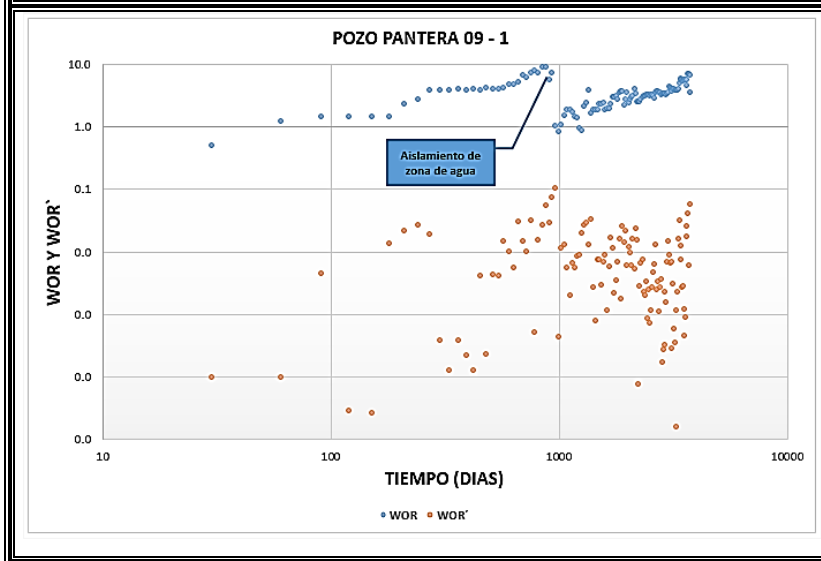
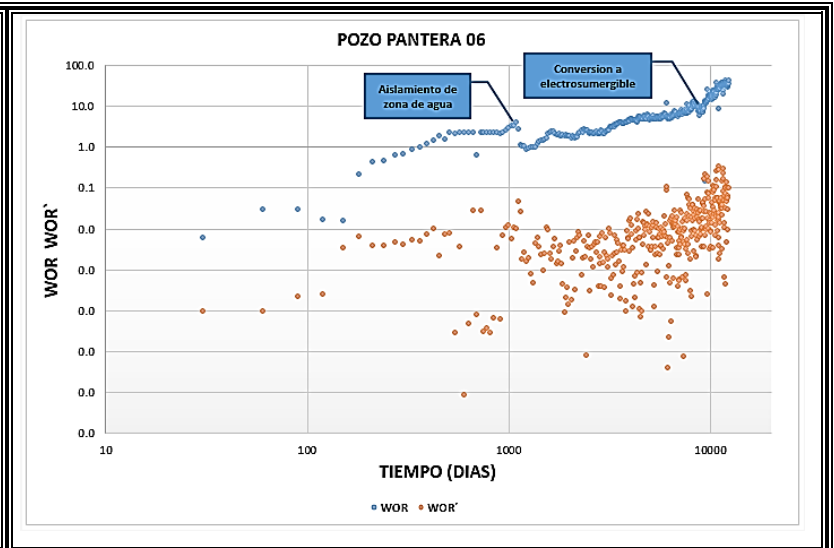
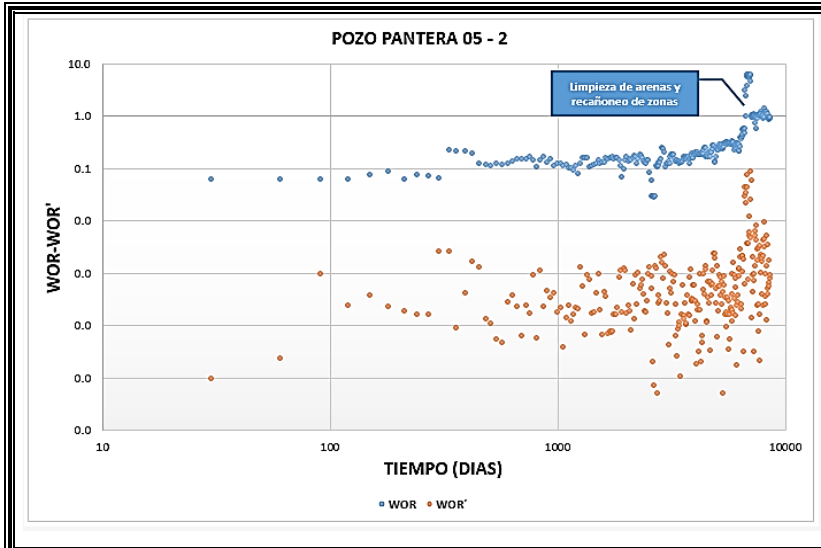
**Anexo 21: Hall Plot para los pozos inyectores del Campo Pantera**

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO HALL PLOTS</b>
<b>PAN 02</b>	Activo	Llenado inicial, Inyección normal o estable, pobre calidad de agua o daño positivo.

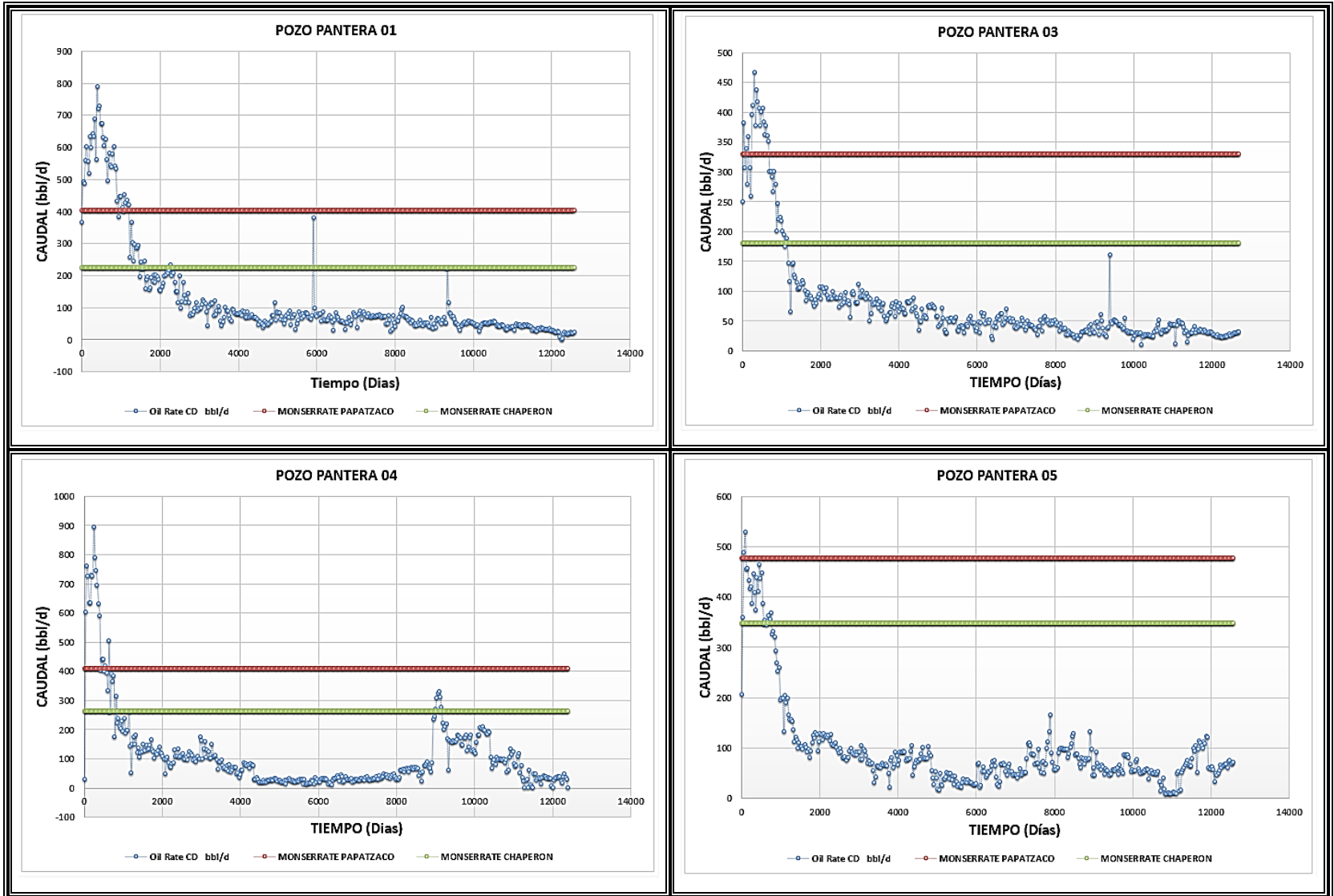


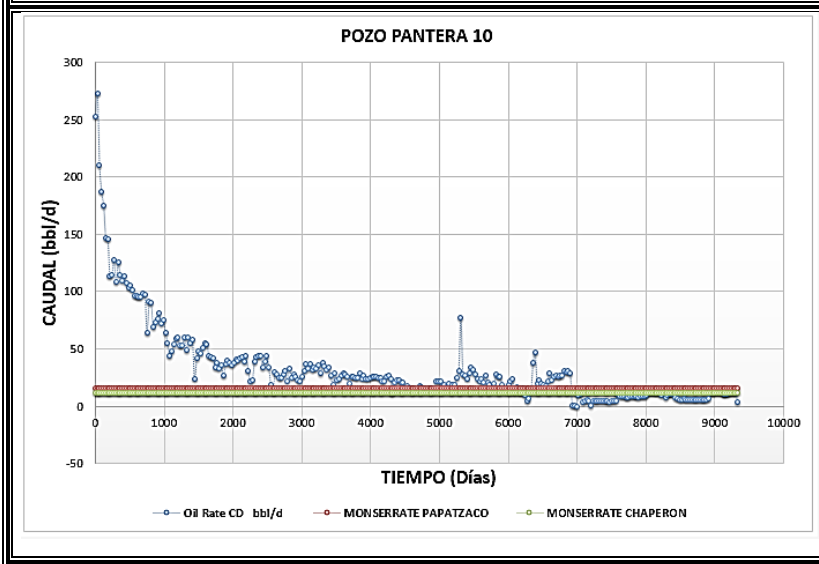
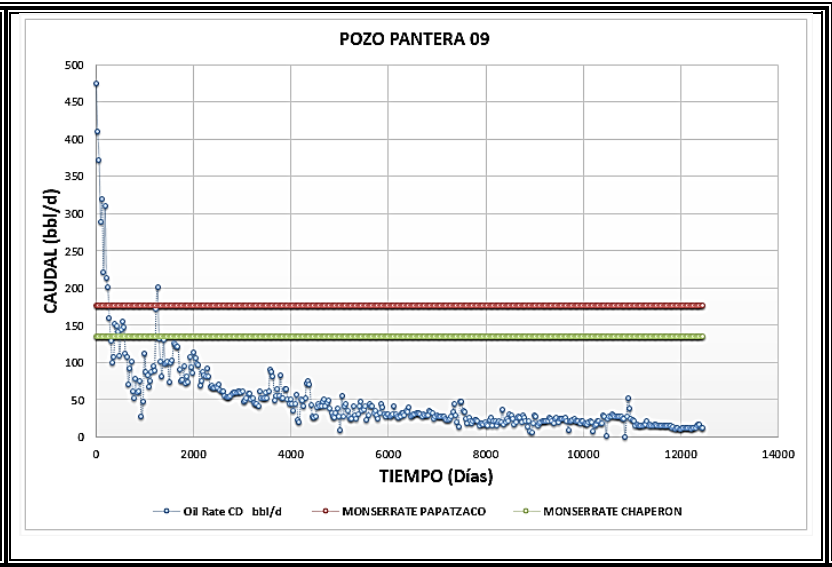
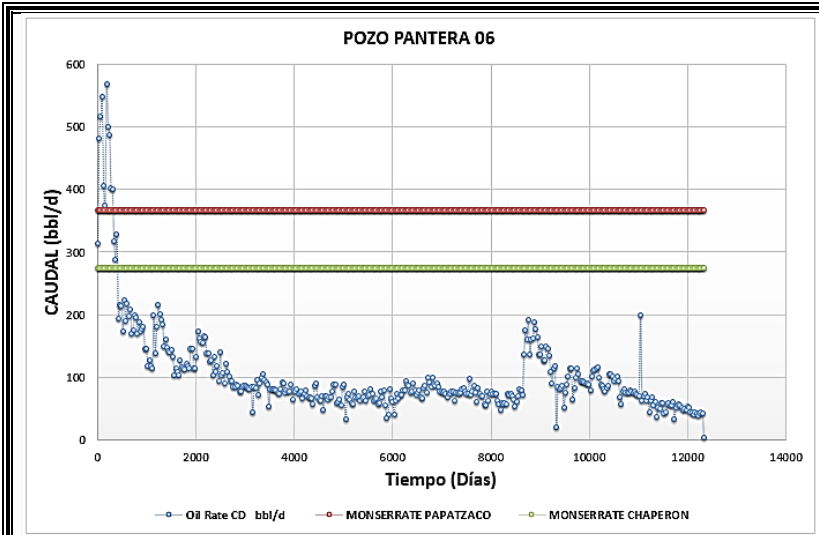
## Anexo 22: Gráficas de las curvas de Chan para los pozos productores del Campo Pantera



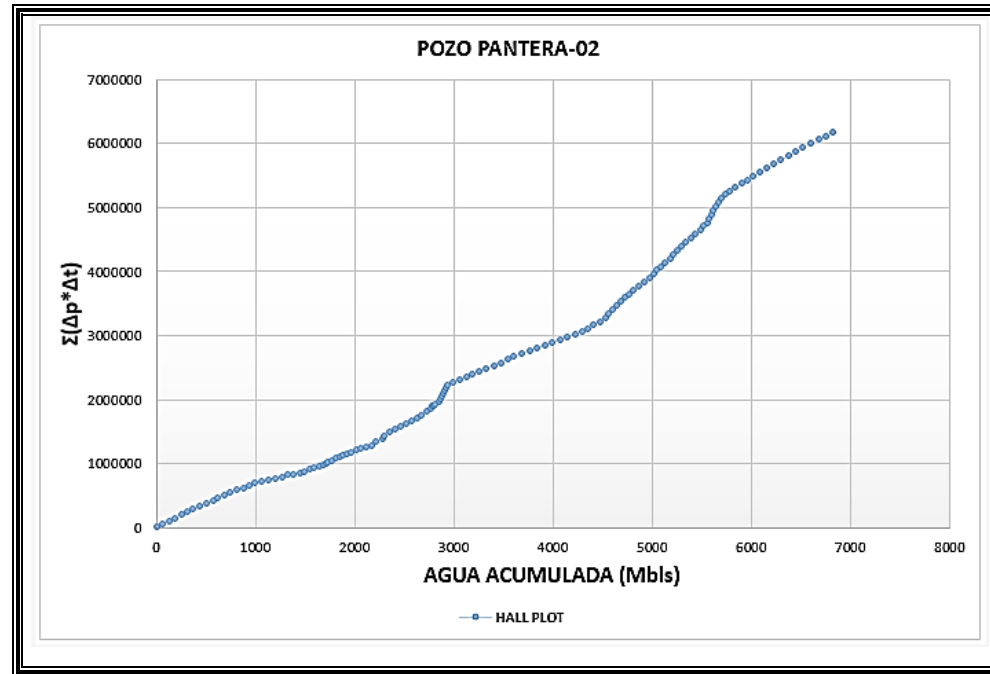


Anexo 23: Gráficas de las curvas de Chan para los pozos productores del Campo Pantera.





**Anexo 24: Gráfica de las Hall Plot para los pozos inyector del Campo Pantera**



**Anexo 25: Tabla de intervenciones a los pozos productores del Campo Tortuga**

<b>POZO</b>	<b>INTERVENCIONES POZOS PRODUCTORES</b>
<b>TOR 03</b>	Cañoneo 1983 – Aislamiento de zonas 1984 – Limpieza de arenas 1985 – Aislamiento de zonas 1986 – Cambio de profundidad 1987 – Cambio de profundidad 1991 – Cambio a electrosumergible 2008
<b>TOR 04</b>	Abandono 1984 – Cambio de profundidad 1985, 1986 – Estimulación acida 1989 – Abandono temporal 1990 – Aislamiento de zonas 1990 – Estimulación 2000 – Falla en Bomba 2013
<b>TOR 06</b>	Aislamiento de zona de agua 1983 - Abandonado 1991 – Reactivación 1992 – Cañoneo 1995 – Cambio de profundidad 1997, 1999, 2002, 2003.

**Anexo 26: Curvas Chan para los pozos productores del Campo Tortuga.**

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO CHAN</b>
<b>TOR 03</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>TOR 04</b>	Activo	Canalización Multicapa
<b>TOR 06</b>	Activo	Canalización Multicapa

**Anexo 27: Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para pozos productores del Campo Tortuga**

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO PAPATZACOS</b>	<b>DIAGNÓSTICO CHAPERÓN</b>	<b>AÑO INYECCIÓN</b>
<b>TOR 03</b>	Activo	No Conificado	No Conificado	1986 - 2003
<b>TOR 04</b>	Activo	No Conificado	No Conificado	-
<b>TOR 06</b>	Activo	No Conificado	No Conificado	-

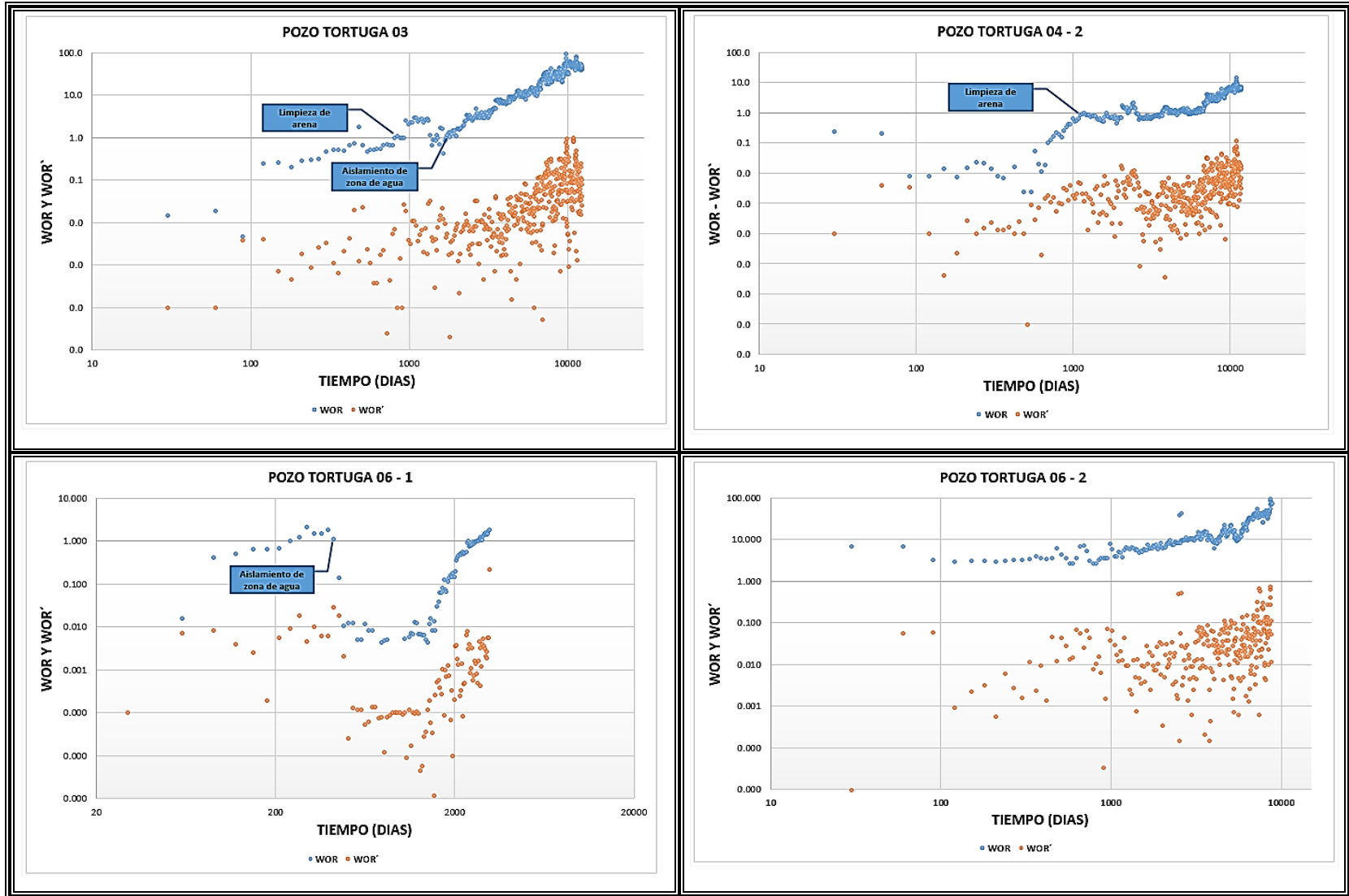
**Anexo 28: Tabla de intervenciones a los pozos inyectoros del Campo Tortuga**

<b>POZO</b>	<b>INTERVENCIONES POZOS INYECTORES</b>
<b>TOR 08</b>	Profundización 1987 – Mantenimiento 1990 – Reactivación de zonas 2001 – Estimulación acida 2010 – Limpieza de arenas 2014 – Estimulación 2014 – Estimulación 2016.
<b>TOR 13</b>	Cañoneo 1986 – Profundización de empaque 1986, 1987 – Aislamiento de zonas 1987 – Cambio de inyección selectiva 1988 – Cambio de inyección full open 1990 – Cambio de profundidad 1990 – profundización de empaque 1998 – Estimulación 2010, 2011 – Mantenimiento de sarta 2014 – Estimulación 2016.

**Anexo 29: Hall Plot para los pozos inyectoros del Campo Tortuga**

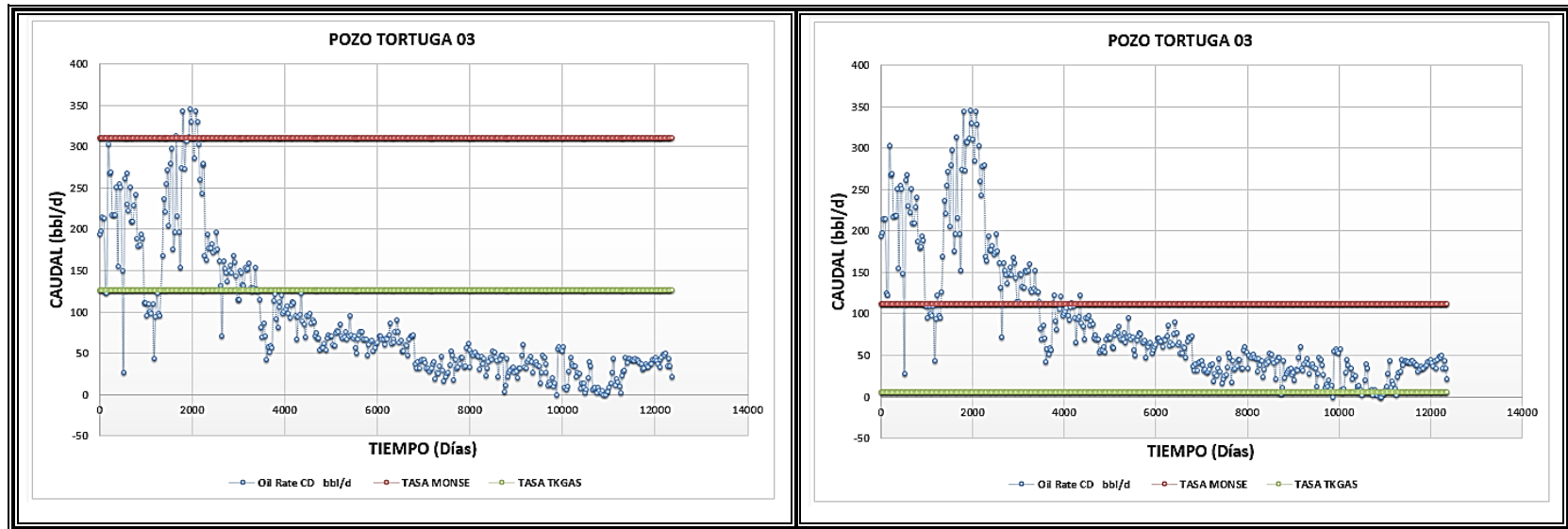
<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>DIAGNÓSTICO HALL PLOTS</b>
<b>TOR 08</b>	Activo	Llenado inicial, pobre calidad de agua o daño positivo, Inyección normal o estable.
<b>TOR 13</b>	Activo	Llenado inicial, Fractura, Inyección normal o estable.

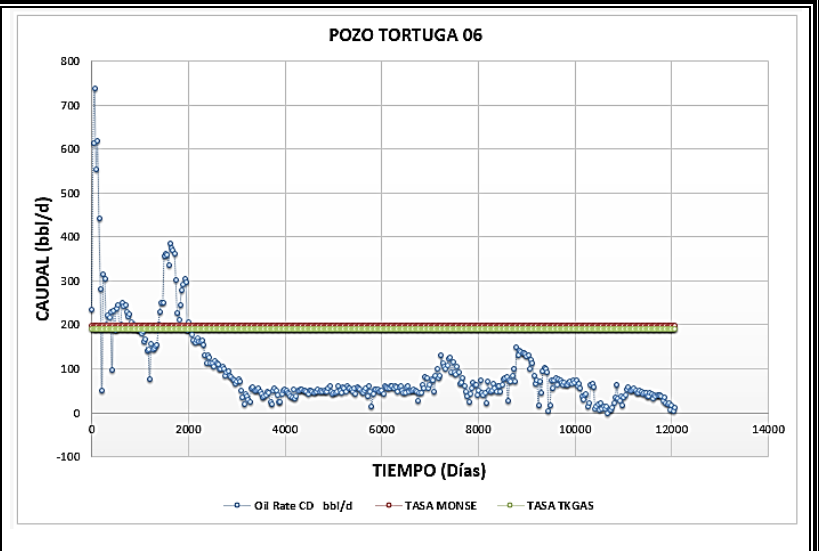
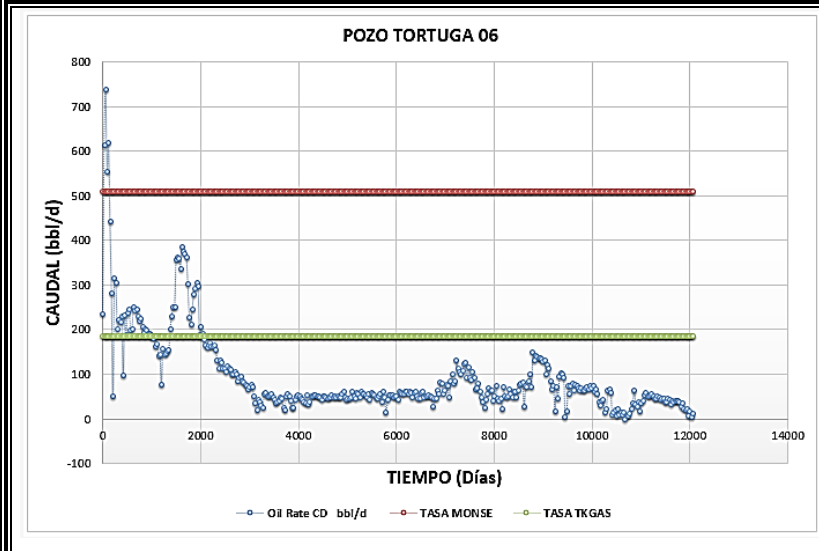
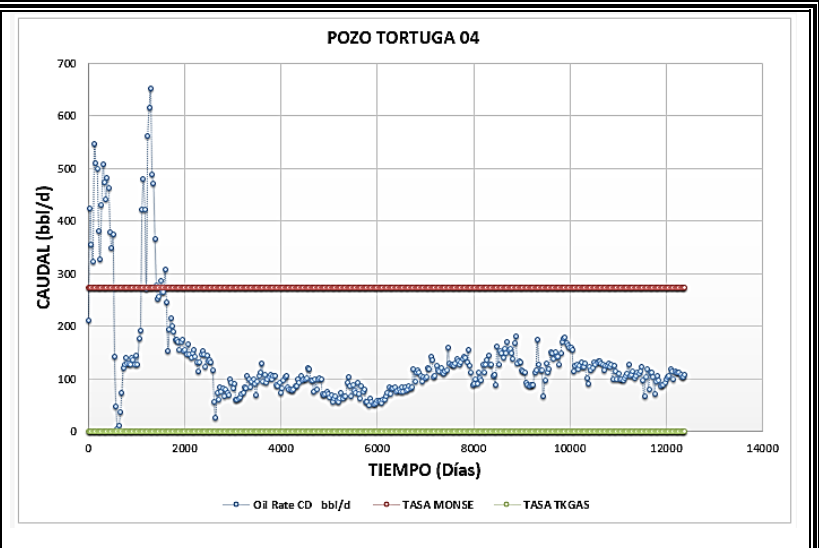
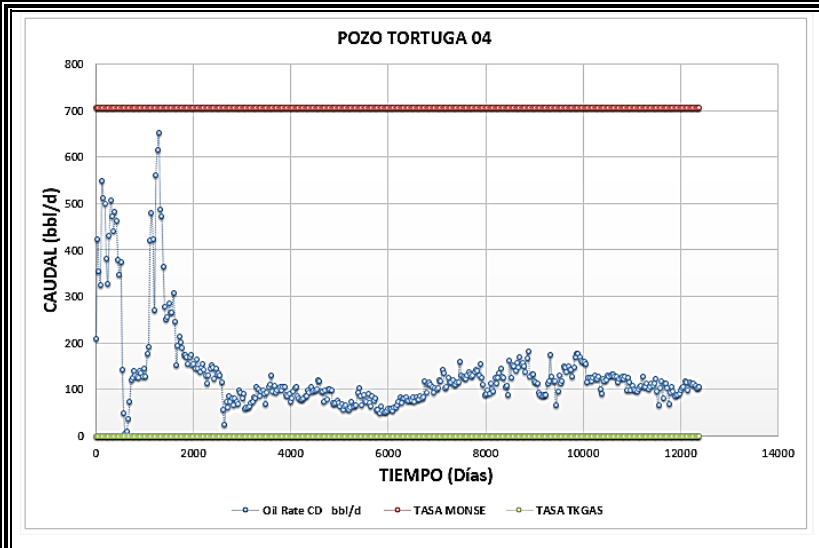
### Anexo 30: Gráficas de las curvas de Chan para los pozos productores del Campo Tortuga





### Anexo 31: Gráficas Diagnóstico Papatzacos y Chaperón para pozos productores del Campo Tortuga





### Anexo 32: Gráficas de las Hall Plot para los pozos inyectores del Campo Tortuga

