

**DETECCIÓN DE CANALES PREFERENCIALES EN EL CAMPO LA CIRA-
INFANTAS MEDIANTE PERFILES DE TRAZADOR RADIACTIVO Y
TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS DE PRODUCCIÓN**

LAYONEL GIL HENAO

ANDRÈS HERNÀN BELTRAN NAVARRO

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
2009**

**DETECCIÓN DE CANALES PREFERENCIALES EN EL CAMPO LA CIRA-
INFANTAS MEDIANTE PERFILES DE TRAZADOR RADIACTIVO Y
TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS DE PRODUCCIÓN**

**LAYONEL GIL HENAO
COD 2004101083
ANDRÉS HERNÁN BELTRAN NAVARRO
COD 2004101715**

**Presentado como requisito para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
JORGE MANTILLA VILLAMIZAR
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector
ERVIN ARANDA ARANDA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
2009**

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Noviembre de 2009

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresamos los más sinceros agradecimientos a:

ECOPETROL S.A. Por permitirnos contribuir en la solución de problemas de campo de la industria del petróleo.

OCCIDENTAL ANDINA LLC. Por permitirnos contribuir en la solución de problemas de campo de la industria del petróleo.

Ing. De Petróleos JORGE MANTILLA VILLAMIZAR, por la dirección y apoyo en la ejecución del proyecto grado.

Ing. De Petróleos ERVIN ARANDA ARANDA, por la codirección y apoyo en la ejecución del proyecto grado.

Phd. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO por ser evaluador de este proyecto y por sus aportes para la culminación de este propósito.

Geólogo JORGE ARTURO CAMARGO por ser evaluador de este proyecto y por sus aportes para la culminación de este propósito.

Ing. De Petróleos HELIODORO CAÑARETE, por su asesoría y apoyo en la ejecución del proyecto grado.

Ing. De Petróleos ADRIANO LOBO, por su asesoría y apoyo en la ejecución del proyecto grado.

La Universidad Surcolombiana, por ser nuestra Alma Mater.

DEDICATORIA

A Dios por regalarme la comprensión y el apoyo de mis padres, la motivación alentadora de mis hermanos y por compartir 5 años de vida al lado de grandes personas, mis amigos.

Layonel.

Dedico este proyecto:

A Dios, por estar siempre a mi lado.

A mis padres, por su amor y apoyo.

A mis hermanas, por sus consejos.

Doy gracias:

A Layonel Gil, por ser un amigo incondicional y sincero.

A toda mi familia, amigos y compañeros por la ayuda brindada en estos años.

Andres.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
ABSTRACT	
RESUMEN	17
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	19
1.1 GENERALIDADES	19
1.2 LOCALIZACIÓN	20
1.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	23
1.4 HISTORIA	24
1.5 GEOLOGÍA DEL CAMPO	24
1.5.1 Estratigrafía del campo	25
1.5.2 Geología estructural del campo	28
1.5.2.1 Pliegues	28
1.5.2.2 Fallas	30
1.5.2.3 Sistemas de fallas	31
1.6 ANTECEDENTES DE CANALIZACIÓN	33
2. FUNDAMENTO TEÓRICO	34
2.1 ANÁLISIS DE LOS POZOS PRODUCTORES	34
2.1.1 Seguimiento de la salinidad y su contraste	34
2.1.2 Diagnóstico de canalizaciones – diagramas de Chan	34
2.2 ANÁLISIS DE LOS POZOS INYECTORES	35
2.2.1 Análisis de inyectividad usando Hall plot	36
2.2.2 Generalidades de los perfiles de inyección con trazador radiactivo	37
2.3 ETAPAS DEL ANÁLISIS	38
3. ETAPA I: SELECCIÓN DE POZOS PRODUCTORES CANDIDATOS	39
3.1 METODOLOGÍA	39
3.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	
A ESTUDIO	39
3.2.1 Contraste de salinidad	39
3.2.2 Incremento del corte de agua (WOR)	40
4. ETAPA 2: DETECCIÓN DE POSIBLES CANALIZACIONES	41
4.1 SEGUIMIENTO DE DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	41
4.1.2 Análisis de los resultados del monitoreo de la producción	41
4.1.2.1 Pozo productor I-473	42
4.1.2.2 Pozo productor C-1354	42

4.1.2.3 Pozo productor C-1009	42
4.2 DETECCIÓN A PARTIR DEL HISTORIAL MECÁNICO, DIAGRAMA CHAN E HISTORIAL PRODUCTIVO	43
4.2.1 Pozo productor I-908 (wor 100%, sal 3000ppm)	43
4.2.2 Pozo productor C-937 (wor 98%, sal 3000ppm)	43
4.2.3 Pozo productor C-1191 (wor 98%, sal 4500ppm)	45
4.2.4 Pozo productor C-2112 (wor 99%, sal 2000ppm)	47
4.2.5 Pozo productor C-2153(wor 98%, sal 3000ppm)	48
4.2.6 Pozo productor C-2206(wor 97%, sal 2200ppm)	50
4.2.7 Pozo productor C-1881(wor 97%, sal 2200ppm)	51
4.2.8 Pozo productor I-261 (wor 97%, sal 2200ppm)	53
5. ETAPA III: IDENTIFICACIÓN DE LOS INYECTORES INVOLUCRADOS Y DE LA ZONA CANALIZADA	55
5.1 INYECTORES INVOLUCRADOS EN CADA PRODUCTOR CANALIZADO Y VERIFICACIÓN DE LA CONTINUIDAD DE SUS ARENAS	55
5.1.1 INFA0261	55
5.1.2 CIRA2153	56
5.1.3 CIRA2112	57
5.1.4 CIRA1881	58
5.2 DETECCIÓN DEL INYECTOR CANALIZADO Y DEL INTERVALO AFECTADO	61
5.2.1 Patrón 1: Productor canalizado I-261	61
5.2.1.1 Inyector C-7SJ4	61
5.2.1.2 Inyector C-2067	63
5.2.1.3 Inyector C-7SJ8	65
5.2.1.4 Inyector C-7SJ2	67
5.2.2 Patrón 2: Productor canalizado Productor C-2153	69
5.2.2.1 Inyector C-1313	69
5.2.2.2 Inyector C-2154	71
5.2.2.3 Inyector C-452	73
5.2.2.4 Inyector C-179	75
5.2.3 Patrón 3: Productor canalizado Productor C-2112	76
5.2.3.1 Inyector C-2175	76
5.2.3.2 Inyector C-223	78
5.2.4 Patrón 4: Productor canalizado Productor C-1881	80
5.2.4.1 Inyector C-1790	80
5.2.4.2 Inyector CIRA1791	82
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA	85
6.1 PATRÓN 1: PRODUCTOR CANALIZADO I-261 (ARENAS C2)	86
6.2 PATRÓN 2: PRODUCTOR CANALIZADO C-2153 (ARENAS C2)	87
6.3 PATRÓN 3: PRODUCTOR CANALIZADO C-2212 (ARENAS C1)	88
6.4 PATRÓN 4: PRODUCTOR CANALIZADO C-1881 (ARENAS C1)	90

6.5 CONSOLIDADO DEL CAMPO	91
6.6 RECUPERACIÓN ESTIMADA	92
7. CONCLUSIONES	94
8. RECOMENDACIONES	96
BIBLIOGRAFÍA	97
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1	Seguimiento de los pozos candidatos a lo largo de tres (3) semanas.
Tabla 4.2	Estado final de los pozos candidatos
Tabla 5.1	Productores afectados y sus soportes de presión.
Tabla 5.2	Productores canalizados y posibles inyectores problema.
Tabla 6.1	Variables económicas.
Tabla 6.2	Análisis económico patrón 1.
Tabla 6.3	Análisis económico patrón 2.
Tabla 6.4	Análisis económico patrón 3.
Tabla 6.5	Análisis económico patrón 4.
Tabla 6.6	Análisis económico del campo.
Tabla 6.7	Escenarios de recuperación.
Tabla 6.8	Retorno de la inversión.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1. Localización Geográfica Campo La Cira - Infantas.
- Figura 1.2. Mapa de áreas del campo La Cira - Infantas.
- Figura 1.3 Columna estratigráfica del valle medio del Magdalena.
- Figura 1.4 Columna estratigráfica del campo La Cira – Infantas.
- Figura 1.5 Línea sísmica del campo La Cira – Infantas.
- Figura 1.6 Mapa estructural sobre el marcador C1 del campo La Cira - Infantas.
- Figura 1.7 Patrones estructurales de interpretación sísmica.
- Figura 1.8 Modelo 3D de unidades litoestratigráficas y fallas del campo La Cira - Infantas.
- Figura 2.1 Grafico diagnóstico de canalización con la metodología Chan.
- Figura 2.2 Grafico diagnóstico de conificación con la metodología Chan.
- Figura 2.3 Comportamientos de la curva Hall.
- Figura 2.4 Perfil de inyección tomado con trazador radiactivo.
- Figura 4.1 Estado mecánico del pozo I-908.
- Figura 4.2 Estado mecánico del pozo C-937.
- Figura 4.3 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-937.
- Figura 4.4 Estado mecánico del pozo C-1191.
- Figura 4.5 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-1191.
- Figura 4.6 Estado mecánico del pozo C-2112
- Figura 4.7 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-2112.

- Figura 4.8 Estado mecánico del pozo C-2153
- Figura 4.9 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-2153.
- Figura 4.10 Estado mecánico del pozo C-2206
- Figura 4.11 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-2206.
- Figura 4.12 Estado mecánico del pozo C-1881.
- Figura 4.13 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-1881.
- Figura 4.14 Estado mecánico del pozo I-261.
- Figura 4.15 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor I-261.
- Figura 5.1 Mapa ubicación pozo I-261
- Figura 5.2 Correlación de registros eléctricos de las arenas de los pozos involucrados en la canalización del pozo I-261
- Figura 5.3 Mapa ubicación pozo C-2153
- Figura 5.4 Correlación de registros eléctricos de las arenas de los pozos involucrados.
- Figura 5.5 Mapa ubicación pozo C-2112.
- Figura 5.6 Correlación de registros eléctricos de las arenas de los pozos involucrados.
- Figura 5.7 Mapa ubicación pozo C-1881.
- Figura 5.8 Correlación de registros eléctricos de las arenas de los pozos involucrados.
- Figura 5.9 Estado mecánico del inyector C-7SJ4.
- Figura 5.10 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-7SJ4.
- Figura 5.11 Estado mecánico del inyector C-2067.

- Figura 5.12 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-2067.
- Figura 5.13 Estado mecánico del inyector C-7SJ8.
- Figura 5.14 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-7SJ8.
- Figura 5.15 Estado mecánico del inyector C-7SJ2.
- Figura 5.16 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-7SJ2.
- Figura 5.17 Estado mecánico del inyector C-1313.
- Figura 5.18 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-1313.
- Figura 5.19 Estado mecánico del inyector C-2154.
- Figura 5.20 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-2154.
- Figura 5.21 Estado mecánico del inyector C-0452.
- Figura 5.22 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-0452.
- Figura 5.23 Estado mecánico del inyector C-0179.
- Figura 5.24 Estado mecánico del inyector C-2175.
- Figura 5.25 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-2175.
- Figura 5.26 Estado mecánico del inyector C-0223.
- Figura 5.27 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-0223.
- Figura 5.28 Estado mecánico del inyector C-1790.
- Figura 5.29 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-1790.
- Figura 5.30 Estado mecánico del inyector C-1791.
- Figura 5.31 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-1791.
- Figura 6.1 Comportamiento de la producción en pozos aledaño I-262.
- Figura 6.2 Comportamiento de la producción en pozos aledaño I-191.
- Figura 6.3 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-928.

- Figura 6.4 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-2033.
- Figura 6.5 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-2152.
- Figura 6.6 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-355.
- Figura 6.7 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-2212.
- Figura 6.8 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-365.
- Figura 6.9 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-1471.
- Figura 6.10 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-1793.
- Figura 6.11 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-1887.
- Figura 6.12 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-1008.

LISTA DE GRÁFICAS

- Gráfico 5.1 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-7SJ4.
- Gráfico 5.2 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-2067.
- Gráfico 5.3 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-7SJ8.
- Gráfico 5.4 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-7SJ2.
- Gráfico 5.5 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-1313.
- Gráfico 5.6 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-2154.
- Gráfico 5.7 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-0452.
- Gráfico 5.8 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-179.
- Gráfico 5.9 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-2175.
- Gráfico 5.10 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-223.
- Gráfico 5.11 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-1790.
- Gráfico 5.12 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-1791.

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Validación en campo y trabajo remedial de la canalización del pozo I-261.

Anexo 2. Tablas de recuperación de la inversión.

ABSTRACT

Nowadays, in La Cira-Infantas reservoir, are injected 120.000 BWIPD in order to produce near to 23.000 BOPD, this injection-production cycle is essential for the hydrocarbons production in this field. This document presents the interaction and application of some of the available techniques for the preferential flow channels detection in a mature field like La Cira-Infantas with long injection history and water production. Its application in this reservoir will lead to a diminution in the economical losses percents derivated by channeling process and a recovery factor increment in the troubled zone.

With this project, the channeling producers wells are identified since the injection wells in the respective patron and the sanders affected intervals which aren't able to give an adequate pressure support it first injection ring. It analyzed the lost recovery factor effect with the channeling boundaries well and expected recovery environment after a remediation work in the damaged zone.

The production data analysis techniques and operational review in producers wells, let the detection of channeling in La Cira-Infantas field, through radioactive tracer log analysis and boundaries operation conditions of injection wells sanders affected intervals are identified.

Key words: Channeling; Cira-Infantas; Injection logs; Radiactive tracer.

RESUMEN

Actualmente en el campo La Cira-Infantas se inyectan 120.000 BWPD para producir aproximadamente 23.000 BOPD, este ciclo de inyección-producción es esencial para la producción de hidrocarburos en este campo. Este trabajo presenta la interacción y aplicación de algunas técnicas existentes para la detección de canales de flujo preferencial en un campo maduro como la Cira-Infantas con una larga historia de inyección y producción de agua. Su aplicación en este campo permitirá una reducción en los porcentajes de pérdidas económicas derivadas del fenómeno de canalización y un incremento del factor de recobro de las zonas problema.

Con este proyecto se identifican pozos productores canalizados desde pozos inyectoros del patrón correspondiente y los intervalos arenosos afectados que no permiten dar un soporte de presión adecuado a su patrón de inyección. Se analiza el efecto de caída del factor de recobro conjunto con los pozos aledaños al canalizado y un escenario de recuperación esperado tras un trabajo de remediación en la zona afectada.

La integración de las técnicas de análisis de datos de producción y verificación operacional de los pozos productores permiten detectar canalizaciones en el campo la Cira-Infantas e identificar su dirección mediante un análisis de los perfiles de trazador radiactivo y condición operacional de los pozos inyectoros aledaños.

Palabras clave: canalización, Cira-Infantas, perfil de inyección, trazador radiactivo, inyección de agua, pozo productor canalizado, canal de flujo preferencial, patrón de inyección, intervalo canalizado, datos de producción, corte de agua, salinidad, diagramas hall, diagramas Chan.

INTRODUCCIÓN

Al inyectar agua a una presión y un caudal diario determinado, la inyección llena espacios porosos que contribuyen a subir la presión de la formación y a empujar fluidos desde una zona de inyección hasta una de producción; cuando este flujo de agua encuentra zonas de alta permeabilidad todo el flujo sigue la ruta del menor esfuerzo canalizándose en una dirección de menor diferencial de presión. En el campo la Cira-Infantas este problema es común y las zonas de alta permeabilidad se debe a la presencia de fracturas generadas a partir del mismo proceso de inyección o a la presencia de zonas ladronas con altas permeabilidades. Las perdidas derivadas de un problema de canalización inician desde el punto en el que se inyecta con el costo de forzar el agua a empujar fluidos a través de una zona porosa que incluye gastos energéticos de superficie para ser bombeada, un tratamiento químico, un valor adquisitivo entre otros, que pierden todo su propósito al notar que se inyecta agua en un inyector para sacar la misma agua en un productor sin lograr el incremento esperado en la producción, donde los costos adicionales de levantamiento, bombeo y posterior separación se adicionan al problema, sin contar los ingresos no generados por la ineficiencia del barrido de crudo ni los de mantenimiento y/o reparación.

Actualmente el proyecto de la Cira-Infantas es un proyecto naciente enfocado más en la creación de los patrones destinados a inyección y a sus necesidades mas factibles que a procesos identificables de forma repentina como las canalizaciones. De ahí la necesidad de evaluar la presencia del problema diagnosticándolo implementando un análisis combinado un análisis de los datos de producción en pozos, los datos de trazadores radiactivos tomados en los pozos inyectores y sus registros de inyección, para así detectar el problema sugerir correcciones disminuyendo así las perdidas generadas e incrementado las ganancias por una buena practica del proceso de inyección.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

1.1. GENERALIDADES

- Este campo fue descubierto mediante la perforación del pozo Infantas-2 (actualmente taponado y abandonado), el cual fue completado en abril de 1.918 con una producción inicial de 800-1000 barriles y a una profundidad de entre 1531 ft - 1580 ft, en el departamento del Santander.

- Productores activos: 614
- Inyectores activos: 153
- Formaciones productoras: Zona A, zona B y zona C
- Gravedad API del crudo: 21.4°API - 27.9°API
- Mecanismo de producción: Inyección de agua.
- Método de producción: Bombeo mecánico, PCP, ESP.
- Producción promedio: 22000 BOPD
- Inyección promedio: 120000 BWPD
- Salinidad agua inyección: 1000ppm - 3000ppm

1.2. LOCALIZACIÓN

La Cira-Infantas se encuentra ubicado a 10 - 25 Km al sureste de Barrancabermeja en el corregimiento del centro, departamento de Santander, Colombia, Sur América; y fue el campo más grande de Colombia hasta que se descubrió el campo de Caño Limón. La Cira-Infantas se encuentra en el valle del río Magdalena, a 7°04' N, 73°47'47 W, a 450 Km de la Costa Caribe de Barranquilla y a 250 Km al norte de Bogotá.

Geológicamente el campo se encuentra situado en la sección central del río Magdalena sobre sedimentos terciarios transportados por el mismo río, que descansan sobre material cretácico predominantemente marino. El valle del río Magdalena es definido hacia el oeste y el este, limitado por la cordillera central y la cordillera oriental. Las mismas series de rocas sedimentarias son encontradas en ambos campos, aunque Infantas ha sufrido un levantamiento mayor y una mayor erosión que La Cira.

Infantas corresponde a un anticlinal fallado y La Cira es un domo fallado al noreste de Infantas. Ambos son considerados como dos campos diferentes, pero que están contiguos y producen de las mismas formaciones Geológicas.

La figura 1.1 indica la ubicación geográfica y los respectivos linderos del campo La Cira-Infantas, y la figura 1.2 muestra la ubicación de los pozos, las diferentes áreas de producción del campo y sus respectivas fallas.



Figura 1.1. Localización del Campo La Cira-Infantas con sus linderos respectivos, se puede observar en la imagen la cercanía con la ciudad de Barrancabermeja, entre 10 a 25 Km al noroeste. Tomada de Google Earth.

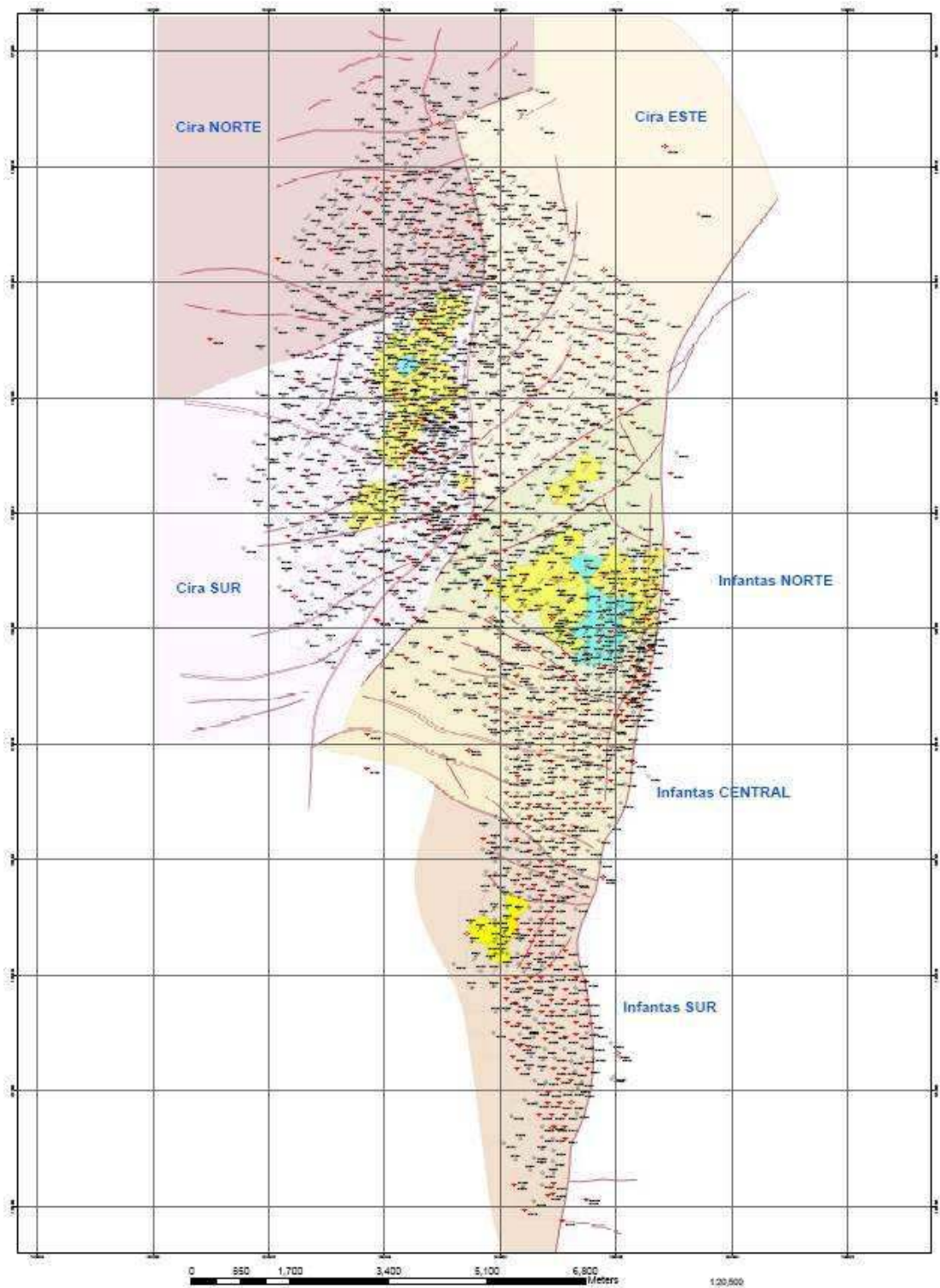


Fig. 1.2 Mapa de áreas del campo La Cira-Infantas con sus pozos localizados y principales fallas sobre C1. Tomado de DSS 2008

1.3. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

- Formación Productivas: Mugrosa, Colorada
- Tipo de trampa: Estructural
- Estructura: Anticlinal asimétrico limitado en su flanco por fallas inversas de alto grado.
- Ambiente deposición: Deltaico.
- Cuenca: Magdalena Medio.
- Profundidad : 500' - 4500' MD,
- Litología de formaciones productivas: Areniscas.
- Espesor total: Zona A 1500-2500 ft, Zona B 1000 – 1200 ft, Zona C 500 – 600 ft.
- Porosidad promedio: Zona A 25.9%, Zona B 27.2%, Zona C 27.9%
- Permeabilidad promedio: 200 mD
- Gravedad: 21.4°API - 27.9°API
- Contacto O-W: 3800ft La Cira, 3000ft en Infantas.
- Temperatura de yacimiento: 146 ° F
- Viscosidad del aceite: 350 -390 SSU @100°F
- Salinidad agua de formación: 25000-35000 ppm
- Presión de fractura promedio: 1300 psia

1.4. HISTORIA

El campo de petróleo La Cira - infantas fue descubierto en las primeras décadas del siglo XX por la Tropical Oil Company TROCO. Ubicado en el corregimiento del centro, jurisdicción del municipio de Barrancabermeja, el campo fue operado hasta 1951 por la TROCO (Ecopetrol, 2006). Este año, la recién creada empresa colombiana de petróleos ECOPETROL asumió el manejo de las operaciones de explotación del campo hasta la fecha y actualmente el campo pertenece a la Superintendencia de Mares de la Gerencia Centro-Oriente de ECOPETROL.

Al campo se llega por tierra desde la ciudad de Bucaramanga tomando la vía que conduce al municipio de Barrancabermeja y desviando a la altura de "la Lisama" por la troncal del magdalena medio o troncal de La Paz hasta el desvío a Yarima.

1.5. GEOLOGÍA DEL CAMPO

La columna estratigráfica construida con datos de pozos de ambos campos, revela rocas que van desde el Pre-Cretácico a el Oligoceno; el Mioceno se encuentra presente en algunos campos cercanos y Los depósitos del Pleistoceno se ubican desigualmente sobre el Oligoceno al oeste de la Cira (Silva, 2008).

Debido a la magnitud de los levantamientos y a la truncación erosional de las crestas de los anticlinales, alrededor de 7000 pies o mas de sedimentos Terciarios, desde el Eoceno Superior hasta el Mioceno inferior, se encuentran expuestos en superficie.

Las rocas el terciario corresponden a Formación Esmeralda - La Paz (Zona D) constituida de capas intercaladas de arena y arcilla.

La Parte inferior de la Formación Mugrosa (Zona C) consiste de areniscas de grano medio a fino, que su composición varia de subarcosa, arcosa a sub litoarenisca. La parte superior de la Formación Mugrosa (Zona B), consiste de intercalaciones de arenas muy finas de composición arcósica a subarcósica (Silva, 2008).

La formación Colorado (Zona A) esta compuesta de areniscas de grano muy fino con intercalaciones de areniscas de grano medio, en la que su composición va de arcosa lítica a subarcosa, como se puede observar en la figura 1.3.

1.5.1 Estratigrafía del campo.

Las Rocas de superficie en el campo LCI, mas jóvenes son de edad Terciaria, en un rango del Eoceno al Mioceno, estas corresponden a shales no marinos, areniscas y conglomerados que se depositaron en condiciones deltaicas a lo largo del Río Magdalena. Los horizontes de interés descubiertos en el campo se encuentran dentro de unidades del Terciario. Entre el Eoceno al Oligoceno existen tres horizontes muy delgados pero persistentes de fósiles que se encuentran separados por capas estériles de fosiles.

Estos horizontes son conocidos respectivamente como los horizontes fosilíferos de La Cira, Mugrosa y Los Corros. Los dos primeros corresponde a edad del Oligoceno y el último al Eoceno Superior.

La ocurrencia de muchas zonas diagnosticas de minerales pesados en los dos campos es un ítem muy importante para precisar las correlaciones en los pozos del campo.

La mayoría de la sección del Terciario en los dos campos ha sido subdividida en lo que se conoce como las Zonas A, B, C y D; debido a la ocurrencia alterna de series de shales y arenas y por la relación entre horizontes de aceite y agua, como se nota en la figura 1.4.

PERIOD	EPOCH	MMV	LCI	DOMINANT LITHOLOGY	Productivity		
Cenozoic	Quaternary	Holocene	Misa				
	Miocene	Pliocene	Real			Palagua-Velazquez	
		Oligocene	La Ora	La Ora			
			Colorado	A			Casabe-Galan
			Eocene	Migrosa	B		
	C						
	Paleocene	Esmeraldas	D		Lisama-Opon Provincia		
			La Paz				
			Lisama				
	Late Cretaceous	Maastrichtian	Unir	Unir		Provincia-Payoa	
		Campanian	La Luna	Galebo			
		Santonian		Rujamana			
		Coniacian		Salada			
		Turonian					
Cenomanian							
Early Cretaceous	Albian	Simiti	Simiti		Totumil Baturami-Pital		
	Aptian	Tablazo	Tablazo				
	Barrenian	La Paja	La Paja				
		Rosa Blanca	Rosa Blanca				
	Hauterivian	Tambar	Tambar				
	Valanginian						
Berriasian							
Jurassic		Giron	Giron				
Pre-Jurassic		Basement	Basement				


 Eroded or non deposited

Fig.1.3 Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena, donde se indican las litologías productoras del Campo La Cira-Infantas. Tomado de Informe Técnico Ecopetrol 2005.

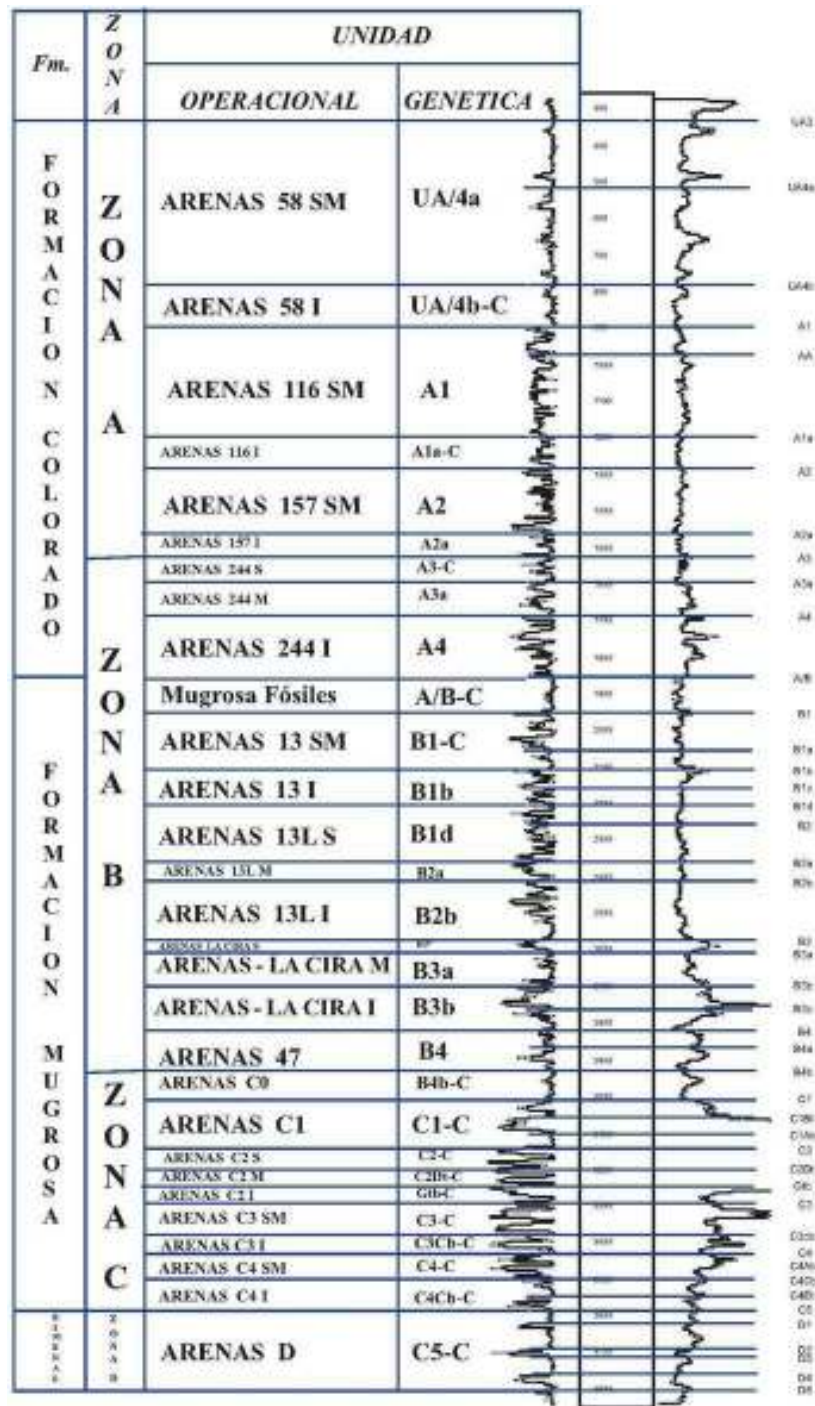


Fig. 1.4 Columna Estratigráfica del Campo La Cira - infantiles (Type Log), donde se muestran las cuatro zonas litológicas A, B, C y D y cada una de estas con los intervalos de arenas operacionales y sus nombres determinados como marcador. Se puede observar como la columna esta relacionada con el registro radioactivo Gamma Ray (GR) y el Resistivo del Pozo C-1653.

1.5.2 Geología estructural del campo.

El área del campo La Cira - infantas exhibe una complejidad estructural, donde hay prevalencia de estructuras compresionales y en el cual las rocas del Pre-Cretácico al Cenozoico están deformadas con pliegues muy desarrollados y fallas de cabalgamiento.

1.5.2.1 Pliegues.

Los anticlinales de la Cira y de Infantas se encuentran localizados en el paleo alto de Cáchira, que fue activo entre el Cretácico Tardío y el Eoceno Tardío (Olaya, 1997). Ambas estructuras muestran una expresión en la geología de superficie, donde niveles competentes de areniscas de las formaciones Terciarias crean lineamientos que se reflejan en la superficie, que muestran claramente el patrón estructural del subsuelo. La topografía también indica la tasa de fallamiento y plegamiento, como se puede observar en la figura 1.5.

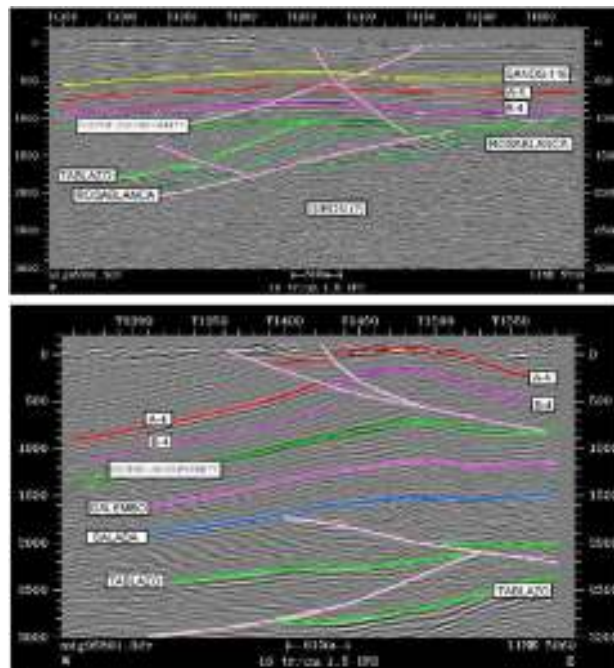


Fig. 1.5 (Arriba) Línea sísmica en el campo La Cira-Infantas mostrando las estructuras del Terciario Temprano al norte del área de la Cira. Note los pliegues altamente evolucionados, fallados y la secuencia del Cretácico erodada bajo la inconformidad del Eoceno. En contraste la secuencia del Terciario muestra una deformación mínima en esta área. (Abajo) Línea sísmica mostrando las estructuras del Terciario Temprano presentes en el área de Infantas. Tomado de Gutiérrez, M. (2001)

- Anticlinal de la Cira:

Es un anticlinal asimétrico de carácter regional con eje en dirección Norte-Sur, presenta cabeceo (plunge) hacia el Norte y hacia el Sur y está cortado al Este del eje por la Falla La Cira. Hacia el Este de esta falla, la estructura se hunde un poco a manera de sinclinal hasta la Falla de Infantas. Esta estructura tiene una longitud aproximada de 9 km y un ancho de 6 km. Los buzamientos de la estructura hacia el Norte y el Oeste son de aproximadamente 10° a 15°, como se nota en la figura 1.6.

Este pliegue forma diferentes compartimentos debido a la acción de varias fallas normales generalmente concentradas hacia el flanco occidental de la estructura (Ecopetrol, 2006).

En contraste el flanco occidental de la estructura se encuentra fallado en menor proporción que el flanco oriental.

- Anticlinal de Infantas:

La estructura de Infantas es un anticlinal asimétrico elongado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (Falla de Infantas). El tren general del eje del anticlinal es N-S a N10E y se puede seguir por una distancia de aproximadamente 12 Km con un ancho de 2-2.5 Km.

El Anticlinal de Infantas está dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 80° y 90° y desplazamiento promedio entre 50 y 150 pies; algunas de estas fallas tienden a desplazar la Falla de Infantas, como se puede observar en la figura 1.6.

El desplazamiento a lo largo de la zona de la falla es de aproximadamente 1000 a 1200 pies pero disminuye hacia el Norte, dirección en la cual el anticlinal tiene cabeceo (plunge). En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental (Silva, 2008).

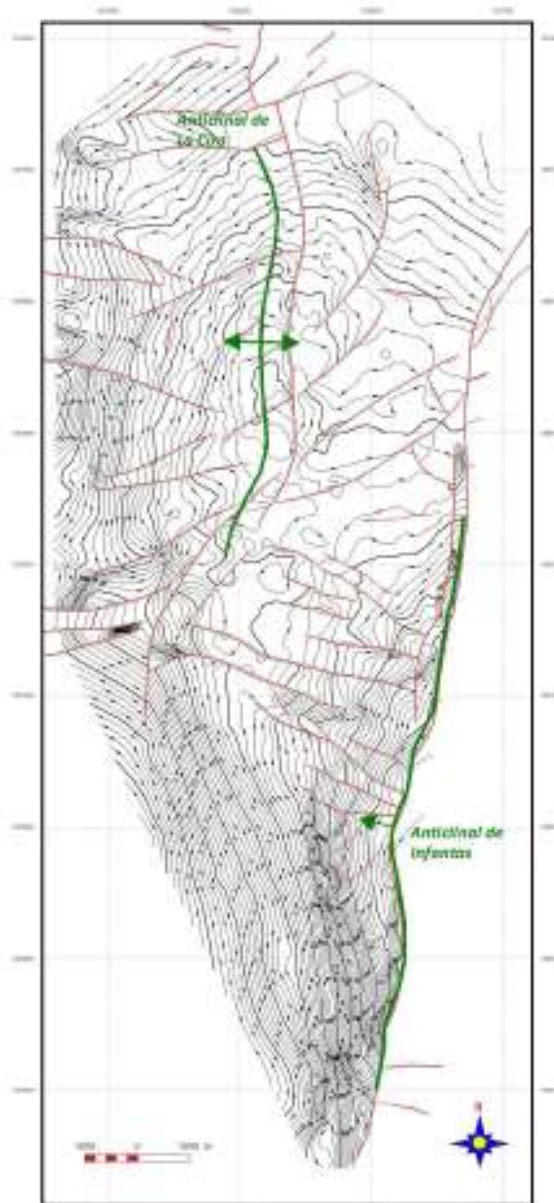


Fig. 1.6 Mapa estructural sobre el marcador C-1 en el campo La Cira-Infantas. Los anticlinales de La Cira y de Infantas se encuentran señalados en el mapa, también se pueden ver las fallas principales en el campo sobre este marcador. Elaborado en GeoAtlas de Geographix.

1.5.2.2 Fallas.

Las fallas de cabalgamiento e inversas en La Cira-Infantas muestran una estructura dominante de NNE-SSW en azimut y convergencia este u oeste.

Su desarrollo esta asociado con la evolución tectónica de las cordilleras central y occidental.

1.5.2.3 Sistemas de fallas.

Este es un sistema comprimido de fallas inversas de bajo ángulo, con un rumbo de N30° E. La exposición en superficie de sus planos de falla crea unos lineamientos notorios que se correlacionan muy bien con la expresión sísmica tomada del campo (Gutiérrez, 2001). El sistema de fallas de Infantas corta toda la secuencia del Terciario en el Campo y se desliza justo sobre una sección arcillosa directamente por encima de la inconformidad del eoceno y no afecta la secuencia del Cretácico en las áreas de La Cira - infantas, como se nota en la figura 1.7.

- Fallas Normales:

Asociadas a estas fallas inversas existen en el campo un gran número de fallas transversales normales con buzamientos entre 80° y 90 ° y desplazamientos de hasta 100 pies que dividen el campo en varios bloques, cabe señalar que algunas de estas fallas sirven de límites a las áreas en las cuales se ha dividido el campo para un mejor manejo de la producción.

- Fallas Longitudinales:

Estas corresponden a fallas normales de alto ángulo de buzamiento, con dirección este oeste, con una convergencia variable de norte o sur. Su orientación dominante es perpendicular a la dirección de los pliegues y fallas de cabalgamiento. Estas fallas cortan completamente toda la secuencia del Terciario, alcanzando la Inconformidad del Eoceno y a las rocas de Cretácico.

- Fallas Oblicuas:

Este grupo esta compuesto de un set de fallas normales con un rumbo variable de entre 0° y 30°, muy diferente a las longitudinales con rumbo este oeste. Sus direcciones de buzamiento cambian de NNWNNE a SSW-SSE.

En la figura 1.8 se puede observar un Modelo tridimensional del Campo La Cira - infantas en donde se pueden apreciar las litoestratigráficas y fallas que atraviesan el campo.

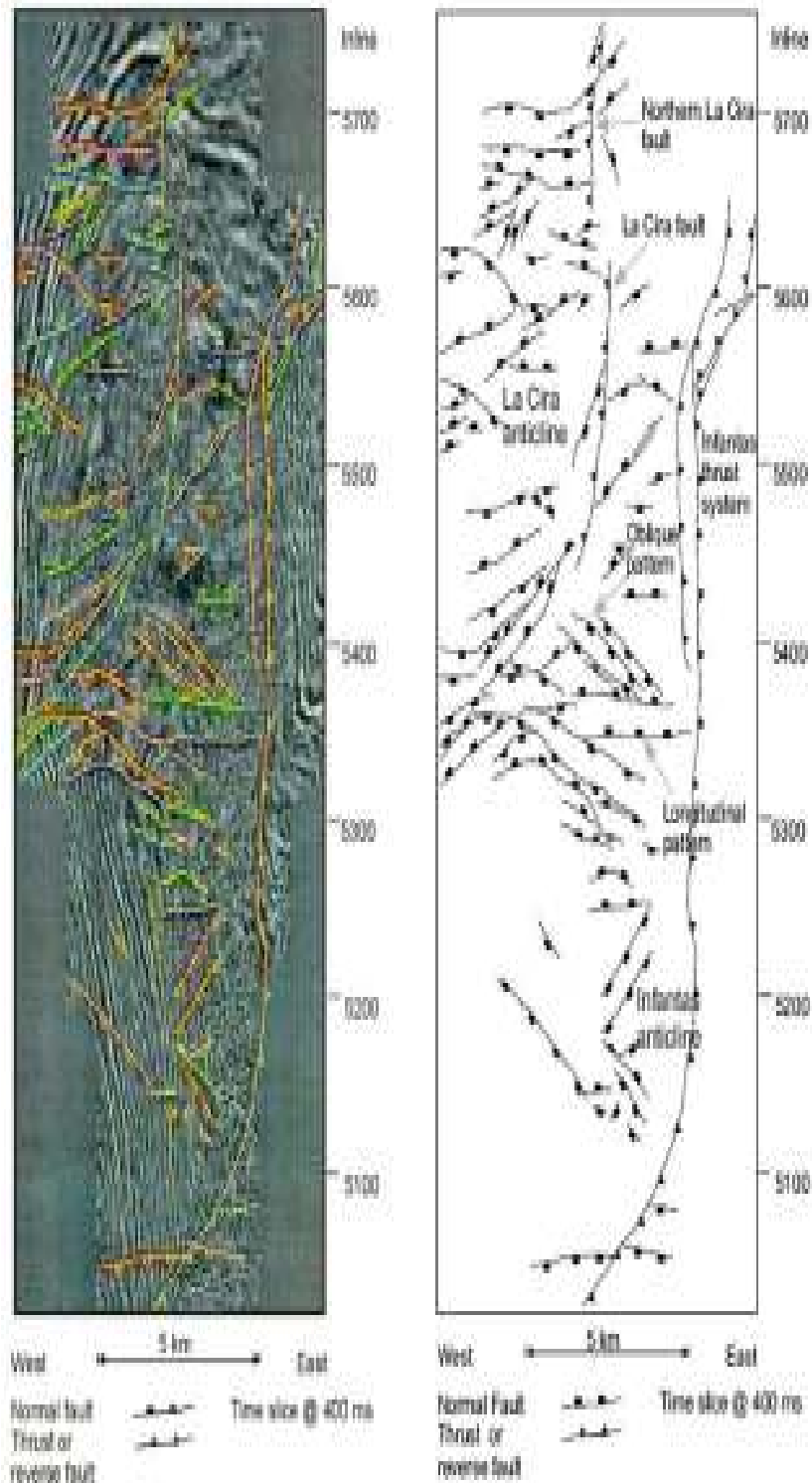


Fig. 1.7 Patrones estructurales extraídos desde la interpretación sísmica de las mayores heterogeneidades estructurales del campo. Tomado de Gutiérrez, M. 2001.

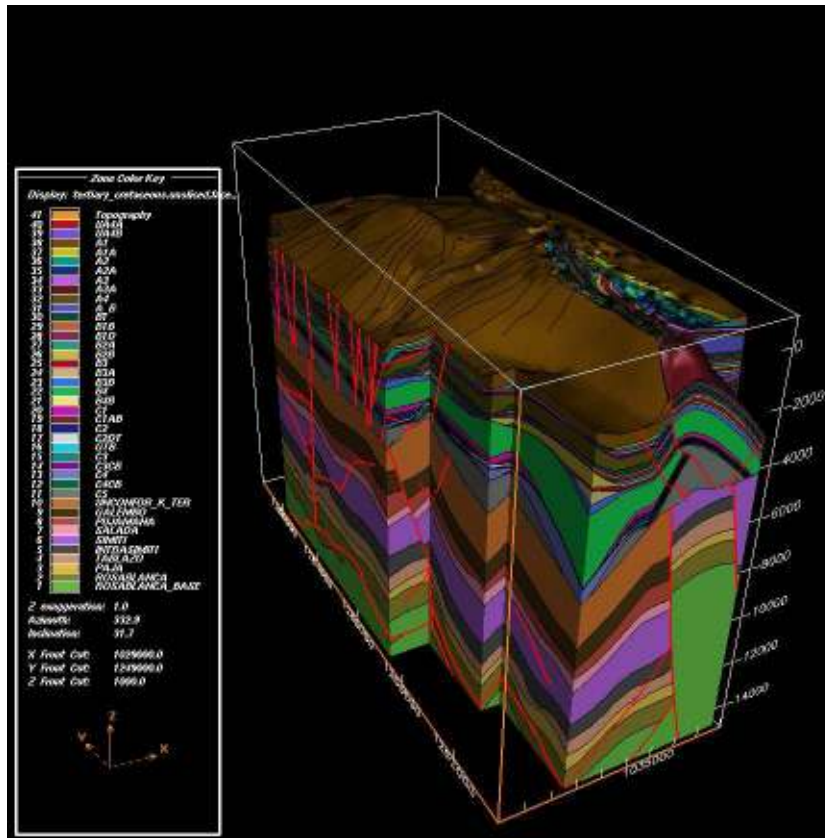


Fig. 1.8 Modelo 3D del área que compone el Campo La Cira-Infantas en donde se pueden apreciar las diferentes unidades litoestratigráficas y fallas que atraviesan el campo. La escala vertical se encuentra exagerada. Tomada de Ecopetrol 2001.

1.6 ANTECEDENTES DE CANALIZACIÓN

En el campo la Cira – Infantas la canalización ha sido palpable en el momento mas crítico cuando esta ya ha afectado la producción de los pozos aledaños, aunque se han presentado casos, no se han documentado y no existe un estudio previo de detección (Ecopetrol, 2006).

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 ANALISIS DE LOS POZOS PRODUCTORES

El problema de la canalización es más palpable en el pozo productor. Teniendo en cuenta la verificación del estado mecánico, operacional, el comportamiento de la producción de fluidos, de la salinidad y los diagramas de Chan se procede a evaluar los pozos candidatos y así diagnosticar el inconveniente.

2.1.1 Seguimiento de la salinidad y su contraste.

En ausencia de trazadores artificiales de fácil medición, se puede recurrir a trazadores naturales, como es el caso de la salinidad (Cobb, 2002); cabe resaltar que para asumir trazabilidad de la sal se debe de tener un contraste evidente entre salinidades de aguas de formación y las de inyección.

Se debe de tener un seguimiento diario, semanal o mensual; entre menor sea el lapso de tiempo mejores análisis se podrán ejecutar, conllevando así a tomar decisiones mas acertadas y oportunas. El avance de las aguas de inyección se verifica en el pozo productor cuando la salinidad del agua de producción es igual o cercana a la de inyección, generalmente acompañado de un alto corte de agua.

Se pueden realizar gráficos conjuntos de salinidad, corte de agua y de producción de fluidos para realizar un análisis mas profundo de cada situación.

2.1.2 Análisis diagnóstico de canalizaciones – diagramas de Chan.

El tiempo derivado de WOR encontró ser capaz de diferenciar entre sí el pozo experimenta conificación, zonas de alta permeabilidad o canalización cerca a la cara del pozo (Chan, 1995).

Principalmente usa gráficos generados de la data de producción disponible. El set de gráficos incluye, la historia entera de producción del periodo de inyección de agua, WOR y su derivada, aceite producido acumulado o eficiencia del recobro, y ratas de declinación de aceite y gas.

Estudios extensivos confirman que la derivada del tiempo del WOR puede ser usada para diferenciar conificación de canalización. Las figuras 2.2 y 2.1 muestran el WOR y WOR' vs tiempo (log-log) para conificación y canalización, respectivamente. El WOR' (derivada simple del tiempo de WOR) muestra una pendiente constante y positiva para canalización y una pendiente negativa para conificación.

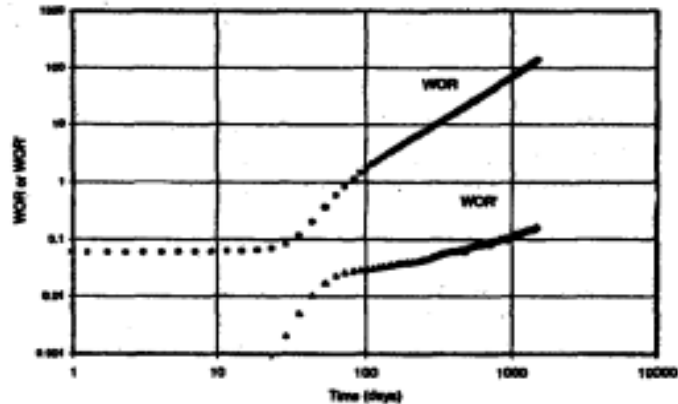


Fig. 2.1 Gráfico diagnóstico de canalización con la metodología Chan. Tomado de Chan 1995.

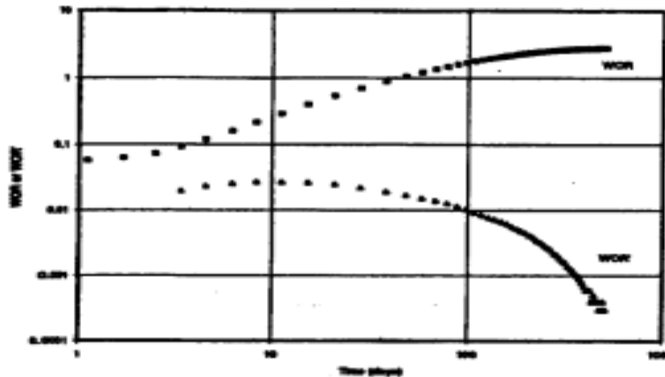


Fig. 2.2 Gráfico diagnóstico de conificación con la metodología Chan. Tomado de Chan 1995.

2.2 ANÁLISIS DE LOS POZOS INYECTORES

La canalización es un problema complejo que debe ser tratado en un conjunto pozo inyector-productor, teniendo en cuenta los pozos inyectores del anillo primario de inyección; se debe tener un histórico de la inyección de agua, la presión de inyección, los intervalos por los cuales se esta inyectando y la verificación del estado mecánico del pozo.

2.2.1 Análisis de inyectividad usando Hall plot.

Es un método de monitoreo continuo, esto quiere decir que las propiedades del yacimiento se están midiendo de forma continua, además ayuda a identificar algunos cambios en la inyectividad, como taponamiento o fracturamiento (posible canalización) cerca al cara de pozo.

El Hall plot ha sido preparado de diversas formas por varios investigadores. El método mas común para preparar el Hall plot es dibujar la integral de presión de superficie, $\int P_s \cdot dt$, vs. Inyección acumulada. La presión de fondo, pérdidas de presión de fondo en el radio de drenaje radial, pueden también integrarse y dibujarse vs la inyección acumulada. Para análisis cualitativo, el objetivo es reconocer que un cambio ha ocurrido en la capacidad de inyección del pozo. Un cambio en la capacidad de inyección de un pozo es reconocida por un cambio en la pendiente del Hall plot (Cobb, 2006).

Los diferentes comportamientos de la curva Hall en pendiente se muestran en el siguiente grafico:

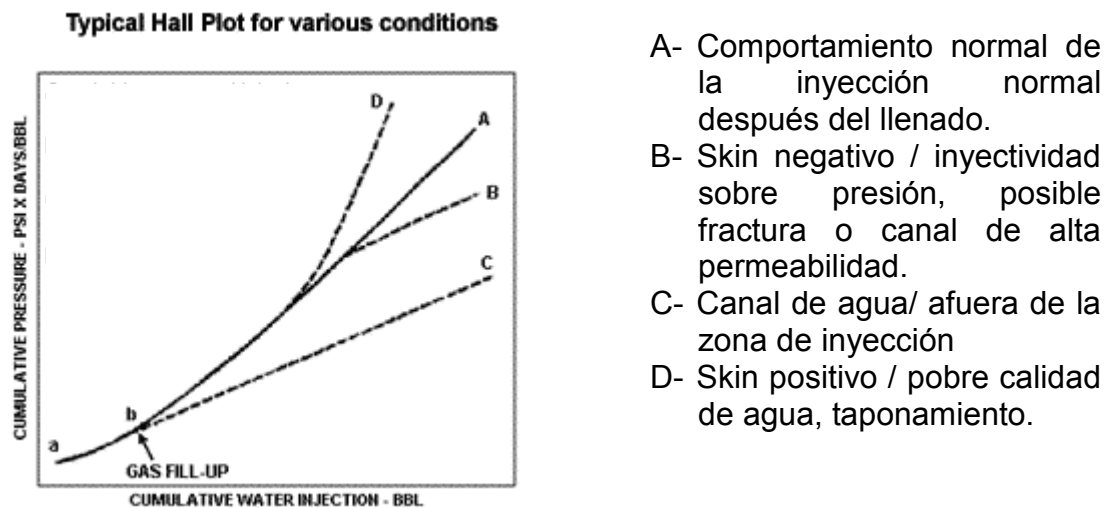


Fig. 2.3 Comportamientos de la curva Hall. Tomado de William M. Cobb 1999.

2.2.2 Generalidades de los perfiles de inyección con trazador radiactivo.

Trazador radiactivo es una traza que es capaz de emitir o radiar energía para poder ser rastreada o detectada durante su recorrido. En este caso el trazador radiactivo utilizado es el **I131**.

El principio en el que se basa esta herramienta es simple y consiste en medir el tiempo que transcurre durante la traslación del fluido desde un punto de medición hasta el siguiente punto (Detectores Gamma Ray). La sarta de herramientas consta de localizador de cuellos (CCL), un eyector del material radiactivo y dos detectores (D1, D2) o medidores de gamma ray espaciados. La distancia entre estos puntos de medición, es fija y conocida (Ecopetrol,2006).

El otro parámetro conocido necesario para la evaluación es el diámetro interno de la tubería/casing, lo que junto con el espaciamiento entre detectores y el diámetro externo de la sonda permite precisar un volumen determinado moviéndose a una velocidad calculada sujeta al tiempo empleado para hacerlo. Es decir, que para áreas conocidas, moviéndose a una determinada velocidad es posible calcular el caudal de la siguiente manera:

$$Q = A * V_m \quad \text{donde } Q = \text{caudal, } A = \text{área, } V_m = \text{velocidad media}$$

En la figura 2.4 se observa el perfil de inyección tomado con la herramienta anteriormente mencionada.

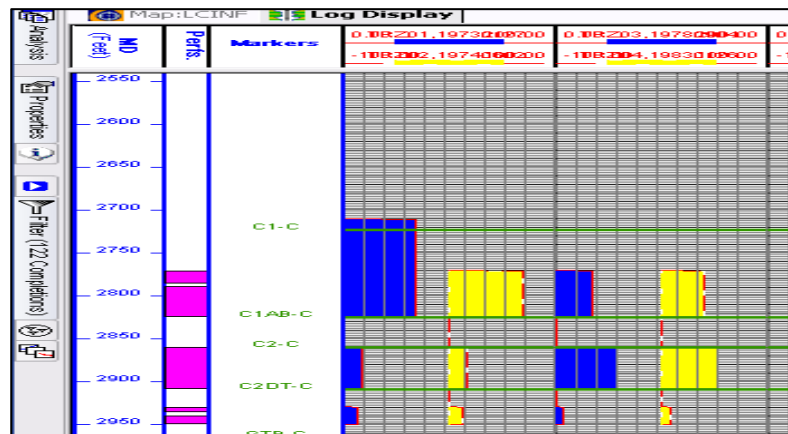


Fig. 2.4 Perfil de inyección tomado con trazador radiactivo. Tomado OFM 2005.

2.3 ETAPAS DEL ANÁLISIS

Para el desarrollo de la detección de canales preferenciales o canalizaciones hemos optado por seguir unas etapas metodológicas secuenciales, que asumen el uso de las técnicas acá citadas y que permitirán alcanzar los objetivos propuestos. Las etapas se distribuyen así:

- ETAPA I: Selección de pozos productores candidatos.
- ETAPA II: Detección de posibles canalizaciones.
- ETAPA III: Identificación de inyectores involucrados y de la zona canalizada.
- ETAPA IV: Análisis económico.

3. ETAPA I: SELECCIÓN DE POZOS PRODUCTORES CANDIDATOS

3.1. METODOLOGÍA

La canalización es un fenómeno casi repentino que se presenta en algunos casos sin previo aviso, existen dos vías de detección de canalización, a través del pozo productor o a través el pozo inyector. Para el campo La Cira-Infantas los datos de producción se toman mas frecuentemente que los de inyección y esto influye en el comportamiento de los gráficos a usar, ya que por ejemplo para los diagramas hall los datos de inyección (que son tomados mensual o quincenalmente) limitan un buen desarrollo del análisis, haciéndolo tardío, inoportuno y sin prescripción clara del fenómeno; con los datos de producción tendremos un acercamiento en tiempo mas favorable y acertado.

3.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTUDIO

Los factores que principalmente determinan la presencia de una canalización son el contraste de salinidad, el corte de agua, el historial mecánico, diagramas de chan y productivos del pozo. Para nuestro caso resulta tedioso revisar todos los criterios a cada pozo teniendo en cuenta que se trata de más de 600 pozos; para ello inicialmente se realiza un filtro teniendo en cuenta solo la salinidad y el corte de agua, y a partir de este analizar los demás factores.

3.2.1 Contraste de salinidad.

En el campo se puede hacer seguimiento de la inyección con la salinidad como trazador natural, ya que existe un contraste entre la salinidad del agua de formación (25000ppm-35000ppm) y la salinidad del agua de inyección (3000ppm – 1000ppm) permitiendo diferenciar el avance del frente de agua desde los pozos inyectores hacia los pozos productores; esto quiere decir que si un pozo productor presenta aguas de producción con salinidades cercanas a la del agua de formación no se tiene en cuenta para realizar el análisis, en cambio si presenta salinidades cercanas a las de inyección es probable que presente alguna anomalía y se tenga en cuenta en el análisis.

3.2.2 Incremento del corte de agua (WOR).

El corte de agua normal para un pozo productor de la Cira-Infantas varía desde 10%-80%, siendo aún favorable producir con cortes de hasta el 96%; el corte de agua y la salinidad son los indicativos preponderantes para seleccionar pozos candidatos a estudio.

Para nuestro caso se tomaron solo pozos con incrementos mayores o iguales a 97% en su corte de agua y que presenten salinidades cercanas a 3000ppm. Los que presenten sólo una de las dos condiciones citadas se excluyen ya que para que exista canalización de inyector a productor deben evidenciarse las dos. La siguiente tabla muestra los pozos que presentan condiciones propicias para una canalización, de un total de 614 productores activos.

PRODUCTOR	WOR	SAL
I-908	100	3000
C-937	98	3000
C-1191	98	4500
I-261	97	3500
I-473	97	2000
C-2112	99	2000
C-1354	97	2000
C-2153	98	3000
C-2206	97	2200
C-1881	97	2200
C-1009	97	1000

Tabla 3.1 Pozos productores candidatos a estudio. Tomado de la tabla de producción diaria del día 02-Diciembre-2008.

4. ETAPA 2: DETECCIÓN DE POSIBLES CANALIZACIONES

Conociendo ya los pozos con las variables salinidad y corte de agua mas susceptibles a presentar el problema, se procede a analizarlos teniendo en cuenta el historial de producción, adjunto al análisis chan de su corte de agua y demás variables de producción para certificar la presencia del problema.

4.1 SEGUIMIENTO DE DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

A los pozos citados en la Tabla 4.1 se realizó un seguimiento semanal de la producción de fluidos totales, de petróleo neto, corte de agua y de la salinidad, para observar tendencias y verificar la presencia del fenómeno.

Un indicativo de que no es presente el problema es la producción de fluidos y de aceite: cuando existe la canalización, la producción de aceite tiende a disminuir drásticamente, si esta permanece constante o se incrementa indica que el pozo no presenta inconvenientes motivo de estudio.

La siguiente tabla muestra el comportamiento de las variables de producción durante las 3 semanas posteriores a la selección de candidatos:

PRODUCTOR	SEMANA 1				SEMANA 2				SEMANA 3			
	BFPD	BOPD	WOR %	SAL (PPM)	BFPD	BOPD	WOR %	SAL (PPM)	BFPD	BOPD	WOR %	SAL (PPM)
I-908	600	0	99	12000	600	0	100	3000	600	0	100	3000
C-937	800	26	98	7000	720	15	98	3000	630	13	98	3000
C-1191	780	40	98	4000	780	30	98	4300	780	15	98	4500
I-473	450	8	97	2000	450	8	97	2000	450	8	97	2000
C-2112	860	29	98	2200	860	9	99	2000	850	7	99	2000
C-1354	800	12	97	2000	781	18	97	2000	781	23	97	2000
C-2153	850	90	95	3200	781	56	98	3000	781	13	98	3000
C-2206	1600	50	94	2400	1420	44	97	2200	1250	37	97	2200
I-261	2500	480	85	4000	2500	30	98	3000	2000	20	99	2000
C-1881	520	42	95	3000	520	27	96	2200	520	10	97	2200
C-1009	380	18	97	1100	480	20	97	1000	573	23	97	1000

Tabla 4.1. Seguimiento de los pozos candidatos a lo largo de tres (3) semanas.

4.1.2 Análisis de los resultados del monitoreo de la producción.

A partir de la información de la tabla 4.1 se notó que algunos pozos no presentaban comportamiento típico de canalización.

4.1.2.1 Pozo productor I-473.

El pozo I-473 muestra una salinidad constante en 2000ppm, igualmente su corte de agua permanece en 97%; la producción de fluidos totales y de aceite se mantienen constantes en 450 BFPD y en 8 BOPD respectivamente. Este pozo no presenta signos aparentes de canalización ya que a pesar de su alto corte de agua y baja salinidad su comportamiento se estabiliza y produce sin complicaciones.

4.1.2.2 Pozo productor C-1354.

El pozo C-1354 mantiene constantes sus niveles de salinidad en 2000 ppm y su corte de agua en 97%, aunque la producción de fluidos decae desde 800 BFPD hasta 781 BFPD la producción de aceite se incrementa desde los 12 BOPD hasta los 23 BOPD motivo por el cual este pozo se descarta de la problemática citada, donde las aguas de inyección pueden encontrarse en la cara del pozo pero no de forma canalizada.

4.1.2.3 Pozo productor C-1009.

El pozo C-1009 se descarta de estudio de canalización por presentar incremento de producción desde los 18 BOPD hasta los 23 BOPD tras un incremento del nivel de fluido el corte de agua se mantiene constante en 97% y la salinidad decae desde los 1100 ppm hasta los 1000 ppm. Esto indica al igual que en pozo anterior, que las aguas de inyección se encuentran muy cercanas a la cara del pozo pero no formando una canalización.

4.2 DETECCIÓN A PARTIR DEL HISTORIAL MECÁNICO, DIAGRAMA CHAN E HISTORIAL PRODUCTIVO

4.2.1 Pozo productor I-908 (wor 100%, sal 3000ppm).

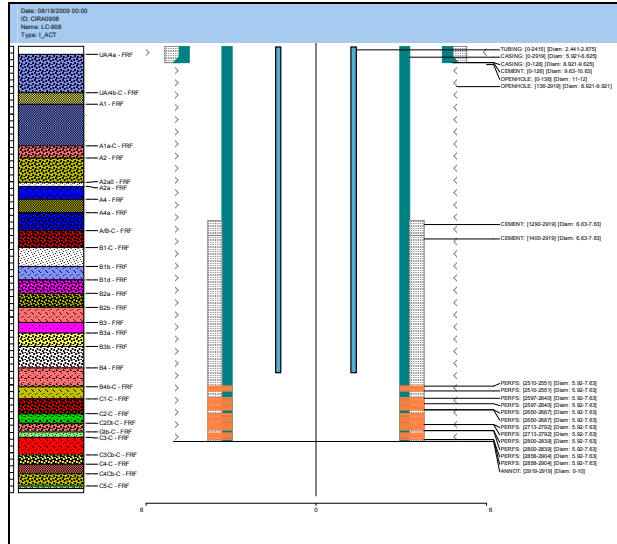


Fig. 4.1 Estado mecánico del pozo I-908. Tomado de DSS 2008.

El Estado mecánico correspondiente a la figura 4.1 de pozo I-908 muestra que el pozo fue convertido de productor a inyector en las arenas C1, C2 y C3 con un completamiento sencillo. Por tal motivo se exonera de los análisis adjuntos de canalización.

4.2.2 Pozo productor C-937 (wor 98%, sal 3000ppm).

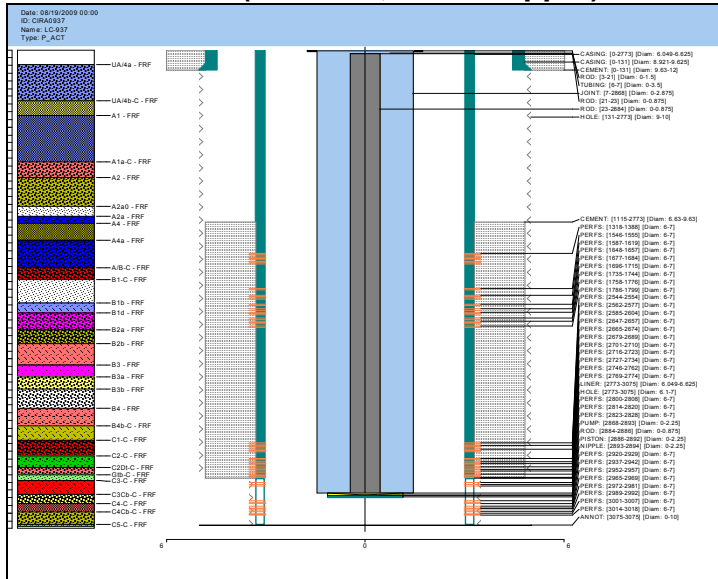


Fig. 4.2 Estado mecánico del pozo C-937. Tomado de DSS 2008.

El estado mecánico correspondiente a la figura 4.2 del pozo C-937 indica que esta cañoneado no sólo en las zonas arenosas de C sino también las arenas A y B produciendo por los tres (3) intervalos.

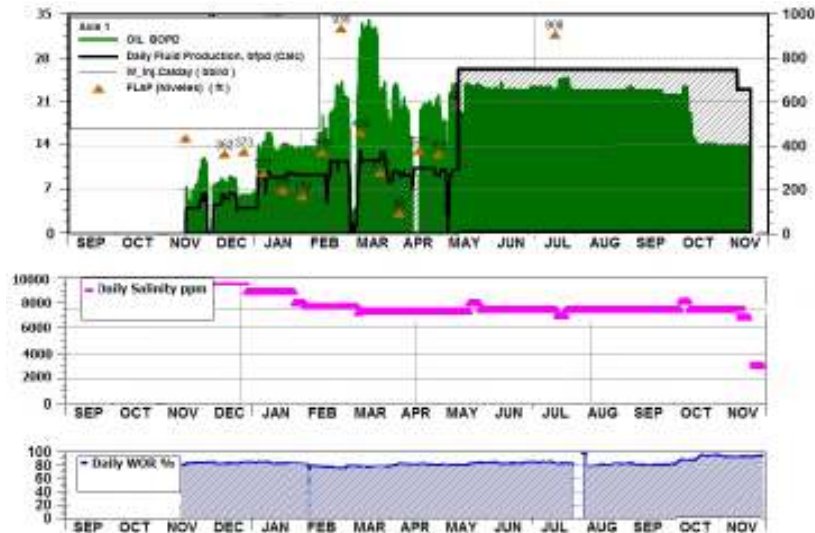


Grafico 4.3 Historial productivo, de salinidad y corte de agua del pozo C-937. Tomado de DSS 2008.

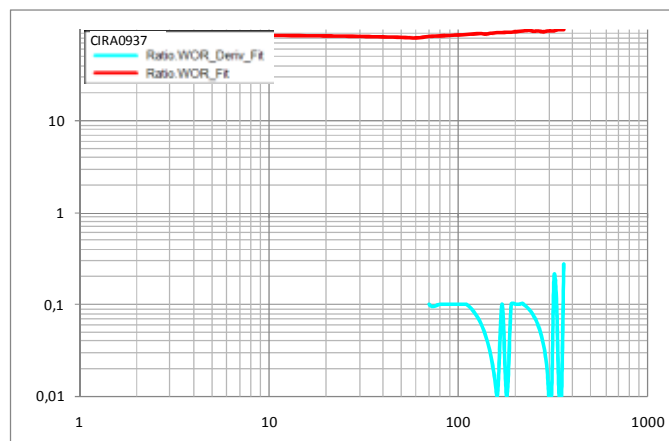


Fig. 4.3 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-937. Tomado de OFM 2005.

Este pozo presenta avance de aguas de inyección sin mostrar canalización esto se evidencia con el cambio de salinidad desde los 7000 ppm hasta los 3000 ppm, disminuye la cantidad de aceite producido desde 26 BOPD hasta los 13 BOPD y de fluidos totales desde 800 BOPD hasta 630 BOPD debido a una avería en la bomba de producción la cual se reparó² y de nuevo se

² Well planning report. Trabajo de acidificación de well service pozo C-937 del 28/11/08.

incremento la producción hasta los 30 BOPD, como se nota en el grafico 4.3. El diagrama de Chan observado en la figura 4.3 no indica comportamiento alguno de canalización debido a que la pendiente de la curva WOR' no se estabiliza para mostrar algún patrón reconocible. Es descenso de la salinidad fue debido a un error en el reporte del dato, posteriormente se corroboró y se obtuvo un valor de 7000 ppm (anexo 1).

4.2.3 Pozo productor C-1191 (wor 98%, sal 4500ppm).

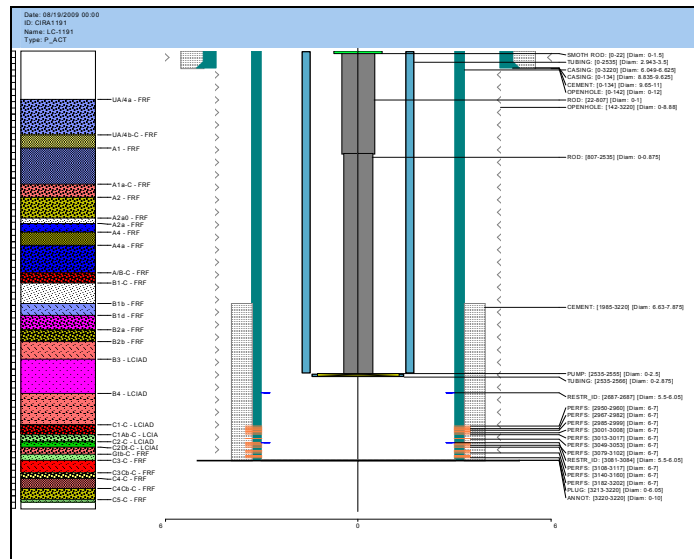


Fig. 4.4 Estado mecánico del pozo C-1191. Tomado de DSS 2008.

El estado mecánico correspondiente a la figura 4.4 del pozo C-1191 muestra que se encuentra produciendo por las arenas C1, C2 y C3, con restricciones mecánicas debidas a un posible colapso @2687ft y 3108ft que disminuyen el diámetro del revestimiento en aproximadamente una (1) pulgada; este pozo esta en funcionamiento desde 1940, el tiempo y el colapso debilitaron la integridad del casing de producción³ haciendo que este se averíe y permita el paso de aguas de formación.

³ Well planning report. Reporte de toma de bloque de impresión pozo C-1191 de 30/04/07.

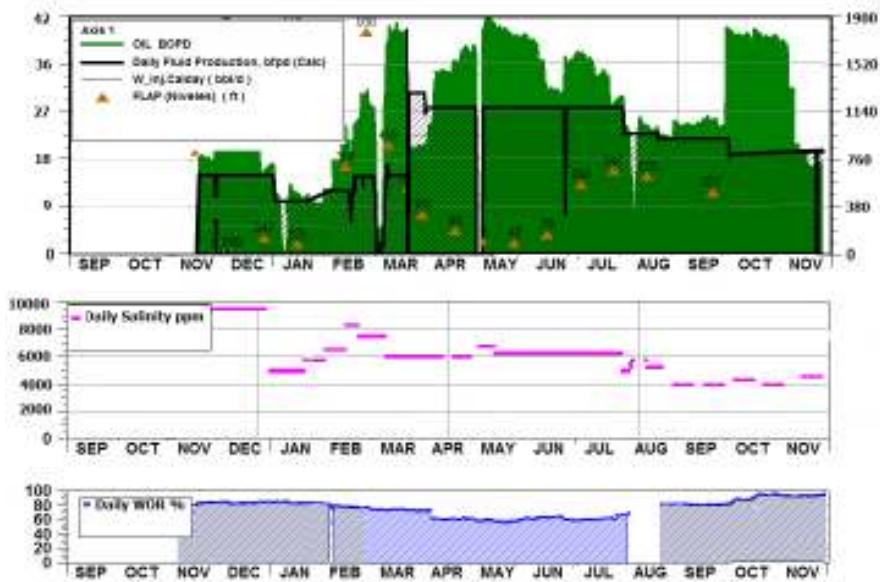


Grafico 4.4 Historial productivo, de salinidad y corte de agua del pozo C-1191. Tomado de DSS 2008.

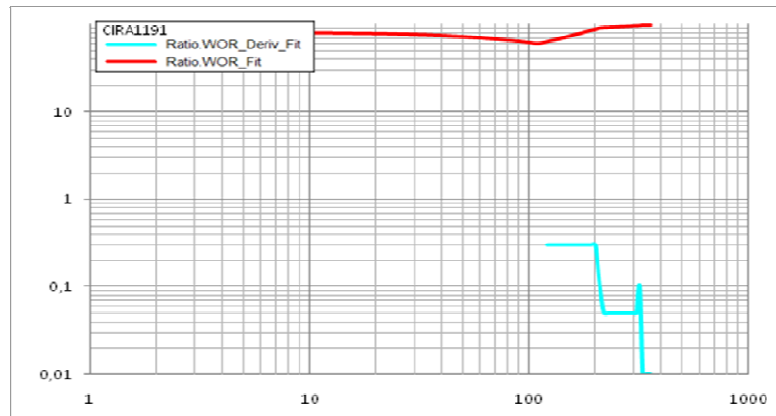


Fig. 4.5 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-1191. Tomado de OFM 2005.

En este pozo se evidencia cercanía del avance de las aguas de inyección aunque su salinidad se incrementa debido a la presencia de aguas de formación ajenas a las del proceso de inyección, el corte de agua se incremento en el mes de octubre desde un 94% hasta 98% fecha para la cual posiblemente averió el casing y permitió la incorporación de mas agua a la producción de fluidos totales disminuyendo la producción de aceite al dar mas cabeza de presión por la presencia del fluido añadido. Los fluidos totales caen de 780 BFPD hasta 630 BFPD y los de aceite desde 40 BOPD hasta 15 BOPD, como se nota en el grafico 4.4. Este pozo presenta un incremento en su corte de agua pero no es debido a una canalización. El diagrama de Chan

observado en la figura 4.5 nos muestra que la pendiente tiende a disminuir como en el patrón de una conificación que presenta condiciones similares a las descritas en este pozo.

4.2.4 Pozo productor C-2112 (wor 99%, sal 2000ppm).

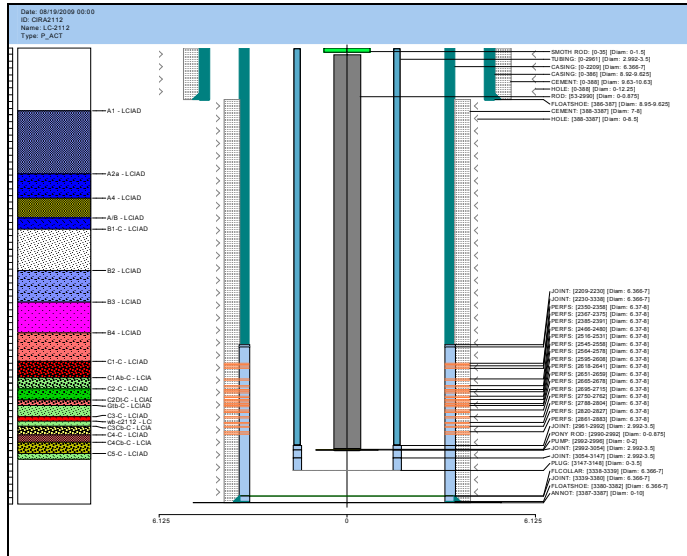


Fig. 4.6 Estado mecánico del pozo C-2112. Tomado de DSS 2008.

Este pozo no presenta ningún inconveniente mecánico ni operacional.

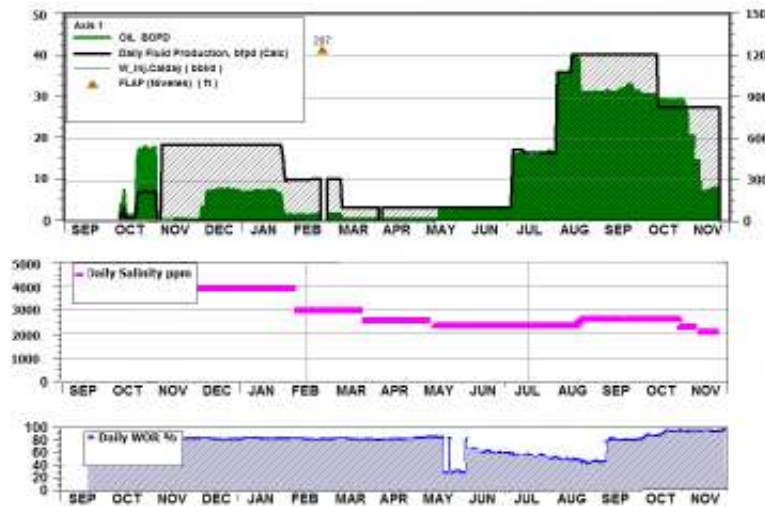


Gráfico 4.6 Historial productivo, de salinidad y corte de agua del pozo C-2112. Tomado de DSS 2008.

El pozo productor C-2153 se encuentra cañoneado desde las arenas C1 hasta las arenas C3 sin presentar complicaciones ni averías que expliquen el incremento del corte de agua y la disminución de su salinidad, como se observa en la figura 4.8.



Grafico 4.8 Historial productivo, de salinidad y corte de agua del pozo C-2153. Tomado de DSS 2008.

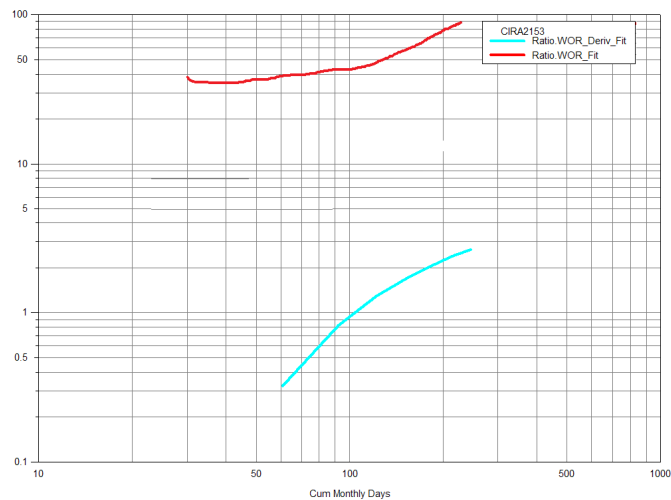


Fig. 4.9 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-2153. Tomado de OFM 2005.

En este pozo el incremento del corte de agua de 95% hasta 98%, su disminución de salinidad desde los 3200 ppm hasta los 3000 ppm además de su disminución de producción de aceite desde 90 BOPD hasta los 13 BOPD es evidencia de que las aguas de inyección se encuentran cercanas a la cara del pozo, como se nota en el grafico 4.8. Operacionalmente el pozo no presenta averías en su sistema de levantamiento ni en su estado mecánico

así como no se registran actividades aledañas recientes⁵. El diagrama Chan observado en la figura 4.9 muestra el patrón típico de canalización con un incremento de su pendiente.

4.2.6 Pozo productor C-2206(wor 97%, sal 2200ppm).

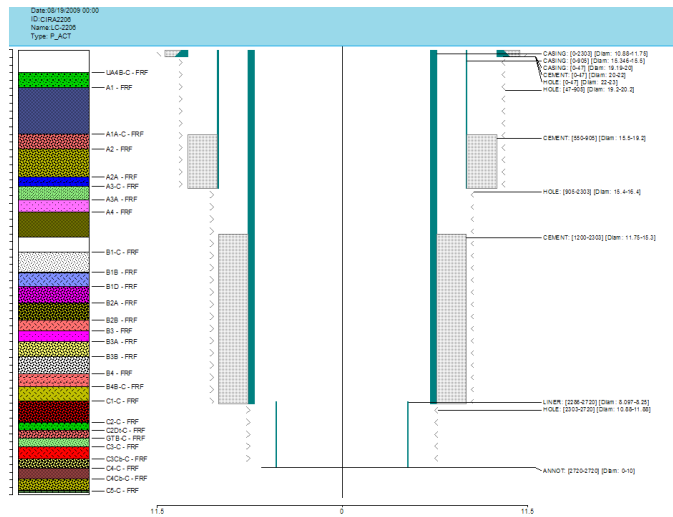


Fig. 4.10 Estado mecánico del pozo C-2206. Tomado de DSS 2008.

El pozo productor C-2206 presenta un liner de producción que comprende las arenas C1, C3 y C3, como se observa en la figura 4.10. Se planea intervenir mecánicamente por un mal funcionamiento de la bomba de producción⁶.



Gráfico 4.9 Historial productivo, de salinidad y corte de agua del pozo C-2206. Tomado de DSS 2008.

⁵ Reporte diario de operaciones 20/12/08.

⁶ Reporte diario de operaciones 20/12/08.

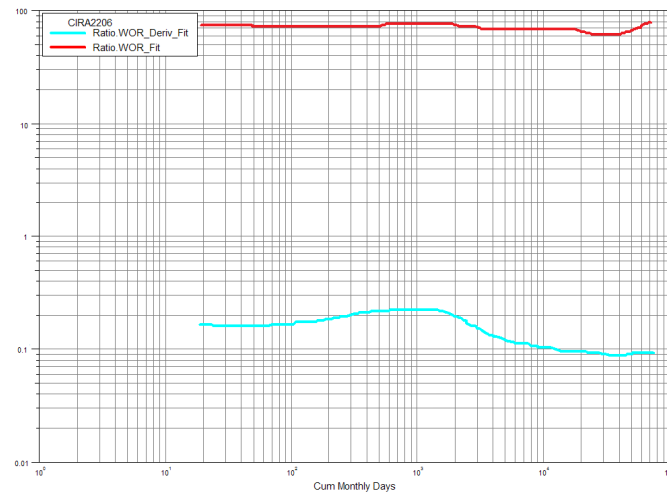


Fig. 4.11 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-2206. Tomado de OFM 2005.

En este pozo presenta una caída de los fluidos totales desde 1600 BFPD hasta los 1250 BFPD, su producción de aceite desde 50 BOPD hasta los 37 BOPD debido a la anomalía que presenta la bomba lo cual explica este comportamiento sin evidenciar canalización al mantenerse constante el corte de agua en un 97%, su leve descenso de su salinidad desde 2400ppm hasta los 2000ppm, como se nota en el grafico 4.9. El diagrama Chan observado en la figura 4.11 muestra un comportamiento sin patrón identificable de canalización.

4.2.7 Pozo productor C-1881(wor 97%, sal 2200ppm).

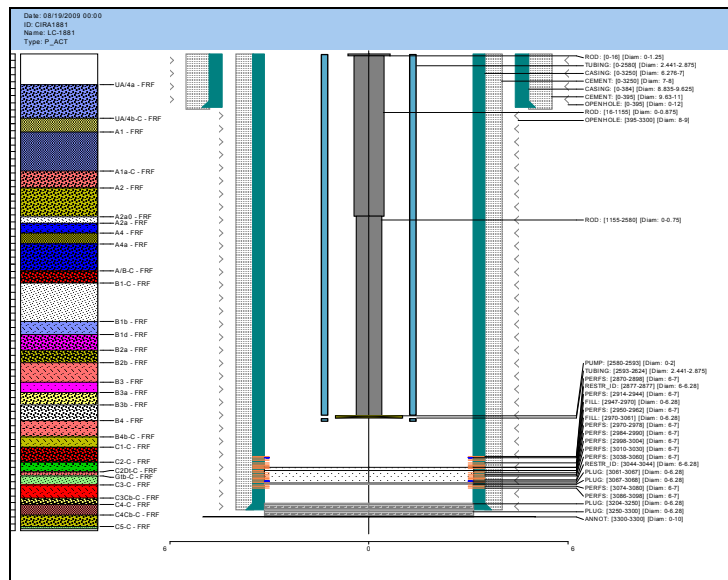


Fig. 4.12 Estado mecánico del pozo C-1881. Tomado de DSS 2008.

El pozo productor C-1881 mecánicamente se encuentra en buenas condiciones y produce por las arenas C2 y C3 con un intervalo arenado desde 2970 ft hasta los 3061 ft, como se aprecia en la figura 4.12.

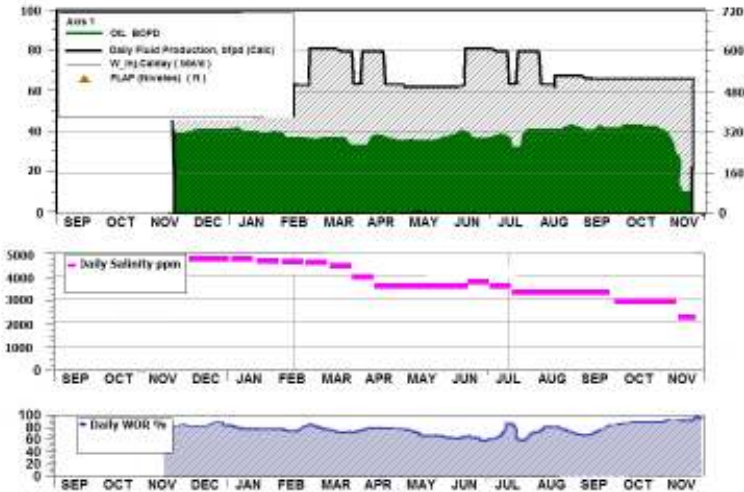


Grafico 4.10 Historial productivo, de salinidad y corte de agua del pozo C-1881. Tomado de DSS 2008.

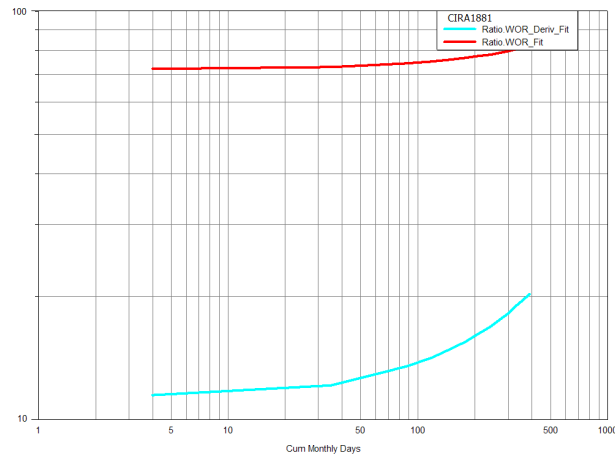


Fig. 4.13 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor C-1881. Tomado de OFM 2005.

El incremento de su corte de agua de 95% hasta 97%, su disminución de salinidad desde los 3000 ppm hasta los 2200 ppm además de su disminución de producción de aceite desde 42 BOPD hasta los 10 BOPD son evidencia de que las aguas de inyección se encuentran cercanas a la cara del pozo, como se nota en el grafico 4.10. Como operacionalmente el pozo no presenta averías en su sistema de levantamiento, ni en su estado mecánico así como no se registran actividades aledañas recientes⁷ lo más probable es

⁷ Reporte diario de operaciones 20/12/08.

que se encuentre canalizado. El diagrama Chan observado en la figura 4.13 presenta un patrón de canalización evidente.

4.2.8 Pozo productor I-261 (wor 97%, sal 2200ppm).

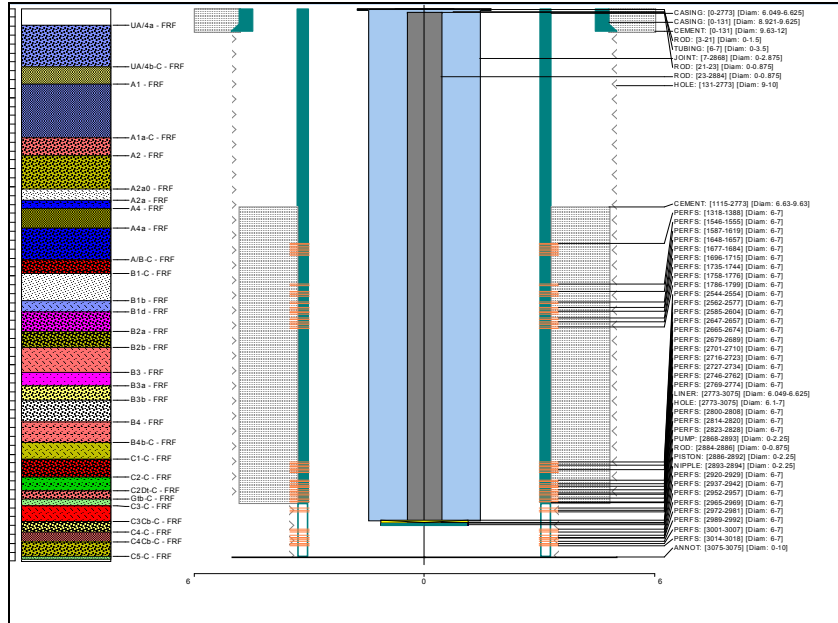


Fig. 4.14 Estado mecánico del pozo I-261. Tomado de DSS 2008.

El pozo productor C-1881 mecánicamente se encuentra en buenas condiciones y produce por las arenas C1, C2 y C3, como se aprecia en la figura 4.14.

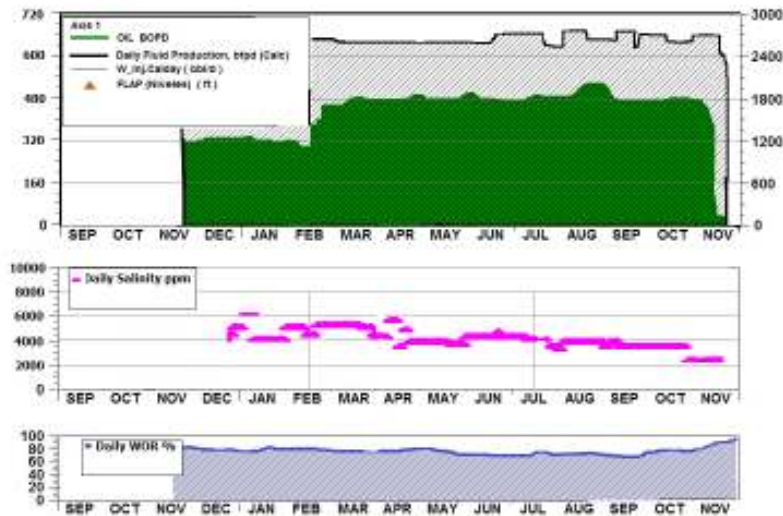


Grafico 4.11 Historial productivo, de salinidad y corte de agua del pozo I-261. Tomado de DSS 2008.

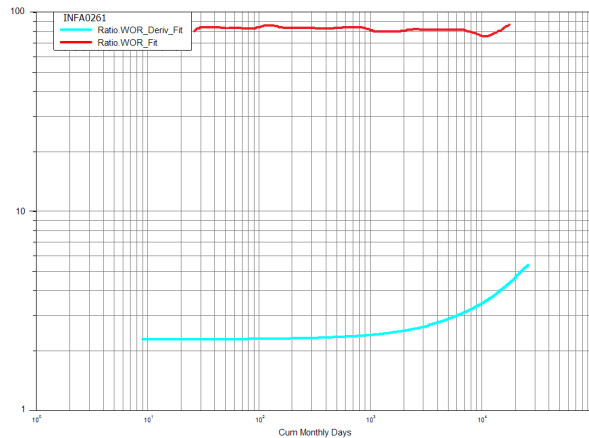


Fig. 4.15 Diagrama de Chan, WOR y WOR' para el pozo productor I-261. Tomado de OFM 2005.

El incremento de su corte de agua de 85% hasta 99%, su disminución de salinidad desde los 4000 ppm hasta los 2000 ppm además de su disminución de producción de aceite desde 480 BOPD hasta los 20 BOPD son evidencia de que las aguas de inyección se encuentran cercanas a la cara del pozo, como se nota en el grafico 4.11. Como operacionalmente el pozo no presenta averías en su sistema de levantamiento, ni en su estado mecánico así como no se registran actividades aledañas recientes⁸ lo más probable es que se encuentre canalizado como lo indica el comportamiento de la pendiente en la curva Chan, que se observa en la figura 4.15.

La siguiente tabla resume la conclusión de los pozos productores en estudio:

PRODUCTOR	ESTADO
I-908	Convertido a inyector
C-937	Bomba averiada
C-1191	Revestimiento roto
I-473	Producción constante
C-2112	Canalizado
C-1354	Incremento producción
C-2153	Canalizado
C-2206	Agua tras revestimiento
I-261	Canalizado
C-1881	Canalizado
C-1009	Incremento producción

Tabla 4.2. Estado final de los pozos candidatos

⁸ Reporte diario de operaciones 20/12/08.

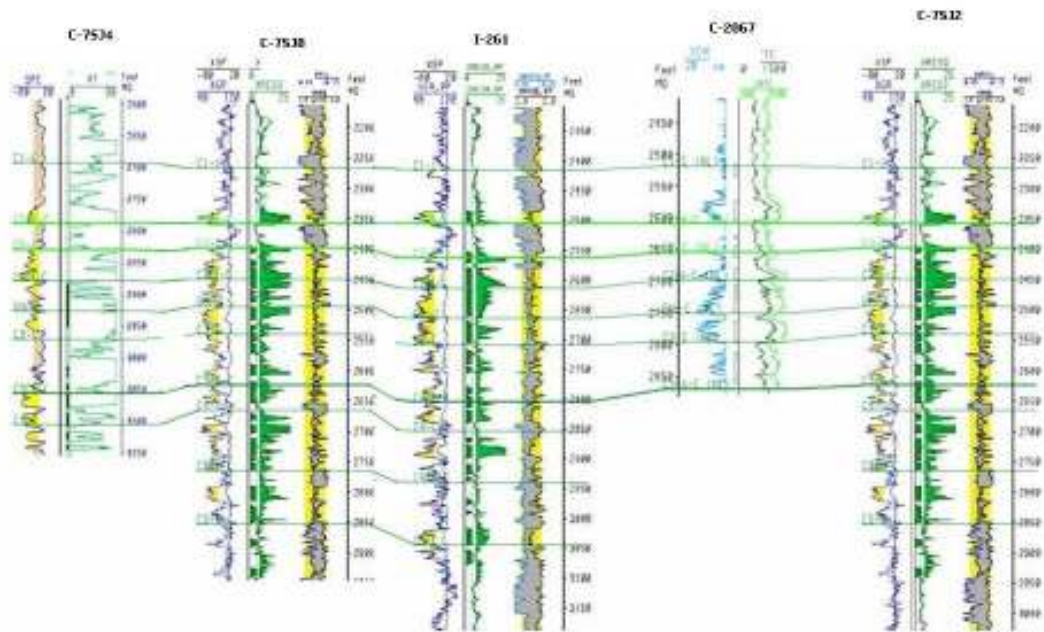


Fig. 5.2 Correlación de registros eléctricos de las arenas de los pozos involucrados en la canalización del pozo I-261. Tomado de PRIZM.

Los registros eléctricos que se aprecia en la figura 5.2 de este anillo de inyección indican que existe conectividad hidráulica entre las arenas y continuidad, mostrando que lo que se inyecta por las arenas C1 aporta presión a las arenas C1 sin influir en la presión ni aportar fluidos a las demás zonas productivas, lo mismo sucede con lo inyectado en las arenas C2 y C3. No hay ningún pozo tras fallas que se descarte del estudio.

5.1.2 CIRA2153.

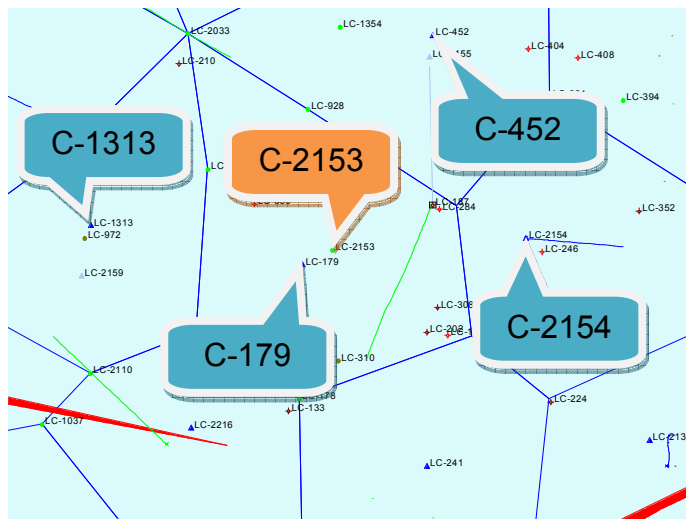


Fig. 5.3 Mapa ubicación pozo C-2153. Tomado de DSS 2008

Este pozo se encuentra ubicado dentro del contorno de un patrón de inyección, el pozo soporte de presión para este patrón es el inyector C-179 que se encuentra muy cercano al pozo, los pozos inyectores aledaños son: C-2154, C-452 y C-1313, como se observa en la figura 5.3.

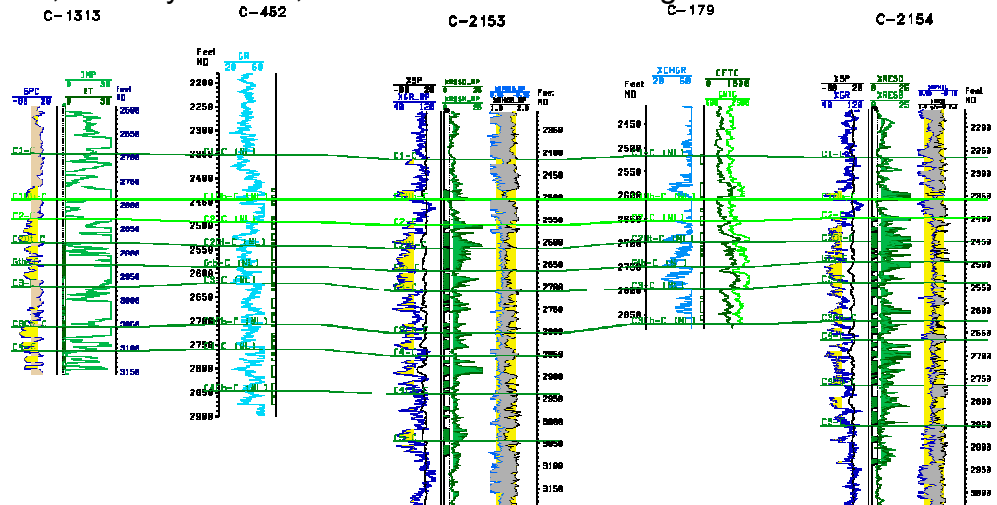


Fig. 5.4 Correlación de registros eléctricos de las arenas de los pozos involucrados. Tomado de PRIZM.

Los registros eléctricos que se aprecia en la figura 5.4 de este anillo de inyección indican que existe conectividad hidráulica entre las arenas presentando continuidad, mostrando que lo que se inyecta por las arenas C1 aporta presión a las arenas C1 sin influir en la presión ni aportar fluidos a las demás zonas productivas, lo mismo sucede con lo inyectado en las arenas C2 y C3. No hay ningún pozo tras fallas que se descarte del estudio.

5.1.3 CIRA2112.

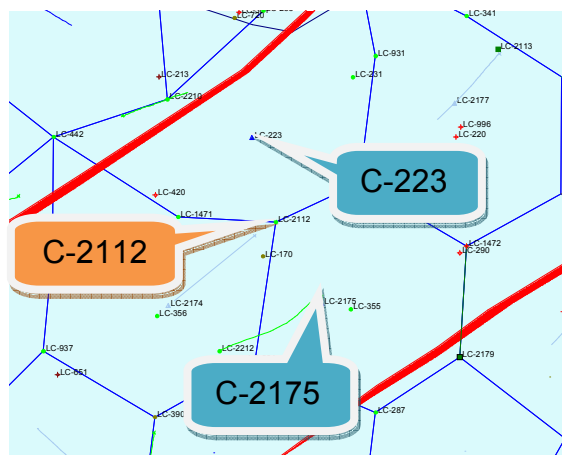


Fig. 5.5 Mapa ubicación pozo C-2112. Tomado de DSS 2008.

Este pozo es un punto de intersección para 3 patrones de inyección pero solo dos (2) pozos inyectoros aportan soporte de presión a este, ellos son: C-223 y C-2175, como se observa en la figura 5.5.

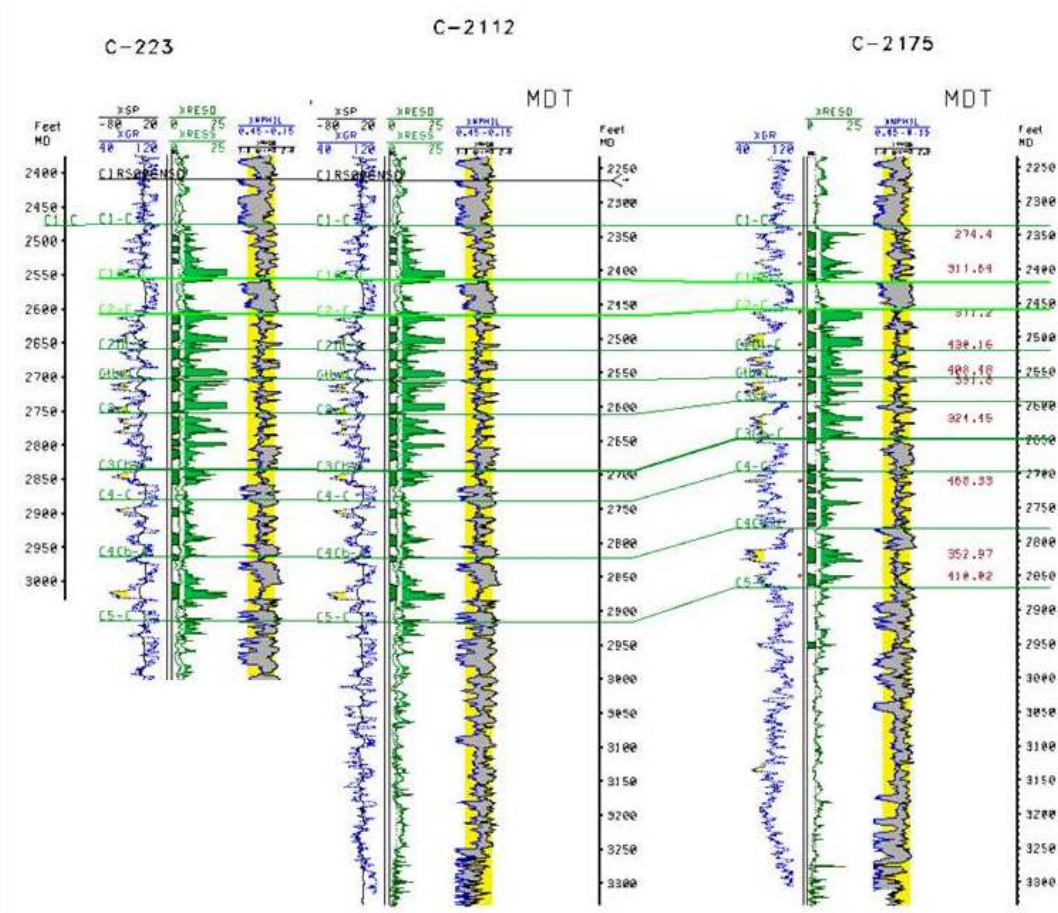


Fig. 5.6 Correlación de registros eléctricos de las arenas de los pozos involucrados. Tomado de PRIZM.

Los registros eléctricos que se aprecia en la figura 5.6 de este anillo de inyección indican que existe conectividad hidráulica entre las arenas de forma continua, mostrando que lo que se inyecta por las arenas C1 aporta presión a las arenas C1 sin influir en la presión ni aportar fluidos a las demás zonas productivas, lo mismo sucede con lo inyectado en las arenas C2, C3 y C4. No se descarta ningún pozo de nuestro objeto de estudio.

5.1.4 CIRA1881.

Este pozo es un punto de intersección para 4 patrones de inyección pero solo dos (3) pozos inyectoros aportan soporte de presión a este, ellos son: C-540, C-1790 y C-1791, como se observa en la figura 5.7.

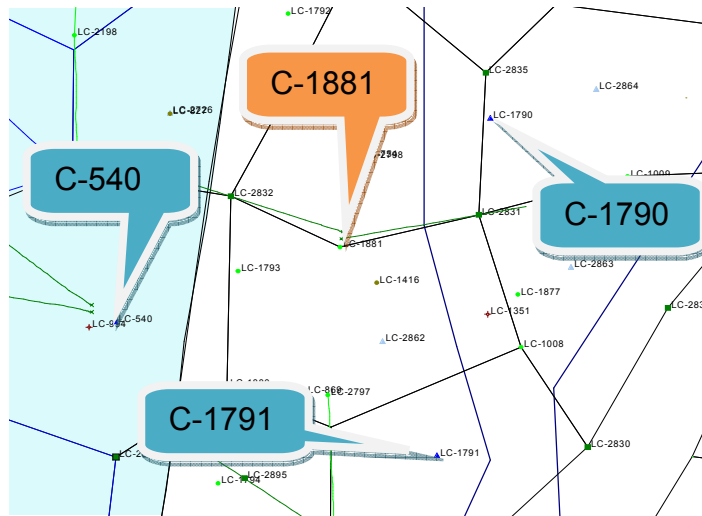


Fig. 5.7 Mapa ubicación pozo C-1881. Tomado de DSS 2008.

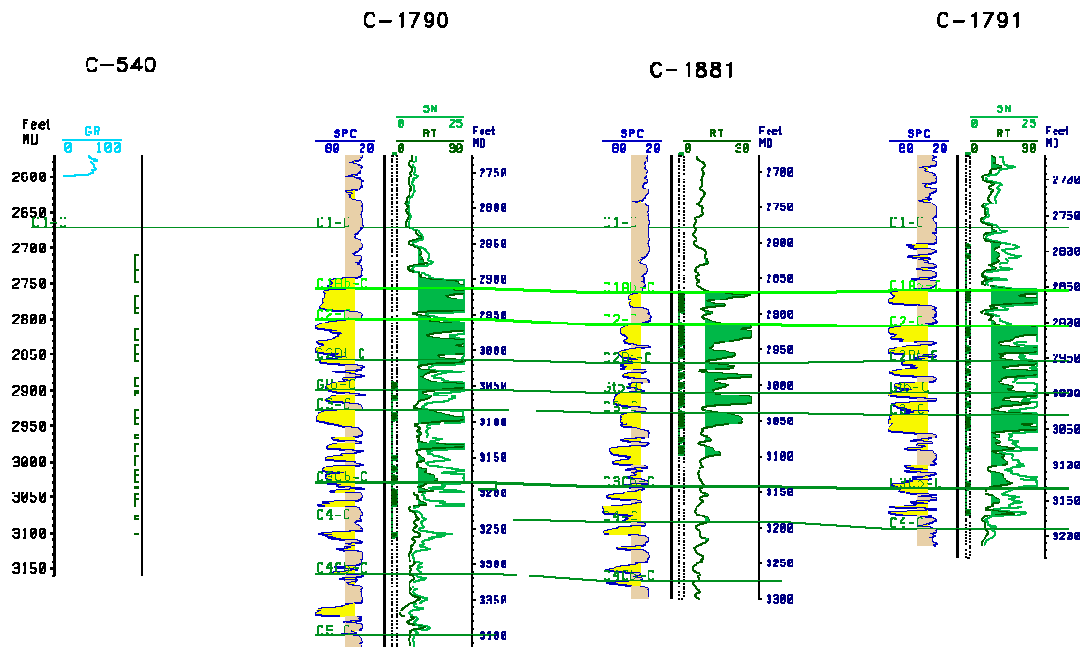


Fig. 5.8 Correlación de registros eléctricos de las arenas de los pozos involucrados. Tomado de PRIZM.

Los registros eléctricos que se aprecia en la figura 5.8 de este anillo de inyección indican que existe conectividad hidráulica entre las arenas de forma continua, mostrando que lo que se inyecta por las arenas C1 aporta presión a las arenas C1 sin influir en la presión ni aportar fluidos a las demás zonas productivas, lo mismo sucede con lo inyectado en las arenas C2, C3 y

C4. Geología no incluyó para este caso los registros eléctricos del pozo C-540 debido a que se encuentra tras una falla, razón suficiente para descartarlo del análisis. Este productor es punto compartido de dos (2) patrones con los pozos inyectores cercanos: C-1791 y el C-1790.

A Continuación se muestran los pozos productores donde se evidencia la canalización y los inyectores del anillo primario de inyección que dan soporte de presión a los pozos en mención.

PRODUCTOR	INYECTORES
I-261	C-7SJ2, C7SJ4, C-7SJ8, C-2067
C-2153	C-1313, C-452, C-2154, C-179
C-2112	C-223, C-2175
C-1881	C-1790, C1791

Tabla 5.1 *Productores afectados y sus soportes de presión.*

Identificando los inyectores involucrados para cada caso, se debe analizar la dirección o procedencia de la canalización, para esto se cuenta con el historial operacional, de perfiles de trazador radiactivo y diagramas hall.

En los perfiles de inyección se puede observar el comportamiento de la inyección en cada intervalo, así notar el incremento o descenso de inyección de agua por una zona, cuando la canalización esta presente, la inyección tiende a generalizarse hacia una sola zona teniendo esta el mayor porcentaje de inyección.

En el campo La Cira – Infantas existen actualmente 3 zonas de inyección correspondientes a las arenas C1, C2 y C3; la distribución de aguas se hace de acuerdo a la sarta de inyección, en el caso de un completamiento sencillo el agua ingresa sin control a cualquier intervalo, mientras que con un completamiento selectivo cada intervalo de inyección se regula.

En el diagrama de hall se observa el comportamiento de la inyección acumulada contra el tiempo, con la pendiente se evidencia o no de un canal de flujo preferencial.

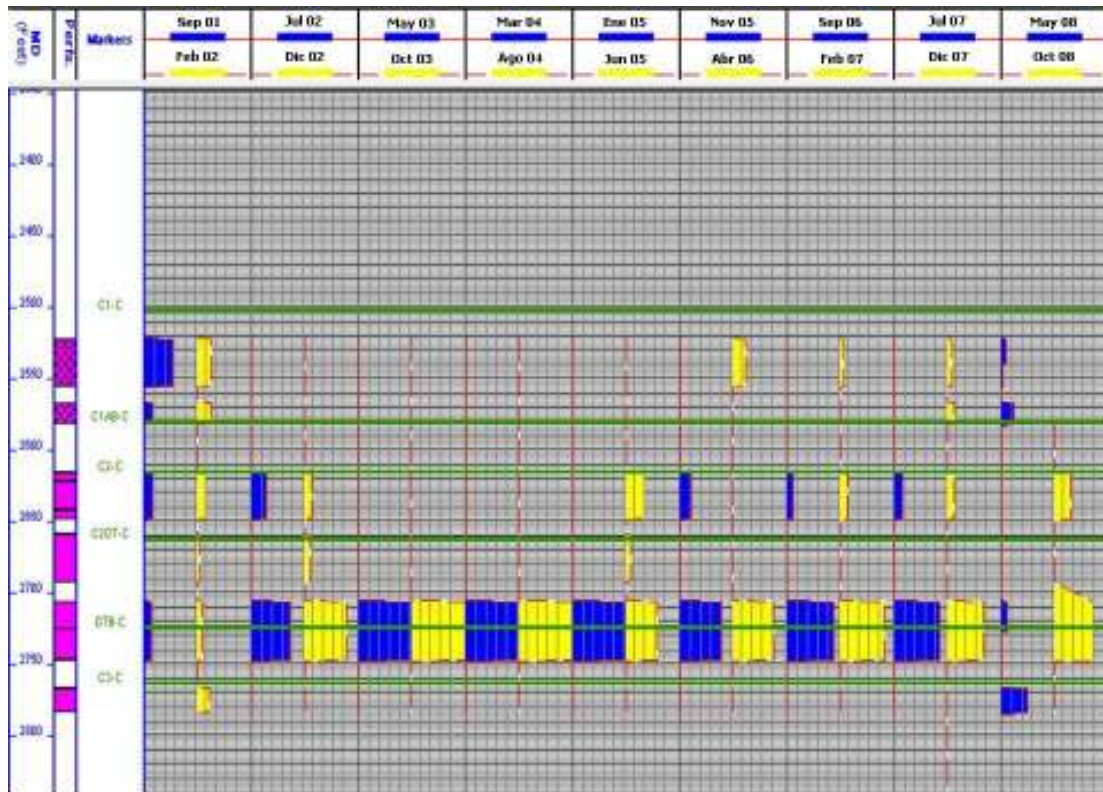


Fig.5.10 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-7SJ4. Tomado de OFM 2005.

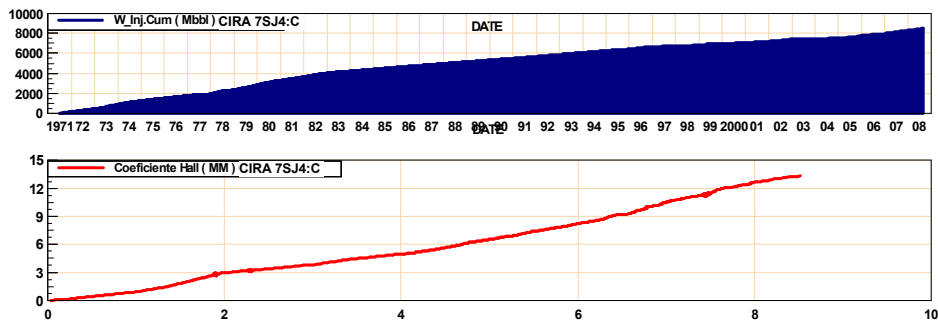


Gráfico 5.1 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-7SJ4. Tomado de OFM 2005.

El estado mecánico nos muestra que se trata de un completamiento sencillo a partir de los 2400 ft (ver Figura 5.9), donde el comportamiento no muestra inconvenientes presentando un perfil de inyección sin complicaciones (ver Figura 5.10).

El diagrama de hall muestra una etapa de llenado inicial normal y comportamiento de inyección constante sin inconvenientes a lo largo de su vida inyectora, (ver grafico 5.1). La pendiente indica un taponamiento relativo constante sin evidencia de canalización.

5.2.1.2 Inyector C-2067.

Funcionando desde el año: 1996
 Distancia hasta el productor: 260 m
 Caudal de inyección actual: 1000 BWPD
 Presión de inyección actual: 951 psia

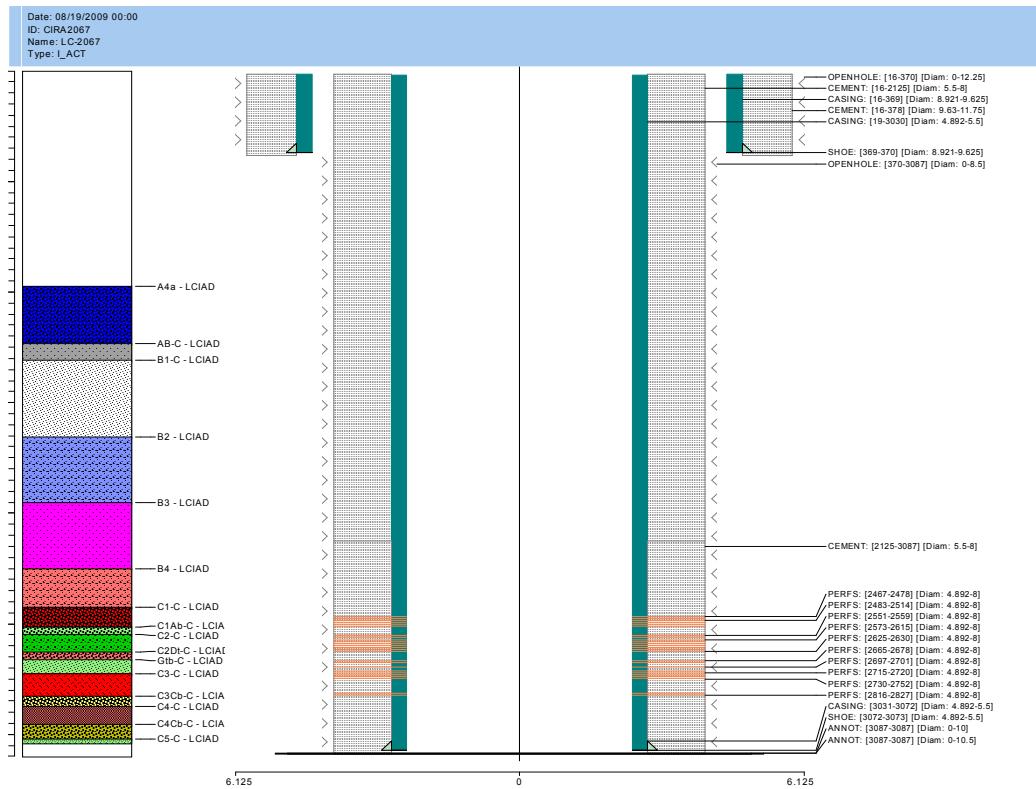


Fig. 5.11 Estado mecánico del inyector C-2067. Tomado de DSS 2008.

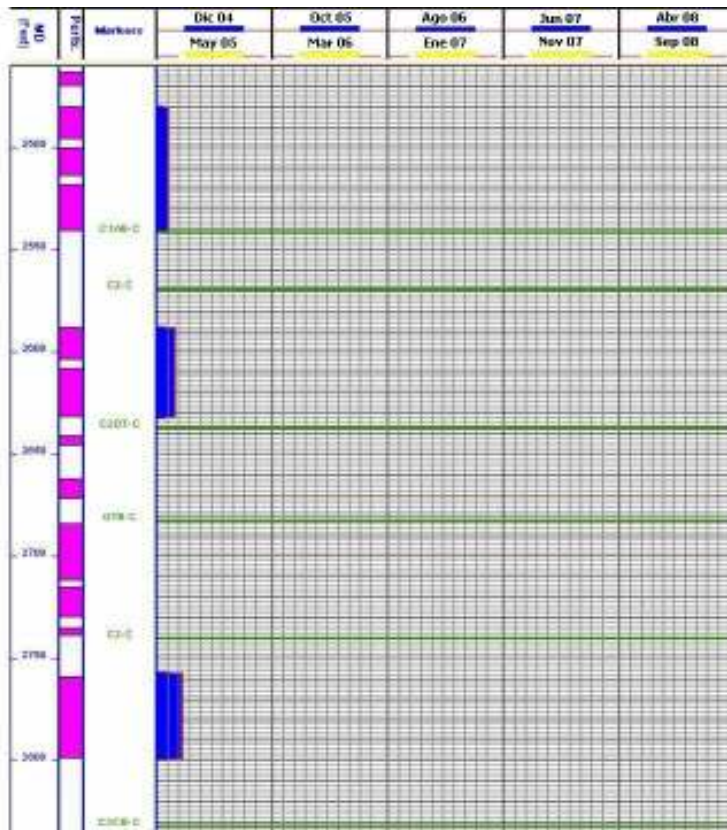


Fig.5.12 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-2067. Tomado de OFM 2005.

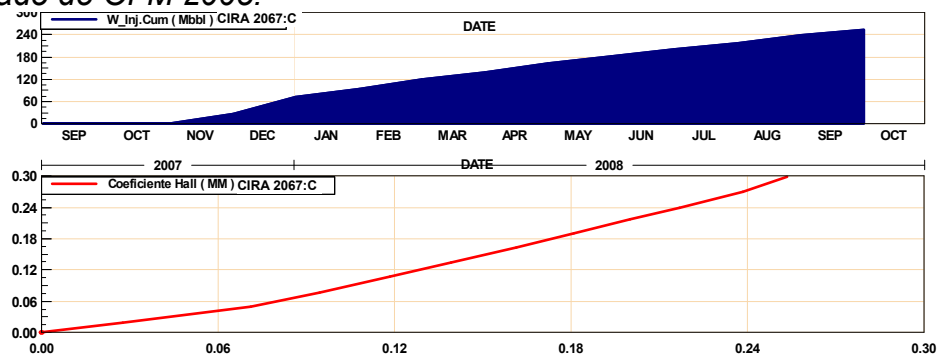


Gráfico 5.2 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-2067. Tomado de OFM 2005.

El estado mecánico nos muestra que se trata de un completamiento selectivo con tres intervalos de inyección en la arenas C1, C2 y C3 respectivamente (ver Figura 5.11), donde el comportamiento de la inyección no muestra inconvenientes al presentar un perfil de inyección bien distribuido, además de que es un inyector reciente que solo presenta una toma de registro trazador radiactivo; no se evidencia canalización (ver Figura 5.12).

El diagrama de hall muestra una etapa de llenado inicial normal y comportamiento de inyección constante sin inconvenientes a lo largo de su vida inyectiva, (ver grafico 5.2). La pendiente indica un taponamiento relativo constante sin evidencia de canalización.

5.2.1.3 Inyector C-7SJ8.

Funcionando desde el año: 2001
 Distancia hasta el productor: 300
 Caudal de inyección actual: 670 BWPD
 Presión de inyección actual: 848 psia

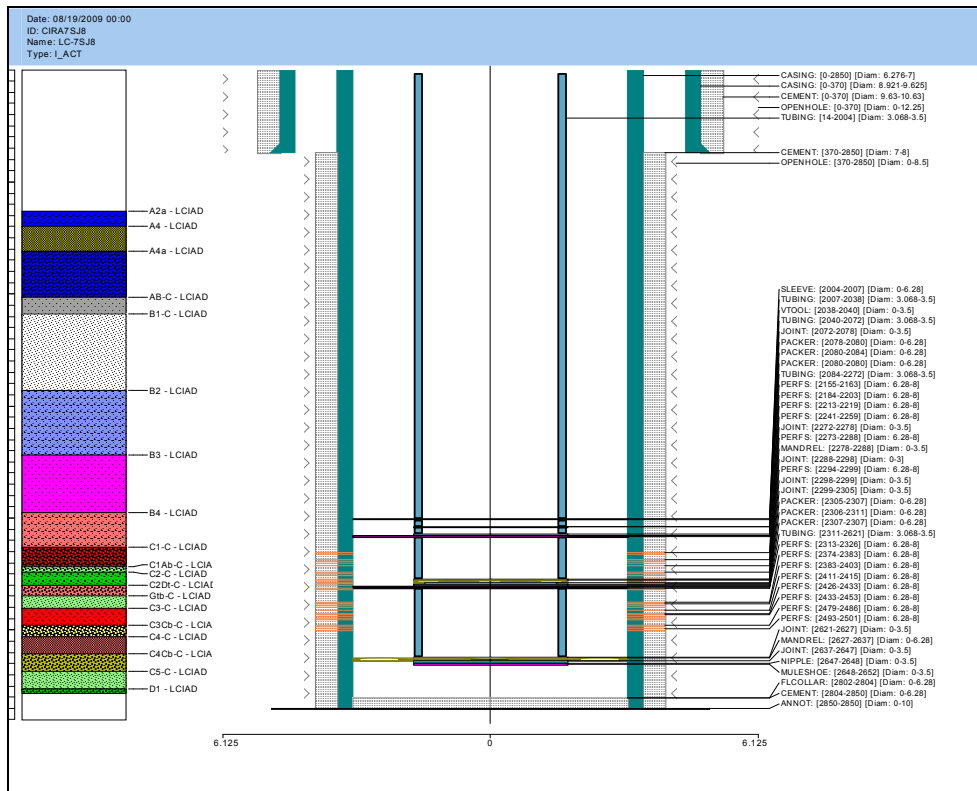


Fig. 5.13 Estado mecánico del inyector C-7SJ8. Tomado de DSS 2008.

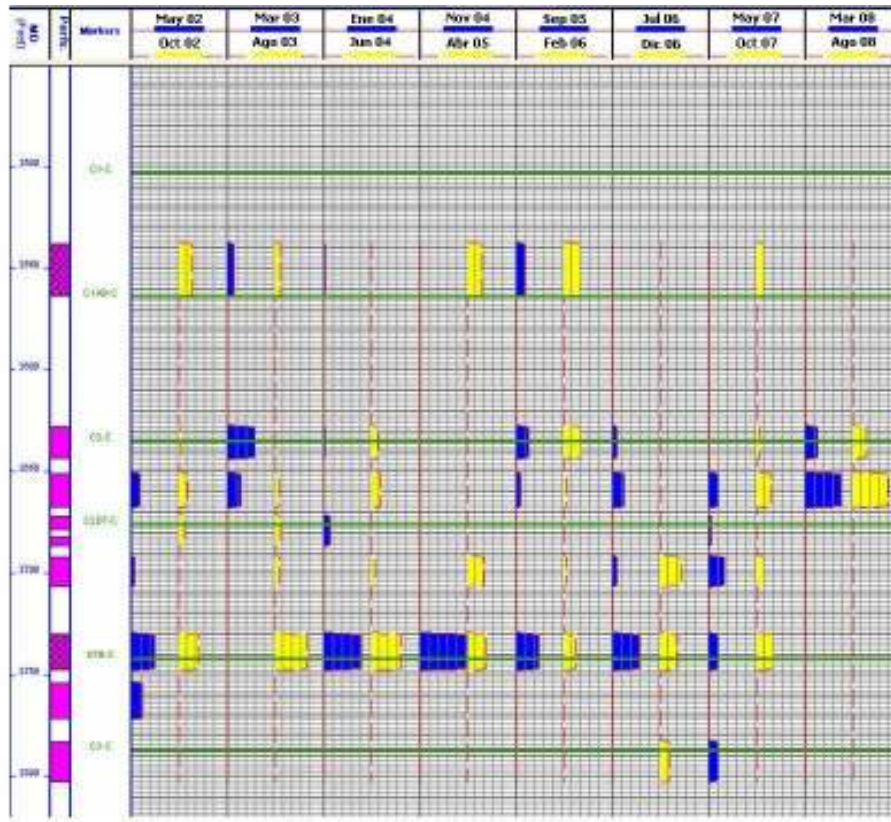


Fig.5.14 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-7SJ8. Tomado de OFM 2005.

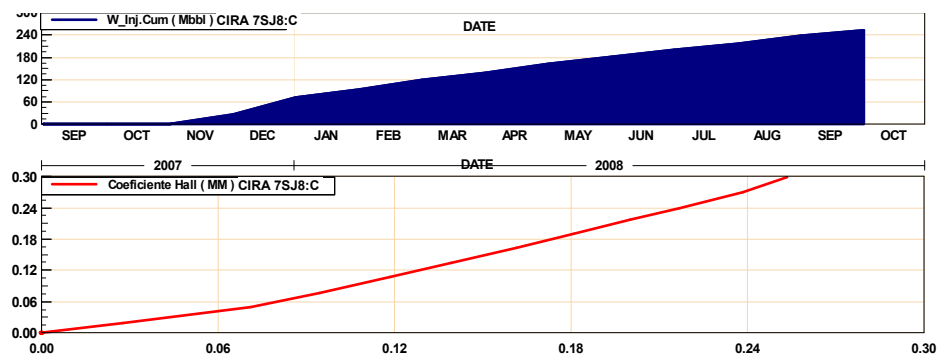


Gráfico 5.3 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-7SJ8. Tomado de OFM 2005.

El estado mecánico nos muestra que se trata de un completamiento sencillo con tres intervalos de inyección en la arenas C1, C2 y C3 respectivamente (ver Figura 5.13), donde el comportamiento de la inyección no muestra

inconvenientes (ver Figura 5.14), el diagrama de hall muestra una etapa de llenado inicial constante y comportamiento de inyección sin inconvenientes (ver Grafico 5.3). La pendiente indica un taponamiento relativo constante sin evidencia de canalización.

El registro trazador radiactivo no muestra presencia de canalización.

5.2.1.4 Inyector C-7SJ2.

Funcionando desde el año: 2003

Distancia hasta el productor: 250 m

Caudal de inyección actual: 1034 BWPD

Presión de inyección actual: 1100 psia

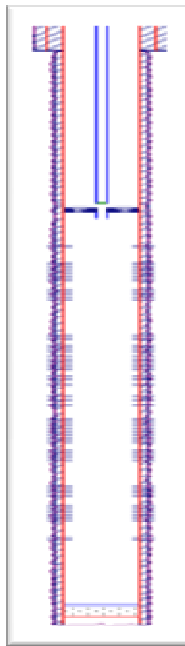


Fig. 5.15 Estado mecánico del inyector C-7SJ2. Tomado de OFM 2005.

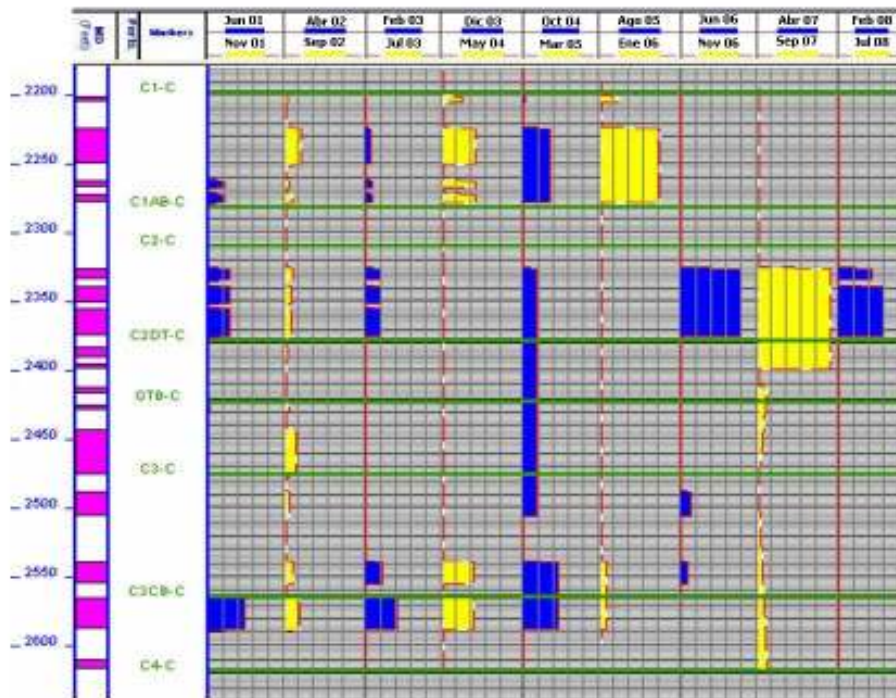


Fig.5.16 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-7SJ2. Tomado de OFM 2005.

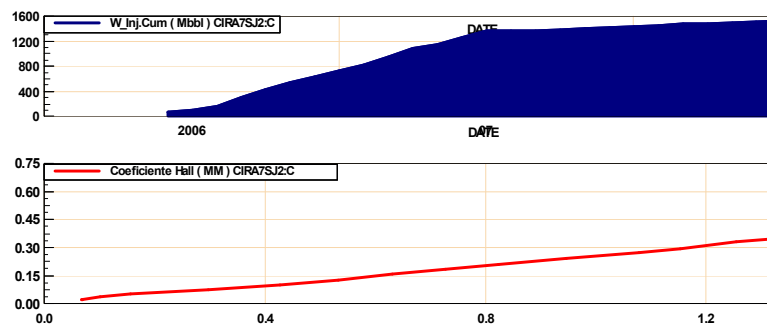


Gráfico 5.4 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-7SJ2. Tomado de OFM 2005.

Los registros radiactivos del perfil de inyección indican un comportamiento anormal del agua que toman las arenas C2 (ver Figura 5.16), el historial indica que luego de un buen desempeño de la inyección el intervalo C2 empieza a tomar gran parte de las aguas inyectadas hasta tener el 100% del agua lo cual indica que este pozo inyector con completamiento sencillo muy probablemente esta canalizado en su intervalo arenoso C2 y que este se dirigió hacia el pozo productor I-261(ver Figura 5.15).

En el diagrama de hall no se nota ninguna anomalía que indique canalización debido a que los datos de inyección se toman de manera mensual, afortunadamente para nuestro caso los perfiles de inyección mostraron la canalización (ver grafico 5.4).

5.2.2 Patrón 2: Productor canalizado Productor C-2153.

Afectado por los pozos inyectoros: C-1313, C-452, C-2154 y C-179.

5.2.2.1 Inyector C-1313.

Funcionando desde el año: 1965
 Distancia hasta el productor: 300 m
 Caudal de inyección actual: 884 BWPD
 Presión de inyección actual: 900 psia

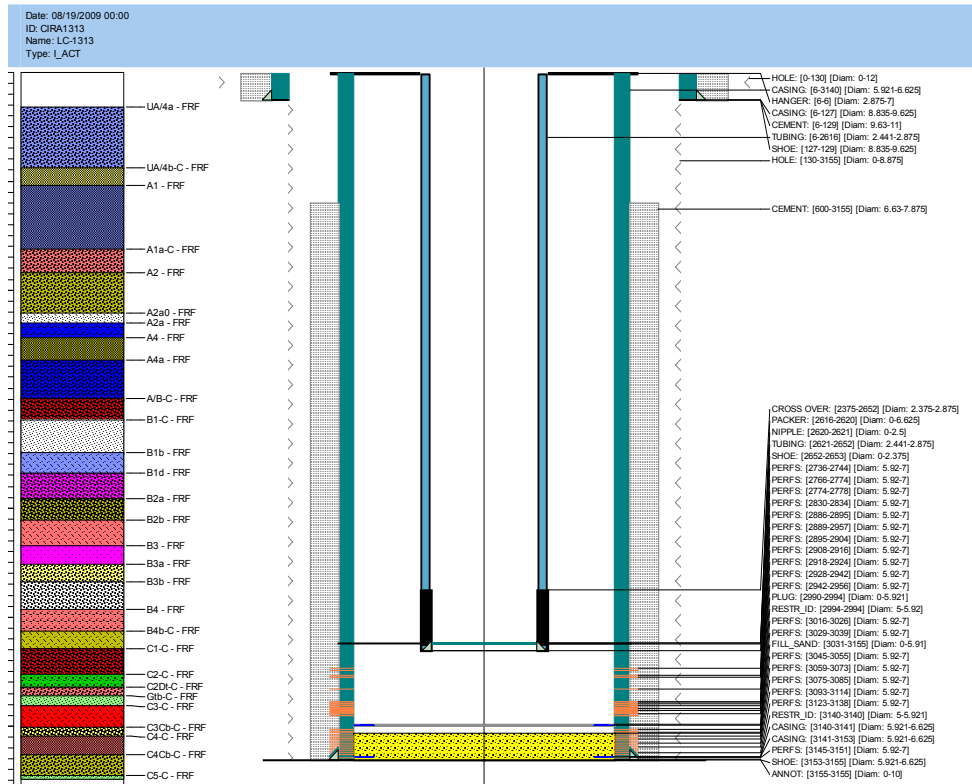


Fig. 5.17 Estado mecánico del inyector C-1313. Tomado de DSS 2008.

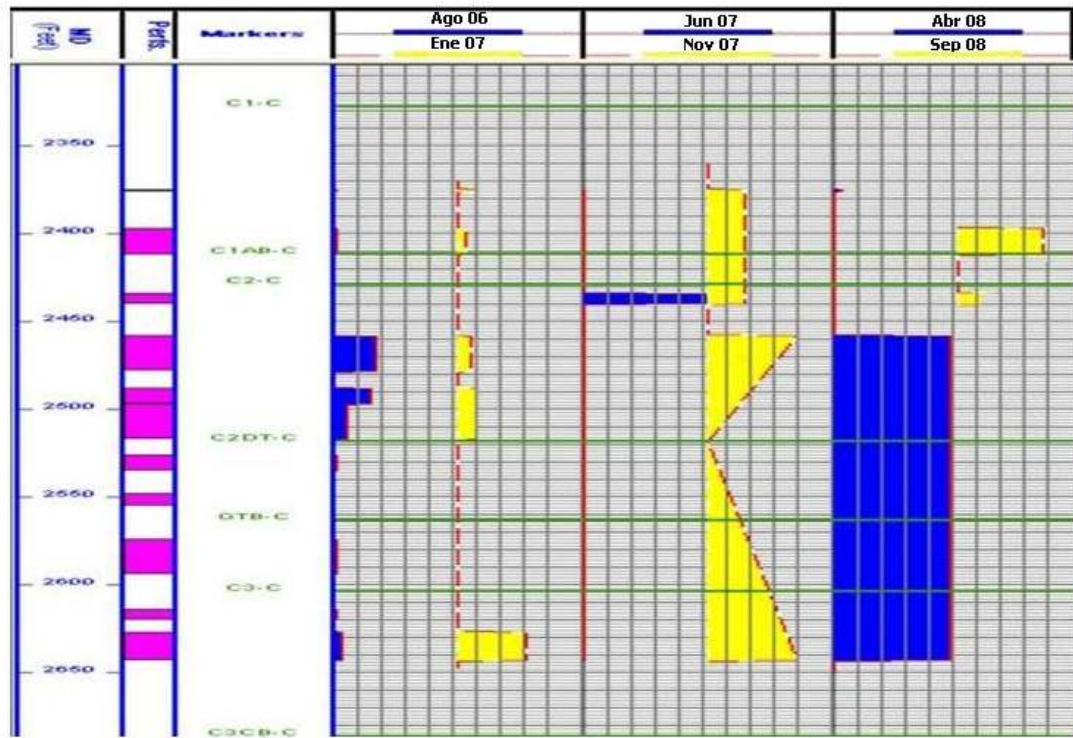


Fig.5.18 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-1313. Tomado de OFM 2005.

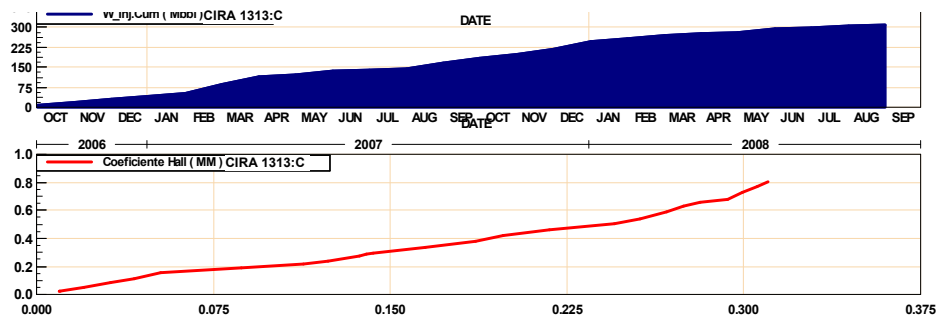


Gráfico 5.5 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-1313. Tomado de OFM 2005.

El estado mecánico nos muestra que se trata de un completamiento sencillo con tres intervalos de inyección en las arenas C1, C2 y C3 respectivamente (ver Figura 5.17), donde el comportamiento de la inyección que mostró inconvenientes en sus arenas C3 debido a una restricción mecánica @3140 ft con diámetro < 5.5 pulgadas que impide realizar operaciones de desarenado de unas secciones de arena C3. Los perfiles de trazador

radiactivo indican anomalías entre los intervalos arenosos C1 con respecto a C2 que en apariencia toman la gran mayoría de las aguas de inyección en una razón de 88:12, esto es un signo de que la dirección de la canalización proviene de este pozo (ver Figura 5.18).

El diagrama de hall no muestra dificultades para la inyección de no ser por los leves cambios de pendiente que son el reflejo del historial de inyección del pozo (ver grafico 5.5), cuando su capacidad inyectora aumenta su pendiente disminuye y cuando su capacidad disminuye su pendiente se incrementa.

5.2.2.2 Inyector C-2154.

Funcionando desde el año: 1998
 Distancia hasta el productor: 220
 Caudal de inyección actual: 1204 BWPD
 Presión de inyección actual: 720 psia

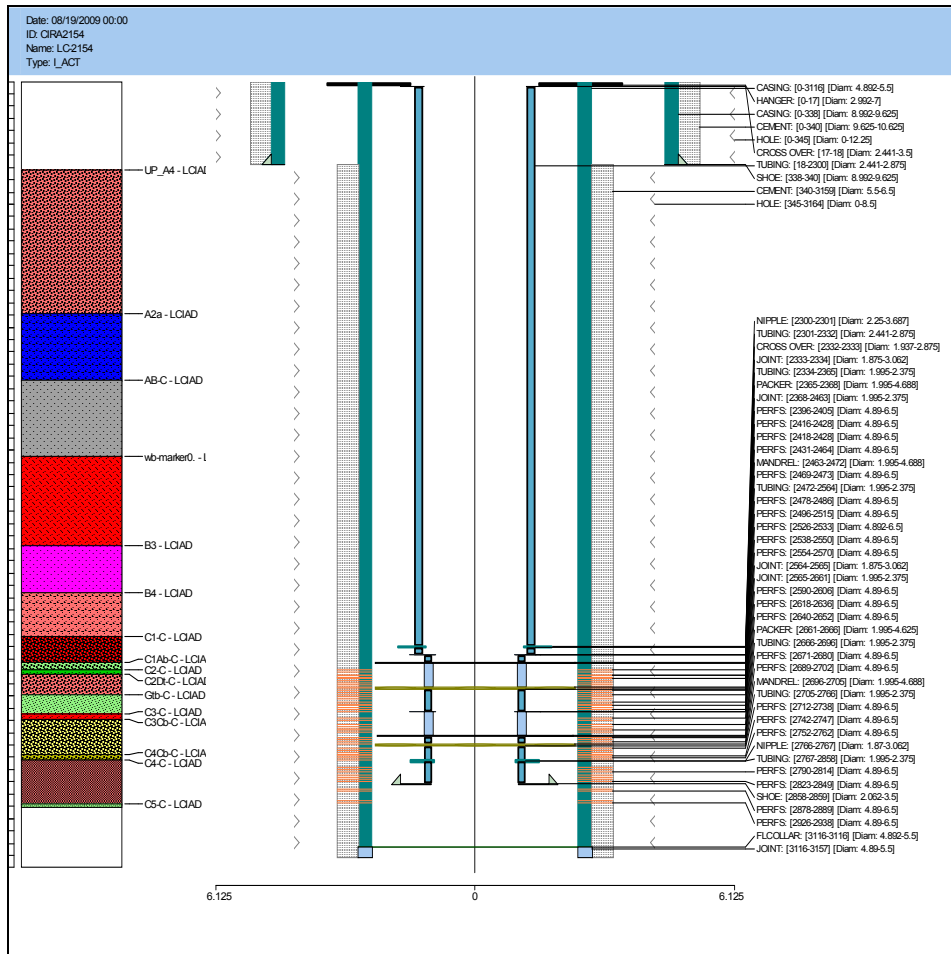


Fig. 5.19 Estado mecánico del inyector C-2154. Tomado de DSS 2008.

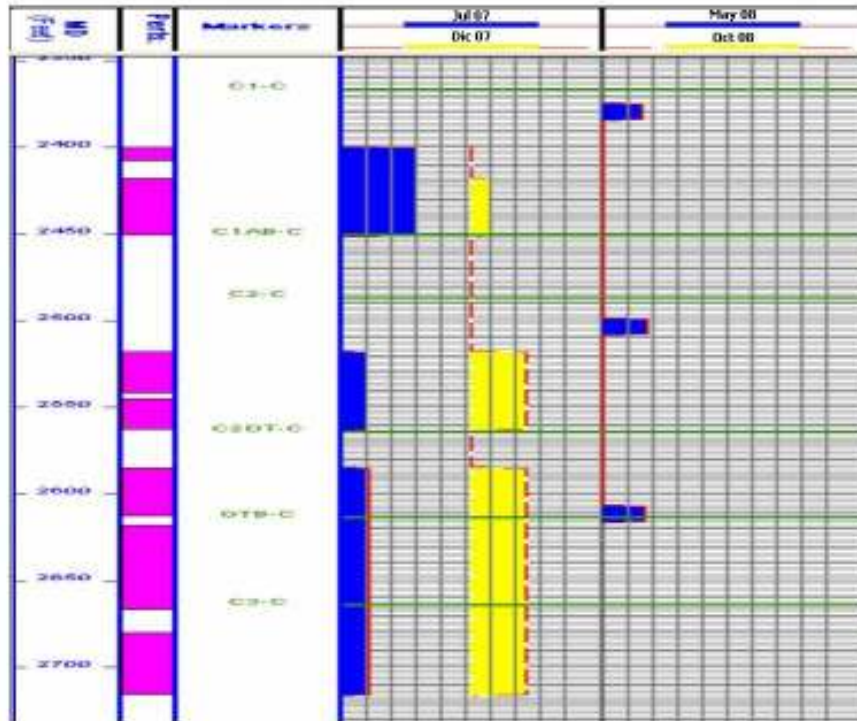


Fig.5.20 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-2154. Tomado de OFM 2005.

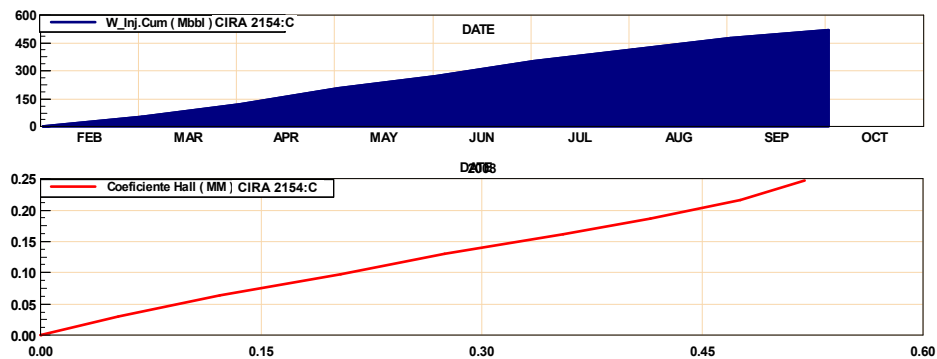


Gráfico 5.6 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-2154. Tomado de OFM 2005.

El estado mecánico del pozo C-2154 indica un completamiento selectivo en las arenas C1, C2 y C3 (ver Figura 5.19). Sus perfiles de inyección presentan un comportamiento deseable y estable del agua inyectada sin evidenciar

inconvenientes (ver Figura 5.20). Así como su pendiente hall se comporta de manera ideal. Este pozo se encuentra en perfecto funcionamiento(ver grafico 5.6).

5.2.2.3 Inyector C-452.

Funcionando desde el año: 2002
 Distancia hasta el productor: 245
 Caudal de inyección actual: 1000 BWPD
 Presión de inyección actual: 496 psia

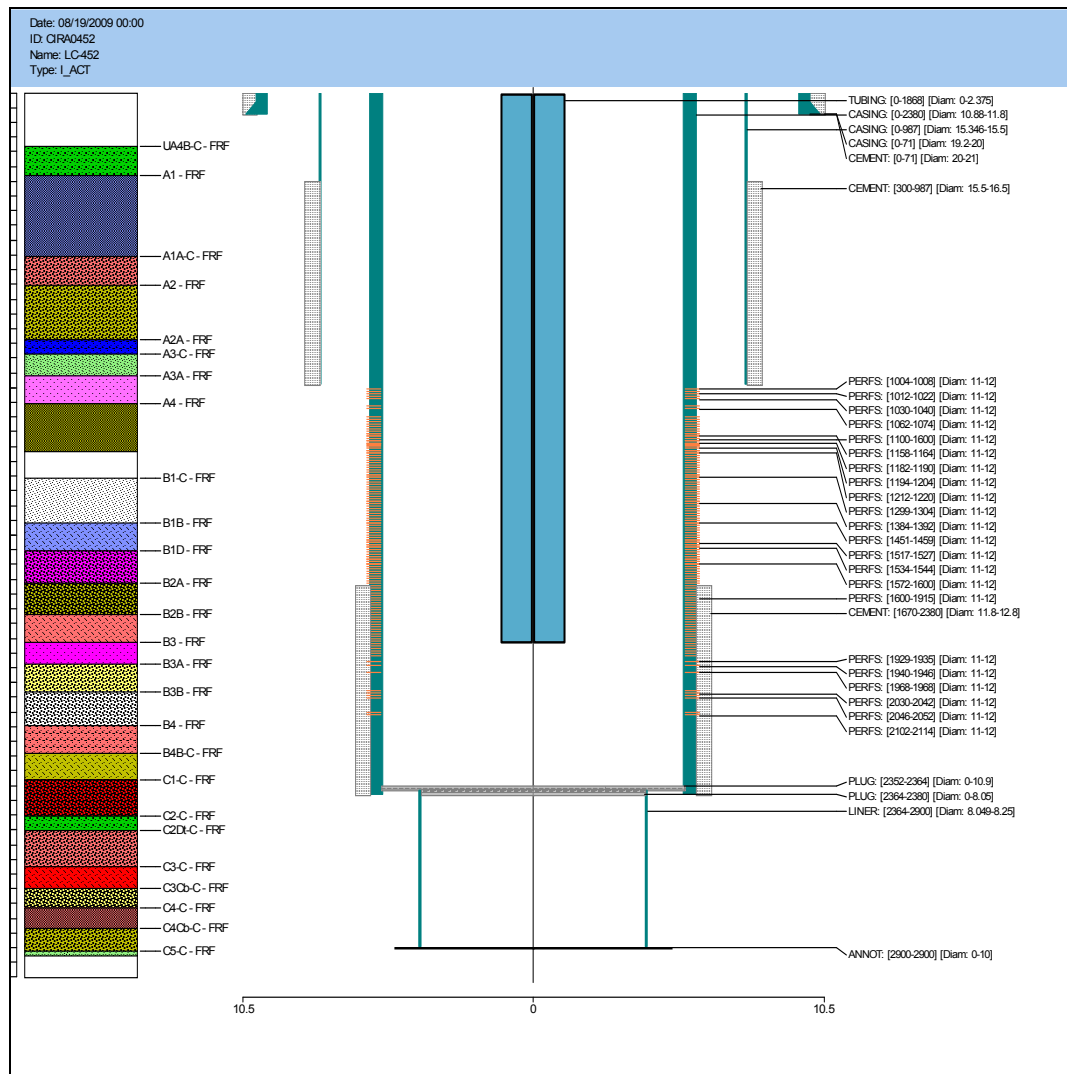


Fig. 5.21 Estado mecánico del inyector C-0452. Tomado de DSS 2008.

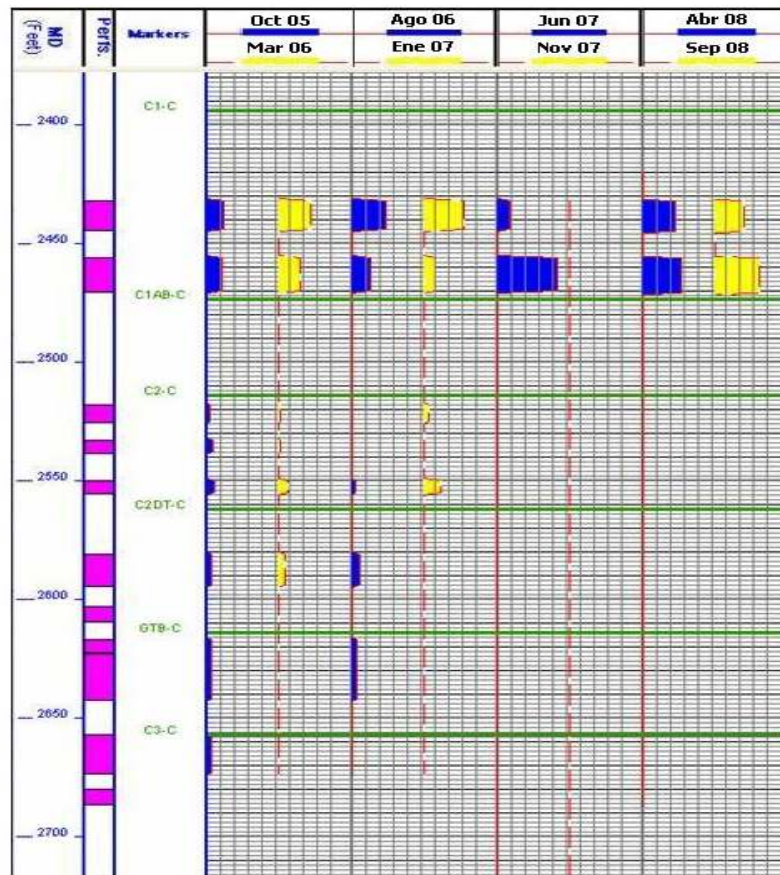


Fig.5.22 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-0452. Tomado de OFM 2005.

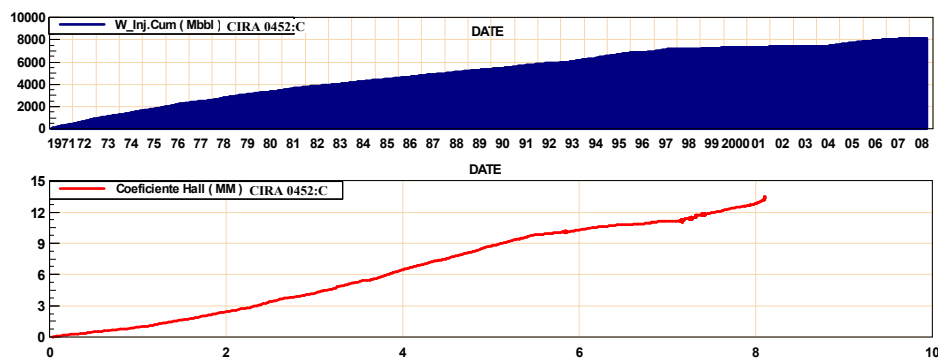


Gráfico 5.7 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-0452. Tomado de OFM 2005.

El estado mecánico nos muestra que se trata de un completamiento sencillo inyectando agua por las arenas C1, C2 y C3 (ver Figura 5.21). Los registros trazadores muestran que el perfil de inyección se mantiene constante y que

el agua se distribuye adecuadamente en los intervalos C2 y C1 (ver Figura 5.22), el intervalo C3 actualmente no evidencia toma de agua de inyección debido tal vez al taponamiento de sus gargantas porales por tratarse de un pozo que lleva inyectando desde los años 70.

El diagrama hall indica que tuvo un llenado normal y que su vida inyectora no ha presentado canalizaciones pero si un aparente taponamiento notorio tal vez en sus arenas C3 (ver grafico 5.7). No presenta canalización.

5.2.2.4 Inyector C-179

Funcionando desde el año: 1932
 Distancia hasta el productor: 50 m
 Caudal de inyección actual: 1854 BWPDP
 Presión de inyección actual: 600 psia

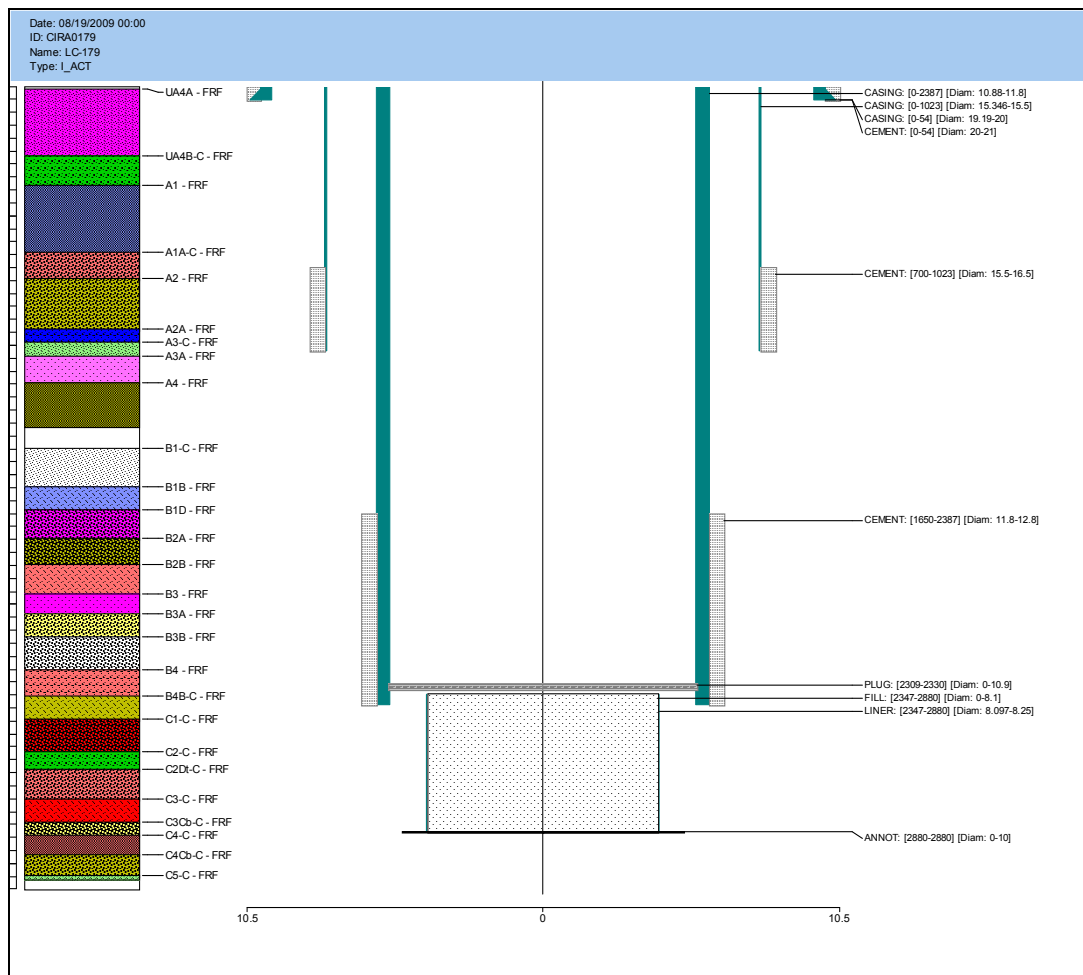


Fig. 5.23 Estado mecánico del inyector C-0179. Tomado de DSS 2008.

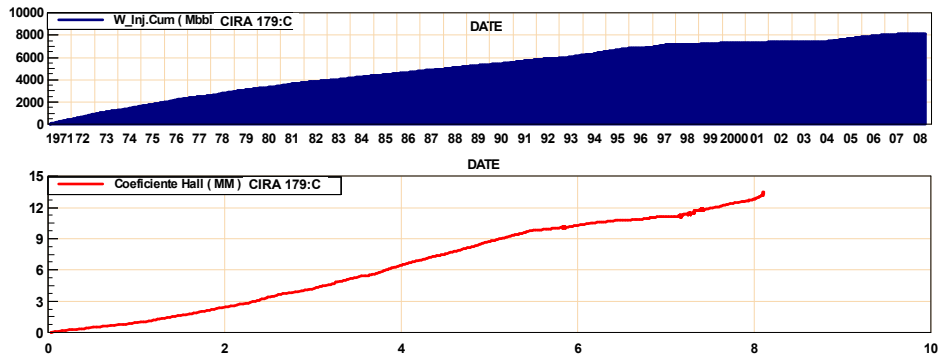


Gráfico 5.8 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-179. Tomado de OFM 2005.

No presenta seguimiento con perfiles de trazador radiactivo, debido a la antigüedad del pozo. Por lo que no es posible evidenciar si existe canalización con esta técnica.

El estado mecánico muestra que se trata de un inyector sencillo cañoneado en las arenas C1, C2 y C3; con un tapón de cemento que indica que estas no están inyectando (ver Figura 5.22), un informe de ingeniería de yacimientos afirma que sus intervalos de inyección son las arenas B.

El diagrama de hall no muestra ningún indicio de canalización aunque si uno de taponamiento debido tal vez al obstrucción de las arenas C (ver grafico 5.8). A juzgar por la cercanía al pozo productor con canalización, inicialmente seria el primer opcionado pero como no inyecta por la zona productiva del pozo canalizado se descarta.

5.2.3 Patrón 3: Productor canalizado Productor C-2112.

Afectado por los pozos inyectoros C-223, C-2175.

5.2.3.1 Inyector C-2175.

Funcionando desde el año: 2000
 Distancia hasta el productor: 190 m
 Caudal de inyección actual: 958 BWPD
 Presión de inyección actual: 560 psia

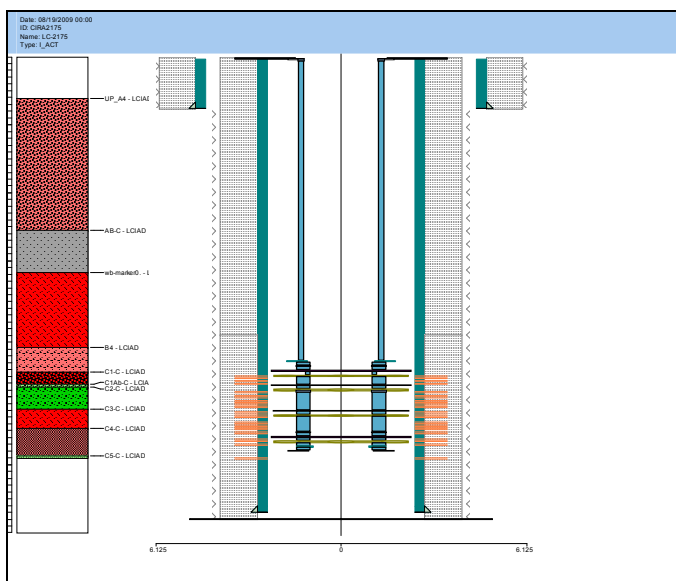


Fig. 5.24 Estado mecánico del inyector C-2175. Tomado de DSS 2008.

El estado mecánico del pozo productor C-2175 nos indica que posee completamiento selectivo para las arenas C1, C2, C3 y C4 sin presentar restricciones ni inconvenientes mecánicos (ver Figura 5.24).



Fig.5.25 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-2175. Tomado de OFM 2005.

El perfil de inyección muestra que la zona C4 deja de tomar agua, pero no evidencia presencia de canalización al distribuirse en los intervalos arenosos C1 y C2 (ver Figura 5.25).

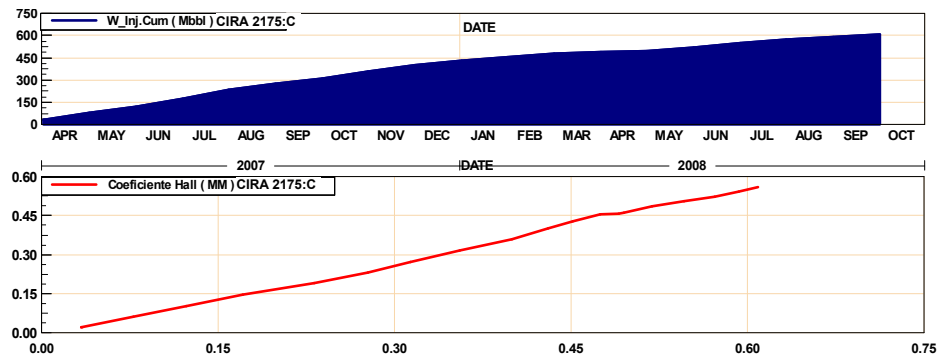


Gráfico 5.9 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-2175. Tomado de OFM 2005.

Este diagrama hall indica un llenado estable y un comportamiento del taponamiento relativo que no indica anomalías significativas para el normal desempeño de la inyección (ver grafico 5.9). Este pozo no esta canalizado.

5.2.3.2 Inyector C-223.

Funcionando desde el año: 1936
 Distancia hasta el productor: 120 m
 Caudal de inyección actual: 1100 BWPDP
 Presión de inyección actual: 900 psia

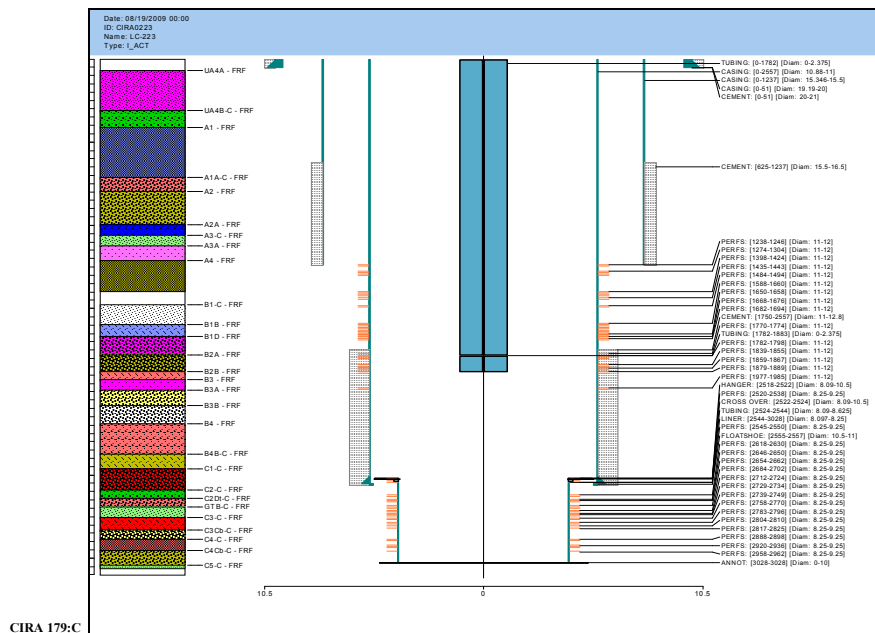


Fig. 5.26 Estado mecánico del inyector C-223. Tomado de DSS 2008.

El estado mecánico indica que esta cañoneado por los intervalos A, B, C1, C2, C3 y C4 (ver Figura 5.26); ingeniería de yacimientos indica que solo se inyecta por los intervalos arenosos de C.

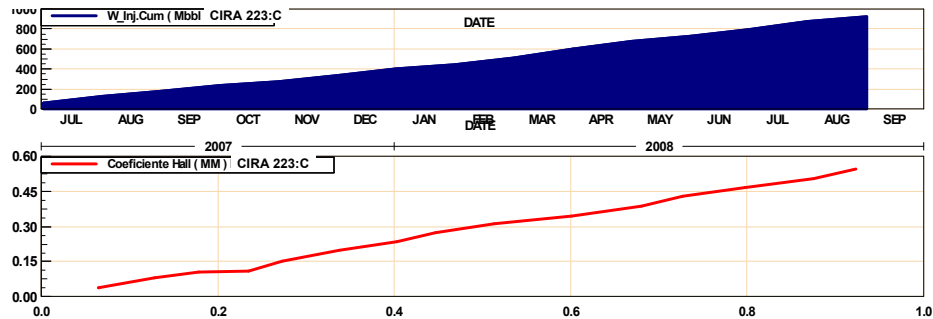


Gráfico 5.10 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-223. Tomado de OFM 2005.

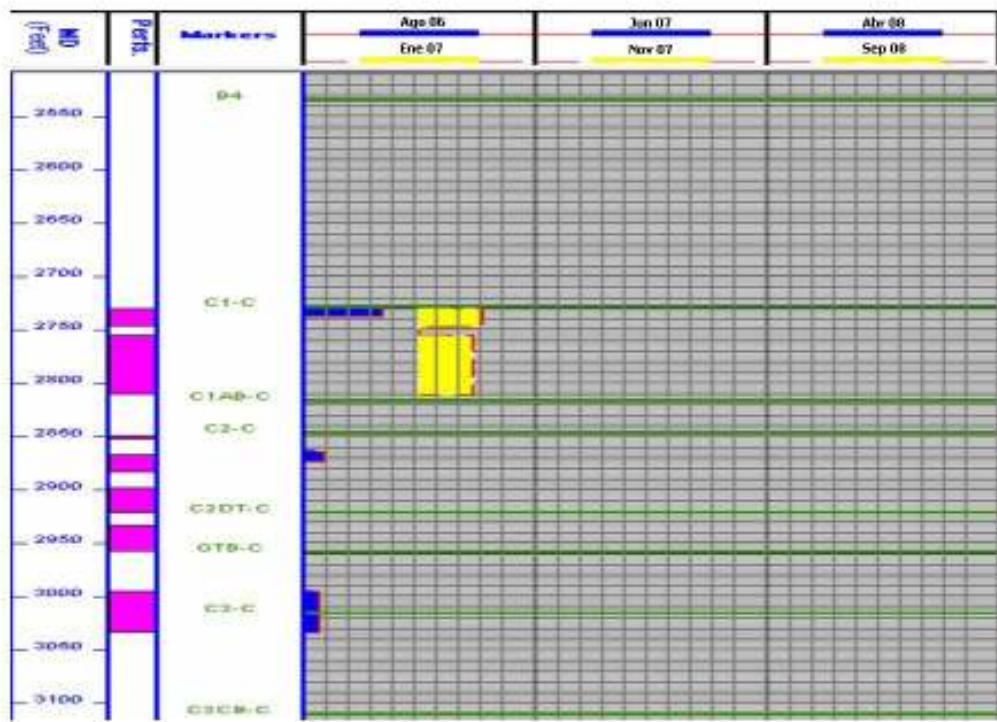


Fig.5.27 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-223. Tomado de OFM 2005.

Este pozo no presenta inconvenientes mecánicos, el diagrama de hall muestra leves cambios que no representan anomalías (ver grafico 5.10). Mediante los perfiles de trazador radiactivo se nota que pasó de inyectar por

las arenas C1, C2 y C3 a inyectar el 100% del agua por las arenas C1 (ver Figura 5.27). Esto indica que el pozo se encuentra canalizado.

5.2.4 Patrón 4: Productor canalizado Productor C-1881.

Afectado por los pozos inyectoros C-1790, C-1791. Aunque el pozo C-540 se encuentra cercano, no tiene efecto de inyección al ubicarse tras una falla.

5.2.4.1 Inyector C-1790.

Funcionando desde el año: 1970
 Distancia hasta el productor: 310 m
 Caudal de inyección actual: 842 BWPD
 Presión de inyección actual: 910 psia

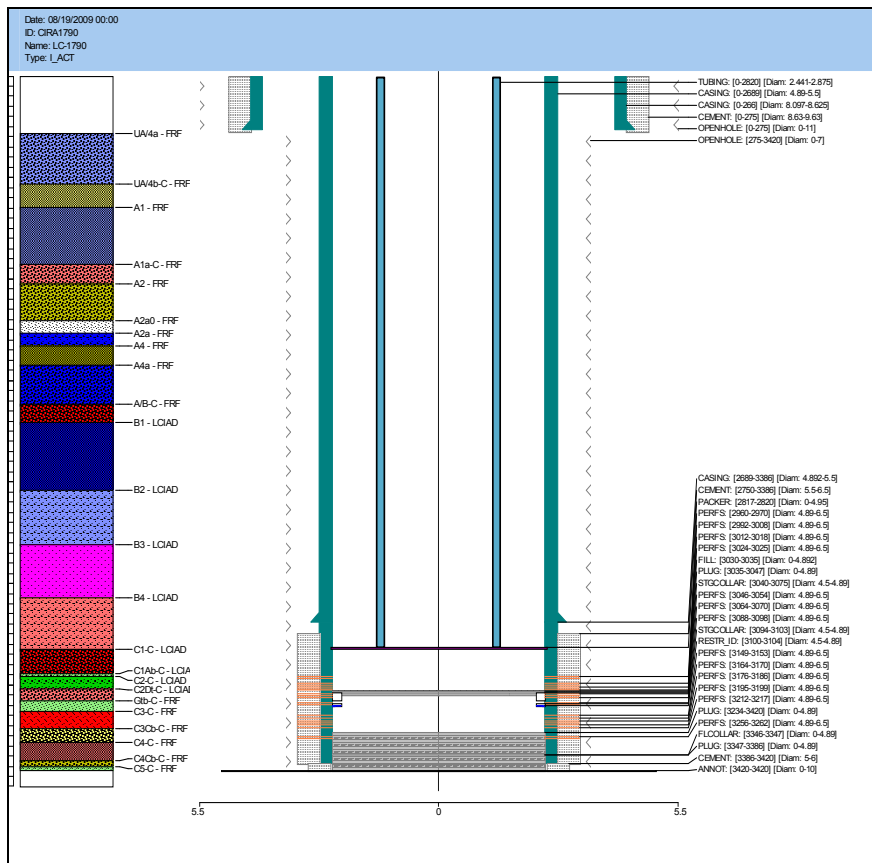


Fig. 5.28 Estado mecánico del inyector C-1790. Tomado de DSS 2008.

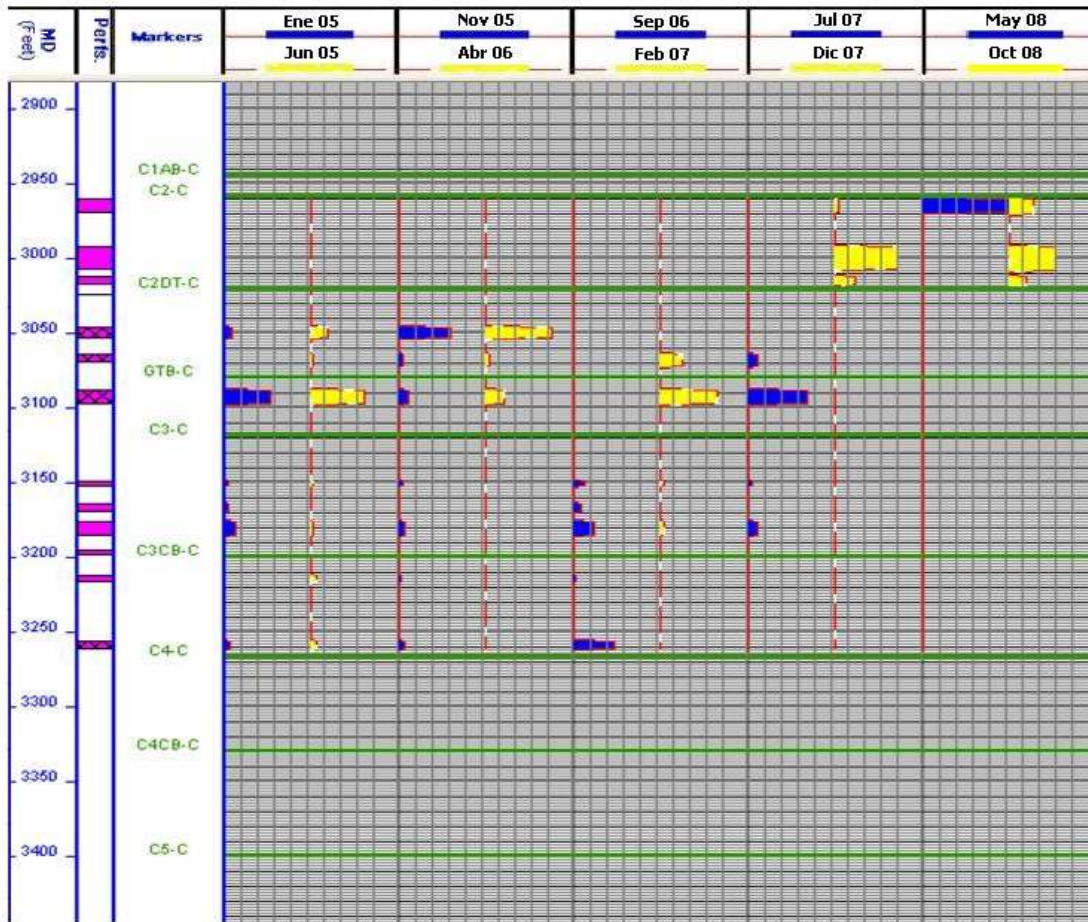


Fig.5.29 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-1790. Tomado de OFM 2005.

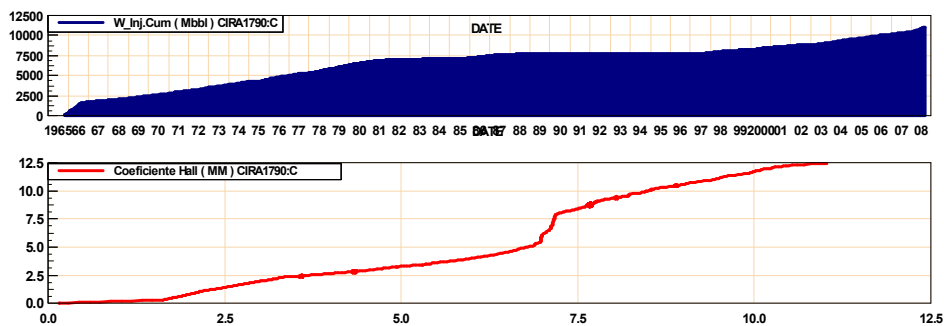


Gráfico 5.11 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-1790. Tomado de OFM 2005.

Este pozo ha inyectado agua desde los años 70, y ha tenido muchos inconvenientes teniendo que sellar las arenas C3, actualmente inyecta por

las arenas C1 y C2 (ver Figura 5.28). Los trazadores radiactivos indican que toda el agua es tomada por las arenas C2 y que las arenas C1 no están tomando, esto indica que este inyector posiblemente se canalizó en las arenas C2 (ver Figura 5.29).

En el diagrama hall se observa un incremento de la pendiente para el periodo entre 1987 y 1990, esto se debe al cierre de las arenas C3 para ese periodo de tiempo (ver grafico 5.11).

5.2.4.2 Inyector CIRA1791.

Funcionando desde el año: 1970
 Distancia hasta el productor: 340 m
 Caudal de inyección actual: 1768 BWPD
 Presión de inyección actual: 1000 psia

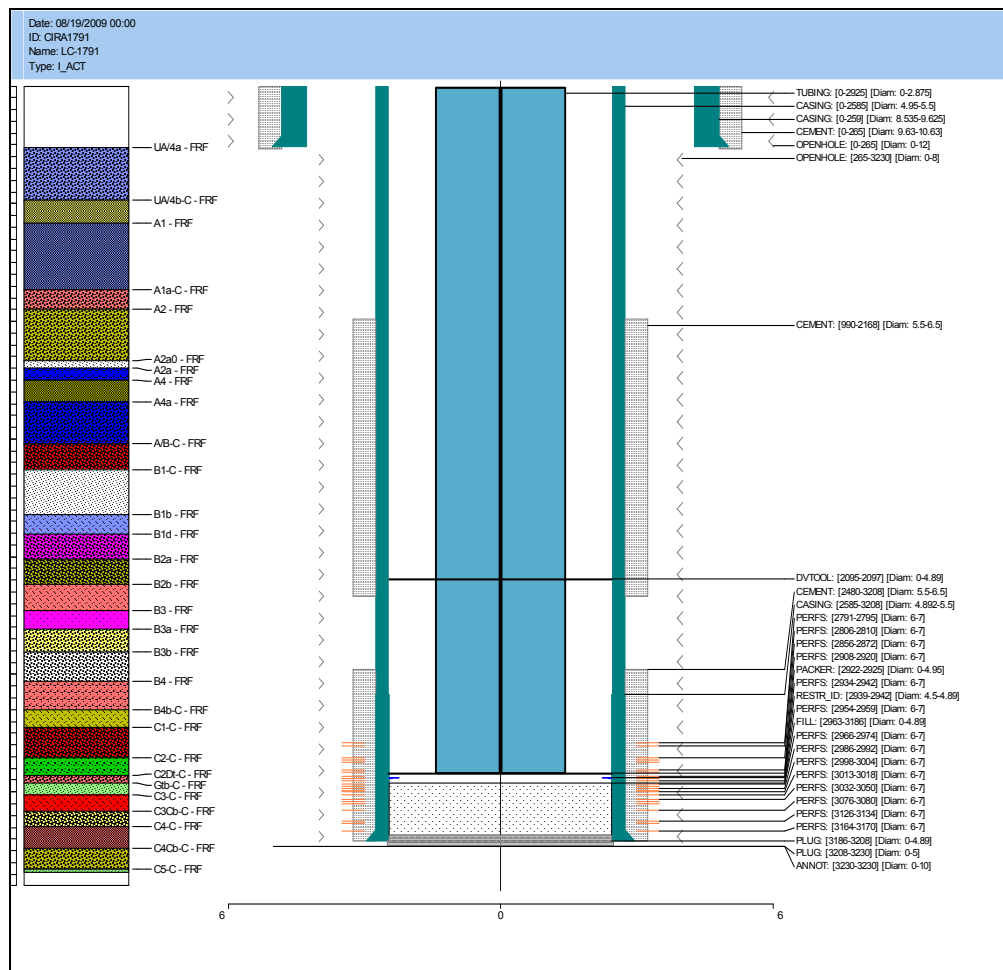


Fig. 5.30 Estado mecánico del inyector C-1791. Tomado de DSS 2008.

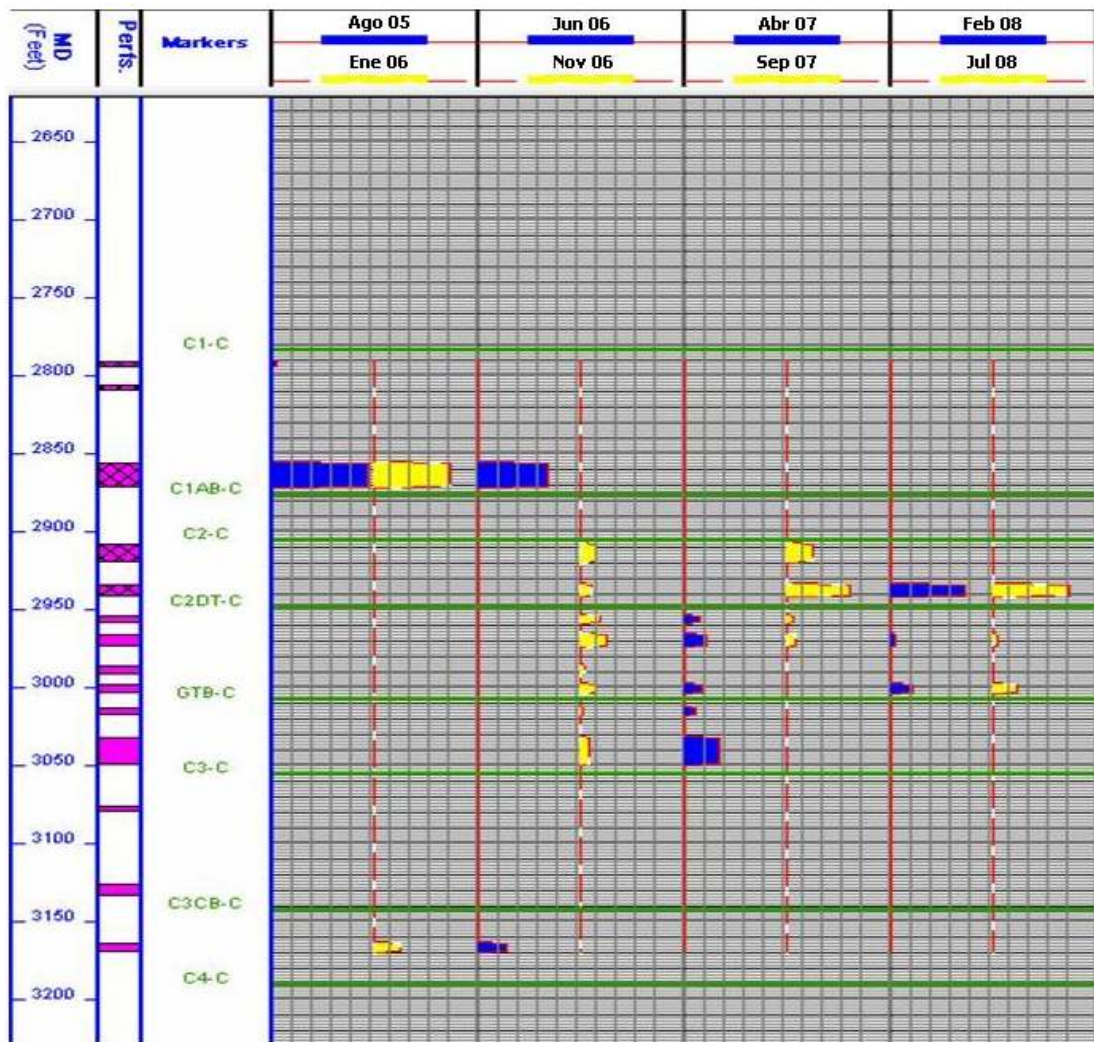


Fig.5.31 Perfil de inyección con trazador radiactivo del inyector C-1791. Tomado de OFM 2005.

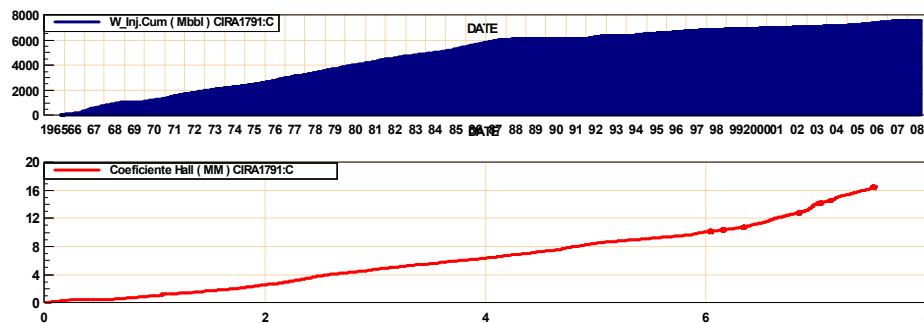


Gráfico 5.12 Diagrama hall e inyección de agua acumulada pozo C-1791. Tomado de OFM 2005.

Este pozo presenta un completamiento sencillo y es soporte de presión para las arenas C2 y C3 donde se evidencia mayor aporte en las arenas C2 (ver Figura 5.30). El diagrama hall indica un llenado normal y un desempeño que indica incremento en la pendiente debido a que los intervalos C3 y C4 se encuentran obstruidos en el pozo y con una restricción <4.5 pulgadas desde 2939 ft hasta 2942ft imposibilitando operaciones de reparación (ver grafico 5.12). Los trazadores indican que se viene distribuyendo de forma constante el flujo de agua en los intervalos arenosos y no se evidencia canalización (ver Figura 5.31).

En la siguiente tabla se relaciona cada uno de los pozos canalizados, con sus respectivos pozos aledaños, el posible inyector canalizado y su intervalo afectado.

PRODUCTOR	INYECTORES	POSIBLE CANALIZADO	ARENA
I-261	C-7SJ2, C7SJ4, C-7SJ8, C-2067	C-7SJ2	C2
C-2153	C-1313, C-452, C-2154, C-179	C-1313	C2
C-2112	C-223, C-2175	C-223	C1
C-1881	C-1790, C-1791, C-540	C-1790	C1

Tabla 5.2 *Productores canalizados y posibles inyectores problema.*

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

El fenómeno de canalización se puntualiza en el pozo productor, para un análisis económico no solo deben considerarse los efectos que en este ocasiona, también hay que tener en cuenta los efectos en los pozos aledaños ocasionados por un deterioro del soporte de presión. Generalmente los pozos productores afectados, aunque no todos, son los pertenecientes al patrón de inyección donde se ubica el productor problema; se debe tener en cuenta el gasto energético y operacional que se implementa para recolectar e inyectar el agua, así como el coste de levantamiento de fluidos.

La evaluación económica se dividirá en tres (3) estados: antes de la canalización, durante la canalización y el esperado tras una remediación. Para esta evaluación se tomarán las siguientes variables económicas (ver tabla 6.1):

	USD\$/Barril
Costo Levantamiento	15,19
Costo Total	26
Valor Venta	50
Costo Inyección Agua	4.7
Utilidad Por Barril de Aceite	24

Tabla 6.1 Variables económicas. Tomado de informe mensual de costos 12/12/08.

El costo de levantamiento corresponde a los valores operacionales y energéticos que involucran extraer un barril de petróleo desde el subsuelo hasta la superficie, este valor es un promedio ya que cada pozo tiene un completamiento diferente y unidades de bombeo diferentes, variando así el precio de extracción y haciendo más tedioso el análisis.

El costo total incluye el costo promedio de levantamiento y valores agregados debido al transporte, inyección de químicos en la línea de transporte, al proceso de separación y tratamiento, en si los valores agregados por llevar el crudo desde la superficie del pozo hasta el punto de entrega y ventas.

El valor de venta indica el valor al cual se vende un barril de crudo en el punto de venta para el lapso de tiempo analizado.

El costo de la inyección de agua indica el valor total correspondiente a inyectar un barril de agua; esto incluye el valor adquisitivo, de transporte, tratamiento y el valor energético de inyección. Este valor es un promedio ya que existen diferentes áreas de inyección con características particulares y además las aguas de producción se reincorporan al proceso en diferentes puntos y bajo diferentes condiciones fisicoquímicas.

La ganancia por barril de aceite corresponde a la diferencia entre el costo total y el valor de venta de un barril de aceite.

Antes de la canalización los pozos productores se encuentran funcionando normalmente.

Durante la canalización el pozo productor pasa de producir una cantidad de fluidos, en especial de aceite, menor a la cantidad que mantenía en su estado normal, de esta forma el análisis inicia al tener en cuenta el volumen de crudo producido y el que se produce con la anomalía para definir el diferencial de producción y estimar en dólares (USD\$) la cantidad de dinero generado y el no generado. Posteriormente se adiciona el costo de inyectar la cantidad de agua involucrada en el proceso de para el inyector afectado. Cabe resaltar que actualmente los mayores costos del campo son los energéticos y que la mayor cantidad de energía se consume en el mecanismo de inyección.

6.1 PATRÓN 1: PRODUCTOR CANALIZADO I-261 (ARENAS C2)

Una revisión de las curvas de producción de los pozos aledaños indica que sólo los pozos I-262 e I-191 disminuyeron su caudal de aceite para el intervalo de tiempo en el que se presentó la canalización, como se observa en las figuras 6.1 y 6.2.

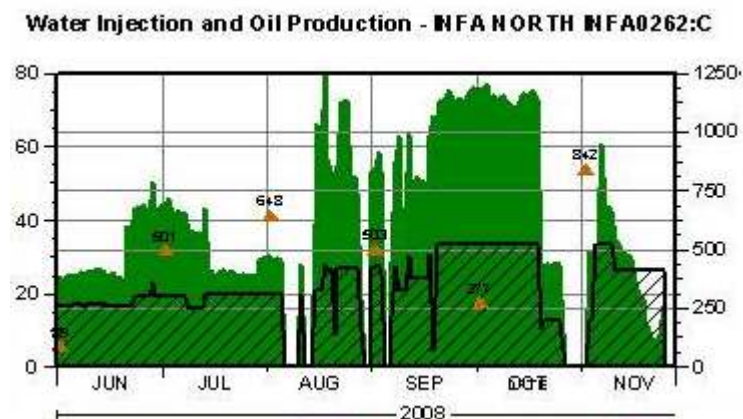


Fig. 6.1 Comportamiento de la producción en pozos aledaño I-262. Tomado de OFM 2005.

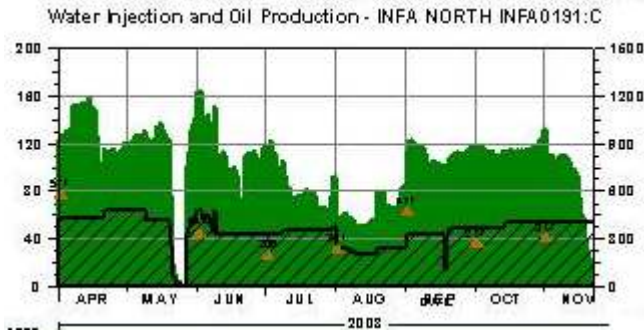


Fig. 6.2 Comportamiento de la producción en pozos aledaño I-191. Tomado de OFM 2005.

La siguiente tabla muestra un balance económico entre la escena normal y la escena canalizada discriminada por día y por mes (ver tabla 6.2). Se puede observar una considerable cantidad de aceite no generado (18210 BOPM) traducido a dólares (USD\$ 473460 por mes), este valor únicamente corresponde a este patrón y justifica la realización de un trabajo remedial.

PRODUCTORES PATRON 1	ESCENA NORMAL		ESCENA CANALIZADA		PÉRDIDAS	
	BOPD	U\$	BOPD	U\$	BOPD	U\$
I-261	480	12480	20	520	460	11960
I-262	60	1560	15	390	45	1170
I-191	120	3120	18	468	102	2652
TOTAL PATRON 1 DIARIO	660	17160	53	1378	607	15782
TOTAL PATRON 1 MENSUAL	19800	514800	1590	41340	18210	473460

Tabla 6.2 Análisis económico patrón 1.

6.2 PATRÓN 2: PRODUCTOR CANALIZADO C-2153 (ARENAS C2)

Una revisión de las curvas de producción de los pozos aledaños indica que sólo los pozos C-928, C-2033 y C-2152 disminuyeron su caudal de aceite para el intervalo de tiempo en el que se presentó la canalización, como se observa en las figuras 6.3, 6.4 y 6.5.

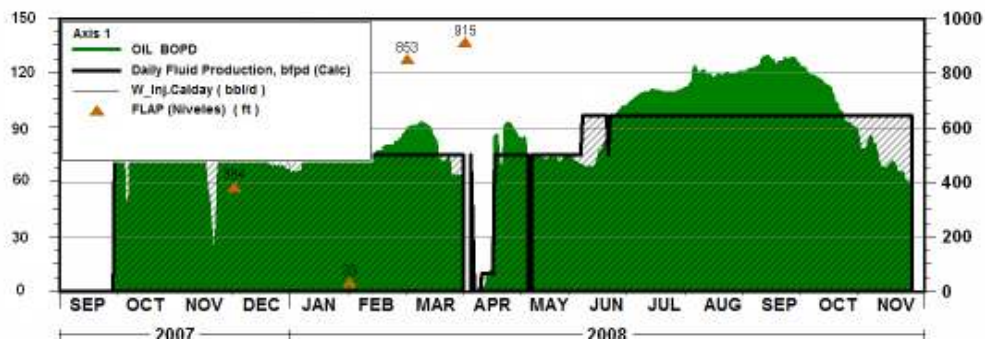


Fig. 6.3 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-928. Tomado de OFM 2005.

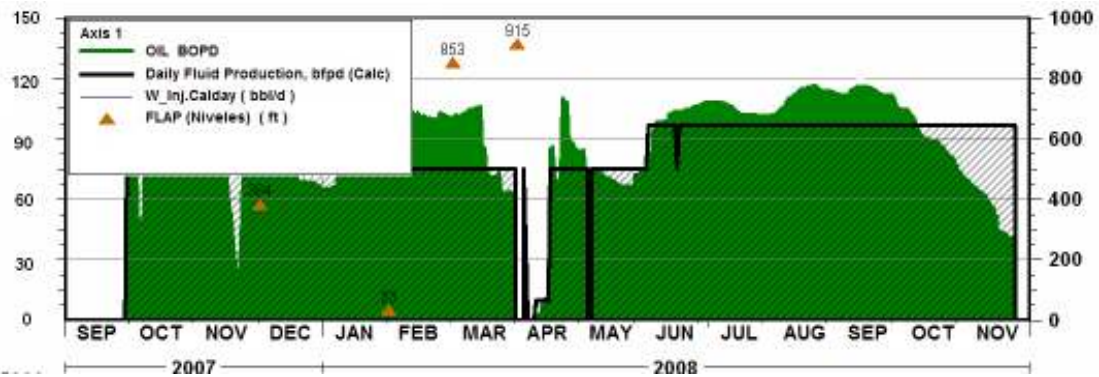


Fig. 6.4 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-2033. Tomado de OFM 2005.

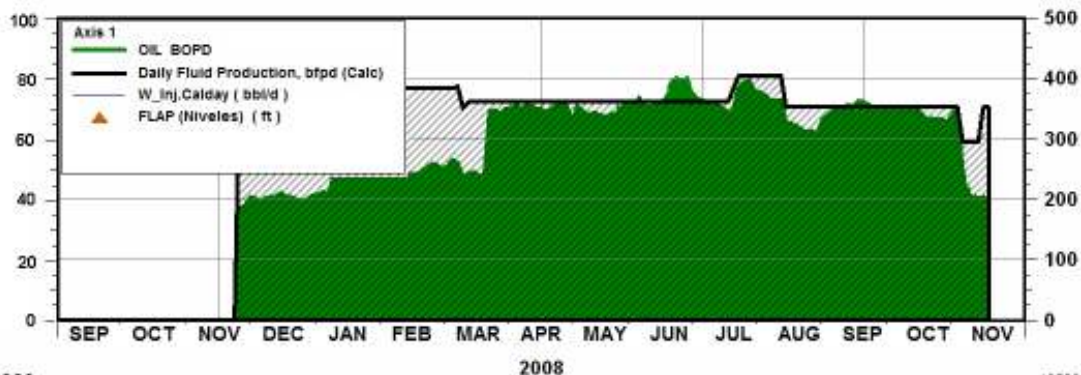


Fig. 6.5 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-2152. Tomado de OFM 2005.

La siguiente tabla muestra un balance económico entre la escena normal y la escena canalizada discriminada por día y por mes (ver tabla 6.3). Se puede observar una considerable cantidad de aceite no generado (5430 BOPM) traducido a dólares (USD\$ 141180 por mes), este valor únicamente corresponde a este patrón y justifica la realización de un trabajo remedial.

PRODUCTORES PATRON 2	ESCENA NORMAL		ESCENA CANALIZADA		PÉRDIDAS	
	BOPD	U\$	BOPD	U\$	BOPD	U\$
C-2153	90	2340	13	338	77	2002
C-928	87	2262	60	1560	27	702
C-2033	90	2340	43	1118	47	1222
C-2152	70	1820	40	1040	30	780
TOTAL PATRON 2	337	8762	156	4056	181	4706
TOTAL PATRON 2 MENSUAL	10110	262860	4680	121680	5430	141180

Tabla 6.3 Análisis económico patrón 2.

6.3 PATRÓN 3: PRODUCTOR CANALIZADO C-2212 (ARENAS C1)

Una revisión de las curvas de producción de los pozos aledaños indica que sólo los pozos C-355, C-2212, C-365 y C-1471 disminuyeron su caudal de

aceite para el intervalo de tiempo en el que se presentó la canalización, como se observa en las figuras 6.6, 6.7, 6.8 y 6.9.

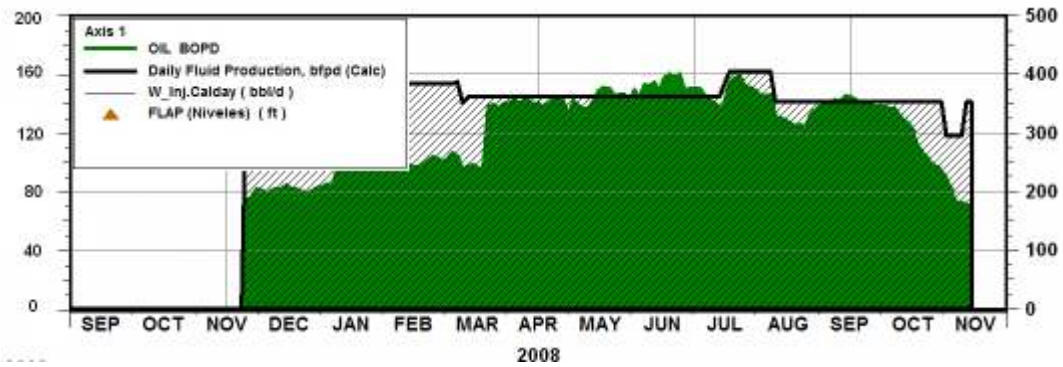


Fig. 6.6 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-355. Tomado de OFM 2005.

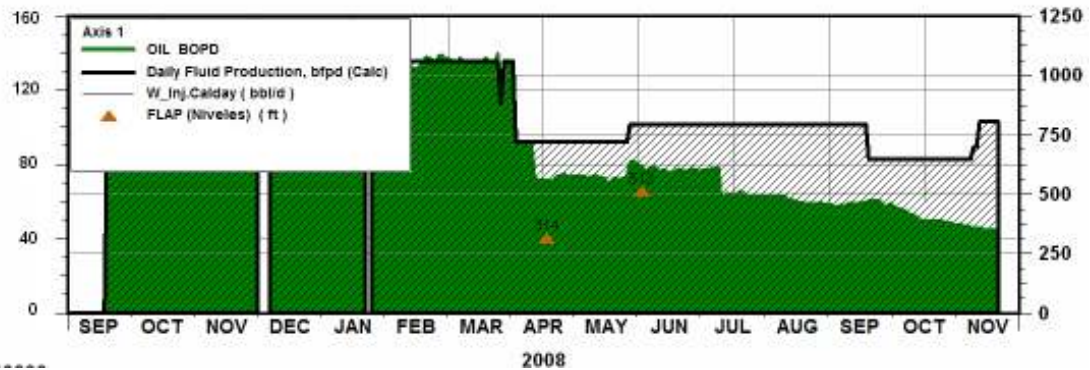


Fig. 6.7 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-2212. Tomado de OFM 2005.

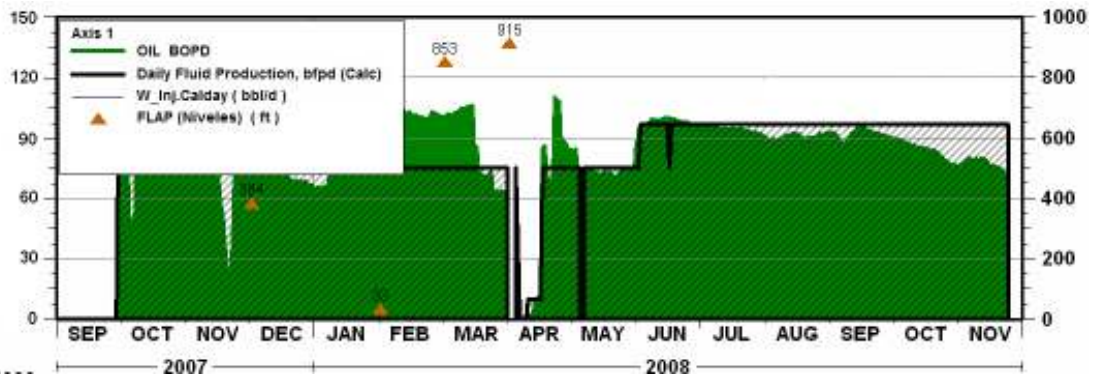


Fig. 6.8 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-365. Tomado de OFM 2005.

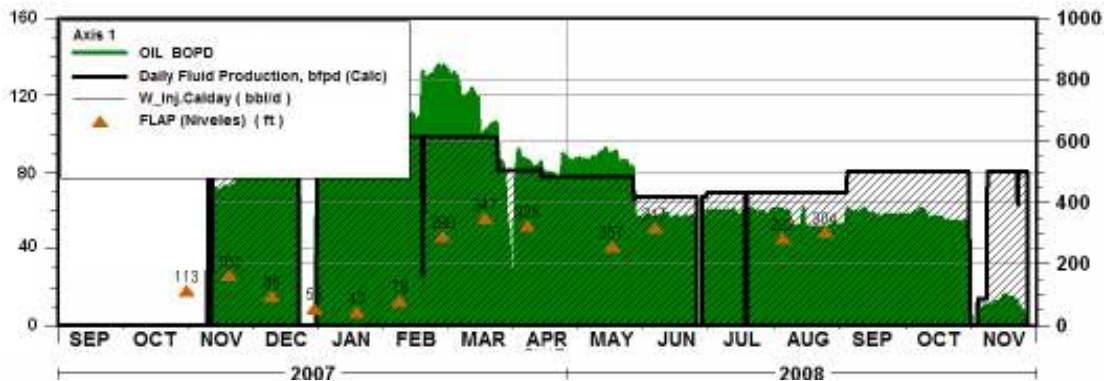


Fig. 6.9 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-1471. Tomado de OFM 2005.

La siguiente tabla muestra un balance económico entre la escena normal y la escena canalizada discriminada por día y por mes (ver tabla 6.4). Se puede observar una considerable cantidad de aceite no generado (3360 BOPM) traducido a dólares, este valor únicamente corresponde a este patrón y justifica la realización de un trabajo remedial.

PRODUCTORES PATRON 3	ESCENA NORMAL		ESCENA CANALIZADA		PÉRDIDAS	
	BOPD	U\$	BOPD	U\$	BOPD	U\$
C-2112	29	754	7	182	22	572
C-355	140	3640	70	1820	70	1820
C-2212	58	1508	40	1040	18	468
C-365	70	1820	68	1768	2	52
C-1471	71	1846	15	390	56	1456
TOTAL PATRON 3 DIARIO	297	7722	185	4810	112	2912
TOTAL PATRON 3 MENSUAL	8910	231660	5550	144300	3360	87360

Tabla 6.4 Análisis económico patrón 3.

6.4 PATRÓN 4: PRODUCTOR CANALIZADO C-1881(ARENAS C1)

Una revisión de las curvas de producción de los pozos aledaños indica que sólo los pozos C-1793, C-1887 y C-1008 disminuyeron su caudal de aceite para el intervalo de tiempo en el que se presentó la canalización, como se observa en las figuras 6.10, 6.11 y 6.12.

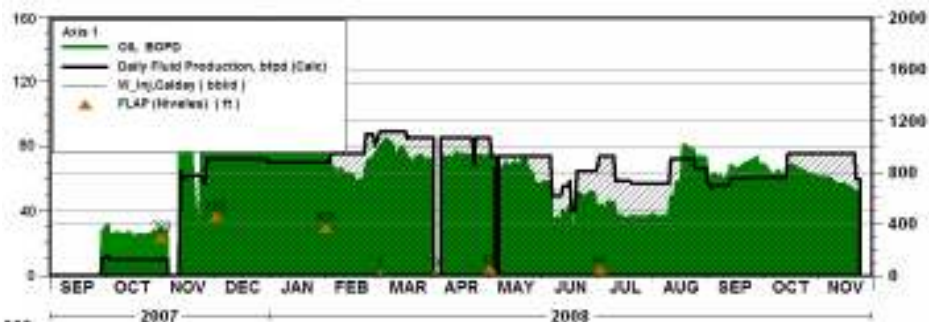


Fig. 6.10 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-1793. Tomado de OFM 2005.

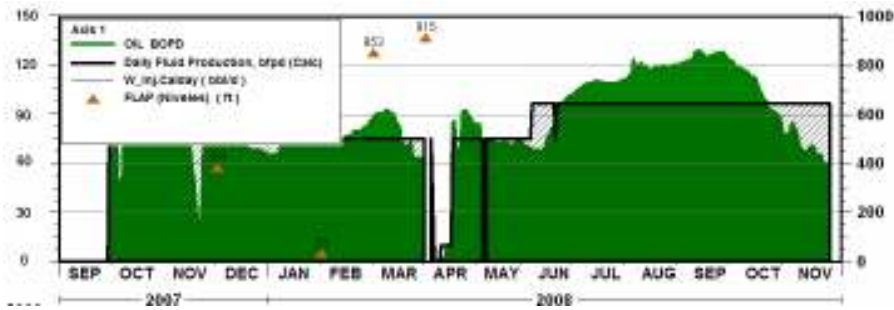


Fig. 6.11 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-1887. Tomado de OFM 2005.

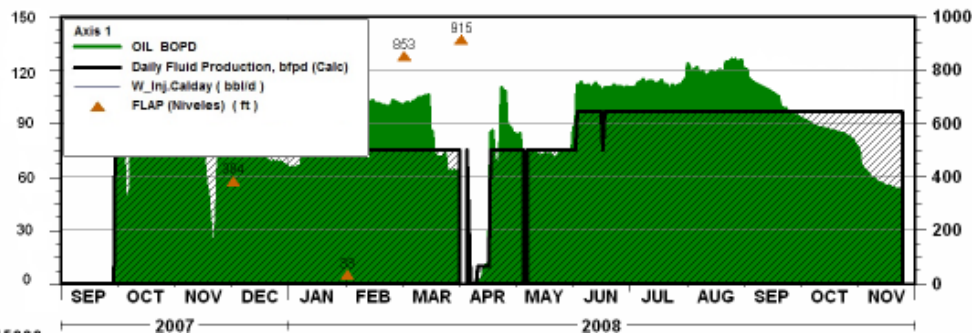


Fig. 6.12 Comportamiento de la producción en pozos aledaño C-1008. Tomado de OFM 2005.

La siguiente tabla muestra un balance económico entre la escena normal y la escena canalizada discriminada por día y por mes (ver tabla 6.5). Se puede observar una considerable cantidad de aceite no generado (2340 BOPD) traducido a dólares (USD\$ 60840 por mes), este valor únicamente corresponde a este patrón y justifica la realización de un trabajo remedial..

PRODUCTORES PATRON 4	ESCENA NORMAL		ESCENA CANALIZADA		PÉRDIDAS	
	BOPD	U\$	BOPD	U\$	BOPD	U\$
C-1881	42	1092	10	260	32	832
C-1793	60	1560	50	1300	10	260
C-1887	70	1820	59	1534	11	286
C-1008	75	1950	50	1300	25	650
TOTAL PATRON 4 DIARIO	247	6422	169	4394	78	2028
TOTAL PATRON 4 MENSUAL	7410	192660	5070	131820	2340	60840

Tabla 6.5 Análisis económico patrón 4.

6.5 CONSOLIDADO DEL CAMPO

PATRON	ESCENA NORMAL		ESCENA CANALIZADA		PÉRDIDAS	
	BOPD	U\$	BOPD	U\$	BOPD	U\$
1	660	17160	53	1378	607	15782
2	337	8762	156	4056	181	4706
3	297	7722	185	4810	112	2912
4	247	6422	169	4394	78	2028
TOTAL CAMPO DIARIO	1541	40066	563	14638	978	25428
TOTAL CAMPO MENSUAL	46230	1201980	16890	439140	29340	762840

Tabla 6.6 Análisis económico del campo.

Teniendo en cuenta los cuatro (4) patrones donde se presentó la canalización se observa una cantidad de aceite no generado de 978 BOPD (29340 BOPM) que equivalen a USD\$ 25428 por día (USD\$ 762840 por mes). Una magnitud apreciable teniendo en cuenta que en el campo la producción promedio oscila entre los 30 BOPD y los 200 BOPD, dejar de producir 978 BOPD tiene un gran impacto en el desarrollo del campo y se justifica remediar las anomalías en el menor tiempo posible ya que es posible recuperarlo con trabajos de workover u otros procedimientos de ingeniería (ver tabla 6.6).

6.6 RECUPERACIÓN ESTIMADA

Cuando se canaliza una zona desde el inyector al productor, se deja de dar soporte de presión por esta en los pozos correspondientes al patrón y en el productor canalizado se anula la producción de las demás arenas. Se estima que tras un trabajo remedial en cada uno de los pozos inyectores canalizados se recupere un porcentaje equivalente al total producido por las arenas involucradas teniendo en cuenta que entre el 70 y 80 por ciento del aceite producido proviene de las arenas C2 y entre un 20 y 30 por ciento se produce de las arenas restantes⁹. Por lo tanto si se ha canalizado la zona C2 que produce un 70% de aceite lo más factible es que cuando se repare la anomalía en el inyector, es decir, se deje de inyectar por C2, no se recupere este 70% sino el 30% correspondiente al efectivo soporte de presión en las arenas restantes. Si se canaliza por C1 (aproximadamente 30%), se espera recuperar cerca del 70% correspondiente al efectivo soporte de presión.

Para este análisis se tomaron tres (3) escenarios de recuperación probable: alto, medio y bajo. El escenario alto considera un riesgo de ejecución desfavorable mínimo de 10%, el medio de 50% y el bajo de 90% (datos sugeridos por personal de costos e ingeniería de operaciones).

PATRON	PÉRDIDAS BOPD	ESCENARIOS DE RECUPERACIÓN					
		ALTO		PROMEDIO		BAJO	
		BOPD	U\$	BOPD	U\$	BOPD	U\$
1	607	163.89	4261.14	91.05	2367.3	18.21	473.46
2	181	48.87	1270.62	27.15	705.9	5.43	141.18
3	112	70.56	1834.56	39.2	1019.2	7.84	203.84
4	78	49.14	1277.64	27.3	709.8	5.46	141.96
TOTAL CAMPO DIARIO	978	332.46	8643.96	184.7	4802.2	36.94	960.44
TOTAL CAMPO MENSUAL	29340	9973.8	259318.8	5541	144066	1108.2	28813.2

Tabla 6.7 Escenarios de recuperación.

El escenario promedio indica que se puede recuperar una buena cantidad de aceite aproximadamente 185 BOPD (ver tabla 6.7), que sería el equivalente de producción de un pozo recién completado, esto no quiere decir que se

⁹ Informe técnico ECOPETROL 2005.

obtenga siempre el valor promedio, se puede esperar tanto el escenario alto como el bajo. Teniendo en cuenta que para el caso del campo La Cira-Infantas la solución mas factible por costos, diseño e impacto es implementar sartas selectivas que tienen un valor máximo de USD\$ 60.000¹⁰ que implica una configuración para 3 intervalos, se realiza otro análisis donde se adjunte el valor de remediación por patrón y el tiempo de retorno de la inversión para corroborar si se justifica el procedimiento.

PATRON	PERDIDO DIARIO		RECUPERAR DIARIO PROMEDIO		TRABAJO RECOMENDADO	VALOR USD\$	DIAS DE RECUPERACION INVERSION
	BOPD	USD\$	BOPD	USD\$			
1	607	15782	91.05	2367.3	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	25
2	181	4706	27.15	705.9	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	85
3	112	2912	39.2	1019.2	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	59
4	78	2028	27.3	709.8	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	85
TOTALES	978	25428	184.7	4802.2		240000	50

Tabla 6.8 Retorno de la inversión.

La tabla 6.8 se realizó tomando el promedio diario a recuperar y dio como resultado un retorno de la inversión en un promedio de 50 días, es un valor favorable ya que es un intervalo de tiempo corto a partir del cual se generara una producción incremental que aportará ingresos a la compañía. En el escenario alto se recupera en 28 días y en el peor de los casos en 250. (Ver anexos 2.

Se justifica la realización del proyecto.

¹⁰ Well planning report. Operación bajada de sarta selectiva pozo C-7SJ2.

7. CONCLUSIONES

Diariamente en el campo debido a la canalización se pierden 978 BOPD (29340 BOPM) que equivalen a USD\$ 25428 por día (USD\$ 762840 por mes), cifras que justifican la realización de trabajos remediales.

Un alto corte de agua acompañado de una baja salinidad ayuda a seleccionar pozos productores con posible canalización, pero no son indicativos fiables de que esta se encuentre presente.

Mediante un análisis combinado del comportamiento de las variables de producción, condición operacional, estado mecánico, diagramas de Chan, diagramas de Hall y operaciones aledañas se diagnosticó la presencia de canalización en los pozos: I-261, C-1881, C-2112 y C-2153.

Los perfiles de inyección tomados con trazador radiactivo, acompañados con un análisis del estado mecánico y de la condición operacional de los pozos inyectoros pertenecientes al anillo primario de inyección al que pertenece el pozo productor canalizado, definen la dirección de la canalización y el intervalo arenoso afectado de la siguiente forma: el productor I-261 se canalizó desde el inyector C-7sj2, el productor C-1881 se canalizó desde el inyector C-1791, el productor C-2153 se canalizo desde el inyector C-1313 y el productor C-2112 se canalizó desde el inyector C-2175.

Los diagramas de Hall tomados graficados para los pozos inyectoros del campo La Cira-Infantas no son de mucha utilidad para identificar canales de flujo preferencial, debido a que la frecuencia de medición de las variables para realizar el grafico no es la adecuada para identificar anomalías tempranas como una canalización.

La trazabilidad natural que brinda la salinidad es un indicador de potenciales pozo problema y del avance de las aguas de inyección.

La validación de campo es un procedimiento que certifica la presencia de un canal de flujo preferencial y de su dirección, El trabajo realizado en el pozo inyector canalizado C-7SJ2 demuestra que se puede incrementar el factor de recobro en el patrón señalado.

Las sartas selectivas son la remediación más efectiva y de mayor impacto inyectivo – productivo para el campo en mención.

El tiempo de retorno de la inversión para remediar los patrones canalizados y su impacto en el recobro final de aceite hacen viable la realización de este proyecto.

Un alto corte de agua acompañado de una baja salinidad ayuda a seleccionar pozos productores con posible canalización, pero no son indicativos fiables de que esta se encuentre presente.

8. RECOMENDACIONES

Aplicar el análisis acá planteado de manera frecuente, para identificar de forma temprana canales de flujo preferencial que se traduce en pérdidas económicas para la empresa.

En lo posible realizar registros de perfil radiactivo a los pozos inyectores que aun no los tienen y tomarlos en lapsos de tiempo cortos para todos.

Realizar validaciones de campo para los pozos canalizados detectados en esta tesis.

Llevar un control más oportuno de detección de canalizaciones en el campo La Cira-Infantas.

Extrapolar el procedimiento a otros campos que presenten inyección de agua y tengan indicios de canalización.

Identificar las posibles causas de canalización de la mano con el presente estudio.

BIBLIOGRAFÍA

1. Hall, H.N., "How to Analyze Waterflood Injection Well Conformance", World Oil, Octubre, 1963.
2. Chan, K.S., 1995, Water control diagnostic plots, SPE 30775 presented at the 70th Annual Technical Conference.
3. Silva Arias, Cristian Eladio. Standing, M.B. *desarrollo y manejo de información de pozos nuevos a perforar en el campo la Cira-Infantas*. 2008.
4. Well planning report. Trabajo de acidificación de well service pozo C-937 del 28/11/08.
5. Reporte diario de operaciones 20/12/08.
7. Well planning report. Reporte de toma de bloque de impresión pozo C-1191 de 30/04/07.
8. Well planning report. Operación bajada de sarta selectiva pozo C-7SJ2.
9. Ecopetrol. 2006, informe técnico del campo La Cira-Infantas.
10. OFM (oil field manager). 2005, base de datos de producción, inyección e información geológica del campo La Cira-Infantas.
11. DSS. 2008, base de datos de producción, inyección e información geológica del campo La Cira-Infantas.
12. Geographix discovery. 2008, base de datos geológicos y petrofísicos del campo La Cira-Infantas.

ANEXO 1

VALIDACIÓN EN CAMPO DEL POZO PRODUCTOR CANALIZADO I-261

Con los resultados obtenidos se procede a validar los análisis, el caso mas preocupante es el pozo I-261 ya que su caída desde los 480 BOPD hasta los 20 BOPD es una gran perdida, motivo por el cual se llevó a cabo la validación.

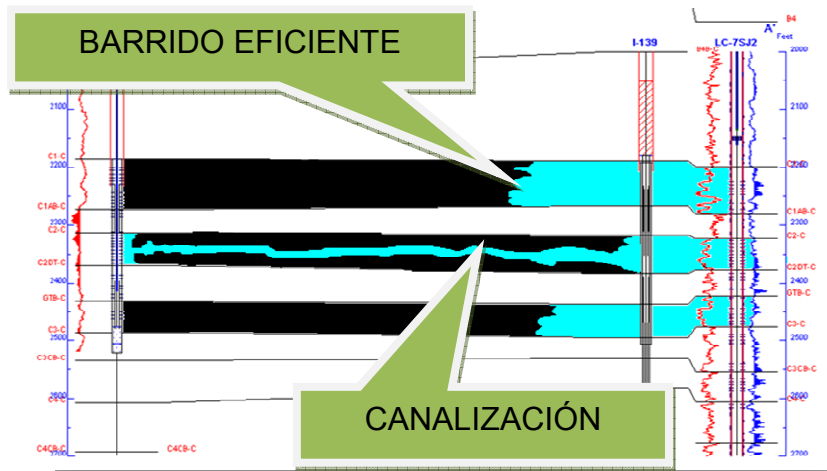
El procedimiento llevado a cabo fue muy sencillo, conociendo el estado canalizado del pozo I-261 se realizó una prueba de ensayo y error con los pozos inyectoriales aledaños: C-7SJ2, C7SJ4, C-7SJ8, C-2067. Manteniendo siempre abierto el productor se procedía a dejar solo un pozo en inyección mientras los demás se cerraban. El pozo canalizado debería mostrar su efecto en el productor especialmente en el corte de agua.

Los resultados mostraron que el pozo inyector C-7SJ2 afectaba directamente al productor I-261 induciendo a que este tuviera un corte de agua cercano al 100%.

INYECTOR	ESTADO	RESPUESTA I-261
C-7SJ8	CERRADO	WOR 100%
C-7SJ2	ABIERTO	
C-7SJ4	CERRADO	
C-2067	CERRADO	

Estado final de la prueba de ensayo y error.

El siguiente gráfico muestra la conectividad existente entre las arenas del pozo inyector y el productor resaltando el barrido eficiente en las capas sin problema así como el intervalo canalizado.

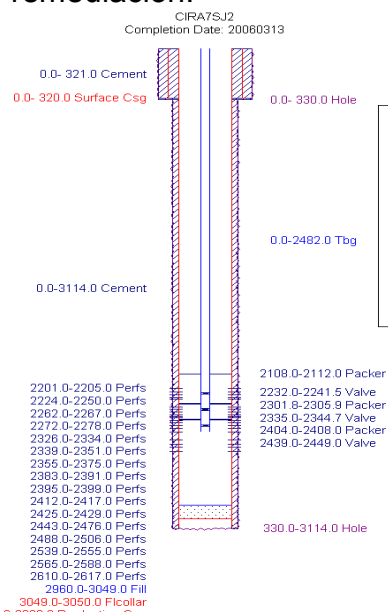


Conectividad de arenas entre los pozos C-7SJ2 e I-261. Tomado de OFM 2005.

TRABAJOS DE REMEDIACIÓN

Cuando se identifica una canalización el trabajo mas recomendable es aislar la zona perjudicada desde el pozo inyector, ya que si el trabajo se realiza en el productor no tiene gran efecto por que la canalización seguiría hasta encontrar otro punto de baja presión donde se vuelva exponer, además el inconveniente hace que la inyección no tenga el barrido deseado al puntualizarse solo hacia la línea de menor esfuerzo sin brindar el soporte de presión esperado ni la producción incremental lograda con un adecuado trabajo de recobro. Remediando el inyector se recupera la presión y la producción de los pozos aledaños, mientras que interviniendo el productor no se garantiza recuperación de presión ni de producción en aledaños.

Teniendo en cuenta que el inyector C-7SJ2 se encontraba canalizado en sus arenas C2 y que este se comprende de una sarta de inyección sencilla, se tendría que ejecutar un plan para aislar la zona ya fuera con una sarta selectiva o con un trabajo de cementación remedial. Se optó por instalar una sarta selectiva que comprendiera las arenas C1, C2 y C3 ya que esta permitiría regular el flujo de agua a inyectar en cada intervalo de forma controlada, además resulta menos riesgoso y costoso que un trabajo de cementación. La siguiente imagen muestra la configuración mecánica del pozo inyector luego de su remediación.



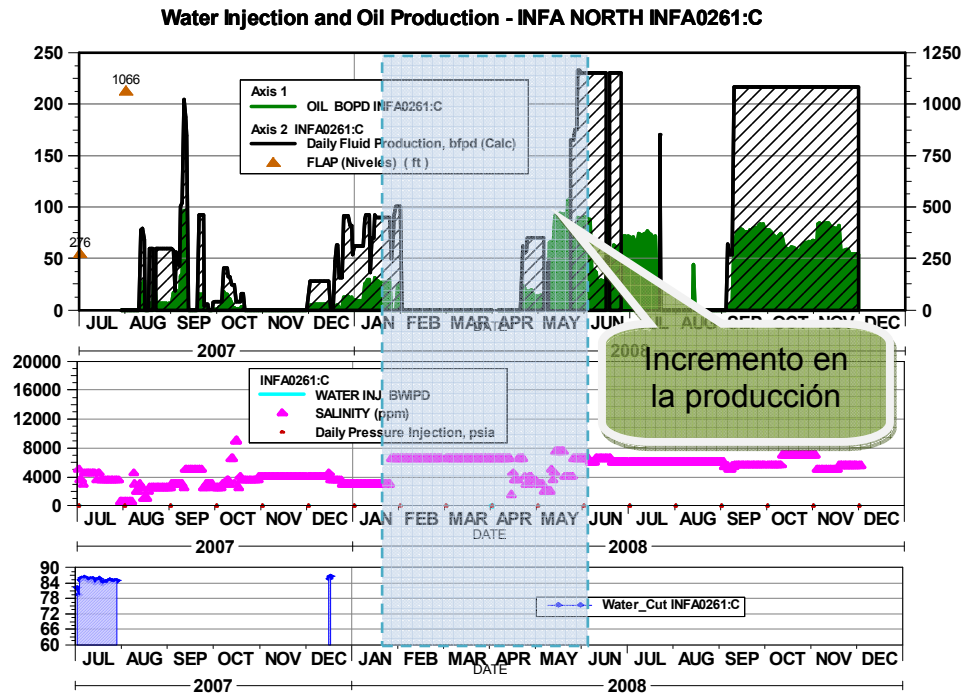
Estado mecánico del inyector C-7SJ2 luego de su intervención. Tomado de OFM 2005.

Los intervalos C1 y C3 se dejaron abiertos mientras que se dejo un regulador ciego en las arenas C2 para evitar inyectar agua por este intervalo, esto quiere decir que la inyección en este pozo no seguirá brindando soporte de

presión a las arenas C2; por otro lado se asegurará de que la canalización en C2 desaparezca y que se aporte presión adecuadamente.

RESULTADOS

- En el pozo productor debería notarse un descenso del corte de agua acompañado de un incremento de la producción de aceite y de su salinidad.



Comportamiento de las variables de producción luego del trabajo remedial. Tomado de OFM 2005.

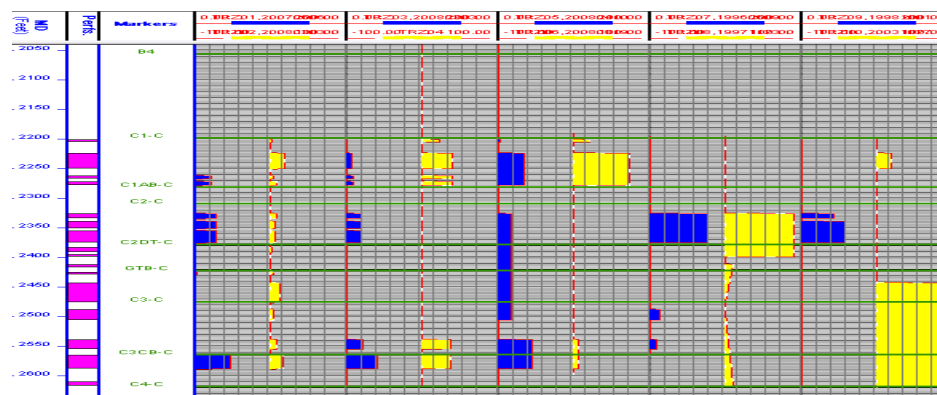
En el gráfico se puede notar que la producción de aceite pasó de estar en 20 BOPD cuando estaba canalizado a producir 90 BOPD luego de remediarlo, no es probable recuperar la producción inicial ya que no existe soporte de presión en C2 y el crudo presente allí no está siendo producido en la misma proporción que cuando funcionaba normalmente. La salinidad inició su incremento a partir de los 2000 ppm en los que se encontraba y ha ido creciendo con el pasar del tiempo productivo, por otro lado el corte de agua se encuentra en niveles cercanos al 80% lo que indica que el trabajo fue exitoso.

PRODUCCIÓN BOPD				
POZO	INICIAL	CANALIZADO	DESPUES	% RECUPERACION
I-191	120	18	120	100
I-262	60	15	70	117
I-261	480	20	90	19
TOTAL	660	53	280	78

Balance de recuperación posterior luego del trabajo remedial. Tomada de registros diarios de producción.

Esta tabla muestra el incremento de la producción debida a la remediación del pozo canalizado e indica los porcentajes de recuperación obtenidos, se observa que los resultados fueron mejor que el promedio esperado.

En el pozo inyector, el perfil de inyección deberá tener un comportamiento estable y bien distribuido en los intervalos C1 y C3 así como un cambio de pendiente en su diagrama Hall al taponarse una de sus zonas.



Perfil de inyección posterior al trabajo remedial. Tomado de OFM 2005.

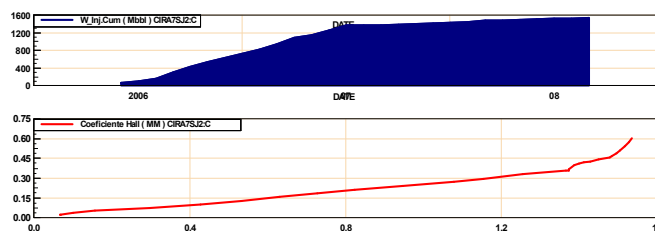


Diagrama hall luego del trabajo remedial. Tomado de OFM 2005.

El registro de perfil de inyección muestra un cambio en su comportamiento debido al cierre de las arenas C2, la distribución de caudales cambio y no muestra indicios de problema. Por otro lado la pendiente hall se incremento a partir del taponamiento del intervalo.

Debido a un cambio administrativo y operacional no se pudo concretar la validación de los demás pozos problema quedando estos a decisión del nuevo personal.

ANEXO 2

PATRON	PERDIDO DIARIO		RECUPERAR DIARIO ALTO		TRABAJO RECOMENDADO	VALOR USD\$	DIAS DE RECUPERACION INVERSION
	BOPD	USD\$	BOPD	USD\$			
1	607	15782	163.89	4261.14	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	14
2	181	4706	48.87	1270.62	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	47
3	112	2912	70.56	1834.56	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	33
4	78	2028	49.14	1277.64	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	47
TOTALES	978	25428	332.46	8643.96		240000	28

Recuperación de la inversión escenario alto.

PATRON	PERDIDO DIARIO		RECUPERAR DIARIO BAJO		TRABAJO RECOMENDADO	VALOR USD\$	DIAS DE RECUPERACION INVERSION
	BOPD	USD\$	BOPD	USD\$			
1	607	15782	18.21	473.46	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	127
2	181	4706	5.43	141.18	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	425
3	112	2912	7.84	203.84	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	294
4	78	2028	5.46	141.96	SARTA SELECTIVA - AISLAR ARENAS	60000	423
TOTALES	978	25428	36.94	960.44		240000	250

Recuperación de la inversión escenario bajo