



**“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL TAPONAMIENTO DE POZOS INYECTORES
DEL CAMPO CAÑO LIMÓN – ARAUCA”
OCCIDENTAL DE COLOMBIA Inc. “OXYCOL”
PRÁCTICA EMPRESARIAL**

LUZMILA NIÑO HERNÁNDEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
Bucaramanga, 2004**

**“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL TAPONAMIENTO DE POZOS INYECTORES
DEL CAMPO CAÑO LIMÓN – ARAUCA”.
OCCIDENTAL DE COLOMBIA Inc. “OXYCOL”
PRÁCTICA EMPRESARIAL**

LUZMILA NIÑO HERNANDEZ

Trabajo de grado modalidad Práctica Empresarial para optar el título de
Ingeniero de Petróleos

Tutor
Martín Bravo Florez
Ingeniero Senior de Operaciones
Occidental de Colombia Inc.

Tutor
Samuel Fernando Muñoz Navarro
Ingeniero de Petróleos
Escuela Ingeniería de Petróleos - UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
Bucaramanga, 2004**

DEDICATORIA

A Dios por ser el compañero incondicional y mi constante guía, quien me concede el privilegio de la vida y me ofrece lo necesario para lograr mis metas.

A mis padres Juan de la Cruz y Luzmila y a mis hermanos quienes me aconsejan, me imparten valores para conducirme correctamente y me ofrecen el sabio consejo en el momento preciso brindándome la oportunidad de alcanzar las metas que me he propuesto.

A Jorge A. García por su amor, paciencia y apoyo incondicional en todo momento.

A los amigos incondicionales, quienes hacen parte de mi formación y quienes me apoyaron constantemente y compartieron conmigo los mejores momentos.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por iluminarme y brindarme toda la sabiduría necesaria en los momentos en que sentía derrumbarme.

Al ingeniero Martín Bravo por su constante apoyo, por brindarme todo su conocimiento y darme la oportunidad de crecer como persona y como Ingeniero.

A Occidental de Colombia Inc., por la gran oportunidad de adquirir la experiencia y conocimientos que complementaron mi desarrollo como ingeniero de Petróleos.

A los ingenieros Gabriel Acevedo, Carlos Santos, Norberto Díaz y a Armando Acevedo, que con su paciencia y valiosos conocimientos hicieron que mi práctica en Caño Limón fuese tan importante y valiosa para mi crecimiento como ingeniera y como persona.

A todas aquellas personas que aportaron su granito de arena para construir y lograr esta meta.

A los mejores amigos, Jean Carlos, Danny, Federico, Milena, Patricia, Gloria y Johan quienes siempre estuvieron ahí.

CONTENIDO

Pág

LISTA DE TABLAS	
LISTA DE FIGURAS	
LISTA DE ANEXOS	
NOMENCLATURA	
RESUMEN	
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	3
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	3
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO	5
1.3 GEOLOGÍA DE LA REGIÓN	7
1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO	11
2. FACTORES QUE CONTROLAN LA RECUPERACIÓN EN UNA INYECCIÓN DE AGUA	16
2.1 INFLUENCIA DE LA GEOLOGÍA DEL YACIMIENTO	16
2.2 ESTRUCTURA	16
2.3 PERMEABILIDAD	19
2.4 SATURACIONES DE FLUIDOS	20
2.5 MOVILIDAD DE LOS FLUIDOS	20
2.6 EFICIENCIA BARRIDO AREAL	21
2.7 CONTROL DE LA TASA DE INYECCIÓN	22
2.8 AGUA DE INYECCIÓN	24
2.8.1 Compatibilidad del Agua.	24
2.8.2 Tratamiento del Agua de Inyección.	24

2.9 PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA	25
3. PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA	27
3.1 DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO EN SUPERFICIE	27
3.2 EQUIPOS E INSTRUMENTACIÓN	28
3.2.1 Celdas de Flotación S-701 A/B/C.	28
3.2.2 Bombas "BOOSTER" P-791 A/B/C.	29
3.2.3 Filtros Silver Band F-790 A/B/C.	29
3.2.4 Tanques de Cabeza T-790A/B.	37
3.2.5 Bombas de Inyección P-790A/C.	39
3.2.6 Tanque de Recirculación T-791A/B y Bombas de Recirculación P-792A/B.	41
3.2.7 Instrumentación en Línea.	42
3.2.8 Pozos Inyectores.	44
3.2.9 Controles Químicos.	45
3.2.1 Sistema Eléctrico Planta de Inyección de Agua.	46
3.3 CONTROL DE CALIDAD DE AGUA DE INYECCIÓN	47
4. HISTORIA DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPO CAÑO LIMÓN	50
4.1 MATANEGRA 16 (MN-16)	52
4.2 MATANEGRA 10 (MN-10)	62
4.3 MATANEGRA 27 (MN-27)	64
4.4 MATANEGRA 36 (MN-36)	66
4.5 LA YUCA 16 (LY-16)	72
5 PRINCIPALES PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA INYECCIÓN DE AGUA	74
5.1 MÉTODO DE HALL Y HEARN	75
5.1.1 Hall Plot.	76
5.1.2 Hearn Plot.	79
5.2 ANÁLISIS HALL Y HEARN POZOS INYECTORES CAMPO CAÑO LIMÓN	82

5.2.1 Matanegra 16.	82
5.2.2 Matanegra 36.	83
5.3 DESEMPEÑO DEL AGUA INYECTADA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN	84
5.4 PERDIDA DE INYECTIVIDAD CAUSADA POR MOVILIZACIÓN DE ARENAS	88
5.5 MECANISMOS DEL PROBLEMA DE TAPONAMIENTO DE LA FORMACIÓN	88
5.5.1 Condiciones Mecánicas de la Roca.	92
5.5.2 Flujo Cruzado entre capas.	93
5.5.3 Asentamiento de Partículas durante Periodos de cierre.	93
5.5.4 Perdidas repentinas en el Pozo.	95
6 CONCLUSIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	101
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades Promedio del Yacimiento	11
Tabla 2. Porosidades Promedio del Campo Caño Limón	14
Tabla 3. Porosidades Promedio de las Arenas en Matanegra	14
Tabla 4. Presiones de Yacimiento Campo Caño Limón	15
Tabla 5. Propiedades Promedio del Fluido en Matanegra	15
Tabla 6. Permeabilidades Promedio de las Arenas en Matanegra	19
Tabla 7. Caídas de Presión a través del Filtro	31
Tabla 8. Parámetros de Yacimiento esperados Pozo MN-16	53
Tabla 9. Resultados Registro de Producción e Inyección Pozo MN-16	60
Tabla 10. Topes de Formación y Espesores Netos esperados en MN-36	67
Tabla 11. Intervalos Cañoneados en el Pozo MN-36	68
Tabla 12. Condiciones de Inyección MN-36 PLT Abril 19,2003	70
Tabla 13. Velocidades de Fluido en Perforaciones según ILT Abril/2003	71
Tabla 14. Parámetros de Control de Calidad del Agua de Inyección	85

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa Localización Campo Caño Limón	6
Figura 2. Mapa Localización Campos en el Bloque Cravo Norte	6
Figura 3. Mapa Estructural del Campo Caño Limón Tope de Carbonera Inferior	8
Figura 4. Columna Estratigráfica Campo Caño Limón	9
Figura 5. Ambientes depositacionales de la Formación Carbonera y del Cretáceo	13
Figura 6. Ciclo de Filtración	31
Figura 7. Ciclo de Regeneración – Fluidización	33
Figura 8. Ciclo de Regeneración – Descarga	34
Figura 9. Ciclo de Regeneración – Normalización	36
Figura 10. Hall Plot	79
Figura 11. Hearn Plot	81
Figura 12. Representación gráfica del Taponamiento de la Formación	89

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Mapas Estructurales del Bloque Matanegra	104
Anexo 2. Facilidades de Producción y Planta de Inyección de Agua Campo Caño Limón	108
Anexo 3. Análisis Pozo MN-16	112
Anexo 4. Análisis Pozo MN-36	125
Anexo 5. Gráficas Monitoreo Calidad del Agua de Inyección	140

NOMENCLATURA

- B_w : Factor volumétrico de formación del agua
- h : Espesor de la formación (pies)
- K_w : Permeabilidad al agua (md)
- m : Pendiente del Hall Plot ((psi-día)/Bbls)
- M : Movilidad
- P_e : Presión de yacimiento (psi)
- P_w : Presión de inyección en punto medio de perforaciones
- q : Tasa (Bbls/día)
- r_e : Radio externo de drenaje (pies)
- r_w : Radio del pozo (pies)
- r_{wa} : Radio aparente del pozo (pies)
- S : Daño
- S_g : Saturación inicial de gas
- S_{wc} : Saturación de agua connata
- W_i : Cumulativo de agua inyectada (Bbls)
- ΔP : Diferencia de presión entre la presión de yacimiento y la presión en la cara de la formación.
- Φ : Porosidad
- μ : Viscosidad
- t : Tiempo,
- I_{inj} : Índice de inyectividad,
- C_w : Comprensibilidad de el agua,
- V_o : Volumen del pozo,
- ΔP : Diferencia de presión en cabeza entre el tiempo t y la presión estática de cierre y ΔP_o lo mismo a $t = 0$.

RESUMEN

TÍTULO: “ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL TAPONAMIENTO DE POZOS INYECTORES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN – ARAUCA”¹

AUTOR: Luzmila Niño Hernández**.

PALABRAS CLAVES: Inyección de agua, pérdida Inyectividad, taponamiento de pozos inyectores.

DESCRIPCIÓN

Uno de los mayores problemas que puede presentar un proyecto de inyección de agua es el taponamiento de los pozos inyectores, es decir, una pérdida de la inyectividad del fluido. Esta tesis presenta un estudio de la pérdida de inyectividad de los pozos inyectores de agua del campo Caño Limón (CL) operado por Occidental de Colombia en Arauca; analizando y evaluando las posibles causas del taponamiento de los pozos inyectores que forman parte del programa de mantenimiento de presión por inyección de agua.

Análisis anteriores enfocan esta pérdida de inyectividad a la migración de partículas suspendidas en el agua de inyección o incompatibilidad de este fluido con la formación es decir la calidad del agua inyectada. Sin embargo en algunas formaciones poco consolidadas como en el caso del campo CL, otro mecanismo puede ser la movilización de arenas y problemas generados por los cierres repentinos de campo.

La vida de los pozos inyectores es revisada completamente y las razones de las pérdidas de inyectividad son establecidas. La incorporación del análisis Hall Plot como herramienta de monitoreo de los pozos nos permitió identificar los posibles daños en la formación o fracturamientos ocurridos en cada pozo. Con base en estas gráficas y correlacionando esta información con la base de datos de los principales eventos del campo, las condiciones de operación y los trabajos realizados a cada pozo; se puede concluir que la pérdida de inyectividad del campo CL está directamente relacionada con los eventos del sistema eléctrico; con los arranques ocurridos luego de cierto periodo de cierre. El monitoreo de la presión de inyección muestra que tres de los pozos pierden inyectividad gradualmente luego de un cierre ocurrido en el sistema.

Sin embargo se consideran los efectos de mecánica de rocas y reducción de permeabilidad debido al mecanismo de depositación de partículas.

¹ Proyecto de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Martín Bravo Florez y Samuel Fernando Muñoz.

SUMMARY

TÍTULO: “ANALYSIS AND EVALUATION OF THE PLUGGING OF INJECTORS WELLS OF THE FIELD CAÑO LIMON - ARAUCA”²

AUTOR: Luzmila Niño Hernández **.

KEYWORDS: Water injection, loss Injectivity, plugging of wells injectors.

DESCRIPTION

One of the biggest problems that can present a project of water injection is the plugging of injectors wells, that is to say, a loss of the injectivity of the fluid. This thesis presents a study of the loss of injectivity of the water injection wells of the field Caño Limón operated by Occidental of Colombia in Arauca Colombia; analyzing and evaluating the possible causes of the plugging of the wells injectors that form part of the pressure maintenance program by injection of water.

Previous analyses focus this loss of injectivity to the migration of particles suspended in the injection water or the incompatibility of this fluid with the formation that is to say the quality of the injected water. However in some little consolidated formations as it is the case of the field CL, another mechanism can be the sand mobilization and generated problems of the effect of the sudden closings of field.

The life of the injectors wells is revised completely and the reasons of the losses of injectivity are established. The incorporation of the analysis Hall Plot as tool of monitoring of the wells allowed us to identify the possible damages in the formation or fracturing happened in each well. Based on these graphics and correlating this information with the data base of the main events of the field, the conditions of operation and the works realized to each well; can be concluded that the loss of injectividad of the field CL is directly related to the events of the electric system; with the starting happened after certain period of closing. The monitoring of the injection pressure shows that three of the wells gradually lose injectividad after a closing occurred in the system.

However the effects of rocks mechanics are considered, and reduction of permeability due to the mechanism of particles deposit.

² Degree Project

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Martín Bravo Florez y Samuel Fernando Muñoz.

INTRODUCCIÓN

Una vez iniciado un proyecto de inyección de agua, se ve la necesidad de realizar continuas revisiones, que permitan un mejoramiento en la producción neta de crudo, teniendo en cuenta que haya una ganancia económica entre la inversión que genere la inyección de agua y los ingresos recibidos por la producción neta de aceite.

Muchos yacimientos al ser sometidos a inyección de fluidos presentan una serie de problemas operacionales y los cuales hacen que los proyectos no tengan la eficiencia esperada. Se ha llegado a la conclusión de que estos problemas son controlables mediante técnicas y procedimientos desarrollados que exigen para su utilización el conocimiento de las características del yacimiento, las propiedades del fluido existentes y el comportamiento del yacimiento.

Es por ello que se hace necesaria una evaluación cabal de estas características, la cual solo puede ser hecha considerando toda la información disponible sobre el yacimiento e integrándola en un esquema razonable.

Antes de iniciar la inyección de fluido es fundamentalmente necesario determinar si la formación es capaz de aceptar el fluido que se va a inyectar. Si la arena acepta el fluido, el proyecto de inyección puede iniciarse, pero en algunos casos debido al taponamiento de los poros, el fluido no penetra al yacimiento por lo que es necesario hacerle una estimulación al pozo inyector.

Cuando las pruebas indican que la inyectividad es buena, el volumen inyectado es registrado en la superficie mediante medidores. Generalmente la tasa y la presión

de inyección inicial en un proyecto de inyección vienen dadas del análisis de las pruebas de inyectividad.

Debido a la pérdida de inyectividad presentada en algunos de los pozos inyectoros del campo Caño Limón se hizo necesario hacer un análisis de características geológicas de la zona de estudio, los factores que controlan la recuperación en una inyección de agua, los parámetros y técnicas de inyección y una recopilación de la historia y principales eventos de los pozos inyectoros de manera tal que nos permitiera identificar los factores que estén contribuyendo a la declinación de la inyectividad en los pozos inyectoros del campo.

Para este análisis se involucró la utilización de curvas tipo como HALL Plot, que permiten tener idea de si se ha presentado daño de formación o fracturamiento, en alguna etapa de la inyección, de acuerdo con la forma característica de estos.

Adicional al Hall Plot, se correlacionaron los datos de tasa y presión manejados y la variación de estos parámetros de acuerdo con los últimos workover realizados además de implicar los datos de parámetros de calidad del agua de inyección con el tiempo y algunos eventos de cierres de campo ocurridos durante la inyección con el fin de analizar comportamientos repetidos de los pozos inyectoros y de esta manera llegar a una conclusión de la pérdida de inyectividad.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. Es una división de la compañía multinacional Occidental Petroleum (OXY) dedicada a la exploración, explotación y producción de recursos energéticos e hidrocarburos en varias partes del mundo, además de la industria química.

El campo Caño Limón fue descubierto el 13 de Julio de 1983 por la compañía **OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC.**, con el pozo Caño Limón 1 produciendo de la formación Mirador Inferior 3,425 barriles de petróleo por día (BOPD). El campo Caño Limón produce principalmente de la arenisca Mirador, a una profundidad promedio de 7600 pies, aunque se tienen pequeñas contribuciones de alguna importancia de la formación Carbonera suprayacente y de la formación Carbonera subyacente Cretácica.

La energía del yacimiento está constituida por un empuje frontal de agua. El petróleo tiene una presión de burbuja aproximadamente de 50 psi y una relación gas-petróleo entre 5-8 pies cúbicos de gas por barril fiscal de petróleo.

El 1º de Julio de 1980 **ECOPETROL** y **OCCIDENTAL DE COLOMBIA** firmaron el contrato de Asociación **Cravo Norte** para exploración de petróleo sobre los bloques exploratorios Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas cada uno, ubicados en el departamento de Arauca.

En 1984 la compañía petrolera SHELL adquirió un 25 por ciento de la ASOCIACIÓN CRAVO NORTE. En 1998 SHELL intercambia activos con Occidental, quedando esta compañía como único socio en este contrato.

La duración del contrato es de 28 años que se dividen en dos períodos: el de exploración que tiene una duración máxima de seis años y el segundo de 22 años. Al finalizar los 22 años todas las instalaciones, equipos y producción restante pasan a ser propiedad de ECOPETROL sin ningún costo.

En el primero los gastos son realizados por la empresa asociada a ECOPETROL, con la condición de que si no se descubre petróleo, se devuelven las áreas junto con la información geológica recopilada.

De lo contrario la zona es declarada comercial y durante el período de explotación se dividen los costos e inversiones en partes iguales.

Las condiciones económicas del Contrato de Asociación Cravo Norte le aseguran al Estado colombiano el 82 por ciento de las utilidades netas generadas por el proyecto petrolero.

Esta participación mayoritaria la recibe el Estado a través de ECOPETROL en el proyecto. Las regalías equivalen al 20 por ciento de la producción y los impuestos que paga el asociado privado.

En 1984 fue declarado campo comercial y a partir de esa fecha ECOPETROL participa en la producción y comparte la inversión en un 50%. El 8 de Diciembre de 1985 se inició la producción comercial con 19 pozos perforados con una producción promedio de 8000 barriles de fluido por día.

Actualmente, el campo Caño Limón tiene 239 pozos perforados de los cuales 219 son productores, cinco inyectores (2 en línea y 3 fuera de línea), 11 son secos, tres se abandonaron por problemas mecánicos, y hay dos inactivos. Del yacimiento se extraen actualmente en promedio 2478180 Bbls de fluido, para una producción promedio de crudo de 95255 BOPD con un corte de agua de 96%.

La operación la realizan conjuntamente ECOPETROL y OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC., siendo el primero el operador del oleoducto y el segundo operador del campo.

1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

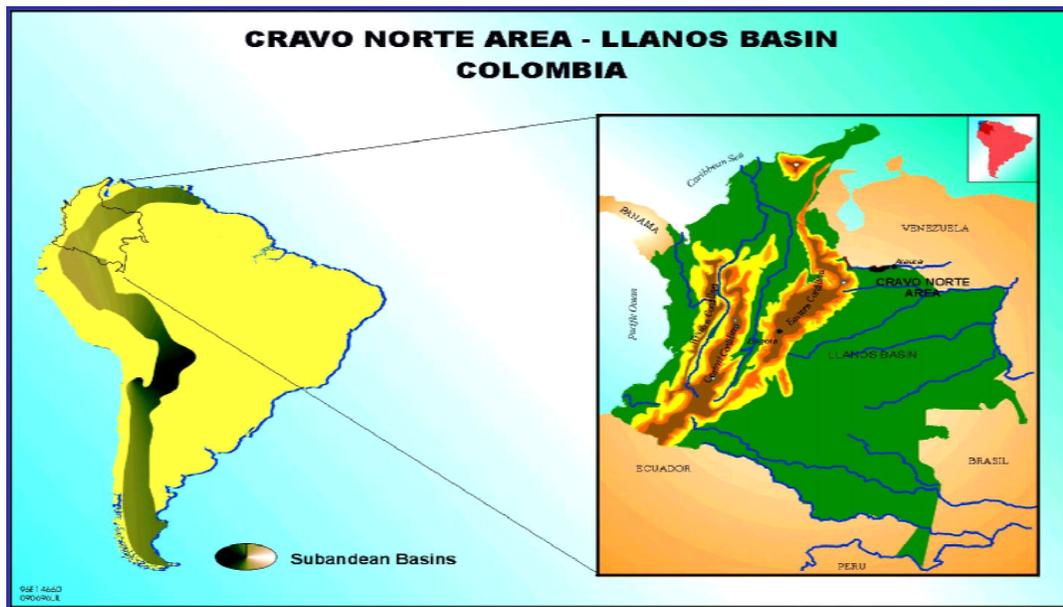
El campo Caño Limón se encuentra ubicado dentro del área del contrato firmado entre Ecopetrol y Occidental de Colombia denominado Asociación Cravo Norte, el cual abarca una extensión de 260,000 hectáreas localizadas en el extremo Norte de los Llanos Orientales de Colombia, entre la población de Arauquita y el caserío de La Yuca (Arauca). El campo está situado aproximadamente sobre la rivera del río Arauca, a 50 kilómetros al sur occidente de la ciudad de Arauca, capital del departamento de Arauca (Figura 1).

El campo se enmarca dentro de las coordenadas Gauss con origen 3° Este:

N: 1'256,000 m	-	1'264,000 m
E: 992,000 m	-	1'004,000 m

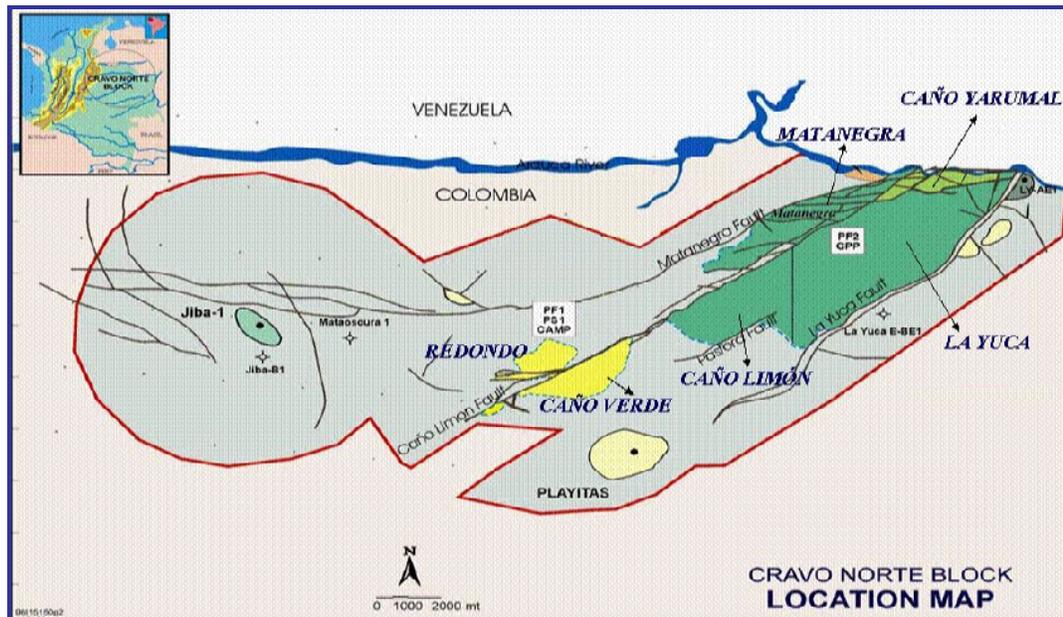
El área productiva comprende seis campos petrolíferos: Caño Limón, Caño Yarumal, Matanegra, La Yuca, Caño Verde y Redondo (Figura 2).

Figura 1. Localización Campo Caño Limón.



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Figura 2. Localización Campos en el Bloque Cravo Norte.



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

1.3 GEOLOGÍA DE LA REGIÓN

Los yacimientos comprenden rocas del Cretáceo al Oligoceno, son arenas deltáicas pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7,600 pies (2,315 metros). El mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

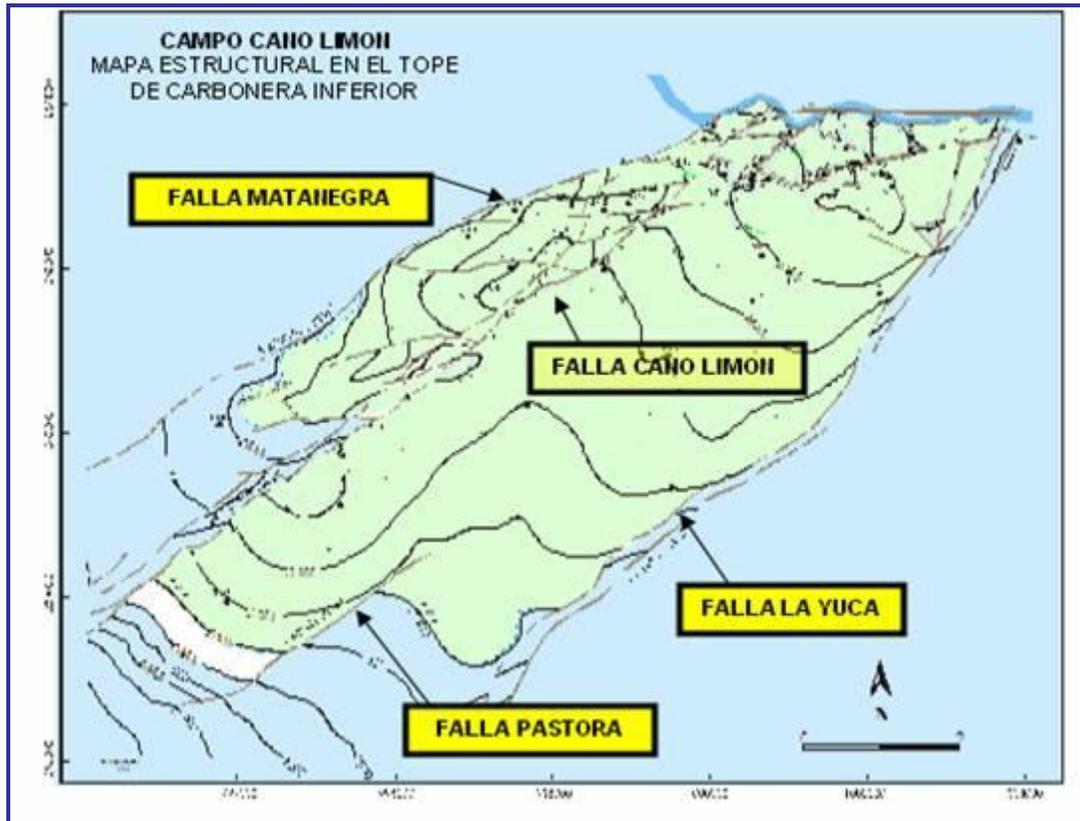
Ubicación Geológica. El campo está situado sobre el arco de Arauca correspondiendo a un flanco monoclinal que cabecea en dirección Oeste con buzamiento suave, en el flanco Norte de la cuenca de los Llanos Orientales.

Al norte del arco de Arauca se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela). Al este de los Llanos Orientales se encuentra el escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes.

Geología Estructural. Inicialmente se consideró que el campo Caño Limón constituía una sola estructura; sin embargo, con un control sísmico adicional se pudo establecer la presencia de estructuras prospectivas aledañas que podían o no estar conectadas al pliegue de Caño Limón. El yacimiento comprende tres cierres estructurales ahora identificados como las áreas productivas de Caño Limón, La Yuca y Matanegra. (Figura 3).

Estas estructuras parecen haber sido formadas por el movimiento lateral de la Falla Caño Limón, que secciona el Campo de noreste a suroeste y por el desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca. Adicionalmente, el Campo Caño Limón está relacionado con la Falla de Arauca que es de corta extensión y corre paralela al río Arauca en la parte norte del Campo. Las fallas Matanegra y La Yuca circundan el campo definiendo sus límites.

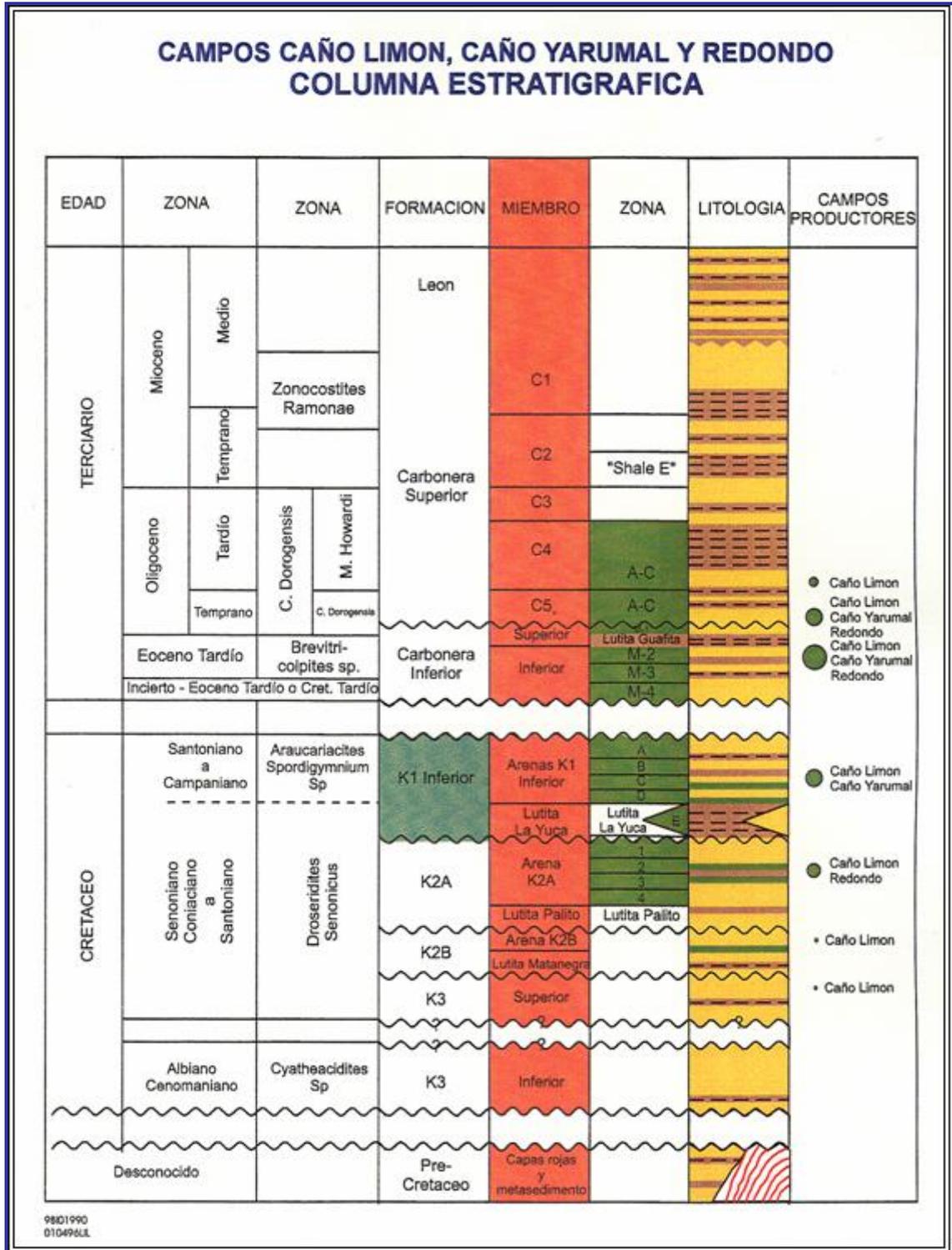
Figura 3. Mapa Estructural del Campo Caño Limón, Tope de Carbonera Inferior



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Estratigrafía. La sección estratigráfica se extiende desde el Precretáceo al Cretáceo Reciente, comprende 9,200 pies de columna sedimentaria (Figura 4).

Figura 4. Columna Estratigráfica Campo Caño Limón.



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Precretáceo: En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el Campo Caño Limón, las secuencias estratigráficas con interés petrolífero se analizan a partir del Cretáceo Superior y son denominadas cobertura productiva.

Cretáceo: Esta sección está compuesta principalmente por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillolitas. Su espesor es superior a 150 metros. El Cretáceo se ha dividido en el Campo Caño Limón en cuatro unidades operacionales limitadas por discordancias, estas son: La base del K3, K2A, K2B y K1.

Terciario: En el Campo Caño Limón esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones a saber: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, areniscas arcósicas, cuarcíticas, por arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 7,600 pies.

Geología del Petróleo

Roca Generadora: Análisis geoquímicos realizados en muestras de petróleos del Campo Caño Limón indican que estos provienen principalmente de sedimentos marinos ricos en materia orgánica, a diferencia de los crudos producidos por otros campos ubicados en áreas cercanas en la misma cuenca.

La fuente de generación de los petróleos producidos en el área de Caño Limón aún no ha sido definida, se cree que esta fuente pudo ubicarse en sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca (Piedemonte Llanero) o en las cuencas vecinas de Venezuela.

Roca Almacenadora: Las unidades K1 y K2 del Cretáceo y Carbonera inferior, Mirador y Carbonera Superior del terciario son en general las rocas almacenadoras en el Campo.

1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO

Tabla 1. Propiedades promedias del yacimiento

CARACTERÍSTICAS DE LAS ROCAS	
Profundidad promedio	7600 pies
Área	8900 acres
Espesor neto con petróleo	150 pies
Presión Inicial (7100 ft, BNM)	3213 psia
Temperatura (7100 ft, BNM)	203 °F
Saturación de agua	25%

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Porosidad y permeabilidad

Las propiedades promedias del reservorio fueron computadas por las mas prominentes unidades depositacionales, las cuales fueron identificadas en las secciones de Carbonera superior e inferior y del Cretáceo K1 y K2-A. Estas arenas fueron corazonadas en el pozo Matanegra 8. Se encontraron las siguientes características:

1. Excelente calidad de reservorio aluvial y canales distribuidos en los sistemas Carbonera y Cretáceo K1 con un promedio de porosidad de 29.6% y una permeabilidad promedio horizontal del *plug* de corazón de 2650 md bajo 4300 Psi de presión de confinamiento³.

³ Hace referencia a la presión a la que el corazón está expuesto para simular las condiciones de yacimiento.

2. Buena calidad de reservorio producto de depósitos de “Frente de playa”⁴ de las arenas del Cretáceo con una porosidad promedio de 27.1 % y una permeabilidad promedio de 1825 md bajo una presión de confinamiento de 4300 Psi.
3. De moderada a baja calidad, en canales con depositación de baja energía con una porosidad promedio de 26% y una permeabilidad horizontal promedio de 775 md.
4. De pobre a baja calidad dentro de los estratos de las arenas del Cretáceo con una porosidad promedio de 22.6% y una permeabilidad promedio de 510 md.
5. De pobre a bajo calidad de reservorio en las arenas del K2-A con una porosidad promedio de 24.1% y una permeabilidad de 619 md.

La mayoría de los corazones (77%) fueron extraídos del Sistema Cretáceo. El 16% de los corazones fueron de la formación K1 y el 61% de la formación K2-A. Este es evidenciado por la presencia de numerosas limolitas y la presencia de 10 a 20% de glauconita⁵ en las y arenas cretácicas bioturbadas⁶.

Analizando las porosidades y las permeabilidades obtenidas en el estudio de corazones, se puede decir que las arenas de Matanegra tiene gran potencial de daño de formación en todos los ambientes depositacionales. En la figura 5 se observan los distintos ambientes depositacionales.

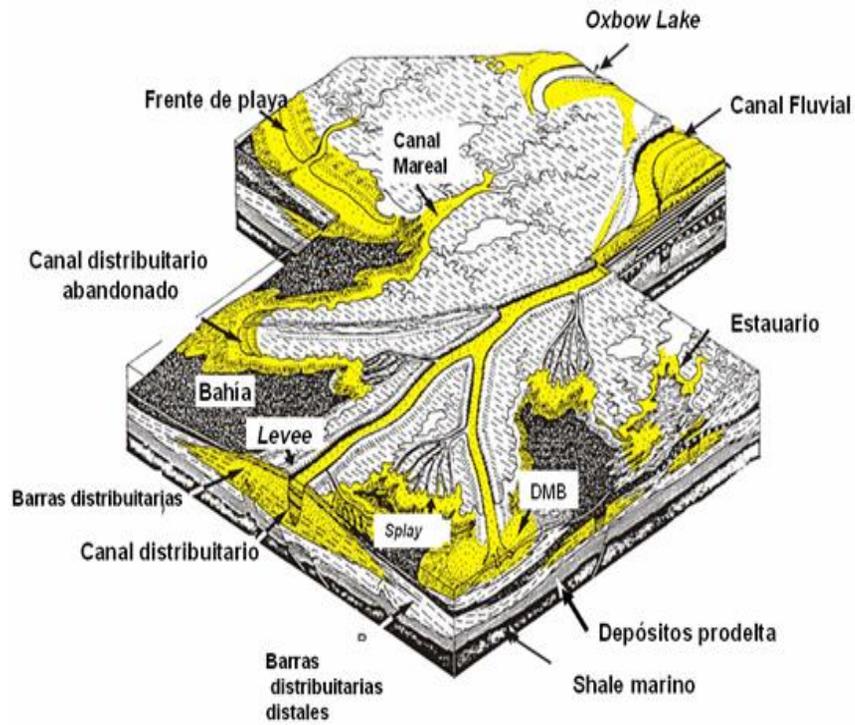
⁴ Hace referencia al ambiente depositacion al.

⁵ Mineral que indica ambiente marino

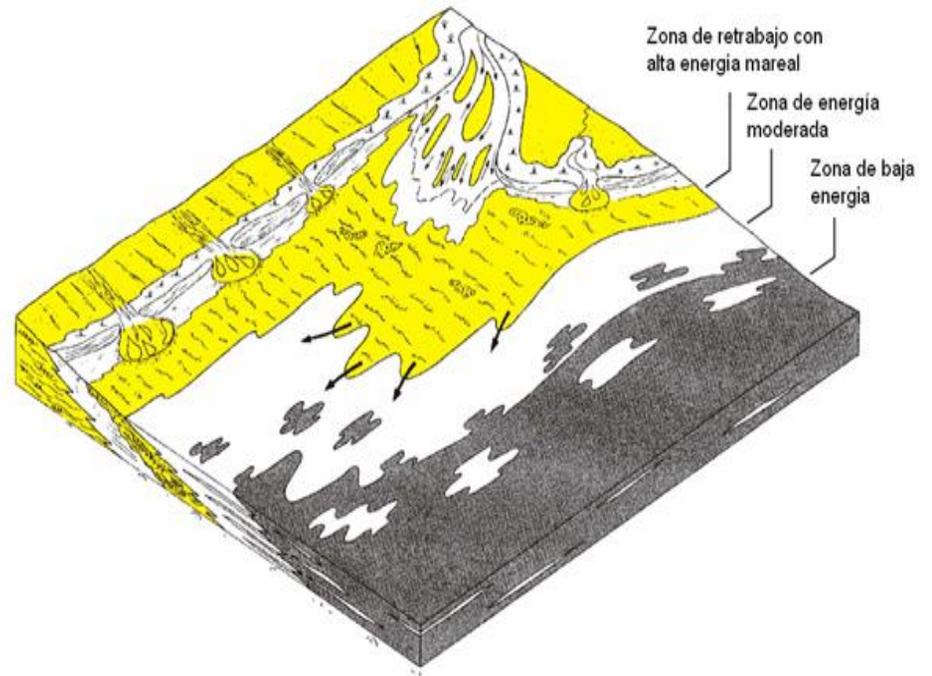
⁶ Hace referencia al ambiente depositacional que ha sido modificado por seres vivos que hacen una especie de canales dentro de la arena.

Figura 5. Ambientes deposicionales de la Formación Carbonera y del Cretáceo

CRAVO NORTE
MODELO DEPOSITACIONAL DE LA FORMACION CARBONERA
AMBIENTE FLUVIO - DELTAICO



CRAVO NORTE
MODELO DEPOSITACIONAL DEL CRETACEO
AMBIENTE DE PLAYA CON INFLUENCIA MARINA



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Tabla 2. Porosidades promedio del Campo Caño Limón

ÁREA	FORMACIÓN	POROSIDAD (%)
CAÑO LIMÓN	Carbonera Superior	26
	Carbonera Inferior (Mirador)	23.8
LA YUCA	Carbonera Superior	25
	Carbonera Inferior	23.8
	K1 (Cretáceo)	19.9
MATANEGRA	Carbonera Superior	28
	Carbonera Inferior	26.8
	K1 (Cretáceo)	19.9
	K2 (Cretáceo)	24.6

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

La porosidad se considera buena, con los valores más altos en la estructura Matanegra, con una porosidad promedio de 25 %; al igual que la permeabilidad con un valor promedio de 5 darcys.

Tabla 3. Porosidades promedio de las Arenas en Matanegra

Arena	Porosidad (%)
Carbonera Superior	29.6
Carbonera Inferior	29.6
K1	26.32
K2	24.95

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Tabla 4. Presiones de yacimiento - Campo Caño Limón (Junio 30/2003)

UNIDAD	ÁREA	PRESIÓN PROMEDIO (PSIA)	CAIDA DE PRESIÓN (PSI)
C4-C5	MATANEGRA	2300	900
M1A-M1C2	MATANEGRA	1900	1300
M3C-K1-K2	MATANEGRA	1850	1350
C4-C5	CL-LY	2450	750
M1A-M1C2	CL-LY	2350	850
M2A-M2C	CL-LY	2450	800
M3A-M3C	CL-LY	2450	750
M4A-M4B	CL-LY	2450	750
K1A-K1E	CL-LY	2200	750

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Propiedades de los fluidos. La determinación de las principales propiedades de los fluidos del Campo Caño Limón se ha realizado con base a muestras de fondo. Los análisis de estas muestras indican que el petróleo se encuentra subsaturado y que no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva.

Tabla 5. Propiedades promedio del fluido en Matanegra

Características de los Fluidos	
Gravedad API del petróleo	29 °API
Presión de burbuja	50 Lpca
Gas en solución	8 PCS/BO
Viscosidad petróleo a 207 °F y 3200 Lpca	4 cp

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

2. FACTORES QUE CONTROLAN LA RECUPERACIÓN EN UNA INYECCIÓN DE AGUA

Es necesario conocer como influyen los diversos factores que afectan la recuperación de petróleo para determinar si el proceso de inyección de agua es o no aplicable. Entre los más importantes están:

2.1 INFLUENCIA DE LA GEOLOGÍA DEL YACIMIENTO

Para analizar esta influencia debe disponerse de datos de producción y de geología estructural del campo en cuestión, descritos anteriormente.

Primero se construye en mapa estructural que indique la localización de los pozos productores y abandonados, límites del campo, posición de los estratos productores y la posición del contacto agua-petróleo (ver Anexo 1, Mapas Estructurales del Bloque Matanegra). Se establecerán secciones transversales paralelas y perpendiculares al eje mayor del yacimiento que indiquen con suficiente detalle la posición, las zonas de petróleo, agua con sus respectivos contactos, incrustaciones de arcilla y materia impermeable, fallas, etc. Además se debe conocer el espesor neto de la arena en cada punto.

2.2 ESTRUCTURA

Las condiciones estructurales tienen una importante relación con los resultados obtenidos por una inyección de agua. En las estructuras de buzamiento pronunciado se pueden aprovechar con más ventajas los efectos gravitacionales, resultantes de la diferencia de densidades del petróleo y el agua. En las estructuras casi horizontales, donde el agua inyectada puede esperarse que avance más rápidamente en las porciones inferiores que en las superiores del

estrato, se crean canales hasta los pozos productores antes que el petróleo sea completamente desplazado.

La estructura **Matanegra** es la que presenta mayor número de zonas productivas. Esta estructura es un anticlinal delimitado por las fallas Matanegra y Caño Limón, en el área más alta del campo con un cierre vertical total de 300 pies. La estructura Matanegra es un yacimiento separado de la estructura de Caño limón – La Yuca y tiene por lo tanto un contacto agua/petróleo diferente.

Las principales formaciones que atraviesan los pozos perforados del campo son del tope a la base: Formación Guayabo, León, Carbonera, Mirador y Cretáceo. Los estratos productores de Caño Limón abarcan las áreas fluviodeltáicas del miembro basal C5 de la formación Carbonera, arenas del Mirador y los miembros K1 y K2 del Cretáceo Superior.

A continuación se describen los siguientes miembros que están relacionados con nuestra área de estudio:

🚩 Formación Carbonera, miembro C5.

Estas arenas tienen un espesor variable y una distribución irregular, se encuentran mejor desarrolladas en el área sinclinal entre la estructura de Caño Limón – La Yuca y en el flanco de la estructura Matanegra presentando buenas características de yacimiento. El espesor de estas arenas oscila entre 9 metros (30pies) y 300 metros (100 pies).

🚩 Formación Mirador (Carbonera Inferior)

Las arenas de Mirador presentan excelentes características petrofísicas, son productivas en todas las estructuras de Caño Limón y contienen el 90% de las reservas del campo. El espesor promedio de la formación Mirador en Caño Limón es de 79 metros (260 pies).

🚧 Cretácico K-1

Estas arenas presentan permeabilidades más bajas que otras arenas productivas. Están separadas de las arenas K-2 por una arcilla de considerable extensión lateral que sirve de sello para el petróleo acumulado en el miembro K-2A y que determina un contacto agua-aceite diferente al del miembro K-1 y Mirador.

🚧 Cretácico K2

Posee dos unidades arenosas regresivas en medio de arcillas identificadas como K-2A y K-2B. Solamente la unidad K-2A es productiva en Caño Limón (Estructura Matanegra). El reservorio K-2A en general es homogéneo y presenta buena continuidad lateral. El espesor aproximado de esta unidad es de 82 metros (270 pies).

La sección del Cretáceo corresponde a las formaciones Guadalupe y Gacheta, compuestas principalmente por areniscas finas, cuarzosas con intercalaciones de arcillolitas; su espesor es superior a los 150 metros.

Las unidades K2A y K2B están separadas por una arcilla continua de origen marino. La unidad K2A es productiva en la estructura Matanegra. El reservorio K2A es en general homogéneo y presenta buena continuidad lateral. El espesor aproximado de esta unidad es de 270 pies (82 metros).

Las unidades K1 y K2 están separadas por una arcilla de considerable extensión lateral que sirve de sello para el petróleo acumulado en el miembro K2 y que determina el contacto agua-aceite diferente al del miembro K1 y Mirador.

2.3 PERMEABILIDAD

Se define como permeabilidad absoluta de un medio poroso a la facilidad para permitir el flujo de fluidos a través del sistema poroso interconectado y/o sistema de fracturas, si el medio esta 100% saturado con el fluido que fluye.

El criterio mas importante para la evaluación del comportamiento de un yacimiento que opera con cualquier tipo de empuje natural o artificial es el de permeabilidad relativa ya que éste es la medida de la capacidad de transmisión al mismo fluido cuando la formación contiene más de un fluido. La permeabilidad relativa esta dada por las características de las rocas del yacimiento e igualmente por la cantidad y condiciones de los fluidos dentro de las rocas.

Las variaciones en la permeabilidad para un campo dado para pozos individuales, juegan un papel importante al determinar las cantidades de agua necesaria en las operaciones de inyección de agua. Si hay amplias diferencias de permeabilidad entre los estratos individuales de un horizonte productor, el agua inyectada aparecerá primero (en los pozos productores) en el estrato de mayor permeabilidad y luego irá apareciendo en orden de permeabilidad decreciente. Estas variaciones en la permeabilidad de la formación perjudican el control de desplazamiento efectivo. Se puede afirmar que otras variaciones que pueden afectar la eficiencia del barrido son secundarias comparadas con los efectos de las grandes variaciones de la permeabilidad en el yacimiento.

Tabla 6. Permeabilidades promedio de las Arenas en Matanegra

Arena	Permeabilidad (mD)
Carbonera Superior	2650
Carbonera Inferior	2650
K1	1661
K2	984

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

2.4 SATURACIONES DE FLUIDOS

La proporción de agua inyectada para producir cierta cantidad de petróleo es un factor muy importante en el éxito económico de una operación de recuperación por inyección de agua. Esta proporción está gobernada por las saturaciones de fluidos al comienzo de las operaciones y cambia con ellas. Una arena que contenga alta saturación de agua no puede ser sometida a inyecciones de agua satisfactorias porque la relación agua inyectada-petróleo producido sería muy alta.

Si se inyecta agua en una arena que tiene mayor permeabilidad relativa al agua que al petróleo (por tener mayor saturación de agua) puede esperarse que habrá mayor flujo de agua que de petróleo a través de la arena. El petróleo se recupera mediante una acción de lavado a expensas de una alta relación agua-petróleo.

Si el agua se inyecta en una arena que tiene mayor permeabilidad relativa al petróleo que al agua, el petróleo se concentrará delante del agua invasora y se formará un banco de petróleo, es decir, delante del agua solo fluirá petróleo y ocupará la mayor parte de los poros ocupados primeramente por el gas, de tal forma que la saturación de petróleo será más alta.

2.5 MOVILIDAD DE LOS FLUIDOS

La movilidad de un fluido se define como la permeabilidad efectiva que la roca ofrece al fluido, dividida por la viscosidad del fluido. Se ha mostrado que la máxima eficiencia se obtiene cuando la movilidad del fluido desplazado es mayor que la del fluido desplazante; en otras palabras, que la razón de movilidad entre el agua inyectada y el petróleo sea menor que uno.

Cuando se inyecta un fluido de alta movilidad, éste se mueve por la ruta mas corta hacia los pozos productores. Como resultado de ello queda en el yacimiento un gran volumen de petróleo que no ha recibido empuje alguno.

Un factor que afecta la movilidad de los fluidos es el número capilar que es directamente proporcional a la viscosidad y a la velocidad del fluido, lo podemos ver en la siguiente ecuación:

NUMERO CAPILAR

$$N_c = \frac{\mu_w v}{\sigma \cos \theta}$$

donde : μ_w = Viscosidad de fluido desplazado.

v = Tasa efectiva de flujo.

θ = Angulo de contacto entre las superficies aceite-agua.

σ = Factor de Tensión Interfacial (IFT).

En Caño Limón se tiene una viscosidad baja, y altas tasas de flujo de fluidos lo cual causa un numero capilar bajo. Esto se refleja en un alto factor de recobro de aceite.

2.6 EFICIENCIA BARRIDO AREAL

Corresponde a la fracción de área del yacimiento que el agua contactará y depende principalmente de las propiedades relativas de flujo al aceite y al agua, patrones de inyección-producción, la distribución de presiones entre pozos productores e inyectores y la permeabilidad direccional.

2.7 CONTROL DE LA TASA DE INYECCIÓN

Se ha estudiado el efecto de las variaciones de la tasa de inyección de agua y su correspondiente tasa de avance a través de la formación, sobre el comportamiento del proyecto y la recuperación final.

Estudios de investigación, incluyendo pruebas de laboratorio y de campo, permiten establecer que:

3. Para cualquier saturación de petróleo dada hay una velocidad máxima crítica sobre la cual la eficiencia de la recuperación disminuye notablemente.
4. Cuando esta velocidad crítica es superada, la relación agua-petróleo aumenta muy rápidamente y reduce la vida económica del proyecto e igualmente la recuperación final del petróleo.

En cualquier caso el agua se inyecta utilizando pozos de inyección, y la eficiencia de proceso depende en gran escala de la capacidad de inyección presentada por estos pozos. De aquí es muy conveniente estudiar el comportamiento de estos pozos en lo concerniente a la capacidad de inyección y a sus variaciones a lo largo del tiempo.

La tasa de inyección inicial de un pozo depende principalmente de los siguientes factores:

- a. Permeabilidad efectiva de la arena al agua.
- b. Viscosidad del agua.
- c. Espesor de la arena.
- d. Radio efectivo del pozo.

- e. Presión del yacimiento.
- f. Factor de llene, que es una función del radio efectivo del pozo.
- g. Taponamiento de la cara de la arena y del espacio poroso por materias en suspensión, productos de corrosión o por interacciones producidas por el agua inyectada.

La permeabilidad efectiva disminuye por el taponamiento (accidental o provocado). La presión de inyección puede mantenerse a voluntad, pero no debe excederse el límite de seguridad sobre el cual ocurre un fracturamiento de la formación.

La viscosidad del petróleo y del agua, el espesor de la arena, el radio efectivo del pozo, la presión de yacimiento, las características litológicas, estructurales, porosidad, fracturas, profundidad del yacimiento, temperatura, etc., son características que no pueden alterarse ni controlarse a voluntad.

La presión de inyección en la cara de la formación, puede ser determinada conociendo la presión del cabezal, la profundidad de la arena y la densidad relativa del agua.

En las pruebas de inyectividad se mide la presión necesaria para que el agua penetre en la formación.

Cuando el agua comienza a ser inyectada por un pozo dado, la tasa de inyección alcanza un caudal máximo y luego disminuye gradualmente durante la fase inicial del proceso. Finalmente la declinación de la capacidad de inyección se hace cada vez menor hasta que se obtiene una tasa más o menos estable.

Algunos análisis del comportamiento de varios yacimientos sujetos a varias tasas de inyección de agua indican que altas tasas de inyección no son necesarias para

obtener una recuperación máxima y que la disminución de la tasa de producción no reducirá la recuperación final.

2.8 AGUA DE INYECCIÓN

Es necesario conocer la fuente de la cual proviene el agua que vamos a inyectar y cuales son sus ventajas y desventajas. De la calidad del agua inyectada depende en gran parte el buen desarrollo del proyecto de inyección.

2.8.1 Compatibilidad del Agua. La compatibilidad del agua para la inyección es muy importante en el diseño y operación de estos sistemas. En ciertos casos se usan aguas provenientes de diferentes formaciones para los proyectos de inyección, las cuales son mezcladas antes de ser inyectadas. Si estas aguas son incompatibles, pueden causar la precipitación de sólidos que obstruyen las tuberías.

2.8.2 Tratamiento del Agua de Inyección. El propósito del tratamiento de las aguas usadas para inyección es disminuir la corrosión y prevenir la obstrucción de la formación en los pozos de inyección. El tratamiento puede incluir la eliminación de sólidos en solución. Los tratamientos varían dependiendo de la composición del agua usada y de las características de la formación a la cual se va a inyectar. En algunos proyectos la adición de agentes reductores de tensión interfacial ha tenido un efecto beneficioso aumentando las tasas de inyección.

2.9 PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA⁷

En un proceso de inyección de agua es necesario definir las características del yacimiento, como la permeabilidad, la porosidad, el espesor de los estratos, la extensión areal, las propiedades de los fluidos, del medio poroso, la información geológica y la historia de producción del yacimiento. El estudio de estas propiedades permite seleccionar el patrón de inyección de agua, el cual se define como la distribución geométrica de los pozos productores e inyectores en el campo, con el fin de mejorar la eficiencia del barrido y aumentar el recobro del petróleo.

La selección del patrón de inyección depende de las características del yacimiento, de la distribución de los pozos durante la etapa de recobro primario y del mecanismo de energía natural del yacimiento.

Tal vez el patrón de inyección que mejor se ajusta al campo Caño Limón es el patrón periférico, a continuación esta una breve descripción de este.

- **Patrón Periférico**

La distribución geométrica de los pozos inyectores se encuentra alrededor de los límites del yacimiento y su función es mantener la presión. Se recomienda en yacimientos pequeños, que presenten una relativa homogeneidad vertical en porosidad y permeabilidad, y que los pozos presenten una buena inyectividad. Este patrón de inyección es aplicable también en yacimientos donde la permeabilidad es alta o presenta empuje natural por capa de gas.

a. Ventajas de la inyección periférica

⁷ WILLHITE, G. Paul. Water Flooding. 1986. Society of Petroleum Engineers. Te xas.

- Se utilizan pocos pozos (parte baja de la estructura).
- Es muy ventajosa en yacimientos con alto buzamiento y permeabilidades efectivas moderadamente altas.
- En la inyección periférica se aprovecha al máximo el efecto gravitacional.
- Los costos de instalación y operación son más bajos que en los demás patrones de inyección (inyección interna), debido al bajo número de pozos a utilizar.
- La eficiencia areal del barrido obtenido por este tipo de inyección es superior a la obtenida por inyección interna.
- Los beneficios obtenidos por gravedad hacen que se obtenga un mayor recobro.

b. Desventajas de la inyección periférica

- No se utiliza en yacimientos con moderados y/o bajos buzamientos.
- Presenta una respuesta lenta en los efectos de producción.

3. PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA

3.1 DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO EN SUPERFICIE

El agua producida es tratada en las unidades Wemco y el sistema de filtración (FILTROS WEMCO SILVER BAND), con el fin de obtener un efluente, con bajo contenido de sólidos (0-1 ppm) y aceite (0 a menos de 5 ppm). El agua filtrada se almacena en tanques intermedios de cabeza, de los cuales toman succión las bombas de inyección. En éstas, la presión del agua se incrementa hasta 1750 psi con el fin de suministrar una máxima presión de 1600 psi a la cabeza del pozo. El agua recirculada en el retrolavado ó regeneración del medio filtrante se almacena en los tanques de recirculación de donde es enviada posteriormente a los tanques de proceso ó FWKOs por la línea de recirculación de agua aceitosa de los WEMCOS.

La capacidad inicial del sistema de filtración y bombeo es de 40 MBWPD por filtro, para inyectar en el bloque Matanegra. La línea de conducción desde PF2⁸ hasta los pozos tiene una capacidad de diseño de 160 MBWPD.

Una descripción más detallada de cada uno de los componentes del sistema, se presenta a continuación.

⁸ PF2 - Production Facilities 2. (Segunda Estación de Producción del Campo). Ver anexo 2.

3.2 EQUIPOS E INSTRUMENTACIÓN

3.2.1 Celdas de Flotación S-701 A/B/C. El agua para el proceso de inyección se suministra de las unidades Wemco donde se hace la remoción de aceite en agua remanente. Se les conoce como WEMCO (por su fabricante). Las unidades WEMCO que pueden operar hacia la planta de inyección son las S-701A, B, C, D y E. Estas unidades pueden operar hacia la planta inyección o hacia las piscinas de enfriamiento según se requiera. Desde un sistema supervisorio "IFIX"⁹ usted selecciona la celda de flotación que desee operar con la planta de inyección.

El agua aceitosa que viene de los FWKO (Free Water Knock Out) con más 50ppm de aceite es reducida a 10ppm 5 (prom.) en éstas celdas de Flotación.

Para que operen (celdas de flotación) alimentando la planta de inyección, se efectúan las siguientes modificaciones:

- Las bombas P-709 operan sin el control de nivel en la descarga. La válvula de control de nivel se pasa a control ON-OFF.
- Se instaló un detector de flujo (FSL-701) en la succión de cada bomba P-709.
- El control de nivel se efectúa con la válvula de entrada al Wemco.

Bombas P-709

El propósito de las bombas P-709 en el proceso es el de proveer una cabeza de succión suficiente a las bombas "booster" para que la presión de los filtros sea de 40.5 psi en condiciones normales. La presión de descarga de las bombas P-709 es de 26 psi (60 pies).

⁹ IFIX – Software (Sistema supervisorio)

3.2.2 Bombas "BOOSTER" P-791 A/B/C. Las bombas "booster" son bombas centrífugas INGERSOL RAND TIPO 8X15 A con un flujo de diseño de 40,000 BPD y una cabeza diferencial de 88 pies. Estas bombas fueron inicialmente diseñadas para ser utilizadas como bombas 1P-602 A/B en PS1¹⁰ y se han reutilizado para la planta de inyección de agua.

El objeto de las bombas "booster" es el de dar cabeza de presión para la operación del filtro en ambas condiciones sucio y limpio. La presión normal de operación en la succión de la bomba es de 22.5 Psi y la presión de descarga debe variar entre un máximo de 57 psi durante el período de fluidización del filtro y un mínimo de 36 psi cuando los filtros están completamente limpios. La presión normal de operación a la descarga de las bombas es de 47 psi.

La instrumentación instalada en las bombas es la siguiente:

- Un switch de bajo flujo en la descarga de cada bomba, con acción de disparo sobre ella.
- Un switch de alta presión en la línea de descarga de las bombas hacia los filtros (PSH-792), para evitar que una alta presión llegue a los filtros dañando la malla de soporte del medio filtrante y/o proteger el filtro en sí. El switch está calibrado a 60 psig y tiene acción de alarma.

3.2.3 Filtros Silver Band F-790 A/B/C. Los filtros WEMCO Silver Band son filtros de alta eficiencia utilizados para filtrar sólidos y aceite del agua producida. El efluente de los filtros fluye a los tanques T-790 A/B. El filtro utiliza como medio filtrante cáscara de nueces de Nogal 3.200 lbs. y Pecan 10.500 lbs. C/u. (20% / 80% molido a tamaño de malla 12x20 con una profundidad de 4 pies en el filtro y un peso de 13.500 lbs. por filtro); este medio filtrante tiene la capacidad de tratar altas

¹⁰ PS1 – Estación de Bombeo del campo.

tazas de flujo requiriendo tiempo mínimo de retrolavado. El filtro es diseñado para remover sólidos de hasta 2 micrones de diámetro y contenidos de aceite hasta 1 ppm. Si el filtro se opera bajo los parámetros del fabricante, debe tener una eficiencia garantizada de remoción del 98%. La pérdida anual de medio filtrante en el efluente no debe exceder de un 10% del volumen total del medio.

Estos filtros le bajan el nivel de aceite al agua de 10ppm a menos de 0.5ppm y los sólidos hasta 1ppm.

La batería de filtros Silver Band cuenta con un controlador programable Allen Bradley SLC-150 capaz de manejar 5 filtros al mismo tiempo. El control principal del filtro está basado en un orificio Daniels y una válvula de control FISHER modelo 8510 E-DISC de 6" de diámetro, tipo mariposa. Esta válvula regula el flujo a través del filtro hasta un máximo de 1280 GPM (43,000 BPD).

Durante el ciclo de filtración, el agua pasa a través de la válvula A (ver Figura 6) y entra por la boquilla lateral cerca a la parte superior del filtro. El fluido pasa a través del medio filtrante, donde se remueven el aceite y los sólidos y sale por la válvula E. El venteo de gases (durante la etapa de filtración) se efectúa en la parte superior a través de la válvula F.

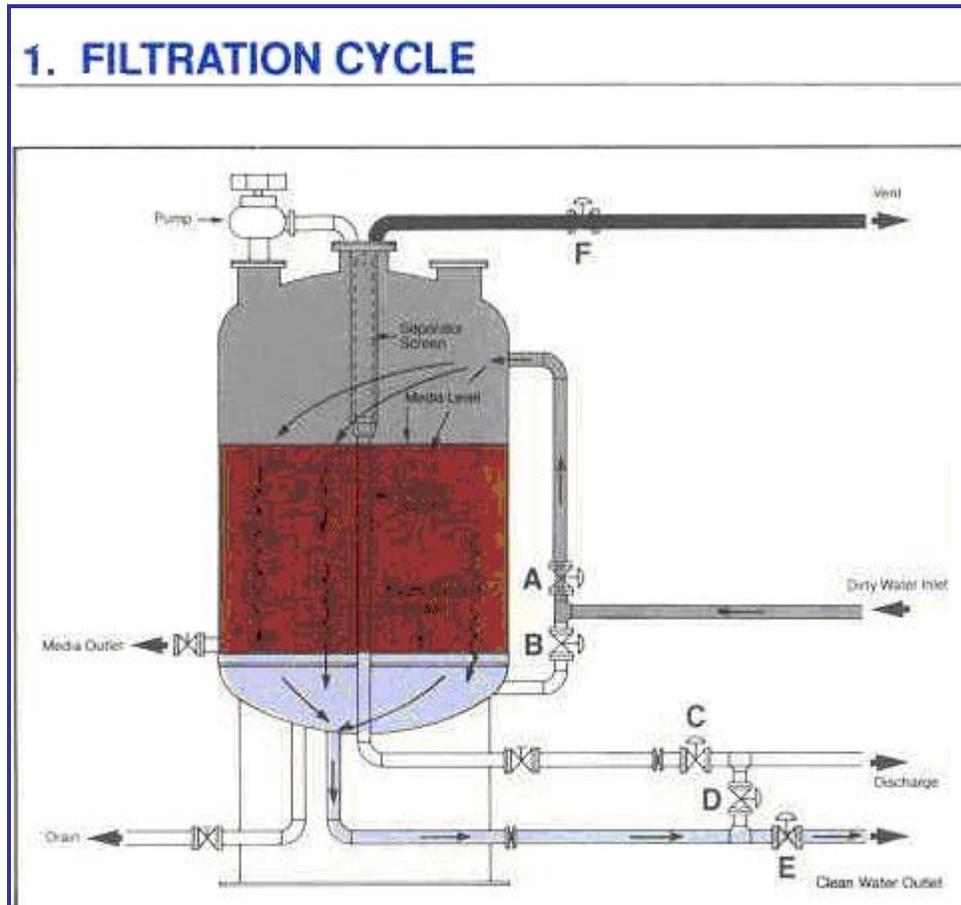
A flujo de 40 MBPD, la presión normal de operación del filtro es de 40.5 Psig. El recipiente tiene una presión de diseño de 80 Psig. Las caídas de presión a través del filtro son como siguen:

Tabla 7. Caídas de Presión a través del Filtro

	LIMPIO (PSI)	SUCIO (PSI)
Cabezales, tubería y válvulas	5	5
Orificio Daniela	5.5	5.5
Medio filtrante	4	16
Válvula de control	16	4
Total pérdidas	30.5	30.5
Presión requerida a la salida de fi ltros	10	10
Presión total en los filtros	40,5	40.5

Fuente: Manual Estación de Producción PF2. Occidental de Colombia Inc.

Figura 6. Ciclo de Filtración



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

La máxima caída de presión a través del medio filtrante no debe sobrepasar 60 psi, pues la malla base del medio filtrante puede fallar. Existe una válvula de seguridad en cada filtro calibrada a 80 psi de presión que protege al recipiente del filtro, la válvula fue diseñada para alivio térmico.

Los filtros se regeneran cuando una de las siguientes condiciones se ha cumplido: Que el diferencial de presión a través del medio filtrante haya alcanzado 16 psi, que se haya cumplido el tiempo programado para la regeneración o que se le haya dado una orden manual para que se regenere. El tiempo típico entre regeneraciones varía entre 12 y 24 horas. Si la unidad se regenera debido a un alto diferencial de presión o a una orden manual, el reloj se devuelve para empezar a contar nuevamente el tiempo.

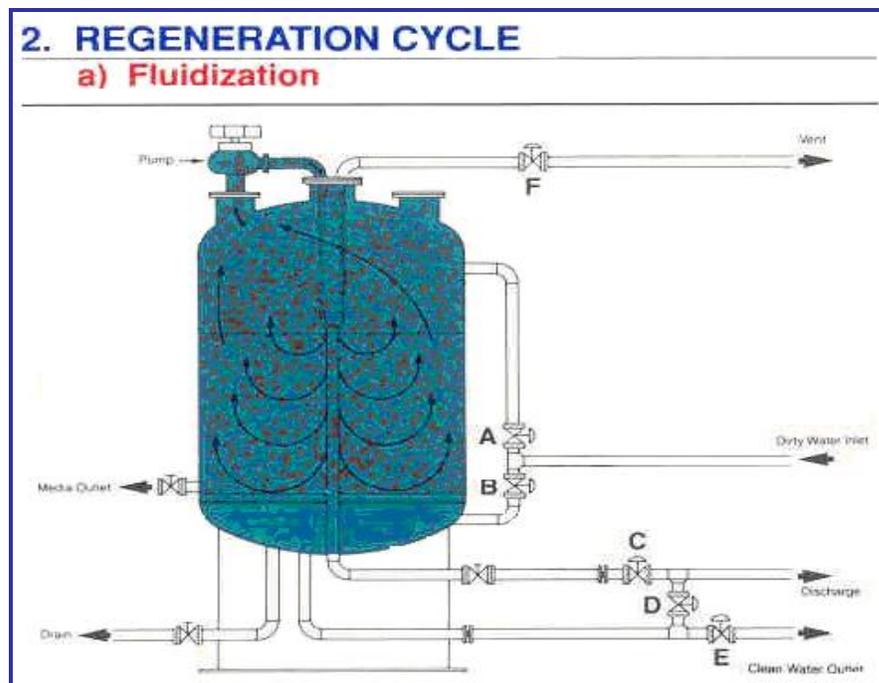
Cuando uno de los filtros sale a regeneración, la mitad del agua suministrada al proceso por la WEMCO se utiliza en la regeneración, reduciéndose así a la mitad el volumen de agua filtrada que llega a los tanques T-790. El filtro que sale a regeneración cierra todas las válvulas con excepción de la "B", la cual se abre (ver Figura 6). La regeneración incluye cuatro pasos de proceso: La fluidización, descarga, asentamiento y normalización.

El primer paso para la regeneración es la "**fluidización**" del medio filtrante. Durante esta etapa, las válvulas "A", "E" y "F" se cierran, la "B" se abre y la bomba de fluidización se energiza (ver Figura 7). El fluido pasa por la bomba de fluidización y se descarga por la boquilla de fluidización localizada en el centro del filtro, rodeada de una malla separadora, causando una acción de jet sobre el medio filtrante, separándolo y fluidizándolo. El medio filtrante se circula a través de la bomba, lo cual produce el efecto de desprendimiento del aceite y los contaminantes. El tiempo del ciclo de "fluidización" es de 20 segundos y está fijado internamente en el PLC. Durante estos 20 segundos se reduce el suministro de agua a los filtros a la mitad de lo que existía antes de empezar la regeneración. Las bombas "booster" se

contrapresionan a 57 Psig durante el tiempo y su flujo de suministro bajará a 40,000 BPD.

Una vez el lecho ha sido fluidizado comienza el proceso de descarga de contaminantes. La válvula "B" permanece abierta y la válvula "C" abre (ver Figura 8). El agua de proceso entra a través de la válvula "B" y se dirige desde el fondo hacia la parte superior del recipiente para limpiar la malla de soporte del medio filtrante. El fluido que contiene sólidos y aceite pasa a través de la malla separadora, localizada en la parte interna de la boquilla de fluidización y sale por la válvula "C". El medio filtrante continúa pasando por la bomba de fluidización y baja por fuera de la malla separadora lo que previene la pérdida de medio filtrante pero permite que los contaminantes fluyan a través de la línea de descarga. El tiempo de este proceso es controlado por el PLC¹¹ del panel de control y se fija en 20 minutos.

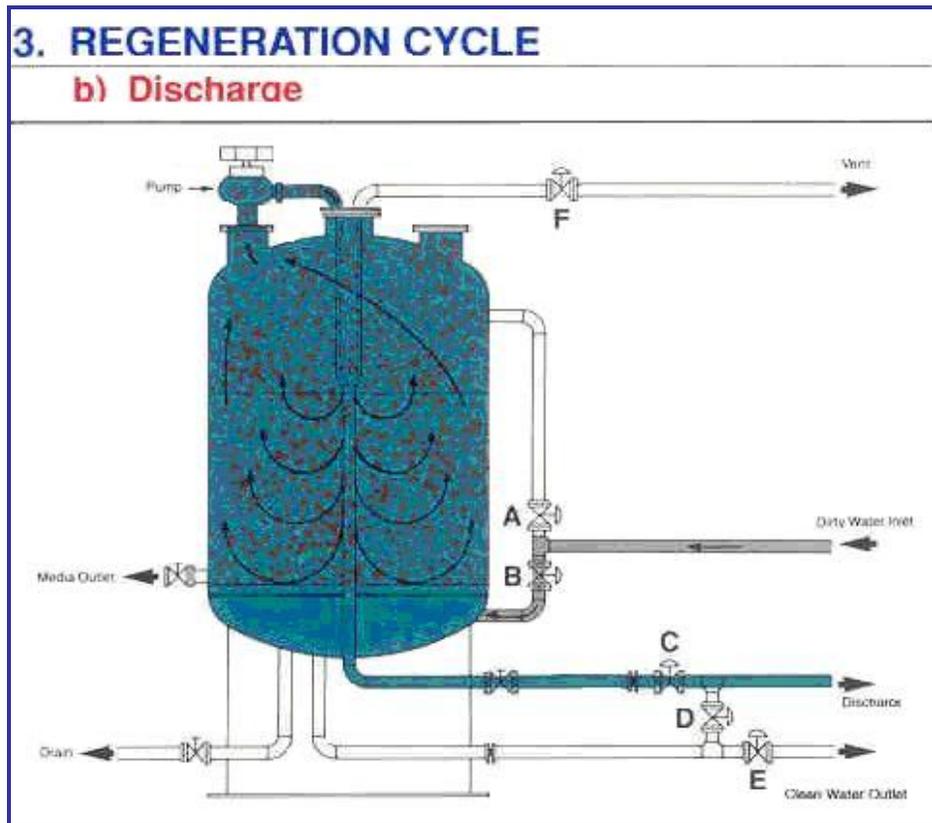
Figura 7. Ciclo Regeneración - Fluidización



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

¹¹ PLC - Controlador lógico programable.

Figura 8. Ciclo de Regeneración – Descarga



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Durante el proceso de fluidización y descarga debe chequearse visualmente por las mirillas localizadas en los costados del filtro que haya movimiento del medio filtrante verificando su fluidización y la observación de la bomba de fluidización P-795 del filtro en regeneración para verificar su correcto funcionamiento.

El próximo paso es el **asentamiento del medio filtrante** (ver figura 9). La válvula C cierra, parando el ciclo de descarga. La válvula "A" abre y la válvula "B" cierra y la bomba de fluidización se apaga. Esto permite que el medio filtrante se asiente por gravedad. Este proceso toma aproximadamente 20 segundos. Durante esta etapa no hay flujo a través del filtro en regeneración y el sistema se contrapresiona a 57 psi como ocurre en la etapa de fluidización.

El paso final es la **normalización** que incluye la remoción del fluido sucio y los contaminantes del fondo del filtro y la compactación del medio filtrante. La válvula "D" abre permitiendo que el influente se limpie a través del medio filtrante y saque todos los contaminantes hacia los tanques de recirculación T-791A/B (ver Figura 9). El proceso tarda alrededor de tres minutos, por lo tanto el agua agregada en ese tiempo al tanque de recirculación es alrededor de 83 barriles.

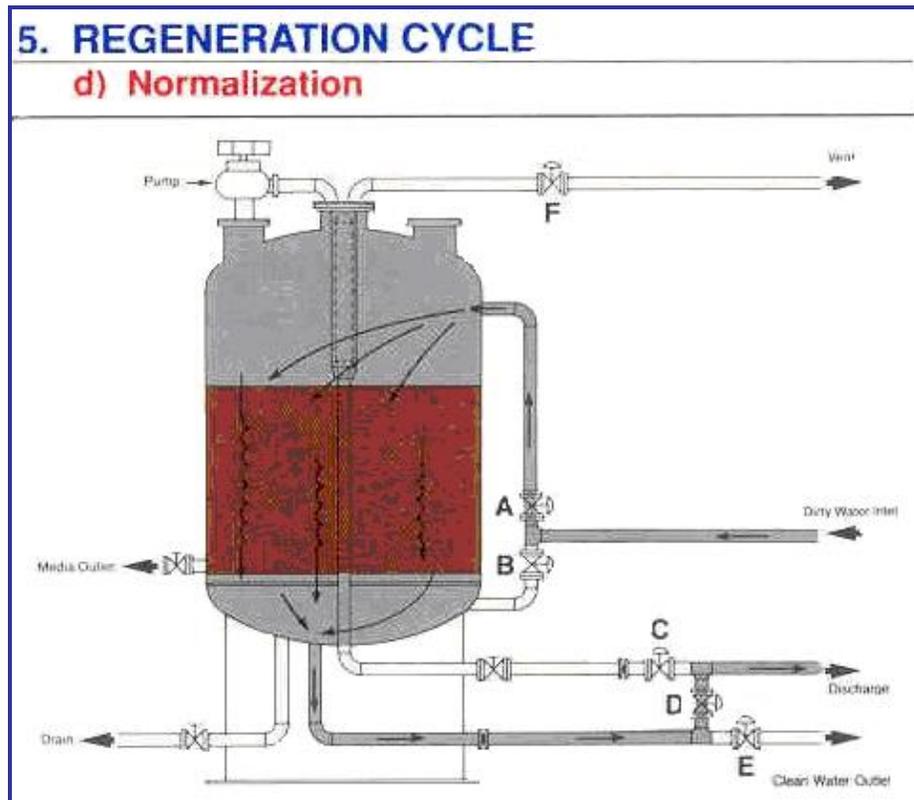
Finalmente las válvulas D y A se cierran y el filtro entra en "stand-by" mientras que el filtro que estaba en stand-by abre la válvula A y E y F entrando en el proceso de filtración, activando el conteo del reloj de retrolavado.

Instrumentación Filtros Silver Band

Los filtros Silver Band F-790 tienen instalado un conjunto de manómetros que indican:

- La presión de entrada al filtro.
- La presión de salida en la línea de filtración.
- La presión diferencial a través del filtro.
- La presión de entrada del aire de instrumentos.

Figura 9. Ciclo de Regeneración – Normalización



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

El control automático del filtro se hace a través de un controlador Allen Bradley SLC-150 que está localizado en el panel de control frente a los filtros. El panel de control tiene los siguientes elementos:

- Interruptor de desconexión de potencia al panel.
- Botón manual para iniciar la regeneración.
- Luces de indicación del modo en que se encuentra el filtro (filtración, fluidización, descarga, asentamiento, normalización y fuera de línea).
- Reloj del controlador (regula tiempo entre regeneraciones con un máximo de 30 horas).
- Interruptor de prueba para chequear accionamiento de válvulas.
- Indicador de flujo del medidor Daniels.

- Interruptor de llenado para arranque de la unidad (dentro del panel de control).

En caso de que la presión de aire de instrumentos sea menor de 80 Psig o se accione uno de los interruptores de parada, el filtro debe parar cerrando todas las válvulas y prendiendo la luz en el panel de control.

El filtro tiene una válvula de alivio térmico calibrada a 80 Psig. Si durante el paso de normalización se detecta alta presión diferencial a través del filtro, el filtro regresa al paso de fluidización y comienza nuevamente el proceso de regeneración.

El control de los filtros está diseñado de tal manera que solo un filtro puede estar regenerando al mismo tiempo y el otro filtro no puede entrar en regeneración hasta que la operación de regeneración haya terminado. En el caso de que el segundo filtro cumpliera una de las condiciones para regeneración durante la regeneración del primero, éste continuaría en el modo de filtración hasta que el filtro en regeneración termine su ciclo; en este momento el segundo filtro entraría a regenerar.

El operador de la planta de inyección debe programar la regeneración de los filtros de tal manera que haya un desfase entre las regeneraciones automáticas de los dos filtros. Esto se logra regenerando uno de los filtros manualmente en la mitad del tiempo programado para el modo de filtración, de tal manera que haya un desfase entre las dos regeneraciones de medio período de filtración.

3.2.4 Tanques de Cabeza T-790A/B. Los tanques de cabeza T-790A/B están localizados aguas abajo de los filtros Silver Band, son tanques atmosféricos de 6.500 barriles de capacidad nominal con dimensiones generales de 40 pies de diámetro por 30 pies de altura. Los tanques fueron diseñados y construidos bajo código API-650.

El propósito principal de estos tanques es el de proveer de cabeza a las bombas de inyección P-790A/C y permitir la operación continua de las bombas aún durante el período de regeneración de un filtro (aproximadamente 15 minutos). El nivel se estabilizará nuevamente cuando regresen los dos filtros a la condición de filtración.

Instrumentación Tanques de Cabeza

Cada tanque está provisto de un controlador de nivel con indicación remota en el cuarto de control y alarmas calibradas a 19' para bajo nivel y a 25' para alto nivel. Igualmente, existen interruptores de alto nivel (uno por tanque) con acción de disparo sobre las bombas "booster" cuando el nivel alcance 27.5' e interruptores de bajo nivel con acción de disparo sobre las bombas de inyección de agua cuando el nivel alcance 13.5'.

Si el nivel en los tanques alcanza 28' por fallas en el disparo de las bombas "booster", existe un rebose de ocho pulgadas que mediante un drenaje de 12" de diámetro puede drenar el exceso **de agua al estero** sin poner en peligro la integridad del tanque.

Se instaló un switch de presión (PSH-790) en la línea de recirculación de las bombas de inyección hacia los tanques T-790, calibrado a 50 psig, para evitar que una presión alta cause daños en la integridad del tanque. El switch tiene acción de alarma.

Además se instaló una válvula de seguridad térmica (PSV-796) de 3/4" calibrada a 260 psig en la línea de recirculación del tanque.

El tanque está provisto de un indicador/controlador de nivel, que envía señal al tablero del control con acción sobre la válvula de control de nivel LCV-790 en las bombas de inyección, cuando el nivel del tanque cae por debajo de los 20 pies.

3.2.5 Bombas de Inyección P-790A/C. Las bombas de inyección son bombas centrífugas de 9 etapas Byron Jackson, modelo 6x8x11 CMX, la capacidad nominal de las bombas es de 1168 GPM (40,000 BPD) y una cabeza de diseño de 4,000 Ft. Los motores de las bombas son WESTINGHOUSE de tipo de inducción con velocidad nominal de 3582 RPM y potencia nominal de 1750 HP a 4160V.

El propósito de las bombas de inyección es la de proveer el flujo suficiente (80,000 BPD) a la presión requerida en el pozo inyector (1,500 PSI). Las bombas fueron diseñadas para operar en su punto de mejor eficiencia (81%) en un valor cercano al flujo nominal. El flujo máximo de operación es de 59,000 BPD a potencia nominal.

Durante los períodos de regeneración de uno de los filtros F-790, el volumen que llega a los tanques de cabeza disminuye a la mitad. Esto produce necesariamente el descenso del nivel de dichos tanques, ya que el flujo bombeado por las bombas es constante. Si los dos tanques están en servicio, el nivel puede descender cerca de 2 pies. Si el nivel desciende por debajo de 20 pies, un controlador de presión localizado en la descarga de cada bomba tomará el control de la bomba y mantendrá la presión de descarga de las bombas a 1.830 psi, disminuyendo el caudal bombeado a un 80% (32 MBPD por bomba), evitando que el nivel descienda demasiado rápido por debajo de 20 pies. Si el nivel llegase a 19 pies, una alarma de bajo nivel en los tanques aparecerá en el cuarto de control.

Instrumentación Bombas de Inyección

Las bombas de inyección cuentan cada una con las siguientes protecciones:

- Válvula de control de flujo mínimo para recircular el flujo de la bomba a los tanques, cuando la presión de descarga es 1.830 psi y el flujo de la bomba es menor de 28,000 BPD.
- Válvula de control de nivel a la descarga de la bomba (LCV-790A/C) para controlar el nivel de los tanques T-790A/B o la presión de descarga de la bomba cuando uno de los filtros está en regeneración.
- Controlador de presión diferencial (PIC-790) que actúa sobre la válvula de control de nivel LCV-790 a través del selector de señal FY-790C que da prioridad a la señal del controlador de presión, cuando el nivel de los tanques T-790A/B está por debajo de 20 pies. Esto ocurre durante los períodos de retrolavado de filtros o durante los arranques de la planta de inyección.
- Un relé Multilin que da protección al motor sobre fallas a tierra, fallas entre fases, sobrecarga, altas temperaturas en el rotor.
- Un monitor “Datawatch” por cada bomba que monitorea y da alarma local por:
 - a. Alta temperatura de cojinetes en la bomba y en el motor.
 - b. Altas vibraciones del motor y en la bomba.
 - c. Alta temperatura del estator del motor.
- Alarma de bajo flujo a la descarga de la bomba calibrada a 780 GPM (26.700 BPD).
- Alarma de alta temperatura en la descarga de la bomba calibrada a 205°F.
- Alarma y disparo por muy alta presión a la descarga de la bomba calibrado a 1.950 Psig.

- Disparo por baja presión en el sistema de lubricación forzada.
- Alarma y disparo por muy baja presión en la succión de la bomba, calibrado a 1.5 Psig.
- Válvula de seguridad de 3/4" calibrada a 2.025 Psig a la descarga de la bomba. Válvula de seguridad de 3/4" térmica calibrada a 285 Psig a la succión de la bomba.
- Manómetros indicadores de presión a la succión y descarga de cada bomba e indicador de presión de descarga en el cuarto de control.
- Alarma de baja presión de descarga en el cabezal calibrada a 1.450 Psig y alarma de alta presión de descarga en el cabezal calibrada a 1.790 Psig.
- Alarma de muy alta presión en el cabezal de descarga calibrada a 1.950 Psig, con acción de disparo sobre las bombas P-790.
- Válvula de seguridad de 3/4" térmica calibrada a 2.025 Psig, localizada en el cabezal de descarga.
- Alarmas de vibración, desplazamientos, temperaturas, etc. En el Supervisorio de sala de control.

3.2.6 Tanque de Recirculación T-791A/B y Bombas de Recirculación P-792A/B. Los tanques de recirculación son tanques atmosféricos de 700 barriles de capacidad nominal de 14' de diámetro x 27' de altura. El propósito de estos tanques es el de almacenar el agua de regeneración de los filtros, la cual se envía posteriormente a los FWKO's a través de la línea de recirculación de lodo de los WEMCOS.

Durante el proceso de regeneración de un filtro normalmente entran a los tanques de recirculación un máximo de 460 barriles de agua con sedimentos y aceite. Ya que los filtros no pueden regenerarse al mismo tiempo, en el peor de los casos en que dos filtros se regeneraran secuencial mente, podrían ingresar al tanque un máximo de 920 barriles en un período de 30 minutos.

Las bombas de recirculación son bombas centrífugas horizontales marca WEMCO Torque Flow, modelo E 3x3x11 S, equipadas con motor de 15 HP a 1180 RPM con capacidad de 8000 BWPD, con una presión de descarga de 30 psi. En operación normal una de las bombas debe arrancar con una señal del PLC del filtro que está en ciclo de recirculación en período de descarga, la segunda bomba debe permanecer siempre en stand-by y debe arrancar solamente si el nivel del tanque alcanza 14' por acción del interruptor incluido en los medidores de nivel, ambas deben apagar por acción del interruptor de bajo nivel colocado a 2' sobre el fondo del tanque.

Como el volumen esperado en el tanque por cada regeneración del filtro son 460 barriles, una bomba está en capacidad de evacuar este flujo en un término de 83 minutos.

3.2.7 Instrumentación en Línea. El sistema de limpieza ó filtrado de agua está controlado mediante los siguientes instrumentos de medición:

3.2.7.1 Equipo de Medición de Oxígeno. El equipo medidor de oxígeno es un equipo electrónico marca WALTRON Modelo AI-9060 diseñado para medición de oxígeno disuelto con concentraciones hasta de 20 ppm. El equipo tiene 4 rangos de medición de selección automática: 0-19.9 ppb, 0-199 ppb, 0-1.99 ppm, 0-19.9 ppm. La exactitud es de 1.0 ppb ó 5% de la escala de medición. El equipo mostrará el valor medido en el rango adecuado de acuerdo con la concentración detectada.

El equipo está montado en línea en la tubería de salida de los tanques T-790A/B y provee lectura continua para monitoreo en el cuarto de control.

Debido a que la temperatura de la muestra debe ser menor de 55°C para que el equipo opere (la muestra es desechada automáticamente por un by-pass si su temperatura es mayor de 55°C), el equipo está provisto de un enfriador de agua de 1.2 pies² de superficie conectado a una tubería de 1 1/2" proveniente del suavizador de agua de PF-2.

El enfriador tiene suficiente capacidad para reducir la temperatura de la mezcla de 90°C a menos de la temperatura máxima de operación del equipo. El consumo del equipo es de 3 GAL/min de agua suavizada.

3.2.7.2 Medidor de Partículas Disueltas. El medidor de partículas instalado antes del tanque T-790A/B tiene el propósito de controlar la eficiencia del filtro mediante la medición directa en línea del contenido de partículas.

El medidor instalado es un medidor MONITEK del tipo AT3 que funciona con principio acústico. El equipo cuenta con un emisor de pulsos acústicos que son desviados por las partículas encontradas en el fluido, las deflexiones de los pulsos es medida por un transductor piezoeléctrico y traducida a pulsos y éstos mediante software a unidades de ingeniería mg/lit.

El equipo no necesita enfriador de muestra; sin embargo, debido a que su calibración se hace a través de un patrón, las variaciones de temperatura pueden variar la calidad de la medición. La calibración del instrumento debe hacerse a partir de información de ejemplos tomados por el laboratorio y pasados a través del medidor a la misma temperatura del proceso.

La calidad de los datos leídos en el instrumento depende directamente de su calibración y de la estabilidad de la temperatura del proceso.

3.2.8 Pozos Inyectores. Actualmente se tienen cuatro pozos inyectores, de los cuales se encuentran en operación solo tres. La capacidad del sistema de inyección al pozo está limitada a 80.000 BPD con una presión máxima de inyección antes del estrangulador de flujo (choque) de 1.500 psi.

Las válvulas localizadas en la cabeza de los pozos inyectores no pueden regular el flujo al pozo, pues se regula en la planta de inyección en PF-2 con base en el control de flujo de los filtros y en el control de nivel del T-790.

El operador del pozo inyector solamente puede regular la presión al pozo, mediante la utilización del estrangulador de flujo. Sin embargo, en ningún caso la presión de la línea de inyección puede ser inferior a 1.200 psi, puesto que se causaría cavitación de las válvulas de regulación de nivel de las bombas de inyección localizadas en PF-2. Existe un choque en cabeza de pozo con el cual el operador puede regular la presión y el flujo de inyección.

En el pozo inyector se ha instalado un filtro en línea cuyo propósito es evitar que elementos extraños y residuos de corrosión pasen al pozo durante la operación de la planta de inyección y en especial durante los arranques. El filtro retendrá todas las partículas mayores de 1.6 mm de diámetro.

Instrumentación de los Pozos inyectores

La siguiente instrumentación está localizada en el manifold de llegada a los pozos inyectores:

- Indicador de temperatura de inyección.

- Presión de llegada al pozo de inyección.
- Válvula de seguridad de 3/4" calibrada a 2.025 Psig.
- Manómetro de diferencial de presión en el filtro de línea (rango de operación 0-100 Psig).
- Manómetro de presión después del filtro.
- Medidor de flujo Gear Meter con totalizador.
- Manómetro de medición de presión en cabeza de pozos antes de válvula de choque.
- Manómetro de medición de pozo inyector.

3.2.9 Controles Químicos. Para ejercer controles adicionales sobre la concentración de oxígeno disuelto en el agua de inyección y disminuir la posibilidad de corrosión, se ha instalado un skid de dosificación de químicos para adición de los siguientes químicos al proceso:

 Químicos a Utilizar:

Ø SECUESTRANTE DE OXIGENO: JRU. DOSIFICACION 4 PPM.

Ø CONTROL DE CORROSION: C-47 DOSIFICACION 8 PPM.

 Equipo de Inyección de Químicos:

Se utilizan bombas de diafragma Milton Roy succionando de tanques de fibra de vidrio reforzada con resina poliestérica de 60 galones de capacidad. Los tanques están provistos con indicador de nivel de vidrio con protección metálica y cilindros de aforo marca Kenko. Switches de nivel marca Great Tanks Instruments. Las bombas están provistas con válvulas de alivio Milton Roy-Novatec y amortiguadores de vibración de la misma marca (ver plano 2-06-NV7-39). Las bombas son dos modelos Mroy FR-115A-73 de 1/4 HP, simplex con rango de flujo de 1.7 GPH y dos duplex modelo FR-155B-144 de 30 GPH de capacidad.

Controles de Corrosión Adicionales:

Para mantener un óptimo seguimiento sobre las variables del proceso, se han instalado en el pozo inyector y en la succión de las bombas de inyección, estaciones triples de medición de corrosión que incluyen un cupón, una probeta de resistencia eléctrica y un electrodo. Se realizan lecturas semanales de probetas (índices de corrosión por resistencias eléctricas), además estos elementos deben revisarse mensualmente para mantener un seguimiento sobre las variables del proceso.

Adicionalmente se instalaron cupones de incrustación, a los que se les realiza evaluación mensual.

3.2.10 Sistema Eléctrico Planta de Inyección de Agua. El suministro de energía para los diferentes equipos de la planta de inyección de agua se efectúa desde la planta de fuerza a través del transformador de potencia TX-703, anteriormente este suministraba energía a los diferentes equipos de PF-2. Cada una de las celdas tiene sus diferentes equipos para medida, control y protección, de las siguientes características:

- Voltaje nominal 34.500 V/4160V, 60 Hz, 3 PH.
- Potencia nominal 10/12.5 MVA.
- Refrigeración ONAN.
- Tipo de conexión estrella (sólidamente aterrizado) delta.

Para propósitos de protección y medida del transformador TX-703, la subestación (SWG-801) 34.5 kV de planta de fuerza se amplió, adicionando la celda (801K), con sus respectivos dispositivos de protección, medida y control.

La utilización de TX-703 para el sistema eléctrico de planta de inyección implicó hacer las siguientes modificaciones a la red de 34.5 kV de las facilidades de PF-2:

- Reformar el seccionador conmutable en Planta de Fuerza (convertirlo en dos seccionadores independientes), éstos se utilizan como medios de desconexión sin carga de los transformadores TX-706 y TX-708 por el lado de 34.5 kV.
- Adicionar el transformador TK-708, el cual servirá de respaldo al TX-706.

3.3 CONTROL DE CALIDAD DE AGUA DE INYECCIÓN

El agua producida de pozos para agua industrial y potable son aguas superficiales, por lo que contiene una gran cantidad de impurezas, ya que al pasar por las formaciones disuelve ciertos componentes presentes en estas e igualmente lleva sólidos y gases disueltos. A ciertas condiciones de presión y temperatura estos compuestos solubles se tornan insolubles generando problemas de incrustaciones llevando a taponamientos en la formación, es obvio que el grado de calidad influye a la larga en la permeabilidad de la formación. Debido a esto se debe tener un estricto control sobre la calidad del agua.

Utilidad de los análisis:

- Detectar cambios en un sistema después de cierto periodo de tiempo.
- Hacer pruebas en varios puntos del sistema y detectar los cambios que pueden ocurrir entre la fuente y los pozos inyectoros.
- Establecer calidades mínimas, ya que no existe una guía definida sobre la calidad aceptable en un área.

Durante la operación normal se monitorea 2 veces por semana el agua enviada a los pozos inyectoros, mediante muestras puntuales en la entrada de filtros, salida de filtros, succión bombas y cabeza de pozos; de estos análisis se encuentra que el agua es clara de buena calidad con 0.3 a 3.4 ppm de aceite (control 5 ppm) y 0.5 a 1.3 ppm (control 2.5 ppm) de sólidos suspendidos, estos sólidos son analizados con membrana de 0.45 micrones por norma ASTM.

Análisis cuantitativo: Los análisis se dividen en rutinarios y especiales.

Rutinarios:

- ✚ **pH:** La solubilidad de la mayoría de las incrustaciones depende de esta variable. Un alto pH incrementa la tendencia incrustante y uno bajo (ácido) incrementa la corrosividad, un rango adecuado está entre 6.5 y 9. Ciertos gases disueltos como el H₂S y CO₂ bajan el pH del agua al disolverse en ella.

- ✚ **SST (Sólidos Suspendidos Totales):** La concentración, distribución del tamaño de partículas y la naturaleza y composición de los sólidos tienen una influencia importante en la tendencia al taponamiento y de ellos depende la selección del equipo de filtración. (Rango permisible entre 0.5 y 2.5 ppm). La concentración de sólidos suspendidos en el agua se determina por el paso de una cantidad conocida de agua a través un filtro de membrana y determinando el peso de sólidos recolectados en el filtro. El peso de sólidos recolectados (mg) dividido por la cantidad de agua que pasa a través del filtro (litros) da una concentración de sólidos suspendido en mg/l.

- ✚ **O/W (Aceite en agua):** Altos valores generan disminución de la inyectividad porque pueden formar bloques de emulsiones en la formación y el crudo es una goma para los sólidos y rápidamente taponar la formación. (Rango permisible < 5 ppm por Infra Rojo).

- ✚ **Hierro:** Indicio de problemas de corrosión. (Rango permisible de 0.1 a 0.5 ppm).
- ✚ **Velocidad corrosión:** Control para ver la necesidad de inyectar un inhibidor que prevenga la corrosión. (Rango permisible < 2 mpy).
- ✚ **Oxígeno disuelto:** A mayor contenido aumenta la corrosividad del agua. (Rango permisible < 20 ppb).
- ✚ **Turbidez:** Indica la presencia de sólidos suspendidos y da una indicación de la posibilidad de taponamiento.

Especiales:

- ✚ **Bacterias sulfatorreductoras:** Ellas reducen los iones sulfato a sulfito; generando H₂S como un producto secundario, estas causan corrosión y el sulfito de hierro producto de la reacción de corrosión es un excelente material taponante.
- ✚ **H₂S:** Su presencia aumenta la corrosividad, si está presente en el agua es generado por la bacteria reductora de sulfato o es debido al sulfito de hierro que es un producto de corrosión y nos indica formación de tapones.
- ✚ **Iones:** (Carbonatos – Bicarbonatos) Su concentración permite determinar tendencia a formación de incrustaciones.
- ✚ **Residual de químicos (Inhibidor-Secuestrante de Oxígeno):** Se hace para verificar la acción de los químicos en el tratamiento.

4 HISTORIA DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPO CAÑO LIMÓN

Con el fin de aumentar el porcentaje de recobro del yacimiento en los pozos Matanegra 16, 27 y La Yuca 16, se decide comenzar con el proyecto de inyección de agua controlada a estos pozos que han sido seleccionados según ubicación estratigráfica.

La profundidad media de los pozos es de 8,000 pies, y se inyecta entre 4,000 BWPD sin presión en cabeza de pozo (WHP), hasta un máximo de 80,000 BWPD con una WHP de 1,600 psi. El mejor pozo MN-16 inyectó sobre 115, 000,000 de barriles de agua sin problemas mayores durante casi 6 años, en este período se hicieron tres trabajos para limpiar la arena. En uno de éstos trabajos, se recañearon los intervalos de la arena. Desafortunadamente se tuvo que abandonar la zona más baja a causa de un daño mecánico en el casing. Se perforó un pozo gemelo alrededor de 60 pies del pozo MN-16 para reemplazarlo en el proceso de inyección.

Luego de estudiar y analizar las características geológicas de la zona de estudio, los factores que controlan la recuperación en una inyección de agua, y los parámetros y técnicas de inyección; fue necesario hacer una recopilación de la historia y principales eventos de los pozos inyectoros para analizar su comportamiento a lo largo de la inyección y de esta manera comenzar a correlacionar datos para analizar las posibles causas del taponamiento de los mismos.

En 1993 la inyección en la estructura Matanegra se apuntó al mantenimiento de la presión y barrido en las unidades de arenas del K2A en la parte norte del área de Matanegra. Los objetivos principales del proyecto de inyección fueron los siguientes:

1. Aumentar, y como consecuencia mantener, la presión de yacimiento en la arena K2A en la sección norte de la estructura Matanegra. El aumento en la presión ayudará a lograr las metas de la producción del campo.
2. Aumentar las reservas de aceite por encima de tres millones de barriles por mejoramiento del barrido areal en la parte norte del área de Matanegra.

Según los objetivos declarados anteriormente, se recomendó completar el pozo Matanegra-Inyector en la unidad de arenas K2A. Usando un estimado de pies netos de 130 ft. Con presión inicial de yacimiento de 2200 psia (a la profundidad del datum), en las arenas de K2A dónde el Matanegra-Inyector podría ser perforado; se esperaba que el pozo sostuviera tasas de inyección entre 30,000 BWPD y 65.000 BWPD. La tasa de inyección dependería de los parámetros a determinarse de las pruebas de inyectividad. Las pruebas de inyectividad se consideran de orden crítico para perfeccionar el proyecto inyección.

Para asegurar que las perforaciones estuvieran completamente limpias, se recomendó producir el pozo durante un tiempo promedio de 60 días antes de a la inyección.

Se recomendó correr pruebas de interferencia, para determinar los parámetros de comunicación del yacimiento en la sección norte del área de Matanegra. Esta información es útil para diseñar e interpretar los resultados del proyecto de inyección de agua.

DATOS DE MATANEGRA 16– INYECTOR

Las unidades a completar recomendadas:	K2A1-2-3-4
Espesor neto de Arena esperado:	130 pies
Corte de Agua esperado:	100%

Índice de Inyectividad específico:	0.23 a 0.5 BWPD/PSI/FT
Índice de Inyectividad base esperado:	30 a 65 BWPD / psi
Presión de inyección estimada en la cara del pozo:	3200 psia
Presión estimada en cabeza de pozo:	1500 psig
Tasa de fluido estimada:	30000 a 65000 BFPD
Presión de yacimiento estimada (a -7100 TVSS):	2200 psia

De esta manera se comenzó la inyección en el bloque Matanegra, con el pozo Matanegra 16.

4.1 MATANEGRA 16 (MN-16)

- **RESUMEN GEOLÓGICO**

El MN-16 es un pozo vertical perforado en el área Occidental del bloque fallado de MN-10, MN-11 y MN-07, 100 m al sur de la falla Matanegra localizado en una posición estructural baja nivel Lower Carbonera. El pozo, localizado pendiente abajo de los pozos MN-10 y 11, se diseñó como un pozo inyector de agua en la arena K2A del Cretaceo, para mejorar la recuperación de la parte alta de la estructura Matanegra.

Los parámetros de yacimiento promedio esperados y espesores netos para el Upper Carbonera, Lower Carbonera, Lower K1 y K2A eran los siguientes:

TABLA 8. Parámetros de yacimiento Esperados Pozo MN-16

UNIDAD	ESPESOR (PIES)	POROSIDAD (%)	So
UC4E	15	0.29	0.63
Total U Carbonera	15		
M2A	16	0.3	0.50
M2C	16	0.23	0.74
Total L. Carbonera	32		
K1A	20	0.21	0.50
K1B	10	0.25	0.50
Total Lower K1	30		
K2A12	68	0.25	0.70
K2A34	19	0.23	0.66
Total K2A	87		

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

El tope de la formación Lower Carbonera se perforó a 7180' (-6701'), 16 pies por debajo de lo pronosticado. Los topes de las formaciones Lower K1 y K2A fueron encontrados a 7350' (-6871') y 7588' (-7109'), respectivamente, a 4' y 17' más abajo que el pronóstico. El pozo Matanegra-16 alcanzó una profundidad total de 8050' (-7571'). El casing de producción 9-5/8" fue sentado y cementado a 8048'.

Basado en el Análisis de "Shaly Sand", el actual contacto de agua/aceite se detectó a 7417' (-6938') en la base de la zona K1A del Cretaceo, el cual también es conocido como nivel de aceite bajo. Este nivel de aceite bajo (LKO) es 49 pies más alto que el OWC (-6987') para las formaciones Lower Carbonera y Lower K1.

Estratigráficamente, las arenas Upper Carbonera C4 y C5, se encontraron arcillosas como se pronosticó, con excepción del yacimiento C4E, que muestra un espesor de arena neto de 5 pies.

El análisis de “Shaly Sand” indica que las arenas del yacimiento Lower Carbonera y Lower K1 son, pobremente desarrolladas; se encontraron 46 pies de espesor neto, para el Lower, y se encontraron 31 pies de espesor neto para el Lower K1. Las arenas de K2A aparecen bien desarrolladas, con 79’ de espesor neto.

Para verificar la comunicación de las arenas de Matanegra-16 con los pozos vecinos Matanegra-4 y Matanegra-11, estos pozos se quedaron cerrados, mientras se tomaban las últimas presiones del primer estudio y las lecturas de presión enteras del segundo estudio de RFT. El tiempo aproximado de cierre duró 37 horas. Se repitieron nueve niveles de la primera arrancada. La restauración de presión buena se detectó para ambos, los pozos Matanegra-4 y Matanegra-11.

Las siguientes observaciones fueron derivadas de los gráficos de RFT. Hay once unidades de flujo diferentes dentro de las zonas de interés del pozo Matanegra-16:

1. Hay cinco unidades de flujo en la formación Lower Carbonera, las cuales son zonas de yacimiento M1B M2A, M2B, M2C y M3A, con caídas de presión de 249, 496, 1201, 153 y 272 psia, respectivamente.
2. Se observan tres unidades de flujo en la formación Lower K1, que corresponden a las zonas de Upper K1A, Basal K1A y K1D, con las respectivas caídas de presión de 1167, 1304 y 597/655 psia.
3. Las zonas K2A1 y K2A2 constituyen juntamente una sola unidad de flujo, con una caída de presión de 820 psia.
4. El K2A4 también es una sola unidad de flujo con caída de presión que oscila entre 858 psia y 866 psia.
5. Las arenas de K2B sólo muestran 70 a 72 psia de caída de presión.

6. Todas las unidades de flujo antes mencionadas muestran diferentes caídas de presión, indicando la comunicación de arena con zonas abiertas en los pozos cercanos.
7. La mayoría de zonas depletadas de Lower Carbonera M2B y Lower K1A, están abiertas a producción en seis pozos de Matanegra, incluyendo Matanegra-11 del mismo bloque fallado como Matanegra-16.
8. Las zonas menos depletadas, M1B, M2C y M3A, han sido abiertas, con tasas de productividad bajas, en cuatro pozos fuera del bloque fallado del Matanegra-16 y el pozo Matanegra-11.
9. La zona de M2A moderadamente depletada, ha sido abierta en pozos como Matanegra-1 y Matanegra-4.
10. La zona K1D moderadamente depletada, con una caída de presión promedio de 626 psia, no esta abierta en todos los pozos de Matanegra, pero podría estar comunicada con otros yacimientos productores al otro lado de la falla.
11. La prueba de interferencia indicó buena restauración en las zonas M2A (92.2 psia) y Lower K1A (99.7 psia), que han sido abiertas a producción en Matanegra-4 y Matanegra-11 respectivamente.
12. Las zonas M1B y M2B exhibieron caídas de presión menores de 0.93 psia y 22.2 psia, respectivamente. Ambas zonas sólo están abiertas en Matanegra-4.
13. Las zonas restantes K1D, K2A1 y K2A2 probadas por interferencia, mostraron -21.8 psia, -5.0 psia y -6.9 psia, respectivamente. Por

consiguiente, estas zonas principalmente la K1D está produciéndose a través de otros pozos no cerrados por esta prueba de interferencia.

En este pozo se tomaron dos muestras de núcleos para estudiar los datos petrofísicos, mineralógicos y solubilidad en ácidos. Los resultados son presentados a continuación:

Las muestras analizadas del pozo Matanegra-16 a la profundidad de 7524' presentaron valores altos de porosidad, ubicados entre 22% y 24.6%; mientras que la permeabilidad es relativamente baja (entre 104.1 mD y 135.7 mD), considerando los rangos altos de porosidad obtenidos.

Las muestras que corresponden a la profundidad de 7592' presentaron heterogeneidad en las características petrofísicas básicas con una porosidad máxima y mínima de 17.6% y 9.9% respectivamente; mientras que la permeabilidad es correlativa con la medida de la porosidad con una máxima de 318.7 mD y 110.2 mD.

En las muestras de Campo Matanegra, el componente mineral más importante es el cuarzo con un 68% a 72%. Los feldespatos se presentan en considerable proporción (12% a 20%), principalmente de la serie de feldespatos potásicos (microclina y ortosa). La arcilla, por lo general, es del tipo multi capas (2% a 4%), con pequeñas cantidades de caolinita (1%). Entre los demás minerales secundarios se detectaron la glaucomita (3% a 2%) y mica muscovita (1% a 2%). El material carbonático, representado por calcita (12%), está presente únicamente en la muestra No.2 (7594').

En el análisis petrográfico y microscopia electrónica, los granos detríticos destacan al cuarzo como principal componente mineralógico (entre 67% y 73%), así como, feldespatos potásicos (10% a 16%) y glaucomita (4% a 5%) entre los minerales secundarios. Carbonato cálcico de origen detrítico, se detectó en la muestra

correspondiente a la profundidad de 7592', de manera localizada soportando algunos granos.

No se observaron evidencias características de material cementante, por lo que los granos se encuentran soportados entre sí, a través de un contacto granular tangencial preferente; lo cual propicia la formación de finos -en forma de hojuelas - provenientes del desgaste de las partículas.

La porosidad visual es del tipo intergranular primaria, cuya transmisibilidad permeable se encuentra afectada por los finos; sobre todo en la muestra de 7524", en la que el tamaño del poro es más reducido, debido al tamaño de las partículas, equivalente a una arena muy fina.

El siguiente es un resumen de las principales pruebas y eventos del pozo MN-16

- **RESUMEN OPERACIONAL DE MN-16**

El pozo MATANEGRA 16 se perforó a una profundidad total de 8050 pies del 28 de Septiembre al 10 de Octubre de 1993. En Noviembre de 1993 se cañearon los intervalos del K2A1, K2A2, K2A3 y K2A4 (137 pies). Después del cañoneo fue necesario realizar un trabajo de pesca para recuperar los cañones de 7" que se quedaron pegados al revestimiento. Se realizó trabajo de limpieza a las zonas abiertas instalando dos bombas ESP¹² y realizando un trabajo de achicamiento al pozo.

Desde Septiembre 16 de 1994 se inicio la inyección de agua a las arenas del cretáceo K2A para mantener la presión en el bloque Matanegra, luego de retirar el ESP y correr un empaque a 7530 pies con tubería de 7".

¹² Sistema de Bombeo Electrosumergible.

En Enero 28 de 1995 se realizó un trabajo de workover para re-cañoneo de los intervalos K2A1, K2A3 y K2A4 y el cañoneo de intervalos nuevos del K2A3, K2A4; quedando un total de 176.5 pies abiertos.

En Agosto 14 de 1995 se sentó empaque "CAMCO RSBLA" a 7695 pies con tubería de 7" para inyectar selectivamente al K2A2, K2A3 y K2A4. Posteriormente, en Abril 30 de 1996 se recuperó la tubería de 7" quedándose el empaque, el cual fue empujado a fondo. El pozo fue completado con una junta de 7" y se reanudo la inyección de agua al pozo.

De Febrero 25 a Mayo 14 del 2000, se realizó en tres etapas un trabajo de limpieza de arena con espuma desde 7590 pies hasta fondo, ya que el pozo se encontraba arenado. Después se reanudo de nuevo la inyección de agua.

En Octubre 10 del 2001 se encontró nuevamente arenado el pozo a 7593 pies. Se intentó hacer una limpieza usando bailer hidrostático, esta operación no tuvo éxito debido al taponamiento ocasionado por arena y material arcilloso. Posteriormente se intentó limpiar con espuma sin poder pasar de 7592 pies. Se corrió un bloque de impresión de 8-3/8", el cual saliendo se soltó y quedo a 6452 pies.

La inyección acumulada a Abril 30 del 2002 fue 115, 692,980 barriles de agua. De Mayo 24 al 30 del 2002, se realizó un trabajo de reacondicionamiento al pozo durante el cual se empujo el bloque de impresión atascado a 6452 pies hasta 7592 pies (fondo). Se sentó un tapón puente a 7570 pies y se colocaron 9 pies de cemento encima del tapón, aislando las arenas del K2A1, K2A2, K2A3 y K2A4. Se corrió un registro para evaluar el cemento y el revestimiento, los cuales se encontraron en buenas condiciones.

Posteriormente debido a la ruptura del revestimiento a 7594 pies, este pozo fue reacondicionado abriendo intervalos nuevos en las arenas C5C, M1, M2, M3, K1A

y K1B¹³. El 2 de Junio de 2002, el pozo se completo como productor con el propósito de limpiar las perforaciones y estuvo produciendo durante diez días a una tasa de 8000 BFPD y un corte de agua de 100%; la producción acumulada fue de 54,687 barriles de agua.

En Junio 10 del 2002, se corrió un registro PLT¹⁴ y se tocó fondo a 7545 pies. El registro mostró que solamente las arenas del C5C y las tres inferiores del M1 estaban produciendo fluido con un corte de agua del 100%. Durante la sacada de la herramienta, la sonda se quedó en fondo. Se decidió retirar el equipo ESP y se recuperó la herramienta de PLT. Se cambió el cabezal de producción por el de inyección de agua y se comenzó a inyectar agua desde el 25 de Junio hasta el 23 de Septiembre del 2002, cuando se decidió suspender la inyección de agua en este pozo. El total de agua inyectada durante este periodo fue de 1,395,734 barriles de agua.

El 23 de agosto de 2002 se corrió una prueba PLT/ILT¹⁵ y se tocó fondo a 7530 pies. El registro mostró que el 96% del agua se estaba inyectando a las arenas del C5C y M1 y el 4 % restante distribuido en tres intervalos del M3, K1A y K1B respectivamente. Por la respuesta de nivel en los pozos vecinos, se concluyó que la inyección de agua estaba afectando principalmente al pozo MN-04, el cual no requiere de soporte de presión. Se decidió entonces, suspender la inyección de agua al pozo en Septiembre 23, 2002 con el fin de realizar un trabajo de reacondicionamiento al pozo. De la misma prueba de inyectividad se determinó que el factor de daño del pozos era de 45.5, una permeabilidad de 1250 md y que el índice de inyectividad era de 15.7 BWPD/psi.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de la interpretación de los registros de producción e inyección corridos en el pozo MN16.

¹³ Ver figura 4, Columna estratigráfica Bloque Cravo Norte.

¹⁴ PLT. Pressure Log Test. Prueba de Producción.

¹⁵ ILT. Injection Log Test. Registro o Prueba de Inyección.

Tabla 9. Resultados Registros de Producción e Inyección Pozo MN-16

POZO MATANEGRA 16							
PERFILES DE INYECCIÓN & PRODUCCIÓN							
ARENAS - LOWER & UPPER CARBONERA AND LOWER K1							
INTERVALO	ZONA	PERFIL DE PROD.		WELL SHUT IN	PERFIL DE INY.		WELL SHUT IN
		JUNIO 10, 2002			AGOSTO 23, 2002		
FT-MD		BWPD	%	BWPD	BWPD	%	BWPD
7221-7224	C5	3815	43.4	-464	-1524	6.8	-1545
7231-7234	M1	0	0	0	0	0	32
7245-7248	M1	263	3	0	0	0	0
7254-7258	M1	2494	28.3	121	-10963	49.1	830
7274-7278	M1	2228	25.3	342	-9018	40.4	683
7300-7300.6	M2	0	0	0	0	0	0
7301.3-7304	M2	0	0	0	0	0	0
7328-7331	M3	0	0	0	-113	0.5	0
7341-7342.8	M3	0	0	0	0	0	0
7343.7-7344	M3	0	0	0	0	0	0
7347-7351	M3	0	0	0	0	0	0
7363-7363.8	K1A	0	0	0	0	0	0
7364.9-7380	K1A	0	0	0	-140	0.6	0
7394-7401	K1A	0	0	0	0	0	0
7407-7408	K1A	0	0	0	0	0	0
7410-7418	K1B	0	0	0	-572	2.6	0
7425-7427	K1B	0	0	0	0	0	0
TOTAL		8800	100	-1	-22330	100	0

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

El 4 de Marzo de 2003, se corrió canasta de calibración tocando fondo a 7416', se realizó trabajo de cementación forzada a los intervalos del C5 (7221'-7224') y M1 (7231'-7234', 7245'-7248', 7254'-7258' y 7274'-7278'), se probaron los intervalos aislados y la presión decayó, se estimularon con ácido los intervalos del K1A y K1B y de las arenas restantes abiertas del M2 y M3, se instaló "Scab Liner" entre 7189' y 7295' para aislar mecánicamente los intervalos C5 y M1 y el 16 de marzo de 2003 se reinició la inyección de agua al pozo en estas arenas con 3000 BWPD, las cuales son de baja presión y requieren de un mantenimiento de presión; al tercer día la presión ya había alcanzado las 1230 psi y al cuarto día después de

una parada de la planta de inyección la tasa cayó a valores alrededor de 1000 BWPD. Finalmente el 9 de abril de 2003 dejó de recibir agua.

El 14 de Abril, 2003, se tocó fondo (Schlumberger), rat-hole de 101 ft y fondo 2 ft por encima. El pozo no está arenado. Reanudó inyección, el pozo continúa recibiendo poco fluido (420 BWPD). Con una presión en cabeza de 1680 psi y choque totalmente abierto.

A comienzos de julio de 2003, se realizó prueba de inyectividad con HALLIBURTON en la cual se observó que el pozo puede llegar a tomar alrededor de 17000 BWPD con presión en cabeza cercana a 1600 psi.

Se definió correr una bomba de sacrificio con el fin de producir las arenas actualmente abiertas con dos propósitos: limpiar al posible daño y probar la comunicación del pozo con los productores que se espera afectar.

En Septiembre 15, 2003 corrió ESP # 4 durante 18 días, la tasa de producción alcanzó los 2,000 BFPD, BSW=98.4% y 5 ppm de arena. La producción acumulada fue 601 BO y 37,642 BW. En Octubre 28, 2003 reinició la inyección con una tasa de 5,000 BWPD y 0 Psi en cabeza.

En Noviembre 14 se incrementó el caudal de inyección por entrada de la segunda bomba P-790. La tasa de inyección alcanzó los 30,000 BWPD pero debido a problemas de vibración en el choke y erosión en la línea de superficie fue necesario regular la tasa a 17,000 BWPD.

Actualmente se está inyectando a una tasa de 18000 BWPD, con una presión en cabeza de 40 Psi aproximadamente.

4.2 MATANEGRA 10 (MN-10)

Pozo perforado a una profundidad de 7,849 pies, en mayo de 1988. Su completamiento inicial se realizó en las arenas de la formación Cretáceo K2A1, K2A2 y K2A3.

En septiembre de 1991 se realizó un workover para aislar la parte más inferior del intervalo K2A2 y la arena K2A3. En agosto de 1995 se abandonaron los intervalos K2A1 y K2A2 restantes por medio de un tapón, y se abrieron los nuevos intervalos de la formación carbonera inferior (Mirador) M1B, M1C1, M2B, M2C y M3A.

Después de este trabajo, el pozo inició producción con un corte de agua del 97%. En septiembre de 1995 se realizó un PLT (Registro de Producción) y se encontró que el pozo se había arenado. Dejando solamente abiertos a producción 4 pies de M1B y 2 pies de M1C1.

Este pozo fue convertido a inyector de agua en Marzo de 1996 en las arenas del M2B, M2C y M3A¹⁶ después de limpiar arena desde 7200 pies hasta 7483 pies. Para esta conversión se abrieron nuevos intervalos en M2B y M2C y se recañearon los intervalos abiertos del M2B, M2C y M3A; igualmente se corrió una sarta de inyección con empaque para evitar la inyección en las arenas M1B y M1C1.

Un registro de producción corrido en mayo 12 de 1996, indicó que la arena M2B estaba tomando 84% del agua inyectada (7800 BPD). No se observó flujo cruzado durante los periodos de cierre. El induce de inyectividad calculado fue 3.7 BWPD/PSI.

¹⁶ Ver figura 4. Columna estratigráfica Bloque Cravo Norte.

En Mayo 30 de 1996 se cañonearon los intervalos de las arenas K1A y K1B con “wireline” (cable eléctrico). Posteriormente, en Julio de 1996 se retiro la sarta de inyección y se trató de limpiar arena sin éxito. En Agosto de 1996, se aislaron por medio de cementación forzada los intervalos M1B y M1C1. Se limpió arena hasta 7497 pies, se recañonearon los intervalos K1A y K1B y se corrió sarta de inyección con empaque para evitar la inyección en M2B, que de acuerdo con el registro de producción estaban afectando los resultados de la inyección.

En enero de 1997 se observó una disminución en la capacidad de inyección, una prueba de “Fall off” determinó que los intervalos K1A y K1B no estaban tomando fluido y a su vez los intervalos M3A estaban tomando el 75% del caudal inyectado y los intervalos M2C estaban tomando el 25%.

Los menores índices de permeabilidades de la formación Cretáceo (K1A y K1B) pueden explicar la agilización del bloqueo, frente a los índices de la formación carbonera inferior e igualmente pueden explicar las mayores tasas de admisión en el M3A cuando ya estaban bloqueados los intervalos de K1A y K1B.

A partir de octubre de 1997 la capacidad de inyección se perdió completamente, finalmente se limpió arena desde 7249 pies hasta 7510 pies y se dejó el pozo con una junta de 7”.

Recientemente y a raíz de los problemas presentados en el pozo MN-36, Yacimientos propuso reacondicionar este pozo para inyectar parte del agua necesaria en el K2A, o si por el contrario se quisiera reactivar este pozo como inyector en las arenas de Carbonera inferior y K1 en donde mostró respuesta en los pozos productores

Se decidió reacondicionar el pozo para habilitar la inyección en los intervalos del K2.

4.3 MATANEGRA 27 (MN-27)

Pozo vertical perforado como inyector, para aumentar y mantener la presión en la formación carbonera inferior M2, M3 y las arenas K1 inferior.

Este pozo produjo desde octubre de 1999 hasta marzo de 2000 como parte del proceso de limpieza del pozo antes de inyección. A partir del 22 de marzo de 2000, inició inyección de agua con tasas entre 5,000 y 15,000 BWPD, logrando inyectar 631,060 BW hasta mayo de 2000, fecha en la cual la presión de cabeza llegó a 1,650 psi y la tasa de inyección cayó a 0 BWPD. En julio del mismo año y hasta enero de 2001 se produjo el pozo acumulando un valor de 305,478 BF.

PLI corrido en diciembre de 2000, flujo cruzado a condiciones dinámicas, de 168 BFPD fue calculado de K1B, K1C y L1D hacia K1B. Este flujo fue también confirmado bajo condiciones de cierre.

A partir del 26 de enero de 2001 y hasta comienzos de febrero de 2002, este pozo inyectó 397,133 barriles de agua (BW).

La inyección fue suspendida en mayo de 2001 porque el pozo alcanzó una presión en cabeza de 1,650 psi con una caída a cero en la tasa de inyección. Se tocó fondo y se encontró arenado.

En julio 30 de 2001 convirtió nuevamente de inyector a productor, con el fin de estimular la limpieza de la formación, posteriormente se realizó un tratamiento ácido a la línea de flujo.

El perfil de inyección corrido en septiembre de 2001, indica que las zonas M2, y K1B reciben cada una alrededor del 14% del fluido total inyectado; en tanto que la

mayoría del fluido 72% es inyectado en el intervalo más profundo del K1C y posiblemente en el K1D. Bajo condiciones de cierre no se observa flujo cruzado.

Después del cierre de campo de Diciembre de 2001, la tasa cayó gradualmente a cero BWPD y finalmente en Junio 4 de 2002 se encontró arenado el pozo con el tope de la arena a 6,858 pies (213 pies por encima del tope de perforaciones). Finalmente entre diciembre de 2002 y enero de 2003 se limpió la arena con lodo nitrogenado, se estimularon con espuma los intervalos M2, M3, K1A, K1B¹⁷.

La inyección de agua se reinició en febrero de 2003 pero al cabo de 15 días la presión se incrementó a 1270 psi y finalmente en abril de 2003 dejó de tomar agua. Se tocó fondo en Septiembre/03, con la unidad de Colregistros a 7.050 ft, mostrando que todas las perforaciones se encontraban tapadas con arena.

Cabe resaltar las siguientes características de las zonas presentes en el pozo:

Zona 1. Arenas M2 y M3 (Carbonera Inferior) con una presión promedio de 1,200 psi. De esta arena solo el M2 está abierto y recibió el 15% del volumen de agua inyectado.

Zona 2. Intervalos del K1A y K1B con una presión promedio de 1,300 psi, es de notar que el pozo alcanzó a recibir 19% del agua inyectada por un intervalo de seis pies de la unidad K1B.

Zona 3. Arenas del K1C y K1D con una presión promedio de 2,200 psi. Es de resaltar que el pozo recibía por estas zonas el 62% del volumen de agua inyectada.

¹⁷ Ver figura 4, Columna estratigráfica Bloque Cravo Norte.

Luego de estudiar el comportamiento del pozo, se recomendó no inyectar agua ya que hasta el momento la respuesta que se produjo en los pozos productores fue mínima al comienzo de la inyección y prácticamente nula durante los intentos posteriores de inyección.

El comportamiento mostrado por este pozo se asemeja al de un yacimiento confinado o con muy baja transmisibilidad a través de las fallas.

Recientemente se realizó un trabajo de reacondicionamiento que consistió en habilitar el pozo como productor de las arenas del K2.

4.4 MATANEGRA 36 (MN-36)

Los objetivos del desarrollo del pozo fueron:

1. Inyectar agua en las unidades de arenas del K2A para reemplazar la inyección suspendida en el pozo MN-16.
2. Ayudar a mantener las metas de producción del campo de pozos completados en las zonas de K2A.

 Parámetros de yacimiento esperados:

Unidades recomendadas a ser completadas:	K2A
Espesor de arena esperado para inyectar (ft):	176
Corte de agua esperado:	100 %
Índice de inyectividad específico (BOPD/PSI/FT):	0.2
Índice de inyectividad base estimado (BOPD/PSI):	35
Índice de productividad corregido (BFPD/PSI):	158
Caída de Presión estimada (psi):	380

Tasa de inyección estimada (BFPD): 60000
 Presión inicial de yacimiento estimada (at 7100 ft TVSS): 1500

Tabla 10. Topes de Formación y Espesores Netos Esperados MN-36

FORMACIÓN	MD (pies)	VSS (pies)	ESPESOR NETO (pies)
Guayabo	Superficie	(+455)	
León	5234	(-4755)	
Upper Carbonera C1	5879	(-5400)	
Upper Carbonera C3	6469	(-5990)	
Upper Carbonera C5	7129	(-6650)	10
Lower Carbonera	7219	(-6740)	40
Lower K1 (Objetivo)	7344	(-6865)	70
K2A (Objetivo)	7584	(-7105)	176
K2B	7844	(-7365)	
K3	7949	(-7470)	
Total Depth	8040	(-7561)	

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

El 13 de Abril de 2002 se concluye mediante las operaciones realizadas que el revestimiento del pozo MN-16 estaba roto a 7592 pies, razón por la cual se decidió abandonar las zonas abiertas del K2A y perforar un pozo nuevo en su reemplazo. El pozo MATANEGRA 36 se perforó 28 metros al Noreste del pozo MN-16, en el bloque de los pozos MN16, MN11 y MN10, formado por la falla de Matanegra al norte y la falla Caño Limón al sur¹⁸.

Se decidió completar en arenas del K2A y K2B, las cuales eran el objetivo principal del mismo para la inyección de agua, con el fin de mejorar el soporte de presión a los pozos productores MN-07, MN-08, MN-12, MN-15, MN-17, MN-19,

¹⁸ Ver Anexo 1. Mapa Estructural del Bloque Matanegra.

MN-21, MN-25, MN-26, MN-30, MN-32; abiertos en esas arenas y que se encuentran en el área de la estructura Matanegra.

El pozo Matanegra 36 se perforó verticalmente hasta la profundidad de 8240 ft-MD de acuerdo al plan de objetivos propuestos, la perforación se llevo a cabo entre el 14 y el 25 de Julio de 2002. Se completó (revestimiento de 9 5/8) en Agosto 3 del mismo año, abriendo con cañones de 4 -1/2" TCP, cargas 34B HJII RDX a 12 tiros por pie los intervalos de las unidades de arena del K2A1, K2A2, K2A3, y K2A4 que se muestran a continuación:

Tabla 11. Intervalos Cañoneados en el Pozo MN-36

INTERVALO	ARENA	CORTE %	ESPESOR Ft	TPP	AREA (in2)
7575-7594	K2A1	100	19	12	14.52
7597-7616	K2A1	100	19	12	14.52
7620-7628	K2A2	100	8	12	6.12
7648-7650	K2A2	100	2	12	1.53
7660-7662	K2A2	100	2	12	1.53
7670-7674	K2A2	100	4	12	3.06
7677-7679	K2A2	100	2	12	1.53
7684-7697	K2A3	100	13	12	9.94
7704-7706	K2A3	100	2	12	1.53
7720-7724	K2A3	100	4	12	3.06
7738-7744	K2A4	100	6	12	4.59
7754-7758	K2A4	100	4	12	3.06
TOTAL			85		64.98

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Para limpieza del pozo se le instaló bomba electrosumergible y se puso en producción en Agosto 7, 2002 hasta Septiembre 20 del mismo año. Inicialmente la producción fue de 9000 BFPD, la cual se disminuyó hasta 5300 BFPD, manteniéndose el corte de agua en 100% todo el tiempo; En total produjo 231,285 barriles de agua.

En Septiembre 12, 2002 se corrió un registro de producción PLT, el cual de manera preliminar indica que cerca del 95% del fluido esta siendo producido por el intervalo del K2A2 (7648'-7650') y el 5% restante de fluido lo contribuyen los intervalos del K2A2 (7660'-7662', 7670'-7674'), K2A3 (7684'-7697', 7704'-7706') y K2A4 (7754'-7758') y el K2A1 no contribuye con fluido. Este perfil es comparable o muy similar al del pozo MN-16, cuando inyectaba en las arenas del K2A. Con un PI de 150 BFPD/PSI.

El 26 de Septiembre, 2002, se coloca el pozo como inyector de agua. El pozo tomo alrededor de 67000 barriles de agua por día (BWPD), hasta el mes de Febrero de 2003, donde el caudal de inyección se disminuyó a cerca de 30000 BWPD. Se incrementó la presión de inyección en el pozo para mejorar el caudal, pero de nuevo el caudal de inyección se disminuyó rápidamente, manteniendo una presión en cabeza alta (1250 psi). En total inyectó 9,123,111 barriles de agua hasta el 2 de abril de 2003, después de este primer evento de perdida de inyección, el pozo inyectó 517,387 barriles de agua más con tasas entre 45,000 y 25,000 BWPD hasta que a finales de abril de 2003, la presión en cabeza llegó a 1,650 psi y dejó de recibir agua.

El 19 de Abril, 2003, se desarrolla un "Fall Off Test" en el pozo, en el cual se estableció que no existe Cross Flow bajo condiciones de cierre, y así mismo se estableció que la presión en cabeza disminuye con relativa rapidez.

➤ **INTERPRETACIÓN REGISTRO FALL-OFF TEST EN MN-36**

Esta prueba fue analizada usando el PL Cased Hole Program. Los pasos de fluido del spinner (herramienta) indican que el intervalo de K2A1 (7648-7650 pie-MD) está inyectando 53.2% del fluido y el intervalo de K2B1 (7704-7706 pie-MD) 39.1%. La inyección de agua total para la primera zona es 13476 BWPD y para la segunda 9904 BWPD. Se detectó fondo a 8092 ft-md. Esto revela que la mayoría

de los intervalos están taponados. No se detectó ningún flujo cruzado bajo condiciones de cierre. Con un índice de productividad de 10 BWPD/PSIA.

La interpretación de los resultados se presenta a continuación:

Tabla 12. Condiciones de Inyección MN-36 PLT ABRIL 19,2003

ARENA	INTERVALO	FLUIDO TOTAL		ACEITE		AGUA		CORTE AGUA
		STBD	%	STBD	%	STBD	%	%
K2A1	7575-7594	-576	2.3	0	0	-576	2.3	100
K2A1	7597-7616	0	0.0	0	0	0	0.0	0
K2A1	7620-7628	-1195	4.8	0	0	-1195	4.8	100
K2A1	7648-7650	-13476	54.1	0	0	-13476	54.1	100
K2A1	7660-7662	0	0.0	0	0	0	0.0	0
K2A1	7670-7674	0	0.0	0	0	0	0.0	0
K2A1	7677-7679	0	0.0	0	0	0	0.0	0
K2B1	7684-7697	0	0.0	0	0	0	0.0	0
K2B1	7704-7706	-8239	33.1	0	0	-8239	33.1	100
K2B1	7720-7724	-414	1.7	0	0	-414	1.7	0
K2B1	7738-7744	-265	1.1	0	0	-265	1.1	0
K2B1	7754-7758	-761	3.1	0	0	-761	3.1	100
TOTAL		-24926	100	0	0	-24926	100	100.0

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Condiciones de cierre

Ningún flujo cruzado fue detectado bajo estas condiciones. Las lecturas estacionarias no indicaron el movimiento de fluido.

Tabla 13. Velocidad de Fluido en Perforaciones según ILT-ABRIL/03

INTERVALO	ARENA	AREA (in2)	BWPD	VELOCIDAD (pie/seg)
7575-7594	K2A1	14.52	-576	0.37
7597-7616	K2A1	14.52	0	0.00
7620-7628	K2A2	6.12	-1195	1.83
7648-7650	K2A2	1.53	-13476	82.49
7660-7662	K2A2	1.53	0	0.00
7670-7674	K2A2	3.06	0	0.00
7677-7679	K2A2	1.53	0	0.00
7684-7697	K2A3	9.94	0	0.00
7704-7706	K2A3	1.53	-8239	50.43
7720-7724	K2A3	3.06	-414	1.27
7738-7744	K2A4	4.59	-265	0.54
7754-7758	K2A4	3.06	-761	2.33
TOTAL		64.98	-24926	

Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Hueco de entrada TCP de 4 ½ “en revestimiento de 9 5/8 de 0.2848 in.

A finales del mes de Abril del año 2003, se presentaron diversas fallas en el sistema general de suministro eléctrico del campo, razón que sumada al problema de taponamiento de los pozos inyectoros en el área de Matanegra, obligó a la suspensión total de inyección de aguas en este pozo. La inyección de agua acumulada de septiembre de 2002 a abril de 2003 fue 9,641,242 barriles de agua.

Con el fin de limpiar el pozo y remover el posible daño de formación, se colocó en producción desde Junio 17 hasta Julio 8 de 2003. Durante este periodo, el pozo tuvo una producción que osciló entre 5400 y 6400 BWPD. El pozo estuvo constantemente en monitoreo de arena mostrando entre 20 y 100 ppm de arena. En total produjo 108,526 barriles de agua.

El 27 de Julio, 2003 se reinició la inyección en este pozo, con 30,000 BWPD; a partir de este momento se encuentra en monitoreo constante la inyección, analizando el comportamiento del pozo.

Se evaluó el comportamiento del pozo y del sistema de inyección con ayuda del programa "WaterCASE" de Schlumberger y se corroboró la posibilidad de utilizar el recañoneo con cargas de hueco grande.

En noviembre 14 de 2003, entró en línea un segunda bomba de inyección con le propósito de inyectar mayor cantidad de agua en este pozo, con un incremento en la tasa de inyección de 4,000 BWPD.

Desde el reinicio de la inyección en julio de 2003, se han inyectado 4,945,789 barriles de agua a enero 15 de 2004.

4.5 LA YUCA 16 (LY-16)

La Yuca-16 fue perforado como un pozo vertical de desarrollo a la parte sur de la estructura de Yuca. Ochenta pies de arena netos fueron perforados en la formación Mirador. El yacimiento Mirador consiste principalmente de un canal de arenas en la parte superior y un canal de arenas de bajas presiones (energía) en la parte más baja.

El contacto agua-aceite (OWC) en Mirador está a 7784' (-7301') basado en las descripciones de registros de elevaciones y Swc. Un estudio RFT fue realizado con una tasa de producción del campo a 110 MBOPD y después de a una producción acumulada de 5.7 MMBO, indicando un cuestionable FWP (Free Water Point) a -7337'. La caída de presión de casi 50 psi en Mirador M-1 y de aproximadamente 30 psi en la parte superior del Mirador M-2 se notaron. El M-3 y M-4 estaban casi a condiciones de yacimiento. La medida de la caída de presión

fue menos de la que se había predicho por simulación, lo cual indica que las áreas Caño Limón-La Yuca están logrando un mejor soporte de presión del acuífero que el esperado.

El pozo fue completado en 68' de perforaciones en el M1 y M2 con una sarta de producción de 4-1/2". La prueba de producción inicial proporcionó 3150 BOPD, 28.5 ° API, WHP de 285 psi para un choque de 1/2", y 9507 BOPD, 28.5 ° API, WHP de 120 para un choque totalmente abierto.

Los parámetros del yacimiento y arena de aceite neto son los siguientes:

FORMATION	NET SAND	NET OIL SAND	AVERAGE POROSITY	AVERAGE Vclay	AVERAGE Sw
Arenas C7	56'	56'	0.270*	0.065*	0.235*
Mirador	173'	80'	0.246*	0.064*	0.138*

* Parámetros de arena neta de aceite.

Los siguientes son los resultados de las pruebas realizadas a las muestras de núcleos tomadas del campo La Yuca, estas muestras debido a que son inconsolidadas, los parámetros de permeabilidad y porosidad son altos y aparentemente homogéneos con una porosidad máxima de 36.0% y mínima de 35.4%. Los valores de permeabilidad se ubican entre 4400 mD y 4721 mD.

En cuanto a la composición mineralógica la presencia del cuarzo es relevante, al abarcar el 92% del volumen total, mientras que los feldespatos alcanzan un 5% y la calcita 1 %. Las arcillas presentes son clorita y caolinita, ambas con 1 %.

5 PRINCIPALES PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA INYECCIÓN DE AGUA

Uno de los problemas primarios es la calidad del agua de inyección, ya que de su tratamiento depende la calidad y compatibilidad necesaria para el éxito de la inyección.

Uno de los mayores problemas que puede presentar un proyecto de inyección de agua es el taponamiento de los pozos inyectores, o sea, una pérdida de la inyectividad del fluido debido a factores como el arenamiento entre otros.

En el caso de inyección de agua, otro factor causante de taponamiento puede deberse a la corrosión, es decir, el agente corrosivo hace que en las paredes de las tuberías se desprendan productos de óxido de hierro que se depositan dentro de los granos de la formación y van creando una especie de puente originando reducción gradual de la inyectividad. Todo esto puede entrar en combinación con la cantidad de sólidos que están disueltos o suspendidos en el agua de inyección; ésta puede reaccionar con el material de la formación y puede dar lugar a una pérdida total de inyectividad.¹⁹

Para analizar y evaluar los factores que pudieron llegar a causar esta pérdida de inyectividad se involucra la utilización de curvas tipo como HALL Plot, que permiten tener idea de si se ha presentado daño de formación o fracturamiento, en alguna etapa de la inyección, de acuerdo con la forma característica de estos.

¹⁹ MANNUCI V. Jesús E, Recobro Adicional de Petróleo por métodos Convencionales. Universidad del Zulia, Septiembre de 1989.

Este método se correlaciona con otras pruebas, pruebas de presión y tasa de inyección en intervalos de tiempo, pruebas de restauración de presión en los inyectores (fall-off surveys) y otros trabajos realizados a los pozos inyectores, incluyendo los análisis de calidad del agua de inyección y la historia de cada pozo con el fin de llegar a las posibles causas del taponamiento de los pozos inyectores del campo Caño Limón.

5.1 MÉTODO DE HALL Y HEARN

En 1993, Hall presentó un método para analizar problemas en los pozos de inyección y cambios en la inyectividad. Es un método de monitoreo continuo para operaciones de inyección de agua con control de presión en superficie. Estos son métodos gráficos que reducen y/o eliminan la necesidad de desarrollar pruebas de step-rate para determinar la presión de fractura de la formación. Ambos ofrecen detecciones cualitativas de cambios en las condiciones del yacimiento.²⁰

Los dos se fundan en la **Ley de Darcy** para flujo radial y estado estable de:

$$q_w = \frac{0.0078 * K_W * h * (P_W - P_e)}{B_W * \mu_W * \ln(r_e / r_{wa})} \dots\dots\dots (1)$$

Donde $r_{wa} = r_w e^{-S}$

Las suposiciones aplicadas en los dos métodos son las siguientes:

- Desplazamiento tipo pistón
- Estado estable

²⁰ Paper SPE, 21724. Maximizing Injection Rates in Wells Recently Converted to Injection Using Hearn and Hall Plots. 1991. Oklahoma.

- Flujo radial
- Flujo Monofásico
- P_e (presión en el radio externo de drenaje psig) es constante.
- La saturación de gas residual es cero

Datos requeridos:

- Tasa de inyección
- Presión de inyección en superficie.
- Una P_e estimada
- Inyección acumulada
- La presión de fondo se obtiene a partir de la columna hidrostática y las pérdidas por fricción.

5.1.1 Hall Plot. Hall originalmente propuso este método para analizar cuantitativamente el comportamiento de los pozos de inyección de agua. Este método fue basado en la ley de Darcy para flujo monofásico, estado estable, para flujo newtoniano de un pozo centrado en un yacimiento circular.

Suposiciones:

- Desplazamiento tipo pistón
- Flujo radial
- Estado estable
- Yacimiento circular
- Ley de Darcy
- Flujo monofásico
- $P_e = \text{Constante}$

Llegando a:

$$\int \Delta P dt = \frac{141.2 * B_W * \mu_W * \ln(r_e / r_{wa})}{K_w * h} * W_f \dots\dots\dots(2)$$

Donde $\Delta P = P_w - P_e$

Hall grafica la integral de la caída de presión con respecto al tiempo versus la inyección acumulada ($\Delta P * \Delta t$ acumulado (psi-día) Vs. W_i (Bbls.)). Esta gráfica permite interpretar cualitativamente lo ocurrido en el yacimiento de acuerdo con cambios de pendiente de la curva. Esta función revela que si un pozo inyector es estimulado esto podría ser un decremento en la pendiente, y si un pozo es dañado, la pendiente podría incrementarse (ver figura 10).

Generalmente para evaluar un posible taponamiento o mejorarlo, es necesario conocer la presión del yacimiento, la viscosidad del agua y la densidad del agua. Con el objeto de eludir estos problemas, Hall demostró que la pendiente de la curva originada de graficar el producto de la presión en el cabezal del pozo y el tiempo, contra el volumen inyectado acumulado, es proporcional a la capacidad de los pozos y es constante (línea recta) si la capacidad es constante.

Está técnica nos sirve para evaluar los cambios de la capacidad de los pozos inyectores. En general, la capacidad de los pozos inyectores es difícil de evaluar a causa de una variación simultánea de la tasa de inyección y de la presión.

La pendiente de la gráfica de Hall es:

$$m = \frac{141.2 * B_w * \mu_w * \ln(r_e / r_{wa})}{K_w * h} \dots\dots\dots(3)$$

Basados en la pendiente de la gráfica de Hall, si el daño es conocido, la transmisibilidad²¹ podría ser calculada, o viceversa. Para un fluido monofásico la transmisibilidad no cambiaría significativamente con el tiempo; por lo tanto, cualquier cambio en la pendiente de la gráfica de Hall sería debido al efecto de daño. Buell, et.al.²², mostraron que, en general, el banco de fluido cerca de la cara del pozo dominaría la pendiente de la gráfica de Hall. En este caso el fluido dominante es el agua.

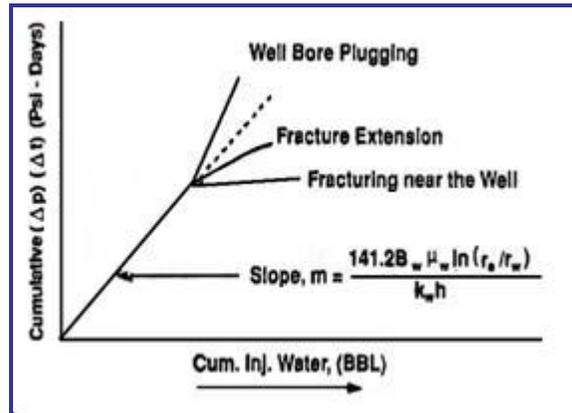
La gráfica de HALL es un método de análisis de estado estable, el cual proporciona un monitoreo continuo de la inyección. Para unas interpretaciones más representativas de las condiciones del yacimiento los datos de inyección son extendidos sobre un periodo de tiempo más largo.

Los datos requeridos para la gráfica de Hall son la inyección acumulada y la presión en superficie. Las presiones de superficie son convertidas a presiones en fondo, corrigiendo por cabeza hidrostática y pérdidas por fricción, para este caso las pérdidas por fricción se tomaron despreciables. La técnica de Hall puede ser usada para interpretar cuantitativamente lo que está sucediendo en el yacimiento cuando la curva muestra un cambio de pendiente. Hall ha desarrollado esta técnica principalmente para determinar la eficiencia del tratamiento de estimulación en los pozos de inyección. Encontrando que la principal dificultad en la eficiencia del análisis de los pozos de inyección fue debido al hecho de que la presión y la tasa de inyección varían con el tiempo.

²¹ Transmisibilidad, no da una idea acerca de la facilidad del medio para permitir el flujo de fluidos a través de él y de la facilidad del fluido para desplazarse a través del medio.

²² Paper SPE, 16963. Analyzing Injectivity of Polymer Solutions with the Hall Plot. 1987. Dallas, Texas.

Figura 10. Hall Plot



Fuente: Paper SPE # 21724.

Si la inyección acumulada es graficada en la abscisa, una disminución en la pendiente indicaría un mejoramiento (fracturamiento, acidificación, etc.) y un aumento en la pendiente indicaría daño (taponamiento, etc.).

Observaciones:

- Línea recta después de la interferencia
- **Pozo inyector Estimulado:** la pendiente debe decrecer.
- **Pozo inyector Dañado:** la pendiente debe incrementarse

5.1.2 Hearn Plot. Este método es aplicable durante el periodo inicial de inyección del pozo. Hearn introduce esta técnica como una medida para estimar cuantitativamente la permeabilidad al agua y el factor daño del pozo a través de la misma gráfica. Asumiendo una distribución simplificada de saturaciones y saturación de gas residual en el banco de aceite y de agua igual a cero. Hearn modifica la técnica de Muskat's²³ para análisis a presión constante para un pozo; para tener en cuenta la variación de la tasa o presión de inyección. Hearn tomó la

²³ Muskat, Morris, "Physical Principles of Oil Production", Millet the Printer, Inc. , Dallas, Texas, 1977.

movilidad como uno (1). De esta forma la tasa de inyección puede ser presentada así:

$$q_w = \frac{0.01416 * K_w * h * (P_w - P_e)}{B_w * \mu_w * [\ln(r_o^2 / r_{wa}^2) + M * \ln(r_e^2 / r_o^2)]} \dots\dots\dots (4)$$

Por balance de materia r_e^2 en esta ecuación es directamente proporcional al volumen acumulado de agua inyectada, ó:

$$r_e^2 = C * W_i \dots\dots\dots(5)$$

donde $C = \text{constante} = \frac{5.615}{\pi * h * \phi * S_g} \dots\dots\dots(6)$

También por balance de materia:

$$r_o^2 = F * W_i \dots\dots\dots (7)$$

donde $F = \text{constante} = \frac{5.615}{\pi * h * \phi * (\bar{S}_{WBT} - S_{WC})} \dots\dots\dots(8)$

Resultando:

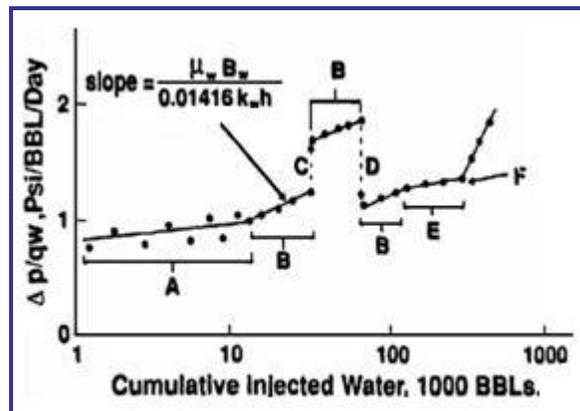
$$\frac{\Delta P}{q_w} = a * \ln(W_i) + a * \left(\ln \frac{F}{r_{wa}^2} + M * \ln \frac{C}{F} \right) \dots\dots\dots(9)$$

donde: $a = B_w * \mu_w / (0.01416 * K_w * h)$

Graficando $\Delta P/q_w$ (inverso del índice de inyectividad) contra (W_i) resulta en una línea recta que es la gráfica de Hearn. La pendiente de esta línea es a , y el intercepto es el término de la parte derecha de la ecuación (9); sin embargo la permeabilidad del término de la pendiente no está influenciado por la razón de movilidad o la distribución del fluido es simplificada.

Los cambios de pendiente en la recta describen condiciones de yacimiento que resultan de taponamiento, fracturamiento, presiones de interferencia, o efectos del transiente de presión.

Figura 11. Hearn Plot



Fuente: Paper SPE # 21724.

Los cambios en pendiente revelan cambios en las condiciones del yacimiento:

- A:** Taponamiento temprano y fracturamiento cerca al pozo y Efectos del transiente de presión.
- B:** Medición de K_w .
- C:** Taponamiento de la cara de la Formación. (Shift-up).
- D:** Fracturamiento cerca al pozo (Shift down).
- E:** Extensión de la fractura (cambio de pendiente)
- F:** Punto de interferencia de presión

5.2 ANÁLISIS HALL Y HEARN POZOS INYECTORES CAMPO CAÑO LIMÓN

Con la ayuda de las bases de datos contenidas en el sistema de información de Occidental de Colombia, se obtuvieron los datos tiempo, tasa y presión de inyección, y de la misma forma los datos de presión de yacimiento, profundidad, punto medio de perforaciones y la información concerniente a cada pozo (zonas cañoneadas, datos de yacimiento, geología etc.)

Se elaboró una base de datos de inyección que sirve de monitoreo diario y de la cual se partió para hacer los cálculos necesarios para realizar las respectivas gráficas de Hall y Hearn para cada uno de los pozos analizados.

Se hizo énfasis en el análisis de datos de los pozos matanegra 16 y 36 ya que eran pozos gemelos y de los cuales, el matanegra 36 presento mayor perdida de inyectividad que matanegra 16.

5.2.1 Matanegra 16. Partiendo de la historia de inyección del pozo vista anteriormente, y de los datos de inyección se procede a graficar teniendo en cuenta que este pozo inyectó inicialmente en las arenas del cretáceo K2A y posteriormente en las arenas C5C de La formación carbonera superior y M1, M2 y M3 de la formación carbonera inferior y K1 del cretáceo.

La gráfica de Hall y Hearn y la grafica de tasa y presión de inyección, con sus respectivos comentarios se pueden ver en el anexo 3. Con base a estas gráficas se comienza a recopilar la información necesaria para realizar un análisis combinado de las curvas elaboradas y detectar comportamientos anómalos durante la inyección.

A partir de la gráfica de Hall y la correlación de esta con los eventos de campo y los principales trabajos realizados al pozo, se identifica que la cada vez que cambian las condiciones de inyectividad en el pozo, las pendientes cambian notoriamente. Y así

mismo nos damos cuenta sí los trabajos realizados al pozo, fueron efectivos o no. Pues en algunos casos en lugar de aumentar la capacidad de inyección, esta se disminuyó, comparada con otros ciclos de inyección; esto teniendo en cuenta los intervalos y arenas en las que se estaba inyectando.

Por otro lado se identificó que en la mayoría de ocasiones los cambios en las condiciones de inyectividad estaban relacionados directamente con eventos del sistema eléctrico del campo; con los arranques ocurridos luego de cierto periodo de cierre.

Este monitoreo sirvió para identificar las posibles causas de la pérdida de inyectividad y comenzar una investigación más a fondo sobre dichas causas.

5.2.2 Matanegra 36. Este pozo comenzó a inyectar en septiembre de 2002 en las arenas del cretáceo K2A tomando inicialmente 60000 barriles de agua por día, como reemplazo del pozo matanegra 16, se esperaba que inyectara entre 60000 y 70000 barriles de agua por día pero perdió inyectividad muy rápido, quedando inyectando en abril de 2003 solamente 30000 barriles de agua por día.

Según la historia de inyección, la información de yacimientos y geología del pozo se gráfico el Hall Plot mostrando un fracturamiento inicial en el pozo, un cambio de pendiente (disminución) que indica que se sobrepasa la presión de fractura de la formación, una situación similar se presenta en Mar 02/2003, de acuerdo con Hall Plot. Por otra parte en Marzo 17/2003 y Abril 9/2003, se presenta un incremento de pendiente indicando taponamiento de la cara de la formación. De acuerdo con esto, el taponamiento parece estar relacionado con un apagado general del sistema eléctrico, pues las fechas coinciden. Las gráficas del Hall Plot, de presión y tasa de inyección se pueden ver en el anexo 4.

5.3 DESEMPEÑO DEL AGUA INYECTADA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN

Partiendo del análisis de Hall & Hearn, y sin dejar de un lado que uno de los principales problemas es la calidad del agua de inyección se revisaron los datos de laboratorio para analizar los principales parámetros de la calidad del agua de inyección y buscar si la pérdida de inyectividad estaba directamente relacionada con este hecho.

No puede descartarse, pues se han encontrado restos de cascarilla en algunas limpiezas que se han realizado a los pozos inyectores, residuos encontrados en las bombas y en las líneas de inyección. Se recomienda la realización de una revisión del agua que se está inyectando, verificando diferentes puntos del sistema, especialmente a la salida de las WEMCO y los filtros y la entrada a bomba P-790, consultando datos originales. . Para esto, se realizó un monitoreo gráfico de los parámetros de control del agua, y así verificar su calidad.

Los parámetros del agua de inyección, se aclararon luego de adelantar una prueba de inyectabilidad en un corazón del pozo Matanegra 08. Esta prueba se realizó a diferentes concentraciones de O/W (aceite en agua) y su respectiva concentración de SST (total de sólidos suspendidos) para definir los valores críticos que pudieran generar daño a la formación. Para obtener el equilibrio se pasó inicialmente 50 volúmenes porosos de agua base y se comenzó la prueba a diferentes concentraciones. De acuerdo a los resultados se confirmó que los parámetros actuales para medir la calidad del agua de inyección son adecuados y no se está generando daño a la formación.

Tabla 14. Parámetros de Control de Calidad del Agua de Inyección

Parámetros de Control:
o/w: < 5 ppm por Infra Rojo
Hierro: de 0,1 a 0, 5 ppm
Sólidos Suspendidos: entre 0,5 y 2,5 ppm
Oxígeno < 20 ppb
Corrosión < 2 mpy
pH : entre 6.0 y 7.0

Fuente: Occidental de Colombia.

De acuerdo con estos parámetros de control para el tratamiento de aguas de inyección en el campo (O/W < 5 ppm) no se presenta ningún riesgo de taponamiento por contenido de aceite. (ver anexo 5 Gráficas Monitoreo de Calidad del agua inyectada).

También se ha mostrado que aguas con un contenido relativamente alto de petróleo pueden ser re-inyectadas a la formación con tal de que el diámetro de las gotas sea menor o igual al diámetro promedio de la garganta de poro. Sin embargo, se ha mostrado que la adición de químicos puede afectar la calidad del agua de producción y causar reducción en la permeabilidad y la humectabilidad. Cuando el sulfato de hierro (ó pirita FeS_2) de partículas de corrosión y otros sólidos, tales como arena, se vuelven humectables al agua al ser cubiertas por un químico activo como los inhibidores de corrosión, son encapsuladas por el petróleo y en presencia de agua empiezan a adherirse. La unión de estas partículas forma aglomerados, que se conocen como “schmoo”, los cuales se depositan en el fondo de los tanques. Sin embargo, las partículas más finas flotan y pasan a través del sistema, cubriendo la tubería y afectando los equipos y la formación.

Esta situación parece haber ocurrido en el transcurso de la inyección pues a finales de diciembre de 2002, se encontraron residuos en las bombas P-790, los cuales se

enviaron a análisis de difracción de Rx-DRX. El resultado fue la presencia de Pirita (FeS_2) en un 5.86% y Cuarzo (SiO_2) en un 94.14% en una de las muestras²⁴.

Las fases encontradas fueron las siguientes:

MUESTRA 1: RESIDUOS AL INTERIOR DE LA BRIDA DEL SELLO

FASE	No. TARJETA PDF-2	NOMBRE
MgO	(74-1225)	Periklase
SiO_2	(85-335)	Quartz
$\text{Ca}_2\text{Mg}(\text{Si}_2\text{O}_7)$	(76-841)	Akermanite
$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	(79-1343)	Dolomite
$^1\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$	(20-452)	Gismondine
¹ Grupo de las Zeolitas: mineral más opcionado gismondine		
Nota: Debido a la amorfidad presentada en la muestra se observan bandas anchas que dificultan la realización del análisis cualitativo de ésta.		

MUESTRA 2: RESIDUOS CARTUCHO DEL SELLO MECÁNICO

FASE	No. TARJETA PDF-2	NOMBRE
SiO_2	(78-1252)	Quartz

MUESTRA 3: MN-27

FASE	No. TARJETA PDF-2	NOMBRE
SiO_2	(78-1252)	Quartz
FeS_2	(71-2219)	Pyrite
Nota: Para corroborar la presencia de pirita se recomienda determinar azufre.		

MUESTRA 4: MN-36

FASE	No. TARJETA PDF-2	NOMBRE
SiO_2	(83-539)	Quartz
$\text{Mg}_{0.1}\text{Ca}_{0.9}\text{CO}_3$	(71-1663)	Calcite, magnesian

²⁴ Programas utilizados en el tratamiento de datos: Crystallographica Search -Match. Base de Datos cristalográfica: Power Diffraction File (PDF -2) del International Center for Diffraction Data (ICDD), Sets 1-51.

Se presenta un monitoreo del Hierro y de los sólidos disueltos (TSS) en los pozos Inyectores para tratar de encontrar una relación entre éstos parámetro de calidad con los eventos ocurridos. Se tiene conocimiento de que en abril de 1999 se decidió suspender la aplicación de inhibidor, con base en los monitoreos de cupones y medidas de velocidad de corrosión instantánea en la salida de filtros y en cabeza de pozos, pero se ha aplicado eventualmente al entrar líneas nuevas para crear una película.

Puede observarse que los mayores niveles de hierro aparecen reportados para MN-27, en donde se alcanzaron niveles de 3 ppm, principalmente durante el mes de abril de 2003, superando ampliamente los niveles establecidos para el control (0.1 a 0.5 ppm). MN-36 y MN-16 no han presentado valores elevados del contenido de hierro. Los TSS tuvieron un aumento considerable en LY-16 durante el período de febrero a mayo de 2002. El contenido de sólidos suspendidos también aumentó para MN-36 durante el mes de febrero de 2003, esto parece tener relación con el posterior aumento que se observó en la presión en cabeza de MN-36.

No es totalmente consistente pensar que la calidad del agua de inyección sea la causa principal del problema de pérdida de inyectividad en el campo. Si es cierto que puede estar contribuyendo al taponamiento de la formación de una manera lenta. Sin embargo no se han realizado cambios en los químicos de inyección y la relación existente entre los cierres del campo y la declinación de la inyectividad hace pensar que existe alta relación entre ésta y el backflow de arena debido a las causas mencionadas.

5.4 PERDIDA DE INYECTIVIDAD CAUSADA POR MOVILIZACIÓN DE ARENAS

La pérdida de inyectividad es un fenómeno muy común en campos de inyección de agua. La mayoría de los análisis anteriores enfocan esta pérdida de inyectividad a la migración de partículas suspendidas en el agua de inyección o la incompatibilidad del agua inyectada con el yacimiento. Sin embargo de acuerdo con las condiciones de la formación, en cuanto a sus características de poco consolidada, otro mecanismo posible de la pérdida de inyectividad es la movilización de arenas, en el cual partículas separadas de la matriz de la roca se mueven en la formación. Esta clase de pérdida de inyectividad es controlada por las condiciones de operación de la inyección de agua, tales como, la presión y tasa de inyección.

De acuerdo con la relación existente entre los cierres y arranques de pozo, el aumento de la presión en cabeza y la pérdida de inyectividad vista en los análisis de las curvas tipo de Hall puede pensarse que está ocurriendo este segundo caso.

5.5 MECANISMOS DEL PROBLEMA DE TAPONAMIENTO DE LA FORMACIÓN

La inyección de agua en una roca porosa es un fenómeno acoplado donde están involucrados procesos mecánicos, hidráulicos, transporte de partículas, y procesos térmicos. En este fenómeno, cada proceso afecta los otros, y el comportamiento del sistema no puede ser entendido considerando cada uno independientemente²⁵.

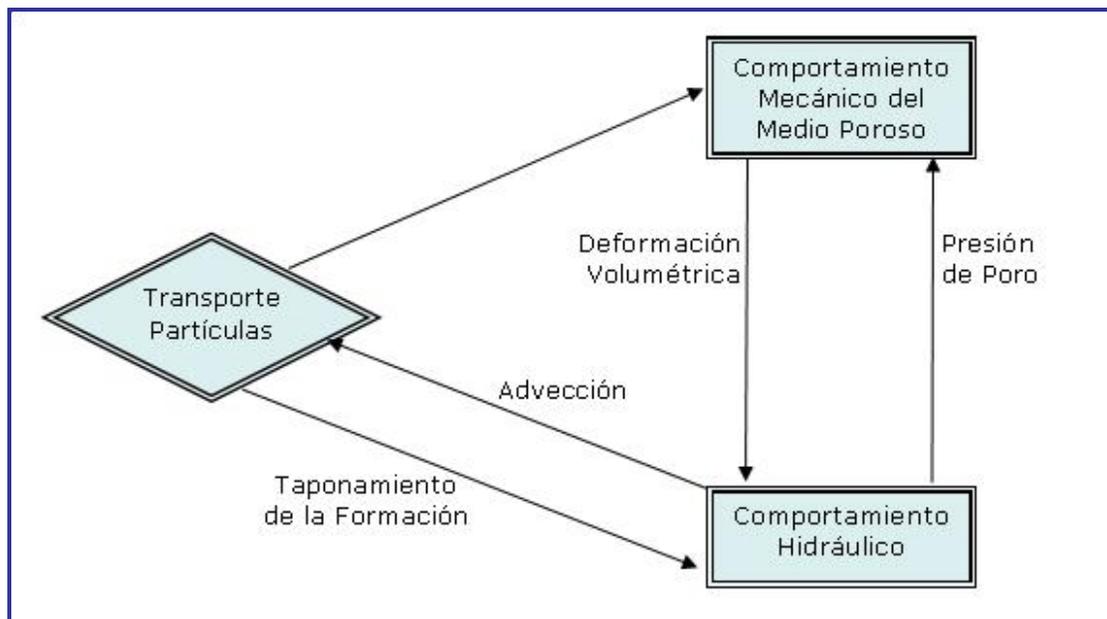
Tradicionalmente, el daño a la formación e iniciación de la fractura durante la inyección de agua han sido tratados separadamente. Recientes estudios sobre daño a la formación han usado formulaciones analíticas para implementar el efecto de taponamiento de los poros en la predicción de pérdida de inyectividad en

²⁵ Paper Brazilian Petroleum Institute – IBP. Produced Water Re-Injection in a Numerical Coupled Approach. Marcelo Frydman y Sérgio A. B. da Fontoura. 2000 Rio de Janeiro – Brazil.

el pozo. Sin embargo, estas soluciones no consideran el efecto de deformación de roca, la posibilidad de fracturar y hacer uso de suposiciones simplificadas para obtener la reducción de la permeabilidad debida al mecanismo de depositación de partículas.

El programa de inyección de agua puede tener baja eficiencia debido al daño en la formación alrededor de la cara del pozo. Este daño es el resultado de la interacción entre el fluido inyectado (composición química, partículas sólidas y porcentaje de aceite), la retención de la partícula en la garganta del poro que es a su vez función de la estructura y el tamaño de garganta de poro y partículas, como de las condiciones del pozo, velocidad del fluido y depositación del taponamiento.

Figura 12. Representación Gráfica del Taponamiento de la Formación



Fuente: Paper Brazilian Petroleum Institute – IBP. Produced Water Re-Injection in a Numerical Coupled Approach.

El problema de arenamiento en los pozos también se presenta en algunos proyectos de inyección de fluidos. Este problema se genera en aquellos donde hay una arena poco consolidada o una arena perforada que esté muy cerca de una superficie de erosión, o sea, una discordancia.

El problema de producción de arena esta asociado principalmente a los pozos productores y no a los inyectores por varias razones obvias:

- ✚ La condición de tensión alrededor de los pozos inyectores es menos propensa a conducir a falla de la arena que en los productores a causa de drawdowns negativos.
- ✚ Los inyectores son raramente producidos y por consiguiente, es bastante improbable que la arena sea traída a superficie y así genere un problema.

Sin embargo realmente en yacimientos poco consolidados, incluso los inyectores pueden ser afectados por el fenómeno de producción de arena. En efecto, en yacimientos poco consolidados, los inyectores son algunas veces equipados con medios de control de arenas. En cuanto a los pozos productores con control de arena frecuentemente sufren de perdida de inyectividad comparados con los pozos completados naturalmente²⁶.

F. J. Santarelli et. al.²⁷ muestra que para los tipos de formación y esfuerzos in situ esperados en el yacimiento, la roca alrededor del pozo inyector está bajo condiciones de falla durante los periodos de cierre. Expresa que durante esos periodos de cierre, el flujo cruzado que tiene lugar de capa a otra lleva a la producción de arena. Incluso que las condiciones de operación tradicionales del

²⁶ MORITA, N., DAVIES, E. y WHITEBAY, L. : “ Guidelines for Solving Sand Problems in Water Injection Wells” , Paper SPE 39436, Proc. SPE Int. Symp. on Formation Damage, 1998.

²⁷ SANTARELLI, F. J. et. al : “ Sand Production on Water Injectors : Just How Bad Can It Get ? “ paper SPE 47329 presented at the SPE/ISRM Eurock ‘ 98 held Trondheim, Norway, July 1998.

campo no permiten el tiempo suficiente a tales partículas de precipitarse y por lo tanto una primera causa de la pérdida de inyectividad sería resaltada es decir taponamiento de la formación llevando a una progresiva pérdida de inyectividad.

El índice de Inyectividad es usado en pozos inyectores para recuperación mejorada. Es la relación entre la tasa de inyección (STB/día) al exceso de presión sobre la presión del reservorio.

$$I_{inj} = \frac{q}{P_{wf} - P}$$

Este índice está referido a la presión en la cara de la arena y las caídas de presión por fricción en el casing o tubing no están incluidas. En el caso de inyección a altas tasas, estas caídas (pérdidas) de presión pueden ser apreciables.

Los datos de presión en cabeza (WHP) permiten suponer-estimar la inyectividad del pozo justo después de la principal pérdida de inyección.

$$\left(\frac{I_{inj}}{C_w V_o} \right) t = \text{Log} \left\{ \frac{\Delta P_o}{\Delta P} \right\}$$

donde **t** es el tiempo, **I_{inj}** el índice de inyectividad, **C_w** la compresibilidad de el agua, **V_o** el volumen del pozo, **ΔP** la diferencia de presión en cabeza entre el tiempo t y la presión estática de cierre y **ΔP_o** lo mismo a **t = 0**.

Inicialmente los pozos tienen un buen índice de inyectividad y pueden fácilmente cumplir su objetivo con las máximas capacidades de inyección. Desafortunadamente estas condiciones ideales pronto comienzan a declinar y esto se ve reflejado en la disminución del índice de inyectividad.

Los siguientes son algunos de los posibles mecanismos que podrían ser responsables del problema de taponamiento.

5.5.1 Condiciones Mecánicas de la Roca. Bajo condiciones de no flujo correspondientes a períodos de cierre, la roca alrededor del pozo inyector se vuelve más frágil para soportar los esfuerzos y falla. Es necesario conocer en primera instancia si la arena alrededor del pozo esta bajo condiciones de falla.

Todas las pruebas mecánicas realizadas a las muestras de corazón tomadas de los inyectores deben ser reunidas para estimar el grado de consolidación de la roca.

De igual forma es importante estudiar y analizar esfuerzos in situ que se ejercen sobre la formación alrededor del pozo y que pueden ocasionar su falla. Los cuatro elementos de los esfuerzos in situ (tensor): esfuerzo de sobrecarga, máximo esfuerzo horizontal, mínimo esfuerzo horizontal y presión de poro; pueden ser determinados del estudio y análisis de los registros tomados a los pozos.

En un campo del Mar del Norte fue probado teórica y experimentalmente que períodos extensos de flujo de agua inyectada llevaría a una pérdida pequeña pero consistente de resistencia de la roca de un 10 a 20 %²⁸.

Este fenómeno es debido al hecho que el pH y contenido de potasio del agua inyectada desestabiliza la Kaolinita²⁹, componente de la roca del yacimiento. Sin embargo, aunque este factor contribuye, este aspecto es demasiado pequeño para explicar exclusivamente los problemas experimentados por los inyectores³⁰.

²⁸ Ibid.

²⁹ SANTARELLI F. J. y CARMINATI S.: " Do Shale Swell? A Critical Review of Available Evidence", Paper SPE/IADC 29421, Proc. SPE/IADC Drilling Conference. 1995.

³⁰ SANTARELLI, F. J. et. al., Op. cit., p.3.

5.5.2 Flujo Cruzado entre capas. Debido a que la pérdida de inyectividad en los pozos fue atribuida a los periodos de cierre, es importante estudiar las condiciones de flujo durante el periodo de cierre, es decir, el flujo cruzado entre capas para verificar si la arena podría ser producida en ese momento.

En algunos de los registros PLT realizados a los inyectores se ha revelado la existencia de flujo cruzado durante los periodos de cierre.

De acuerdo con las características del campo estudiado (heterogeneidad del yacimiento), una de las posibles explicaciones a este flujo cruzado es la diferencia de presión entre capas y la heterogeneidad de permeabilidad a lo largo del intervalo inyectado; lo cual permite activar la producción de arena en frente a los intervalos perforados.

5.5.3 Asentamiento de Partículas durante Periodos de cierre. El siguiente problema es lo que pasa con la arena producida durante los periodos de cierre. En otras palabras que tan rápidamente se asientan los granos de arena en el rathole. Tres leyes controlan el movimiento de una partícula sólida en un fluido:

1. La primera es la gravedad;
2. La segunda es la ley de Arquímedes;
3. La tercera es la fricción del fluido en el sólido y es conocida en su forma lineal como la ley de Stokes.

Esta arena producida por el flujo cruzado requiere una cierta cantidad de tiempo para asentarse en el rathole; pero debido a las condiciones de funcionamiento rutinarias del campo, se podría pensar que las partículas producidas en frente a los intervalos perforados no son capaces de depositarse, y si la inyección es reiniciada demasiado temprano, la arena producida termina por taponar las perforaciones y la inyectividad del pozo disminuye.

Esto supone que todas las partículas en frente de los intervalos perforados fueron producidas en el tiempo del cierre y que el flujo cruzado se presenta solamente durante la etapa temprana del periodo de cierre.

Si las partículas son producidas mucho tiempo después del cierre, ellas tomarán más tiempo para asentarse y si el flujo cruzado no desaparece rápidamente, proporcionará fuerzas adicionales para mantener las partículas en suspensión como ocurre del fondo al tope del intervalo producido.

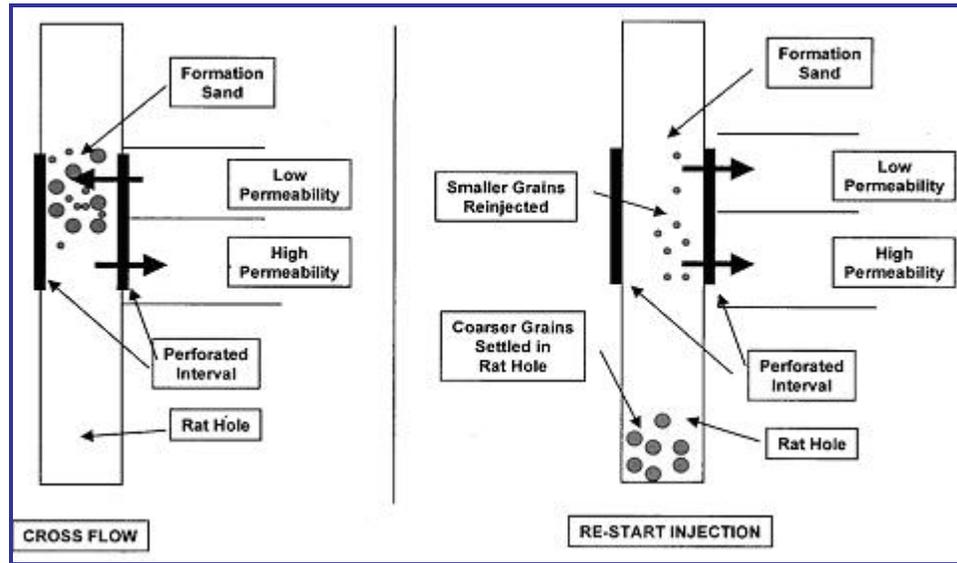
A este punto, conociendo la distribución del tamaño de las partículas de arena en la formación, es posible calcular el porcentaje de arena que todavía permanecería presente frente al intervalo perforado para los periodos de cierre de diversa duración.

F. J. Santarelli et. al.³¹ muestra que en el caso de periodos de cierre cortos de media a una hora, más del 50% de las partículas producidas permanecen en frente del intervalo perforado. Si la inyección se reinicia entonces, esas partículas serán inyectadas en las perforaciones y se perderá inyectividad. Lo podemos ver en el siguiente esquema.

Por el contrario, si se da bastante tiempo para que las partículas se asienten en el rathole, es decir, por ejemplo 6 horas, solamente unas pocas partículas (normalmente finos que tienen una pequeña tasa de asentamiento) serían reinyectadas y la pérdida de inyectividad sería mucho menor.

³¹ Ibid.

Esquema de Taponamiento de las Perforaciones



Fuente: Paper SPE # 64297

5.5.4 Perdidas repentinas en el Pozo. La pérdida de inyectividad progresiva ha sido explicada por un mecanismo físico, las pérdidas repentinas en los pozos siempre ocurrieron junto con un cierre de emergencia de sistema de inyección.

Miraremos por consiguiente lo que pasa durante un cierre de emergencia y que motiva a que las cavidades de las perforaciones fallen y se colapsen durante un cierre. El fenómeno más importante es que las bombas paran en aproximadamente tres segundos que cierran efectivamente la inyección. Sin embargo, varios componentes del sistema de inyección no son aislados uno del otro antes de veinte segundos, cuando las válvulas laterales de cabeza de pozo cierran y cuando la master cierra después de 50 segundos.

Al presentarse este cierre repentino, una válvula localizada en la línea de inyección genera un pulso conocido como efecto hammer del agua. El líquido localizado aguas abajo de la válvula, el cual viajaba a una velocidad v determinada, cae a una velocidad cero, mientras que los otros elementos continúan viajando a la velocidad v . La descompresión del fluido, que corresponde a una caída de presión efectiva

genera una onda de presión que viaja rápidamente hacia el sistema, es decir, a través de la línea de inyección hacia el tubing. Una vez que el movimiento del fluido se detiene, es decir, una vez que este alcanza el fondo del pozo, la onda se refleja.

La onda generada viaja a una velocidad que es función de la velocidad de las ondas en el agua, la geometría de la tubería y la rugosidad del material. Un valor típico es 1000 m/s, para una tubería llena de agua. La presión hammer puede llegar a ser de alrededor de 90 bar (1300 psi), y esto corresponde a un cambio en el estado de esfuerzos que actúa sobre las perforaciones. El resultado puede compararse con el de una onda sísmica, y si la arena alrededor del hueco es lo suficientemente porosa, puede sufrir licuefacción. Cuando esto ocurre, hay flujo hacia el interior del pozo, y las cavidades perforadas se taponan, es decir, una vez que la formación falla, se producen finos que taponan las cavidades durante el back flow. En realidad, después que la arena se ha disgregado por el colapso ocurrido en las perforaciones, pasa a tener menor permeabilidad (en formaciones de gran permeabilidad, la roca intacta tiene mayor permeabilidad que la arena disgregada), y puede ser taponada fácilmente por la migración de finos.

6 CONCLUSIONES

La pérdida de inyectividad de los pozos inyectoros del campo Caño Limón está directamente relacionada con los eventos del sistema eléctrico del campo; con los arranques ocurridos luego de cierto periodo de cierre (shut in).

En los periodos largos de cierre de la inyección con ocasión de los cierres de campo, se observa que el comportamiento de la inyección presenta disminución de la tasa e incremento de la presión de cabeza (WHP). El monitoreo de la presión de inyección muestra que tres de los pozos, MN-36, MN-16 y MN-27, pierden inyectividad gradualmente luego de un cierre ocurrido en el sistema.

Uno de los principales problemas de la pérdida de inyectividad es la calidad del agua inyectada; la migración de partículas suspendidas (TSS) en el agua, puede taponar la formación y/o el incremento de O/W (aceite en agua) puede causar grandes pérdidas en la permeabilidad, reduciendo así la inyectividad del pozo.

En el caso del campo Caño Limón, se ha considerado que la calidad del agua de inyección podría ser del problema de pérdida de inyectividad, esta consideración no tiene soporte técnico, ya que gracias al monitoreo de los principales parámetros de control de calidad del agua de inyección, los parámetros han estado generalmente dentro de los rangos establecidos. Sin embargo se requería un soporte con ensayos de Laboratorio para asignarle a la calidad de agua incidencia en la pérdida de inyectividad.

La forma característica de los gráficos patrones de Hall & Hearn indica que los pozos inyectoros MN-16, MN-36 y LY16 fueron fracturados en un periodo inicial de la inyección, y de la misma forma vemos que los daños ocurridos a la formación,

coinciden con los eventos de campo, es decir que el taponamiento de los pozos esta directamente relacionado con este evento.

Otra de las posibles causas que puede estar influyendo en la declinación de la inyectividad en los pozos inyectoros de agua en el campo Caño Limón es la movilización de arena. De acuerdo con las condiciones de la formación, en cuanto a sus características de poco consolidada, y la relación existente entre los cierres y el aumento de la presión en cabeza podemos decir que partículas de arena se pueden separar de la matriz de la roca y se desplazan hacia la formación.

Este hecho es atribuido a:

Durante los periodos de cierre, la roca alrededor del pozo se vuelve más frágil para soportar los esfuerzos y falla.

Debido a la heterogeneidad del yacimiento, pueden presentarse flujos cruzados entre estratos durante los periodos de cierre, generando producción de arena en frente de los intervalos perforados.

El flujo cruzado fue confirmado en algunos de los registros de producción/inyección (PLT) corridos para los pozos MN-16 y MN-27, que mostraron problemas de arenamiento justo después de la confirmación del mismo. Estos arenamientos fueron confirmados posteriormente por la toma de registro de fondo de pozo respectivamente.

En los periodos de cierre repentino es necesario esperar un tiempo prudente para hacer el re-arranque del sistema de inyección, ya que si el período de cierre no es lo suficientemente largo, la arena producida no es capaz de asentarse en el rathole antes de re-iniciar la inyección y termina por taponar las perforaciones.

Como consecuencia de un fenómeno conocido como efecto Hammer (envuelve la generación de ondas de presión que inciden en la formación y se reflejan como resultado de un cierre instantáneo al parar las bombas de inyección) la arena experimenta un proceso de licuefacción que la lleva a fluir dentro del pozo y cubrir total o parcialmente los intervalos perforados; contribuyendo a que ocurra falla en las perforaciones, se reduzca la permeabilidad como consecuencia de la disgregación de la roca y ésta se vuelva más vulnerable al taponamiento por finos, u otras partículas durante la inyección. Esto explicaría porque razón las condiciones del agua de inyección inicialmente no tienen mucha influencia, pero luego cualquier cantidad de TSS o partículas estaría contribuyendo al taponamiento de las perforaciones.

Otra causa del taponamiento de los pozos puede atribuirse a las altas tasas de flujo que hacen que las partículas finas presentes en el medio poroso, se desprendan y migren generando taponamiento y disminuyendo la permeabilidad.

El pozo Matanegra 10 fue sometido a varias intervenciones de cañoneo y limpieza de arena, y posterior a estos trabajos se observó una disminución gradual de los volúmenes inyectados.

Se puede decir que el taponamiento del pozo MN-27 estuvo directamente relacionado con la producción de arena, y que el pozo gradualmente perdió inyectividad, asociada con el efecto Hammer y la relación de cierres y re-arranques, que devolvió gran cantidad de arena hacia el pozo donde los finos quedaron en suspensión y al reanudar rápidamente la inyección los finos fueron introducidos a la formación causando el taponamiento.

Al hacer una comparación del pozo MN-36 con el pozo MN-16, vemos que se tienen los mismos intervalos de la arena y las mismas condiciones yacimiento para ambos pozos. Notamos que el pozo MN-16 inyectó más de 115 millones de

barriles de agua desde 1994 y hasta abril de 2002, son presentar ningún problema de pérdida de inyectividad, contrario a lo que se observa en el pozo MN-36 en el que se comenzó a inyectar a una tasa de agua similar a la del MN-16, pero 7 meses más tarde (inyectó 4,000,000 BW) el pozo perdió capacidad de inyección; una primera observación es que aunque los pozos son gemelos inyectando en la misma arena, las áreas de flujo son distintas, como consecuencia del tipo de cañones utilizados en ambos pozos, la relación de áreas abiertas para flujo es de 30:1. Igualmente es importante resaltar que en ambos pozos la arena que preferiblemente toma mayor volumen de agua, es la del K2A2.

En una de las pruebas realizadas en MN-36 se revela que hay taponamiento de las perforaciones, el área de flujo se encuentra altamente restringida. Sólo 4 ft de los perforados son completamente efectivos.

Basados en un cálculo aproximado de velocidades a través de las perforaciones de acuerdo con el ILT tomado en el pozo MN-36, en Abril 19 de 2003 presentado en la Tabla 13, la velocidad a través de las perforaciones que toman más fluido (intervalos del K2A), es de mas o menos 80 pies/segundo; alta desde el punto de vista, de la velocidad crítica de 12 ft/seg para tubería, y comparándolas con las velocidades promedio en el pozo MN-16 de 12 a 13 ft/seg, en la misma zona pero con un área de flujo más grande; y después de haber presentado 2 pérdidas considerables de inyectividad, podemos asociar que la pérdida de inyectividad en este pozo puede ser consecuencia directa de las altas velocidades a través de las perforaciones, en donde se pueden generar finos y se destruyen los túneles de las perforaciones, causando un reacomodamiento de la arena en esta parte del pozo en cada evento de parada súbita de la inyección.

Se confirma que el poner un pozo en producción para limpieza del mismo es un buen método para la remoción de daño, lo cual se ha podido verificar en los pozos MN-36 y MN-16.

BIBLIOGRAFÍA

FORRES F. Craig Jr. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, 1982. Society of Petroleum Engineers. Monografía Volumen III. New Cork.

FRYDMAN, M. y A. B da FONTOURA, Sergio. Produced water Re.injection in a numerical coupled Approach, Brazilian Petroleum Institute – IBP, Rio de Janeiro Brasil, Octubre de 2002.

GOMEZ PRADA, Luis Gonzalo. Recobro Secundario. Desplazamiento con Agua. 1989. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

HAN, Gang et al., Semi-Analytical Solutions for the Effect of well Shut Down on Rock Stability. University of Waterloo, Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference. Calgary 2002.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Normas Colombianas para la presentación de tesis de grado. Bogotá: ICONTEC., 2003.

Intranet Occidental de Colombia - Caño Limón.

LEAL, Carlos A. Tratamiento de Aguas de Inyección para proyectos de recuperación secundaria. Campo DINA – HOCOL, 1991.

Manual de Facilidades de Producción PF-2 Caño Limón. Planta de Inyección de Agua. Occidental de Colombia Inc.

MANNUCI V. Jesús E, Recobro Adicional de Petróleo por métodos Convencionales. Universidad del Zulia, Septiembre de 1989.

Muskat, Morris, "Physical Principals of Oil Production", Millet the Printer, Inc., Dallas, Texas, 1977.

OPERATION SYSTEMS. Bases de datos corporativas de Occidental de Colombia, Inc.

PATTON, CH. Injection – Water Quality-En: Journal of Petroleum Technology. Vol. 42, # 10 . Octubre, 1990.

Schmoo-B-Gone Surfactant System. Drilling Specialties Co. Chevron Phillips Chemical Company LP.

WILLHITE, G. P. Water flooding. 1986. Society of Petroleum Engineers. Texas.

Paper SPE 15153. Caño Limón Field, Colombia: The Latest Giant Oil Reservoir in South America, Ramón T. Rivero, J. Guimer Dominguez et al., 1988.

Paper SPE 16963. Analyzing Injectivity of Polymer Solutions with the Hall Plot. 1987. Dallas, Texas.

Paper SPE 21724. Maximizing Injection Rates in Wells Recently Converted to Injection Using Hearn and Hall Plots. 1991. Oklahoma.

Paper SPE 27394. Produced Water RE-Injection; How Clean is Clean?. J. R. Coleman, ARCO E&P Technology, W. G. McLelland, ARCO Alaska Inc. Febrero de 1994.

Paper SPE 28489. A model for Predicting Injectivity Decline in water-injection wells, Shotong Pang y M.M. Sharma, University of Texas at Austin, 1997.

Paper SPE 29006. Alteration of Permeability by Fine Particle Movement – A Water Injectivity Problem. Koorosh Asghari and Riyaz Kharrat. 1995 U.S.A.

Paper SPE 29893. Factors Affecting Injectivity Decline. A.M. Al-Hamadah, Saudi Aramco. 1995 U.S.A.

Paper SPE 39436. Guidelines for Solving Sand Problems in Water Injection Wells. Nobuo Morita, Waseda University, Eric Davis, Conoco Inc., and Lee Whitebay, Whitebay & Associates, L.L.C., Febrero de 1998.

Paper SPE 47329. Sand Production on Water Injectors: Just How Bad Can It Get?. F.J. Santarelli, Elliv Skomedal, Per Markestad, H.I. Berge, SPE-Statoil, Marzo de 1996.

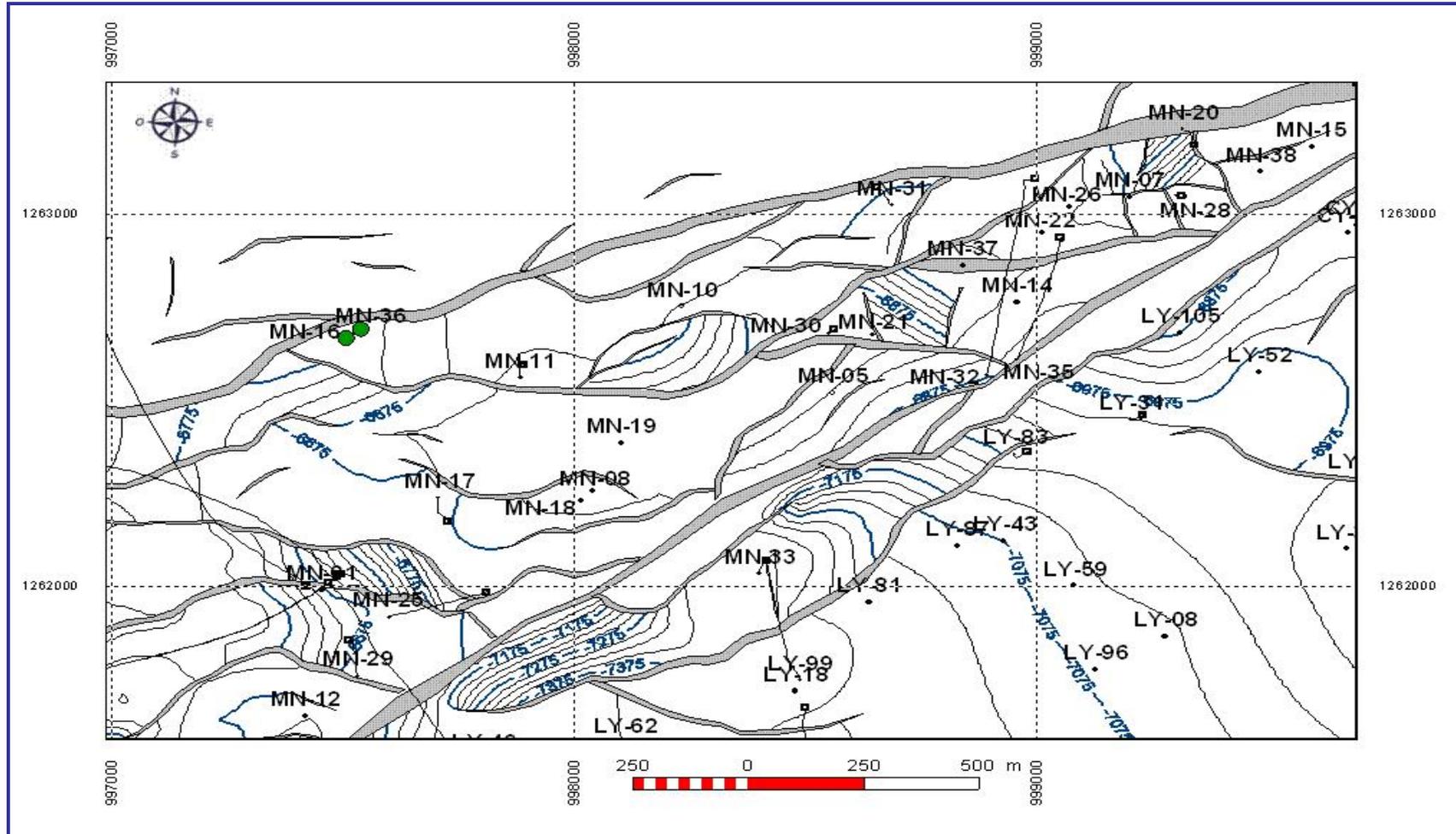
Paper SPE 60901. Injectivity Decline in Water-Injection Wells: An Offshore Gulf of Mexico Case Study. Mukul M. Sharma et al., 2000.

Paper SPE 64297. Sand Production on Water Injectors: How Bad Can It Get?. F.J. Santarelli, Elliv Skomedal, Per Markestad, H.I. Berge, SPE-Statoil, Marzo de 2000.

Paper SPE 70032. Water Injectivity Decline Caused by Sand Mobilization: Simulation and Prediction. X. Yi, Texas A&M University. Mayo de 2001.

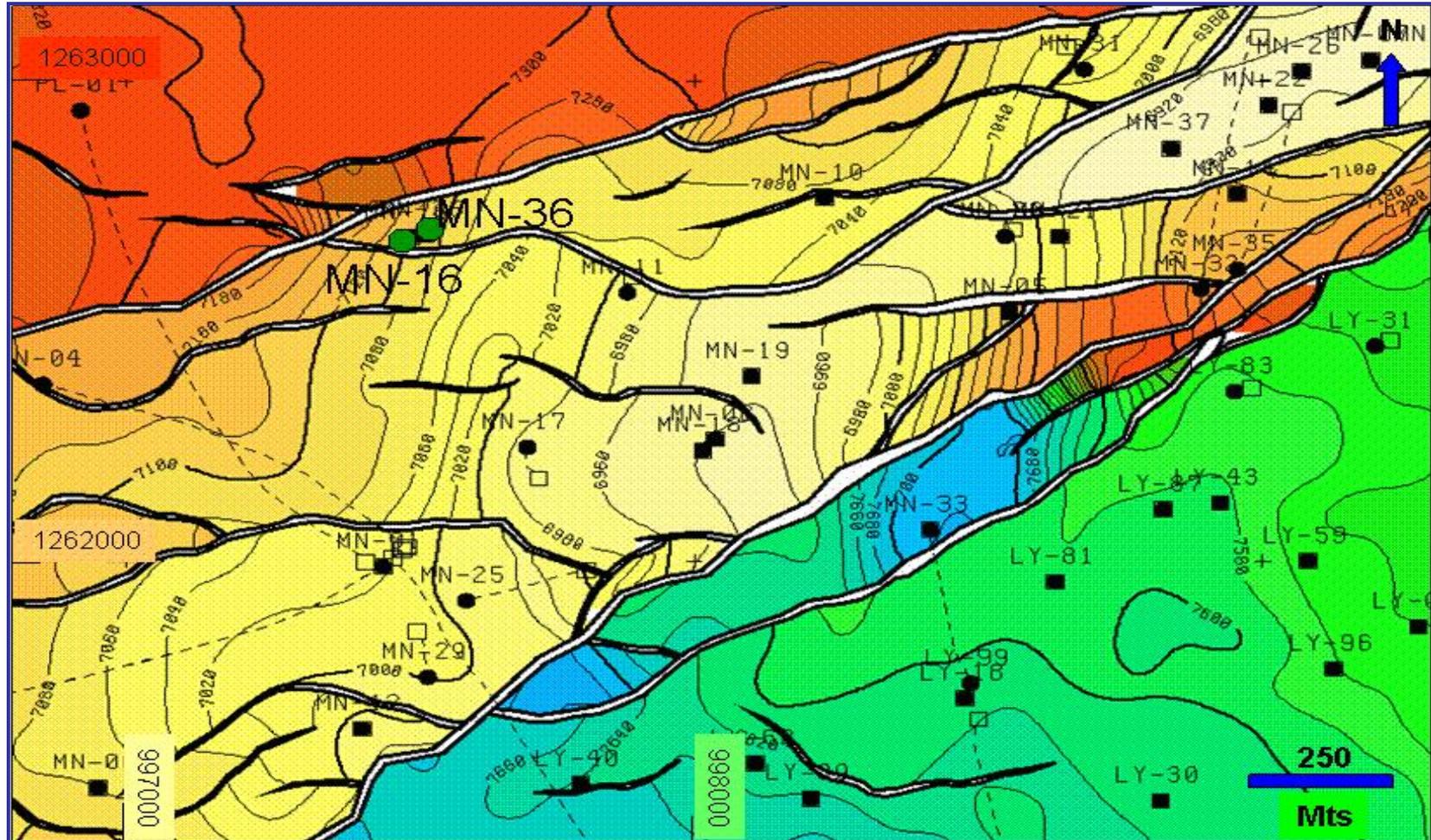
Anexo 1.
MAPAS ESTRUCTURALES DEL BLOQUE MATANEGRA

MAPA ESTRUCTURAL-PROFUNDIDAD



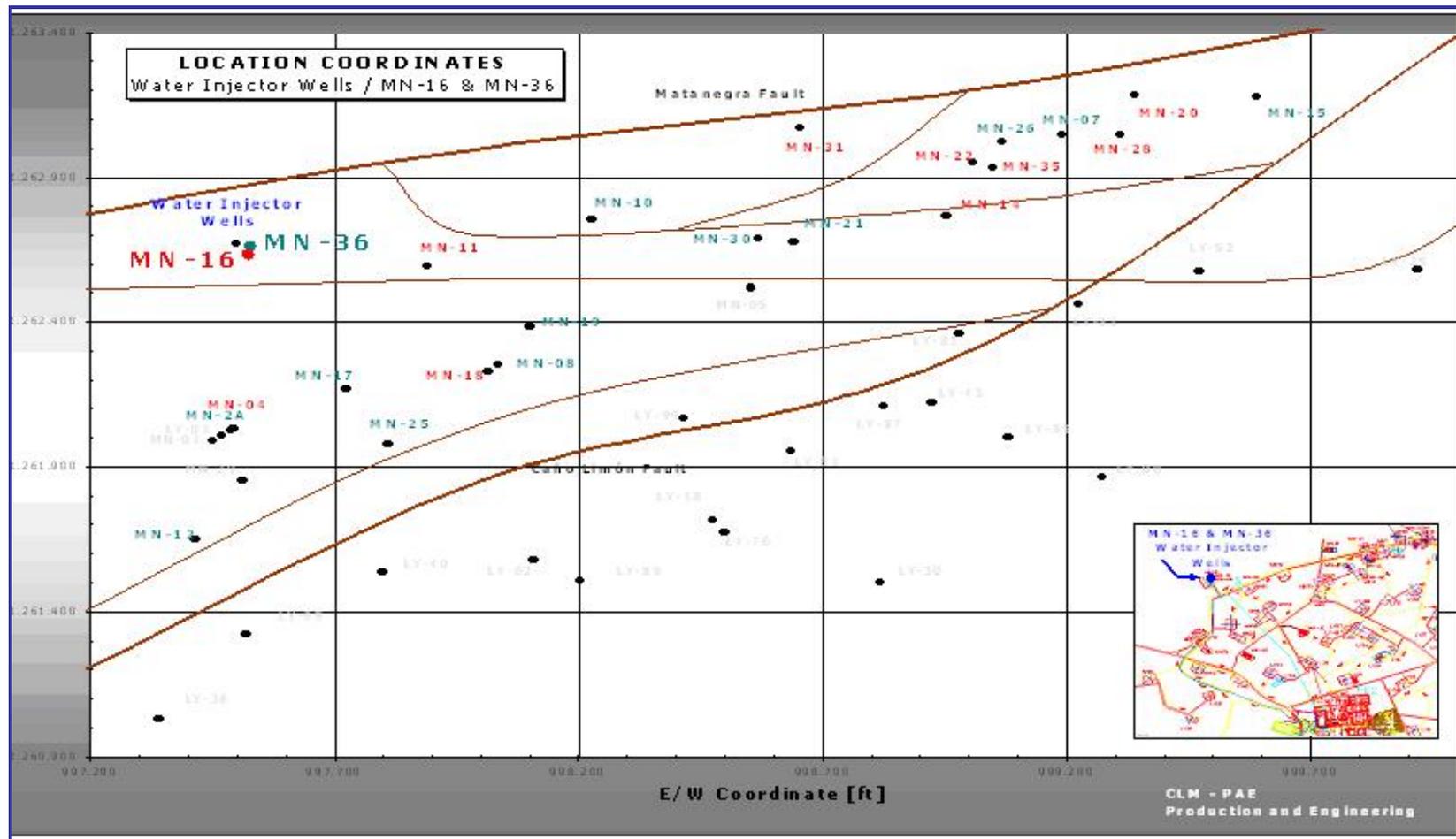
Fuente: Occidental de Colombia Inc.

MAPA ESTRUCTURAL-PROFUNDIDAD TOPE UNIDAD K2A



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

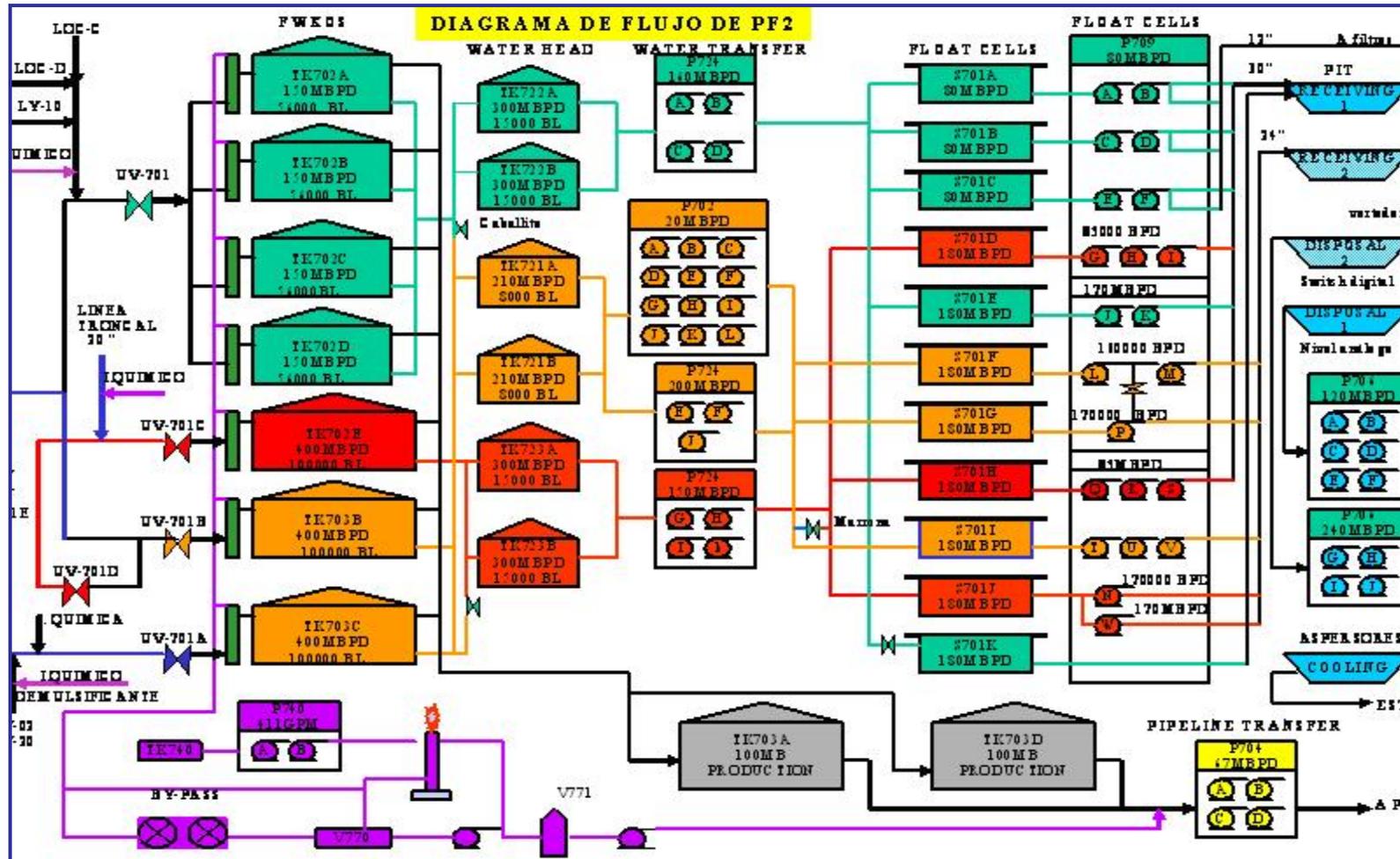
MAPA LOCALIZACIÓN DE POZOS ÁREA MATANEGRA



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

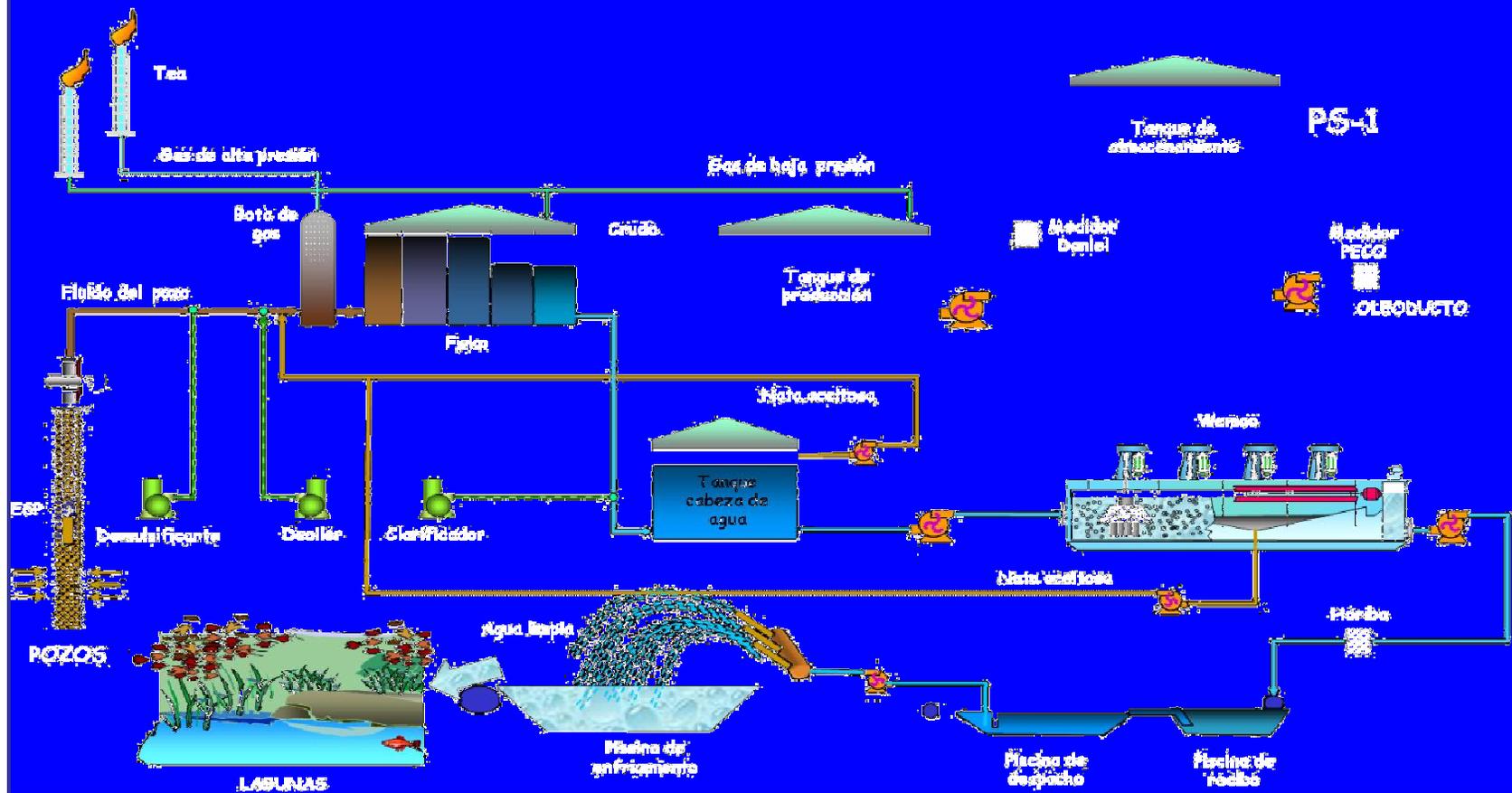
Anexo 2.
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN Y PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA
CAMPO CAÑO LIMÓN

DIAGRAMA DE LA FACILIDAD DE PRODUCCIÓN PF2



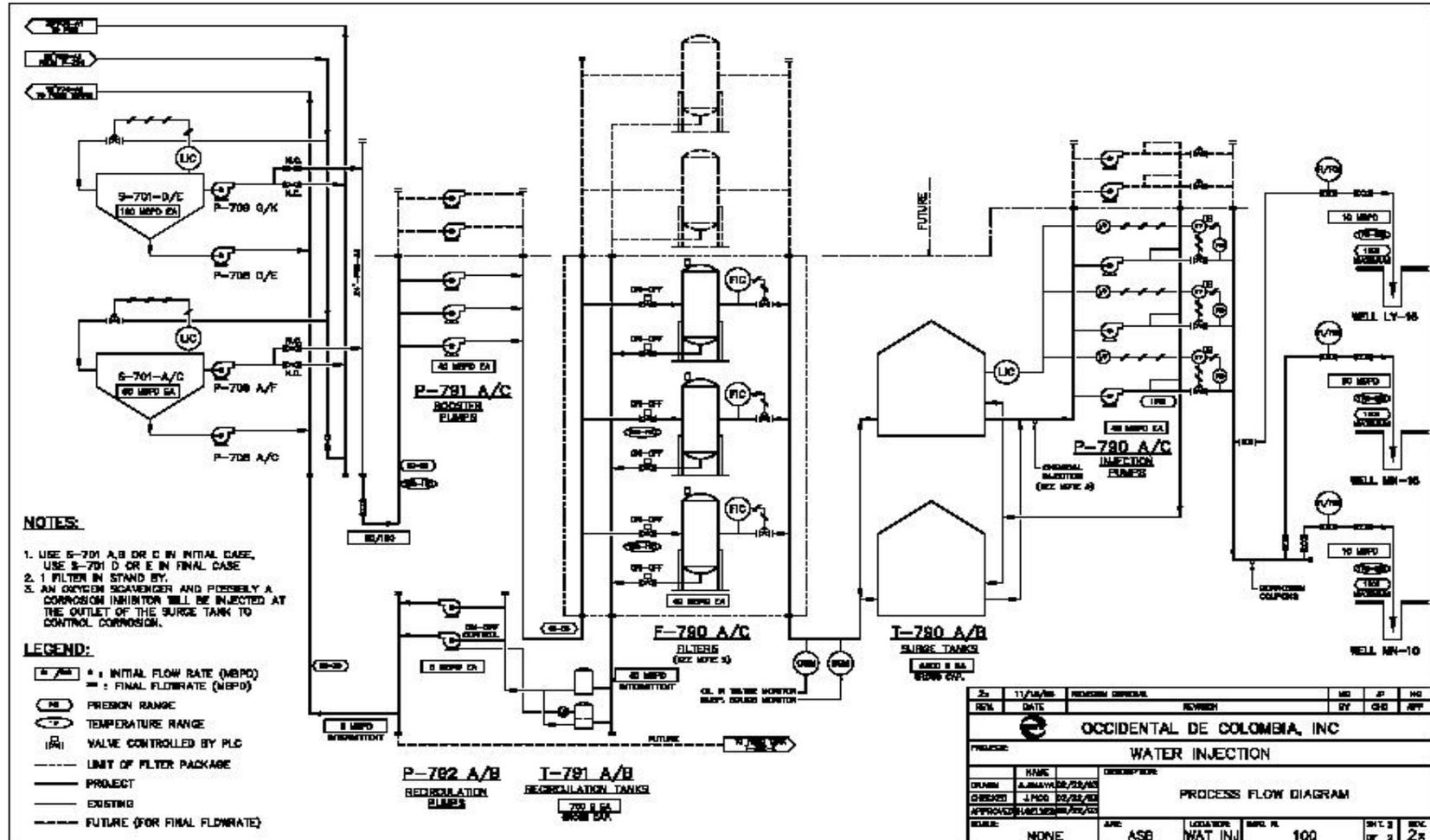
Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Diagrama de Flujo de las Facilidades PF1 & PF2 Esquema de Tratamiento de Crudo



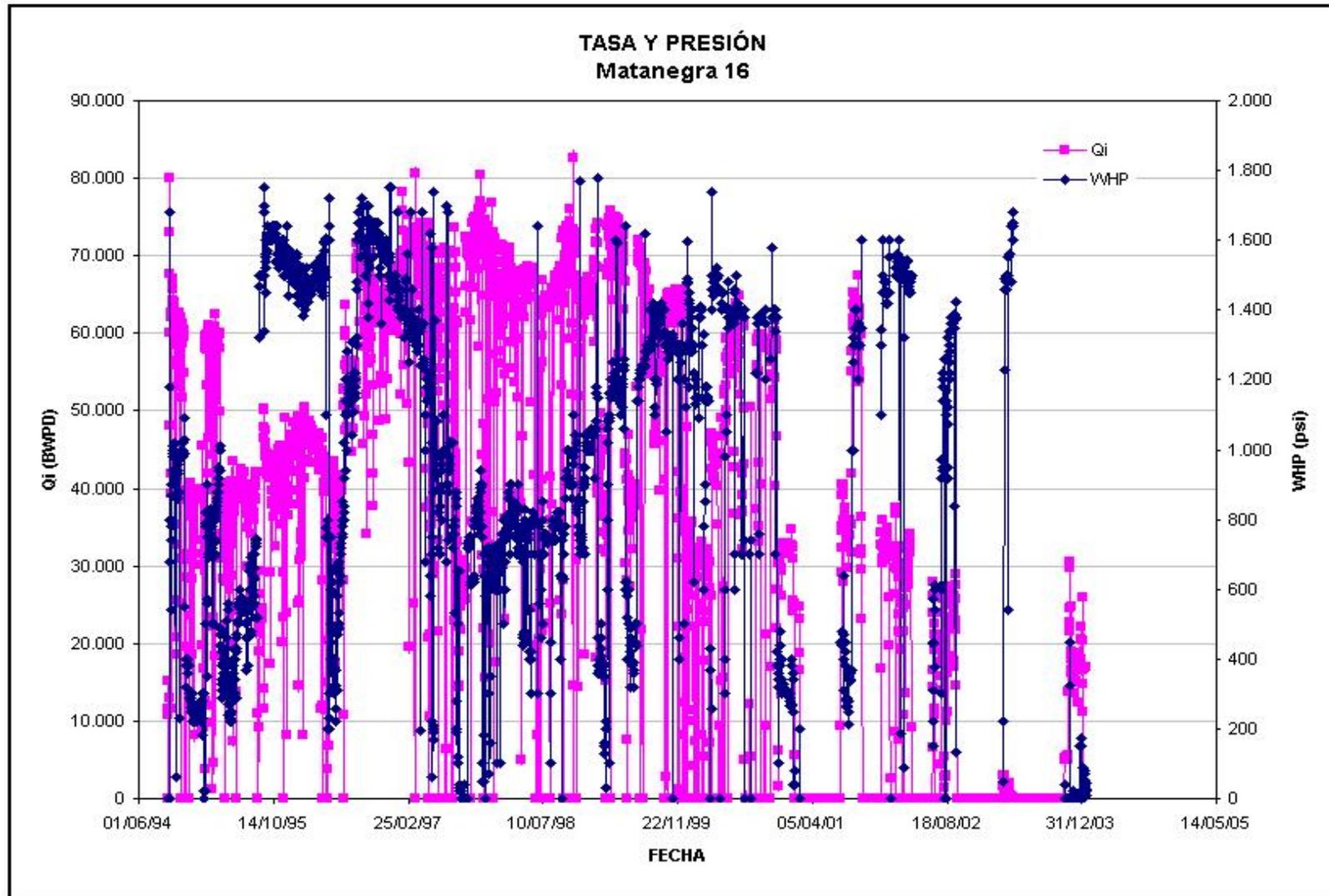
Fuente: Occidental de Colombia Inc.

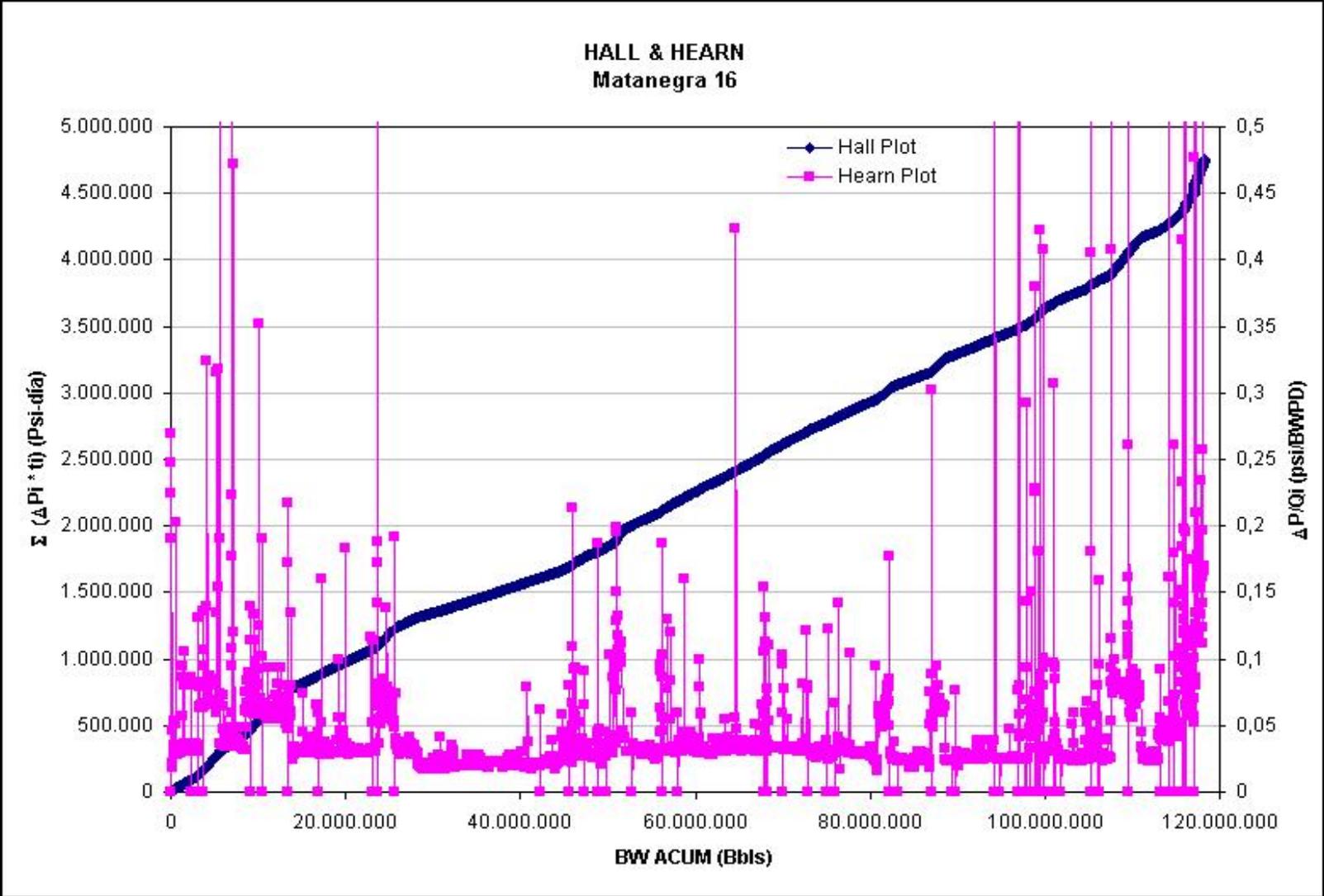
DIAGRAMA DE FLUJO PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA

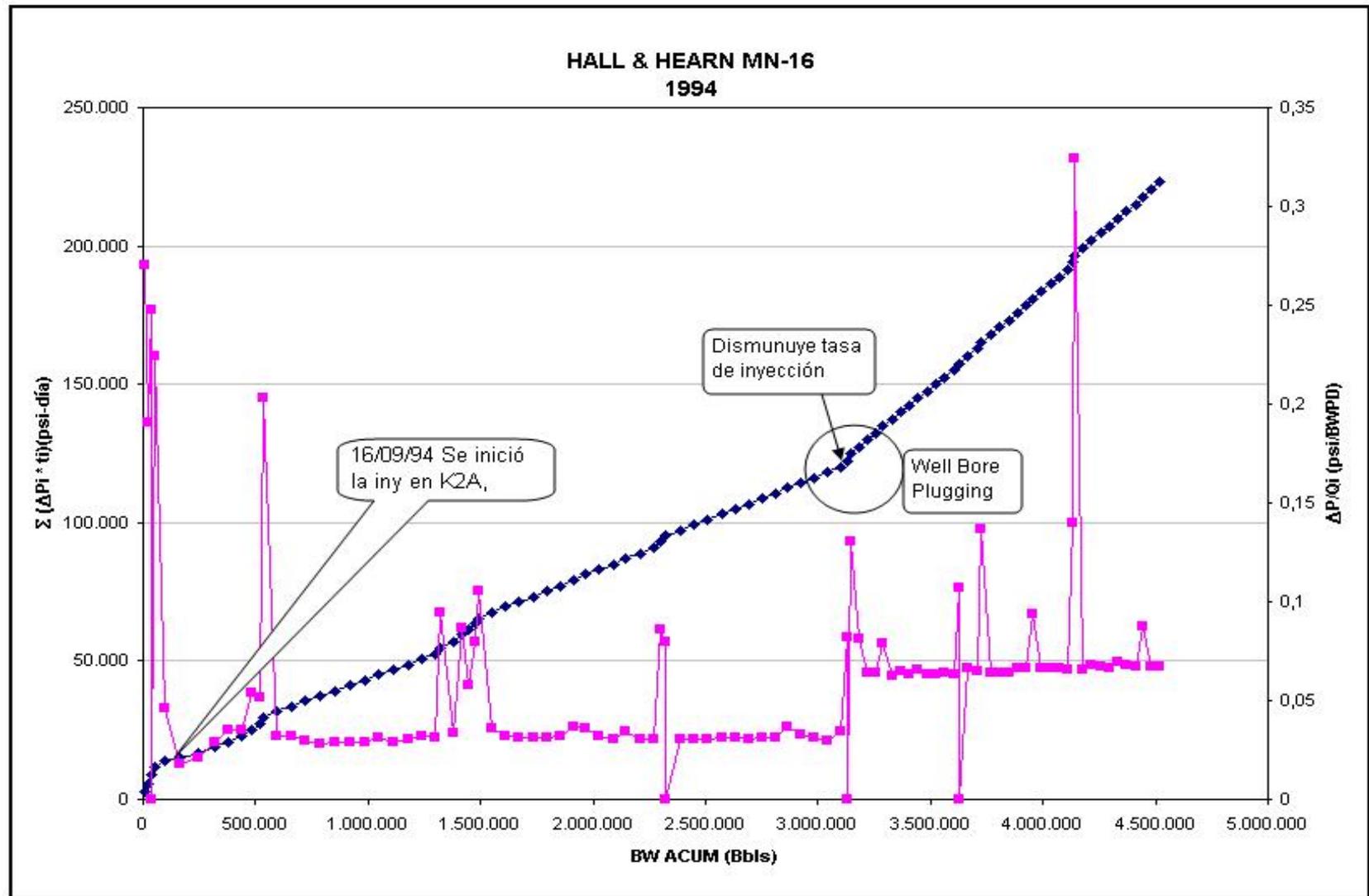


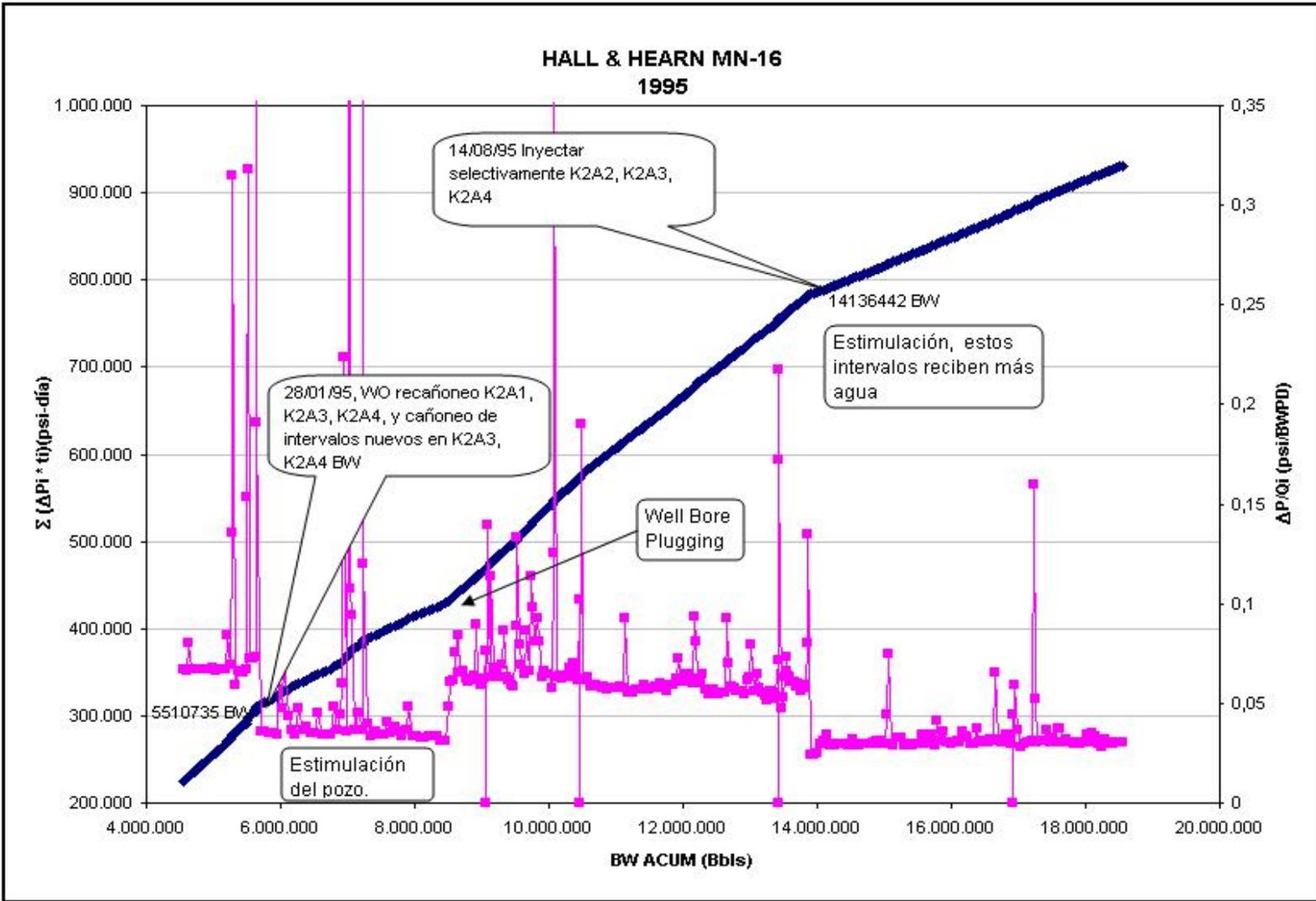
Fuente: Occidental de Colombia Inc.

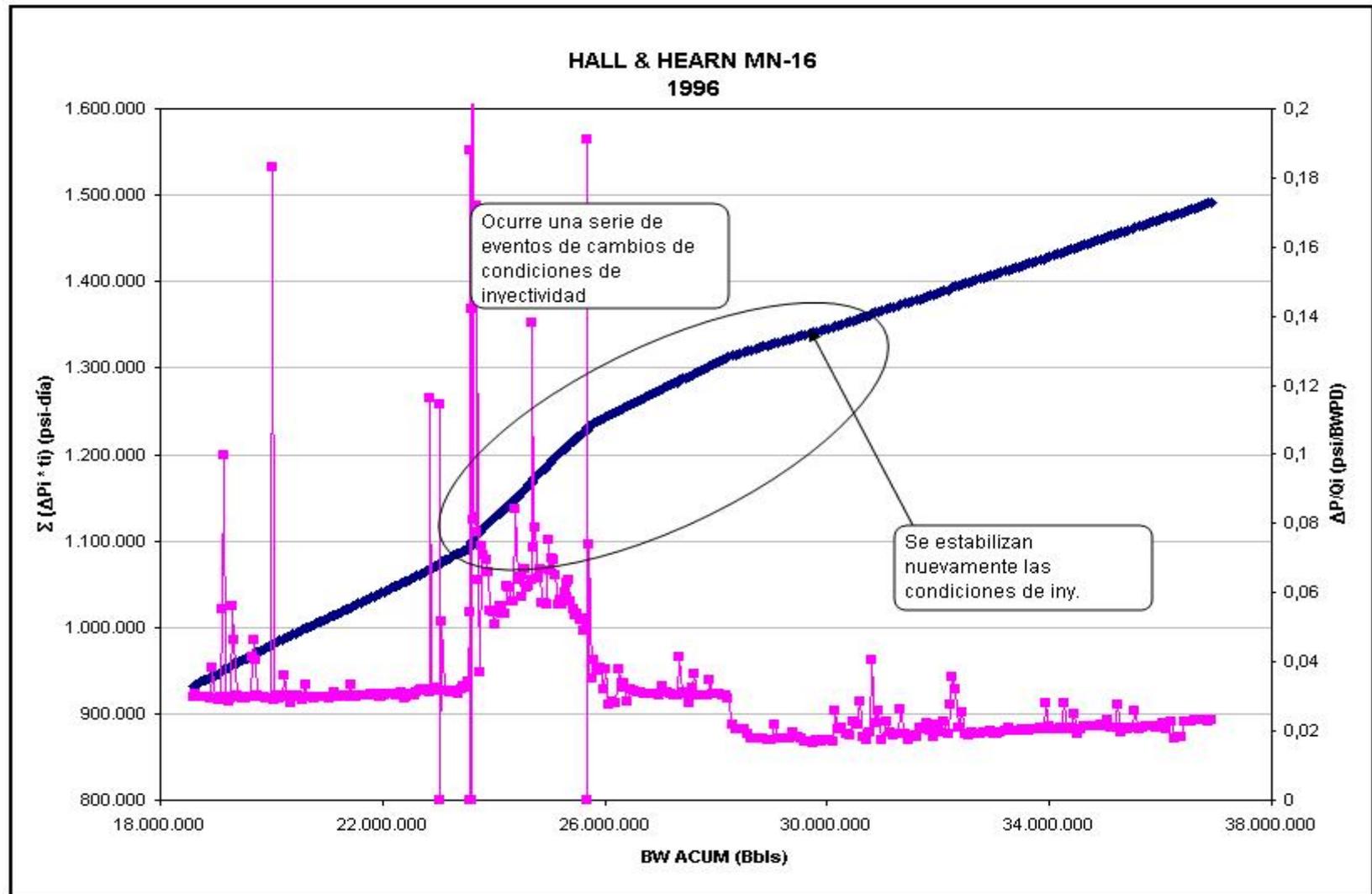
Anexo 3.
ANÁLISIS POZO MN-16

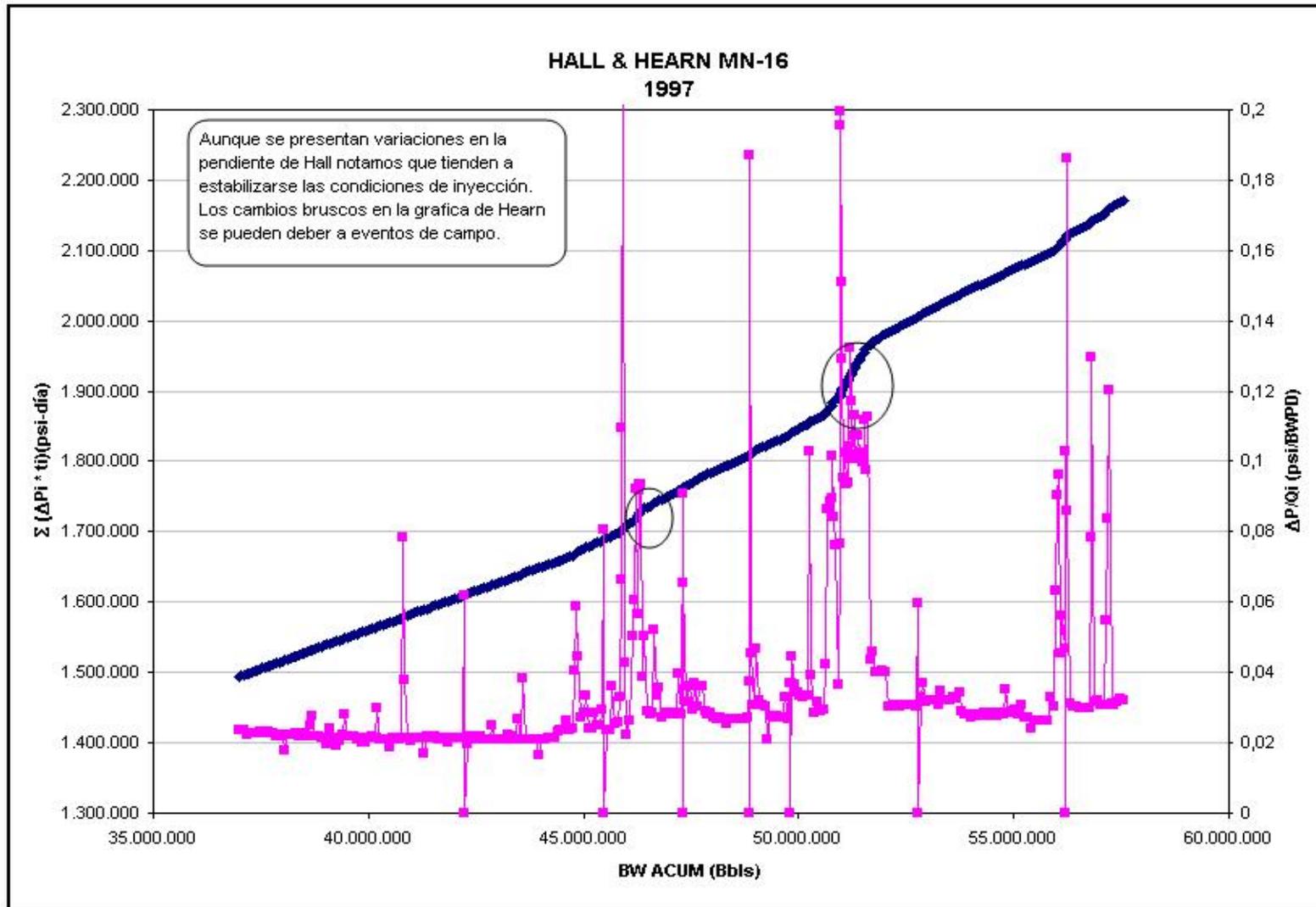


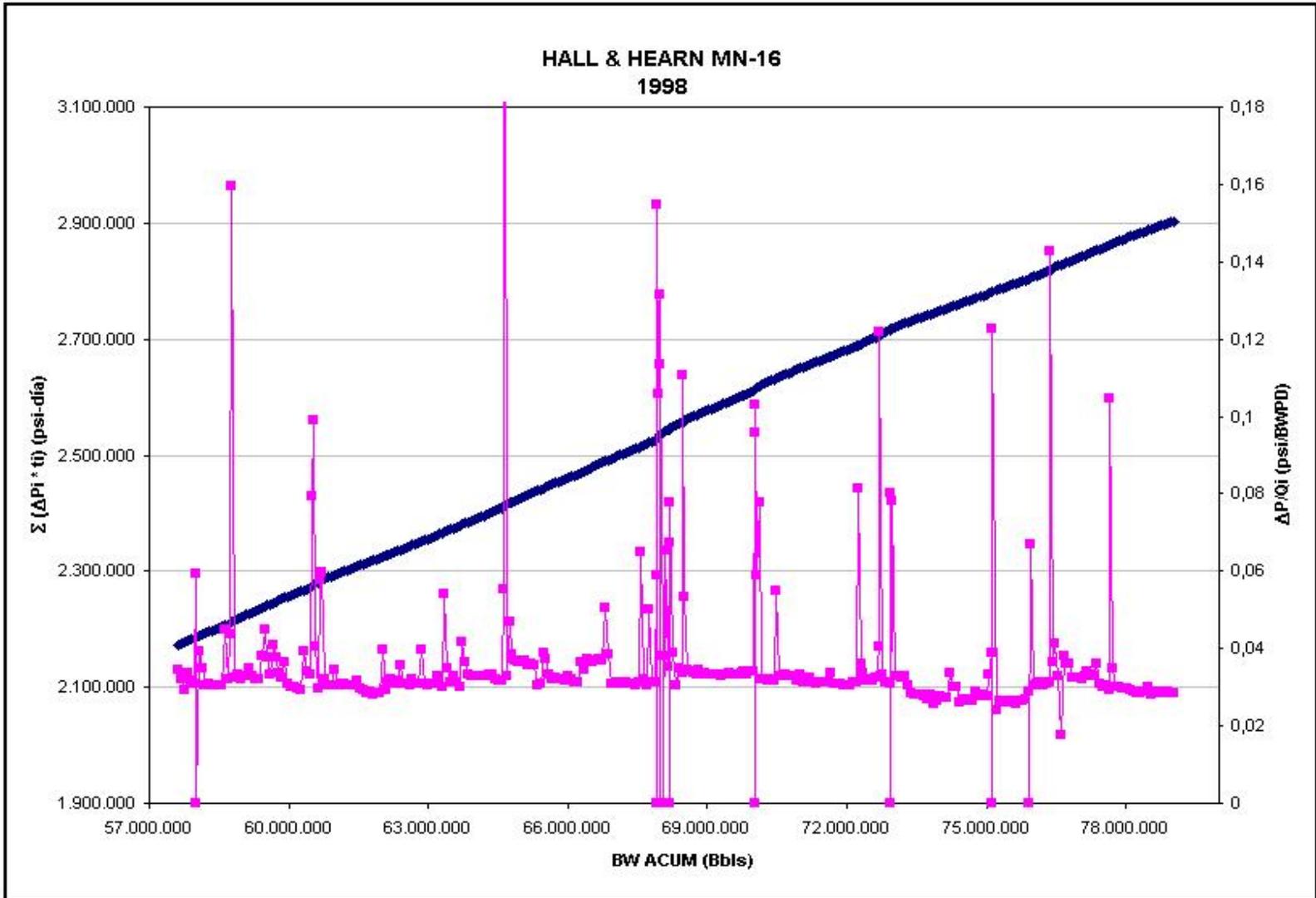


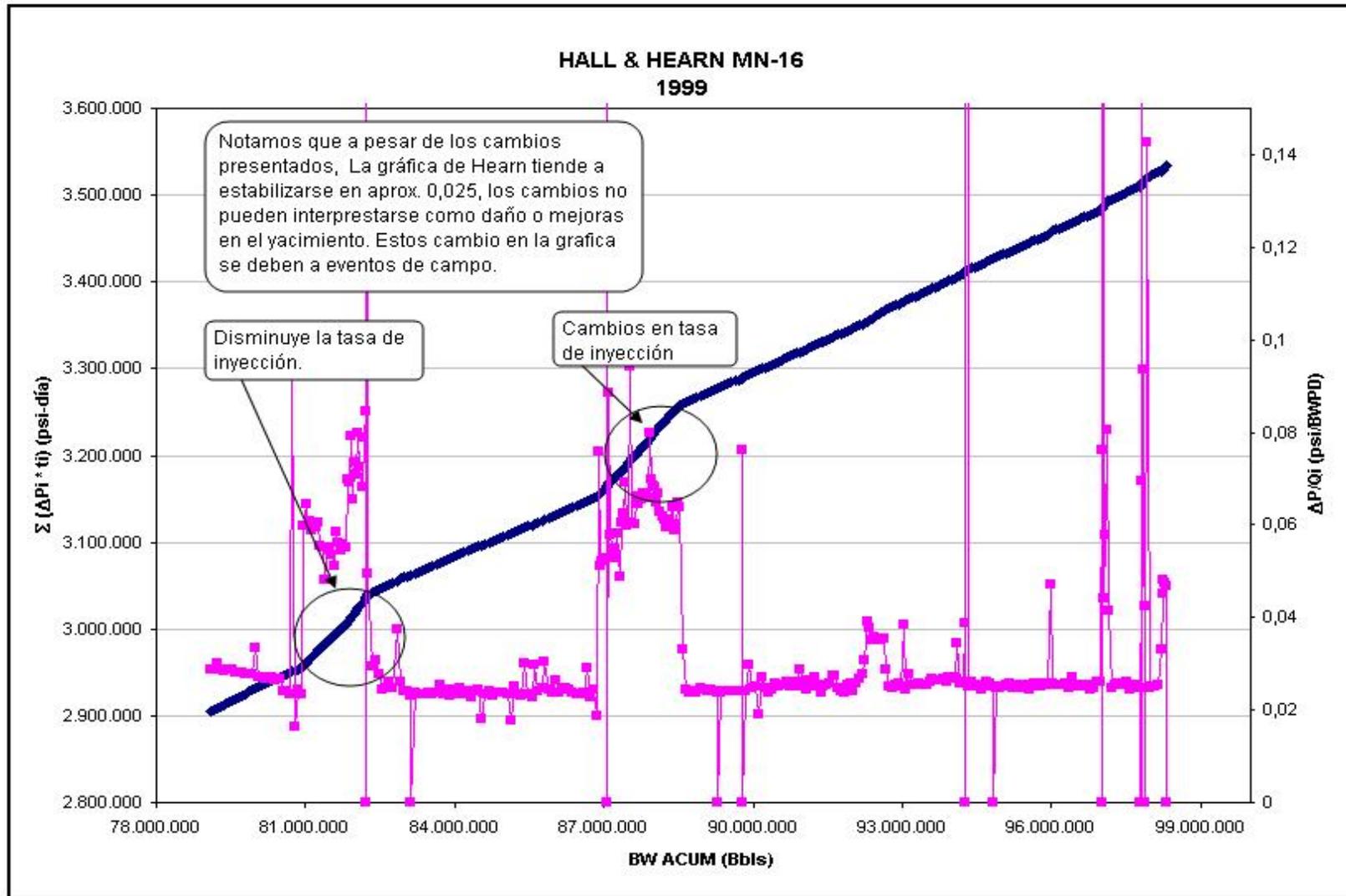


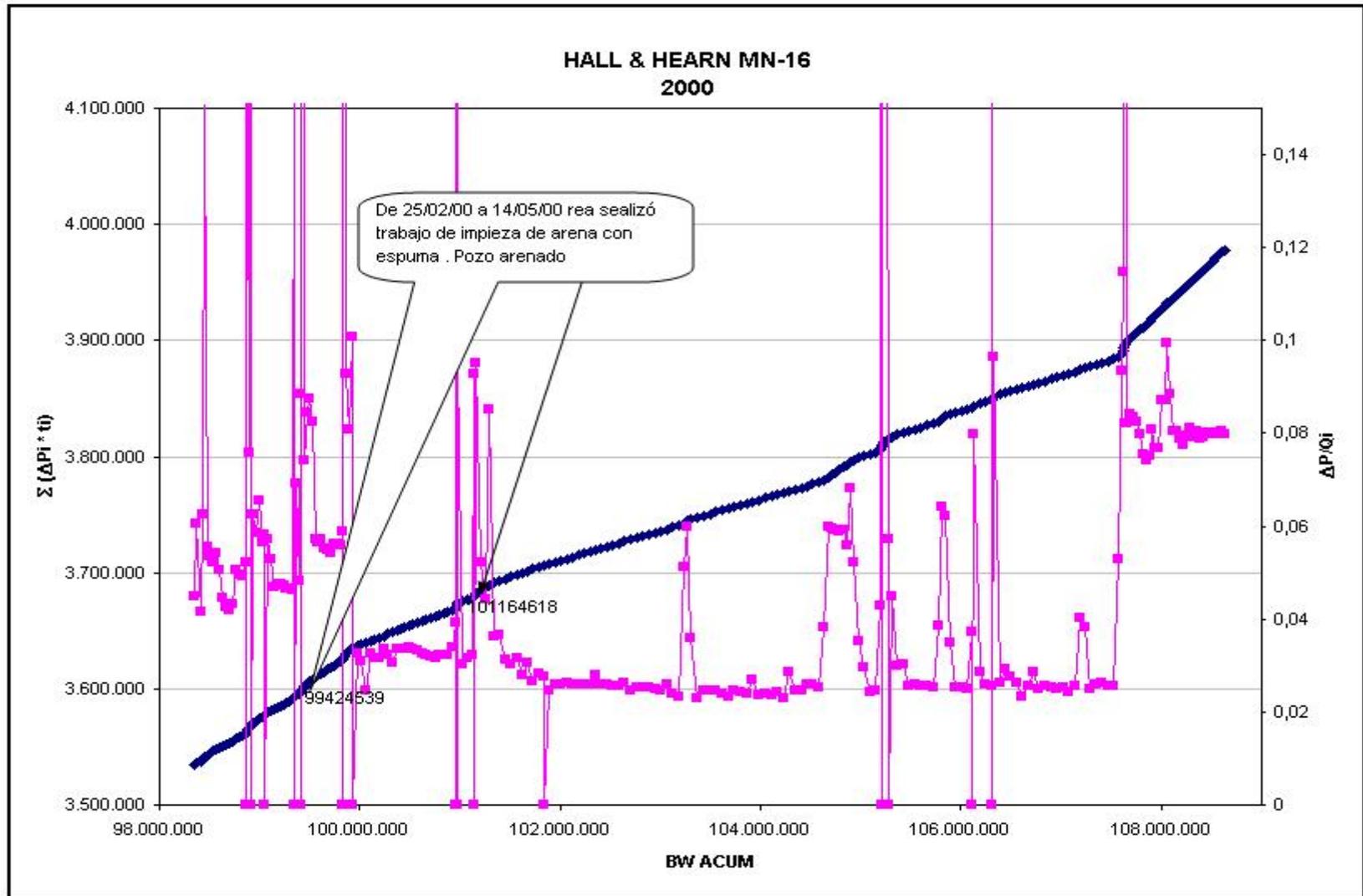


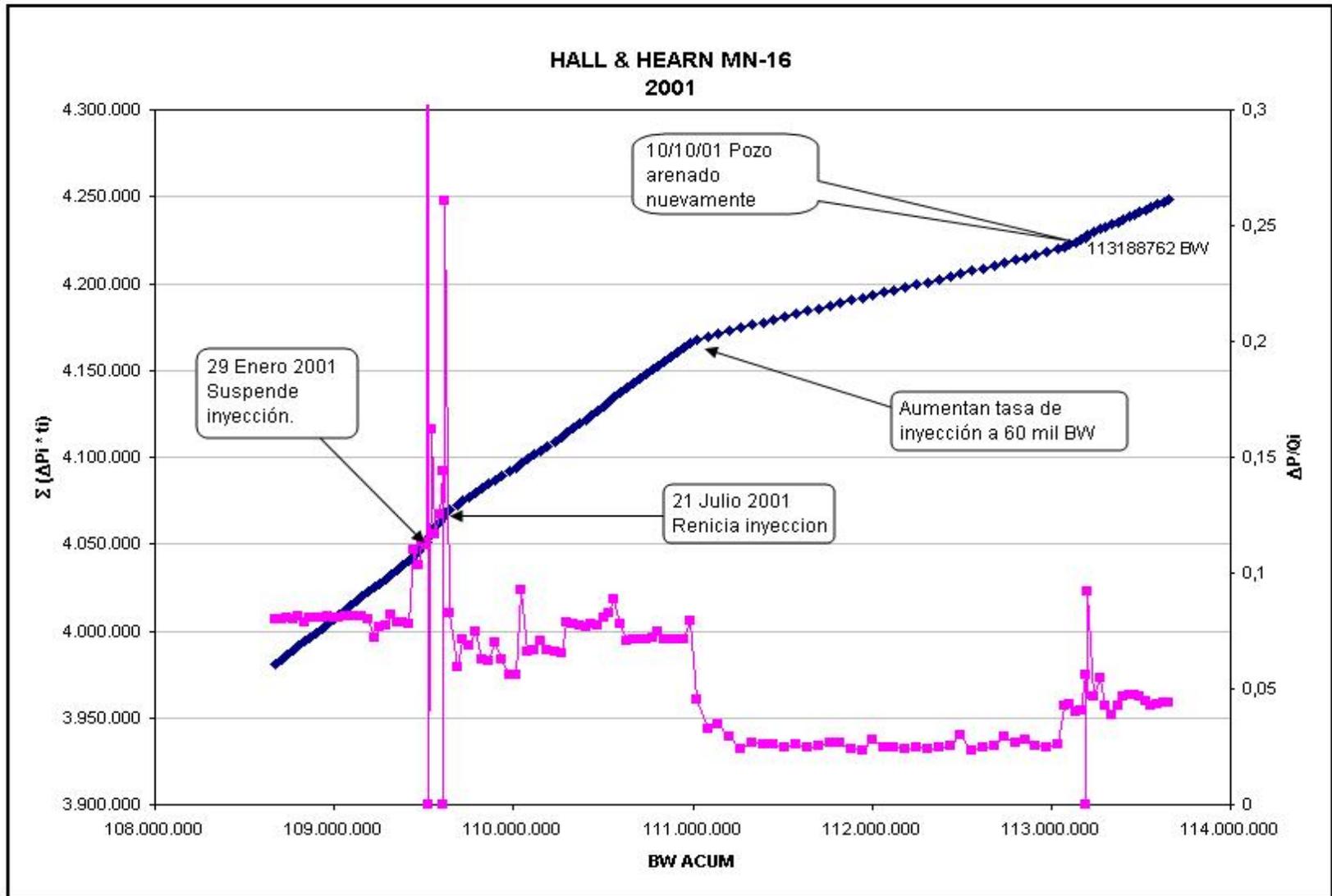


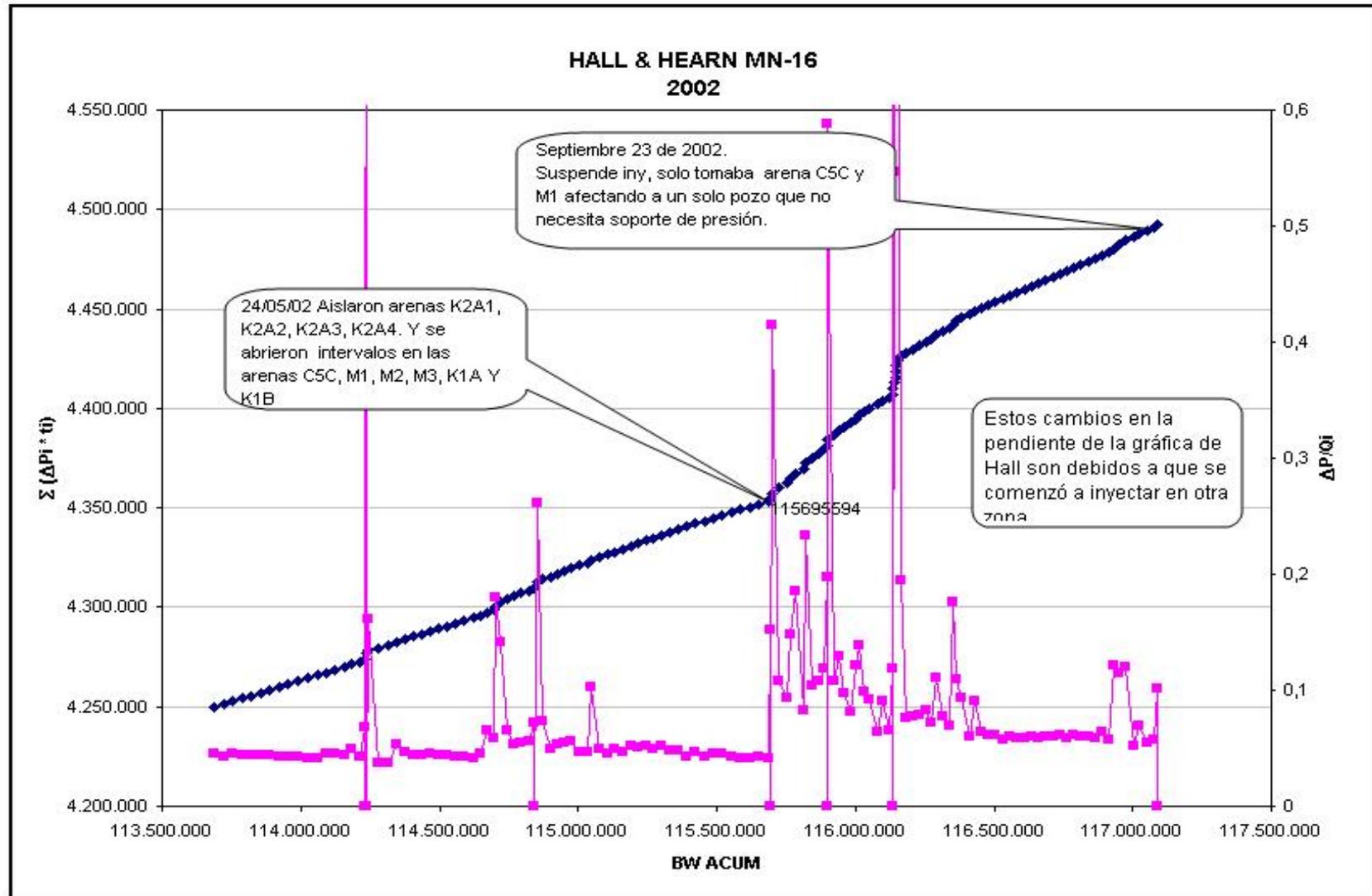


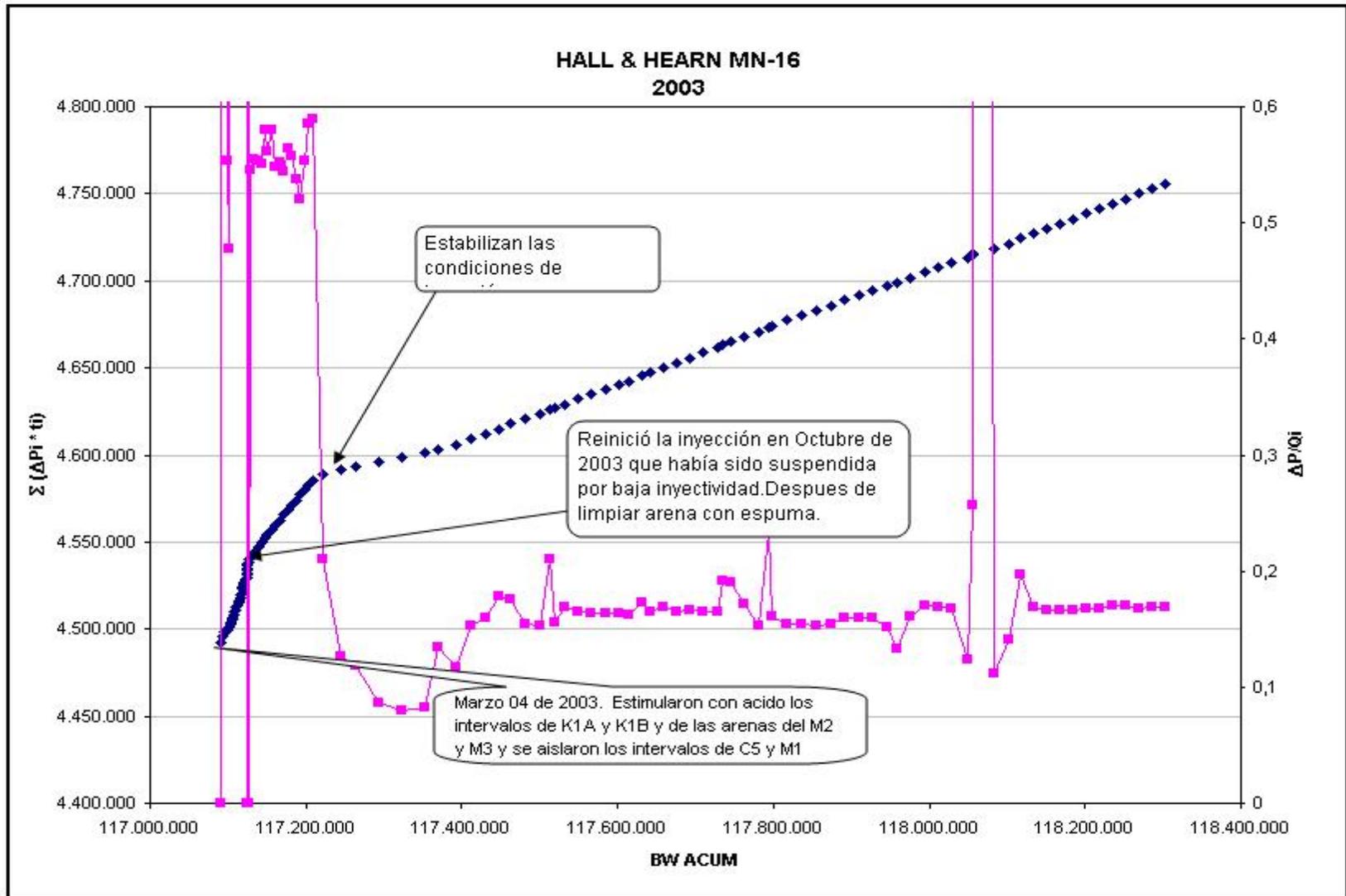




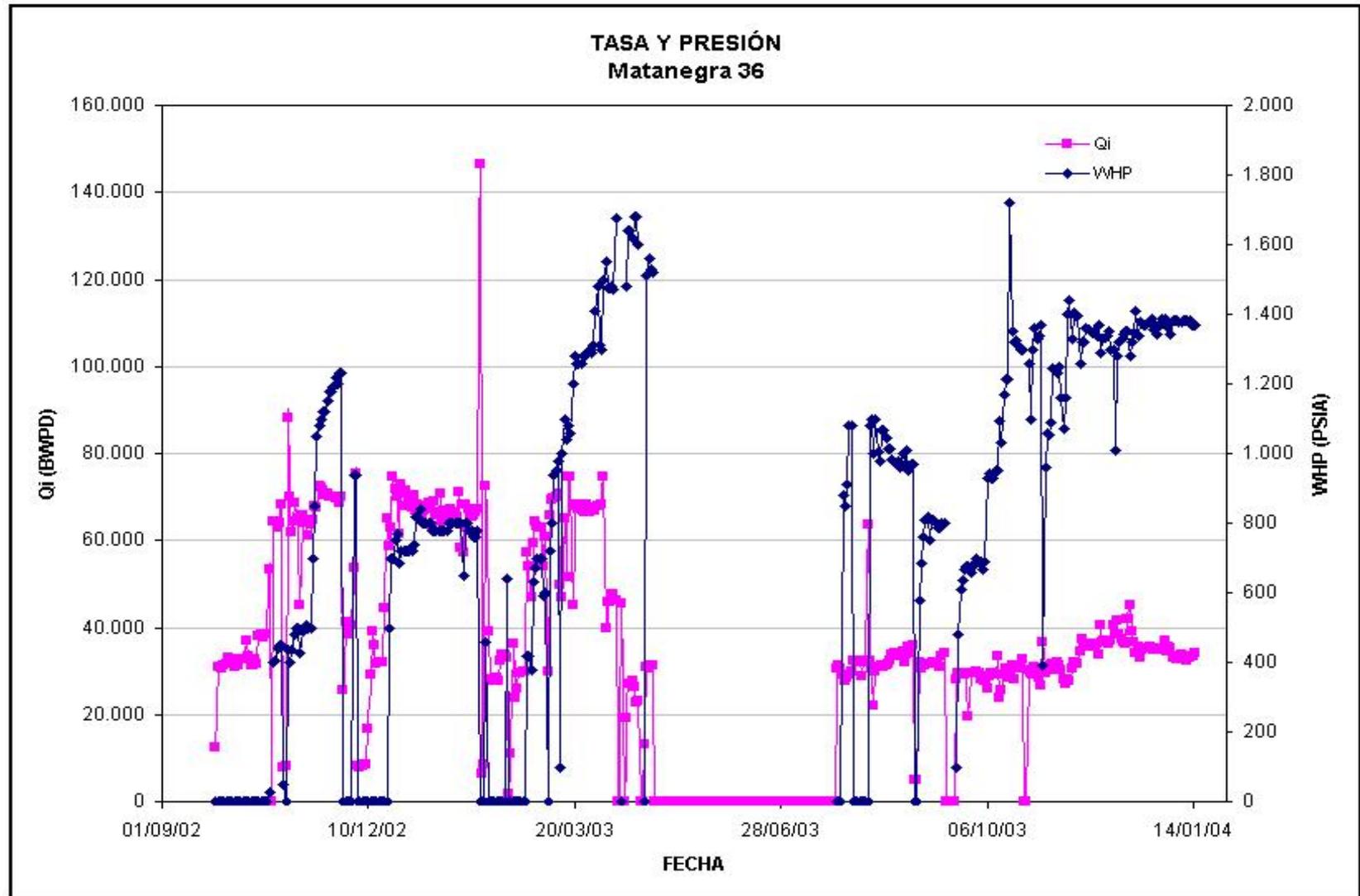


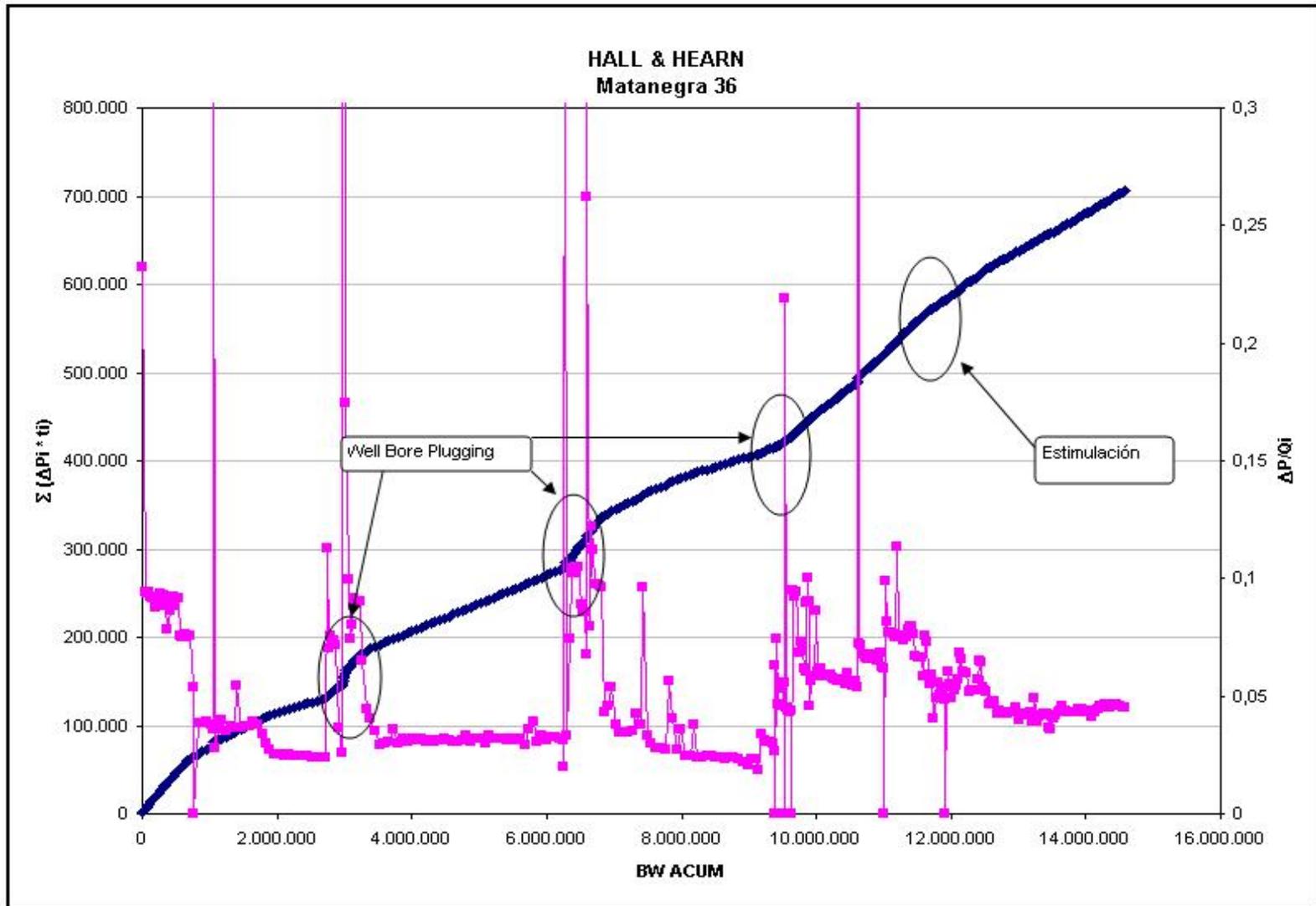




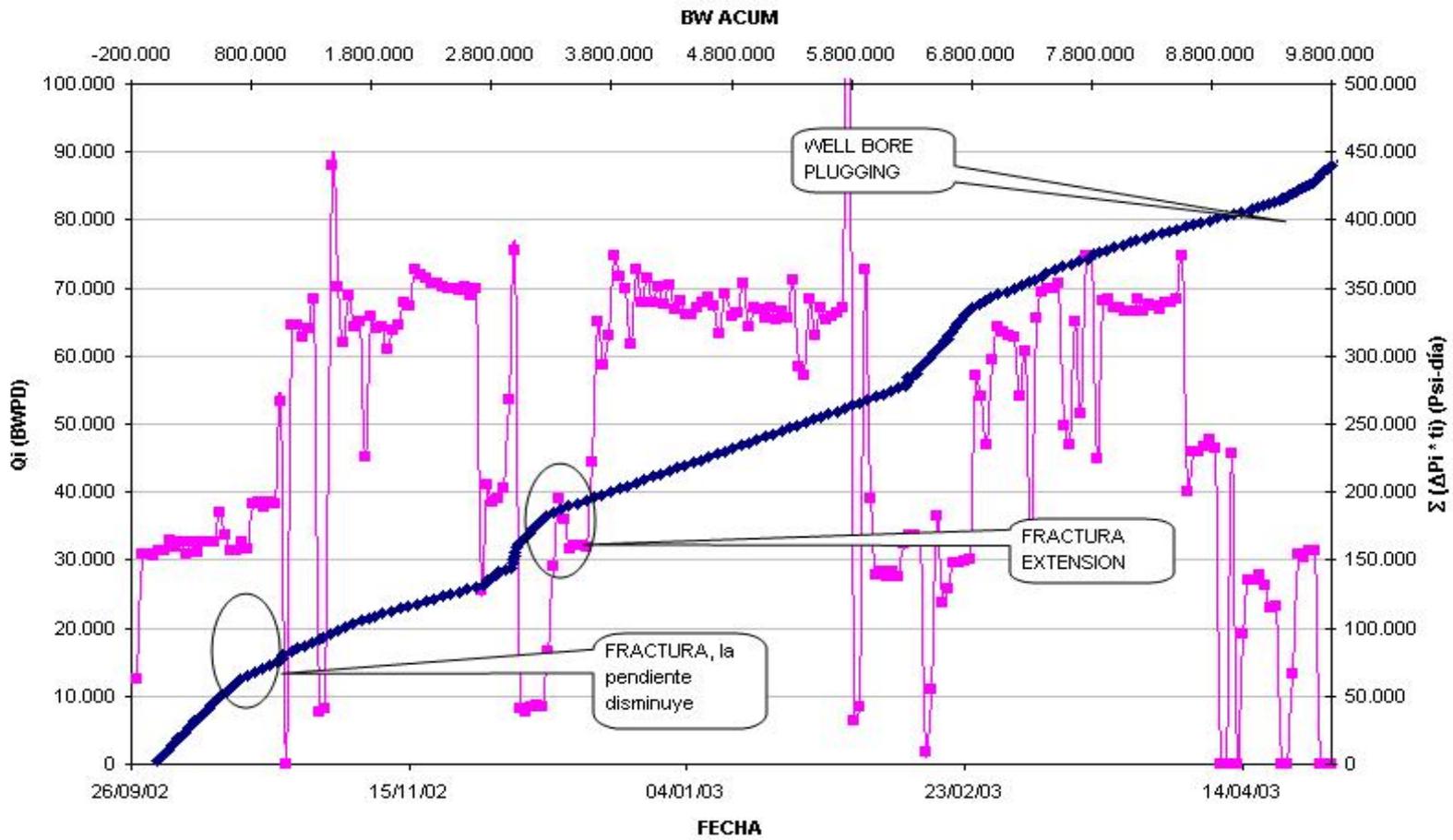


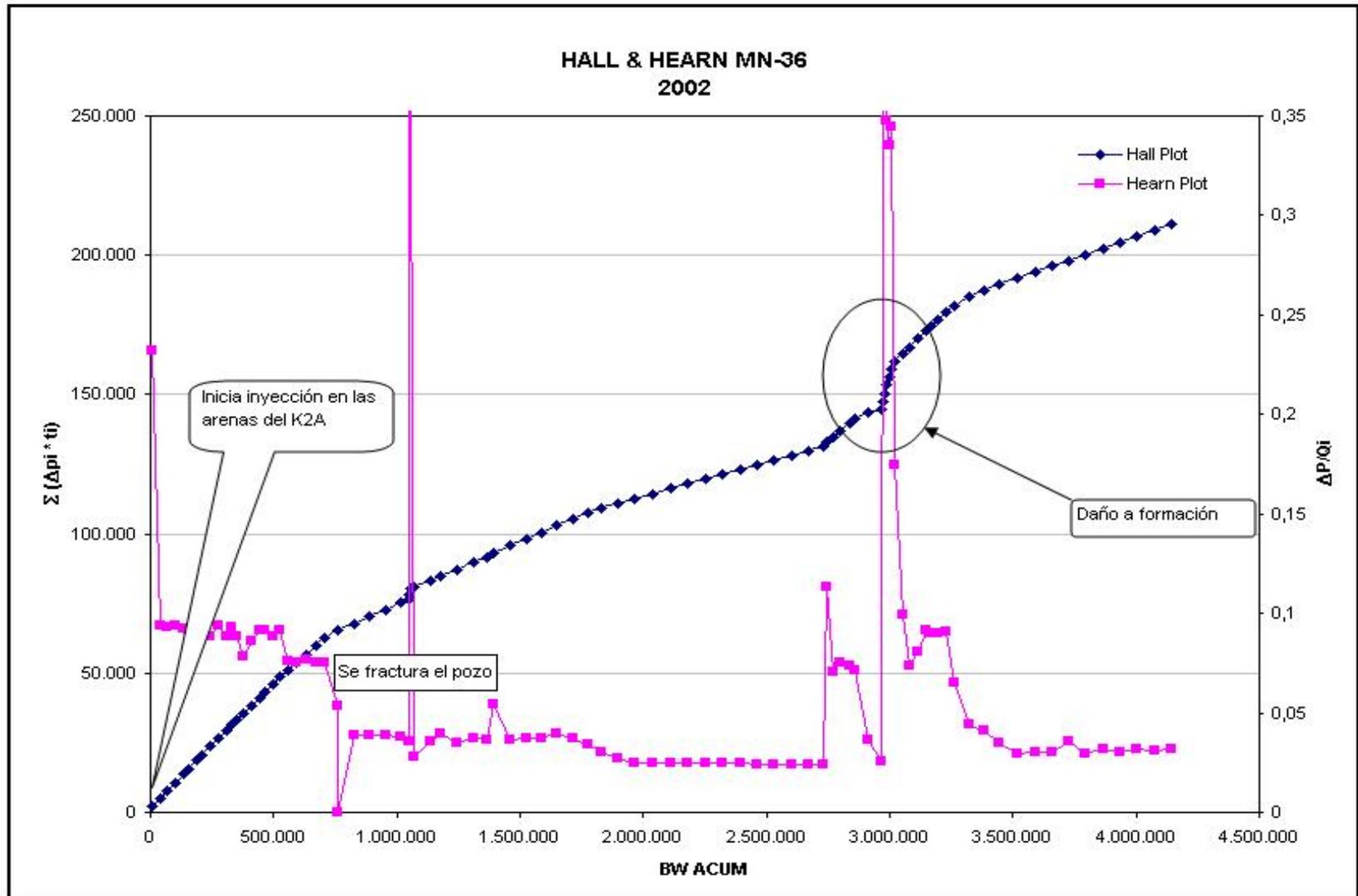
Anexo 4.
ANÁLISIS POZO MN-36

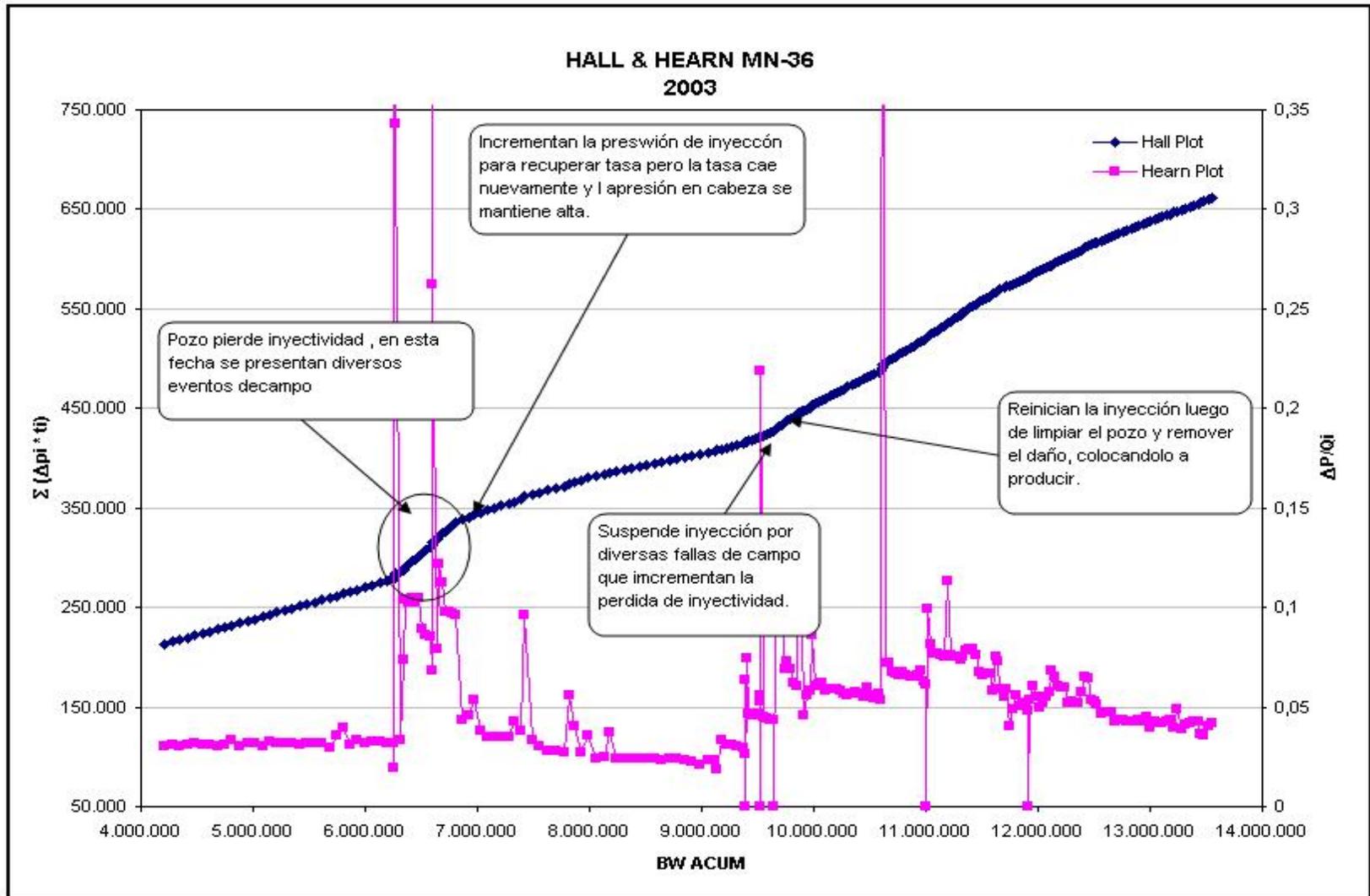




HALL & HEARN Matanegra 36





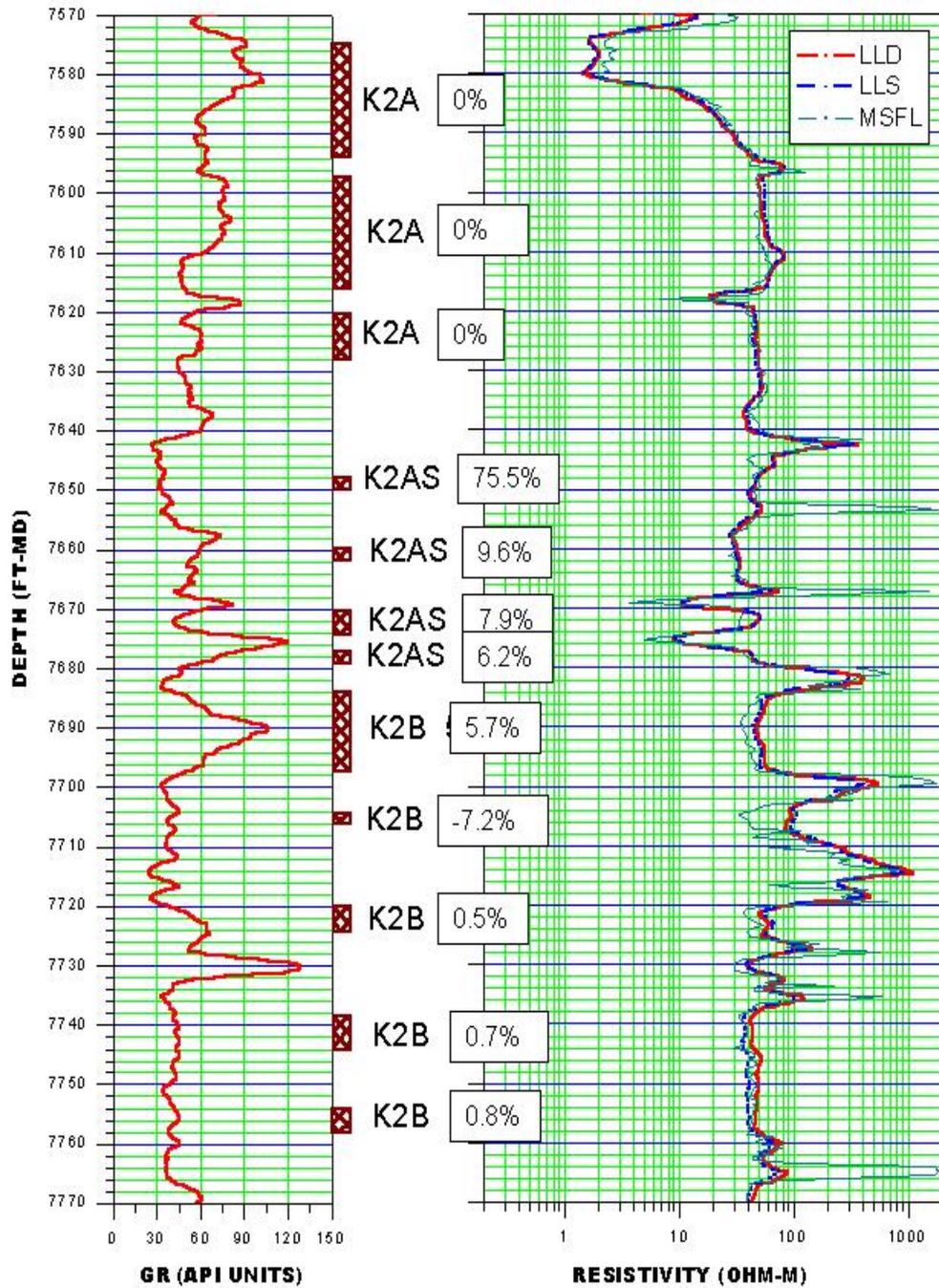




Occidental
de Colombia, Inc.

MATANEGRA 36
Cleaning Sep-2002

$$PI = 150 \frac{BFPD}{psi}$$

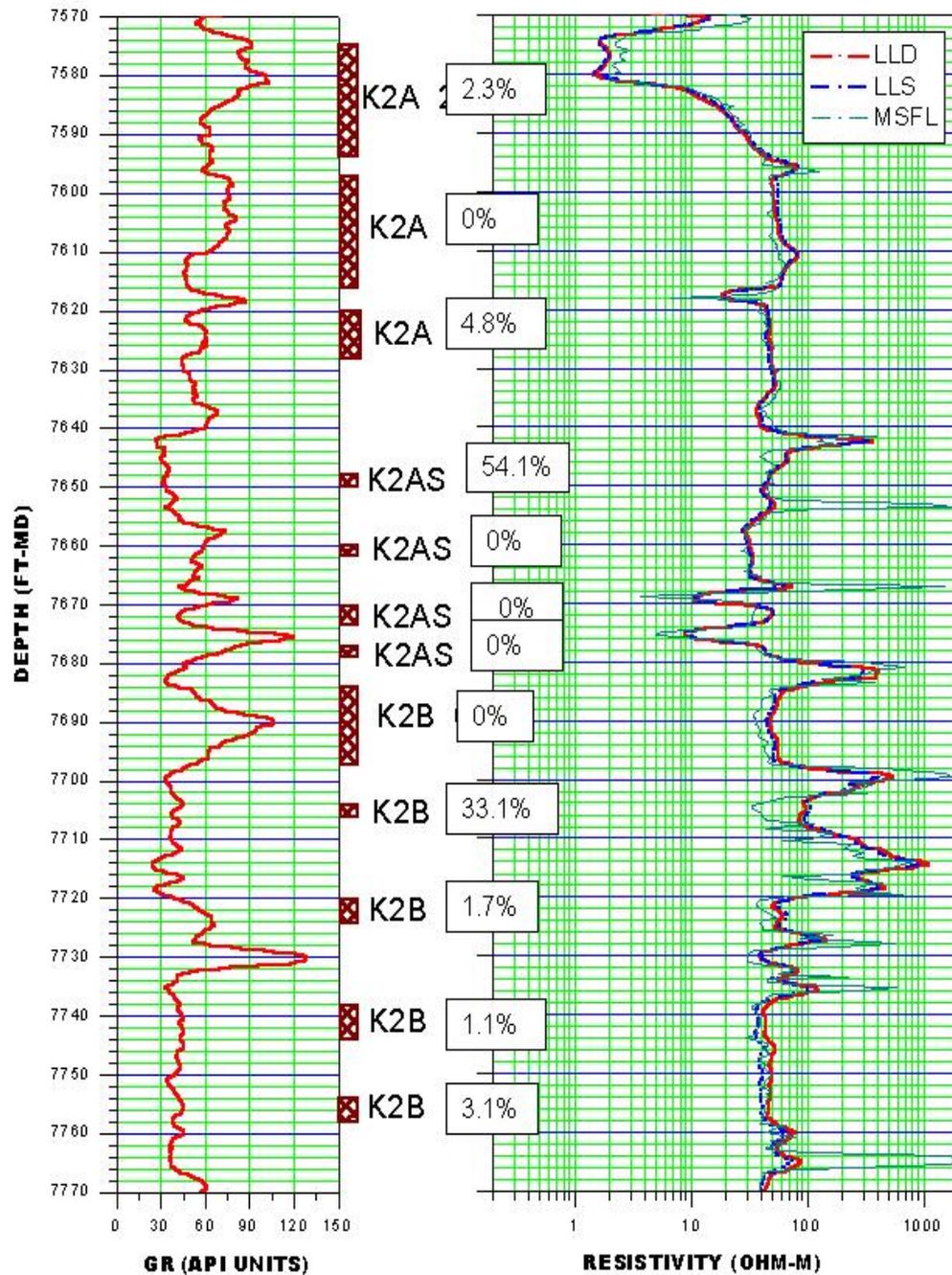




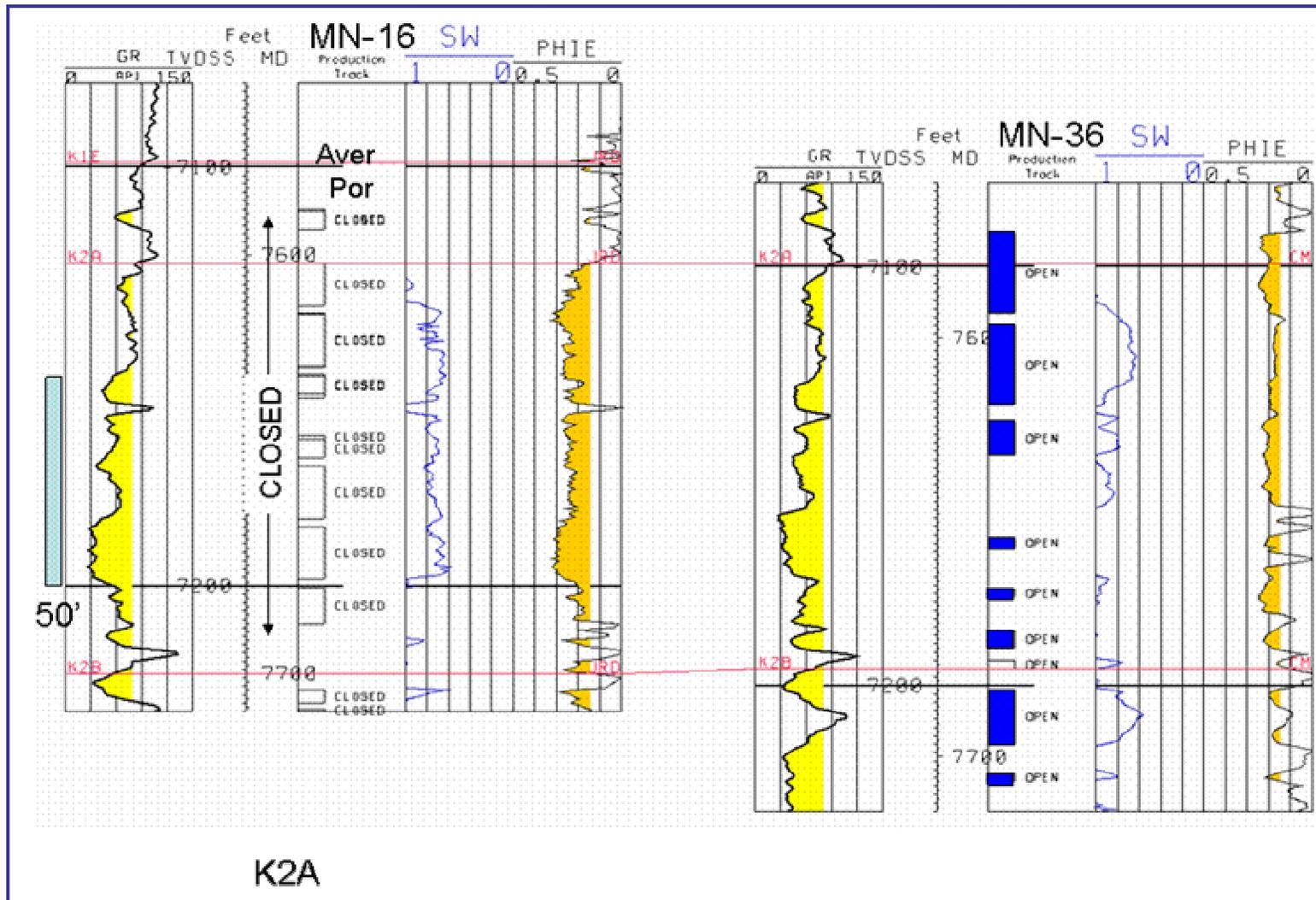
Occidental
de Colombia, Inc.

MATANEGRA 36
Injection Apr-2003

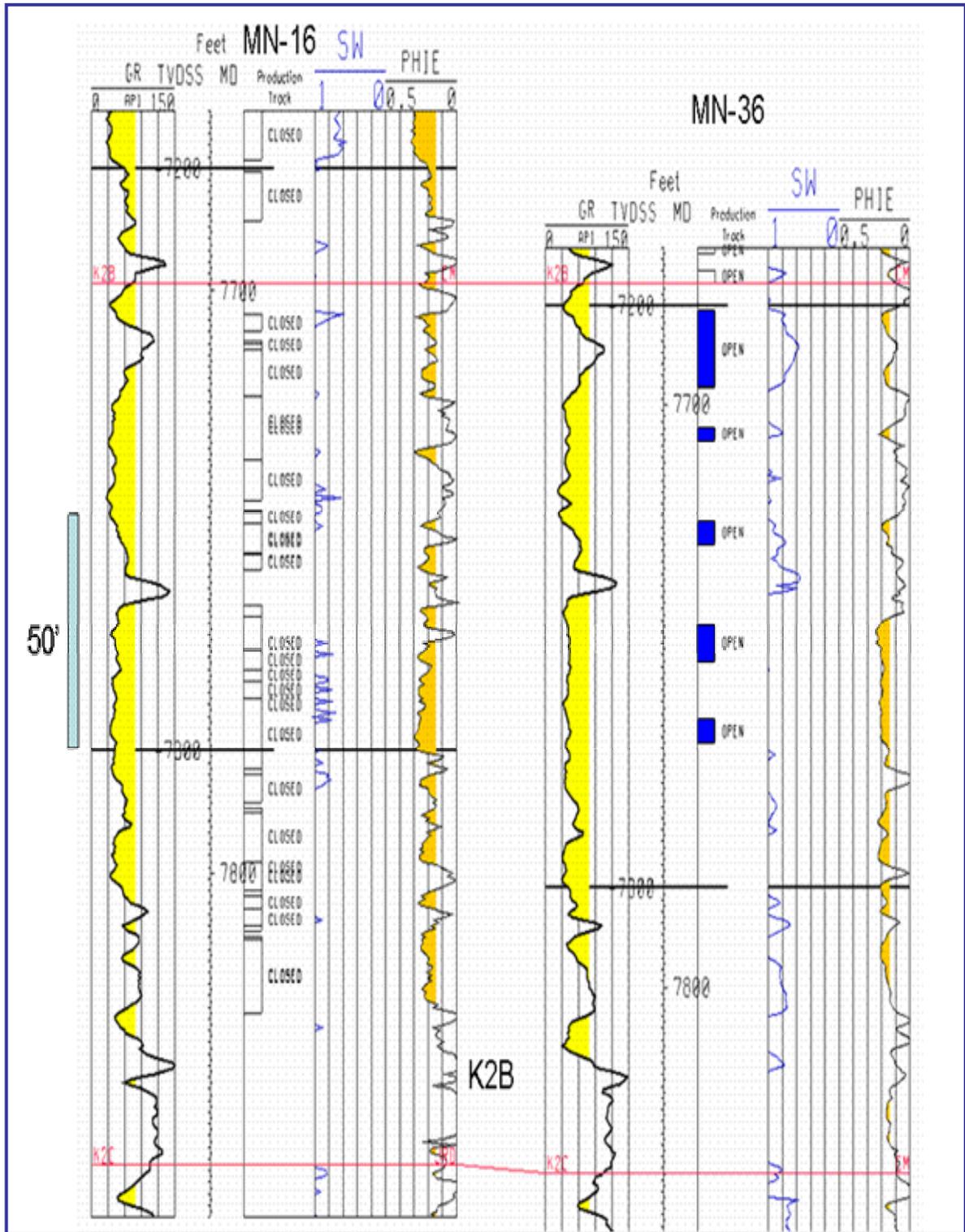
$$PI = 10 \frac{BWPD}{psi}$$



COMPARACIÓN REGISTROS MN-16 & MN-36 ARENA K2A



COMPARACIÓN REGISTROS MN-16 & MN-36 ARENA K2B



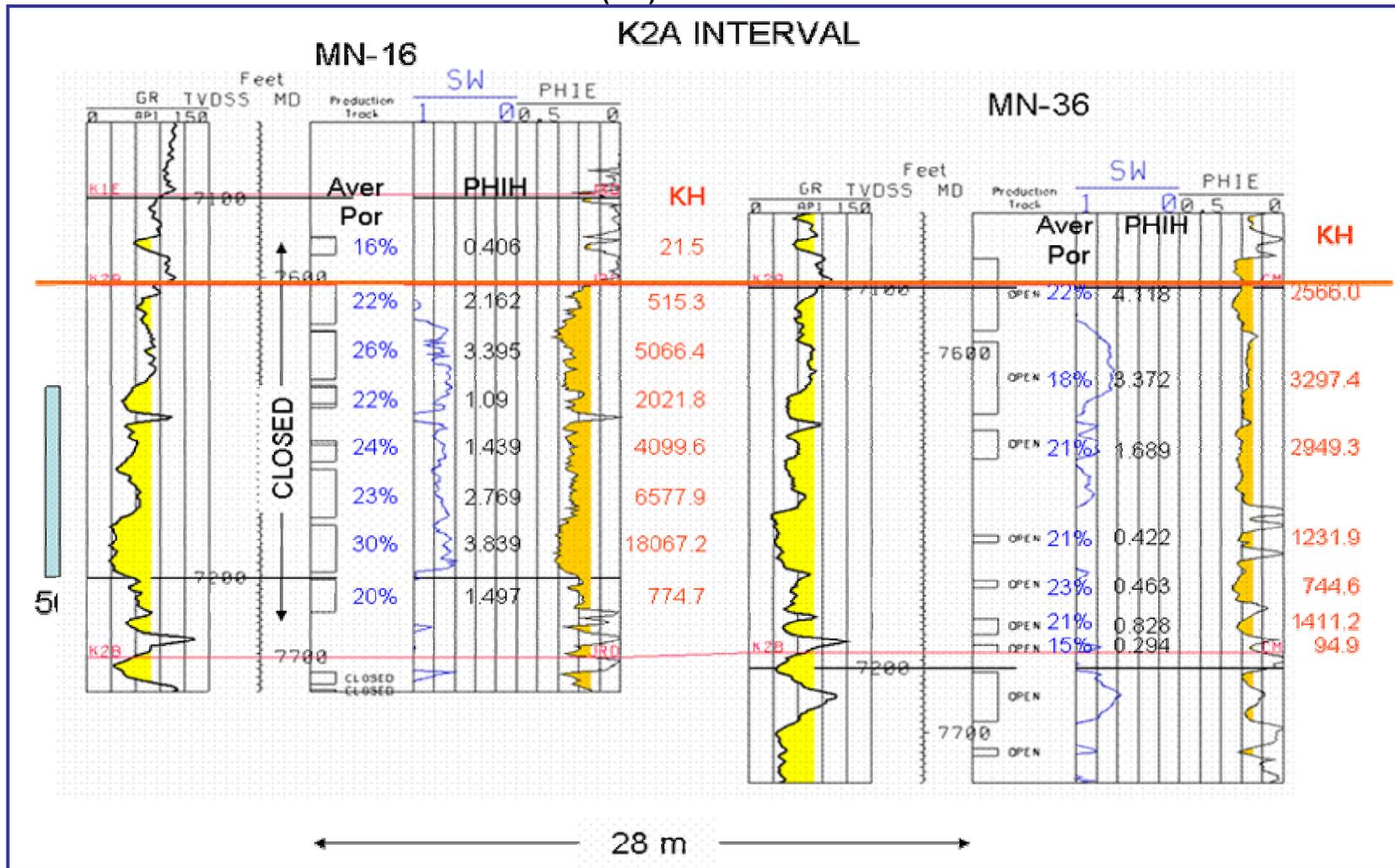
Espesores Netos Perforados MN-16 & MN-36

UNIT	MN-16	MN-36	DIFF.
K2A	72'	56'	16'
K2B	106'	29'	77'

	MN-16	MN-36
	KH	
K2A	37144.4	12295.39
K2B	31442.86	8770.117

(KH) Arena K2A

K2A INTERVAL



Comparación Petrofísica MN-16 & MN-36 Arena K2A

MN-16

INTERVAL			Φ AVER	K AVER (md)	PHIH	KH
TOP	BASE	THIC (feet)				
7589	7594	5	16%	22	0.406	21.6
7602	7612	10	22%	172	2.162	515.3
7614	7627	13	26%	461	3.395	5066.4
7629	7634	5	22%	505	1.09	2021.8
7643	7649	6	24%	683	1.439	4099.6
7651	7663	12	23%	548	2.769	6577.9
7665	7678	13	30%	2126	3.839	18067.2
7680	7688	8	20%	310	1.497	774.7

72

16.597 37144.4

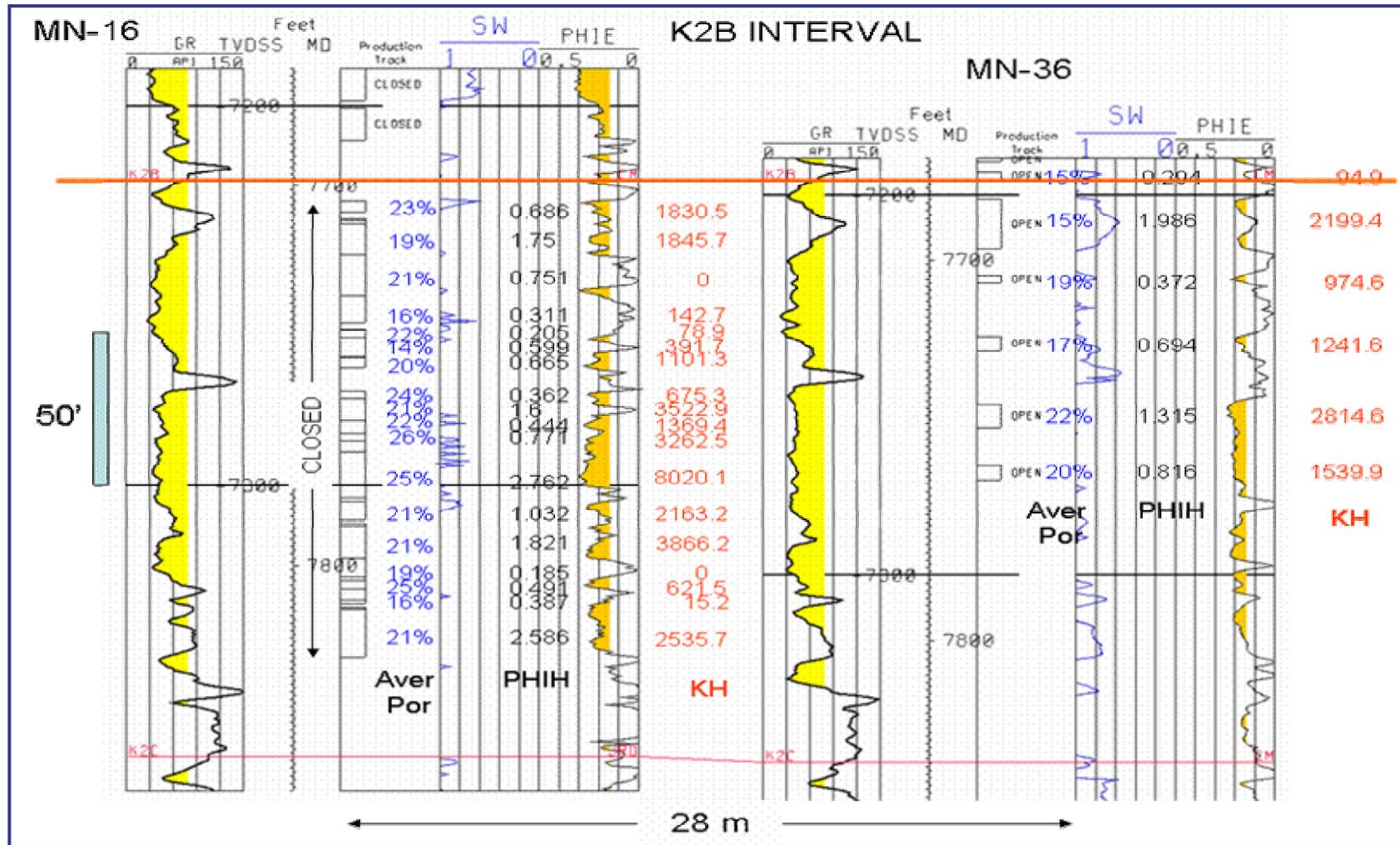
MN-36

INTERVAL			Φ AVER	K AVER	PHIH	KH
TOP	BASE	THIC Feet.				
7575	7594	19	22%	270	4.123	2586.0
7597	7616	19	18%	314	3.363	3297.4
7620	7628	8	21%	369	1.688	2949.3
7648	7650	2	21%	616	0.422	1231.9
7660	7662	2	23%	372	0.464	744.6
7670	7674	4	21%	353	0.828	1411.2
7677	7679	2	15%	95	0.294	94.9

56

11.182 12295.4

(KH) Arena K2B



Comparación Petrofísica MN-16 & MN-36 Arena K2B

INTERVAL			Φ AVER	K AVER	PHIH	KH
TOP	BASE	THICK				
7704	7707	3	23%	732	0.686	1830.6
7709	7718	9	19%	336	1.75	1845.7
7718	7729	11	21%	0	0.751	0.0
7729	7736	7	16%	95	0.311	142.7
7738	7740	2	14%	158	0.205	78.9
7740	7745	5	20%	392	0.599	391.7
7745	7748	3	22%	367	0.665	1101.3
7754	7756	2	24%	675	0.362	675.3
7756	7765	9	21%	587	1.6	3522.9
7765	7767	2	22%	685	0.444	1369.4
7767	7770	3	26%	1087	0.771	3262.5
7770	7782	12	25%	1069	2.762	8020.1
7783	7788	5	21%	541	1.032	2163.2
7789	7798	9	21%	644	1.821	3866.2
7798	7803	5	19%	0	0.185	0.0
7804	7806	2	25%	311	0.491	621.6
7806	7810	4	16%	30	0.387	15.2
7811	7824	13	21%	298	2.586	2535.7

INTERVAL			Φ AVER	K AVER	PHIH	KH
TOP	BASE	THIC K				
7684	7697	13	15%	275	1.989	2199.4
7704	7706	2	19%	487	0.372	974.6
7720	7724	4	17%	310	0.696	1241.6
7738	7744	6	22%	469	1.314	2814.6
7754	7758	4	20%	385	0.816	1540.0

Anexo 5.

GRAFICAS MONITOREO CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN

