

**EVALUACION DEL RECOBRO SECUNDARIO POR INYECCION DE AGUA EN  
EL CAMPO YAGUARÁ**

**CARMEN YISELLA GOMEZ CASTILLO**

**Cód.: 2007165073**

**ALEJANDRO SANTANDER NARVAEZ**

**Cód.: 2006263439**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2013**

**EVALUACION DEL RECOBRO SECUNDARIO POR INYECCION DE AGUA EN  
EL CAMPO YAGUARÁ”**

**CARMEN YISELLA GOMEZ CASTILLO  
Cód.: 2007165073  
ALEJANDRO SANTANDER NARVAEZ  
Cód.: 2006263439**

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

**Director:  
MARTIN MESA  
Ingeniero de Petróleos – ECOPETROL**

**Co-Director:  
LUIS ENRIQUE MANTILLA  
Ingeniero de petróleos- UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2013**

**NOTA DE ACEPTACION**

---

---

---

---

---

**Presidente del Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

## DEDICATORIA

*Este documento va dedicado especialmente:*

*A Dios por darme la perseverancia y la sabiduría para culminar con éxito esta etapa de mi vida y por guiarme en cada decisión que tomo para seguir el camino correcto. A mis padres, Aldemar Gómez y Gloria Stella Castillo, quienes siempre han estado a mi lado con sus enseñanzas, su guía y apoyo incondicional, gracias a ellos he logrado ser lo que hoy en día. A mis hermanos, Aldemar, Carlo, Jorge y Mirian, quienes me han apoyado en cada dificultad y siempre he encontrado en ellos la ayuda que he necesitado. A Edersson, quien me ha dado todo su amor, comprensión y apoyo incondicional durante cada día a su lado, la persona que siempre ha estado ahí con sus palabras de aliento y consejos acertados cuando más lo he necesitado. A mis abuelos, Rosa Gómez, Mirian Navia y Jaime Molina, quienes han estado siempre pendientes de mí y dispuestos a colaborarme en todo. A mis amigos quienes me brindaron su apoyo cuando más lo necesitaba y a todas las personas que de una u otra manera contribuyeron a la culminación de esta meta dedico mi proyecto.*

*Carmen Yisella Gómez Castillo*

*Este documento está dedicado especialmente a Dios por todas las bendiciones que he recibido. A mi mamá Clara Emilce Narvaez y mis hermanos por todo el apoyo incondicional que me han brindado, a mis tíos, primos y especialmente a mi abuelo quien ha sido un ejemplo de vida para mí. A mi papa por su apoyo y colaboración, a la Universidad Surcolombiana por brindarme los conocimientos necesarios para poder ser un gran profesional.*

*A mi compañera de tesis Carmen Yisella Gómez y a mis compañeros de la carrera que de una u otra forma fueron de gran apoyo con sus conocimientos y consejos. A mi compañero Maiver Ramiro Díaz por su gran ayuda durante el transcurso de mi carrera, a María José Cuellar quien me sirvió de guía en gran parte de la realización de este proyecto.*

*A Yamileth Burbano quien me ha brindado su amor, dedicación y paciencia, como también ha estado presente en los buenos y malos momentos, ha sido de gran apoyo cuando más la he necesitado.*

*A todos mis familiares quienes confiaron en mí, dieron su apoyo incondicional para llegar a ser la persona que soy hoy. A todas las personas que de una u otra forma me acompañaron durante este ciclo de mi vida.*

*Alejandro Santander Narváez*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores de este trabajo expresa sus más sinceros agradecimientos a:

Ecopetrol S.A. Campo Yaguará. Por su respaldo y por brindarnos los recursos necesarios para la elaboración del proyecto.

Ing. Martín Mesa, Ingeniero de campo, área de ingeniería, campo Yaguará, Ecopetrol S.A y director del proyecto de grado, por su valiosa colaboración, enseñanzas y amistad a lo largo de este trabajo quien nos guio y con su experiencia aportó importantes recomendaciones para el desarrollo del proyecto.

Ing. Olga Castillo, Ingeniero de Petróleos, Ingeniero de Producción, campo Yaguará, Ecopetrol S.A. por su valiosa experiencia, colaboración, apoyo y asesoría.

Ing. Omar Huertas, Ingeniero de Petróleos, Ingeniero de Yacimientos, campo Yaguará, Ecopetrol S.A., por su orientación, colaboración, dedicación y apoyo durante todas las etapas del proyecto.

Ing. Luis Enrique Mantilla, Ingeniero de petróleo, codirector del proyecto de grado, por su dedicación, aporte para el proyecto y expresarle el gran aprecio que se merece.

Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D. en Ingeniería de Petróleos, profesor de la Universidad Surcolombiana, un hombre entregado a Dios, a su Familia y sobre todo a sus estudiantes, muchas gracias por ese apoyo y amistad incondicional en todo momento, por sus enseñanzas académicas y dedicarnos parte de su tiempo para colaborarnos y asesorarnos en nuestro proyecto.

Ervin Aranda Aranda, Ingeniero de Petróleos, por sus valiosas enseñanzas y consejos tanto para la vida profesional como personal, por sus enseñanzas académicas y dedicarnos parte de su tiempo para colaborarnos y asesorarnos en nuestro proyecto.

Orlando Mayorga, Msc. en Ingeniería catastral y Geodesia, por brindarnos su amistad y colaboración siempre que lo necesitamos, profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la culminación de este proyecto.

## CONTENIDO

	Pág.
LISTA DE FIGURAS	9
LISTA DE GRAFICAS	11
LISTA DE TABLAS	13
RESUMEN	14
ABSTRACT	15
INTRODUCCION	16
1 GENERALIDADES	18
1.1 Historia Del Campo	18
1.2 Localización	20
1.3 Características Generales De Los Fluidos	22
1.4 Geología General Del Campo	23
1.4.1 Geología Regional	23
1.4.2 Arenas Productoras	25
1.4.2.1 Cobertura Productiva	25
1.4.2.2 Estratigrafía	25
1.4.3 Modelo Geológico Estructural	26
1.4.4 Modelo Geológico Estratigráfico	28
1.4.4.1 Litología	29
2 MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO	33
2.1 MEDIOS POROSOS	33
2.2 POROSIDAD:	33
2.3 Métodos de recuperación mejorada de petróleo (Improved Oil Recovery, IOR por sus siglas en ingles).	35
2.4 Recuperación asistida del petróleo (Enhanced Oil Recovery, EOR por sus siglas en ingles).	36
3 PROCEDIMIENTO DESARROLLADO EN LA EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO YAGUARÁ	38
3.1 Fuentes De Información	38
3.2 Consideraciones Generales	38
3.3 Estructura De La Evaluación A Nivel De Campo	39
3.3.1 Gráfico De Producción Total De Líquidos Vs Tiempo.	39
3.3.2 Índice De Vaciamiento (Voidage Replacement Ratio, VRR Por Sus Siglas En Ingles).	40
3.3.3 Radio De Influencia De Pozos	40
3.3.4 Factor De Recobro Y Volumen Poroso	41

3.4	Estructura De La Evaluación A Nivel De Bloques	41
3.4.1	Gráfico De Producción Total De Líquidos Vs Tiempo.	41
3.4.2	El Cuadrante Del Factor De Recobro Y Volumen Poroso	41
3.5	Arenas Abiertas (Productor E Inyector).	43
4	DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO YAGUARÁ	44
4.1	Historia del método de recuperación por inyección de agua del Campo Yaguará.	48
4.2	Evaluación de las Presiones	49
4.3	Índice de vaciamiento (VRR)	50
4.4	Radio de influencia de pozos (MAPAS DE BURBUJA)	51
4.5	Evaluación del Factor de recobro	53
5	EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA A NIVEL DE BLOQUES DEL CAMPO YAGUARÁ	54
5.0	Evaluación de presiones	55
5.1	BLOQUE 1 (B1)	56
5.1.1	Presiones	56
5.1.2	Producción de líquidos vs tiempo	57
5.1.3	Factor de recobro	59
5.1.4	Arenas abiertas	59
5.2	BLOQUE 3 NORTE (B3N)	60
5.2.1	Presiones	61
5.2.2	Producción de líquidos vs tiempo	61
5.2.3	Factor de recobro.	63
5.2.4	Arenas abiertas.	64
5.2.5	Recomendaciones.	64
5.3	BLOQUE 3 SUR (B3S)	65
5.3.1	Presiones	65
5.3.2	Producción de líquidos vs tiempo	66
5.3.3	Factor de recobro	67
5.3.4	Arenas abiertas	68
5.4	BLOQUE 4 NORTE (B4N)	68
5.4.1	Presiones	69
5.4.2	Producción de líquidos vs tiempo	70
5.4.3	Factor de recobro	71
5.4.4	Arenas abiertas	72
5.5	BLOQUE 4 CENTRO (B4C)	73
5.5.1	Presiones	74
5.5.2	Producción de líquidos vs tiempo	74
5.5.3	Factor de recobro	76
5.5.4	Arenas abiertas	77
5.6	BLOQUE 4 SUR (B4S)	77

5.6.1	Presiones	78
5.6.2	Producción de líquidos vs tiempo	79
5.6.3	Factor de recobro	81
5.6.4	Arenas abiertas	81
5.7	BLOQUE 5 NORTE (B5N)	83
5.7.1	Presiones	83
5.7.2	Producción de líquidos vs tiempo	84
5.7.3	Factor de recobro	86
5.7.4	Arenas abiertas	86
5.8	BLOQUE 5 SUR (B5S)	87
5.8.1	Presiones	88
5.8.2	Producción de líquidos vs tiempo.	88
5.8.3	Factor de recobro	90
5.8.4	Arenas abiertas	90
	CONCLUSIONES	92
	RECOMENDACIONES	95
	BIBLIOGRAFÍA	97
Anexo 1.	MAPA DE BURBUJAS RADIO DE DRENE DEL CAMPO YAGUARÁ.	100
Anexo 2.	CONDICIONES ACTUALES DE EXPLOTACIÓN.	102
Anexo 3.	Definiciones	106



## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Localización geográfica del Campo Yaguará.	21
Figura 1.2. Vista satelital del campo Yaguará Google Earth.	21
Figura 1.3. Ubicación del campo Yaguará sobre el mapa Geológico de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.	24
Figura 1.4. Evolución de la interpretación de la estructura del Campo Yaguará que ha integrado progresivamente sísmica 3D e información de pozo.	27
Figura 1.5. Perfil sísmico del campo Yaguará	28
Figura 1.6. Calibración del modelo de porosidad y permeabilidad con datos de núcleos. MA-031.	29
Figura 1.7. Columna Estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena subcuenca de Neiva. (Modificado de Ecopetrol, ICP-2000).	30
Figura 1.8. El onlap de las facies de Yaví y Caballos se da sobre los vulcanoclásticos de Saldaña, así como se indica en este paleoalto sin color.	30
Figura 1.9. Correlaciones estratigráficas mostrando la distribución y variación de los cuerpos arenosos de base a tope en la Formación Caballos	31
Figura 1.10. Detalle de una arena de canal continental a escala de núcleo y de imagen SEM en donde se detalla la mineralogía y calidad del espacio poroso que se refleja en la alta saturación de petróleo	32
Figura 2.1 Esquema del paso del caudal en medios porosos.	33
Figura 2.2 Esquema del desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo (según Clark)	36
Figura 2.3 Mapa de facies, estado mecánico del pozo	37
Figura 3.1. Volumen poroso vs factor de recobro.	42
Figura 4.1. Ubicación de los pozos del Campo Yaguará	44
Figura 4.2. Formato de la distribución de flujo para cada pozo, 1. Nombre del pozo, 2. Arenas productoras, 3. Intervalos cañoneados.	45
Figura 4.3. Formato de la distribución de flujo para cada pozo, 4. Bloque al que pertenece la arena, 5. Tope y base de cada arena del pozo, 6. Fecha y evento que afectan la producción o inyección, 7. Si a la fecha el pozo es productor o inyector, 8. Arena abierta (o) en caso de pozo productor, (i) en caso de pozo inyector y (c) en caso de arena cerrada.	45
Figura 4.4. Formato de la distribución de flujo para cada pozo, 9. Petrofísica de cada arena abierta.	46
Figura 4.5. Formato de la distribución de flujo para cada pozo, 10. Registros PLT, ILT o TR	46

según el caso en la fecha realizado.

Figura 4.6. Formato de la distribución de flujo para cada pozo, 11. Asignación de un método de distribución de flujo para el pozo, 12. Resultado en fracción de la distribución de flujo del pozo	46
Figura 4.7. Mapa de burbujas radio de drene del Campo Yaguará Zona B.	51
Figura 5.1. Ubicación de pozos productores, inyectores y abandonados, por bloques en el campo Yaguará	54
Figura 5.2. Pozos productores influenciados por el pozo inyector MA-105	56
Figura 5.3. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores en el bloque B3N.	60
Figura 5.4. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores del bloque B3S.	65
Figura 5.5 . Pozos productores influenciados por los pozos inyectores en el bloque B4N.	69
Figura 5.6. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores en el bloque B4C.	73
Figura 5.7. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores en el bloque B4S.	78
Figura 5.8. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores del bloque B5N.	83
Figura 5.9. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores del bloque B5S.	87
Figura 1.1 Mapa de burbujas del radio de drene del campo Yaguará Zona B.	100
Figura 1.2. Mapa de burbujas del radio de drene del campo Yaguará Zona M.	101
Figura 2.1. Batería Yaguará – Esquema general del proceso de petróleo y gas.	103
Figura 2.2. Batería Yaguará – Esquema general del proceso de tratamiento e inyección de agua.	103
Figura 3.1. Caracterización del TVDss	106
Figura 3.2. Ejemplo de cómo convertir la presión de la profundidad TVDss de un punto a la profundidad TVDss escogida para el campo.	107
Figura 3.3. Izquierda, esquema de un tratamiento en un pozo productor. Derecha, esquema de un tratamiento en un pozo inyector.	108

## LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 4.0 Ejemplo de grafica hall para varias condiciones de inyección de agua.	47
Gráfica 4.1. Producción Total de líquidos vs Tiempo.	48
Gráfica 4.2 Histórico de presiones campo Yaguará. P <sub>yi</sub> (presión inicial del yacimiento), Q <sub>w</sub> iny (Caudal de agua de inyección en el campo Yaguará), P <sub>b</sub> (Presión de burbuja).	50
Gráfica 4.3. Índice de vaciamiento del Campo Yaguará.	50
Gráfica 4.4. Factores de recobro vs volúmenes porosos inyectados por bloques y zonas en el campo Yaguará.	53
Gráfica 5.1. Historia de presiones del campo Yaguará por bloques.	55
Gráfica 5.2. Historia de presiones del bloque B1.	56
Gráfica 5.3. Producción Total de Líquidos vs Tiempo del bloque B1.	57
Gráfica 5.4. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B1.	58
Gráfica 5.5. Volúmenes poroso vs factor de recobro B1.	59
Gráfica 5.6. Historia de presiones del bloque B3N.	61
Gráfica 5.7. Producción Total de Líquidos vs Tiempo del bloque B3N.	62
Gráfica 5.8. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B3N.	62
Gráfica 5.9. Volúmenes poroso vs factor de recobro B3N.	63
Gráfica 5.10 Historia de presiones del bloque B3S	65
Gráfica 5.11. Producción Total de Líquidos vs Tiempo del bloque B3S.	66
Gráfica 5.12. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B3S.	67
Gráfica 5.13. Volúmenes poroso vs factor de recobro del bloque B3S.	67
Gráfica 5.14 Historia de presiones del B4N.	69
Gráfica 5.15 Producción Total de Líquidos vs Tiempo en el bloque B4N.	70
Gráfica 5.16. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B4N.	71
Gráfica 5.17. Volúmenes poroso vs factor de recobro en el bloque B4N.	71
Gráfica 5.18 Historia de presiones del bloque B4C.	74
Gráfica 5.19. Producción Total de Líquidos vs Tiempo para el bloque B4C.	75
Gráfica 5.20. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B4C.	75
Gráfica 5.21. Volúmenes poroso vs factor de recobro del bloque B4C.	76
Gráfica 5.22. Historia de presiones del bloque B4S.	78
Gráfica 5.23. Producción Total de Líquidos vs Tiempo para el bloque B4S.	79
Gráfica 5.24. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B4S.	80
Gráfica 5.25. Volúmenes poroso vs factor de recobro del bloque B4S.	81
Gráfica 5.26. Historia de presiones del bloque B5N.	84
Gráfica 5.27. Producción Total de Líquidos vs Tiempo del bloque B5N.	84

Gráfica 5.28. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B5N.	84
Gráfica 5.29. Volúmenes poroso vs factor de recobro del bloque B5N.	85
Gráfica 5.30. Historia de presiones del bloque B5S.	87
Gráfica 5.31. Producción Total de Líquidos vs Tiempo del bloque B5S.	88
Gráfica 5.32. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B5S.	88
Gráfica 5.33. Volúmenes poroso vs factor de recobro B5S.	89

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Resumen de la historia del campo Yaguará	20
Tabla 1.2. Propiedades de los fluidos del campo Yaguará	22
Tabla 2.1. Clasificación de las permeabilidades	34
Tabla 3.1. Ejemplo bloque 1 de arenas abiertas tanto en productores como inyectores	43
Tabla 5.1. Arenas abiertas para el bloque B1.	59
Tabla 5.2. Arenas abiertas para el bloque B3N.	64
Tabla 5.3. Arenas abiertas para el bloque B3S.	68
Tabla 5.4. Arenas abiertas en el bloque B4N.	72
Tabla 5.5. Arenas abiertas para el bloque B4C.	77
Tabla 5.6. Arenas abiertas para el bloque B4S.	82
Tabla 5.7. Arenas abiertas para el bloque B5N.	86
Tabla 5.8. Arenas abiertas en el bloque B5S.	91

## RESUMEN

El presente documento contiene un resumen del campo Yaguará, teniendo aspectos como: la historia, ubicación, estructura geológica, características de los fluidos y su sistema actual de inyección de agua. Del mismo modo se hizo un énfasis en el proyecto de inyección de agua del cual se logró establecer una relación clara entre los pozos inyectoros y productores. Luego, estas relaciones permitieron obtener un pronóstico y del mismo modo evaluar la eficiencia de la inyección de agua del campo Yaguará.

La EVALUACIÓN DEL RECOBRO SECUNDARIO POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO YAGUARÁ cuenta con accesos directos a información del proceso de inyección de agua que se desarrolla en el Campo Yaguará.

A través de este proyecto se busca cumplir con un requisito de grado, como es el de enriquecer la academia dejando un buen documento de consulta en la Universidad Surcolombiana y hacer proyección social a la industria solucionando problemas que se están presentando actualmente a las empresas, el cual consistió en realizar la evaluación del recobro secundario por inyección de agua en el campo Yaguará.

Se aplicó este proyecto a un caso particular, atendiendo la necesidad de la empresa ECOPETROL S.A. de mejorar los procesos tendientes a garantizar un mejor recobro de crudo mediante el uso del método de inyección de agua, desde el punto de vista operativo y del proceso mismo, dando como resultado la elaboración de un completo material, de fácil manejo, el cual servirá como fuente de consulta al estudiante de Ingeniería de Petróleos y personal vinculado a la compañía para la cual va dirigida este proyecto.

El documento muestra como se hizo la evaluación en este campo de producción de petróleo vs inyección de agua por bloques, finalmente se da a conocer el proceso de inyección de agua para generar recomendaciones que lleven a un mejor factor de recobro.

Durante el desarrollo del proyecto se actualizó la información del proceso de inyección de agua incluyendo en su contenido los resultados de este estudio que van a servir como referencia a la hora de tomar decisiones importantes y de implementar métodos de recobro de petróleo.

Todo el trabajo se realizó siguiendo un cronograma de actividades y una metodología establecida, para lograr los objetivos propuestos siguiendo los lineamientos del director y codirector del presente proyecto.

## ABSTRACT

This document contains a summary of the Yaguará Oil Field including topics like history, location, geological structure, characteristics of the current system fluids and waterflood. Similarly emphasis was placed on the waterflood project which showed a clear link between the injector and producer wells. Then, these relationships allowed obtaining a prognosis and similarly evaluating the waterflood efficiency in the Yaguará Oil Field.

The EVALUATION OF SECONDARY RECOVERY THROUGH WATERFLOOD IN THE YAGUARÁ OIL FIELD has shortcuts to information about waterflood process that develops in the Yaguará Field.

Through this project it is sought to fulfill a degree requirement, as to enrich the academy leaving a good consultation book in the Surcolombiana University and outreach to industry to solving problems that are occurring now companies, which consisted in to conduct the evaluation of secondary recovery through waterflood in the Yaguará Field.

This project was applied to a particular case, addressing the need for the company ECOPETROL S.A. to improve the processes aimed at ensuring better oil recovery using the waterflood method, from the operational point of view and the process itself, resulting in the development of a complete handbook, easy to use, which will be useful as a reference to Petroleum Engineering students and staff working with the company for which this project is addressed.

The paper shows how the field evaluation of Oil Production vs. Current Waterflood through Blocks was made, and finally discloses the process of waterflood to generate recommendations lead to better recovery factor.

During the project development, information about waterflood process was updated including in your content the results of this study that will serve as a reference when making important decisions in implementing oil recovery methods.

All work is done on a schedule of activities and an established methodology to achieve the preset objectives following the guidelines of the director and co-director of this project.

## INTRODUCCION

El campo Yaguará hacía parte del contrato de asociación Hobo celebrado entre las compañías ESSO Colombiana y Ecopetrol en el año de 1988. Petrobras International – Braspetro B.V. adquirió la participación del 50% de la asociación en el año de 1995 mediante compra realizada a ESSO Colombia.

El campo se localiza en el departamento del Huila, aproximadamente a 60 kms al suroeste de la ciudad de Neiva. Las intercalaciones de arenas y arcillas de la formación caballos, en su parte basal, actúan como rocas almacenadoras y rocas sellos respectivamente. La zona productora del campo está conformada por catorce arenas de origen fluvial, todas controladas estratigráfica y estructuralmente por rasgos similares, pero que constituyen yacimientos diferentes.

El mecanismo de producción primaria de la formación caballos en el campo Yaguará es gas en solución. Debido a que en los primeros años no se tuvo un método de recobro secundario, se liberó buena parte del gas original, dejando así al yacimiento sin la energía necesaria para producir eficientemente las reservas remanentes de crudo.

En el año de 1995 se inicia el proyecto piloto de recobro secundario mediante la inyección de agua. Inicialmente se realizaron las conversiones de los pozos MA004, MA036 y se globalizó hacia finales de 1996 con la conversión de 5 pozos inyectoros más.

Inicialmente la inyección se realizó periféricamente con un volumen total de aproximadamente 2000 BWPD. Actualmente existen 33 pozos inyectoros y el volumen total inyectado es de 60,000 BWPD aproximadamente.

Este campo se revirtió a ECOPETROL S.A. en el año 2012 y desde esa fecha está operando en el campo Yaguará. Debido a la necesidad de buscar alternativas tendientes a incrementar la producción de petróleo en este campo se realizó esta evaluación que busca ser una herramienta útil a la hora de toma decisiones importantes para mejorar la producción de crudo, ECOPETROL S.A. Ha manifestado un profundo interés por la solución de los problemas asociados a la implementación de la inyección de agua como mecanismo de recuperación mejorada en los distintos puntos del campo Yaguará.

LA EVALUACION DEL RECOBRO SECUNDARIO POR INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO YAGUARÁ se diseñó usando el conocimiento de los ingenieros a cargo del campo del área de ingeniería, yacimientos y producción, usando la información de cada pozo que se encuentra archivada.



El agua inyectada en este campo proviene de varias fuentes: agua asociada a la producción de petróleo, aguas residuales de producción y aguas superficiales (Represa de Betania).

Uno de los objetivos de este proyecto es generar soluciones que conduzcan a una redistribución de la inyección de agua en el campo, que permita un mejoramiento de la redistribución de los volúmenes inyectados actualmente.

Luego se incluye una serie de recomendaciones para un aprovechamiento óptimo de la información disponible que permita determinar si las condiciones pueden mejorar la eficiencia del sistema y a la vez poder obtener un mayor factor de recobro en el campo Yaguará.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El contrato de Asociación HOBO fue firmado entre ECOPETROL y la compañía HUILA EXPLORATION (HUILEX) con fecha efectiva 1 de enero de 1984 y de terminación el 31 de diciembre del 2011.

Durante el año 1986, la compañía HUILEX cedió parte de sus derechos en el contrato de Asociación, con la previa aprobación y autorización de Ecopetrol, cumpliendo con lo establecido en la cláusula 27 del citado contrato de Asociación, a las siguientes compañías: Intercol con el 25.0%, British Petroleum con el 12.5% y Total con el 6.25% quedando la compañía Huilex con el 6.25% y Ecopetrol con el 50% restante. La compañía Huilex operó el contrato hasta el 27 de Marzo de 1986, período durante el cual realizó un programa sísmico de una longitud de perfil de 200 km. y perforó Jaguará – 1 a una profundidad total de 11522 pies.

El Campo Jaguará fue descubierto en el año 1987 por la EXXON con la perforación del pozo exploratorio Mangos-001(MA-001). Entre Febrero de 1987 y Enero de 1988, se perforaron los pozos MA-002, MA-003, MA-004 y MA-005. Los pozos MA-001, 002,003, probaron la existencia de hidrocarburos en la formación Caballos. El pozo MA-004 quedó ubicado en zona de transición petróleo-agua y el pozo MA-005 fue acuífero., con lo cual Ecopetrol aprobó la comercialidad del campo en Julio de 1988, en un área de 3,100 acres.

Posteriormente, durante los años 1989-1991 se inició la perforación de desarrollo (26 pozos), mientras se construían las facilidades de producción y el oleoducto Jaguará-Tenay, para poder enviar el crudo por el OAM. En Noviembre de 1991 se inicia la explotación comercial del campo con 30 pozos perforados (24 productores y 6 Secos). A partir de esta fecha se continuó con el desarrollo de Jaguará, perforando 13 pozos adicionales en el periodo 1992-1995, totalizando 43 pozos perforados en el campo.

En 1990 la EXXON adquirió los derechos de la British Petroleum y de la Huilex, de tal forma que la nueva repartición fue la siguiente: Exxon con el 43.75%, Total con el 6.25% y Ecopetrol con el 50%.

El campo entró en producción en Diciembre 05 de 1992 con la formación Caballos, de las zonas Caballos A y B, de diferentes características litológicas y de aporte de fluidos.

En 1993 se inició el sistema de levantamiento artificial con gas lift alcanzando el pico máximo de producción en Agosto con más de 9.583 BOPD, Petrobras compró

la participación de Exxon en el campo en 1995, quedando como operador de este contrato. A partir de esta fecha (1995) se genera un cambio radical en el plan de desarrollo de Yaguará y se inicia el proyecto de inyección de agua, fue así como se perforan 47 pozos en el periodo 1996-2001 (38 productores, 6 inyectores, 3 secos) con lo cual se alcanzan 90 pozos perforados en total.

En el año 2002 se cambia la estrategia de perforación de pozos verticales y ligeramente desviados a pozos horizontales y altamente desviados, acompañado de un aumento gradual en la inyección de agua del campo. Con estas estrategias se genera un nuevo plan de desarrollo y fue así como se perforan 10 pozos adicionales en los años 2002 y 2003; siendo estos responsables del 28% de la producción actual del campo. También durante el año 2003 se realizaron importantes trabajos de conversión y estimulación de pozos, para el restablecimiento de la inyección, pero debido a la falta de un buen estudio geológico del yacimiento y sus heterogeneidades no se realizaron las operaciones más convenientes para mejorar la eficiencia de la inyección. Además en el campo no se han implementado indicadores como trazadores radioactivos (TR) que permiten encontrar la relación de flujo entre pozos inyectores y pozos productores.

Finalmente, durante el año 2004 se perforaron 5 pozos más (alcanzando la cifra de 105 pozos perforados en Yaguará), los cuales aportaron el 12% de la producción del campo, y durante los siguientes años se continuó con la campaña de perforación de pozos hasta llegar a 122 (75 son productores, 33 inyectores, 13 abandonados y 1 inactivo) en el año 2008 (ver tabla 1.1 resume la historia del campo).

La estación de Yaguará, recibe actualmente el crudo proveniente de 68 pozos productores; y cuenta en sus instalaciones con una batería de producción con una capacidad de separación de fluidos de 39.000 BFPD. Ecopetrol como compañía operadora del campo es la encargada de la exploración, extracción, y fiscalización del crudo para enviarlo posteriormente a través de oleoducto a la estación de recibo Tenay.

Los fluidos producidos en los pozos son transportados por tuberías (líneas de flujo de acero) hasta la estación de producción, donde se separa el aceite, el gas y el agua. El aceite se trata por medio de los separadores, tratadores e inyección de química antes de ser almacenado para su venta.

El agua asociada y libre se recircula y se deposita en el tanque desnatador y piscinas API para su respectivo tratamiento. El gas separado se utiliza para el sistema de Gas Lift, A diciembre de 2012 en el campo Yaguará se encuentran 122 pozos, los cuales 68 son productores, 31 inyectores (44 Sartas), 16 abandonados y 7 inactivos. El acceso a cada uno de los pozos se realiza por medio de una red vial interna del campo.

En los pozos productores se utilizan los siguientes sistemas de levantamiento artificial: bombeo por cavidades progresivas (42 pozos) y bombeo electrosumergible (26 pozos). Basados en la información anteriormente expuesta, el Campo Yaguará es considerado un campo maduro tanto en producción como en inyección de agua.

Primer pozo exploratorio (MA001)	1987
Entra oficialmente en producción	1992
Inicio del sistema de levantamiento artificial con gas lift.	1993
Petrobras compra la participación a Exxon y queda como operador del campo.	1995
Inicio del proyecto por inyección de agua.	1995
Cambio de estrategia a pozos horizontales y aumento de inyección de agua	2002
Llega el campo a 122 pozos perforados	2008

Tabla 1.1. Resumen de la historia del campo Yaguará

## 1.2 LOCALIZACIÓN

Geográficamente, el Campo Yaguará se encuentra localizado en el Sur de la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) (figura 1.1), 56 Km al sur-occidente de la ciudad de Neiva, a 7.3 Km del municipio de Yaguará, en el Departamento del Huila. Cuenta con un área comercial de 7.785 acres y está limitado al este por la loma El Cucharó, al oeste por la cuchilla, la Laja, al norte por la Represa de Betania, el municipio de Yaguará y al sur con la quebrada La Carahuaja.

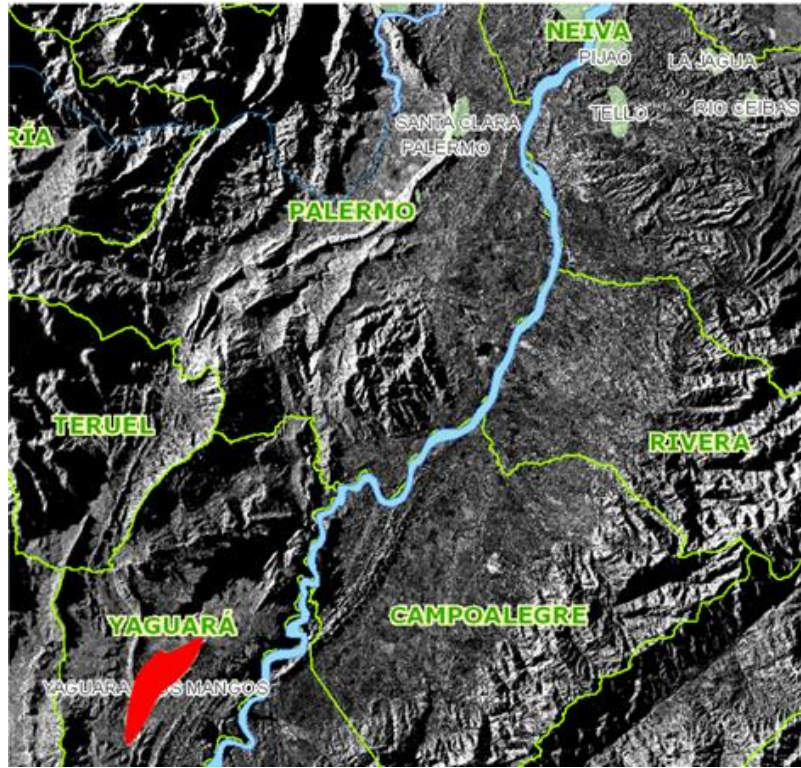


Figura 1.1. Localización geográfica del Campo Yaguará.



Figura 1.2. Vista satelital del campo Yaguará Google Earth.

### 1.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS FLUIDOS

Este yacimiento es de tipo aceite negro subsaturado, produciendo petróleo de 22 API con una relación gas aceite inicial de 180 SCF/STB. A condiciones iniciales de presión y temperatura, el factor volumétrico del petróleo es de 1.18 RB/STB y su viscosidad es de 12 Cp.

El campo Yaguará está compuesto por dos formaciones productoras, la formación Caballos B que se caracteriza por una porosidad entre 12-15% y una permeabilidad promedio de 300 md; siendo la responsable del 70% de la producción del campo y en la cual se ha inyectado el 79% del volumen de agua de inyección.

La formación Caballos A se caracteriza por una porosidad entre 6–8% y una permeabilidad promedio de 30 md. El yacimiento es somero con una profundidad vertical promedio de 3.000 pies.

CAMPO YAGUARÁ	
DATOS	CAMPO
CARACTERISITICAS GENERALES	
Espesor Neto (Ft)	50 - 250
Profundidad Promedio (Ft)	2600
Temperatura Yacimiento (°F)	117
Presión Yacimiento (Psi)	1430
Presión de Burbuja (Psia)	1000 - 1100
Litología	Arenisca
Mecanismo de Producción Primaria	Gas en Solución
Método de Producción Actual	inyección de Agua
Área (Acres)	3100
CARACTERÍSTICA DE LOS FLUIDOS	
Viscosidad Aceite (Cp)	14.2
Gravedad API del Crudo	22 - 24
Swc	8 - 20 %
Relación gas-petróleo en solución	168 PCS / STB
CARACTERÍSTICA DE LA ROCA	
Porosidad %	6 - 15
Permeabilidad (md)	10 - 200
Compresibilidad Total $\text{psi}^{-1}$	$5 \times 10^{-6}$

**Tabla 1.2. Propiedades de los fluidos del campo Yaguará**  
**Fuente: Área de yacimientos campo Yaguará.**

## **1.4 GEOLOGIA GENERAL DEL CAMPO**

### **1.4.1 GEOLOGIA REGIONAL**

El campo Yaguará está localizado en la subcuenca de Neiva, en la parte sur de la cuenca sedimentaria del valle superior del Magdalena (Figura 2.1.), se encuentra entre las fallas de San Jacinto y Pedernal, la cual es un anticlinal fallado, con un sistema de fallas inversas, cuya principal falla es la de San Jacinto ubicada en la dirección NE-SW con complejidad al noreste del campo.

Esta Cuenca tiene una geometría elongada con dirección principal SSW-NNE. Limita al norte con el Alto de Natagaima y al sur se va estrechando y somerizando, a la altura de la población de San Agustín aunque hay rasgos de esta cuenca que se prolongan más hacia el sur en el sector conocido como Esnanga. En el sentido transversal está limitada por las cordilleras Central y Oriental (cuenca intramontana) y el principal rasgo fisiográfico de esta cuenca es el Río Magdalena, de donde toma su nombre.

Estructuralmente el campo Yaguará está delimitado al Oeste, por el sistema de fallas de Upar-Buenavista y al Este, por el sistema de fallas de San Jacinto. La estructura corresponde a un anticlinal de doble cabeceo al norte y sur, el cual está muy fallado, con una serie de fallas imbricadas pertenecientes al sistema de San Jacinto que hacen que el campo presente alta desviación hacia el oriente.

En los flancos occidental y oriental, esta subcuenca está limitada geológicamente por fallas de cabalgamiento como el Sistema de Chusma al occidente y el Sistema Garzón-Huila al oriente, Figura 1.3.

El estilo estructural del yacimiento es un anticlinal, con múltiples fallas de tipo tanto inverso como normal. El límite de la trampa está constituido por la falla de San Jacinto, en su costado oriental.

La estructura del campo en el tope muestra un anticlinal asimétrico, alargado y con doble cabeceo sobre el sector occidental de la cuenca, en superficie se aprecia una estructura monoclinal buzando al nor-occidente con su eje orientado en dirección NE –SO. La cuenca se halla limitada por las cordilleras central y oriental que constituyen los límites de la misma.

La zona productora del campo está conformada por trece arenas de origen fluvial, todas controladas estratigráfica y estructuralmente por rasgos similares, pero que constituyen yacimientos diferentes. Estas arenas han sido agrupadas en tres sistemas depositacionales diferentes, Caballos A, M y B.



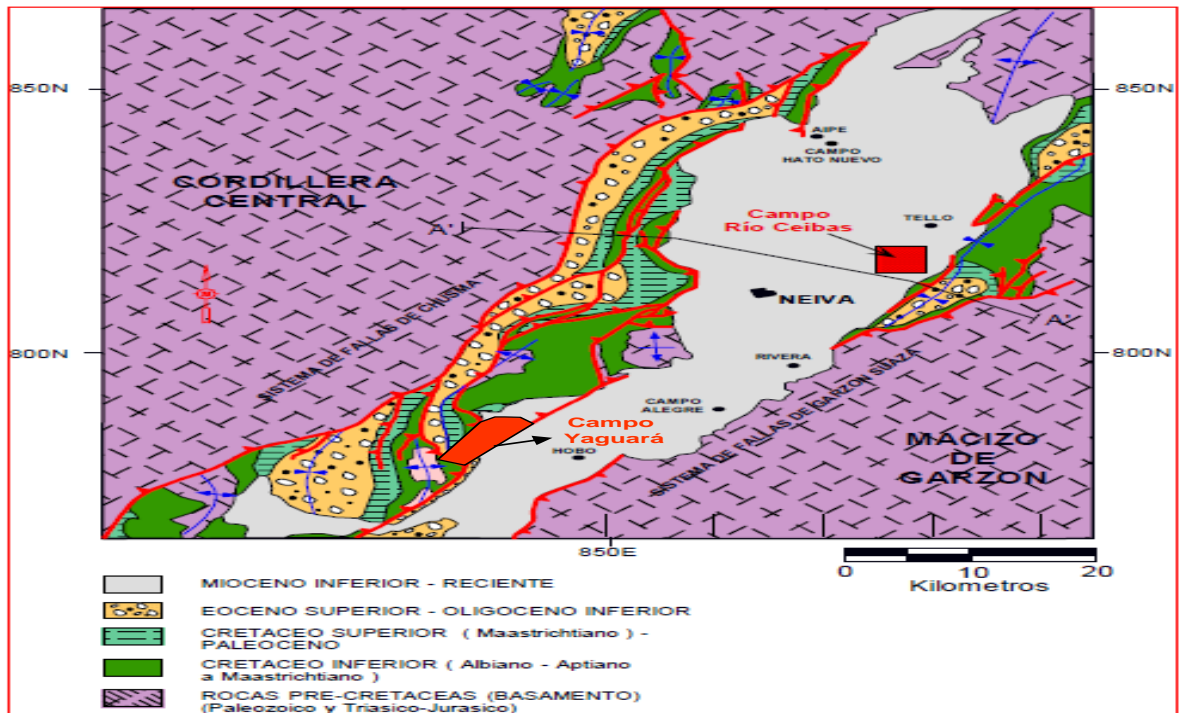


Figura 1.3. Ubicación del campo Yaguará sobre el mapa Geológico de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

El entrapamiento lo forma el sello de lutitas de la formación Villeta y por el este de la falla San Jacinto, el yacimiento se encuentra localizado en las arenas superiores, media e inferiores de la formación Caballos la cual posee buzamientos regionales al norte y al sur, que constituyen el cierre de la trampa en estos flancos.

El Campo Yaguará produce de las arenas de la formación Caballos, la cual se ubica estratigráficamente, encima del basamento (Formación Saldaña) en forma discordante e infrayace concordantemente la Formación Villeta; el Campo se encuentra limitado al este, por la Falla San Jacinto con rumbo noreste; al oeste, por las Fallas de Pedernal y Buenavista, generando cuatro zonas estructurales diferentes. Se han identificado 13 unidades estratigráficas. Estas arenas están conformadas principalmente en areniscas, limolitas, calizas clásticas y shales, presentando sedimentación calcárea y contenido de arcillas.

El campo Yaguará es una estructura formada por esfuerzos compresivos con rumbo Este – Noreste. La interacción entre las fallas de cabalgamiento de Buenavista y Pedernal con la falla de San Jacinto, generan un alto estructural fragmentado que fue parcialmente sometido a rotación y produjo zonas estructurales con las siguientes características:

Zona 1, se ubica sobre el extremo sur del campo, se caracteriza por mostrar fallas de tipo normal de dirección nor – oeste, asociadas a la falla de San Jacinto y



aparentemente formando una estructura en flor negativa con esta falla. No se ha encontrado producción de aceite asociado a estas fallas.

Zona 2, es la de mayor extensión en el campo y donde se concentra la producción principal del mismo. Se caracteriza por mostrar grandes bloques, limitados al este por fallas inversas de salto variable.

Zona 3, corresponde a una delgada franja donde la combinación de la actividad compresiva junto a los movimientos de rumbo del área, generan en esta zona un mayor grado de fracturamiento formando bloques pequeños.

Zona 4, al nor – oeste, se caracteriza por mostrar una serie de fallas inversas con orientación variable y buzando hacia el nor – oeste. Esta es una zona donde se concentra la mayor actividad compresiva en el campo, observándose el desarrollo de estructuras en flor positiva asociadas a la falla de San Jacinto.

## **1.4.2 ARENAS PRODUCTORAS**

### **1.4.2.1 COBERTURA PRODUCTIVA**

La cobertura productiva de carácter sedimentario está determinada por dos secuencias deposicionales diferentes caracterizadas por presentar rocas de origen clástico y químico. La primera se trata de una secuencia clástica marina fluvial que abarca desde el Cretáceo Medio (Aptiano - Albiano) hasta el paleógeno (Paleoceno) de un ambiente marino a transicional desarrollando un ciclo regresivo y en la cual fueron depositados en el área, las formaciones Caballos, Villeta, Monserrate y Guaduas respectivamente.

La segunda secuencia compuesta por rocas sedimentarias de origen continental que abarcan desde el Eoceno hasta el reciente, que corresponden estratigráficamente a las formaciones Gualanday, Doima, Potrerillos, Honda, Gigante y Depósitos Cuaternarios.

### **1.4.2.2 ESTRATIGRAFIA**

Las intercalaciones de arenas y arcillas de la formación caballos, en su parte basal, actúan como rocas almacenadoras y rocas sellos respectivamente. La zona productora del campo está conformada por 13 arenas de origen fluvial, todas controladas estratigráfica y estructuralmente por rasgos similares, pero que constituyen yacimientos diferentes.

El campo Yaguará produce de la formación Caballos (Cretácica), principal roca del yacimiento en la cuenca del valle superior del Magdalena a la cual pertenece, esta formación fue dividida en: Caballos Inferior, Caballos Medio y Caballos Superior; Flórez y Carrillo (1994) redefinieron estas formaciones denominándolas Formación Alpujarra (Caballos Inferior), El Ocal (Caballos Medio) y Caballos (Caballos Superior).

La Formación Caballos Inferior (LKB) está compuesta por una serie de secuencias arenosas retrogradacionales, siendo un depósito continental a la base con cuarzo arenitas y subarcosas de color blanco a gris claro, de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas bien seleccionadas con pseudomatriz caolinítica. En la parte media y tope predominan lodolitas negras ricas en restos de plantas, que corresponden a depósitos en llanuras aluviales surcadas por canales sinuosos. Reposita discordantemente puntualmente sobre la formación Yaví. Tiene un espesor promedio de 150 pies.

La formación Caballos Medio (MKB) fue depositada en un ambiente marino restringido (Litoral a Sublitoral) se caracteriza por tener intercalaciones de calizas lumaquelicas y dolomitas de color gris verdoso, algunas glauconitas y lodolitas de color gris a negro, ricas en materia orgánica. Tiene un espesor promedio de 120 pies.

La Formación Caballos Superior (UKB), es el principal yacimiento productor en los Campos Santa Clara y los Mangos, está constituida por cuarzoarenitas muy continuas de grano fino a grueso friables, muy bien a moderadamente seleccionadas, con laminación inclinada y paralela, que fueron originadas como depósitos de cordones de playa progradantes. Presentan intercalaciones de lodolitas e interlaminaciones de arena y lodo y arenitas calcáreas bioclásticas, que representan depósitos marinos marginales (estuarios).

### **1.4.3 MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL**

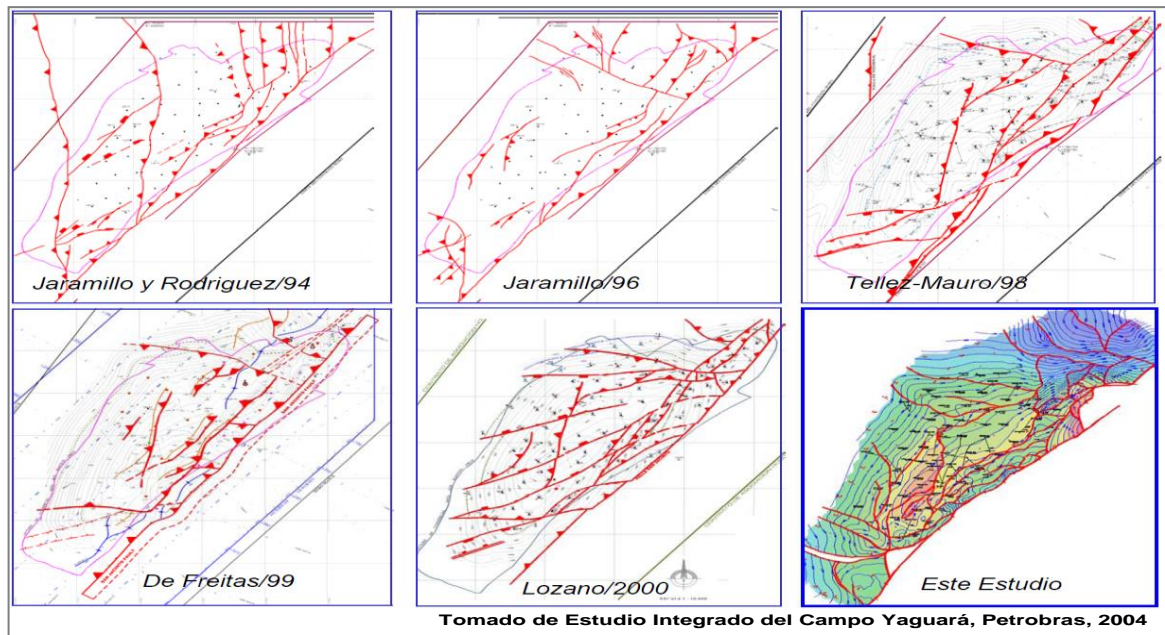
Desde el punto de vista estructural el campo se define como el producto de la interacción tectónica producida por el movimiento de las fallas de cabalgamiento de Pedernal y Buenavista, las cuales convergen al noreste, están chocando en forma oblicua contra la falla de San Jacinto, generando un alto estructural ente las fallas de Pedernal y de San Jacinto como resultado de la rotación asociada al movimiento de rumbo dextral de la falla de San Jacinto.

De acuerdo con el comportamiento estructural, el campo fue dividido en 5 zonas estructurales. La zona 1 relacionada con fallamiento normal identificado al sur del campo, la zona 2 donde predominan los bloques estructurales mayores asociado a fallamiento de tipo inverso, la zona 3 que es una delgada franja desarrollada a lo largo de la zona de influencia de la Falla de San Jacinto, la zona 4 corresponde a

una serie de bloques estructurales controlados por la Falla de San Jacinto que constituyen estructuras en flor al norte del campo y la zona 5 al extremo norte del campo definido por fallas de cabalgamiento con diferentes comportamientos estructurales principalmente de orientación oeste noroeste.

Las áreas de interés importantes desde el punto de vista estructural son definidas de mayor a menor importancia teniendo en cuenta: nuevos bloques asociados a estructuras en flor de la Falla de San Jacinto, desarrollando áreas elevadas por debajo de las fallas de cabalgamiento y desarrollando estrategias de perforación en zonas estructuralmente.

En la Figura 1.4, se muestran seis mapas, que fue tomado de Petrobras 2004, entre los cuales hay que resaltar los realizados por Jaramillo y Rodríguez (1994) y Jaramillo (1996) que fueron construidos usando información sísmica 2D, los de Téllez y Mauro (1998) y Lozano (2000) que fueron construidos con mayor control de pozos que de sísmica y el de Freitas (1999) que fue realizado usando el proceso de Western (1997). El resultado del estudio de Petrobras en el 2004 se indica en la figura 1.4., a color de la parte inferior derecha, que corresponde al mapa estructural al tope de la Formación Caballos B y que una vez validado el mapa por Halliburton, fue tomado como el mapa estructural para este estudio.



**Figura 1.4. Evolución de la interpretación de la estructura del Campo Yaguará que ha integrado progresivamente sísmica 3D e información de pozo.**

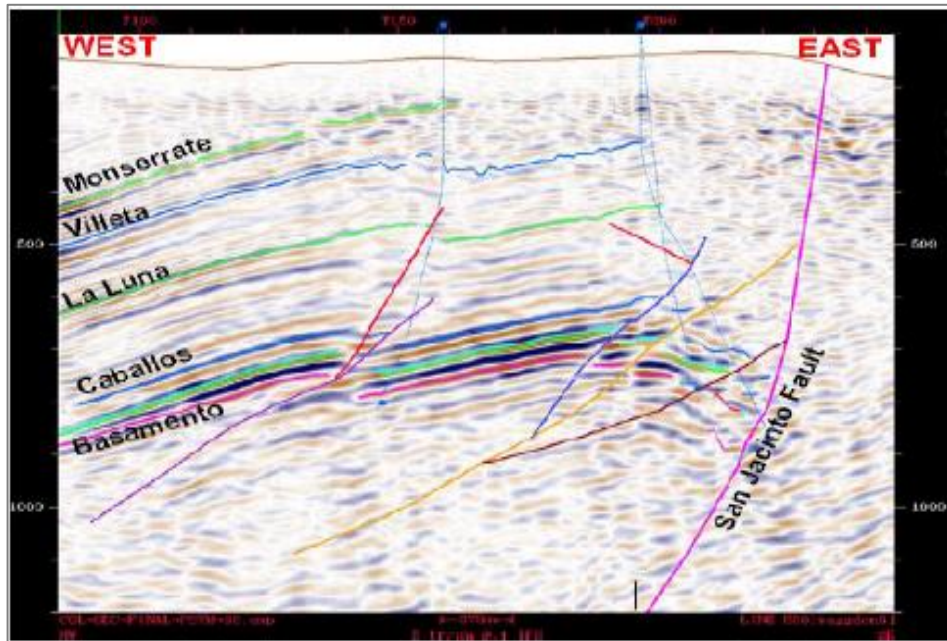


Figura 1.5. Perfil sísmico del campo Yaguará

#### 1.4.4 MODELO GEOLÓGICO ESTRATIGRÁFICO

El modelo estratigráfico se basa en la subdivisión en unidades operacionales entre Caballos B a la base y Caballos A al tope. Las arenas B están subdivididas de acuerdo con la Figura 1.6. Desde la base con la arena B40 hasta la B20 o la más superior. Igualmente las arenas A van desde la A90 a la base hasta la A10 al tope. Esta clasificación comprende a la del estudio de caracterización de Petrobras del año 2004; sin embargo, para efectos del presente estudio se tomó la clasificación de Caballos A y Caballos B.

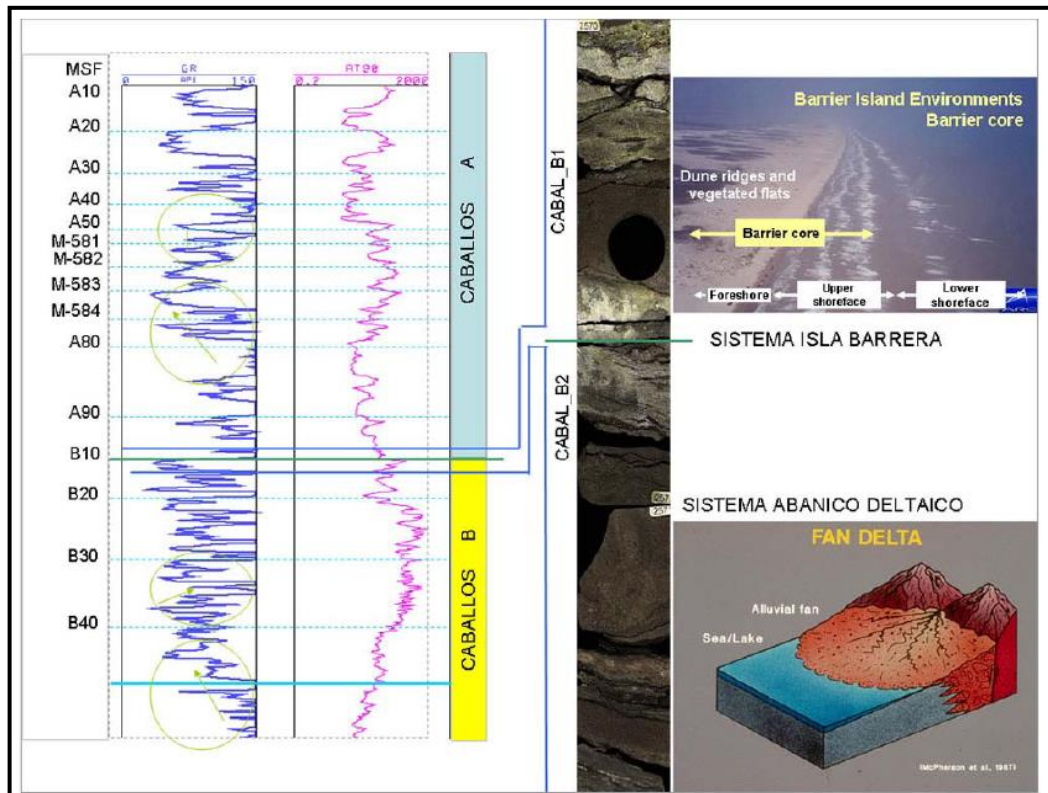


Figura 1.6. Calibración del modelo de porosidad y permeabilidad con datos de núcleos. MA-031.

#### 1.4.4.1 LITOLOGIA

La principal formación productora consta de las arenas A, M y B de la formación caballos en un rango de 30 a 130 ft de zona productora a una profundidad promedio de 2600 ft. Los intervalos productores son aislados por pequeñas intercalaciones de Shales y arenas que en un momento dado pueden o no crear barreras efectivas para un crecimiento vertical de la fractura.



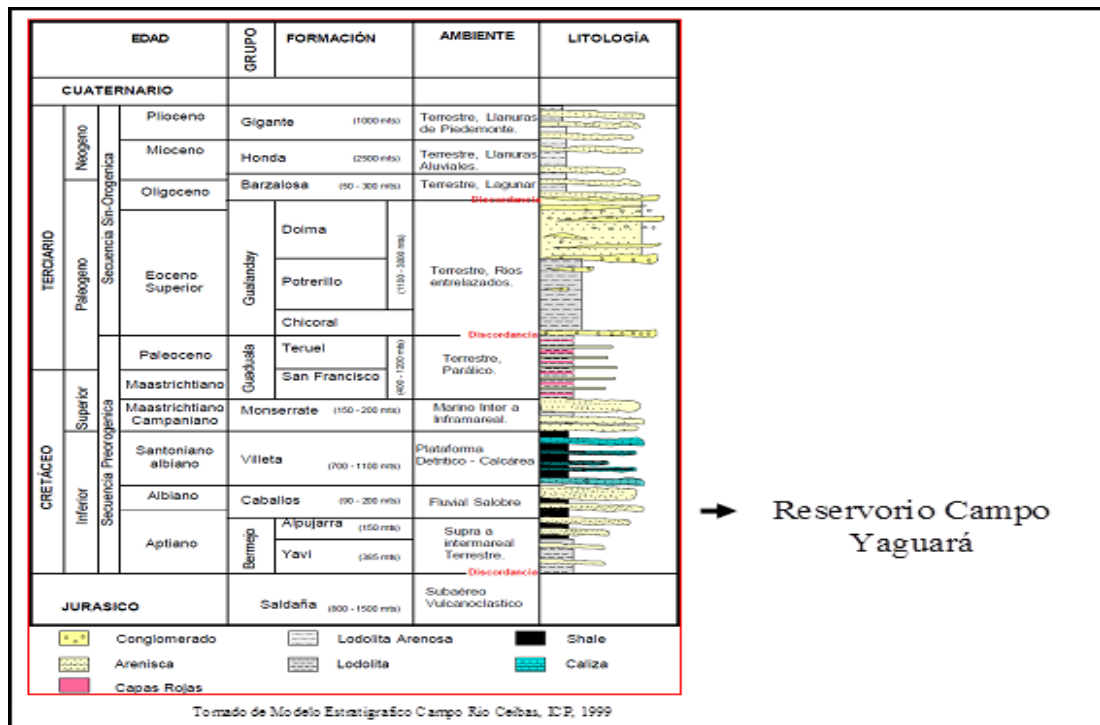


Figura 1.7. Columna Estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena subcuena de Neiva. (Modificado de Ecopetrol, ICP-2000).

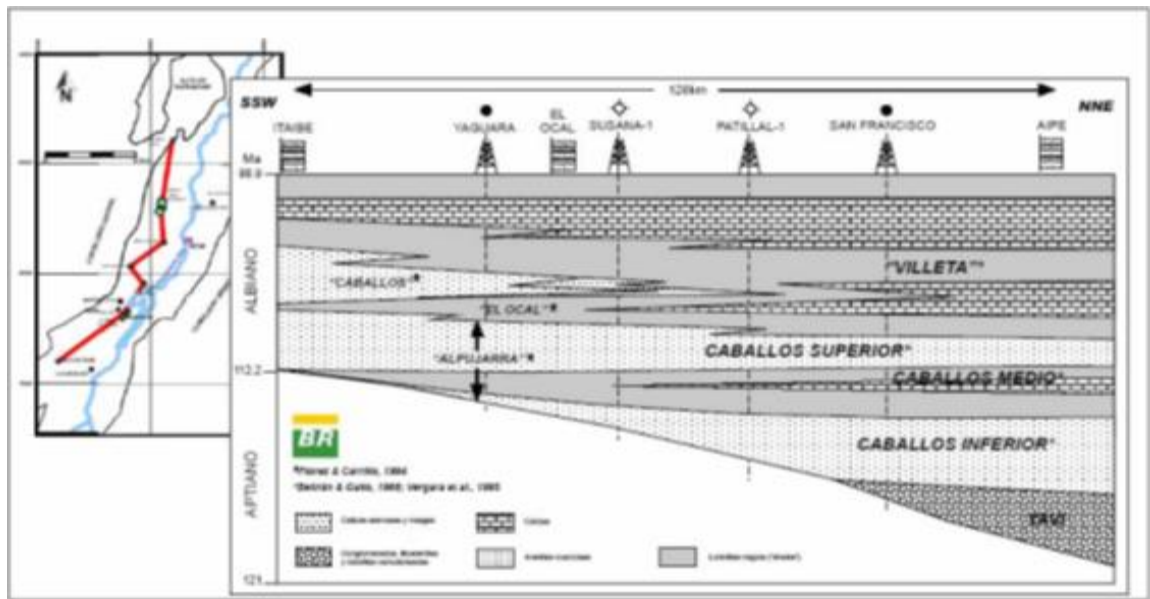
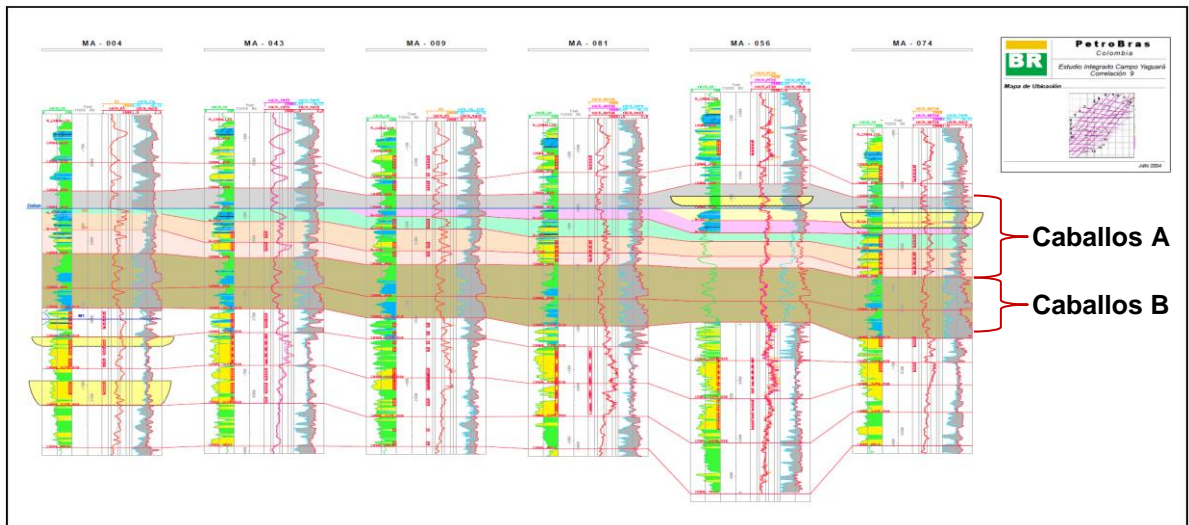


Figura 1.8. El onlap de las facies de Yavi y Caballos se da sobre los vulcanoclasticos de Saldaña, así como se indica en este paleoalto sin color.

La mineralogía de la formación caballos consta principalmente de cuarzo con pequeñas cantidades de kaolinita, siderita, Pirita y arcillas glauconíticas, con pequeñas cantidades de calcita identificadas.

El estudio detallado por pozo dentro del Campo Yaguará permite la elaboración de correlaciones estratigráficas de alta resolución en donde se identifica la distribución de estos cuerpos arenosos que actualmente y debido al fuerte tectonismo se encuentran ocasionalmente y especialmente cerca a las fallas mayores en posiciones de fuerte complejidad estructural. La Figura 1.9 ilustra una de estas correlaciones en el sentido del rumbo en donde se aprecian los canales y barras arenosas dentro de los dos miembros de la formación Caballos.



**Figura 1.9. Correlaciones estratigráficas mostrando la distribución y variación de los cuerpos arenosos de base a tope en la Formación Caballos**

Entre la formación Caballos B y Caballos A se observan unos depósitos finos que actúan como una barrera que aísla las dos unidades operacionales y que ocasionalmente son calizas micríticas que se asocian a las Calizas de Tetuán.

Todas las unidades se han mapeado en el estudio de caracterización de yacimientos de Petrobras.

Estos estudios se apoyaron en la caracterización de la roca realizada a los corazones tomados en los Pozos MA-002, MA-031 y MA-033. Estos pozos están localizados en la zona centro y norte del Campo Yaguará por lo que se consideran representativos. Los corazones fueron muestreados para petrografía, con el fin de hacer una correcta caracterización petrofísica. La Figura 1.10., muestra un ejemplo de estos corazones en donde se han hecho simultáneamente muestreos

a la misma profundidad para petrografía. La alta saturación de la roca no está siendo afectada por los contenidos arcillosos en la matriz de la roca y el desarrollo de poros y gargantas es excelente para la calidad de reservorio de estas areniscas.

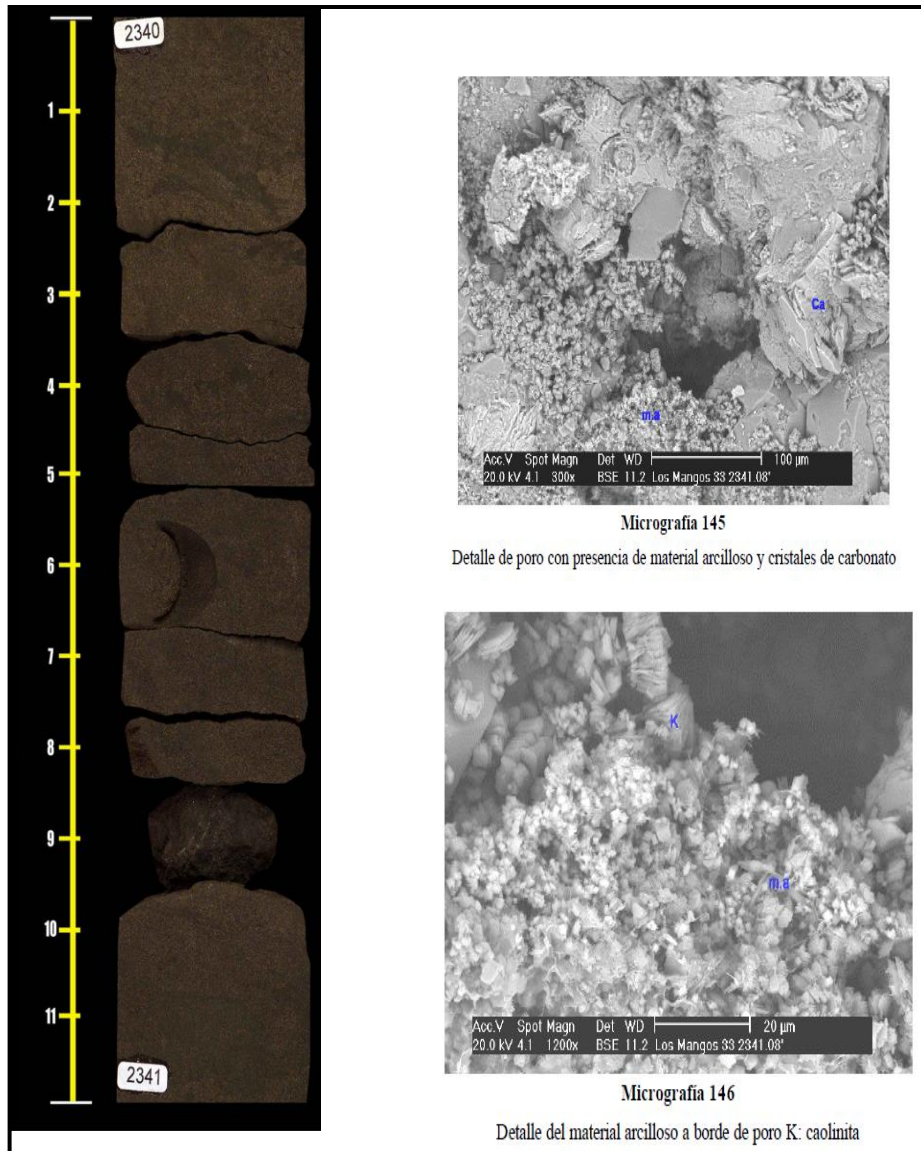


Figura 1.10. Detalle de una arena de canal continental a escala de núcleo y de imagen SEM en donde se detalla la mineralogía y calidad del espacio poroso que se refleja en la alta saturación de petróleo



## 2 MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO

### 2.1 MEDIOS POROSOS

Un medio poroso es una fase sólida continua con muchos espacios vacíos o poros. Ejemplos de medios porosos: arena, gravilla, esponjas, lechos empacutados.

Los medios porosos pueden ser:

- Impermeables cuando los poros no están interconectados.
- Permeables: cuando los poros están conectados.

Las principales características de un flujo en medio poroso, son:

- La fricción es mucho mayor de lo que sería en un flujo análogo sin medio poroso. El factor de fricción se calcula de manera diferente.
- La variación de la velocidad del fluido a través de un medio poroso es despreciable comparada con la fricción.

### 2.2 POROSIDAD:

Estudio conceptual del medio poroso:

- Considerado como un sólido continuo con poros en su interior medio poroso consolidado (permeable o impermeable).
- Considerado como una colección de partículas sólidas en un lecho empacutado medio poroso no consolidado.

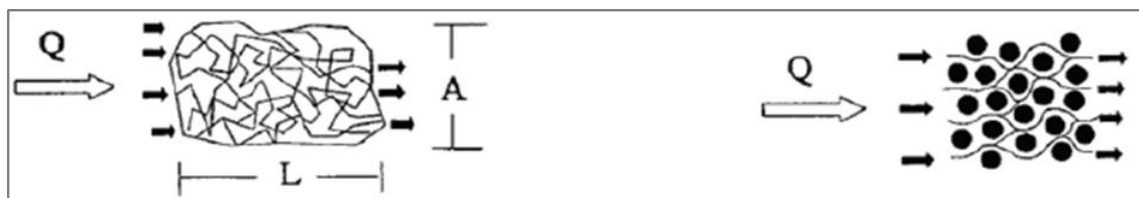


Figura 2.1 Esquema del paso del caudal en medios porosos.

En el momento en que un yacimiento empieza a producir los fluidos (crudo y gas), la presión de este disminuye y a su vez la tasa de producción también disminuye

hasta llegar a su límite económico sin que se haya logrado extraer el volumen esperado de hidrocarburos.

El método de recobro secundario por inyección de agua se desarrolla con el fin de incrementar el recobro de hidrocarburos, pero hay que tener en cuenta que este proceso puede generar problemas que pueden variar dependiendo de las fuentes de agua empleadas y de los cambios que estas puedan sufrir. Hay factores importantes que determinan el costo de lograr una fuente de agua aceptable para ser inyectada, los más importantes son la rata de flujo necesaria, el volumen y calidad de agua requerida. Otros factores importantes son el montaje de una planta que cumpla las necesidades del campo, que tenga la capacidad suficiente para poder manejar el volumen y presión necesaria para poder ser inyectada a la formación.

Hay algunos problemas que se pueden presentar en el proceso de inyección de agua: la falta de disponibilidad de agua, la calidad del agua de inyección, un tratamiento inadecuado, que pueden resultar en un fracaso económico del proyecto. Por esta razón se debe tener muy claro el diseño, la selección del equipo de tratamiento, ya que el sistema seleccionado debe considerar la cantidad y la calidad del agua a ser tratada, las características del yacimiento y la economía de la inyección para lograr el éxito del proceso de inyección de agua.

La eficiencia del proceso de desplazamiento por inyección de agua depende de:

- Relación de pozos inyectores/productores y su localización.
- Características del yacimiento.
- Movilidad relativa entre el fluido desplazante y el desplazado.

Con el fin de lograr un barrido uniforme en el yacimiento, en algunos casos los pozos productores pueden ser convertidos a inyectores o se optaría por perforar nuevos pozos que sean explícitamente para inyección de agua.

Se requiere conocer la cantidad de agua disponible con el fin de saber si se pueden cumplir con los requerimientos diarios de inyección, el diseño del caudal se realiza por medio de estudios de yacimiento, usualmente se utiliza como base de juicio la permeabilidad promedio.

<b>Permeabilidad baja &lt; 10 mD</b>
<b>Permeabilidad media 10 a 75 mD</b>
<b>Permeabilidad alta &gt; 75 mD</b>

**Tabla 2.1. Clasificación de las permeabilidades**

**Fuente:** Evaluación de la calidad del agua asociada a la producción empleada en la inyección de ECOPELROL GAM, Helena G. Guayara y Daniel Santos C. , USCO 2002, Pág. 44.

Se necesitó conocer la información necesaria sobre la capacidad de producción que puede ser obtenida de las fuentes de agua para poder evaluar su potencial, la Represa de Betania es una fuente de agua superficial, de esta se debe conocer la disponibilidad del agua, los derechos del agua y si hay otros usuarios actuales, como también los cambios temporales, como son las lluvias y sequías.

En el campo **Yaguará** se utiliza el **MECANISMO DE RECUPERACION SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA DEBIDO A:**

- La escasa producción de gas para ser utilizarlo como método de recuperación secundaria de petróleo.
- Buena disponibilidad del agua.
- La forma relativamente fácil como el agua se inyecta, en parte, en virtud a la cabeza Hidrostática, que se crea en el pozo inyector.
- La habilidad con que el agua penetra y se dispersa a través de las formaciones productoras de petróleo.
- La eficiencia del agua para desplazar el petróleo.

### **2.3 Métodos de recuperación mejorada de petróleo (Improved Oil Recovery, IOR por sus siglas en ingles)<sup>1</sup>.**

IOR: es el desplazamiento por la energía natural del yacimiento (recuperación primaria) o el desplazamiento tipo pistón ya sea con agua o gas (recuperación secundaria) manteniendo la presión, las cuales no afecta las propiedades de los fluidos del yacimiento.

La recuperación secundaria resulta del aumento de la energía natural del yacimiento, al inyectar agua o gas para desplazar el petróleo hacia los pozos productores. Debido a que un desplazamiento inmiscible de gas es menos eficiente que el proceso de inyección de agua hoy en día se usa muy poco como proceso secundario.

Hoy en día la inyección de agua es el principal y más conocido de los métodos IOR, ya que hasta la fecha es el método que más ha contribuido al recobro de petróleo. Se considera que es posible que luego de una invasión con agua, todavía queda en el yacimiento cerca del 50% del petróleo original in situ.

En la formación básicamente cuando se usa el método de recobro por inyección de agua lo que ocurre es lo siguiente, como se puede observar figura 2.1:

---

<sup>1</sup> ¿Llego el momento para la tecnología EOR?, Traducción del artículo publicado en Oilfield Review, Invierno 2010/2011: 22, no. 4. Copyright 2011 Schlumberger.

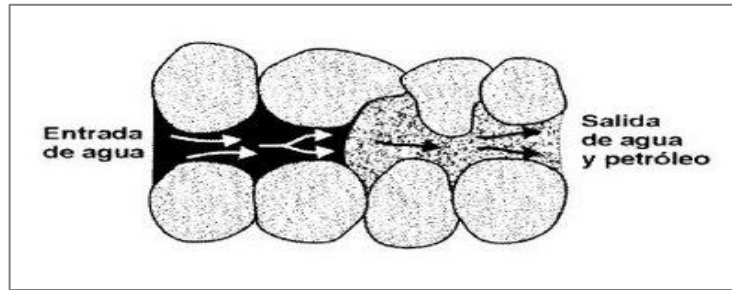


Figura 2.2 Esquema del desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo (según Clark<sup>2</sup>)

El agua proveniente de un pozo inyector penetra entre los poros de la roca saturada con petróleo y lo empuja hacia las zonas de menor presión, es decir hacia el pozo productor. De esta forma se logra la producción a través de la inyección de agua.

#### 2.4 Recuperación asistida del petróleo (Enhanced Oil Recovery, EOR por sus siglas en ingles)<sup>3</sup>.

EOR: son otras técnicas que se usa como la inyección química, microbiana o métodos de inyección térmica (recuperación terciaria), las cuales afecta las propiedades de los fluidos del yacimiento.

Hay que tener en cuenta de que no siempre se puede considerar a estas etapas como una secuencia cronológica ya que no siempre se pueden trabajar en este orden, como ejemplo claro tenemos la producción de petróleo pesado que por sus características es muy viscoso y por lo tanto no puede fluir por medio de su energía natural, por lo tanto es necesario implementar el uso de energía térmica que hace parte del método de recobro terciario ya que podría ser utilizado como el primer y quizás el único proceso a aplicar.

Debido a estas situaciones el término “recuperación terciaria” ha caído en desuso en la literatura de ingeniería de petróleo y la designación de métodos EOR ha venido a ser la más aceptada. EOR se utiliza para movilizar y recuperar ese porcentaje de aceite residual que no puede ser capturado por inyección de agua sola, o por el uso de procesos físicos, mecánicos, o de procedimiento. Algunas de las tecnologías de EOR más utilizadas incluyen procesos de gas como el nitrógeno y el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), los procesos térmicos como el vapor, combustión in-situ y una variedad de procesos químicos que incluyen tensoactivo, surfactante-polímero (SP), y alcalino- surfactante-polímero (ASP).

<sup>2</sup> Elements of Petroleum Reservoirs, Clark, N.J. SPE Henry L. Doherty Series, Dallas, TX (1969).

<sup>3</sup> ¿Llego el momento para la tecnología EOR?, Traducción del artículo publicado en Oilfield Review, Invierno 2010/2011: 22, no. 4. Copyright 2011 Schlumberger.

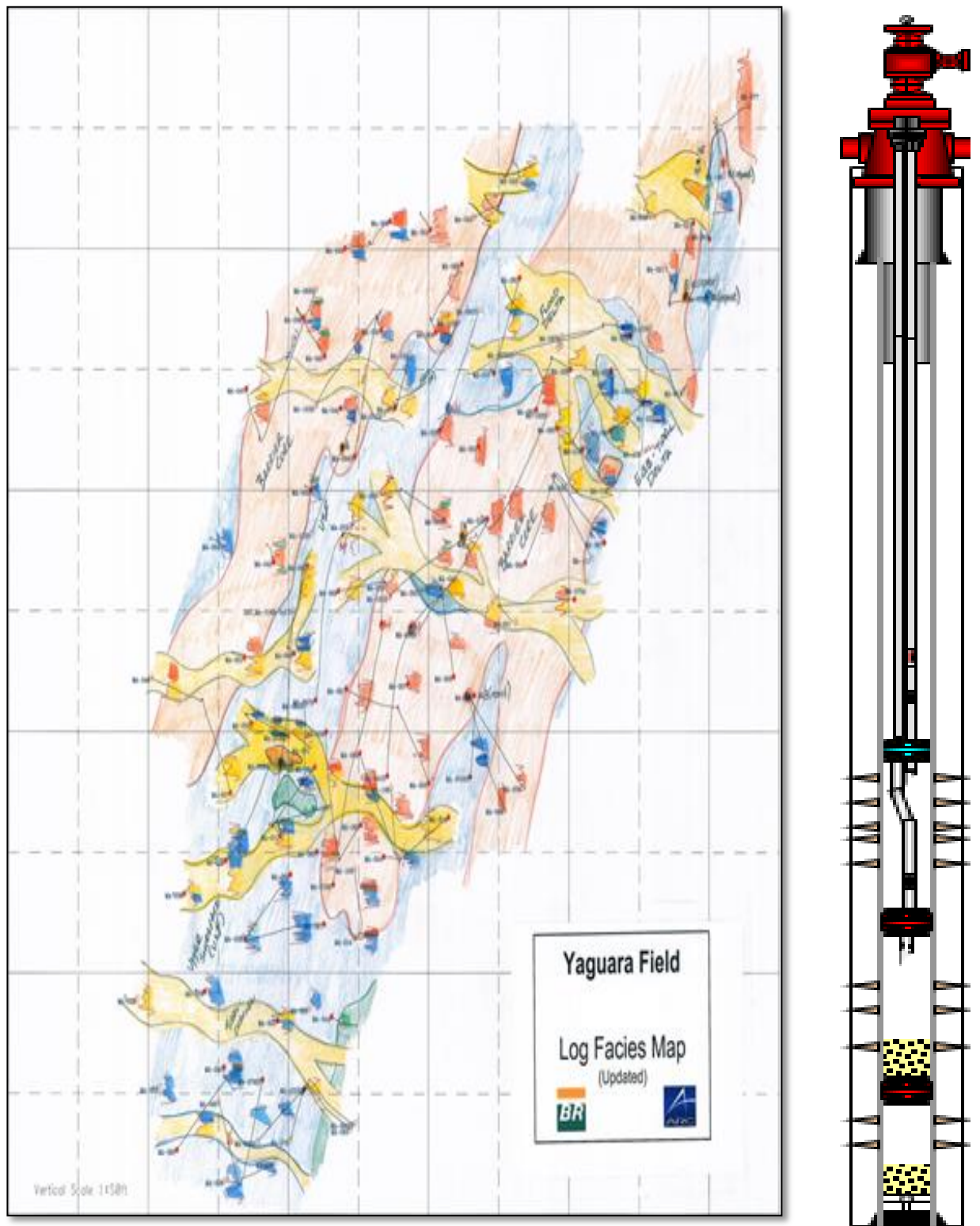


Figura 2.3 Mapa de facies, estado mecánico del pozo

### **3 PROCEDIMIENTO DESARROLLADO EN LA EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO YAGUARÁ**

#### **3.1 FUENTES DE INFORMACIÓN**

En el campo Yaguará se inició la inyección de agua en el año 1995 como proyecto piloto de recobro secundario donde para el momento se logró un factor de recobro primario del 18% y posteriormente se hizo un rediseño de la inyección de agua donde se pronosticó un factor de recobro del 23% total, actualmente existe un factor de recobro del 26% aproximadamente.

Principalmente en este proyecto se obtuvo información de:

- Archivos de Excel que contienen información petrofísica como espesor permeable, topes y base de profundidad medida, permeabilidad, porosidad de cada arena productora.
- Archivos de Excel y Word que contienen información del estado mecánico e historial de cada pozo del campo Yaguará.
- Herramientas informáticas tales como el OFM (Oil field Manager), es un software que se utiliza para el almacenamiento de información tale como; historiales de inyección y producción, registros de pozo, historia de eventos de pozo, etc.
- Información petrofísica aportada por el área de ingeniería de yacimientos, mapas de facies de cada una de las arenas productoras del campo, registros de pozos con información de resistividad, saturación de agua, permeabilidad, densidad neutrónica y volumen de arcilla.

#### **3.2 CONSIDERACIONES GENERALES**

En el campo Yaguará se usan normalmente los Software OFM, ZAHARA, etc. para analizar el comportamiento de los pozos, y en ciertas ocasiones se deben complementar con otras herramientas para poder diagnosticar que ocurre a nivel del yacimiento, ya que no es recomendable basarse solo en una herramienta, debido a que éste nos puede mostrar un comportamiento erróneo.

Para la EVALUACION DEL RECOBRO SECUNDARIO POR INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO YAGUARÁ se tuvieron en cuenta varios parámetros; entre estos parámetros tenemos: el mecanismo de empuje, volumen de agua que ha sido inyectada, comportamiento de los fluidos, etc.

Como el campo tiene más de 100 pozos y una geología compleja, la evaluación se dividió por campo, bloque, pozo; y que fue el procedimiento que se seguirá en el capítulo 5.

Es necesario aclarar que el campo está dividido en bloques y cada bloque en zonas (A, M, B) y las zonas en arenas (van entre 4 y 5 arenas por zona).

La definición de los bloques y zonas fue dada por Ecopetrol la cual se basó en el mapa estructural de la formación Caballos del estudio realizado por Petrobras en el año 2004, en el que se definieron las principales fallas que dividen la estructura; las fallas principales, los contactos agua-petróleo y registros de pozo.

Los análisis realizados corresponden a pozos de diferentes sectores del campo, con condiciones de operación que permiten visualizar muy fácilmente distintos aspectos de su comportamiento con la información almacenada en la base de datos de OFM, y archivos Excel, permitiendo así utilizarlas integralmente.

La primera evaluación que se hizo fue por campo.

A nivel de campo debemos tener en cuenta el mecanismo de empuje, volumen de agua que ha sido inyectada, comportamiento de la presión a través del tiempo y comportamiento de fluidos.

### **3.3 ESTRUCTURA DE LA EVALUACIÓN A NIVEL DE CAMPO**

Como se mencionó anteriormente la primera evaluación que se hizo fue por campo, luego la evaluación a nivel de campo incluye:

#### **3.3.1 Gráfico de Producción Total de Líquidos vs Tiempo.**

Es importante examinar la tendencia para visualizar los cambios sufridos con el tiempo de la producción total de líquido (crudo o agua, crudo más agua e inyectividad), ya que esta puede dar ideas de que puede estar pasando en el campo con respecto a la presión, volumen inyectado, producción de fluidos, etc.

### 3.3.2 Índice de vaciamiento (Voidage Replacement ratio, VRR por sus siglas en ingles).

Mediante el comportamiento del índice de vaciamiento y la presión del yacimiento se puede identificar la calidad de la inyección:

El VRR es:

$$\frac{\text{Volumen de agua inyectada}}{\text{Volumen de liquido producido (crudo + agua)}}$$

A través del tiempo se ha dado una idea de si se está o no se está inyectando suficiente agua y si está disponible en el campo. Valores mensual y acumulado deben ser monitoreados. Cuando el VRR es mayor que 1 y la presión del reservorio no está incrementando, puede ser que este fuera de la zona de inyección, puede ser por perdida de la zona objetivo o zonas ladronas. Cuando el VRR es menor que 1 y la presión del reservorio no está decreciendo, se sospecha afluencia de fluidos, por ejemplo acuíferos fluyendo dentro del área de control.<sup>4</sup> Se considera 1 un valor ideal.

Graficando la rata de aceite versus tiempo a lo largo con la VRR versus tiempo, ayuda a entender la relación entre estas dos variables. (Volumen de agua inyectada con respecto al volumen de líquido producido (crudo más agua))

### 3.3.3 Radio de influencia de pozos

El radio de drenaje, puede ser utilizado para diferenciar las áreas drenadas por los pozos de las áreas que aún no han sido drenadas. Estos son obtenidos a partir de cálculos volumétricos<sup>5</sup>.

De esta manera se obtuvo un radio de drenaje e inundación, pero hay que tener en cuenta que este es un radio de drenaje volumétrico analítico que no representa la forma real, como físicamente se han desplazado los fluidos hacia y desde el pozo, ya que esto depende de la geometría del yacimiento y de la entrada de agua. Adicionalmente hay que considerar que el hecho de que se intercepte con otro no quiere decir que haya interferencia entre los pozos.

---

<sup>4</sup> Tomada SPE 102200 Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice 2006

<sup>5</sup> Tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Analysis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006



### **3.3.4 Factor de recobro y volumen poroso**

El factor de recobro (FR) es la relación que existe entre el volumen de Reservas originalmente recuperables y el volumen original en sitio, POES (Petróleo original en sitio), COES (gas condensado original en sitio) o GOES (gas original en sitio).

Generalmente se expresa como un porcentaje.

Fórmula para calcular el factor de recobro:  $FR = NP / POES$

FR=factor de recobro.

NP= Petróleo acumulado producido.

POES= Petróleo original en sitio.

## **3.4 ESTRUCTURA DE LA EVALUACIÓN A NIVEL DE BLOQUES**

El campo Yaguará se encuentra dividido en sectores (bloques) y estos se evaluaron de forma separada (en total son 8 bloques). Sin embargo el posible análisis se fundamenta en el estudio pozo a pozo del campo sin descartar la influencia de ciertos pozos de un bloque puedan tener sobre otro bloque, para este ejercicio se usó la base de datos del campo y que por su estructura permite ese tipo de análisis.

Para el análisis a nivel de bloque se consideraron los siguientes parámetros para observar de qué forma los pozos pertenecientes a ese bloque se afectan entre sí.

### **3.4.1 Gráfico de Producción Total de Líquidos vs Tiempo.**

Para el análisis a nivel de bloques se utilizaron gráficas de producción total de líquidos vs tiempo como se hizo a nivel de campo. Con estas graficas se pueden observar cambios en el comportamiento de los fluidos y así de esta manera es posible evaluar que eventos han efectuados estos cambios.

### **3.4.2 El cuadrante del factor de recobro y volumen poroso**

El factor de recobro (FR) es la relación que existe entre el volumen de Reservas originalmente recuperables y el volumen original en sitio, POES (Petróleo original en sitio), COES (gas condensado original en sitio) o GOES (gas original en sitio).

La figura 3.1 representa el cuadrante definido por Ecopetrol para el campo Yaguará con el fin de clasificar los bloques que hay con su respectiva zona (A, M, B).



Figura 3.1. Volumen poroso vs factor de recobro.

Cuadrante 1: el bloque con la zona definida si se encuentra en este cuadrante posee alto factor de recobro y volumen poroso inyectado, es madura. Se recomienda disminuir inyección.

Cuadrante 2: el bloque con la zona definida si se encuentra en este cuadrante tiene un factor de recobro alto. Se puede mantener la inyección de agua o si es posible aumentarla.

Cuadrante 3: el bloque con la zona definida si se encuentra en este cuadrante es inmadura. Se recomienda aumentar la inyección de agua para mejorar el recobro.

Cuadrante 4: el bloque con la zona definida si se encuentra en este cuadrante es ineficiente, volumen poroso inyectado alto, posible canalización. Se puede cambiar patrón o ser candidatas para inyectar geles obturantes.

### 3.5 Arenas abiertas (Productor e inyector).

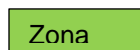
Zona	MA-105	MA-003	MA-073	MA-078	MA-108	MA-115
A						
A						
A						
A						
M						
M						
M						
M						
B						
B						
B						
B						

Tabla 3.1 Ejemplo bloque 1 de arenas abiertas tanto en productores como inyectores

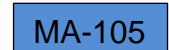
Mediante la revisión del estado mecánico de cada uno de los pozos inyectores, se determinó cuáles arenas están perforadas en cada uno de los pozos y por las cuales se encuentra abierta a la inyección, para una mayor facilidad en la interpretación de la información se pueden observar la tabla ejemplo 3.1.

Estos bloques y sus zonas candidatas contienen pozos inyectores y productores como se observa en la tabla ejemplo 3.1.

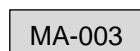
Zona= color verde



Inyector= color azul



Productor= color gris claro.



Zona Abierta= Color verde



Zona Abierta sin producción= Color Gris oscuro



SC=Sarta corta, SL=Sarta larga, A=Anular.

Como podemos observar en la tabla 3.1. donde se relaciona los pozos inyectores y pozos productores, es el resultado de los datos obtenidos de perfiles con las herramientas PLT (Production Logging Test), ILT (Injection Logging Test) y TR (Trazador Radioactivo) y eventos relevantes que se hicieron en el campo entre los años 1994-2012.

Para facilitar la observación de las arenas conectadas se generó este esquema con las arenas abiertas de todos los pozos productores (Tabla 4.1) y los análisis fueron hechos solamente a los pozos conectados (Tabla 4.1), descartándose así la posibilidad de flujo cruzado entre las arenas.

#### 4 DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO YAGUARÁ

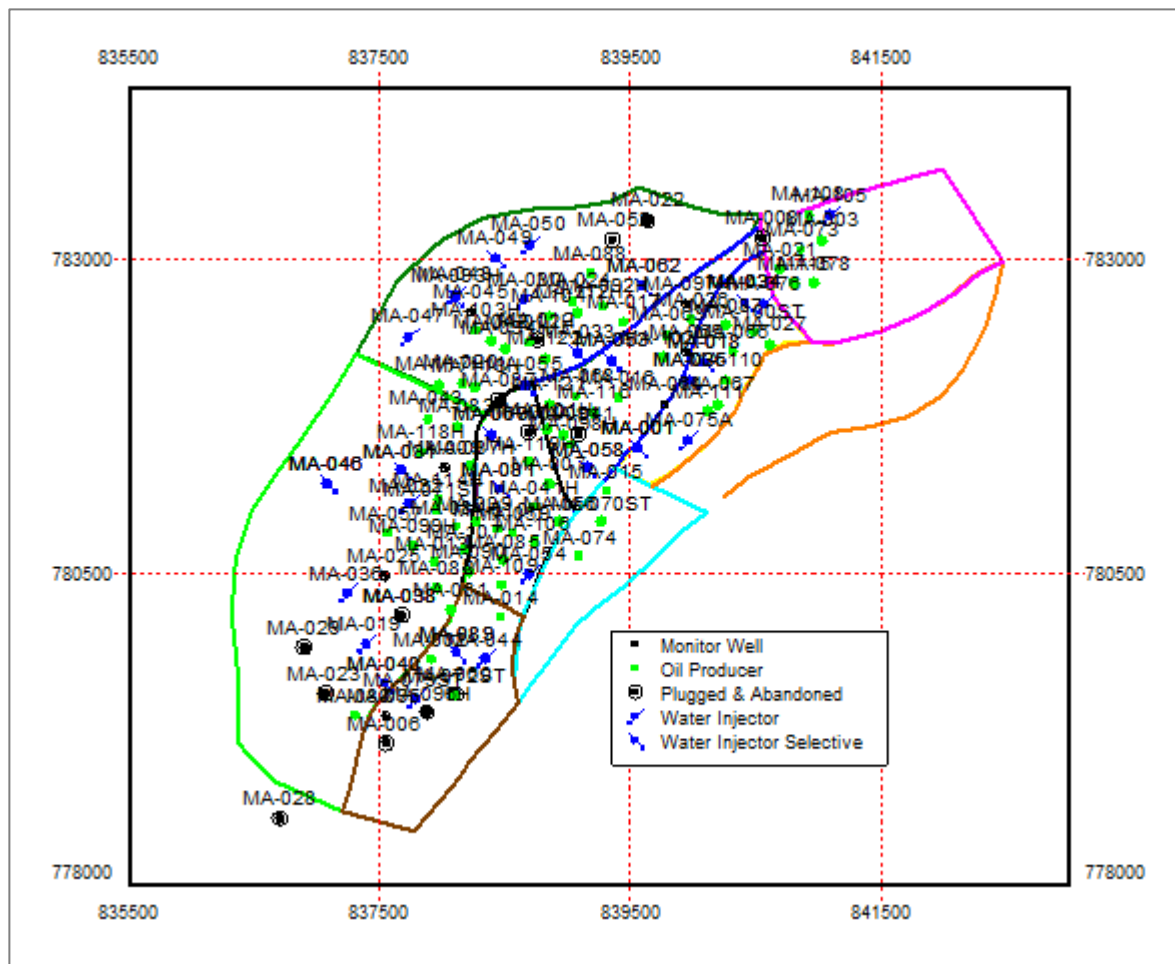


Figura 4.1. Ubicación de los pozos del Campo Yaguará

Para la evaluación de la inyección de agua del campo Yaguará inicialmente se recolectó la información de historiales de pozos, registros como el potencial espontáneo (SP por sus siglas en inglés), Gamma Ray (GR por sus siglas en inglés), registros de resistividad; registros de presencia de Shale y porosidad; también, los estados mecánicos de los pozos, pruebas de registros de producción como son los PLT (Production Logging Test) por sus siglas en inglés, pruebas de registros de inyección como los ILT (Injection Logging Test) por sus siglas en inglés y trazadores radioactivos TR.

Se creó una base de datos en Excel donde se ingresaron los registros PLT, ILT, TR para luego importar estos registros al Software OFM (Oil Field Manager).

Después, se tomó los historiales de los pozos del campo Yaguará y los estados mecánicos de cada pozo y se creó un archivo en Excel con los cañoneos de cada pozo con su respectiva altura de cañoneo y fecha en que se realizó cada cañoneo.

El propósito de este proyecto era evaluar la influencia de la inyección de agua de los pozos inyectores hacia los pozos productores, por lo tanto se elaboró un archivo en Excel para cada pozo inyector y productor con el fin de tratar de predecir los perfiles de flujo del campo Yaguará. Cada uno de los archivos creados para cada pozo contenía lo siguiente:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1		MA-033	1		MA-033								
2		A				2319'-2328' (9') CAB "A2", DEEP START 2 1/8", 4TPP, 0' FASE SEP 22/97 (3)							
3		A											
4		A											
5		A											
6		M											
7		M											
8		M				2432'-2446' (14') CAB "M", DEEP START 2 1/8", 4TPP, 0' FASE ENE 02/97 (2)							
9		M				2450'-2464' (14') CAB "M", DEEP START 2 1/8", 4TPP, 0' FASE ENE 02/97 (2)							
10		B											
11		B				2567'-2592' (25') CAB "B", ENERJET 2 1/8", 6 TPP, 45' FASE DIC 3-4/92 (1)							
12		B				2538'-2643' (45') CAB "B", ENERJET 2 1/8", 6 TPP, 45' FASE DIC 3-4/92 (1)							
13		B											
14													
15													
16													
17													
18													

Figura 4.2. Formato de la distribución de flujo para cada pozo, 1. Nombre del pozo, 2. Arenas productoras, 3. Intervalos cañoneados.

						01/12/1992	05/12/1992	08/04/1993	
	BLOQUE	INTERVALOS OPEN / CLOSE	MARKER	TOP	BASE	DEVELOPMENT	CAÑ 2538'-2643' B30 y 2567'-2592' B20	FRAC 2538'-2643' B30 y 2567'-2592' B20	CAÑ
21									
22	4					prod	prod	prod	
23	BSN	MA-033A	A	A	2318	2354.09			
24	BSN	MA-033A	A	A	2354	2376.37			
25	BSN	MA-033A	A	A	2376	2392			
26	BSN	MA-033A	A	A	2392	2405.348			
27	#N/A	MA-033M	M	M	#N/A	#N/A			
28	BSN	MA-033M	M	M	2405	2427.312			
29	BSN	MA-033M	M	M	2427	2449.642			
30	BSN	MA-033M	M	M	2450	2466			
31	BSN	MA-033B	B	B	2466	2504			
32	BSN	MA-033B	B	B	2504	2534			
33	BSN	MA-033B	B	B	2534	2570.41			
34	BSN	MA-033B	B	B	2570	2603.18			
35									

Figura 4.3. Formato de la distribución de flujo para cada pozo, 4. Bloque al que pertenece la arena, 5. Tope y base de cada arena del pozo, 6. Fecha y evento que afectan la producción o inyección, 7. Si a la fecha el pozo es productor o inyector, 8. Arena abierta (o) en caso de pozo productor, (i) en caso de pozo inyector y (c) en caso de arena cerrada.

PETROFISICA (KH)				1-dic-92	5-dic-92	8-abr-93	2-ene-97
MARKER	TOP	BASE	DEVELOPMENT	CAÑ 2538'-2643' B30 y 2567'-2592' B20	FRAC 2538'-2643' B30 y 2567'-2592' B20	CAÑ 2450'-2464' A70, 2432'-2446' A65	
38	BSN	MA-033A	A	A	2317.92	2354.09	
39	BSN	MA-033A	A	A	2354.09	2376.37	
40	BSN	MA-033A	A	A	2376.37	2392	
41	BSN	MA-033A	A	A	2392	2405.348	
42	#N/A	MA-033M	M	M	#N/A	#N/A	
43	BSN	MA-033M	M	M	2405.348	2427.312	
44	BSN	MA-033M	M	M	2427.312	2449.642	
45	BSN	MA-033M	M	M	2449.642	2466	
46	BSN	MA-033B	B	B	2466	2504	
47	BSN	MA-033B	B	B	2504	2534	
48	BSN	MA-033B	B	B	2534	2570.41	
49	BSN	MA-033B	B	B	2570.41	2603.18	
50							

Figura 4.4. Formato de la distribución de flujo para cada pozo, 9. Petrofísica de cada arena abierta.

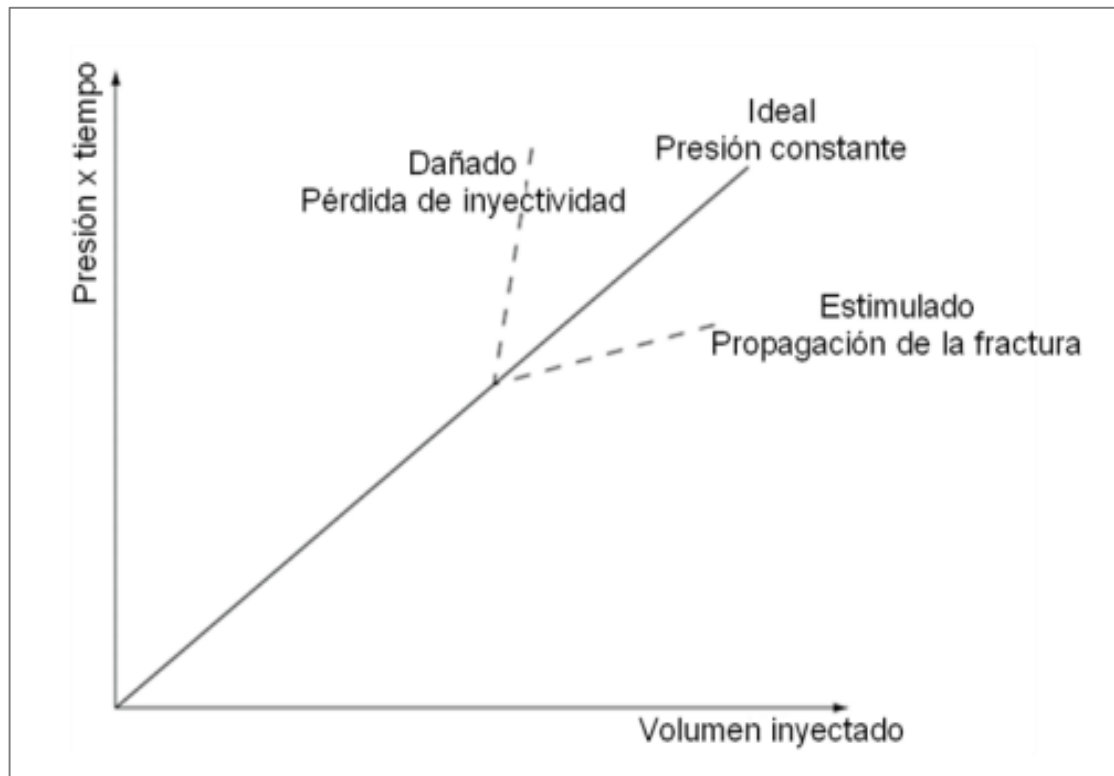
PLT's / ILT's				2-ene-97	30-abr-97	AISLA 2592' E				
MARKER	TOP	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	
72	BSN	MA-033A20	A	A	2317.92					
73	BSN	MA-033A30	A	A	2354.09					
74	BSN	MA-033A40	A	A	2376.37					
75	BSN	MA-033A50	A	A	2392					
76	#N/A	MA-033A55	M	M	#N/A					
77	BSN	MA-033A60	M	M	2405.348					
78	BSN	MA-033A65	M	M	2427.312					
79	BSN	MA-033A70	M	M	2449.642					
80	BSN	MA-033A80	B	B	2466					
81	BSN	MA-033A90	B	B	2504					
82	BSN	MA-033B10	B	B	2534					
83	BSN	MA-033B20	B	B	2570.41					
84										
85										
86										

Figura 4.5. Formato de la distribución de flujo para cada pozo, 10. Registros PLT, ILT o TR según el caso en la fecha realizado.

ASIGNACION DE % / METODO				PETRO	ANALITICO ANTERIOR	PLT	ANTERIOR			
MARKER	TOP	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT
109	BSN	MA-033A20	A	A	2317.92					
110	BSN	MA-033A30	A	A	2354.09					
111	BSN	MA-033A40	A	A	2376.37					
112	BSN	MA-033A50	A	A	2392					
113	#N/A	MA-033A55	M	M	#N/A					
114	BSN	MA-033A60	M	M	2405.348					
115	BSN	MA-033A65	M	M	2427.312					
116	BSN	MA-033A70	M	M	2449.642					
117	BSN	MA-033A80	B	B	2466					
118	BSN	MA-033A90	B	B	2504					
119	BSN	MA-033B10	B	B	2534					
120	BSN	MA-033B20	B	B	2570.41					
121										
122										

Figura 4.6. Formato de la distribución de flujo para cada pozo, 11. Asignación de un método de distribución de flujo para el pozo, 12. Resultado en fracción de la distribución de flujo del pozo

El análisis de las gráficas Hall es muy usado para identificar si existe daño de la formación cuando ocurre una disminución de la infectividad de un pozo en particular. Estas gráficas permiten ver el volumen de inyección de agua acumulada Vs la presión por tiempo acumulado (gráfica 4.0.)



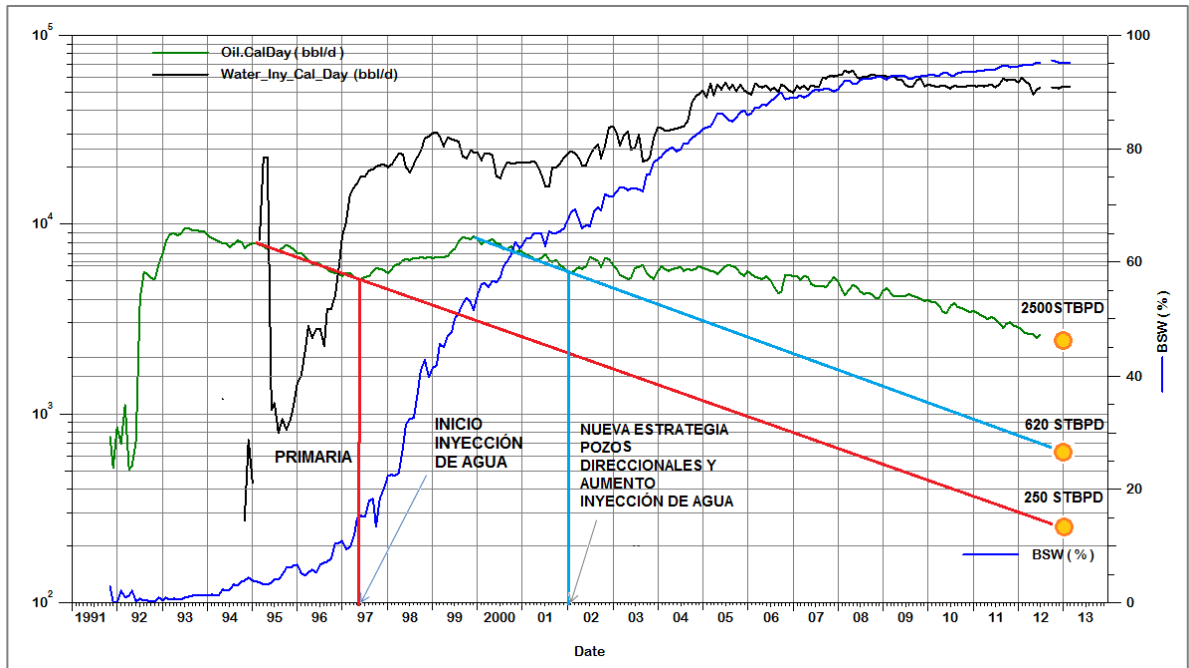
Gráfica 4.0 Ejemplo de grafica hall para varias condiciones de inyección de agua.  
Fuente: Guidelines for produced water injection. January 2000.

A pesar de la importancia que tiene las gráficas Hall, por ciertas circunstancias no se tuvieron en cuenta para esta evaluación del campo Yaguará. Se recomendaría a futuros proyectos en el campo incluir este estudio para verificar los daños de la formación en cada pozo inyector.

#### 4.1 Historia del método de recuperación por inyección de agua del Campo Yaguará.

Como podemos verificar en la Gráfica 4.1, el primer pozo en producción del campo Yaguará data de diciembre de 1991 y fue el pozo MA-001. El campo entró en producción comercial a partir del año 1992 con la formación Caballos, durante este

año se van haciendo las adecuaciones y entrando en producción todos los pozos, (33 pozos perforados, 27 productores y 6 secos), con lo cual se incrementa rápidamente la producción del campo y a mediados del año 1993, se logran aproximadamente 9500 BOPD (pico de producción primaria).



**Gráfica 4.1. Producción Total de líquidos vs Tiempo.**

En Febrero de 1995, con el propósito de restaurar la presión del yacimiento y maximizar el recobro de hidrocarburos y como solución al problema de caída presión del Campo Yaguará, se inicia un piloto de inyección de agua para de la zona Caballos B, que inicia con el pozo inyector MA-004; el cual rápidamente se extiende a otros pozos de la periferia como MA-036 y MA-023, inyectando aproximadamente 3000 BWPD totales en el campo.

En vista de los buenos resultados preliminares observados, se masifico la inyección con la perforación de pozos inyectores en el año 1997, con lo cual se alcanzan los 20,000 BWPD inyectados, luego entre los años 1998 y 1999 se hace un plan masivo de perforación (34 pozos) y fracturamiento hidráulico (23 pozos) en la formación Caballos A sin inyección en esta zona, logrando alcanzar los 8,500 BOPD y una inyección entre 25,000 y 30,000 BWPD (Gráfica 5.1).

Posterior a este periodo la producción del Campo Yaguará vuelve a declinar hasta 6000 BOPD, producto del agotamiento de la formación Caballos A, en el cual no se inyectaba agua, la disminución de los volúmenes de inyección en el yacimiento Caballos B a niveles incluso inferiores a los 20000 BWPD y la baja eficiencia del sistema de levantamiento por Gas Lift, para producir los volúmenes de fluidos



requeridos. Lo cual llevó al campo a unos niveles de producción cerca a los 5500 BOPD a comienzos del año 2002.

Debido a la madurez del campo, el corte de agua de 60% predominante en la mayor parte del mismo y los bajos potenciales de producción de petróleo de los pozos perforados en el año 2001, llevo a un redireccionamiento de las alternativas de desarrollo para el campo, generando en el año 2002 una nueva estrategia, basada en la perforación de pozos horizontales, para mejorar la productividad de los pozos y el incremento de los volúmenes de inyección de agua, generando resultados bastante satisfactorios e incrementando nuevamente la producción a niveles superiores a los 6500 BOPD en el 2002 y los 6000 BOPD en el 2003, mostrando una vez más el potencial de mejoramiento de la producción que aún se tiene en el campo.

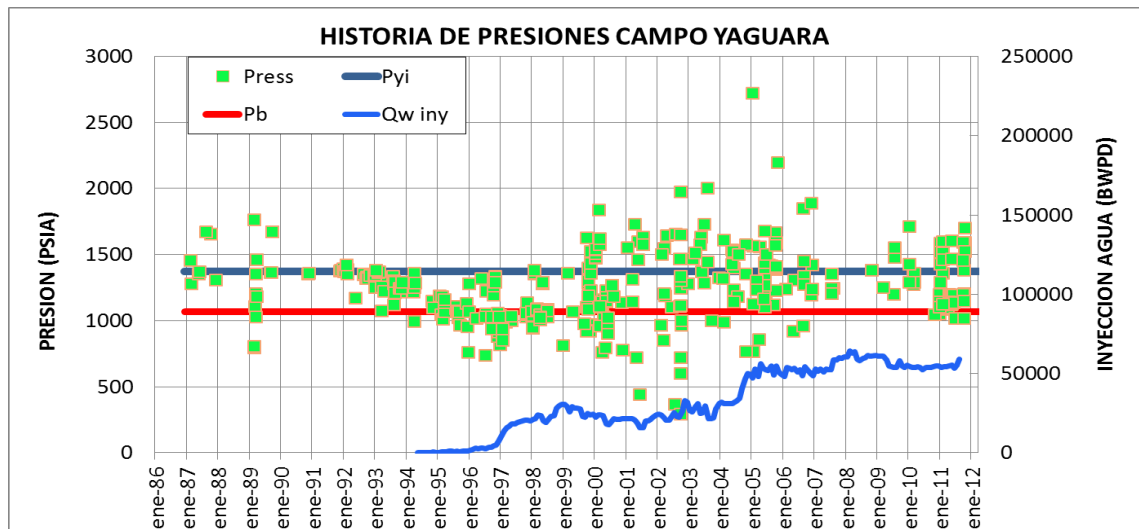
El aumento de volúmenes de inyección de agua entre los años 2003 y 2006, de 30000 BWPD a 55000 BWPD, generó un mantenimiento de producción, sin embargo no reflejaron incrementos significativos de producción, ya que se pasó de 5 BPD inyectados/1 BPD producidos, paso a 22 BPD inyectados/1 BPD producidos.

El campo Yaguará actualmente cuenta con 122 pozos: 68 son productores, 31 inyectoros, 16 abandonados y 7 inactivos. A la fecha, la tasa de inyección de agua es aprox. 50000 BWPD aprox. Con una producción promedio de 2500 BPD aproximadamente. El acumulado de producción de petróleo es de 43.5 MMBls. lo cual representa un Factor de Recobro del 26%.

En el campo Yaguará, el proceso de inyección de agua tiene un costo aproximado de \$ 0.91/ BBl de agua inyectada, este valor es de suma importancia para considerar este método de recobro porque en algunos casos puede llegar a encarecer los costos de extracción del crudo y así no ser viable.

## **4.2 Evaluación de las Presiones**

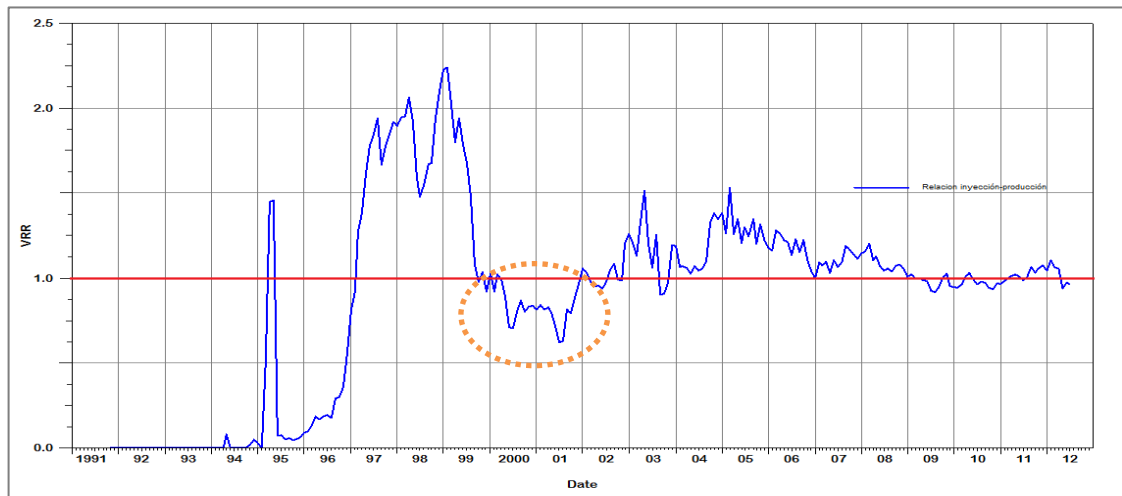
En la gráfica 4.2 se presenta la información histórica de las presiones del Campo Yaguará, la presión promedio para el campo Yaguará fue de 1350 psia @ -520 ft TVDss y una  $P_b$  de 1068 psi, caracterizándolo como un sistema de hidrocarburos de tipo Black oil subsaturado ( $P_i > P_b$ ), Se observó también una favorable respuesta a la inyección de agua; la tendencia de la presión en los primeros años descendió hasta 1000 psi aproximadamente, con el fin de mantener la presión del Campo Yaguará por encima del punto de burbuja, en septiembre de 1997 se dio inicio al proceso de inyección de agua. Al iniciarse este proceso en el Campo Yaguará se presenta una respuesta positiva, reflejada en la producción del campo y la presión de yacimiento.



Gráfica 4.2 Histórico de presiones campo Yaguará. Pyi (presión inicial del yacimiento), Qw iny (Caudal de agua de inyección en el campo Yaguará), Pb (Presión de burbuja).

Debido al efecto de mantenimiento de presión, en la actualidad, la presión promedio del yacimiento es aproximadamente de 1250 psi @ -520 ft la cual está por encima del Pb (1068psi). Sin embargo, en algunos bloques del campo la presión del yacimiento está por debajo del punto de burbuja porque no hay soporte de presión.

### 4.3 Índice de vaciamiento (VRR)



Gráfica 4.3. Índice de vaciamiento del Campo Yaguará.

El índice de vaciamiento es usado para monitorear el comportamiento de volumen de líquido inyectado sobre el volumen de líquido producido. Idealmente el índice

de vaciamiento debe ser 1, pero puede fluctuar entre 0.9 y 1.5<sup>6</sup>. Para el campo Yaguará encontramos que el índice de vaciamiento fluctuó entre 0,9 a 1,1; es decir que la relación entre el agua inyectada y el líquido producido se encontró entre un valor ideal, lo que indica que lo que se extrae esta compensado con lo que se está inyectando y se ve reflejado en el comportamiento de la presión del campo, ya que esta se mantiene por encima del punto de burbuja.

Observando la Gráfica 4.3, se notó que la tendencia de ascenso del índice de vaciamiento al subir cuando se masificó el proceso de inyección de agua en 1997, estabilizándose en el año 2000, a partir de ese año (ovalado naranja) hasta finales del 2001, hay un cambio por debajo de 1, este cambio se presume que se debe a la aparición de nuevos pozos perforados, y que la inyección de agua permanece constante alrededor de 20000 BWPD, llegaron hasta 90 pozos totales perforados, a partir del 2002 gracias a la nueva estrategia que se implementó en el campo, basada en la perforación de pozos horizontales, para mejorar la productividad de los pozos y el incremento de los volúmenes de inyección de agua, generando resultados bastante satisfactorios en la curva de vaciamiento incrementándola.

#### **4.4 Radio de influencia de pozos (MAPAS DE BURBUJA)**

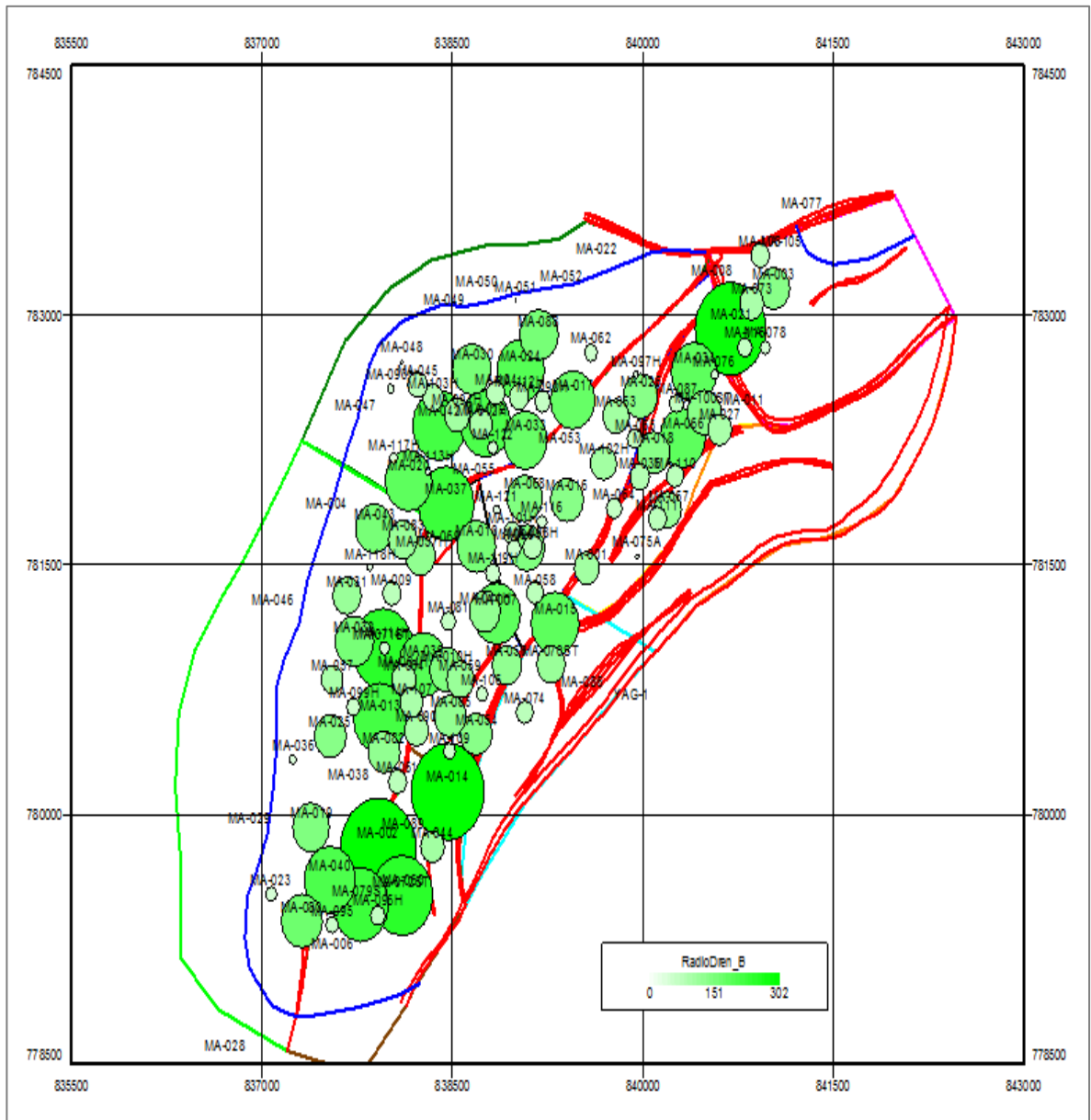
Para el análisis del campo Yaguará a nivel general se utilizaron los mapas de burbujas del radio de drene para identificar las zonas que han sido drenadas, de las que aún no han sido drenadas.

Observando el mapa de burbuja de radio de drene (figura 4.4) se notan que algunas zonas no cambian, de esta manera se pueden determinar distintas áreas candidatas para perforación de pozos ya sea inyectoros o productores.

Hay que tener en cuenta que este es un radio volumétrico analítico que no representa la forma real como físicamente se han desplazado los fluidos hacia y desde el pozo, ya que esto depende de la geometría del yacimiento y de la entrada de agua; este campo presenta una gran variedad de fallas y debido a esto, los pozos aledaños no son influenciados entre sí, por ende hay que considerar que el hecho de que se intercepten los burbujas unas con otras no quiere decir que haya interferencia.

---

<sup>6</sup> Tomada SPE 102200 Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice 2006



**Figura 4.7 Mapa de burbujas radio de drene del Campo Yaguará Zona B.**

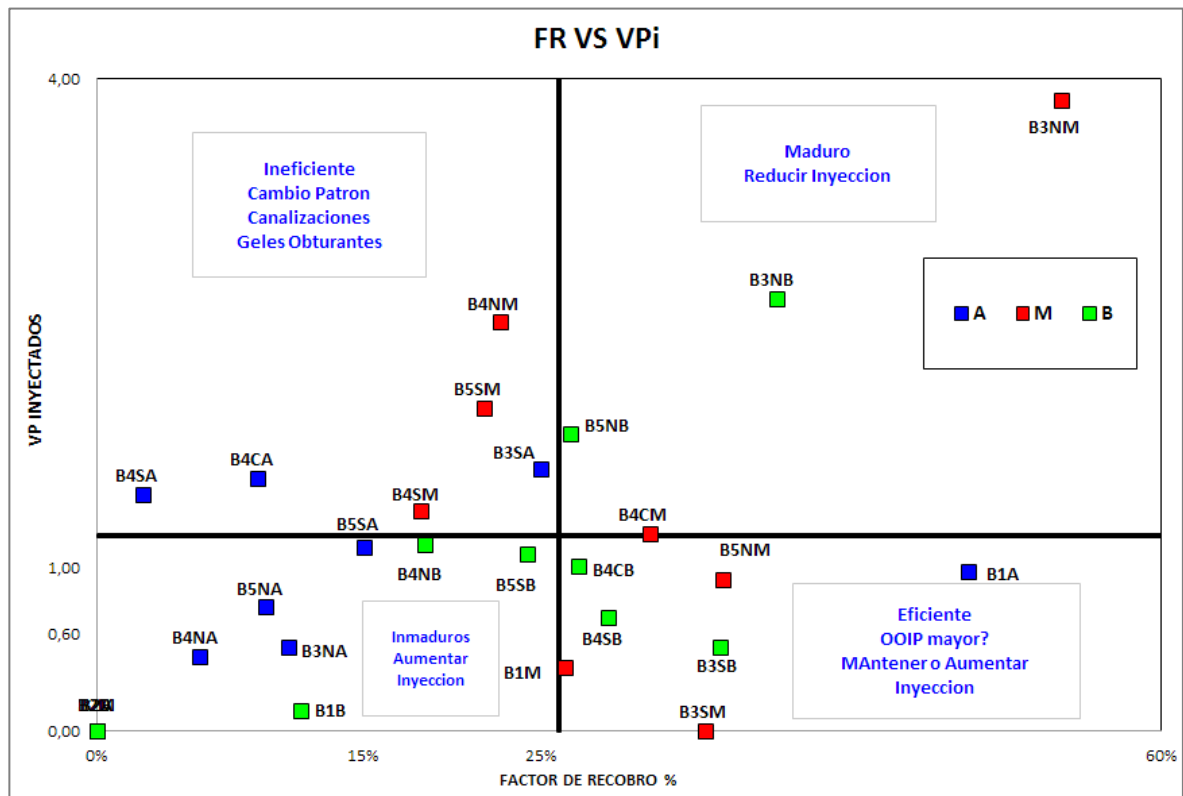
El mapa de burbujas valida la información a nivel de pozo y arena, en este caso se realizó un mapa de burbujas con información de producción de fluidos del campo de la zona B, y de la zona M (anexo1).

El mapa de burbujas nos muestra que a pesar que el campo Yaguará es maduro todavía hay zonas en ciertos bloques del campo que faltan por recuperarse los hidrocarburos.

#### 4.5 Evaluación del Factor de recobro

La evaluación del factor de recobro se realizó con características del campo como son: POES (Petróleo original en sitio), el agua inyectada al campo y los VP (Volumen poroso).

A diciembre del 2012 que fue realizada esta evaluación arrojó los siguientes resultados:



Gráfica 4.4. Factores de recobro vs volúmenes porosos inyectados por bloques y zonas en el campo Yaguará.

Como podemos observar en la gráfica 4.4, hay bloques que tienen un factor de recobro alto como es el caso del bloque B1A, pero en el momento de evaluar los bloques también hay que tener en cuenta en que zona del campo se encuentra localizada, ya que este aspecto puede influir notoriamente a la hora de calcular el factor de recobro aportado por cada bloque.

Otro aspecto importante es la cantidad de Volumen Poroso inyectado, ya que dependiendo de las características de cada zona se va a poder usar el método de inyección de agua en mayor o menor proporción.

## 5 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA A NIVEL DE BLOQUES DEL CAMPO YAGUARÁ

En la figura 5.1 podemos ver la ubicación de los diferentes Bloques y su ubicación en el Campo Yaguará.

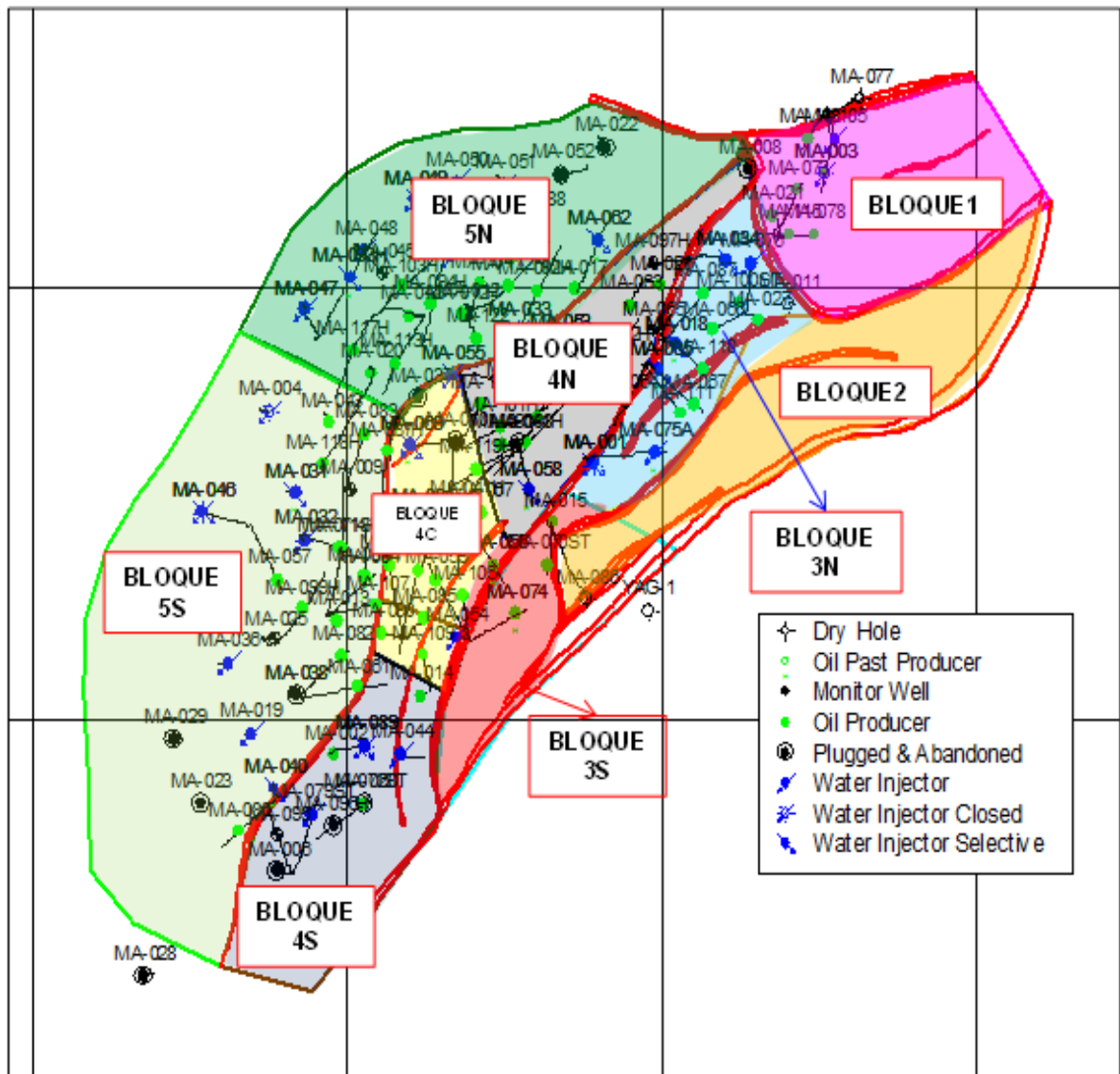


Figura 5.1. Ubicación de pozos productores, inyectores y abandonados, por bloques en el campo Yaguará

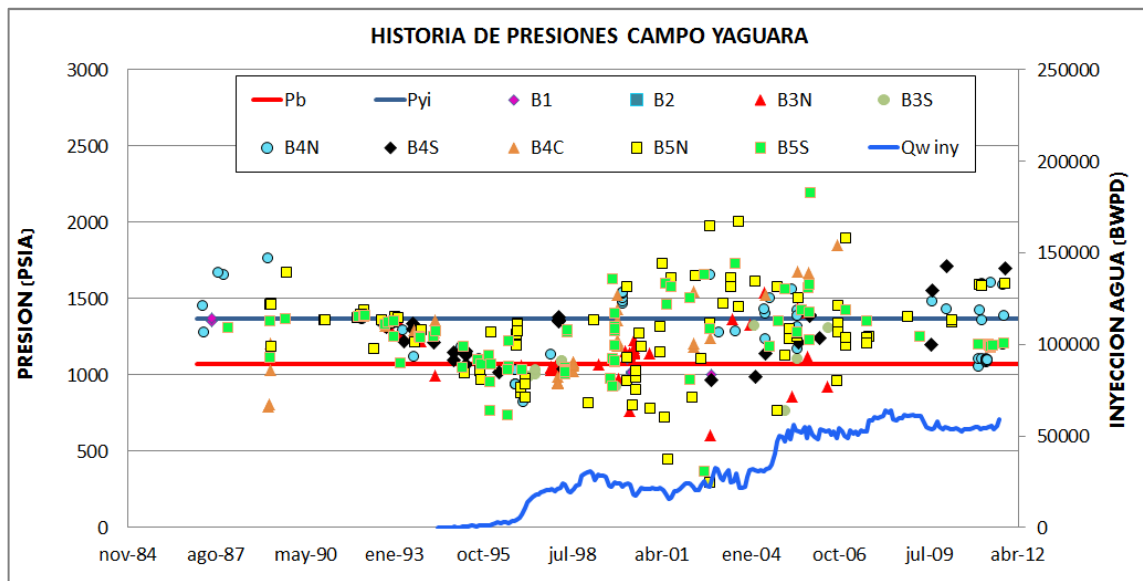
Para el análisis de inyección del campo Yaguará se tuvieron en cuenta dos niveles de evaluación, por campo y por bloques.

Debido a que el campo Yaguará no presenta patrones de inyección delimitados geoméricamente, estos patrones de inyección son fijados según los pozos productores afectados por los diferentes pozos inyectoros.

Por bloques tenemos en cuenta las gráficas de presiones, producción total de líquidos vs tiempo, gráfica de VP vs FR y mapas de burbuja.

## 5.0 Evaluación de presiones

La gráfica 5.1, muestra las presiones del campo por bloques, como podemos observar por medio de esta grafica las presiones de los bloques en el campo Yaguará han variado considerablemente debido a los eventos que se han desarrollado durante la producción del campo, por lo tanto, es indispensable realizar una evaluación a cada bloque, para analizar el comportamiento de los pozos inyectoros con respecto a los pozos productores en cada bloque.



Gráfica 5.1. Historia de presiones del campo Yaguará por bloques.

## 5.1 BLOQUE 1 (B1)

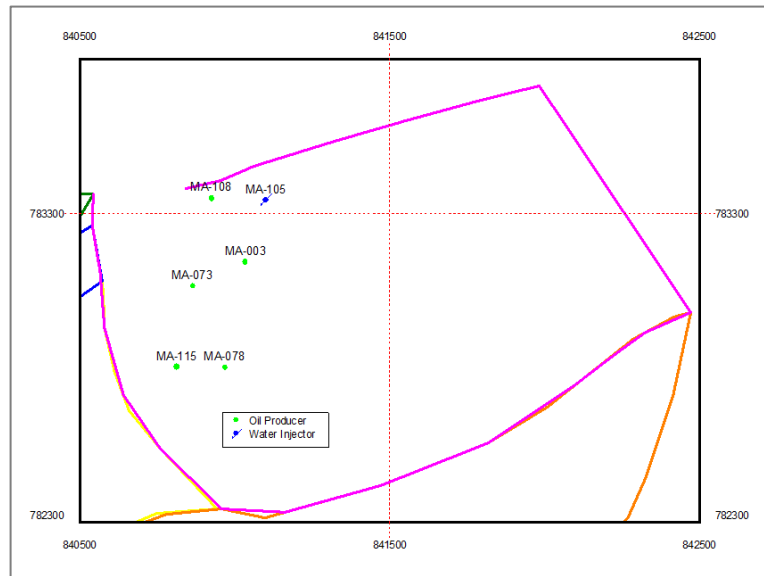
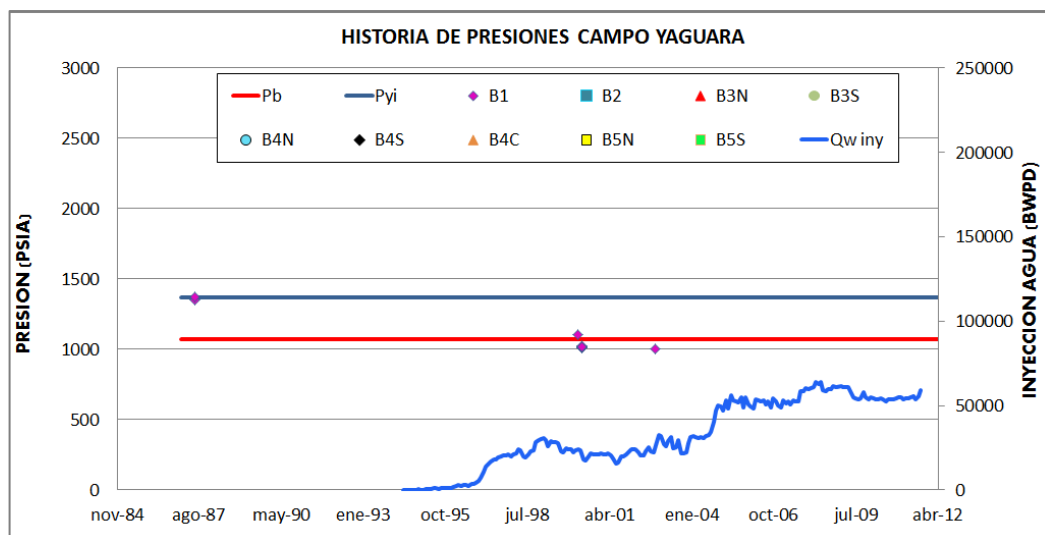


Figura 5.2. Pozos productores influenciados por el pozo inyector MA-105

Como se puede observar en la figura 5.2 en el Bloque B1, se encontraron los pozos inyectores MA-105 que influencia a los pozos productores MA-003, MA-073, MA-078, MA-108, MA-115.

### 5.1.1 Presiones



Gráfica 5.2. Historia de presiones del bloque B1.



La grafica 5.3, al no poseer datos de presión suficiente para hacer una evaluación sobre la presión del bloque B1., en la gráfica 5.3, también se puede observar que en el año 1999 hubo una disminución de presión a tal punto que la presión fue menor que la presión de burbuja ( $P_b$ ), lo que podemos concluir con lo dicho anteriormente es que a este bloque le hace falta soporte de presión.

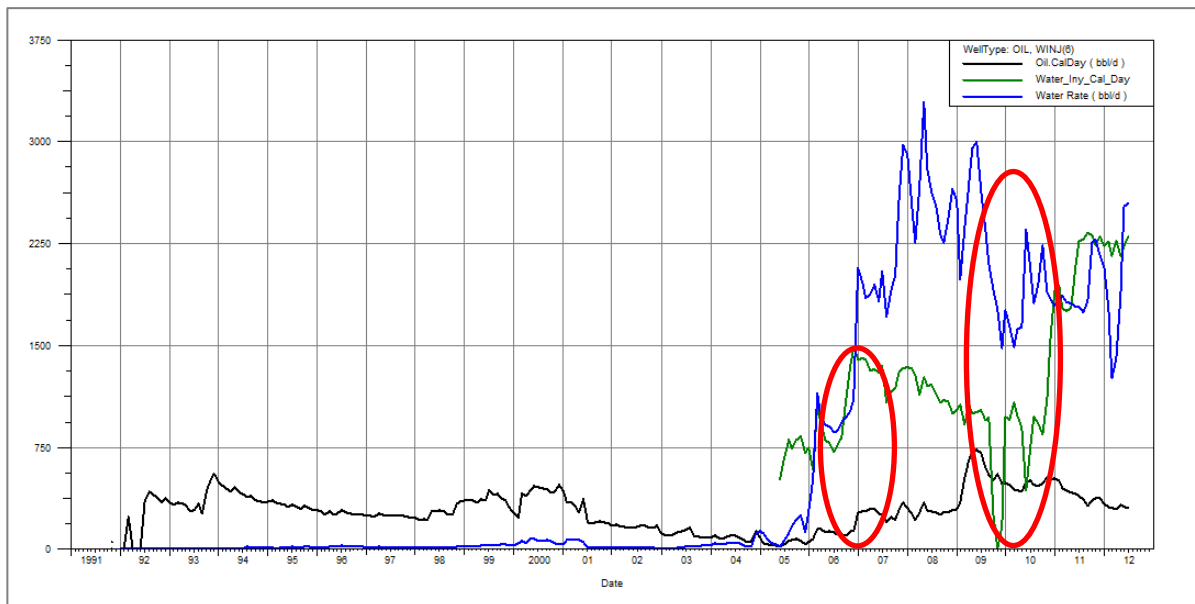
A este bloque le falta soporte de presión por parte del pozo inyector, se recomendaría aumentar la inyección de agua o pasar uno de los pozos productores a inyectores o un proyecto de perforación de pozos inyectores para aumentar la inyección de agua en este Bloque.

### 5.1.2 Producción de líquidos vs tiempo

El bloque B1 inició con la perforación del pozo MA-003 en Noviembre de 1991, se perforó el pozo MA-078 en Marzo de 1998, luego se perforó el pozo MA-073 en diciembre de 2000, y el MA-115 en Diciembre del 2006 y el MA-108 en Enero del año 2007.

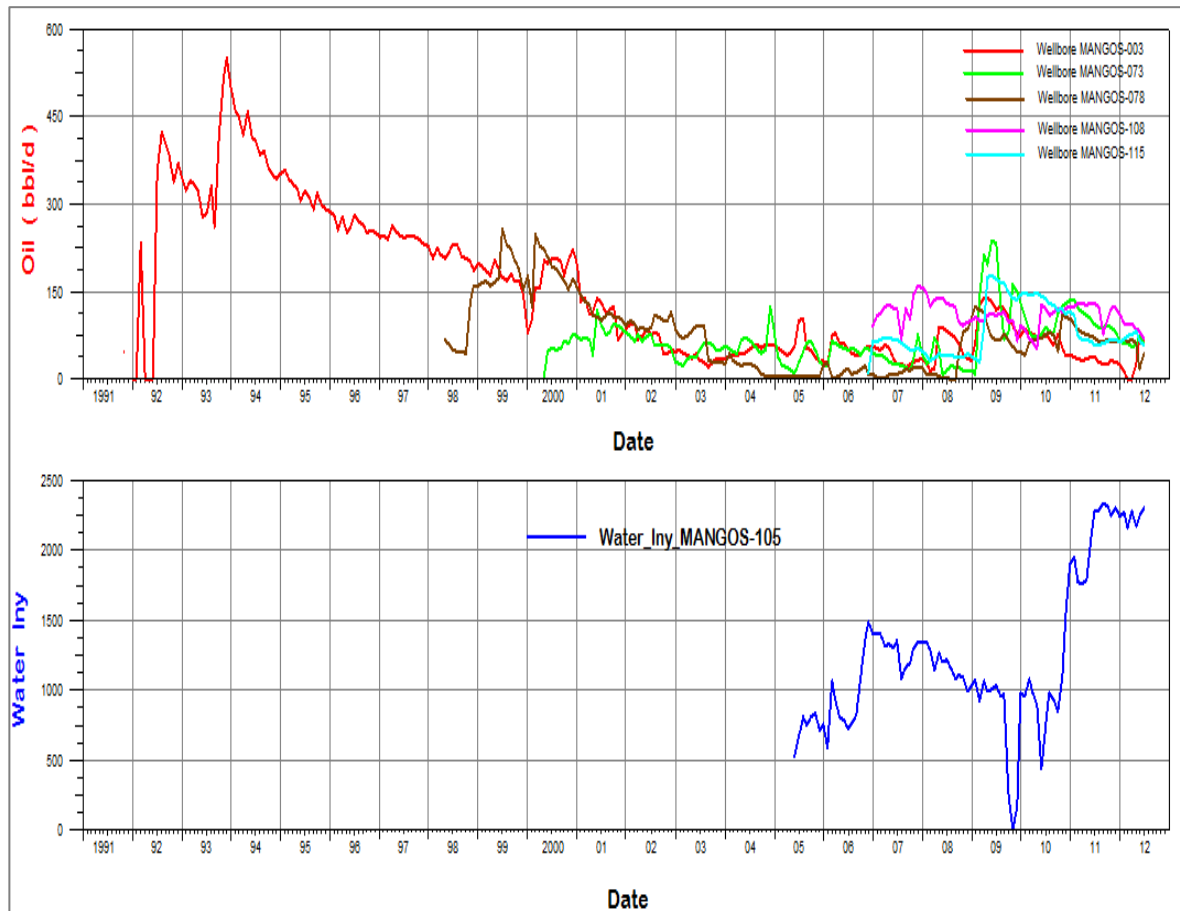
Por otro lado el pozo MA-105 comenzó la inyección de agua desde el año 2005.

En este bloque se presenta buena respuesta a la inyección de agua debido a que las propiedades petrofísicas son óptimas, con permeabilidades y porosidades recomendables.



Gráfica 5.3. Producción Total de Líquidos vs Tiempo del bloque B1.

Observando la gráfica de producción de líquidos e inyección vs tiempo, gráfica 5.4, se observó la rápida respuesta en cambios de producción al haber variaciones en la tasa de inyección (óvalos rojos).

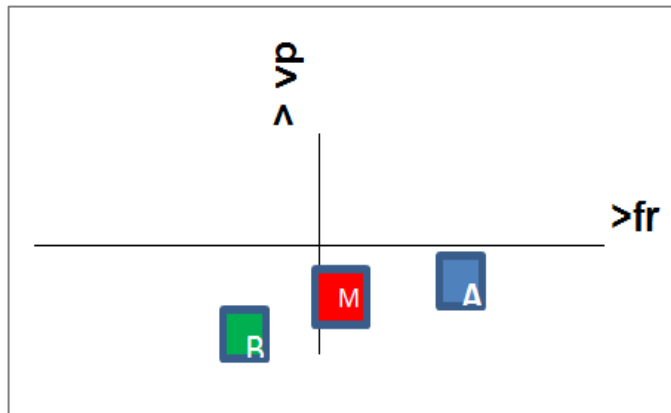


**Gráfica 5.4. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B1.**

En el Bloque B1 se encuentra el pozo inyector MA-105, que se perforó a mediados del año 2005 donde de manera simultánea se dió inicio al sistema de inyección de agua, por lo escrito anteriormente se puede concluir que este pozo es el encargado de ayudar a mantener el recobro de aceite para el Bloque 1.

Debido a esto se puede notar en la Gráfica 5.4, donde se hace la relación del pozo inyector con los pozos productores de este bloque, se observó que cuando se inició el proceso de la inyección de agua, si hubo influencia por parte del pozo inyector para mejorar y mantener la producción de los pozos productores que se encuentran cercanos.

### 5.1.3 Factor de recobro



Gráfica 5.5. Volúmenes poroso vs factor de recobro B1.

Según la Gráfica 5.5.

- ✓ Zona A: adicionar pozos inyectoros o aumentar inyección de agua que soporten esta zona.
- ✓ Zona M: incrementar la inyección de agua.
- ✓ Zona B: incrementar drásticamente la inyección de agua.

### 5.1.4 Arenas abiertas

El bloque B1 posee bajo soporte de agua en todas las arenas, en especial B, M y alta declinación de la producción de petróleo como se puede observar en la figura 5.4, debido a que posee un solo pozo inyector.

zona	MA-105	MA-003	MA-073	MA-078	MA-108	MA-115
A						
A						
A						
A						
M						
M						
M						
M						
B						
B						
B						
B						

Tabla 5.1. Arenas abiertas para el bloque B1.

Recomendaciones para el bloque B1:

- ✓ MA-105: Sarta selectiva A, M, B. (incrementar inyección en B), estimulación.
- ✓ MA-003: convertir a inyector con sarta selectiva A-M-B incrementar la inyección en B, separar en la selectividad la primera fila de las arenas de la zona B.
- ✓ MA-073: se descarta como posible inyector.
- ✓ Nuevo pozo inyector, Perforar nuevo pozo al sur de MA-078.

## 5.2 BLOQUE 3 NORTE (B3N)

Como se puede observar en la Figura 6.3 en el Bloque B3N, podemos encontrar los pozos inyectoros MA-018, MA-034, MA-035, MA-075, MA-076, que influyen a los pozos productores MA-021, MA-027, MA-066, MA-067, MA-087, MA-100, MA-110, MA-111.

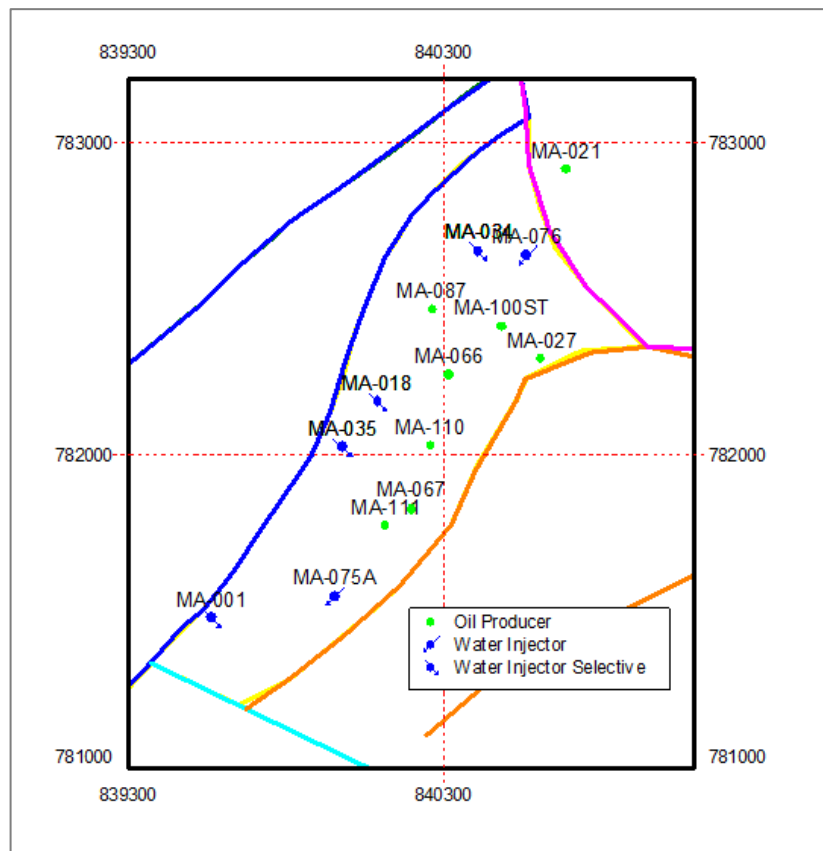
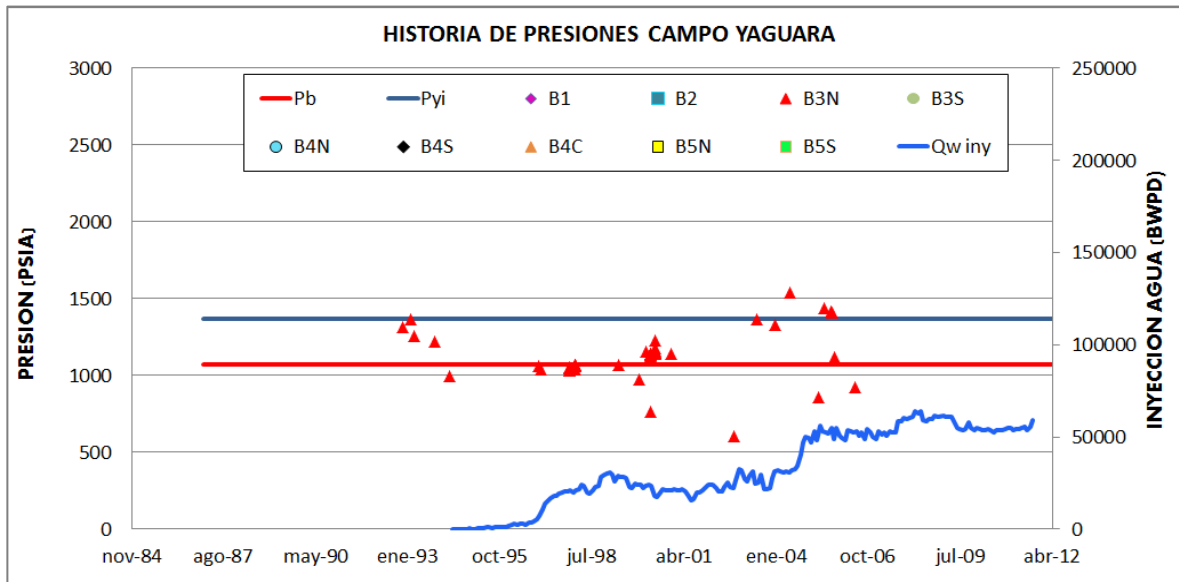


Figura 5.3. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores en el bloque B3N.

## 5.2.1 Presiones



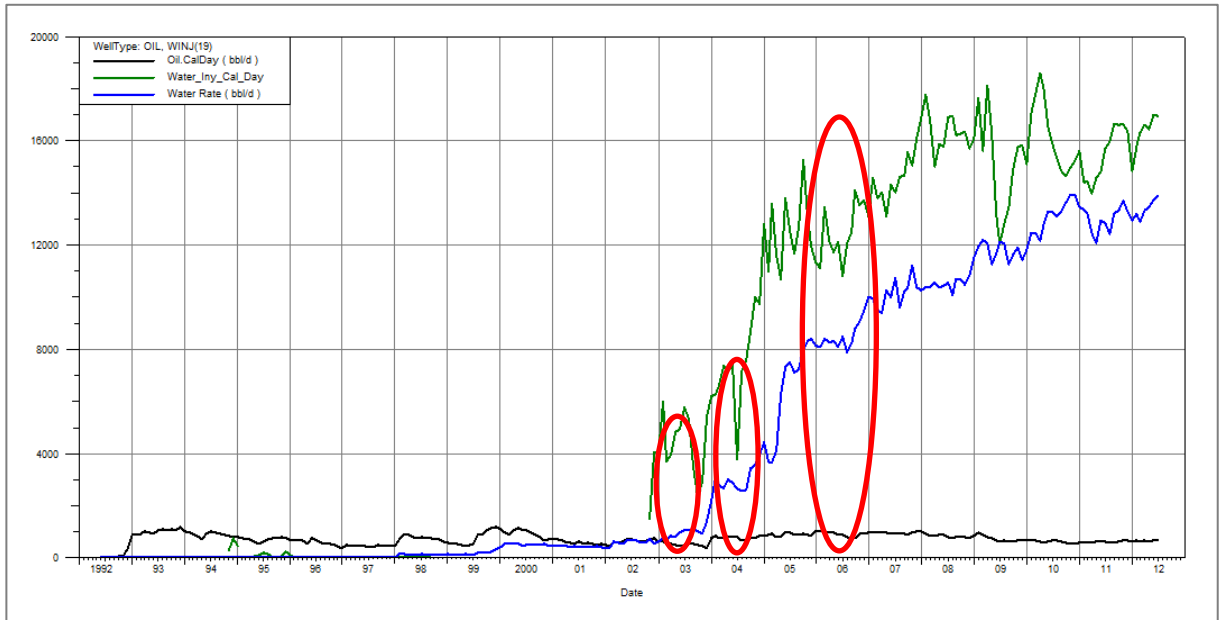
Gráfica 5.6. Historia de presiones del bloque B3N.

La gráfica 5.6, muestra la historia de presiones para el bloque B3N, en la cual se pueden observar variaciones significativas de la presión, lo que nos indica que hace falta soporte de presión; aunque no hay datos actuales los cuales verifiquen esta afirmación, puede que en algunas zonas (A, M, B) estén con la presión estable y en otras haga falta soporte de presión, después de la campaña del 2002 de aumentar la inyección de agua, la presión se empieza a estabilizar un poco.

## 5.2.2 Producción de líquidos vs tiempo

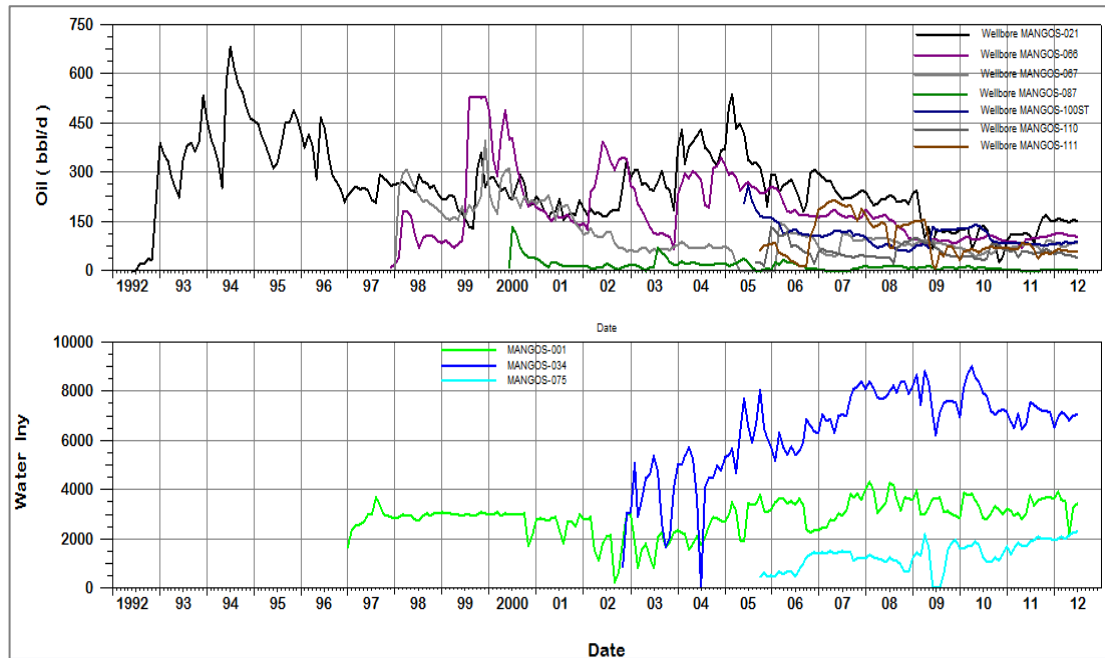
El bloque B3N inició con la perforación de los pozos MA-021 y MA-027 en Febrero de 1992, se perforó el pozo MA-066 en Diciembre de 1997, luego entró en producción el pozo MA-067 en Enero de 1998 y el MA-087 en Junio de 2000, entró en producción el MA-100, MA-110 y MA-111 en el año 2005.

Por otro lado el pozo MA-034 comenzó la inyección de agua en diciembre del año 2002, luego el pozo MA-018 en el año 2003, después el pozo MA-035 en Diciembre del año 2003, el pozo MA-075 en Octubre del año 2005 y finalmente el pozo MA-076 en Octubre del año 2010.



**Gráfica 5.7. Producción Total de Líquidos vs Tiempo del bloque B3N.**

Por medio de la gráfica de producción de líquidos e inyección vs tiempo, Grafica 5.7, se observó la rápida respuesta en la producción al presentarse variaciones en la tasa de inyección en el bloque (óvalos rojos).

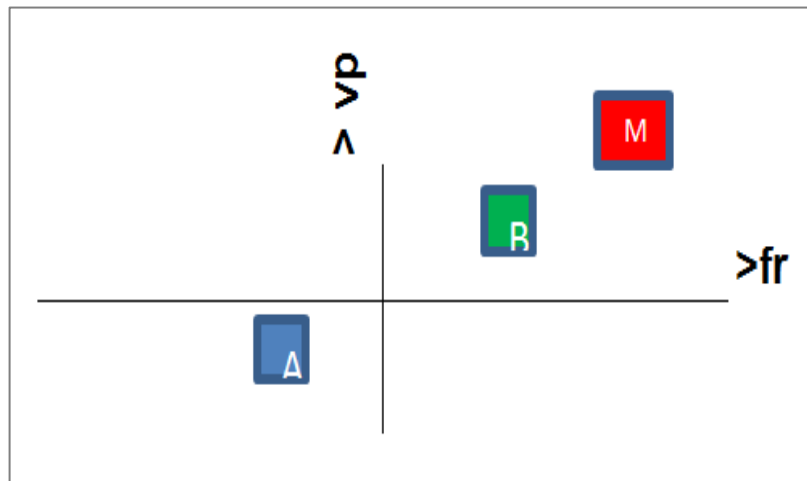


**Gráfica 5.8. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B3N.**

En el Bloque B3N se encuentran los pozos inyectoros MA-018 que de ser un pozo productor se convirtió a pozo inyector en el año 2003, MA-034 que se convirtió a pozo inyector en el año 2003, MA-035 quien era productor y paso a ser inyector en el año 2004, MA-075 quien era productor y lo convirtieron en inyector en el año 2003 y el pozo MA-076 que inició en el año 1998 como pozo productor y pasó a ser pozo inyector en el año 2010.

Debido a esto se puede notar en la gráfica 5.8, de inyección de agua y producción de petróleo que cuando se inició el proceso de la inyección de agua, en este bloque sí hubo influencia por parte de los pozos inyectoros para mejorar y mantener la producción de los pozos productores que se encuentran cercanos.

### 5.2.3 Factor de recobro



Gráfica 5.9. Volúmenes poroso vs factor de recobro B3N.

Según la Gráfica 5.9.

- ✓ Zona A: es una zona inmadura, donde se tiene que aumentar la inyección de agua (estimular y fracturar) esta zona.
- ✓ Zona M: presenta un factor de recobro alto y un volumen poroso alto, es una zona madura, donde se debe mantener inyección.
- ✓ Zona B: presenta un factor de recobro alto y un volumen poroso alto, es una zona madura, donde se recomienda bajar inyección.

## 5.2.4 Arenas abiertas

zona	MA-034	MA-035	MA-075	MA-018	MA-076	MA-021	MA-027	MA-066	MA-067	MA-087	MA-100	MA-110	MA-111
A				SC									
A				SC									
A													
A		SC											
M		SC	+										
M				SC									
M	A	SC		SC									
M	A	SC		SL									
B	SC	SL		SL									
B	SL			SL									
B	SL												
B													

Tabla 5.2. Arenas abiertas para el bloque B3N.

El bloque B3N posee inyección de agua periférica.

## 5.2.5 Recomendaciones

- ✓ MA-076: soporta actualmente en la zona A para los pozos MA-100, MA-066 y MA-027, se recomienda aumentar inyección de agua.
- ✓ MA-034: en la zona A soporta MA-100, y posiblemente a MA066. MA078, MA021, MA115. En B: MA078, MA021, MA115, MA100, MA027, se recomienda reducir la inyección de agua cuando MA-076 incremente la inyección de agua. Candidato de geles (ver anexo 3) en la zona B afectando a MA-066.
- ✓ MA-035: soporta con inyección de agua en la zona A para el pozo MA-110, en la zona B para los pozos MA110 y MA-067.
- ✓ MA-075: soporta con inyección de agua en la zona M a MA-111, MA-067.
- ✓ MA-021: soportado en la zona B por el pozo inyector MA-076.
- ✓ MA-027: aparentemente lo soporta con inyección de agua el pozo MA-076.
- ✓ MA-066: soportado con inyección de agua por el pozo MA018.



### 5.3 BLOQUE 3 SUR (B3S)

Como se puede observar en la figura 6.4 en el Bloque B3N, podemos encontrar el pozo inyector MA-054 que influencia a los pozos productores MA-056, MA-070, MA-074 y MA-106.

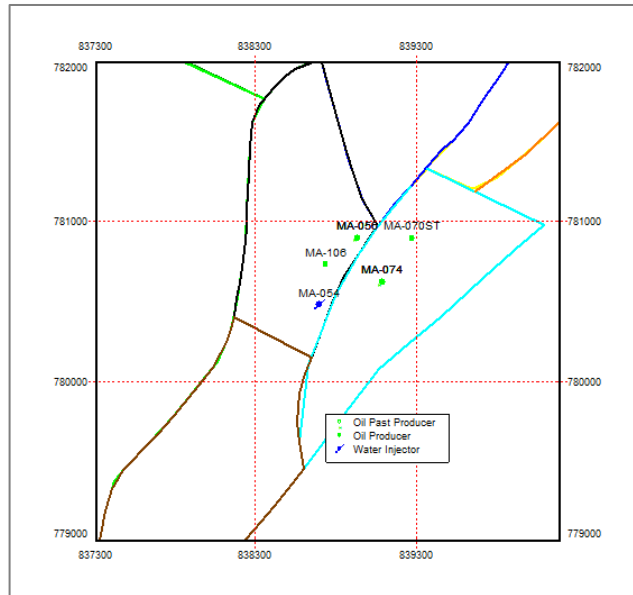
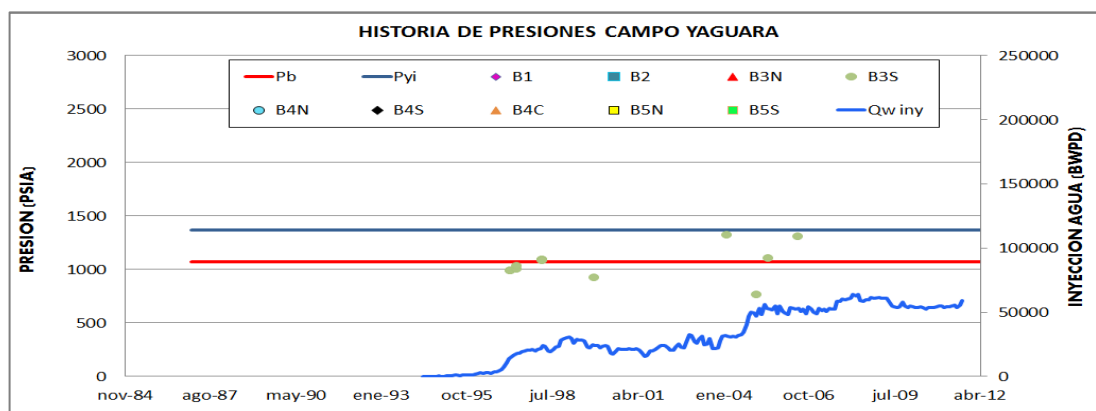


Figura 5.4. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores del bloque B3S.

#### 5.3.1 Presiones

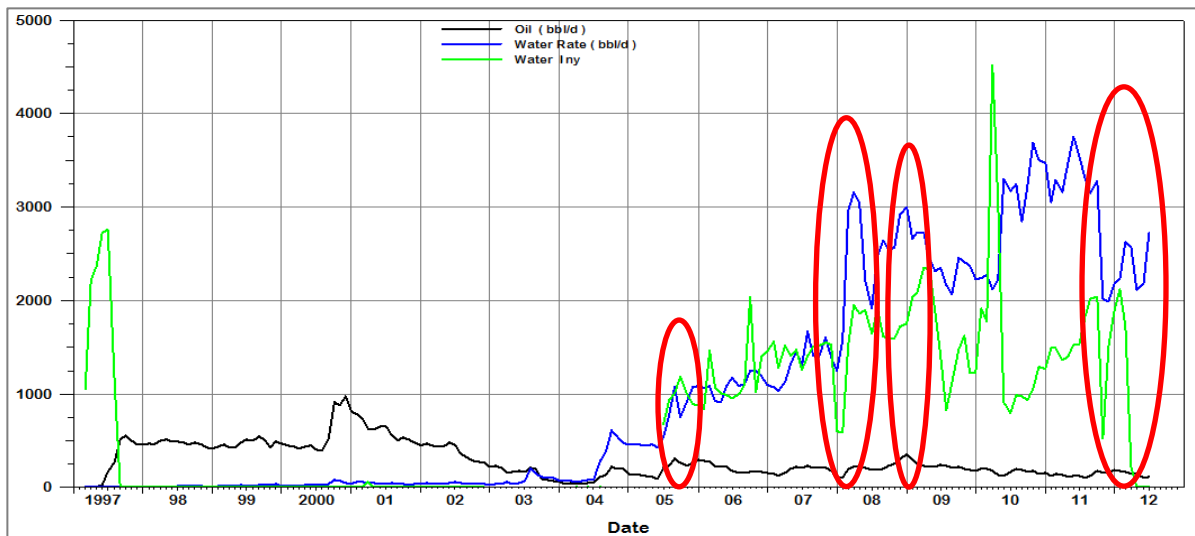


Gráfica 5.10 Historia de presiones del bloque B3S

Falta soporte de presión según la gráfica 5.10., aumentar inyección en algunas zonas (A, M, B) de los pozos inyectores.

### 5.3.2 Producción de líquidos vs tiempo

El bloque B3S inició con la perforación del pozo MA-056 en Marzo de 1997 quien comenzó como pozo inyector, luego este pozo fue convertido a productor en Agosto de 1997, se perforó el pozo MA-070 en Abril de 1998, luego se perforó el pozo MA-074 en Julio de 1998 y por último se perforó el pozo MA-106 en Julio del 2005.

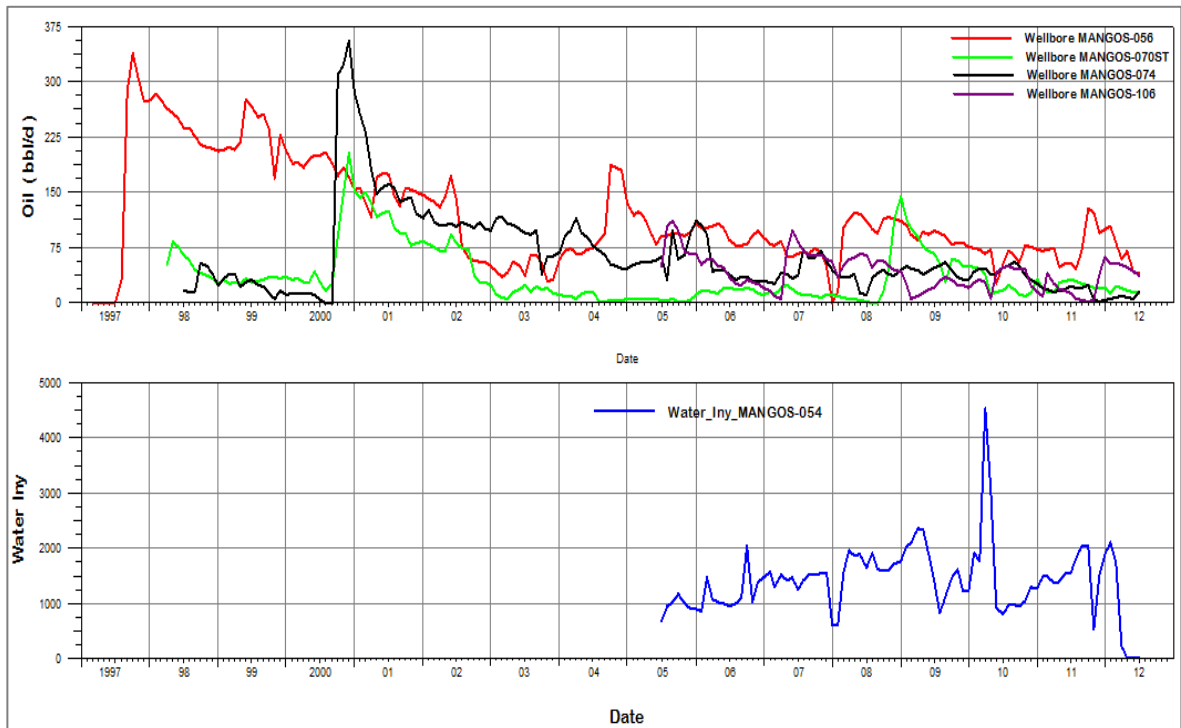


Gráfica 5.11. Producción Total de Líquidos vs Tiempo del bloque B3S.

Observando la gráfica de producción de líquidos e inyección vs tiempo, Gráfica 5.11, se observó la rápida respuesta en cambios de producción al haber variaciones en la tasa de inyección (óvalos rojos).

En lo que refiere a la inyección de agua, se dió inicio en este bloque con el pozo MA-054 desde Julio del año 2005.

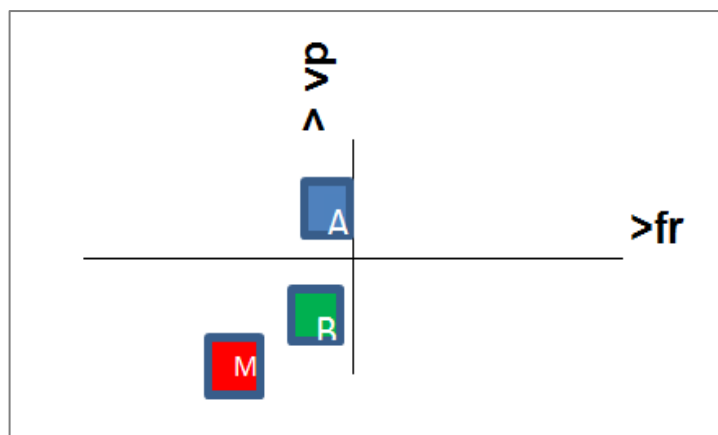
En el Bloque B3S se encuentran el pozo inyector MA-054, que fue perforado en Junio de 1997 y luego fue convertido a inyector en Julio del año 2005, este pozo es el que se encarga de ayudar en el recobro de aceite.



**Gráfica 5.12. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B3S.**

Observando la gráfica 5.12, de inyección de agua y producción de petróleo que cuando se dió inicio del proceso de la inyección de agua en este bloque si hubo influencia por parte del pozo inyector MA-054 para incrementar y mantener la producción de los pozos productores que se encuentran cercanos.

### 5.3.3 Factor de recobro



**Gráfica 5.13. Volúmenes poroso vs factor de recobro del bloque B3S.**

Según la Gráfica 6.13.

- ✓ Zona A: tiene un factor de recobro medio, esta zona ha dado buenas respuestas pero presenta problemas de control. Si se resuelve el problema de la zona A drenándolo, posiblemente ir a las zonas M y B.
- ✓ Zona M: falta de inyección de agua se presume que sea porque solo tiene soporte del pozo inyector MA-054.
- ✓ Zona B: falta inyección de agua igual que la zona M, se asume que sea solo se cuenta el pozo inyector MA-054.

### 5.3.4 Arenas abiertas

zona	MA-054	MA-070	MA-074	MA-106	MA-056
A					
A					
A					
A					
M					
M					
M					
M					
B					
B					
B					
B					

Tabla 5.3. Arenas abiertas para el bloque B3S.

#### Recomendaciones

- ✓ MA-054: si el control permite colocar sarta selectiva en la zonas A-M-B, implementar estimulación en la zona B, aumentar inyección de agua tanto en la zona M y la zona B y cerrar camisa en A para bajar presión.
- ✓ MA-074: A futuro se recomienda convertir este pozo productor a pozo inyector para soportar la zona M.

### 5.4 BLOQUE 4 NORTE (B4N)

Como se puede observar en la Figura 6.5 en el Bloque B3N, podemos encontrar los pozos inyectores MA-001, MA-053 y MA-058 que influyen a los pozos

productores MA-015, MA-016, MA-026, MA-063, MA-068, MA-091, MA-098, MA-101, MA-102, MA-116 y MA-121.

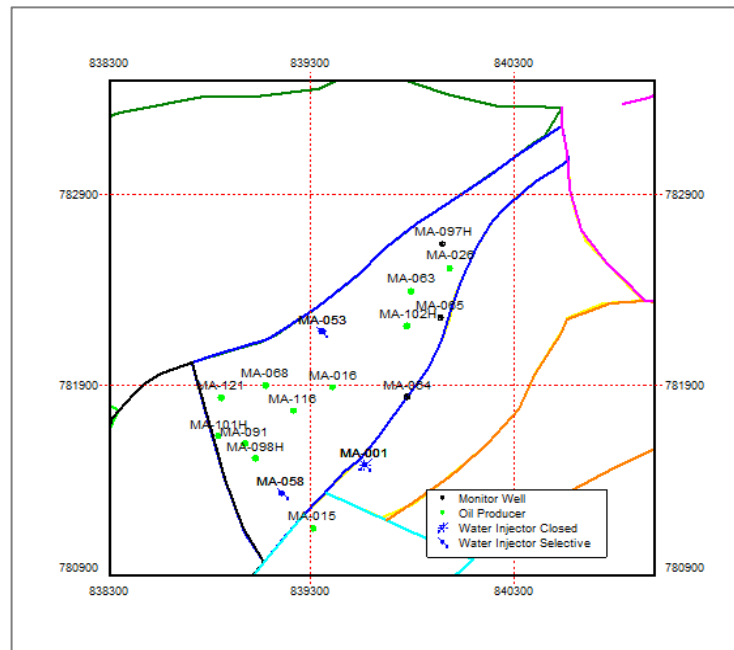
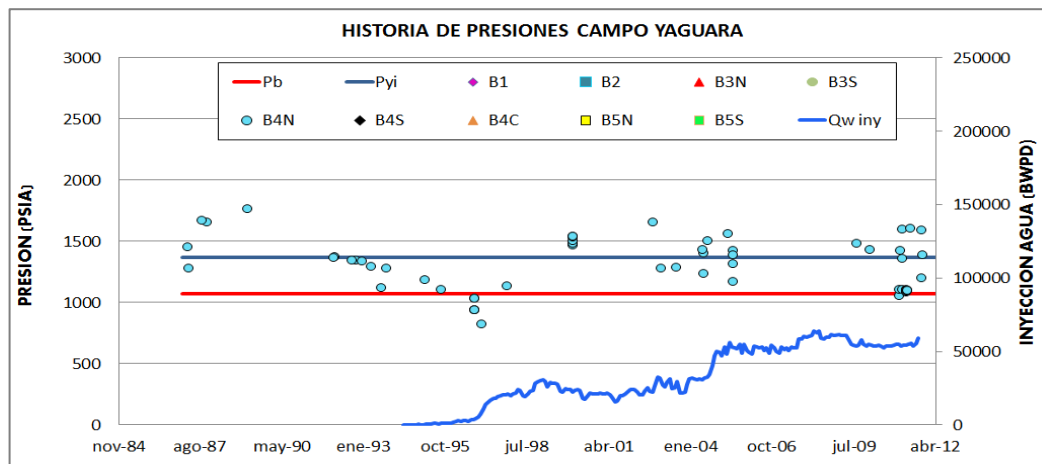


Figura 5.5 . Pozos productores influenciados por los pozos inyectores en el bloque B4N.

### 5.4.1 Presiones

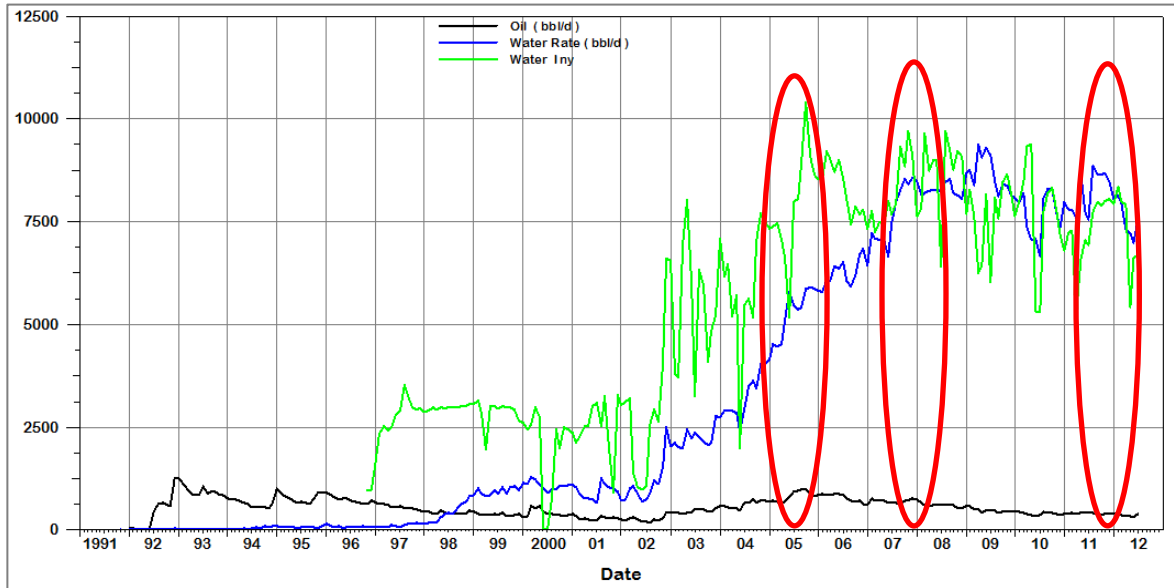
El bloque B4N presenta una presión óptima, lo que significa que en este bloque hay buen mantenimiento de la presión por parte de los pozos inyectores.



Gráfica 5.14 Historia de presiones del B4N.

## 5.4.2 Producción de líquidos vs tiempo

El bloque B4N inició con la perforación del pozo productor MA-015 en el año 1991, luego se perforó el pozo MA-016 y MA-026 en el año 1992, luego se perforó el MA-068 en el año 1998, se abrió a producción el pozo MA-063 en el año 2000, el MA-091 en el año 2003, MA-097 y MA-098 en el año 2004, MA-101 y MA-102 en el año 2005, el MA-116 en el año 2006 y el MA-121 en Julio del 2008.

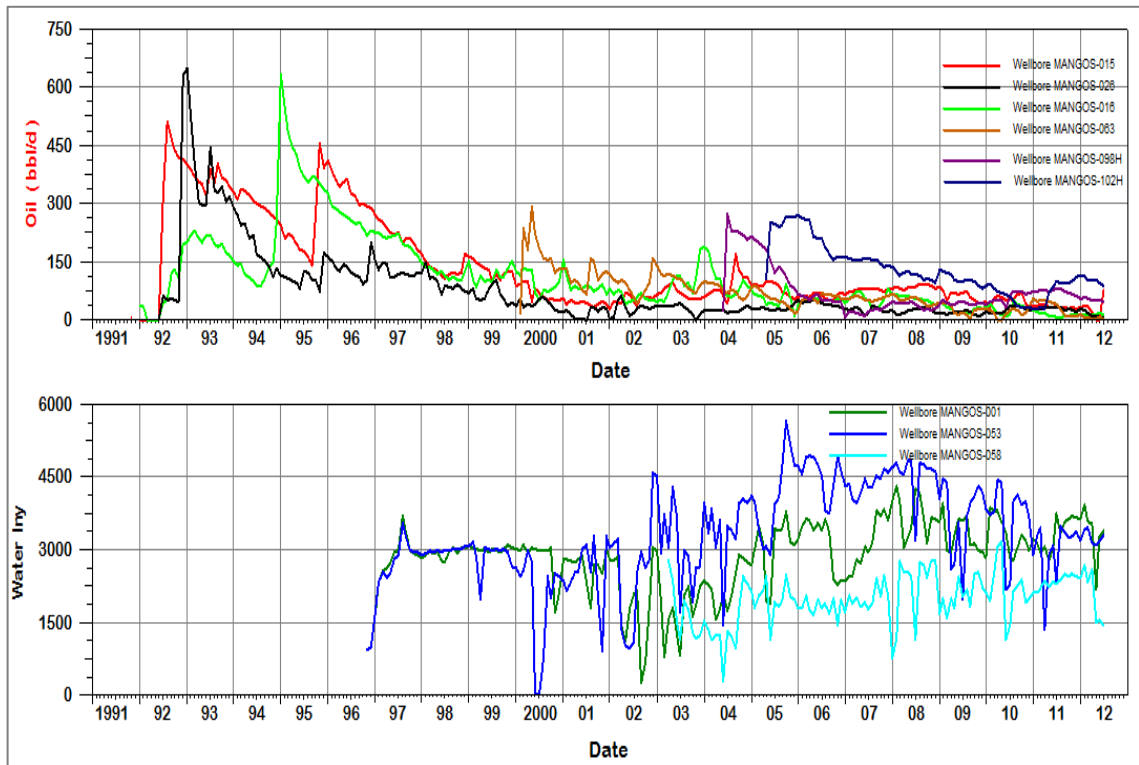


Gráfica 5.15 Producción Total de Líquidos vs Tiempo en el bloque B4N.

Por otro lado el pozo MA-053 comenzó la inyección de agua desde el año 1996, el pozo MA-001 desde Enero del año 2003 y el pozo MA-058 desde Febrero de 2003.

Observando la gráfica de producción de líquidos e inyección vs tiempo, Grafica 5.15, se observó la rápida respuesta en cambios de producción al haber variaciones en la tasa de inyección (óvalos rojos).

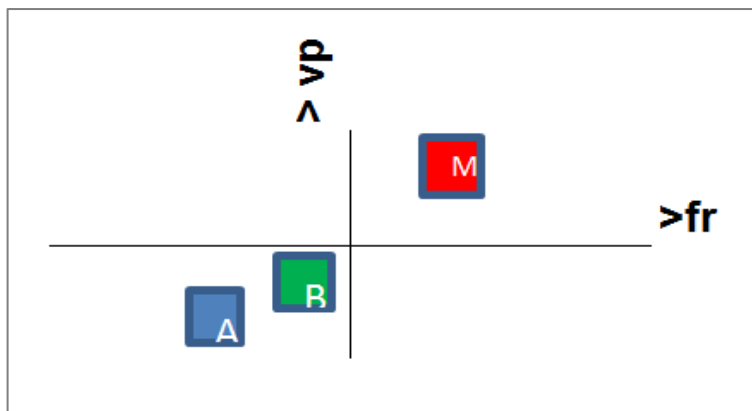
En el Bloque B4N se encuentran los pozos inyectoros MA-001 que luego de ser pozo productor en el año 1991 fue convertido a pozo inyector desde Enero de 1997, el pozo MA-053 que luego de ser pozo productor en el año 1996 fue convertido a pozo inyector desde Diciembre del mismo año y el pozo MA-058 luego de ser pozo productor en el año 1997 fue convertido a pozo inyector desde Febrero de 2003.



Gráfica 5.16. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B4N.

Debido a esto se puede notar en las gráfica 5.16 de inyección de agua y producción de petróleo que cuando se inició el proceso de la inyección de agua en este bloque si hubo influencia por parte de los pozos inyectoras para mejorar y mantener la producción de los pozos productores que se encuentran cercanos.

### 5.4.3 Factor de recobro



Gráfica 5.17. Volúmenes poroso vs factor de recobro en el bloque B4N.

Según la Gráfica 5.17.

- ✓ Zona A: esta es una zona inmadura, por lo cual se puede aumentar la inyección de agua en este bloque, se puede presentar canalización de agua o requiere cambios de patrón.
- ✓ Zona M: presenta un factor de recobro bueno y por estar en el cuadrante superior derecho significa que es una zona madura, en este caso se recomienda reducir la inyección de agua en la zona M del Bloque.
- ✓ Zona B: presenta un factor de recobro medio, por estar ubicada en ese cuadrante se sugiere aumentar la inyección de agua en esta zona.

#### 5.4.4 Arenas abiertas

zona	MA-001	MA-053	MA-058	MA-015	MA-016	MA-026	MA-068	MA-063	MA-091	MA-098	MA-101	MA-102	MA-116	MA-121
A			SC											
A														
A														
A														
M														
M			SC											
M	A	SC	SC											
M	A													
B	SC	SL%												
B	SC	SL	SL											
B	SC	SL	SL											
B	SL													

Tabla 5.4. Arenas abiertas en el bloque B4N.

#### Recomendaciones

- ✓ MA-001: posee alto volumen de inyección, pero no se sabe con certeza a que pozos se está influenciando, la inyección de que va por la sarta larga (SL) no corresponde a este bloque, candidato de geles obturantes afectando al pozo MA-015 en la zona B.
- ✓ MA-053: apertura en la zona A, colocar sarta selectiva para separar la zona B y hacer estimulación en la zona B, candidato de geles en la zona B afectando a los pozos MA-017 y MA-068.
- ✓ MA-058: da soporte en la sarta larga y sarta corta (SL-SC) a los pozos MA-098H, MA-091 y MA-101, buscar incrementar la inyección de agua en SL, mejorar la selectividad para separar la zona A, amentar inyección y hacer estimulación en la zona B.



- ✓ MA-068 soportado por el pozo inyector MA-033 (por la sarta larga, SL) que se encuentra en el bloque B5N, realizar apertura y fracturamiento de la zona A y realizar fracturamiento en las zonas M y B.
- ✓ MA-026: convertir a inyector de agua para dar soporte a la zona B, implementar selectividad en la zona B.
- ✓ MA-097: convertir a Inyector de agua, se busca dar soporte a la zona B.
- ✓ MA-116: convertir a inyector de agua.
- ✓ MA-121: posee poco soporte en la zona B.
- ✓ MA-065: reactivar, y fracturar las zonas A, M y B.
- ✓ MA-064: reactivar, cañonear y fracturar la zona B, realizar estimulación general.

## 5.5 BLOQUE 4 CENTRO (B4C)

Como se puede observar en la Figura 6.6 en el Bloque B4C, podemos encontrar los pozos inyectores MA-069 y MA-081 que influyen a los pozos productores MA-007, MA-010, MA-041, MA-059, MA-085, MA-090, MA-107, MA-109, MA-119.

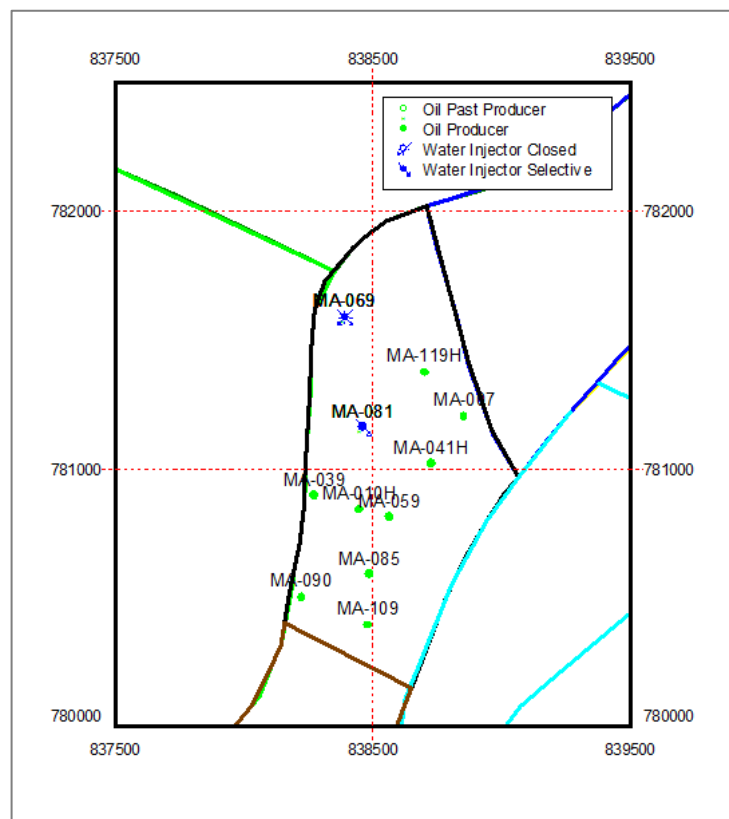
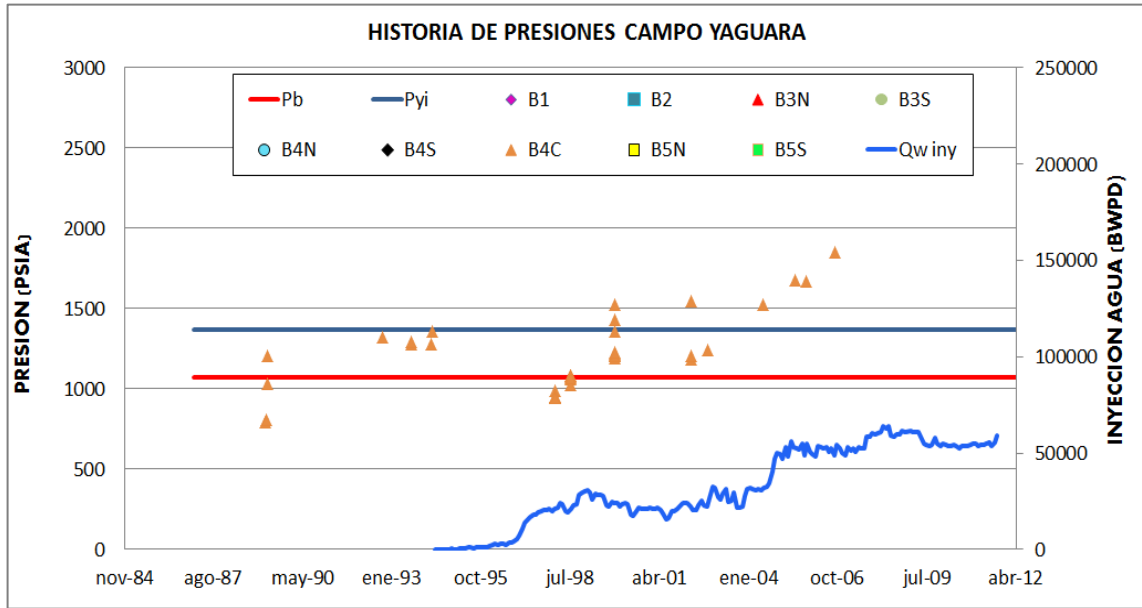


Figura 5.6. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores en el bloque B4C.

### 5.5.1 Presiones



Gráfica 5.18 Historia de presiones del bloque B4C.

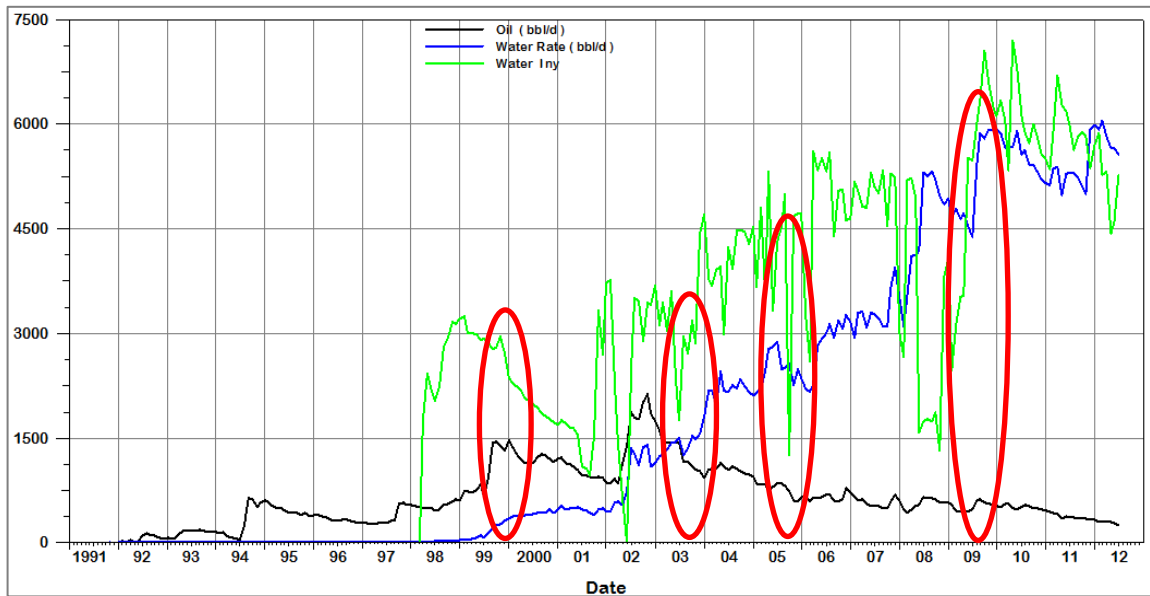
La gráfica presenta un mantenimiento de presión que va en aumento, puede que este bloque presente buenos factores de recobro y seguir así con la inyección, los pozos inyectoros mantienen la presión.

### 5.5.2 Producción de líquidos vs tiempo

El bloque B4C inició con la perforación de los pozos MA-007 y MA-010 en Noviembre de 1991, se perforó el pozo MA-039 en Octubre de 1997, luego se perforó el pozo MA-041H en Mayo de 2002, luego se perforó el pozo MA-059 en Agosto de 1997, se perforó el MA-085 en Diciembre de 1999, el MA-090 en Julio de 2001, el MA-109 en Julio del 2005 y el MA-119 en Julio de 2008.

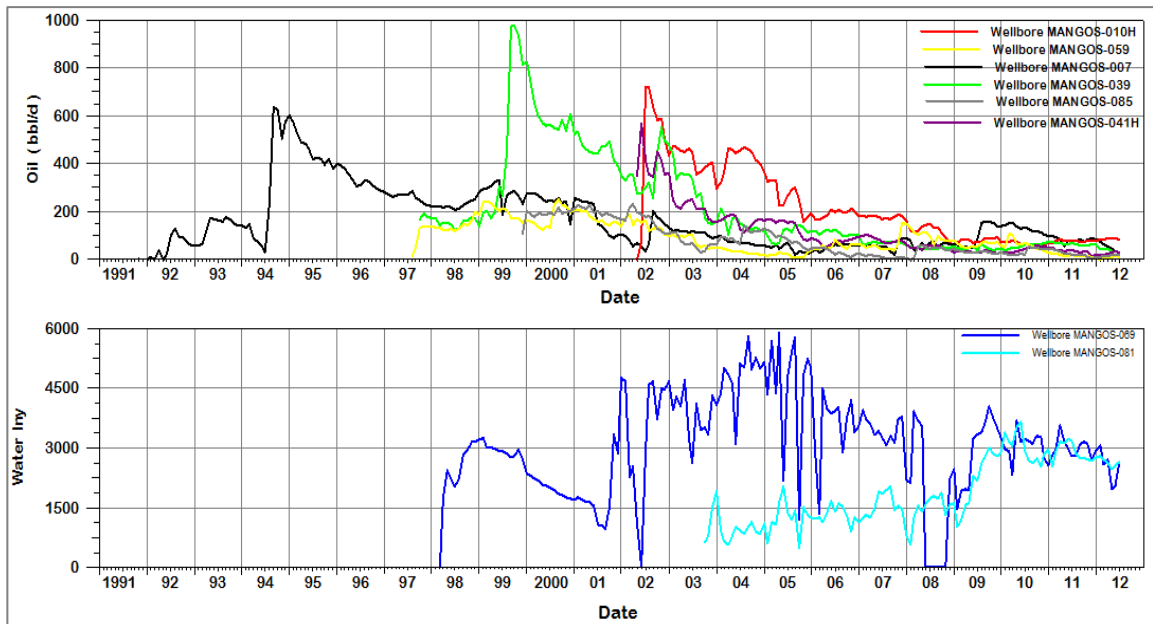
Por otro lado el pozo MA-069SL comenzó la inyección de agua desde el año 1998 y el pozo MA-081SL desde octubre del año 2003.

Observando la gráfica de producción de líquidos e inyección vs tiempo, Grafica 6.18, se observó la rápida respuesta en cambios de producción al haber variaciones en la tasa de inyección (óvalos rojos).



**Gráfica 5.19. Producción Total de Líquidos vs Tiempo para el bloque B4C.**

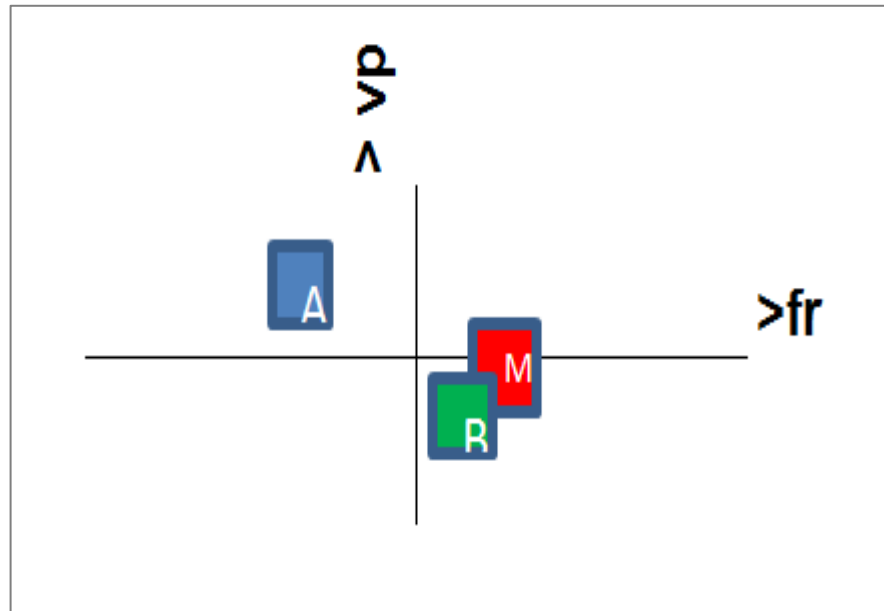
En el Bloque B4C se encuentran los pozos inyectores MA-061 que inicio la inyección de agua en Febrero de 1998 y fue convertido a pozo inyector en Marzo del mismo año, el pozo MA-081 inició como pozo productor en Agosto de 1998 y fue convertido a pozo inyector en Octubre de 2003, estos pozos son los encargados de ayudar en el recobro de petróleo.



**Gráfica 5.20. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B4C.**

Debido a esto se puede notar en las gráfica 5.20 de inyección de agua y producción de petróleo que cuando se inició el proceso de la inyección de agua en este bloque si hubo influencia por parte de los pozos inyectoras para mejorar y mantener la producción de los pozos productores que se encuentran cercanos.

### 5.5.3 Factor de recobro



Gráfica 5.21. Volúmenes poroso vs factor de recobro del bloque B4C.

Según la Gráfica 6.20.:

- ✓ Zona A: esta zona es afectada por la inyección de agua por parte de los pozos MA-069 y MA-054 que pertenece al bloque B3S, debido a que esta zona no posee suficientes arenas abiertas de pozos productores aledaños, se cree que no hay drenaje, por lo cual puede existir conificación de agua.
- ✓ Zona M: presenta un factor de recobro alto, por lo tanto se recomienda aumentar la inyección de agua.
- ✓ Zona B: presenta un factor de recobro alto, por lo tanto se recomienda aumentar la inyección de agua.

### 5.5.4 Arenas abiertas

zona	MA-069	MA-081	MA-007	MA-010H	MA-039	MA-041	MA-059	MA-085	MA-090	MA-109	MA-119
A	A	SC									
A											
A											
A											
M											
M	SC										
M	SC	SC									
M	SC	SC									
B	SL	SL									
B	SL	SL									
B	SL	SL									
B											

Tabla 5.5. Arenas abiertas para el bloque B4C.

#### Recomendaciones

- ✓ En general se recomienda cañonear y fracturar la zona A.
- ✓ MA-081: se recomienda aumentar la inyección de agua y hacer estimulación en la zona B.
- ✓ MA-109: se recomienda cañonear y fracturar la zona M.

### 5.6 BLOQUE 4 SUR (B4S)

Como se puede observar en la Figura 5.7 en el Bloque B3N, podemos encontrar los pozos inyectoros MA-044, MA-079 y MA-089 que influyen a los pozos productores MA-002, MA-014, MA-072.

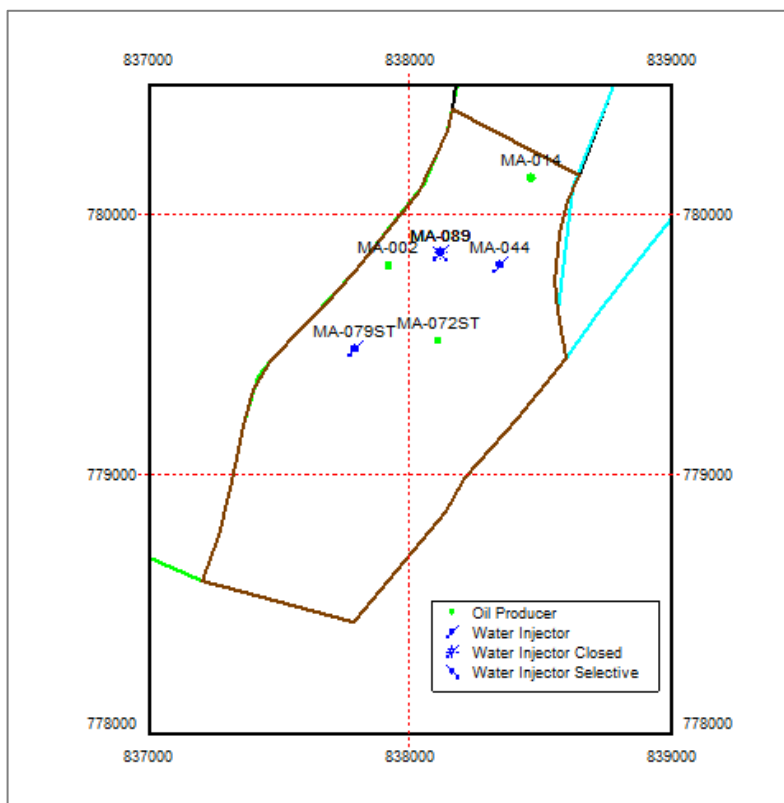
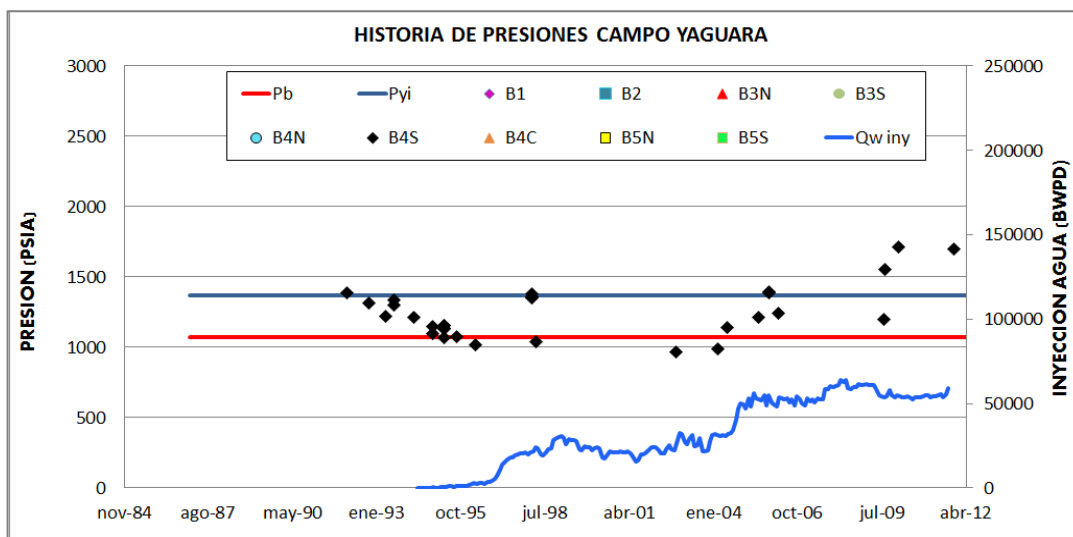


Figura 5.7. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores en el bloque B4S.

### 5.6.1 Presiones



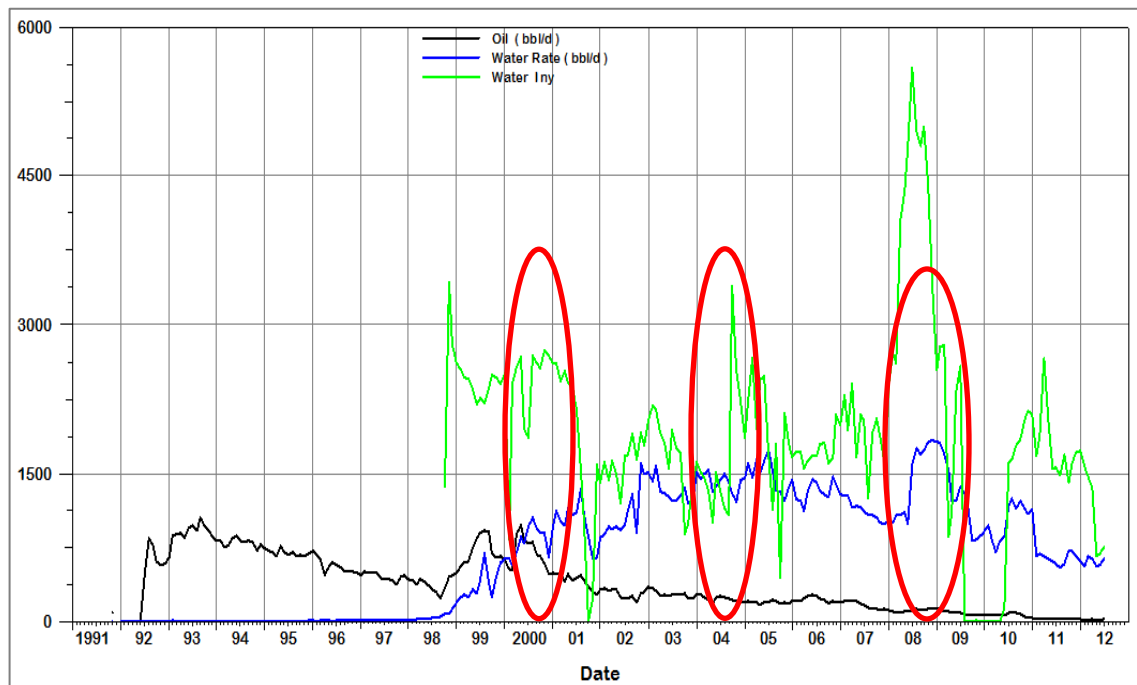
Gráfica 5.22. Historia de presiones del bloque B4S.

En este bloque por tener suficientes pozos inyectoros y desde el proyecto de inyección de agua de 1997, se observó que la presión del bloque se mantiene, por lo tanto hay buen soporte de inyección de agua.

### 5.6.2 Producción de líquidos vs tiempo

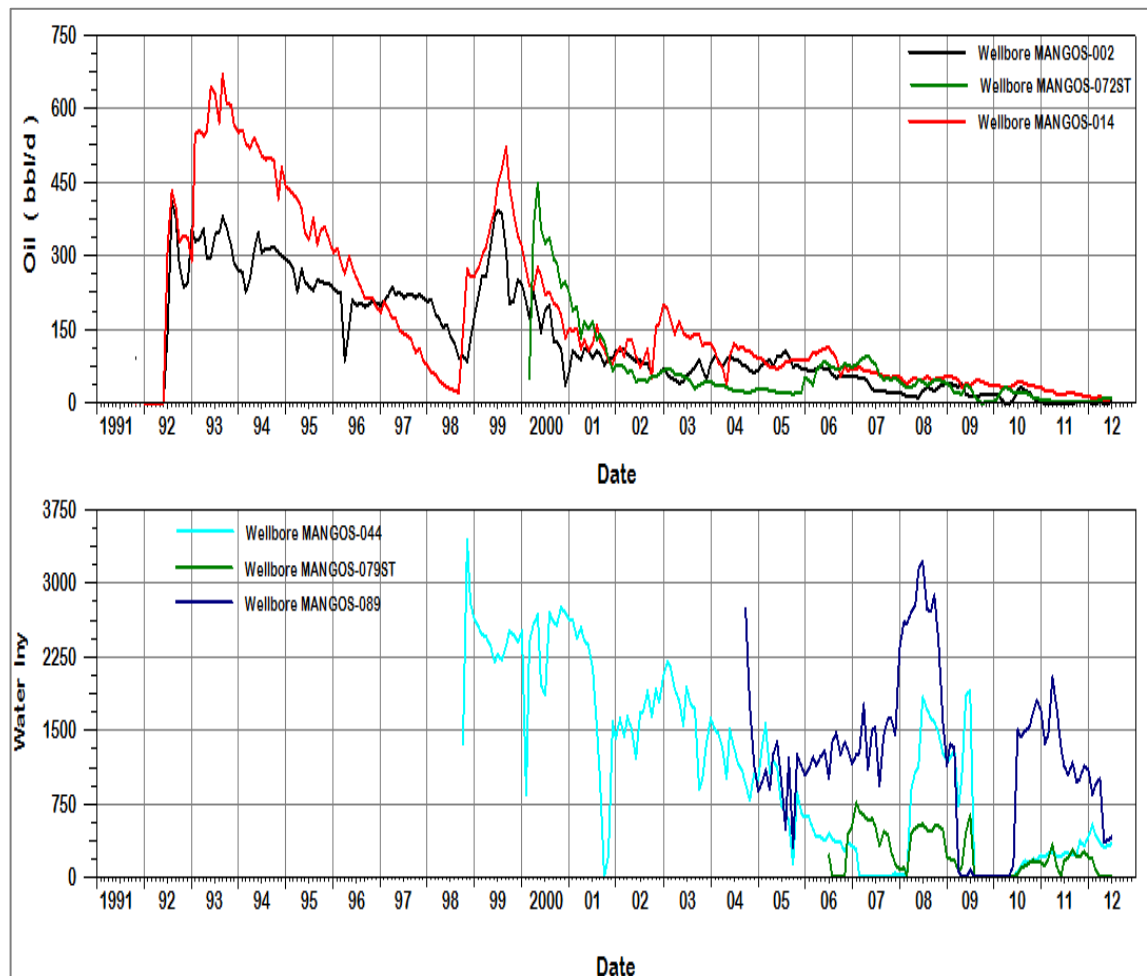
El bloque B4S inició con la perforación del pozo MA-002 en Noviembre de 1991, luego se perforó el pozo MA-014 en Enero de 1992, después entro en producción el pozo MA-072 en Marzo del año 2000.

Por otro lado el pozo MA-044 comenzó la inyección de agua desde Octubre del año 1998, el pozo MA-079 desde Julio del año 2006 y el pozo MA-089 desde octubre del año 2004.



Gráfica 5.23. Producción Total de Líquidos vs Tiempo para el bloque B4S.

Observando la grafica 5.23, podemos visualizar la rápida respuesta en cambios de la producción de petrolea al haber variaciones en la tasa de inyección de agua. (Óvalos rojos).



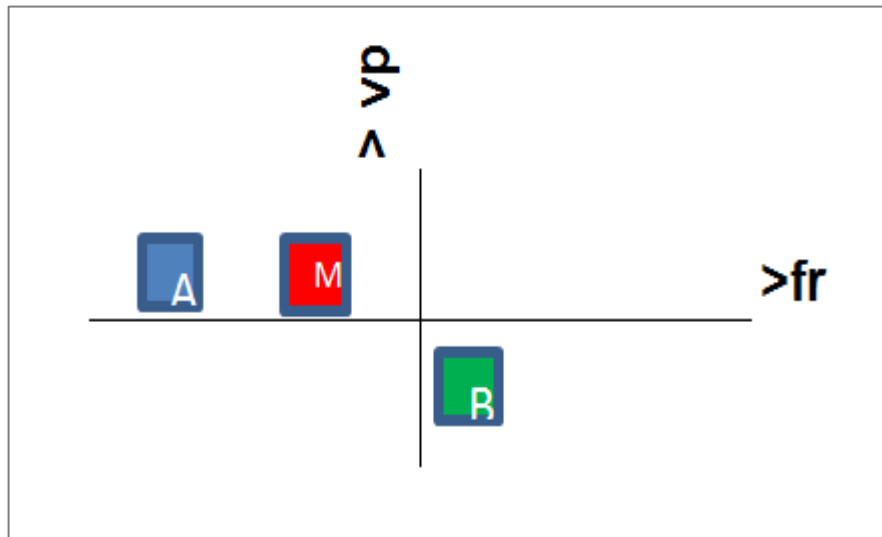
**Gráfica 5.24. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B4S.**

En el Bloque B4C se encuentran los pozos inyectoros MA-044 que inicialmente era pozo productor en el año 1995 y en Octubre del año 1998 fue convertido a pozo inyector, el pozo MA-089 que fue puesto a inyección en el 2004 y el MA-079 que inicialmente era pozo productor en el año 1998 y en Julio del año 2006 fue convertido a pozo inyector, estos pozos son los que se encargan de ayudar en el recobro de petróleo.

Debido a esto se puede notar en las gráfica 5.24 de inyección de agua y producción de petróleo que cuando se inició el proceso de la inyección de agua en este bloque si hubo influencia por parte de los pozos inyectoros para mejorar y mantener la producción de los pozos productores que se encuentran cercanos.



### 5.6.3 Factor de recobro



Gráfica 5.25. Volúmenes poroso vs factor de recobro del bloque B4S.

Según la gráfica 5.25.

- ✓ Zona A: debido a que esta zona posee un bajo factor de recobro, se puede presentar canalización de agua, se recomienda abrir arenas de esta zona tanto para pozos productores como inyectoras con el fin de aumentar el factor de recobro; se sugiere hacer estimulación y fracturamiento hidráulico, aumentar la inyección de agua o ser candidato para geles obturantes; puede haber presurización en el pozo MA-079.
- ✓ Zona M: se puede observar un factor de recobro bueno, pero puede que se presente canalización de agua en algunos pozos, posee demasiada inyección de agua sin arenas abiertas de los productores que permitan drenaje, puede existir presurización en los pozos MA-089 por la sarta corta o MA-040 por la sarta corta.
- ✓ Zona B: se puede observar un factor de recobro alto, se sugiere aumentar la inyección de agua.

### 5.6.4 Arenas abiertas

Los pozos inyectoras MA-019 y MA-040 por la zona B, afectan a los pozos productores de este bloque.

zona	MA-044	MA-079	MA-089	MA-002	MA-014	MA-072
A			SC			
A						
A						
A						
M						
M						
M						
M			SC			
B						
B			SL			
B						
B						

Tabla 5.6. Arenas abiertas para el bloque B4S.

#### Recomendaciones

- ✓ MA-044: se recomienda aumentar la inyección de agua en la zona B por la sarta larga y hacer estimulación en esta zona.
- ✓ MA-079: según el registro del año 2005 la mayoría de inyección de agua se va por la zona A, se sugiere aumentar la inyección de agua en la zona B y hacer estimulación hidráulica en esta zona; si la zona M demuestra potencial productor colocar sarta selectiva en las zonas A, M y B; corroborar si las zonas M o B presurizan la zona A.
- ✓ MA-089: se recomienda aumentar la inyección de agua en la zona B por la sarta larga, hacer estimulación hidráulica a esta zona y cerrar inyección por la sarta corta, por lo que no posee drenaje del agua inyectada.
- ✓ MA-002: se recomienda reactivar el pozo conociendo que este pozo es soportado por el pozo inyector MA-019 por la zona B, el pozo MA-089 por la zona M, posee alto control que puede ser provocado por la inyección del pozo MA-089.
- ✓ MA-095: se sugiere reactivar este pozo, realizar cañoneo y fracturamiento hidráulico en la zona B.

## 5.7 BLOQUE 5 NORTE (B5N)

Como se puede observar en la figura 6.8 en el Bloque B5N, podemos encontrar los pozos inyectoros MA-030, MA-033, MA-047, MA-048, MA-049, MA-050, MA-055, MA-062, MA-093H que influyen a los pozos productores MA-012H, MA-017, MA-020, MA-024, MA-037H, MA-042, MA-088, MA-092, MA-094, MA-103, MA-104, MA-112, MA-113, MA-117, MA-122.

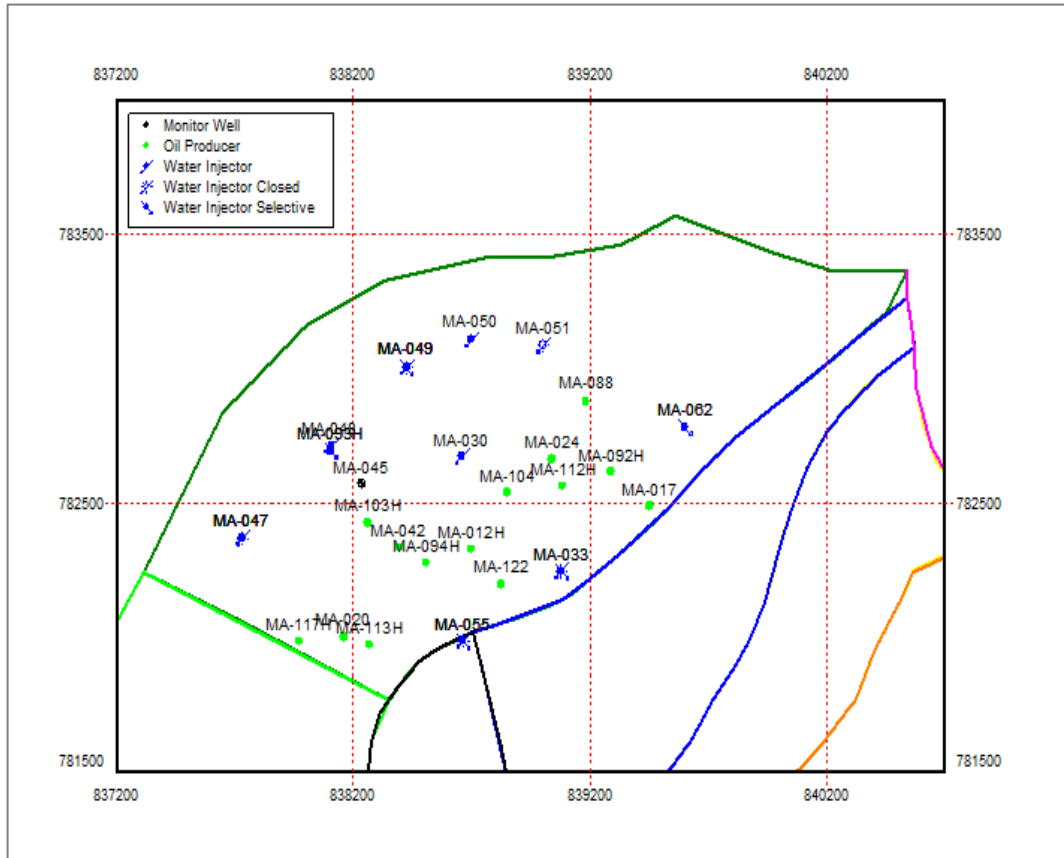
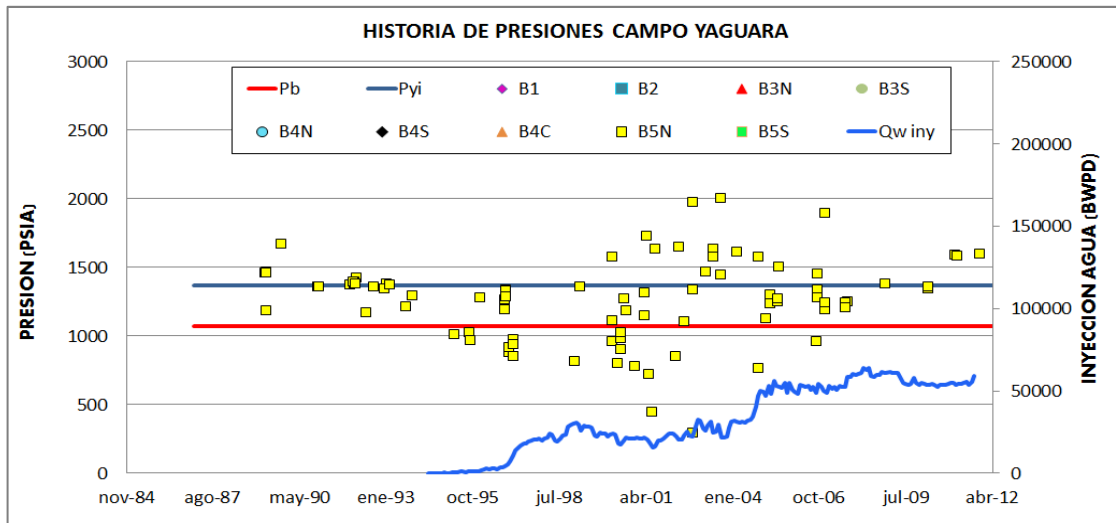


Figura 5.8. Pozos productores influenciados por los pozos inyectoros del bloque B5N.

### 5.7.1 Presiones

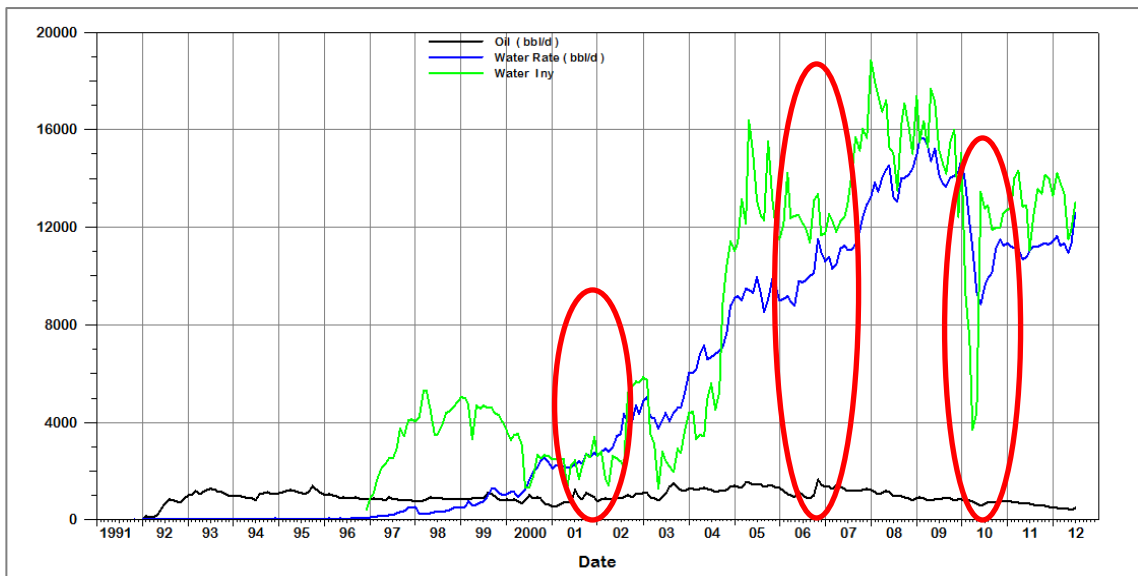
El bloque B5N es uno de los más grandes, se nota que en la gráfica 5.26, oscilan mucho las presiones, pero ya en los últimos años se fue estabilizando; después de la campaña del 2002 donde se aumentó la inyección de agua, los pozos inyectoros mantienen la presión del bloque.



Gráfica 5.26. Historia de presiones del bloque B5N.

### 5.7.2 Producción de líquidos vs tiempo

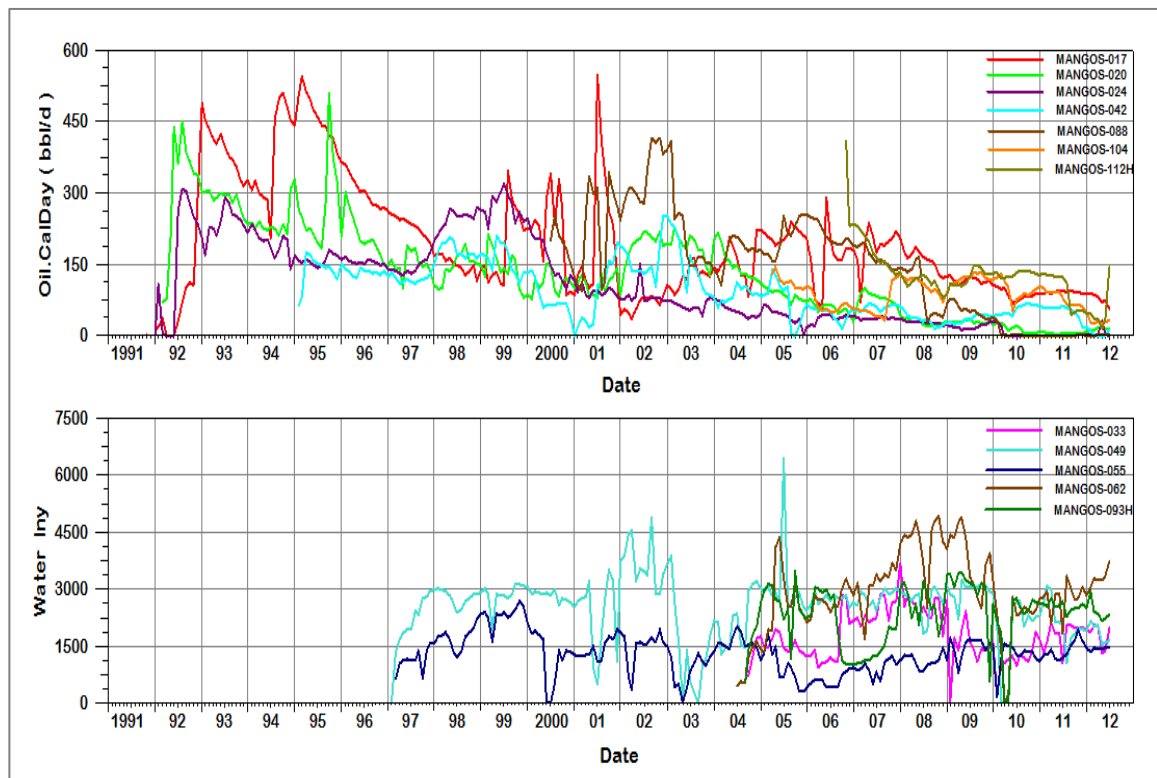
El bloque B5N inició con la perforación de los pozos MA-012 en Diciembre de 1991, luego se perforó el pozo MA-017, MA-020 y MA024 en el año 1992, el pozo MA-042 inició producción en el año 1995, el pozo MA-088 en el año 2000; después de la campaña del año 2002 se abrieron nuevos pozos a producción como el MA-092H, MA-094H en 2003, MA-103H en el 2004 y MA-104, MA-112H, MA-113H, MA-117H y MA-122 en el transcurso del 2005 al 2008.



Gráfica 5.27. Producción Total de Líquidos vs Tiempo del bloque B5N.

En el Bloque B5N se encuentran los pozos inyectoros MA-030, MA-047, MA-049, MA-050, MA-055 a inicios del año 1997, el pozo MA-048 fue convertido a inyector en 1998, MA-033 se convirtió en inyector junto con MA-062 y se perforo el pozo MA-093H que iniciaron inyección en el año 2004, los cuales se encargan de ayudar en el recobro de petróleo actualmente y de mantener la presión de este bloque.

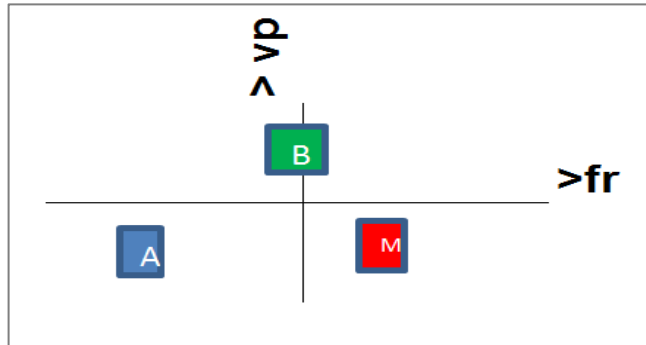
Observando la grafica 5.27, podemos visualizar la rápida respuesta en cambios de la producción de petrolea al haber variaciones en la tasa de inyección de agua. (Óvalos rojos).



**Gráfica 5.28. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B5N.**

Debido a esto se puede notar en las gráfica 5.28 de inyección de agua y producción de petróleo que cuando se inició el proceso de la inyección de agua en este bloque si hubo influencia por parte de los pozos inyectoros para mejorar y mantener la producción de los pozos productores que se encuentran cercanos.

### 5.7.3 Factor de recobro



Gráfica 5.29. Volúmenes poroso vs factor de recobro del bloque B5N.

Según la gráfica 5.29.

- ✓ Zona A: se recomienda aumentar la inyección de agua y abrir arenas en esta zona.
- ✓ Zona M: se puede mantener con la inyección e agua que posee o aumentar la inyección de agua en las arenas abiertas.
- ✓ Zona B: se debe aumentar la inyección de agua, para que haya un mayor factor de recobro o cambiar patrones (complicado cambiar patrones por pozos horizontales).

### 5.7.4 Arenas abiertas

zona	MA-030	MA-033	MA-047	MA-048	MA-049	MA-050	MA-055	MA-062	MA-093H	MA-012H	MA-017	MA-020	MA-024	MA-037H	MA-042	MA-088	MA-092	MA-094	MA-103	MA-104	MA-112	MA-113	MA-117	MA-122
A																								
A																								
A																								
A																								
M																								
M																								
M																								
M																								
A																								
A																								
B																								
B																								
B																								
B																								

Tabla 5.7. Arenas abiertas para el bloque B5N.

## Recomendaciones:

- ✓ MA-030: se recomienda aumentar la inyección de agua en la zona B, realizar estimulación para esta zona; ojo con la zona A que puede estar presurizada, se recomienda primero abrir la zona A y luego aumentar la inyección de agua.
- ✓ MA-033: pozo piloto para candidatos de inyección de geles obturantes en la zona B, colocar sarta selectiva para separar las zonas A, M, B, aumentar la inyección de agua en las zonas A y M.
- ✓ MA-043: aumentar inyección de agua en la zona A abriendo la zona A e inyectando agua por medio del pozo inyector MA-047: tomar ILT y decidir si instala sarta selectiva A, M, B.
- ✓ MA-050: aumentar inyección de agua y aplicar estimulación en la zona B.
- ✓ MA-051: Incrementar la inyección de agua y aplicar estimulación en la zona B y colocar sarta selectiva para separar las zonas A, M y B.
- ✓ MA-055: abrir camisa en la zona M e inyectar agua en las zonas M y B.
- ✓ MA-024: se recomienda reactivar este pozo porque se encuentra un acuífero cercano.
- ✓ MA-088: se recomienda reactivar este pozo porque se encuentra un acuífero cercano.

## 5.8 BLOQUE 5 SUR (B5S)

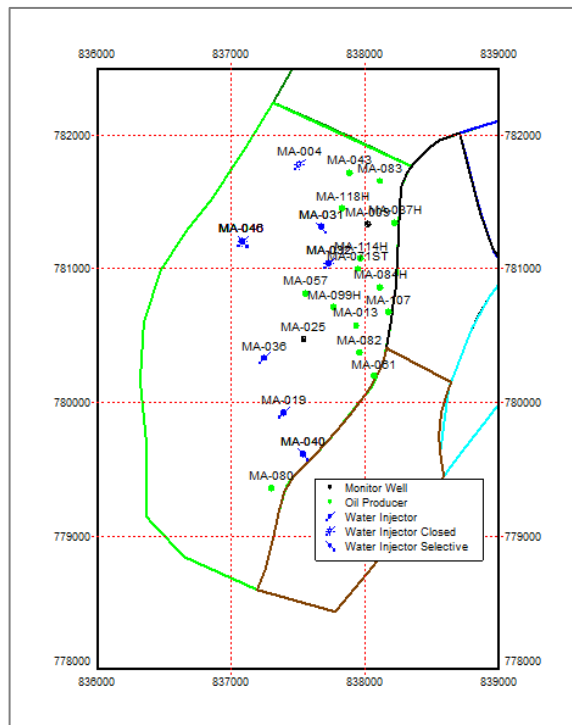
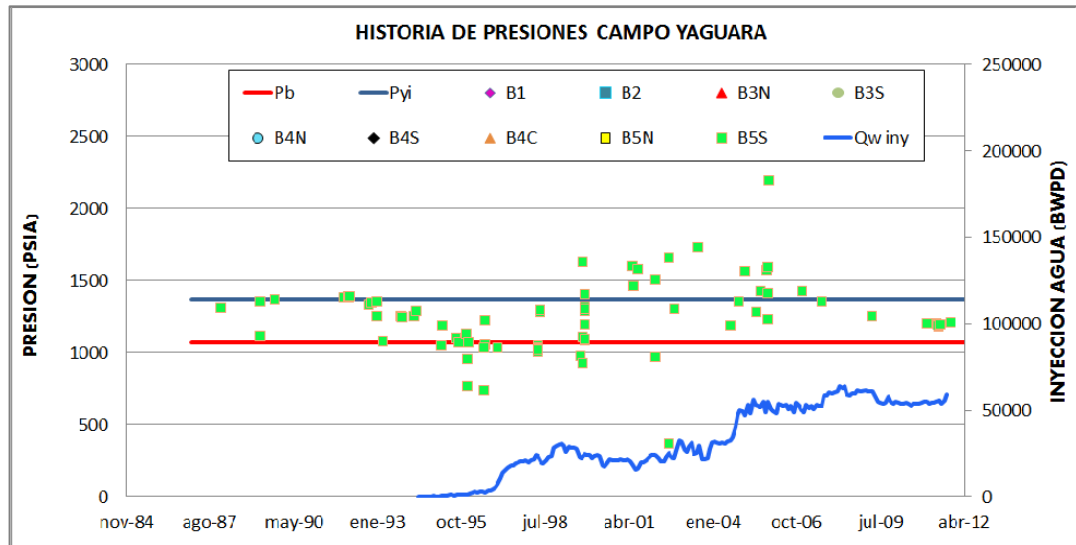


Figura 5.9. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores del bloque B5S.

Como se puede observar en la figura 5.9 en el Bloque B5S, podemos encontrar los pozos inyectoros MA-019, MA-031, MA-032, MA-036, MA-040, MA-046 que influyen a los pozos productores MA-013, MA-037H, MA-043, MA-057, MA-061, MA-071ST, MA-080, MA-082, MA-083, MA-084H, MA-099H, MA-107, MA-114H, MA-118H.

### 5.8.1 Presiones

El bloque B5S al ser uno de los bloques más grandes del campo Yaguar, se puede observar en la gráfica, 5.30, oscilan mucho las presiones; después del inicio de inyección de agua en el año 1997 se observa un aumento de la presión, después de la campaña de inyección de agua en el año 2002, la presión empieza a estabilizarse por encima de la presión del burbuja y actualmente los pozos inyectoros mantienen la presión del bloque.

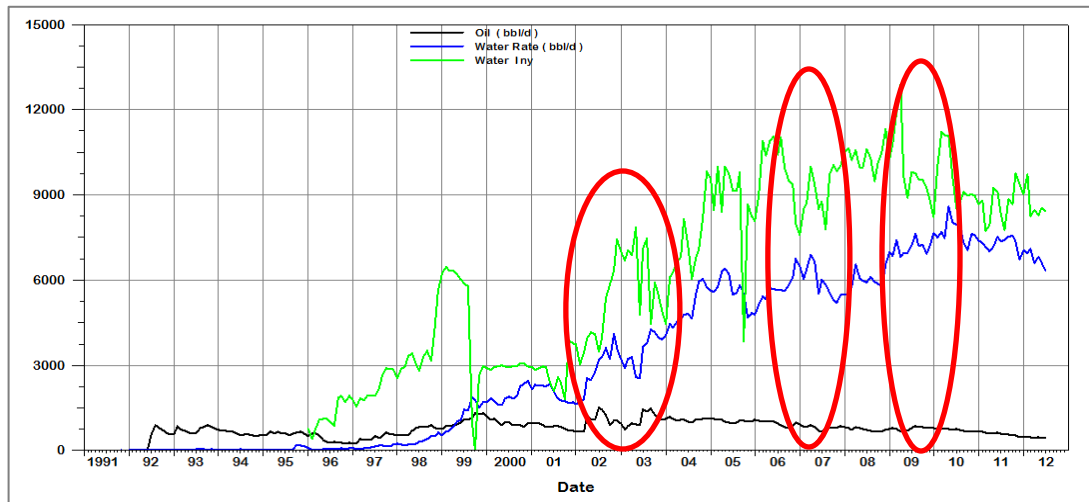


Gráfica 5.30. Historia de presiones del bloque B5S.

### 5.8.2 Producción de líquidos vs tiempo.

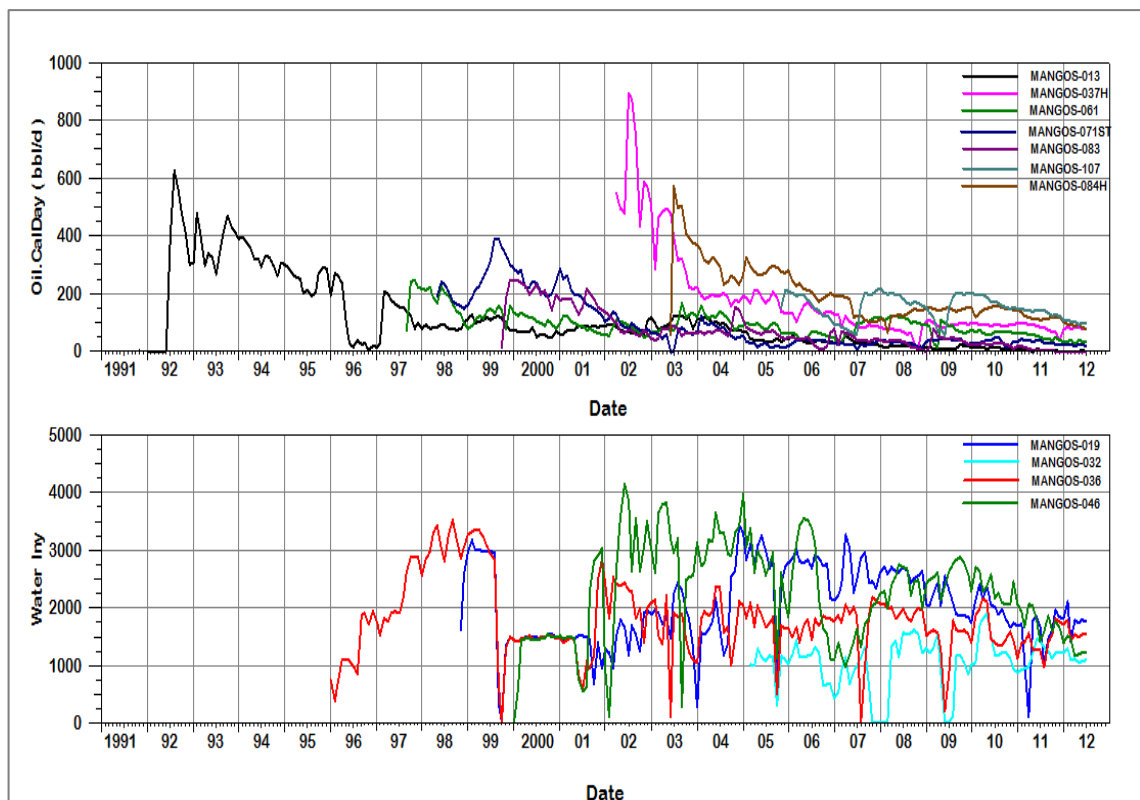
El bloque B5S inició con la producción de los pozos MA-013 y MA-025 en el año 1992, luego se perforó el pozo MA-017 en el año 1994, MA-043 inicio producción en el año 1995; MA-057 y MA-061 en el año 1997, MA-071 y MA-080 en el año 1998, MA-082; MA-083 y MA-084 en el año 1999, después de la campaña del 2002 se abrieron nuevos pozos a producción como el MA-099, MA-107, MA-114 y MA-118H en el transcurso del 2004 al 2008.





**Gráfica 5.31. Producción Total de Líquidos vs Tiempo del bloque B5S.**

El Bloque B5S inició con el pozo inyector MA-036 en el año 1996, se convirtió el pozo MA-019 a inyector a finales del año 1998, convirtió el pozo MA-046 a inyector en el año 2000, los pozos MA-031, MA-32, MA-040, MA-046 se convirtieron a inyectores después de la campaña del 2002, los cuales se encargan de ayudar en el recobro de petróleo actualmente. (Grafica 5.31)

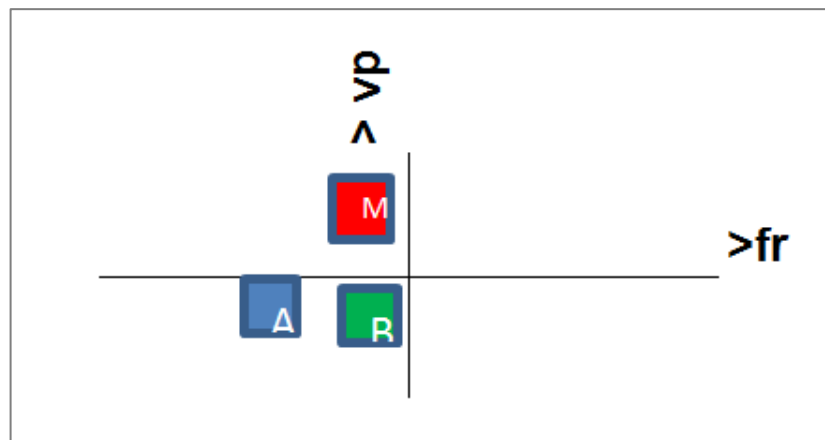


**Gráfica 5.32. Producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el Bloque B5S.**

Observando la grafica 5.31, podemos visualizar la rápida respuesta en cambios de la producción de petrolea al haber variaciones en la tasa de inyección de agua. (Óvalos rojos).

Debido a esto se puede notar en las gráfica 5.28 de inyección de agua y producción de petróleo que cuando se inició el proceso de la inyección de agua en este bloque si hubo influencia por parte de los pozos inyectoras para mejorar y mantener la producción de los pozos productores que se encuentran cercanos.

### 5.8.3 Factor de recobro



Gráfica 5.33. Volúmenes poroso vs factor de recobro B5S.

Según la Gráfica 5.33:

- ✓ Zona A: posee bajo factor de recobro, se recomienda aumentar la inyección de agua en esta zona.
- ✓ Zona M: posee bajo factor de recobro para tan alta inyección de agua, puede haber canalización de agua; existe presurización evidente en los pozos MA-118H y MA-114H, se sugiere disminuir la inyección de agua o elegir esta zona como candidata para aplicar geles obturantes.
- ✓ Zona B: posee un factor de recobro bueno, se recomienda aumentar la inyección de agua en esta zona,

### 5.8.4 Arenas abiertas

Según la tabla 6.8 la zona A no posee soporte de inyección de agua porque los pozos inyectoras no poseen arenas abiertas en esta zona, se recomienda abrirlas e iniciar inyección de agua con el fin de aumentar la producción de petróleo.

zona	MA-019	MA-031	MA-032	MA-036	MA-040	MA-046	MA-013	MA-037H	MA-043	MA-057	MA-061	MA-071ST	MA-080	MA-082	MA-083	MA-084H	MA-099H	MA-107	MA-114H	MA-118H
A																				
A																				
A																				
A		A																		
M																				
M																				
M		A			SC	A														
M		A			SC															
B		T			SL	SC														
B		T			SL	SL														
B					SL	SL														
B																				

Tabla 5.8. Arenas abiertas en el bloque B5S.

Recomendaciones:

- ✓ MA-019: este pozo soporta a MA-061 en la zona B, también su inyección de agua afecta al pozo MA-002 que pertenece al bloque B4S; si es posible implementar selectividad en la zona M; este pozo puede ser candidato para piloto de inyección de geles obturantes por la zona B.
- ✓ MA-031: se recomienda reducir inyección de agua en la zona M, posible presurización en esta zona, se sugiere estimular la zona B, aumentar la inyección de agua en esta zona, posible candidato piloto para inyección de geles obturantes por la zona M afectando directamente al pozo productor MA-071ST.
- ✓ MA-032: se sugiere incrementar la inyección de agua y hacer estimulación en la zona B.
- ✓ MA-036: se sugiere incrementar la inyección de agua y hacer estimulación en la zona B.
- ✓ MA-040: se sugiere aumentar la inyección de agua por la sarta larga, hacer estimulación a la zona B, se sugiere cerrar la inyección de agua por la sarta corta si no se soluciona la presurización del pozo productor MA-089 que pertenece al bloque B4S por la zona M.
- ✓ MA-046: por posible presurización en el pozo MA-118 por la zona M, se recomienda cerrar la inyección por el anular.

## CONCLUSIONES

Por campo:

Se observó que históricamente la inyección de agua afecta directamente la producción del campo Yaguará, si no se hubiera implementado el proyecto de inyección de agua del año 1995 el campo hubiese producido 250 BPD a diciembre de 2012 y el recobro hubiera sido 22MMbbls pero, a la fecha se recuperó 43MMbbls lo que significa que por inyección de agua fue 21MMbbls recuperados.

Una nueva declinación de petróleo ocurre durante el año 2000, lo cual conlleva a un nuevo proyecto de aumento de inyección de agua en el año 2002, sin este nuevo proyecto el campo estuviera a diciembre de 2012 produciendo 620 BPD; con un recobro de 37MMbbls hasta diciembre del 2012, gracias a la implementación de este último proyecto el campo produce 2500 BPD con un recobro de 43MMbbls aproximadamente.

Algo importante de resaltar es actualmente se mantiene la presión del campo a 1250 psi @ -520 ft TVDss por encima del Pb (1068psi), desde que inicio la producción del campo en el año 1991 se notó que la presión de este fue declinando hasta llegar por debajo del Pb en el año 1996, por gas que se encontraba en solución del yacimiento, pero a partir de la inyección masiva que empezó en el año 1997 logra subir la presión del yacimiento por encima del Pb y así en el 2002 con el nuevo proyecto con aumenta la inyección de agua de 20.000 BPD a 55.000 BPD estabilizo la presión del yacimiento por encima de la Pb. Como se observa en la Gráfica 5.2 Histórico de presiones campo Yaguará.

Otro aspecto que se evaluó fue el índice de vaciamiento (VRR) del campo Yaguará (ver Gráfica 5.3.) es la relación del volumen inyectado sobre el volumen de líquidos producidos y que lo ideal es 1, lo que indica es que hay manteniendo la presión y no hay perdidas de fluidos. Al principio del implemento del recobro secundario por inyección de agua del año 1995, se presenta un VRR alto por lo que el barrido de inyección de agua no se ve reflejado inmediatamente en el volumen de líquidos (crudo + agua) producidos, pero a partir del año 2000 hasta finales del 2001, hay un cambio por debajo de 1 que es ideal, este cambio se presume que se debe a la aparición de nuevos pozos perforados, y que la inyección de agua permanece constante alrededor de 20000 BWPd, a partir del 2002 gracias al incremento de los volúmenes de inyección de agua, la curva vuelve a subir hasta que a partir del 2008 se estabiliza entre el valor de 0.9 a 1.1 hasta la fecha lo que indica que está cerca al ideal.

Se identificó que en algunas zonas de algunos bloques no se ha drenado o falta por drenar crudo; como en bloque 3N, bloque 4N y bloque 4C en la zona B y el Bloque 4C y Bloque 5S en la zona M (ver anexo 1).

Por Bloques:

Se logró evaluar todos los bloques por separado, establecer las relaciones que tiene cada pozo inyector con cada pozo productor del campo por bloque, identificando así el efecto que tiene cada pozo inyector sobre los pozos productores, lo cual permite tomar una decisión más acertada en cuanto al manejo de los volúmenes inyectados y las intervenciones que se hacen a los pozos por bloques.

Se identificó el perfil de flujo actual del proceso de inyección de agua de los pozos inyectores hacia los pozos productores notándose que la zona B fue la que mejor comportamiento mostro en la mayoría de los pozos, seguido por la zona M y luego la zona A, observando homogeneidad en las zonas.

Se observa que el bloque 1 situado al norte del campo, el de menor inyección en todas las zonas (A, M, B) y esto se refleja en la presión y el recobro.

Se observa que el bloque 3N situado en el centro del campo al sur del bloque 3N, en la zona A posee problemas de control, puede ser porque esta zona no posee drenaje, el factor de recobro de la zona M es bajo y la zona B es medio, es debido a que como solo hay un inyector, la inyección de agua no alcanza a hacer un barrido eficiente para todos los pozos productores que pertenecen a este bloque.

Se observa en el Bloque 4N situado en el centro-norte del campo, el bloque con menor desempeño en la zona B debido a que falta inyección en esta zona y puede existir canalización, en la zona A faltan arenas por abrir de esta zona tanto en inyectores como en productores lo cual se nota en el bajo factor de recobro y baja agua inyectada, la zona M se observa un FR alto, pero falta arenas de esta zona por abrir en pozos productores.

Se observa en el Bloque 4C situado en el centro del campo, en general la zona A de los productores no ha sido abierta, por eso el volumen poroso tan alto, porque no hay arenas que drenen esta agua inyectada. Zona M y B presentan un factor de recobro alto y un barrido de inyección óptimo, se puede seguir inyectando más agua.

Se observa en el Bloque 4S situado al centro-sur del campo, la zona A y la zona M presento posible canalización mucha inyección para tan poco FR, la zona B falta soporte de inyección para aumentar el FR.

Se observa en el Bloque 5N situado al norte del campo, la Zona A falta inyección de agua para mejorar el FR poco volumen poroso inyectado. La zona B aunque

presenta un alto FR y Vp inyectado alto también se cree que todavía se puede recuperar más petróleo, la zona M presenta con un factor de recobro alto buen barrido de inyección en esta zona.

Se observa en el Bloque 5S situado al sur-oriente del campo, la Zona A y B falta inyección de agua para mejorar el FR, Zona A abrir arenas tanto productores como inyectores para incrementar reservas recuperables, en M posible canalización por los alto volumen poroso inyectado que presenta.

Se determinó el perfil de distribución de la producción y de la inyección para todos los pozos a partir de la información de los completamientos, historiales, pruebas como PLT's, ILT's, TR's, eventos relevantes, teniendo así la distribución a nivel de arenas pozo por pozo, lo que puede ser una ayuda para los ingenieros del campo Yaguará esta información.

Una tarea adicional fue organizar la información en archivos de distribución para cada pozo, la historia de cada pozo y la información ingresada al OFM, que quedo funcionando actualmente como herramienta fácil para toma de decisiones de una forma rápida y confiable, ya que uno de los valores agregados es visualizar y analizar el yacimiento con gráficos, tablas, etc., además tiene como ventaja una fácil actualización de los datos para lograr hacer un seguimiento continuo del campo.

## RECOMENDACIONES

Estudiar la posibilidad de perforar nuevos pozos inyectoros en áreas que faltan por soporte de inyección de agua como es en el caso de B1.

Convertir los siguientes pozos productores a inyectoros MA-003, MA-074 y MA-026, MA-097 y MA116 para incrementar reservas recuperables y mantener la presión por encima del punto de burbuja.

Analizar la posibilidad de implementar la inyección de geles obturantes a los pozos tales como el MA-019 que afecta a MA-061 en la zona B, MA-031 que afecta a MA-071ST en la zona M, MA-033 en la zona B, MA-001 en sarta larga que afecta a MA-015, MA-053 que afecta a MA-017, MA-068 en la zona B y MA-034 en la zona B, es un candidato también para implementar geles obturantes para mejorar el barrido.

Tomar un ILT a los pozos inyectoros cada año, esto permitiría hacer un mejor seguimiento de la distribución del flujo de las arenas cañoneadas de cada pozo inyector.

Debido a un factor de recobro bajo y baja presión se recomienda evaluar la posibilidad de aumentar inyección de agua en la zona B para los pozos MA-030, MA-031, MA-032, MA-036, MA-044, MA-046, MA-050, MA-051, MA-054, MA-055, MA-058, MA-079, MA-081, MA-089, MA-105.

Adicionalmente evaluar la posibilidad de incrementar la inyección de agua en la zona M para los pozos MA-033, MA-054, MA-055.

Igualmente evaluar la posibilidad de incrementar la inyección de agua en la zona A para los pozos MA-033, MA-043, MA-051, MA-054 si el control permite, MA-076.

Igualmente revisar la posibilidad de implementar selectividad (sarta selectiva) en los siguientes pozos MA-019, MA-043, MA-047, MA-051, MA058, MA-105, para garantizar flujos por zonas específicas.

Debido a un factor de recobro bajo y unos volumen poroso de agua inyectado alto en la zona M evaluar la posibilidad reducir inyección en el pozo MA-031 en la zona M y cerrar inyección en el pozo MA-40 Sarta Corta y el pozos MA-046 Anular por presurización evidente en MA-118H y MA-114H.

Debido a la posible canalización y presurización evaluara la posibilidad de cerrar la inyección en los pozos, MA-54 en Anular, MA-089 Sarta Corta.

Analizar la posibilidad de reactivar la producción los pozos MA-024, MA-088, MA-065 y MA-064; se pueda aumentar la producción diaria de petróleo.



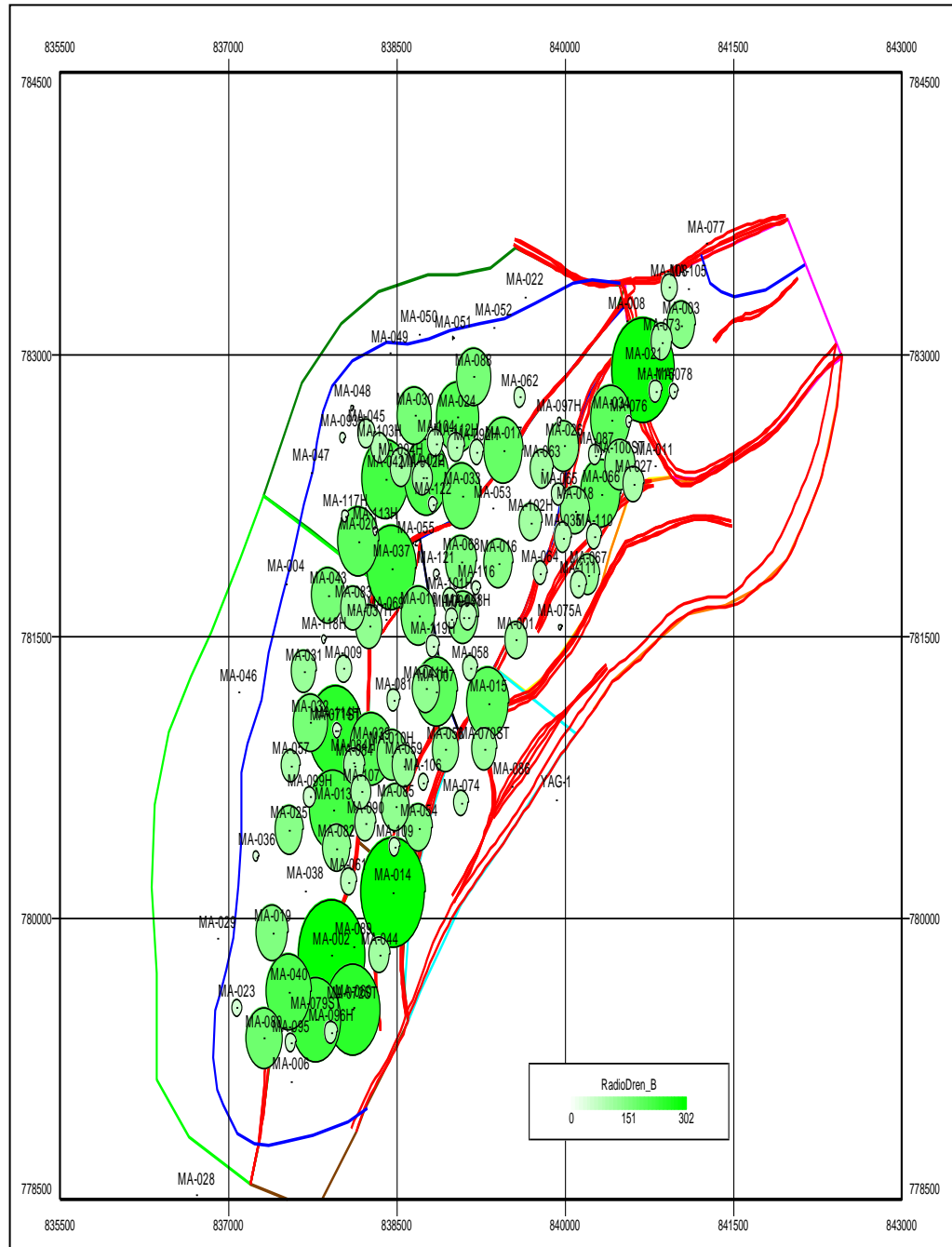
## BIBLIOGRAFÍA

- ✓ González Dussán Karen R. y Viveros A. Alexsandro, “REDISTRIBUCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO YAGUARÁ”. Año 2010, pág. 15 – 26.
  
- ✓ Martínez A. Anna María y Paredes F. Maryi Leicy “CALIDAD FISICOQUÍMICA DE FUENTES DE AGUA SUPERFICIAL EN ÁREAS DE INFLUENCIA PETROLERA EN EL ALTO MAGDALENA”. Año 2000.
  
- ✓ Paris de Ferrer, Magdalena. "INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS". EDITORIAL ASTRO DATA."
  
- ✓ Elena Sánchez Badorrey, TEMA 2 HIDRAULICA DE MEDIOS POROSOS FUNDAMENTOS Y CONCEPTOS BÁSICOS. ONEPETRO.ORG
  
- ✓ Artunduaga Aroca Edwin J. “EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN HUILA, DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA GERENCIA REGIONAL DEL SUR DE ECOPETROL S.A.” Año 2008, pág. 8 – 16.
  
- ✓ Freddy H. Escobar, Ph.D, METODOS DE RECOBRO, unidades 1 CONCEPTOS BASICOS, 2 Eficiencia de desplazamiento macroscópico de una inyección lineal de agua, 3.Eficiencia de barrido areal, 4 Heterogeneidades y métodos de predicción del comportamiento de inyección de agua.
  
- ✓ Freddy H. Escobar, Ph.D, FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS, capitulo I.
  
- ✓ Gutiérrez F. Diego Leandro y Caiza R. Gustavo Adolfo, “EVALUACION DE LOS CAÑONEOS EFECTUADOS A LOS POZOS DEL CAMPO YAGUARA CON EL FIN DE RECOMENDAR MEJORES APLICACIONES TECNOLOGICAS Y PRACTICAS OPERACIONALES”. Año 2005, pág. 14 – 20.

- ✓ Cuellar Barrera Hipatia, “EVALUACION DEL EFECTO DE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACION UTILIZADOS EN EL CAMPO YAGUARA EN LA ESTACION DE PRODUCCION”. Año 2004, pág. 16 – 25.
  
- ✓ Saavedra M. Alexander y Camacho Silva Pablo, “EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO DE LOS TRABAJOS REALIZADOS EN LAS ARENAS “A” DEL CAMPO LOS MANGOS – YAGUARA”. Año 1997, pág. 19 – 29.
  
- ✓ Rojas A. Juan Manuel y Sandino C. María Patricia, “ANALISIS DE DECLINACION DE PRESION POST – FRAC EN POZOS DEL PROYECTO YAGUARA – ASOCIACION HOBO”. Año 1993, pág. 4 – 6.
  
- ✓ Montaña Carlos Andrés y Aldana Cesar Iván, “OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUAS EN EL CAMPO LOS MANGOS YAGUARÁ”. Año 2005, pág. 20 – 29.

# ANEXOS

## Anexo 1. MAPA DE BURBUJAS RADIO DE DRENE DEL CAMPO YAGUARÁ.



**Figura 1.1 Mapa de burbujas del radio de drene del campo Yaguará Zona B.**

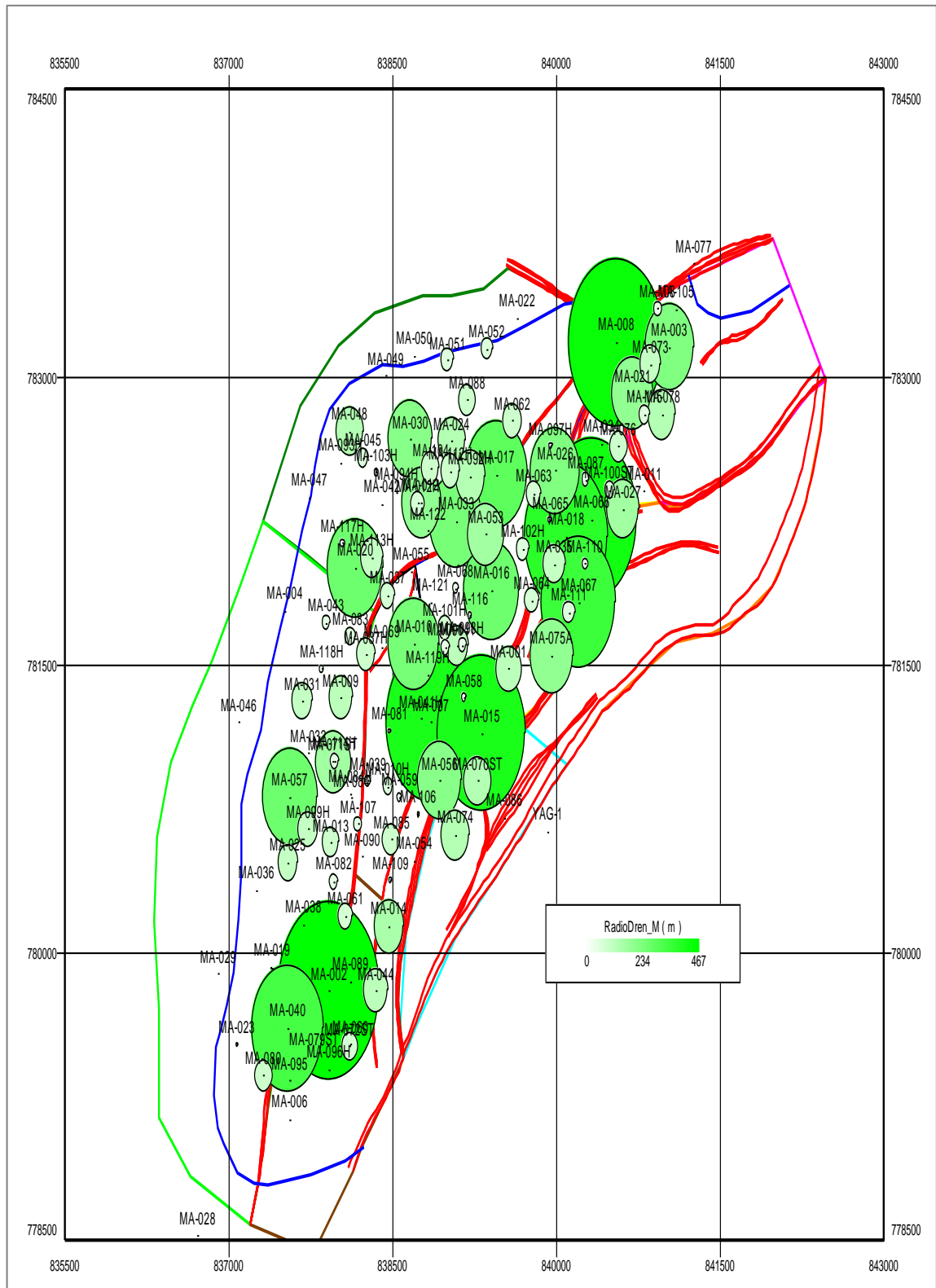


Figura 1.2. Mapa de burbujas del radio de drenaje del campo Yaguará Zona M.

## **Anexo 2. CONDICIONES ACTUALES DE EXPLOTACIÓN.**

La producción acumulada del Campo Yaguará a Diciembre de 2012 es de 43.51 MMBls. de petróleo (27% se atribuye a las Arenas Caballos A y 73% a las Arenas Caballos B).

Actividades a Realizar para Mantener la Curva Básica de producción.

Los trabajos de mantenimiento de la curva básica se refieren a servicios a pozos (cambio de bombas, tuberías, varillas, limpiezas de arena y en general cualquier ajuste en la extracción de los pozos).

Para cumplir con los pronósticos de la curva básica de producción es necesario intervenir los pozos productores entre cada dos y tres años en promedio en función del tiempo de falla de sistemas de levantamiento artificial y de acuerdo a evidencias de daño por depositaciones de scale (calcio, sulfuro de hierro), regularmente se realizan estimulaciones químicas que incluyen tratamiento orgánico, inorgánico e inhibidor de incrustaciones. Los pozos inyectores se intervienen con menor frecuencia. Los trabajos en inyectores normalmente están relacionados con limpiezas mecánicas y químicas de tubería.

La estación Yaguará está ubicada cercana a la locación del pozo MA-53, tiene una capacidad para manejo de 66000 BFPD y 22400 KSCFD, para tratamiento de agua de 50000 BWPD y para inyección de agua de 60000 BWPD; y dispone de los siguientes equipos:

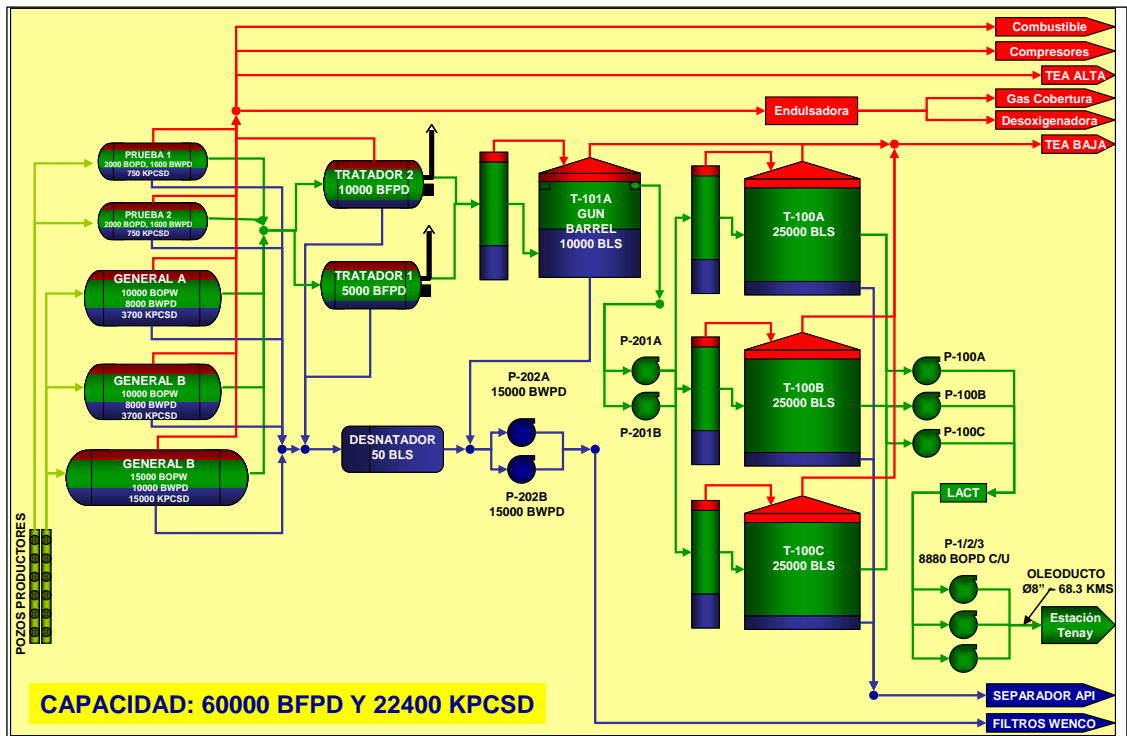


Figura 2.1. Bateria Yaguará – Esquema general del proceso de petróleo y gas.

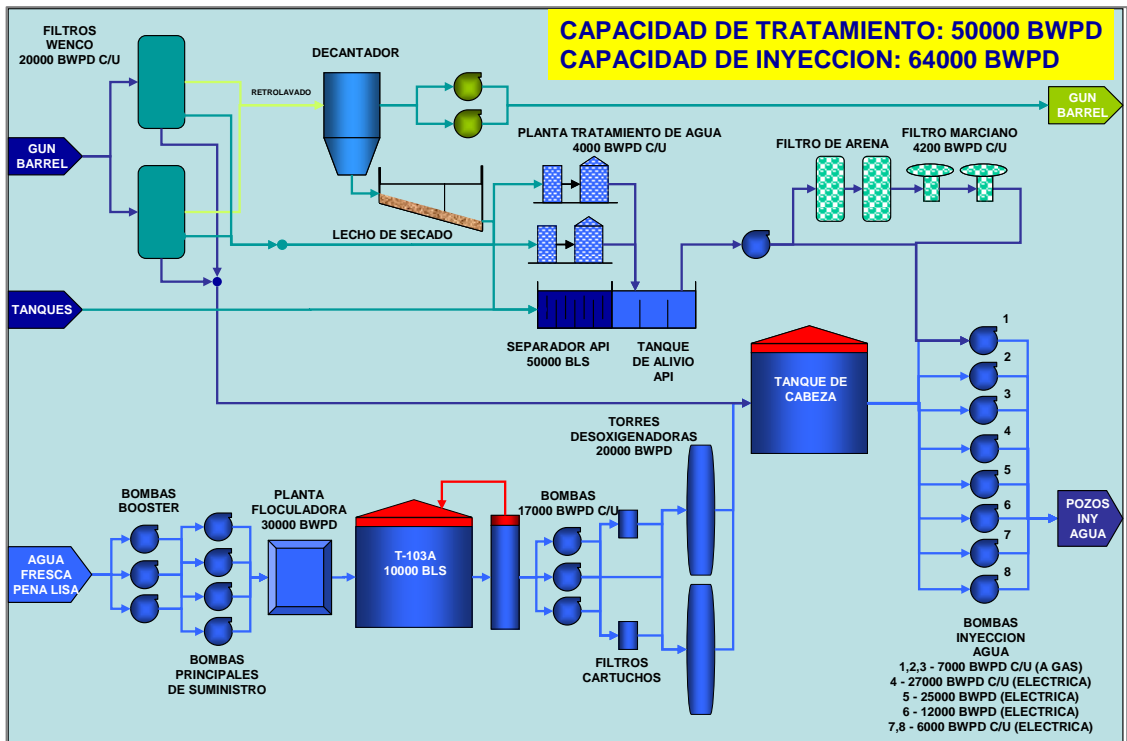


Figura 2.2. Bateria Yaguará – Esquema general del proceso de tratamiento e inyección de agua.

Área de recibo de producción: (Ver Figura 2.1)

Un (1) manifold de recibo de producción.  
Tres (3) separadores generales (trifásicos).  
Dos (2) separadores de prueba (trifásicos).

Área de tratamiento de crudo: (Ver Figura 2.1)

Dos (2) tratadores térmicos.  
Un (1) gun barrel (con su respectiva bota de gas).  
Tres (3) tanques de almacenamiento (con sus respectivas botas de gas).  
Tres (3) bombas reforzadoras.  
Tres (3) bombas de transferencia.

Área de tratamiento y disposición de agua: (Ver Figura 2.2)

Para el área de tratamiento de agua de producción:

Dos (2) filtros WEMCO.  
Un (1) separador API.  
Dos (2) plantas modulares de tratamiento de agua.  
Dos (2) filtros de arena.  
Dos (2) filtros marcianos.  
Un (1) decantador.  
Un (1) lecho de secado.

Para el área de tratamiento de agua de fresca: (Ver Figura 2.2)

Tres (3) bombas impulsoras.  
Cinco (5) bombas principales.  
Una (1) planta de floculación.  
Un (1) tanque de almacenamiento de agua con bota de gas.  
Tres (3) bombas impulsoras.  
Dos (2) filtros de cartucho.  
Dos (2) torres desoxigenadoras.  
Un (1) de cabeza.  
Siete (7) bombas principales de inyección.

La producción de los pozos se recibe en el manifold principal y desde allí la producción asociada a los pozos es dirigida a los separadores trifásicos donde se separa el agua y se envía al área de tratamiento e inyección de agua y el petróleo con bajo contenido de agua se envía a los tratadores y de allí al gun barrel donde se extrae gran parte del contenido de agua remanente. El petróleo con muy bajo contenido de agua se hace pasar a los tanques de almacenamiento y finalmente enviado a las Estación Tenay a través del oleoducto Ø8" y 68.3 km. El gas extraído en los separadores y tratadores se utiliza como combustible, gas de cobertura y en las torres desoxigenadoras y el exceso se quema en la tea de alta. Por otro lado el gas extraído del gun barrel y tanques de almacenamiento se ventea y quema en la tea de baja. El agua proveniente de los separadores



trifásicos y de los tratadores se recibe en un tanque desnatador para luego ser enviada en conjunto con el agua extraída en el gun barrel hacia el área de tratamiento e inyección de agua. Igualmente, el agua proveniente del drenaje de los tanques de almacenamiento se envía al separador API.

El agua de producción proveniente del tanque desnatador y del gun barrel es enviada a los filtros WEMCO donde se le retira la mayor cantidad de petróleo por aeroflotación y luego se hace pasar al tanque de cabeza. Por otra parte, el agua proveniente del gun barrel se recibe en el separador API y se hace pasar por las plantas modulares de tratamiento de agua y de allí al tanque de alivio API desde donde es enviada a los filtros de arena y marcianos para finalmente ser enviada a la succión de las bombas principales de inyección.

El agua fresca proveniente de la plataforma Peñalisa en la represa Betania, es tomada por las bombas *booster* y entregada a las bombas principales las cuales la hacen pasar por la planta de floculación para posteriormente almacenarse antes de ser enviada a los filtros de cartucho y seguir a las torres desoxigenadoras y finalmente almacenarse en el tanque de cabeza.

El agua fresca en conjunto con el agua de producción es inyectada en los pozos dispuestos para tal fin a través de las bombas principales de inyección de agua.

### Anexo 3. Definiciones

#### a. TVDss:

Siempre que se dé o tome una presión se debe indicar a que profundidad esta referenciada, recuerde que siempre hay un gradiente de fluido (psi/ft) y este hace que la presión varíe con la profundidad.

Para poder comparar estas presiones, todas ellas deben estar a un mismo datum o profundidad de referencia.

TVDss= Profundidad vertical debajo del nivel del mar (True Vertical Depth Subsea).

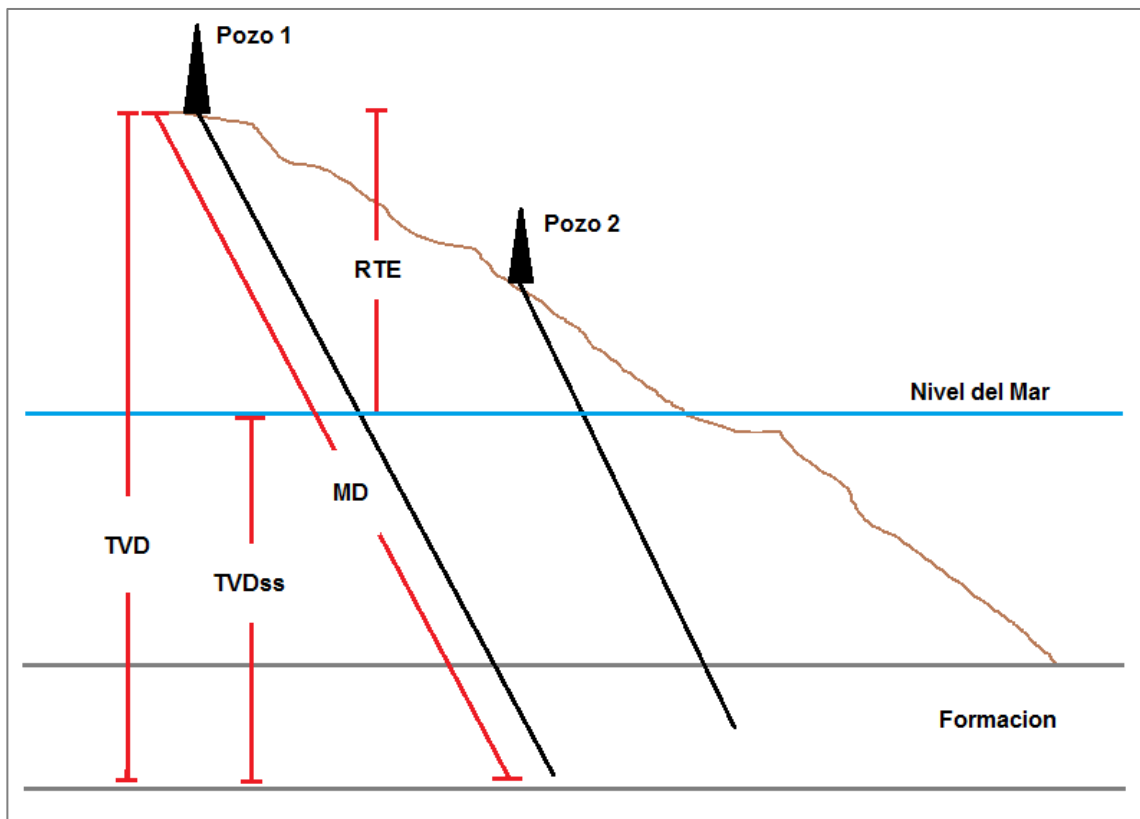


Figura 3.1. Caracterización del TVDss

RTE= elevación de la mesa rotaria.

MD= profundidad media.

TVD= profundidad vertical.

TVDss= profundidad vertical por debajo del nivel del mar.

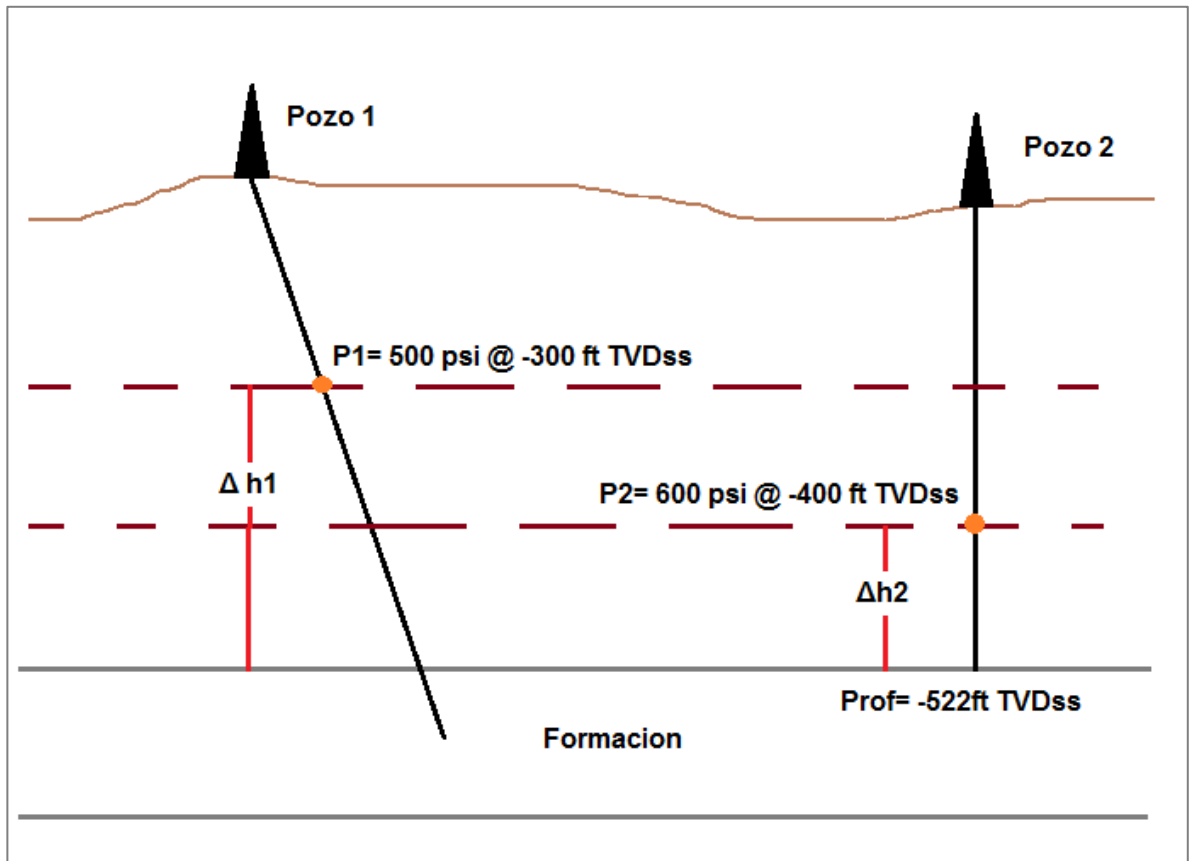


Figura 3.2. Ejemplo de cómo convertir la presión de la profundidad TVDss de un punto a la profundidad TVDss escogida para el campo.

$P_y = 1000 \text{ psi @ } -522 \text{ TVDss}$   
 $P_1 @ -522 \text{ ft} = 500 + \text{Gradiente } (\Delta h_1)$   
 $P_2 @ -522 \text{ ft} = 600 + \text{Gradiente } (\Delta h_2)$   
 Gradiente = (psi/ft)

#### b. Geles obturantes:

El agua es el fluido más abundante en los campos petroleros, la misma puede acarrear problemas cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar los gastos asociados con el manejo del agua cuando su producción es excesiva, entonces con el fin de minimizar el efecto de las canalizaciones de agua y mitigar las heterogeneidades de las formaciones se aplica la inyección de geles debido a que el taponamiento de canalizaciones por otros medios como los mecánicos, cementaciones o silicatos no han sido eficaz ya que no pueden circunscribirse estrictamente los niveles canalizados, lo cual convierte a la inyección de geles en un método más efectivo para el control de producción de

agua en los yacimientos, siempre y cuando éstos se inyecten apropiadamente, tanto en pozos productores como en inyectores.

Los geles son polímeros mezclados con un gelificante. Estos pueden ser inyectados a la formación con dos objetivos y características diferentes:

a) Geles de alta viscosidad u obturantes, principalmente aplicados para mitigar los efectos de las heterogeneidades en proyectos de recuperación secundaria maduros que muestran fuerte canalización de agua.

b) Geles de baja viscosidad, comúnmente utilizados para mejorar la eficiencia volumétrica en la matriz heterogénea de la roca, antes de la irrupción del agua o, como complemento, después de los tratamientos con geles obturantes.

Básicamente la inyección de geles consiste en taponar una canalización de agua, lo que se traduce en gradientes de presión favorables para mejorar la eficiencia areal de inyección (imagen izquierda). Si el tratamiento se efectúa en un pozo inyector, con baja eficiencia de distribución vertical, se podrá corregir el perfil de inyectividad. Esta corrección traerá aparejado un aumento de eficiencia areal de las capas que comenzarán a recibir inyección de agua (imagen derecha)

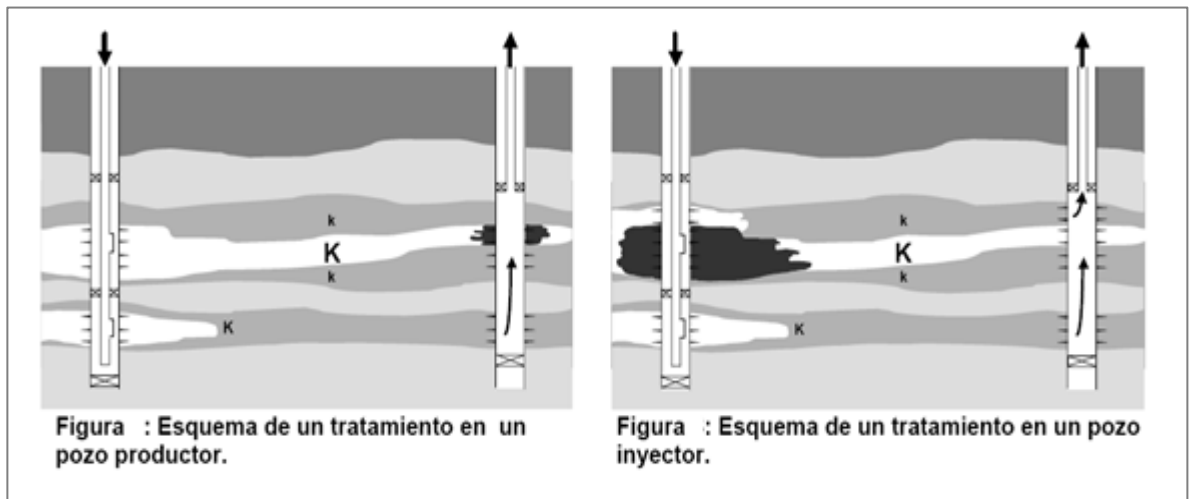


Figura 3.3. Izquierda, esquema de un tratamiento en un pozo productor. Derecha, esquema de un tratamiento en un pozo inyector.

Además, el hecho de que sea posible inyectar geles en volúmenes de cientos o miles de barriles incrementa las posibilidades de que, a posteriori, la inyección contacte partes no barridas del reservorio y aumente la recuperación de hidrocarburos. En fin con este método se puede:

Modificar la permeabilidad en las zonas vecinas del pozo y en profundidad en zonas con altas saturaciones de agua y alta permeabilidad (Puede aplicarse a una permeabilidad máxima de 2.256 md.)

Taponar las zonas de alta producción de agua en pozos productores

Reducir la permeabilidad de las zonas “ladronas” en pozos inyectoros, mejorando la eficiencia volumétrica, aumentando de esta manera el factor de recobro de petróleo

Los criterios de selección de pozos candidatos a ser tratados se resumen en:

Productores:

- a) Alta Relación Agua Petróleo.
- b) Acuífero de Fondo.
- c) Pozos que operan en gas-lift, a fin de evitar el costo de pulling y alquiler de herramientas.

Inyectoros:

- a) Pozos con antecedentes de pobre distribución vertical de la inyección.
- b) Pobre Factor de Recobro (Comparado con el pronóstico o/y otros patrones)
- c) Baja eficiencia de recuperación secundaria en la malla.
- d) Baja presión de inyección.

Los proyectos de inyección de geles deberían implementarse tempranamente en los pozos productores canalizados y el caso de inyectoros, cuando la acuatización haya alcanzado a dos o más pozos de una malla, ya que la demora en la ejecución de estos proyectos solo podría contribuir negativamente, aumentando los costos operativos (mayor consumo de energía y productos químicos por el alto caudal de líquido) e impidiendo que la eficiencia de barrido alcance un valor razonable.