

CAPÍTULO I
INTRODUCCIÓN

1 INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

Según Memoria Descriptiva, el Campo Alturitas es parte del Convenio Operativo del área de Desarrollo Zulia Occidental (DZO), firmado el 19 de Noviembre de 1993 y que entró en operación a partir de febrero de 1994. Este Convenio tiene una vigencia de 20 años.

El Convenio Operativo DZO está localizado al Occidente del Lago de Maracaibo, en el Estado Zulia. Está limitado al oriente por el margen occidental del Lago de Maracaibo y al occidente por la Sierra de Perijá. Tiene una extensión de 399.752 hectáreas y comprende un total de 9 campos productores: Alpuf, Alturitas, Ensenada, García, Machiques, San José, San Julián, Totumos y Urdaneta, de los cuales el campo Alturitas es el de mayor volumen de reservas y producción.

Al inicio de las operaciones el Convenio DZO tenía una producción diaria de 4.760 barriles de petróleo. Gracias a la campaña de perforación y rehabilitación de pozos, se alcanzó un pico de producción de 30.000 barriles diarios en Junio de 1996. Para enero del 2001, el Convenio presenta una producción promedio de 21.000 barriles de petróleo por día.

La operadora del Convenio ha concentrado su actividad de perforación en el campo Alturitas, ubicado en la parte Sur del área DZO, en el margen occidental del Lago de Maracaibo, en jurisdicción del Municipio Machiques de Perijá del Estado Zulia, donde un total de 34 pozos han sido perforados hasta la fecha (30 productores, 2 inyectores y 2 de disposición de aguas residuales). Hoy día el yacimiento Marcelina tiene 25 pozos produciendo 10.000 barriles de petróleo por día, con una relación gas petróleo de 180 pies cúbicos por barril de petróleo neto, y un corte de agua del 51 %.

La acumulación de petróleo está contenida en una estructura anticlinal en un área de 13.000 acres. La columna petrolífera tiene un espesor aproximado de 500 pies y se

estima un contacto agua – petróleo ligeramente inclinado, con una profundidad promedio de –11.100 pies bajo el nivel del mar. Tiene características de porosidad, espesor neto, y relación arena/arcilla que cambian gradualmente en varias direcciones. Generalmente, el espesor neto productivo aumenta hacia el centro-Oeste y hacia el Sur, la porosidad y permeabilidad disminuyen hacia el Este-Noroeste, y el contacto agua/petróleo se hace más profundo hacia el Oeste.

La Formación Marcelina está constituida por areniscas, limolitas, lutitas y material carbonáceo en cantidades menores, los cuales se depositaron en un ambiente fluvial. El espesor total del yacimiento varía entre 550 y 600 pies (152,4 y 182,88 m). La porosidad promedio y la permeabilidad en las zonas prospectivas con mejor calidad de roca, está en el orden de 14 % y 50 mD, respectivamente.

El petróleo de la Formación Marcelina tiene una gravedad de 21 grados API, viscosidad de 7,4 cp y es de naturaleza asfáltica. La presión de burbujeo es de 1030 Lpca a 217 °F (grados Fahrenheit). La relación gas / petróleo en solución es de 134 Pcn/Bn.

La Formación Marcelina se divide en superior e inferior, y a su vez el miembro inferior se divide en tres miembros muy bien definidos: Superior, Media (capa lutítica) e Inferior; cuyo mecanismo de producción imperante es por empuje interno (expansión roca-fluido) combinado con la acción de un acuífero. Dado que la presión no ha bajado al punto de burbuja, no existe saturación ni empuje de gas libre, y el empuje interno (expansión roca-fluido) procede de la compresibilidad del petróleo sobre el punto de burbuja, del agua, y de la roca.

Los Miembros Superior e Inferior a pesar de tener niveles de presión iniciales similares, presentan diferencias en la distribución de fluidos y en los agotamientos de presión. Las arenas del Miembro Inferior a la base del yacimiento en sentido vertical están sometidas a un mejor y más fuerte soporte de presión por parte de un acuífero activo. Este soporte del acuífero de fondo ayuda a mantener la presión en la mayor

parte del yacimiento y la tasa de producción de las arenas, aún con altos cortes de agua. Sin embargo, no se puede generalizar, pues la presión en la zona central-norte (pozos Alt-11, Alt-13, Alt-14) es más baja, entre 500-800 lppc menos que los pozos de la periferia.

Las arenas del miembro Marcelina Superior con un mayor volumen de hidrocarburos, no presentan un buen soporte del acuífero debido a que éste no es de fondo sino lateral y la heterogeneidad y discontinuidad de las arenas hacen que el reemplazo de los fluidos producidos sea más lento y tortuoso, lo que se traduce en una disminución de producción de petróleo de todo el yacimiento.

Para 1996 la disminución de presión en la parte central del yacimiento era notable, con una caída de presión medida en el pozo Alt-44 de alrededor de 2.500 lppc.

Debido a esto se decidió establecer en Noviembre de 1997 un Proyecto Piloto de Inyección de Agua en el Yacimiento Marcelina Superior. Desde el inicio este proyecto de inyección de agua fue afectado por la baja inyectividad en los pozos, debido a la pobre calidad del agua procesada. Sin embargo, aunque la inyección promedio fue de solamente 2.500 barriles de agua por día, el proceso arrojó resultados satisfactorios en el desplazamiento de los hidrocarburos desde la zona de inyección hacia los pozos productores, y se observó un cambio notable en el comportamiento de la declinación de la producción de los pozos vecinos sin reportarse un aumento del corte de agua atribuible a canalización u otros problemas.

Dos pozos adicionales (Alturas 13 y 23) fueron aprobados por PDVSA y el MEM para ser convertidos a inyección en el año 2000. Estas conversiones a inyección fueron demoradas debido a la falta de agua de la suficiente calidad para inyectar sin inducir taponamiento u otros problemas. También se consideró útil esperar los resultados de este estudio, para asegurar que se estaba usando un patrón óptimo.

Dado que el caudal de agua producida actualmente es mayor que el que se puede inyectar; se propone inyectar en los dos Miembros (Marcelina Superior e Inferior) en

el pozo Alt-13, y solamente en Marcelina Superior en el pozo Alt-23. Perfiles de tipo PLT serán usados para estudiar la distribución del agua inyectada en ambas zonas.

Dado el éxito del proyecto piloto, se propone extender el proceso de inyección de agua a todo el yacimiento para elevar la producción del campo e incrementar las reservas por medio de este mecanismo de recuperación secundaria.

1.2 OBJETIVO GENERAL Y ESPECÍFICOS:

1.2.1 Objetivo General

El objetivo general de esta investigación es verificar si los procesos de inyección de efluentes, realizados con la finalidad de disponer del excedente del agua de producción en Campo Alturitas, afectan la calidad de las aguas subterráneas aprovechables. Partiendo de esta idea, el Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARN), espera aclarar cierta incertidumbre existente sobre el desplazamiento y destino final de las aguas de producción inyectadas en las actividades que se realizan por parte de la empresa British Petroleum (BP) en Campo Alturitas Edo. Zulia, con el objetivo de dar cumplimiento al Decreto N° 883, sobre: “Normas para la clasificación y el control de la calidad de aguas y vertidos o efluentes líquidos”, publicado en Gaceta Oficial N° 5.021, de fecha 18 de diciembre de 1995, específicamente lo referente a la Sección VI “De las descargas o infiltración en el subsuelo”, también se evalúa la incidencia de la inyección en la calidad de las aguas subterráneas aprovechables; además de cumplir con el último requisito para optar al título de Ingeniero Geólogo otorgado por la Universidad Central de Venezuela.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar una evaluación detallada del medio donde se está efectuando la inyección de efluentes (información geológica, petrofísica, sedimentológica), para así cumplir con todas las normativas establecidas en el País para dicho efecto, de manera de garantizar la protección de los acuíferos.

- Describir y evaluar las profundidades, espesores y las propiedades físicas e hidráulicas de los estratos receptores seleccionados, así como la calidad de las aguas que los saturan.
- Evaluar las características petrofísicas de los estratos receptores en los pozos de disposición (permeabilidad, porosidad, desarrollo lateral, etc.), de manera que cumplan con las normas establecidas en el Decreto N° 883, sección VI, Artículo N° 17.
- Establecer una red de monitoreo con el fin de evaluar la calidad de las aguas subterráneas aprovechables, así como, la calidad de las aguas que son inyectadas.
- Generar mapas, gráficos comparativos en los que se pueda observar la variación de la calidad de las aguas aprovechables (pasado y presente).
- Evaluar el impacto ambiental y dar sugerencias o un agregado geológico a lo estipulado en el Decreto N° 883, sobre: “Normas para la clasificación y el control de la calidad de aguas y vertidos o efluentes líquidos”.

1.3 ALCANCE DEL TRABAJO

El presente trabajo de investigación pretende despejar ciertas dudas relacionadas con el desplazamiento y destino final de las aguas de producción inyectadas como mecanismo de recuperación y su efecto en la calidad de las aguas subterráneas aprovechables.

Esta investigación es particularmente importante debido a que en la zona donde se ubica campo Alturitas, la cota de la mesa de agua se encuentra a poca profundidad, lo cual le ha facilitado su aprovechamiento, tanto para el riego como para el consumo humano, por lo cual se considera como sector sensible y vulnerable.

Por esta razón, es de vital importancia realizar un estudio en el que se integre toda la información disponible de la zona (geológica, petrofísica, sedimentológica e hidrológica), la cual permita observar y evaluar el comportamiento y avance de los

excedentes de agua de producción inyectados en las Formaciones Macoa y Cuiba, así como de la inyección en el yacimiento (Formación Marcelina), en Campo Alturitas, al mismo tiempo, establecer o proponer una red de monitoreo, la cual permita evaluar la calidad de las aguas subterráneas en condiciones pasadas y presentes, que sirva para relacionar, en un futuro, los posibles cambios químicos en las aguas subterráneas y detectar alguna influencia en su calidad por efectos de la inyección.

Por otra parte, también se pretende dar sugerencias o un valor agregado desde el punto de vista geológico a lo estipulado en el Decreto N° 883, sobre: “Normas para la clasificación y el control de la calidad de aguas y vertidos o efluentes líquidos”. Publicado en Gaceta Oficial N° 5.021, de fecha 18 de diciembre de 1995, específicamente en lo referente a la Sección VI “De las descargas o infiltración en el subsuelo”.

1.4 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Campo Alturitas (figura 1), se encuentra ubicado en el Municipio Machiques de Perijá en el Estado Zulia, en el sur del bloque de Desarrollo Zulia Occidental – DZO. Dicho bloque se encuentra en la Costa Occidental del Lago de Maracaibo, comprendiendo los campos: Ensenada, García, Urdaneta, Totumos, Apuf, San José, Machiques, San Julián y Alturitas.

El Campo Alturitas comprende una superficie de 70 km² y se encuentra entre las siguientes coordenadas UTM:

Tabla 1. Coordenadas UTM que encierran la poligonal del campo Alturitas.

Vértice	N	E
1	1.087.164	775.061
2	1.090.856	787.095
3	1.078.574	790.865
4	1.074.880	778.834

El área de estudio considerada para el presente trabajo, se ubica en la parte norte del Campo Alturitas (tabla 2), lo que corresponde a los pozos de disposición y la primera parte del proyecto, ubicándose entre las coordenadas UTM:

Tabla 2. Coordenadas UTM del área de estudio.

Vértice	N	E
1	1.085.704	778.182
2	1.087.290	782.555
3	1.084.036	783.907
4	1.082.493	779.616

Dentro del área de estudio se encuentran ubicados un total de 2 pozos (Pozos de disposición), inyectores del excedente del agua de producción en las formaciones Macoa y Cuiba, cuyas coordenadas UTM son:

Tabla 3. Coordenadas UTM de los pozos inyectores a las formaciones Macoa y Cuiba.

Pozo	Coordenadas	
	N	E
ALT - 34	1.085.069	779.681
ALT - 36	1.084.193	781.281

Adicionalmente, en la zona norte, centro y sur del campo Alturitas se encuentran ubicados un total de nueve pozos inyectores a la Formación Marcelina, cuyas coordenadas UTM son:

Tabla 4. Coordenadas UTM de los pozos inyectores a la Formación Marcelina.

Pozos	Coordenadas		Zona
	N	E	
ALT-02	1.078.204	783.606	Sur
ALT-04	1.081.165	782.649	Central
ALT-13	1.082.379	781.838	Central
ALT-16	1.084.049	780.531	Norte
ALT-23	1.084.516	781.593	Norte
ALT-24	1.085.421	781.570	Norte
ALT-33	1.085.912	780.429	Norte
ALT-43	1.081.096	781.102	Central
ALT-44	1.080.949	782.054	Central

El área de estudio señalada en el tabla 2 y los pozos ATL-34 y ALT-36 (tabla 3) corresponden a una parte del estudio, la cual comprende, la incidencia de la inyección del excedente de agua de producción en las formaciones Macoa y Cuiba de dichos pozos sobre los acuíferos aprovechables ubicados en las formaciones superiores (Formaciones Los Ranchos – La Villa); la segunda parte del estudio (tabla 4) corresponde al monitoreo y comportamiento ante las estructuras geológicas del agua de producción inyectada en el yacimiento MARCE – I0008 (Formación Marcelina). En ambas se evaluará lo establecido en el Decreto N° 883.

Adicionalmente, cabe señalar la existencia en el área de Campo Alturitas una red de observación, la cual fue implementada por BP con la finalidad de monitorear el comportamiento de los acuíferos superficiales aprovechables. Su ubicación y coordenadas UTM son:

Tabla 5. Ubicación de los pozos de agua pertenecientes a la red de monitoreo.

Pozos	Coordenadas		Nivel Estático	Zona
	N	E		
Alt-28	1.081.086	781.404	Saltante	Central
Alt-30	1.080.256	781.299	Saltante	Central
Alt-33	1.085.615	780.252	Saltante	Norte
Alt-48	1.084.714	781.927	Saltante	Norte
Alt-59/60	1.078.066	784.378	Saltante	Sur



Figura 1. Ubicación del área de estudio. Campo Alturitas. Maracaibo, Edo. Zulia.

1.5 TRABAJOS PREVIOS

GONZALEZ DE JUANA (1980) Describe la evolución tecto-estratigráfica de la Cuenca de Maracaibo: así como también, realiza una descripción detallada de los rasgos geológicos más importantes de Campo Alturitas así como su capacidad de producción para la fecha.

AZPIRITXAGA (1985) Realiza un modelo geológico para la recuperación mejorada de crudo pesado en un área piloto en el NE del Campo Boscán.

ESCOBAR Y PASCUALI (1985) Postulan posibles vías de migración de los crudos dentro del área de Campo Boscán que son consistentes con la geología estructural conocida. Una alta densidad de fallas menores parece controlar los sitios de introducción del crudo en la arenas de Boscán.

PIRELA Y BETORET (1985) Analizar los aspectos geológicos a considerar antes de iniciar un proyecto de recuperación adicional. Discute las características estratigráficas y estructurales en un área piloto situada en la parte sureste del campo.

ESCOBAR Y PASCUALI (1989) Analizaron un conjunto de 40 crudos pesados ($^{\circ}$ API: 8,0 – 12,0) del Campo Boscán, en el yacimiento Eoceno tardío – Oligoceno temprano, calificándolos como crudos inmaduros y desarrollando un modelo de llenado del yacimiento que permite esquematizar una secuencia de etapas migratorias con una migración principal en dirección SW – NE.

ESCOBAR, CUMANA Y PASCUALI (1989) Proponen una dirección de llenado del yacimiento cretáceo, con una componente importante del vector de migración en sentido SO – NE, a lo largo de 25 Km. Postula que el petróleo ha sido originado en la Formación La Luna, al sur del Campo Apud y ha migrado a lo largo de la falla Rosario, hasta alcanzar zonas de permeabilidad apropiadas en la Formación Apon. La extrapolación de modelos de los campos cercanos permite la postulación de rutas de migración en sentido SO – NE (Campo García – Urdaneta) y E – W (Alturitas).

MUÑOS, SILVA, CONSENTINO Y THILLIEZ (1997) Realizan una re-evaluación y estrategia de explotación para yacimientos maduros, asociados a un acuífero activo. El estudio se efectuó en dos fases. En la primera se dibujó el avance del frente de agua, en el tiempo, para cada nivel geológico, utilizándose todos los datos de perfiles y los datos de producción. En la segunda fase, se realizaron estudios de las zonas de petróleo remanente. Como resultado se logró identificar para cada área una estrategia de desarrollo que incluyó reparaciones de pozos re-entry y/o nuevos pozos.

1.6 METODOLOGÍA

El presente trabajo se realizó en varias etapas, siendo:

1.6.1 Recopilación bibliográfica y cartográfica

- Búsqueda, recopilación y estudio de la documentación existente de la zona de estudio.
- Análisis e interpretación de artículos y publicaciones donde se resaltan los aspectos geológicos a considerar antes de iniciar un proyecto de recuperación adicional.
- Análisis e interpretación de diversos artículos donde se hace referencia a la sedimentología, petrología, estratigrafía secuencial del área de estudio.

1.6.2 Validación y análisis de la información del yacimiento

Durante el desarrollo del proyecto, British Petroleum (BP) y el Ministerio del Ambiente (MARN), pusieron a disposición los datos existentes relacionados al área de estudio campo Alturitas, lo que incluye:

- Historia de pozos pertenecientes al campo Alturitas
 - Inventario de pozos (productores, inyectoros, conversión, monitoreo)
 - Registro de pozos
 - Perfiles de correlación
 - Pruebas y datos de presión
-

- Datos de producción, yacimiento y campo
- Informes y estudios previos
- Mapas oficiales del campo Alturitas

El suministro de los datos fue el componente de mayor importancia, debido a que gran parte de ésta es información clasificada del campo Alturitas. Estos datos incluyeron: recolección, organización, selección, digitalización y conversión de la información para su uso en los programas de software empleados en la elaboración del estudio.

1.6.3 Recopilación, validación y análisis de la información de campo referente a la zona de estudio

Para el desarrollo y cumplimiento de este proyecto, BP pone a disposición toda la información disponible sobre el área de estudio, lo que incluye:

1.6.3.1 Geología

La geología de la zona es descrita detalladamente en el Capítulo IV sobre Geología Local, donde se hace referencia a las formaciones que integran la columna estratigráfica (figura 29), describiéndose, de base a tope. También se hace referencia al marco tectónico reinante en la zona, así como al sistema de petróleo para la Cuenca de Maracaibo y el contacto agua-petróleo para el yacimiento. Toda esta información fue suministrada por BP.

1.6.3.2 Localización de los pozos inyectores

Para un mejor desarrollo del estudio y debido a la diferencia del proceso de inyección dentro del yacimiento, se decidió dividir esta etapa en dos partes, a mencionar:

- a) La primera, corresponde a la disposición del excedente de agua de producción, en ésta se encuentran los pozos ALT-34i y ALT-36i, cuyas coordenadas se encuentran señaladas en la tabla 3.

- b) La segunda, comprende los pozos de inyección con fines de recuperación secundaria y monitoreo de trazadores para una mejor caracterización del yacimiento. Estos pozos son: ALT-02, ALT-04, ALT-13, ALT-16, ALT-23, ALT-24, ALT-33, ALT-43 y ALT-44, cuyas coordenadas se muestran en la tabla 4.

Para este estudio se utilizaron mapas de ubicación originales de los archivos de BP, topográficos, geológicos y datos proporcionados por la plataforma *Landmark*, los cuales indican con exactitud la ubicación de los pozos tanto en superficie como en profundidad. Estos datos fueron verificados con GPS (*Global Satellite Positioning Surveys*).

1.6.3.3 Localización de los pozos de agua pertenecientes a la red de monitoreo

Para evaluar la incidencia de la inyección sobre los acuíferos aprovechables para consumo humano, la empresa BP tiene a disposición una red de monitoreo, la cual incluye pozos de agua ubicados en la cercanía de cada pozo inyector o productor. Para el presente trabajo, se estableció una red de monitoreo que incluyó un total de **5 pozos de agua**, de los cuales se tenía buena continuidad de datos y por ser pozos ya evaluados y registrados por el MARN. Las coordenadas de estos pozos se muestran en la tabla 5. Estas coordenadas son verificadas con GPS en cada inspección realizada.

1.6.3.4 Registros de pozos

En Campo Alturitas, **existen 60 pozos**, cada uno posee su ficha que constituye una fuente de información:

- Nombre y localización
 - Historia (mantenimiento y rehabilitaciones)
 - Profundidad, tamaño de las tuberías de revestimiento (*casings*)
 - Pruebas de producción (fecha, profundidad, tasa)
 - Intervalo de cañoneo y estado (abierto o cerrado)
 - Breve descripción del proceso que desarrolla.
-

Existe una variación considerable en los registros disponibles de cada pozo, GR, resistividad, rayos gamma/neutrón, densidad, sónicos, todas éstas cargadas en la base de datos de la plataforma *Landmark* y utilizadas en la mayoría de las correlaciones.

Para el presente estudio se utilizaron las curvas de GR y resistividad en la mayoría de las correlaciones, sólo en los pozos ALT-02 y ALT-04 se utilizaron curvas Sp debido a que no se disponía de otra.

1.6.3.5 Correlaciones y topes estructurales

Las curvas utilizadas para las correlaciones incluyen resistividad, Sp, rayos-gamma y gamma-neutrón, densidad, etc., corridos en hoyo abierto y entubado.

Como se explicó anteriormente, el proyecto se divide en dos (2) partes:

- a) En la primera, que corresponde a los pozos de disposición ALT-34i y ALT-36i, se utilizaron un total de ocho (8) registros de pozo. Como *datum* estratigráfico para la correlación se utilizó el contacto entre las formaciones Cuiba y Lo Ranchos. Dependiendo del estudio realizado, se correlacionaron las arenas con mayor espesor y las que están siendo inyectadas y las capas de lutita más espesas y requeridas, según lo indicado en el Decreto N° 883.
- b) En segunda parte, que monitorea el comportamiento de trazadores inyectados en la Formación Marcelina, se utilizaron veinte y siete (27) registros de pozos. Como *datum* estratigráfico para la correlación se utilizó el contacto entre las formaciones Marcelina y Mirador. En éstas se muestran los estratos arenosos más espesos así como los sellos lutíticos.

Los registros de pozos, secciones de correlación, topes estructurales y datos empleados para las correlaciones y mapas, fueron cargados y bajados de la plataforma *Landmark*.

Las correlaciones se realizaron en PowerPoint y posteriormente revisadas y corregidas por el Ingeniero Ricardo Carrizales.

Los espesores, tanto en las formaciones superiores (Cuiba y Macoa), como en la formación inferior (Marcelina), se mantienen a lo largo de las secciones, lo que facilita las correlaciones.

1.6.3.6 Identificación de fallas

La identificación de fallas, tanto en campo Alturitas como en cualquier otro campo, siempre ha sido un problema, debido a la variación significativa en las interpretaciones generadas por estudios anteriores. Aunque con la implementación de herramientas modernas como: sísmica 3D, secciones balanceadas, modelos 3D, etc., se ha establecido un buen modelo estructural en campo Alturitas, sobre todo en la sección cenozoico inferior donde se ubica el yacimiento MARCE – I0008 de edad paleoceno. Las fallas más importantes se encuentran ubicadas en la parte noreste y sureste del yacimiento, presentando una orientación norte-sur. La mayoría de estas fallas terminan en la discordancia del oligoceno afectando muy poco a las formaciones superiores donde se encuentran los acuíferos aprovechables.

1.6.4 Interpretación hidrogeológica

Esta parte del estudio incluyó:

- Generalidades
- Unidades hidrogeológicas
- Tipos de acuíferos
- Profundidad de los niveles de las aguas subterráneas
- Dirección de flujo, zona de recarga y descarga del acuífero aprovechable
- Toma de muestra de los pozos de agua
- Evaluación físico-química de las aguas aprovechables
- Evaluación físico-química de las aguas inyectadas
- Confrontación de la calidad de las aguas aprovechables (pasado y presente).

1.6.5 Interpretación petrofísica

En esta parte se evaluaron los parámetros petrofísicos (porosidad, permeabilidad, arcillosidad) de los estratos receptores, tanto para las formaciones superiores (Cuiba y Macoa), como para la Formación Marcelina. Se realizaron comparaciones entre los valores mínimos exigidos por el Decreto N° 883 y los valores de las formaciones inyectadas.

Los análisis fueron realizados por Core Laboratories Venezuela S.A., y los datos para este proyecto lo suministró BP Maracaibo (anexos).

1.6.6 Diseño de un pozo inyector

Para la disposición del excedente de agua de producción en las formaciones Cuiba y Macoa la empresa BP en el año 2003, decidió perforar dos (2) pozos, ALT-34i y ALT-36i; el diseño mecánico de estos pozos se describe en el Capítulo II.

Por otra parte, para la inyección de trazadores, se utilizaron pozos ya construidos, los cuales en principio fueron pozos productores convertidos en inyectores. El sistema de inyección está conformado por un tambor, una bomba hidráulica de aire de alta presión, una bomba de prueba de presión manual, compresor, válvulas de chequeo y línea de flujo. El sistema fue instalado y sometido a una prueba de presión hasta 150% de la presión de trabajo, en consecuencia el trazador es agregado al tambor conectado a la línea de entrada a la bomba abriendo las válvulas hacia la línea principal de inyección de agua. Al mismo tiempo, la bomba hidráulica es encendida dando comienzo al bombeo del trazador hacia el pozo a una velocidad controlada. La unidad de inyección tiene una capacidad nominal de 5.000 lpc de presión de trabajo máximo.

1.6.7 Elaboración de mapas, secciones y diagramas

Para el presente trabajo se realizaron y utilizaron los siguientes mapas, secciones de correlación y diagramas:

Tabla 6. Mapas elaborados y de archivos.

Horizonte	Tipo de Mapa		
Cuiba	Mapa estructural al tope de la unidad	Elaborado	AutoCAD
Macoa	Mapa estructural al tope de la unidad	Elaborado	AutoCAD
Peroc	Mapa estructural al tope de la unidad, miembro superior tope	Elaborado	AutoCAD
	Mapa estructural al tope de la unidad, miembro medio tope	Elaborado	AutoCAD
Peroc	EDGE <i>detection map</i>	Archivo BP	Landmark
Marcelina	Mapa estructural al tope de la unidad, miembro superior tope	Archivo BP	AutoCAD
Superficie	Mapa topográfico de la zona	Integración	AutoCAD

Tabla 7. Secciones de correlación Formaciones Cuiba y Macoa.

Sección de correlación pozos de disposición			
ATL-29	ALT-34i	ALT-33	ALT-24
ATL-49	ALT-36i	ALT-23	ALT-50

Tabla 8. Secciones de correlación de pozos inyectoras a la Formación Marcelina.

Sección de correlación						Ubicación
ALT-57	ALT-16	ALT-50	ALT-58	ALT-49	ALT-29	Bloque norte
ALT-49	ALT-58	ALT-23	ALT-50	ALT-46		Bloque norte
ALT-24	ALT-49					Bloque norte
ALT-33	ALT-29	ALT-49				Bloque norte
ALT-37	ALT-04	ALT-55	ALT-25			Bloque central
ALT-11	ALT-13	ALT-28	ALT-37			Bloque central
ALT-31	ALT-43	ALT-30	ALT-28	ALT-37		Bloque central
ALT-30	ALT-28	ALT-37	ALT-44	ALT-25		Bloque central
ALT-12	ALT-53	ALT-56	ALT-60	ALT-59	ALT-02	Bloque sur

	Pozos inyectoras
--	------------------

Tabla 9. Diagramas

Pozo	Gráficos (comparación en tiempo)	
Alt-28	Aceites Minerales e Hidrocarburos	Excel
	Conductividad @ 25 °C	
	temperatura "in situ"	
	pH "in situ"	
Alt-30	Aceites Minerales e Hidrocarburos	Excel
	Conductividad @ 25 °C	
	temperatura "in situ"	
	pH "in situ"	
Alt-33	Aceites Minerales e Hidrocarburos	Excel
	Conductividad @ 25 °C	
	temperatura "in situ"	
	pH "in situ"	
Alt-48	Aceites Minerales e Hidrocarburos	Excel
	Conductividad @ 25 °C	
	temperatura "in situ"	
	pH "in situ"	
Alt-59/60	Aceites Minerales e Hidrocarburos	Excel
	Conductividad @ 25 °C	
	temperatura "in situ"	
	pH "in situ"	

1.6.8 Modelo 3D estructural

Para una mejor visualización del yacimiento y poder mostrar el recorrido de los fluidos inyectados, tanto en las Formaciones Superiores (Cuiba y Macoa), como en la Formación Inferior Marcelina, se elaboró un modelo 3D en Autocad, en este se muestra la estructura del yacimiento, fallas que lo limitan y limitan el recorrido de los fluidos en la Formación Marcelina, ubicación y dirección de pozos (inyectores y productores) y los horizontes de más relevancia para el desarrollo de este proyecto.

Tabla 10. Horizontes utilizados para el modelo

Horizontes que integran el modelo
Superficie
Formación Cuiba
Formación Macoa
Formación Peroc superior
Formación Peroc Medio
Formación Marcelina

1.6.9 Programa de emergencia

La empresa, BP Holdings Limited de Venezuela, posee un plan de emergencia para el proceso de Inyección de Agua de Formación, el cual está fundamentado bajo las políticas “Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA)” con el cual se persigue reconocer, identificar, describir y controlar la ocurrencia de cualquier tipo de evento como: fallas de sistema de inyección, incapacidad de inyección en los pozos inyectoras a las formaciones, contaminación a los acuíferos, entre otros; que podrían afectar adversamente el ambiente durante la ejecución de esta actividad (anexos).