



República de Cuba
Ministerio de Educación Superior
Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa
Dr. Antonio Núñez Jiménez
Facultad de Geología y Minería

Trabajo de Diploma

En opción al título de Ingeniero en Minas

**ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE AGUAS RESIDUALES
COMO ALTERNATIVA SECUNDARIA DE RECUPERACIÓN
EN EL BLOQUE I DEL YACIMIENTO PINA (EPEPM)**

Autor: Amado Antonio Leiva Valdés

Tutores: Dra.C. Mayda Ulloa Carcassés

Ing. Dioelis Guerra Santiesteban

Moa – Holguín ,2014
Año 56 de la Revolución





Agradecimientos

Quisiera agradecer a todas aquellas personas e instituciones que hicieron posible la realización de este trabajo y el cumplimiento de mi más grande sueño, razón por la cual estaré eternamente agradecido. Ellas son:

Mi abuela Elena Moreno Flora, mi mamá Daysi Valdés Pinto y mi tío Donato Leiva Moreno, por su incondicional apoyo durante mi vida como estudiante.

Mis tutores, el Ing. José Luis Iparraguirre, la Dr. Mayda Ulloa Carcasés y el Ing. Dioelís Guerra Santiesteban por su asesoría científica y disposición desinteresada en cada momento durante el desarrollo de la investigación.

La Ing. Daimara Columbie Leyva por su disposición y apoyo incondicional en todo momento.

Los compañeros del Departamento Técnico de Producción de la Empresa de Exploración y Producción de Petróleo Majagua, por su colaboración al brindar sus conocimientos y experiencias en la realización de este trabajo.

El colectivo de trabajadores del Centro de Investigaciones del Petróleo por el apoyo científico y darme acceso a documentos clasificados que me sirvieron como base de la investigación.

A todos los que en su momento me brindaron su apoyo ante tan grande sacrificio.

A todos, muchas gracias.



Dedicatoria

Con mi más profundo amor dedico este trabajo a mi novia Yaniuska Tamayo Galván, que ha sido mi inspiración al llenar mi vida de cariño y amor.

A la Revolución Cubana por hacer posible mi formación como profesional.

A mi familia, por su apoyo, aliento y confianza.

A todos mis profesores, por ser la fuente de conocimiento de la cual me he alimentado en estos cinco años de carrera y de los cuales he aprendido que no existe éxito sin sacrificio.

A todas las personas que me quieren y depositaron su confianza en mí.

Pensamiento



“La alegría es inmensa y sin embargo, queda mucho por hacer todavía. No nos engañemos creyendo que en lo adelante todo será fácil; quizás en lo adelante todo será más difícil.”

Fidel Castro Ruz



RESUMEN

La investigación tuvo como objetivo determinar los resultados de la inyección de aguas residuales petrolizadas a través de los pozos P- 50 y P-128 en el Bloque I del yacimiento Pina y el estado actual de explotación en que se encuentra el mismo.

Los principales resultados del trabajo fueron la determinación del comportamiento de la producción en el bloque, anterior y posterior a la fecha de inicio de la inyección, la cantidad de petróleo adicional extraído en este período, la dirección de desplazamiento del frente de avance y el comportamiento del bombeo de los pozos que se encuentran en explotación por este método. De igual manera se determinaron los principales indicadores económicos en la etapa de inyección.



ABSTRACT

The investigation had as objective to determine the results of the injection of oil waste waters through the wells P - 50 and P - 128 in the Block I of Pina oilfield and the current state of exploitation in the same.

The main results of the work were the behavior determination of the production in the block, previous and later to date of beginning of the injection, the quantity of additional petroleum extracted in this period, the displacement direction of the advance front and the pumping behavior of the wells that are in exploitation for this method. In a same way the main economic indicators were determined in the injection stage.



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.1 Introducción.....	5
1.2 Antecedentes y estado actual de la temática.....	5
1.3 Generalidades sobre los yacimientos de petróleo y gas	9
1.4 Generalidades sobre la recuperación secundaria por inyección de agua	10
CAPÍTULO II: INFORMACIÓN GENERAL DEL YACIMIENTO Y EL BLOQUE	13
2.1 Introducción.....	13
2.2 Características físico geográficas del yacimiento y el área de estudio	13
2.3 Características geológicas del yacimiento	15
2.4 Características físico – química de los fluidos en el bloque	23
2.5 Características del sistema petrolero (Bloque I)	25
2.6 Fondo de pozos, ubicación y arreglo	25
2.7 Descripción de los trabajos de extracción, transporte y tratamiento primario	26
2.8 Producción histórica y reservas del bloque.....	29
CAPÍTULO III: RESULTADOS DE LA INYECCIÓN Y ESTADO ACTUAL DE LA EXPLOTACIÓN DEL BLOQUE	31
3.1 Introducción.....	31
3.2 Comportamiento de las presiones de capa.....	31
3.3 Análisis del comportamiento productivo del bloque (2003 - 2008).....	32
3.4 Análisis del comportamiento productivo del bloque (2009 – 2013)	34
3.5 Determinación de la producción incrementada.....	35
3.6 Relación agua inyectada-producción de petróleo (tabla 6)	37
3.7 Determinación de la dirección de desplazamiento del frente de avance	38
3.7.1 Mayores efectos de la inyección tomando como referencia la producción incrementada por pozo (dirección del frente)	46
3.8 Comportamiento del bombeo en los pozos.....	47
3.9 Cálculo de los indicadores económicos en el período de inyección	49
3.10 Seguridad del trabajo y protección del medio ambiente	50
CONCLUSIONES.....	52
RECOMENDACIONES	53
BIBLIOGRAFÍA.....	54
ANEXOS	56

INTRODUCCIÓN

El petróleo es un producto estratégico que modela la política internacional. En medio de la actual crisis económica sus altos precios provocan que cualquier producto en el mercado mundial tenga precios inestables, que oscilan siempre en valores astronómicos.

Su agotamiento como recurso natural no renovable y la total dependencia de la humanidad de este producto ha llevado a las empresas petroleras a desarrollar nuevas tecnologías que permitan recuperar la mayor parte de las reservas disponibles en los yacimientos una vez que su energía natural se agota y la producción está alcanzando su límite económico.

En este sentido, son numerosos los métodos desarrollados, identificados con el nombre de recuperación secundaria de petróleo, siendo los más utilizados la inyección de agua y gas, que suplementan la energía original de los yacimientos. Se emplean además, otros métodos denominados recuperación mejorada, para lograr producir petróleo luego de la fase secundaria, pero la mayoría no cumplen con la condición de rentabilidad que se requiere para su aplicación comercial. Por estas razones las inyecciones de agua y/o gas continúan siendo los métodos convencionales de recobro para producir petróleo extra en los yacimientos (Gutiérrez, 1998).

Entre estos fluidos, el agua ha sido la que más ventaja ha presentado y, aun cuando se han desarrollado otras técnicas de recuperación secundaria, continúa siendo el método más atractivo para obtener cantidades adicionales de petróleo, debido a su alta disponibilidad y bajo costo.

De acuerdo a la posición de los pozos inyectores y productores la inyección de agua se puede llevar por diferentes formas: inyección periférica o central y la inyección en arreglos. La selección de uno u otro tipo dependen de la estructura y características geológicas del yacimiento, la distribución de permeabilidad, la razón de pozos inyectores a pozos productores, la razón de movilidad y en especial de la forma en que ha sido explotado el yacimiento.

En Cuba se comenzó con las primeras experiencias en la aplicación de esta técnica en el año 1968, con la inyección de agua en el yacimiento Jatibonico, la



cual se mantiene hasta la fecha. Por este concepto se ha obtenido un 14 % de recuperación adicional, para un 39 % de recuperación total.

El caso de estudio es el Bloque I del yacimiento Pina, ubicado en el municipio Ciro Redondo, provincia Ciego de Ávila. Este yacimiento está formado por rocas de origen volcánico algo extremadamente complejo desde el punto de vista hidrodinámico si se tiene en cuenta la gran heterogeneidad que presenta.

Los trabajos de recuperación secundaria en el bloque comenzaron en abril de 2007, a través del pozo P-123, utilizando como fluido de inyección las aguas residuales petrolizadas generadas durante el proceso de extracción de petróleo; siendo a la vez una alternativa amigable con el medio ambiente con alto grado de sostenibilidad económica, si se tiene en cuenta que el yacimiento se enmarca en una zona netamente agrícola y ganadera. Este proceso fue necesario paralizarlo porque la presión de inyección alcanzó valores por encima de las 100 atmósferas, cercanas a la capacidad de la bomba utilizada, situación que obligó a la dirección de la empresa a buscar nuevos pozos inyectores, escogiendo el P-50 y el P-128, que comenzaron en operaciones en noviembre de 2008 y octubre del 2012 respectivamente.

A causa del insuficiente estudio geológico del bloque, los trabajos de inyección han sido evaluados a nivel de yacimiento, pero nunca como unidad hidrogeológica independiente, motivo por el cual se desconocen los resultados reales de la inyección en el bloque y por consiguiente el estado actual de explotación en que se encuentra el mismo.

Teniendo en cuenta la confirmación de la no comunicación hidrodinámica del bloque con el resto del yacimiento, la presencia de reservas aún recuperables y la necesidad del país de aumentar las producciones nacionales con el objetivo de sustituir importaciones, se establece para el trabajo en cuestión la siguiente metodología.

**Problema científico:**

Desconocimiento de los resultados de la inyección de aguas residuales petrolizadas a través de los pozos P-50 y P-128 en el Bloque I del yacimiento Pina y el estado actual de explotación en que se encuentra el mismo.

Objeto de estudio:

Proceso de inyección de agua en yacimientos gasopetrolíferos.

Campo de acción:

Bloque I del yacimiento Pina.

Objetivo general:

Determinar los resultados de la inyección de aguas residuales a través de los pozos P- 50 y P- 128 en el Bloque I del yacimiento Pina y el estado actual de explotación en que se encuentra el mismo.

Hipótesis:

Si se logra una correcta interpretación de los datos geológicos y de explotación sobre la base del estudio de los resultados obtenidos, se podrán determinar los resultados de la inyección de agua en el Bloque I del yacimiento Pina y el estado actual de explotación en que se encuentra el mismo.

Objetivos específicos:

- Analizar el comportamiento productivo del Bloque antes y después al inicio de la inyección y definir el estado actual de las reservas.
- Determinar la cantidad de petróleo adicional recuperado como resultado del proceso de inyección.
- Definir la dirección del desplazamiento del frente de avance.
- Evaluar el comportamiento de los pozos en bombeo.
- Determinar los indicadores económicos en la etapa de inyección.



Métodos de la investigación

En la investigación se emplearán métodos teóricos y empíricos de la investigación científica.

Métodos teóricos

- Análisis y síntesis: para el procesamiento estadístico de las producciones de petróleo y agua del bloque.
- Histórico - lógico: para saber el estado actual de explotación en que se encuentra el bloque a través del análisis del comportamiento histórico de la producción de petróleo en el bloque y de la necesidad de conocer los resultados de la inyección de agua como método de recuperación secundaria.

Métodos empíricos

- Entrevistas: a técnicos y dirigentes de la empresa, con el objetivo de disponer de una mayor información que permitiera un análisis más concreto de la temática a tratar. Se indagó a cerca de la perforación de cada uno de los pozos que integran el bloque y de su comportamiento productivo en la primera etapa de explotación de los mismos.
- Observación: al bombeo de cada pozo y al tratamiento primario del petróleo en la Batería para conocer y controlar cada una de las operaciones con el objetivo de trabajar con mayor eficiencia.
- Revisión de documentos: para conocer al detalle el comportamiento productivo de cada uno de los pozos que integran el bloque, las particularidades geológicas del mismo y el procedimiento para determinar cada uno de los parámetros productivos.



CAPÍTULO I: FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción

En el capítulo se exponen los antecedentes bibliográficos relacionados con la temática. De igual manera se dan a conocer algunas generalidades de los yacimientos de petróleo y gas y del método de recuperación secundaria por inyección de agua. Estos elementos contribuirán al logro de un mejor entendimiento de la situación problemática y a una valoración adecuada para su solución.

1.2 Antecedentes y estado actual de la temática

Según Paris de Ferrer, (2007), la inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, Estados Unidos, en el año 1865, cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas y entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión en el yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

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

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

pozos. Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección – producción.

En la actualidad es el principal y más conocido método de recuperación secundaria, siendo el proceso que más ha contribuido al recobro de petróleo extra.

En Cuba las primeras experiencias fueron en el año 1968, con el empleo de esta técnica en el yacimiento Jatibonico, la cual se mantiene hasta la fecha. Por este concepto se ha obtenido un 14 % de recuperación adicional, para un 39 % de recuperación total de los recursos in situ del yacimiento.

En junio del 2004 se puso en práctica esta técnica en el Polígono del Bloque Sur de Cristales y hasta la fecha se han obtenido 2 630 t de petróleo adicional.

En abril de 2007 comenzó la inyección en el Bloque I del yacimiento Pina a través del pozo P-123, inyectando en un período de un año 13 500 m³ de agua. Este proceso fue necesario paralizarlo porque la presión de inyección alcanzó valores por encima de las 100 atmósferas, cercanas a la capacidad de la bomba utilizada. Actualmente existe un programa de visitas al pozo mediante *swab*.

El pozo P-50 comenzó como pozo inyector en noviembre de 2008 (etapa de prueba), cuando reportó en ese año una producción de petróleo de 37.2 t. Las pruebas se mantuvieron durante el resto del año y se comenzó en enero del 2009 un sistema escalonado constante de inyección que duró hasta octubre del 2012. A partir de entonces comenzaron a disminuir los volúmenes de agua a inyectar y se decide iniciar operaciones de conjunto con el P- 28 que reportaba producciones en el año de 41.42 t, iniciando éste en noviembre de ese año con un régimen de inyección diario que se mantiene hasta la actualidad.

En las empresas del occidente del país no se utiliza esta técnica porque los petróleos extraídos presentan alta viscosidad y altos porcentos de contenido de azufre lo cual se opone al movimiento del fluido a través de la capa productiva.

A continuación se hace referencia a los principales trabajos relacionados con la temática a tratar en el área de estudio y que constituyen la base de las investigaciones de Recuperación Secundaria en el país.

En 1992 el Centro de Investigaciones del Petróleo realizó el estudio ‘Evaluación integral preliminar del yacimiento Pina’ (Dictamen I), analiza el estado de

explotación del yacimiento desde su descubrimiento hasta la fecha y pronostica el comportamiento futuro de las producciones dentro de los marcos lógicos de su corta vida productiva. En el trabajo se aportaron varias recomendaciones para su mejor explotación y desarrollo. Se muestrearon todos los pozos productores con el objetivo de caracterizar el petróleo, el agua y el gas presentes en el sistema. Se le hicieron dinamografías a los pozos en bombeo y se midieron niveles dinámicos por ecometría. Además, se recopiló la información existente y se confeccionaron 17 programas de computación para la ejecución de los cálculos pertinentes.

Un año después en 1993 se realiza el Dictamen II con objetivo de profundizar en el análisis de la explotación del yacimiento Pina; precisar los pronósticos de su comportamiento futuro; analizar los resultados obtenidos con la aplicación de las recomendaciones planteadas en el dictamen anterior y determinar el coeficiente de entrega del yacimiento. Se muestreó el yacimiento y se analizaron los fluidos presentes (petróleo, agua, gas). Se realizaron análisis de PVT (presión-volumen-temperatura) y se recopiló y actualizó toda la información existente. El trabajo aunque no cumplió a cabalidad lo propuesto en el dictamen anterior, si ganó en profundidad y desarrollo de nuevos aspectos.

Pascual (1994) clasifica los crudos del yacimiento Pina atendiendo fundamentalmente a los valores de densidad, contenido de azufre, asfaltenos y resinas. Estudia además las características de los distintos bloques, en las tobas y en el efusivo a distintas profundidades. Fueron correlacionados los resultados con las características espectroscópicas y cromatografías. Se determinó el estado de degradación por bloques y el tipo de petróleo de acuerdo a su composición grupal. También fueron estudiadas las características del agua de capa y del sello y correlacionadas las características físico químicas del petróleo y el estado de degradación con aspectos geológicos e hidrogeológicos.

El CEINPET y la EPEPM,(1996) definen el modelo geológico del yacimiento, en el cual se divide el corte en cuatro horizontes: conglomerados, tobas finas, tobas gruesas y efusivos; demostraron la posibilidad de identificarlos por su litología y por los registros geofísicos y de pozos y la continuidad de estos horizontes en el área; argumentaron y definieron los contactos agua petróleo en los diferentes

bloques, la variación y relación de la calidad de los petróleos con la biodegradación y definieron las direcciones posibles para desarrollar el yacimiento.

Finalmente se hizo una evaluación de las reservas del yacimiento, y se dan como resultados, la explicación de la presencia de gas en los pozos y el cálculo de las reservas, aunque asumiendo algunos datos por falta de historial de producción y de información. Se argumentaron además las categorías de las mismas. El trabajo dio la posibilidad de pronosticar y ajustar la producción anual mediante programas de declinación y calcular las reservas iniciales totales del yacimiento.

En 1999 el CEINPET realizó la simulación numérica de estos bloques y utiliza un modelo de doble porosidad que describe el comportamiento de un yacimiento fracturado y la definición del comportamiento hidrodinámico de los pozos para cada bloque. Como principales resultados se obtienen la elaboración del modelo geológico de los bloques, los pronósticos de las producciones de petróleo, gas y agua y de la variación de la presión de capa en el tiempo.

En el marco del Proyecto 3405 el CEINPET de conjunto con la EPEPM (2003) determinan y optimizan parámetros de laboratorio con el fin de ajustar el modelo numérico de las capas del polígono de inyección y realizar trabajos complementarios de optimización del proceso de inyección propuesto y su interpretación. En el trabajo se usaron dos de los métodos para evaluar la retención de un polímero durante el paso de una solución polimérica en el medio poroso: el método de absorción estática y el método de absorción dinámica. Como principales resultados se definió un límite de salinidad por debajo del cual no se deben inyectar las aguas para evitar el posible hinchamiento de las arcillas, se logró un diseño óptimo de las instalaciones de superficie que garantizaban la inyección de agua y de otros fluidos a la capa y se obtuvieron las porosidades efectivas para las diferentes secuencias de capas, oscilando entre 11.74 y 18.54 con un valor promedio de 14.66 %.

Dos años después, Díaz Sanabria elaboró una carta tecnológica para la aplicación de la tecnología de recuperación de petróleo por inyección de agua en yacimientos de rocas vulcanogena carbonatada, de manera que se pudiera disponer de una metodología de aplicación de incremento de la producción por el método de inyección de agua para este tipo de yacimientos.

Ya en el 2006 la EPEPM realiza la primera evaluación de los resultados de la inyección en el polígono de Cristales y se definen los trabajos para la arrancada y sistematización de la inyección en el área de Pina. Se determina como fuente secundaria de abasto de agua las aguas residuales de la refinería Sergio Sotto de Cavaiguán. Al comenzar las operaciones estas aguas no mostraron compatibilidad con el agua de capa, por lo que fueron suspendidos los trabajos.

Iparraquirre (2009) hace referencia a la situación productiva del yacimiento Pina y la necesidad de mantener la inyección de agua como método para incrementar los índices de recuperación final de petróleo. En el trabajo se analiza el comportamiento de los parámetros del pozo P-24 y se muestra el efecto obtenido por la inyección a través del mismo.

En 2011, el comité de expertos plantea la necesidad de buscar alternativas ante el avanzado estado de declinación que presenta el yacimiento Pina. En el trabajo se confeccionaron los modelos de las áreas propuestas para la inyección y se seleccionó por simulación numérica el método de inyección apropiado para cada caso. En el trabajo se aprobaron las variantes que cumplían con los requisitos establecidos, pero en algunos casos no se disponía del capital necesario para la inversión.

1.3 Generalidades sobre los yacimientos de petróleo y gas

Los yacimientos de petróleo se caracterizan por estar formados en general por una estructura constituida por una roca porosa o fracturada en la cual se almacenan los fluidos y encima de esta una roca impermeable que constituye el sello, casi siempre compuesto por arcillas, que impide que los fluidos almacenados continúen el viaje hacia la superficie (proceso de migración) dando lugar a las manifestaciones superficiales o a las chapapoterías. Los fluidos dentro de la roca porosa y/o fracturada, denominada roca almacén, están formados principalmente por el petróleo, el gas y el agua, los cuales se distribuyen según su densidad en agua, petróleo y gas en orden ascendente (Ver anexo 1).

La cantidad de fluidos varía según el tipo de yacimientos pero siempre están juntos en mayor o menor medida y se manifiestan durante el proceso de explotación o extracción de petróleo a la superficie. El gas y el agua además de ser fluidos acompañantes constituyen una fuente de energía que ayudan al



movimiento del petróleo de la capa donde está almacenado hacia el caño del pozo.

Si la presión del yacimiento es mayor que la hidrostática el petróleo sube hasta la superficie. Esto ocurre por lo general en las etapas iniciales de desarrollo de los yacimientos. A medida que esta presión disminuye se hace necesario llevar el petróleo hacia la superficie. Esto se realiza por diferentes métodos, siendo el bombeo mecánico el más utilizado.

Los yacimientos pueden ser también gasíferos o de condensado. El área de trabajo (Cuenca Central), situada en las provincias de Ciego de Ávila y Sancti Spíritus no tiene estos yacimientos. Los existentes son en general pequeños, con reservas extraíbles que fluctúan entre 500 mil y un millón 300 mil toneladas, pero son los de más alta calidad del petróleo que se produce en Cuba.

El gas puede estar constituido por un casquete en la parte superior del yacimiento y su energía empuja el petróleo hacia el caño del pozo. Lo más común es que esté mezclado con el petróleo en forma de gas acompañante e igualmente por su expansión mueve el petróleo hacia el caño del pozo, lo que da lugar de una presión inferior a la que se encuentra dentro del yacimiento. Esto se denomina régimen de extracción por gas disuelto. El agua que se encuentra en la parte inferior de los yacimientos, si está activa, también empuja el petróleo constituyendo éste un régimen de empuje por agua. En algunos yacimientos estos distintos mecanismos de empujes pueden estar combinados

1.4 Generalidades sobre la recuperación secundaria por inyección de agua

En el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua los fluidos del yacimiento son desplazados hacia los pozos de producción por el empuje del agua. Esta técnica no es usada en campos petroleros que tienen un empuje natural, ya que en este caso el acuífero activo cumple la función de los trabajos de recuperación secundaria y de inyectar agua desde la superficie se sobrecargaría de energía el sistema.

Bajo condiciones favorables, es un método efectivo para recuperar petróleo adicional de un reservorio. Entre los factores que favorecen la utilización de este método se encuentran: baja viscosidad del petróleo, permeabilidad uniforme y

continuidad del reservorio. Actualmente es el principal y más conocido de los métodos convencionales de recobro secundario de petróleo, siendo el que más ha contribuido al recobro de petróleo extra. Se caracteriza por la eficiencia del agua para desplazar a los hidrocarburos del medio que invade, y porque aumenta rápidamente la presión del yacimiento (Ver anexo 2).

Los autores de la bibliografía revisada (Gutiérrez 1998, París 2007) coinciden en que existen dos tipos de inyección dependiendo de la posición de los pozos productores e inyectores y de las características propias de cada yacimiento o pozo, estas son: Inyección periférica o externa y la inyección en arreglos o dispersa.

- ✓ Inyección periférica o externa: Se basa en inyectar agua fuera del lugar donde se ubica el crudo, en la periferia del yacimiento. Este método es conocido como inyección tradicional o de mantenimiento de presión, donde el agua se inyecta en el acuífero que se encuentra junto al contacto agua-petróleo. Es utilizado cuando no se posee una buena descripción del yacimiento.

Esta variante tiene como ventajas el no requerimiento de pozos adicionales ya que se pueden utilizar pozos productores viejos como inyectores y además rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua. Como desventajas se tiene que una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo y además no es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión.

- ✓ Inyección en arreglos o dispersa: Consiste en inyectar agua en el lugar donde se encuentra el petróleo. Esto trae como consecuencia que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor. Se le conoce con el nombre de inyección interna. Se usa en yacimientos con poca inclinación y con un área extensa.

Entre las ventajas de este método figuran; la invasión rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos, debido a que la distancia inyector - productor es pequeña; se obtiene una rápida respuesta del yacimiento; permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo; se tiene una rápida respuesta en presiones y disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.



Como desventajas se tiene que requiere una mayor inversión en comparación con la inyección externa debido al alto número de pozos inyectores; se requiere una mejor descripción del yacimiento y exige de un mayor seguimiento y control, que se traduce en mayor cantidad de recursos humanos.

Las aguas de inyección deben poseer las siguientes características:

- ✓ No debe ser corrosiva.
- ✓ Los componentes minerales como BaSO_4 , SrSO_4 , CaSO_4 , $2\text{H}_2\text{O}$, CaCO_3 , MgCO_3 , FeS y Fe_2S_3 ocasionan la formación de conchas por lo que se debe tratar de eliminar del agua este tipo de minerales.
- ✓ Debe eliminarse los sólidos o líquidos en gran volumen que produzcan la obstrucción de los pozos de inyección.
- ✓ El agua inyectada no debe reaccionar con los minerales arcillosos que se encuentran en el yacimiento.
- ✓ El agua de inyección debe presentar características similares al agua de capa del yacimiento para que sean compatibles.

CAPÍTULO II: INFORMACIÓN GENERAL DEL YACIMIENTO Y EL BLOQUE

2.1 Introducción

El capítulo tiene como objetivo dar a conocer las principales características del yacimiento y el bloque de estudio, de manera que se disponga de la información suficiente para desarrollar la metodología que permita determinar los resultados de la inyección de agua en el bloque.

2.2 Características físico geográficas del yacimiento y el área de estudio

✓ Ubicación geográfica del yacimiento y el bloque de estudio

El yacimiento Pina está ubicado en la Cuenca Central de Cuba, a 2 km al noroeste del poblado azucarero Ciro Redondo y a 11 km al suroeste de Morón, provincia Ciego de Ávila. El área del yacimiento está limitada por las coordenadas:

Lambert X: 731 600 – 735 600

Y: 245 700 – 248 000

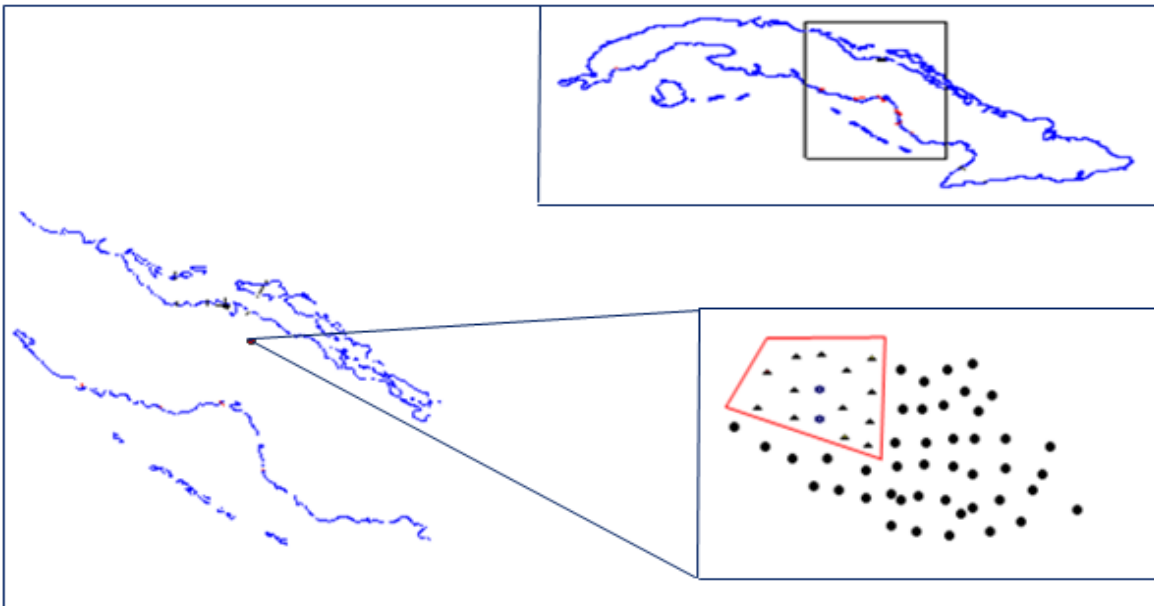


Figura 1: Ubicación geográfica del yacimiento y el área de estudio.¹

¹Por seguridad interna de la empresa no se muestran coordenadas específicas ni escalas.

✓ **Vías de comunicación**

Al yacimiento se da acceso por un terraplén que une el poblado de Pina con la Batería. Otras vías de comunicación en el área son la carretera principal que une el poblado de Ceballos y Ciro Redondo con el municipio cabecera Ciego de Ávila, la vía férrea Ciego de Ávila – Ciro Redondo – Morón y varios terraplenes y carreteras aledaños al mismo.

✓ **Clima y relieve de la región**

El clima de la región es tropical. La temperatura en invierno promedia los 19 °C, mientras que en verano es de 31 °C. La temporada de lluvia se ubica entre los meses de mayo y octubre y en invierno se registran escasas precipitaciones. Anualmente las precipitaciones varían de 1 400 a 1 600 mm, correspondiéndose los mayores valores con los meses de verano. Los vientos predominantes son los del NE y E con velocidades entre los 12.3 y 13.7 km /h.

El relieve es relativamente llano. Las cotas máximas y mínimas oscilan entre los 60 y 67 m sobre el nivel medio del mar respectivamente.

✓ **Fuentes de abastecimiento de agua y suministro de energía**

El agua para la inyección en el yacimiento proviene de la propia explotación y es transportada de conjunto con el petróleo en pailas hasta la Batería, donde es almacenada en la piscina de recolección he inyectada posteriormente, mientras que el agua utilizada con otras finalidades (consumo humano) es llevada por tuberías procedente de los poblados aledaños. La energía eléctrica que se consume en la Batería y los pozos proviene de la red eléctrica nacional, lo que tiene como inconveniente la afectación a la producción ante cualquier avería.

✓ **Principales consumidores de la producción**

Las producciones de todos los yacimientos de la empresa son destinadas a la refinería Sergio Soto de Cabaiguán, donde se obtienen claros y aceites básicos, con el objetivo de sustituir importaciones. Es el único petróleo de producción nacional que se refina en el país, de ahí que su precio supera los 490 CUP/t.

2.3 Características geológicas del yacimiento

✓ Constitución geológica

El yacimiento Pina se encuentra ubicado en la Cuenca Central, enmarcada en las provincias Ciego de Ávila y Sancti - Spíritus. El mismo está constituido por reservorios de tipo fracturado en el que las rocas constituyentes son las vulcanógenas y vulcanógeno-sedimentarias del arco volcánico del Cretácico. Tal constitución litológica le imprime al yacimiento características específicas, por cuanto, tales rocas por su naturaleza no son muy comunes como horizonte productor en yacimientos de petróleo a nivel mundial, de modo que para comprender la constitución geológica y las particularidades de reservorios de éste tipo, se debe conocer tanto el marco geológico en que se formaron como los posibles cambios ocurridos en ellas determinados por la acción de diversos procesos a que fueron sometidas durante la evolución en el tiempo.

En un arco de islas volcánicas, ambiente en el que se formaron las rocas colectoras del yacimiento Pina, se pueden reconocer diferentes zonas, cada una con características particulares, en las que ocurre de una forma u otra la acumulación de diversos tipos de rocas y más aún si se considera que la actividad volcánica ocurrió en un medio submarino. Así, en el arco se pueden reconocer: el abombamiento externo (*outer trench high*), fosa oceánica (*trench*), prisma de acreción tectónica (*accretionary prism*), cuenca de ante-arco (*Fore-arc basin*), cuenca intra-arco (*magmatic arc*), cuenca de retro-arco (*back-arc basin*) y en ciclos aún más avanzados se reconocen incluso arcos fósiles remanentes en los que la actividad magmática ha cesado. La actividad magmática ocurre en todas y cada una de las cuencas relacionadas con el arco, de modo que se pueden encontrar rocas magmáticas de todo tipo en ellas.

Las rocas de cada una de éstas zonas, se diferencian en el tipo de serie magmática a que pertenecen pues cada una responde a estadios sucesivos de la actividad magmática, de modo que para ser separadas y conocer la posición original en la que se depositaron cada una de las rocas se deben realizar estudios geoquímicos lo cual requiere de un muestreo adecuado y una interpretación acertada, dado el hecho de que como consecuencia de la colisión del arco con la paleoplataforma de Bahamas éstas zonas pudieran estar invertidas producto a los

cabalgamientos que las afectaron, hecho que aún no está muy claro en la actualidad.

En el caso de las rocas volcánicas del yacimiento Pina, no se puede discernir a ciencia cierta en cual zona del arco se formaron originalmente (ante-arco, intra-arco o retro-arco), aunque se supone que la zona de subducción que se encontraba al norte pudiera corresponder con una cuenca Intra-Arco (Álvarez, 1993), en la que se depositaron tanto rocas volcánicas como piroclásticas. La ocurrencia de vulcanismo submarino, crea las condiciones para la acumulación de otros tipos de rocas las cuales aparecen de forma intercaladas con las volcánicas y vulcano- sedimentarias, depositadas durante los períodos de inactividad volcánica. Es característico además en zonas de cuencas volcánicas, la gran variabilidad tanto vertical como horizontal de las diversas litologías, por cuanto responden a eventos magmáticos que se suceden en el tiempo, y en los cuales las condiciones varían al evolucionar el arco (Ver anexo 3).

✓ **Modelo geológico del sector de estudio**

El modelo geológico que se propone para el sector occidental del yacimiento (Bloque I) está fundamentado en una serie de datos obtenidos durante toda la historia de desarrollo del campo petrolífero Pina, los cuales se interpretaron de modo tal que se pudo explicar de una manera viable el comportamiento productivo de los pozos del yacimiento.

El modelo está en plena sintonía con todas las cuestiones planteadas anteriormente, relacionadas con las características específicas del Arco y de los procesos que transformaron las características primarias de las rocas que le imprimen al yacimiento un carácter más complejo.

En el perfil resalta la presencia de una estructura que a primera vista se puede interpretar como una de tipo *pop up* (flor positiva), normalmente formada en ambientes transgresivos generados en sistemas de fallas transcurrentes, pero esto debe ser comprobado a una escala regional, por cuanto aquí se estaría observando una porción de este tipo de estructura lo cual no quiere decir que sea lo que ocurra a escala regional. De cualquier manera, una estructura de éste tipo es completamente viable en la región bajo estudio (tanto a escala regional como de detalle), por el hecho de existir en el área un desarrollo importante de la

tectónica transcurrente, lo cual está evidenciado por la presencia de sistemas de fallas de éste tipo (sistema de fallas transcurrentes que atraviesa la isla en dirección SW – NE), que pudieron haber ocasionado zonas con una determinada componente compresiva que le dio el carácter en flor a la estructura.

De modo general el modelo geológico del bloque está caracterizado por el levantamiento de las tobas y de los efusivos. Se distinguen tres estructuras fundamentales, las cuales consisten en pliegues contra fallas inversas dos de ellas con buzamiento al SSW y otra (la más sureña) con buzamiento contrario (al NNE).

Estas fallas provocaron el desplazamiento y elevación sustancial de las rocas colectoras ornamentándolas de una manera tal que impidieron la fuga de los hidrocarburos sellados por las rocas del $K_2^{ma} - P_2^2$ con espesores que varían entre 100 y 350 m (Ver anexo 4).

✓ **Estratigrafía**

En el área de estudio se encuentran tres grupos petrotectónicos evidenciados por las perforaciones de pozos y la interpretación de los registros geofísicos.

El primer grupo corresponde al Arco Volcánico del Cretácico del terreno Zaza. El segundo grupo considerado Cuenca de tipo *Piggy Back* del Cretácico Superior al Paleógeno y el tercer grupo a la secuencia del Postorogénico del Neógeno.

✓ Cuenca Temprana de Antepaís tipo *Piggy Back*.

Se incluyen los sedimentos Sinorogénicos de edad Maestrichtiano hasta el Eoceno Medio Temprano, desarrollándose varios ciclos de sedimentación, todo esto ocurre en la etapa de compresión formando pliegues, discordancias, dislocaciones y distintos niveles de erosión. Tiene un espesor que puede sobrepasar los 300 m.

✓ Sedimentos Postorogénico

Estos sedimentos representan un corte carbonatado-terrágeno, tradicionalmente éstos depósitos en el área de Pina son de pobre recuperación en los pozos. El espesor no sobrepasa los 600m. La edad asignada es del Mioceno-Reciente.

✓ Terreno Zaza

- Tobas Finas

A esta secuencia le corresponden varios tipos de tobas: tobas vítreas, cristalovítreas de color claros hasta crema, también de variedades verdosas, algunas veces consolidadas, fracturadas y recristalizadas, se intercalan con limoarcilitas. Estas tobas pueden poseer una granulometría más gruesa, cristales sueltos y guijas de efusivos.

La edad corresponde al Campaniano. Su espesor atravesado puede variar desde unos 50 (pozos del norte) hasta los 350 m (hacia los pozos sureños).

- Tobas Gruesas

Corresponden a tobas cristalovítreas y cristalolíticas de granos más gruesos, colores verde oscuro a grisáceos en muchas ocasiones son de granos muy gruesos y de apariencia conglomerática por la gran diversidad de litotipos, éstos corresponden a andesita-basáltico y andesitas. En general éste horizonte es más heterogéneo. El espesor no sobrepasa los 200 m. Su edad está asignada a su posición estratigráfica del Cenomaniano-Santoniano.

- Rocas Efusivas

Están representadas por dos litotipos fundamentales, efusivos de andesito-basáltica y basalto de color verde y verdes grisáceos, con apenas fenocristales definidos muy consolidados a veces en forma de fragmento subangulares.

El otro litotipo que en muchos casos se encuentra intercalado en los efusivos y corresponde a las tobas gris verdosa recristalizadas, consolidada y vítreas. Algunas tobas presentan ligera impregnación de bitumen oxidado. En otra área de Pina éstos efusivos tienen intercaladas calizas de edad Aptiano-Albiano. El espesor de los efusivos no sobrepasa los 150 m. Estas rocas no han sido atravesadas por ningún pozo del área. La edad de estos efusivos es asignada al Aptiano – Albiano.

✓ **Litología**

Con el objetivo de aplicar trabajos de recuperación mejorada en el Bloque I del yacimiento Pina se realizó un estudio facial en esta área. Para ello se estudiaron los registros geofísicos, secciones delgadas de núcleos y muestras de canal en ocho pozos del área (Pina 40, P-47, P-50, P-109, P-116, P-120, P-121, P-127).

Con una completa interrelación de estos resultados lograron dividirse nueve Litofacies (LF) y Electrofacies (EF) (Días, 2004).

✓ Tobas finas

En esta denominación se han agrupado aquellas rocas cuya granulometría es menor de un milímetro. Su textura, atendiendo a la naturaleza de los fragmentos que la componen es sumamente variada y no puede afirmarse que predomine un tipo en particular. Sin embargo se aprecia que las tobas cristalino – vítreas y vítreas son ligeramente más abundantes.

En este grupo son frecuentes las intercalaciones con sedimentos. Los mismos son también de grano fino, siendo muy frecuente las rocas arcillosas (argilitas, argilitas tobáceas) y arcilloso – carbonatadas (argilitas calcáreas y margas). Sin embargo, las rocas sedimentarias más frecuentes que se intercalan aquí son las calizas, las cuales suelen tener componentes tobáceos, lo cual le suministra coloraciones gris verdoso de varios tonos. Por su composición todas estas rocas son andesíticas.

○ Litofacie I (reservorio regular)

No está presente en el P – 47.

Compuesto por tobas vítreas y cristalovítreas de colores claros y algunos grises oscuros, con algún componente arenoso (granos pequeños de efusivos, fragmentos de pedernal, calizas arcillosas), en raras ocasiones se puede observar textura clástica, pudiera transicionar localmente a arenisca tobácea. Se intercalan limoarcilitas a veces calcáreas, argilitas y algunas margas (10-25%), muchas de ellas con vidrio volcánico en su composición. Cristales sueltos y con frecuencia bien preservados, de cuarzo, plagioclasas y calcita (10-30%). Muy característico de esta litofacie es la mezcla del componente terrígeno fino y tobáceo.

○ Litofacie II (reservorio moderado)

Este es el intervalo más representativo de las tobas finas, presente en casi todos los pozos, excepto el P – 47, buen desarrollo en el P – 50. Tobas cristalovítreas, cristalolíticas y vítreas más recristalizadas, consolidadas y fracturadas. Con frecuencia se observa textura fluidal y pequeñas astillas de vidrio volcánico. Colores esencialmente verdes, muy claros y oscuros, también grises, blancuzcos y en menor medida cremas. Guijas de efusivos (10 - 25%), por lo que pueden



poseer una granulometría más gruesa. Cristales sueltos (20 - 40%) de cuarzo, plagioclasas, calcita y algunas zeolitas. Limoarcilitas grises y verdosas (5 - 20%). A veces poseen algunas microfracturas con bitumen oxidado.

- Litofacie III (reservorio mixto)

Litológicamente compuesta por tobas vítreas y cristalovítreas muy pelitizadas (20 - 40%), de coloraciones claras, verdosas y grisáceas. Con frecuencia incoherentes, otras más consolidadas y recristalizadas (20 - 40%). Mayor contenido de limoarcilitas grises y verdosas, también margas, algunas de las arcilitas algo bentoníticas (30 - 40%). Menor proporción de cristales sueltos y guijas de efusivos.

Esta litofacie tiene un carácter variable, puede presentar intervalos donde disminuya el componente arcilloso, las rocas sean más fracturadas y por tanto sus características como reservorio mejoren. En algunos pozos (P - 120, P - 47) esto sucede hacia la parte baja de este paquete.

- Litofacie IV (reservorio bueno)

Paquete con características bien definidas dentro de las tobas finas. Compuesto por tobas cristalinas y cristalovítreas (30 - 40%), de colores esencialmente cremas, ámbar y grises, también variedades verdosas sobre todo en la parte superior. Considerable cantidad de cristales sueltos y rotos de cuarzo y plagioclasas, con frecuencia ligeramente seleccionados (30 - 50%). Horizontes de limoarcilitas (15-25%) y algunas guijas de efusivos (5 - 10%).

Son frecuentes en estos horizontes inferiores manchas de bitumen oxidado, microfracturas y algunas superficies de fricción con escasa materia orgánica. Localmente esta litofacie puede presentar mayor enriquecimiento en material arcilloso, esto puede empeorar sus características como reservorio.

- ✓ Tobas Gruesas

En este grupo han sido incluidas, tentativamente, no solo las tobas de grano grueso y las brechas volcánicas, sino también las de grano medio, o sea, todas aquellas cuyos fragmentos son mayores de un milímetro de diámetro.

De acuerdo con la naturaleza de los fragmentos, estas rocas tienen dos texturas predominantes que son la lítica y la cristalino – lítica y en cantidad notablemente menor la cristalino – vítrea. La pelitización presente en las rocas ha actuado con



especial intensidad sobre la matriz, siendo frecuente la cloritización y la presencia de magnetita.

En este grupo la composición basáltica tiende a ser abundante, ya que las rocas de grano grueso y las brechas volcánicas son más frecuentemente basálticas que andesíticas.

Con las tobas gruesas suelen intercalarse algunos sedimentos con menos frecuencia que con las tobas finas. Se pueden encontrar fragmentos de calizas y areniscas con matriz tobácea, así como conglomerados tobáceos que se describen como rocas de grano muy grueso con fragmentos de marcado redondeamiento.

Atendiendo a los fragmentos, predominan los efusivos, los más abundantes son los basaltos y andesitas, fuertemente alterados por procesos de cloritización, pelitización y zolitización. La matriz parece ser poco abundante de naturaleza arcilloso – tobácea.

- Litofacie V (reservorio bueno)

Este paquete marca el inicio de las tobas gruesas, es algo heterogéneo, conglomerático y sus características pueden variar de un pozo a otro. Conformado por tobas cristalovítreas y cristalolíticas de grano más grueso, con un aproximado de 10 - 30% de granos de efusivos verdosos y oscuros, andesitas y andesito-basaltos, los litoclastos a menudo sobrepasan los 3 mm de diámetro. El inicio de esta litofacie con frecuencia está marcado por la presencia de obsidiana con textura perlítica, incoherente, de color verde y verde oliva, aunque puede no presentarse. El material arcilloso varía entre un 10 - 20%.

Hacia la base de este paquete puede disponerse intervalo de poco espesor de toba cristalina crema con muchos cristales sueltos de plagioclasas y cuarzo (20 - 40%), con fracturas finas y bitumen oxidado, algo similares a las dispuestas en la litofacie anterior.

- Litofacie VI (reservorio muy bueno)

Intervalo más representativo de las tobas gruesas. Tiene frecuentes fracturas con bitumen oxidado, este se presenta también rodeando fragmentos como evidencia de una porosidad intergranular.



Lo componen tobas cristalólicas y algunas cristalovítreas de colores verde oscuros y grisáceos, de grano muy grueso y de apariencia algo más conglomerática por diversidad de litotipos que lo conforman. Esta litofacies tiene dos características esenciales que se mantienen en la mayoría de los pozos:

- 1- Abundancia relativa de cristales de obsidiana perlítica, de color verde oliva.
- 2- Más de un 20 - 25% de fragmentos subredondeados de efusivos.

También cristales sueltos de cuarzo y plagioclasas (10 - 20%) y limoargilitas grises y verdosas en menor proporción (5 - 15%).

- Litofacie VII (reservorio mixto)

Esta litofacie tiene un comportamiento errático, sólo se presenta en dos pozos del área (P – 47 y P – 50), los litotipos tienen un mayor grado de pelitización, tanto las tobas como los efusivos. Además es un horizonte de granulometría algo más fina pero enmarcada dentro de las tobas gruesas.

Compuesto por tobas cristalinas y cristalovítreas, de coloraciones verde grisáceas y a veces cremas. Se presentan recristalizadas y coherentes, pero coexisten con similares pelitizadas, a veces tienen aspecto “terroso” por alteraciones a minerales arcillosos. Tienen menor cantidad de efusivos (5 - 15%), también están muy alterados a minerales arcillosos.

Limoargilitas generalmente carmelitas (20 - 30%) y cristales sueltos de cuarzo y plagioclasas esencialmente (20 - 30%).

- ✓ Efusivos
 - Litofacie VIII (reservorio moderado)

Aunque no tiene mucho espesor sí está presente en la mayoría de los pozos. Está marcada por dos litotipos fundamentales:

- 1- Efusivos verdes y verdes grisáceos, con apenas fenocristales definidos, muy consolidados, a veces en forma de fragmentos subangulares (60 – 70%).
- 2- Tobas grises verdosas, muy recristalizadas y consolidadas, vítreas y cristalovítreas (20 – 30%). Algunas tobas cremas con ligera impregnación de bitumen oxidado.

Esta litofacie apenas tiene material arcilloso y es bastante homogénea en cuanto a su composición.

- ✓ Conglomerados
 - Litofacie IX (reservorio bueno)

Intervalo completamente conglomerático, muy heterogéneo, aunque tradicionalmente se ha denominado como efusivos. Tiene litotipos de casi todas las litofacias, de modo que nos podemos encontrar tobas vítreas, cristalinas, líticas, con diverso grado de alteración y facturación. El componente efusivo puede variar entre 30 – 50% del volumen total.

Tobas verde oscuras, claras y grisáceas, de varias texturas, a veces con apariencia fluidal, otras con cristales de obsidiana perlítica. También tobas vítreas pelitizadas de colores más claros. Con frecuencia se observa material vítreo adherido a granos de efusivos, que pueden ser verde oscuros, pardos, grises y hasta rojizos. Limoargilitas grises y verdosas (15 - 20%).

Tabla 1. Distribución de las litofacias en cada pozo

LF	P - 40	P - 120	P - 47	P - 116	P - 121	P - 50	P - 109	
T. F.	I	726 - 817	710 – 752	-	712 – 730	716 – 736	698 - 730	681 – 767
	II	817 - 934	752 – 826	-	730 – 925	736 – 770	730 – 770	767 - 987
	III	934 - 965	826 – <u>920</u>	882 – <u>900</u>	780 – 890	770 – 808	770 – 809	805 – 910
	IV	965 - 990	920 – 940	900 – 922	925 – 1005	808 – 890	809 – 825	910 –1030
T. G.	V	990 - 1005	940 – 1012	922 – 947	1005-1060	890 – 902	825 – 846	1030-1048
	VI	1005-1025	1012-1080	947 – 974	1060-1100	902 – 1000	846 – 900	1048-1120
	VII	-	-	974 – 1085	-	-	900 – 960	-
E	VIII	1025-1064	1080-1100	1085-1135	1100-1120	1000-1125	960 – 1028	-
	IX	1064-1198	1100-1130	1135-1200	-	1125-1130	1028-1074	-

2.4 Características físico – química de los fluidos en el bloque

- ✓ **Petróleo.**

Teniendo en cuenta los parámetros básicos que determinan la calidad comercial del petróleo en el mercado internacional (densidad expresada en API, viscosidad y contenido de azufre), y otros que se definen con el objetivo de tener una mayor

identificación del petróleo a extraer, Pascual (1994) hace una caracterización de los petróleos del yacimiento Pina y presenta los siguientes resultados.

Tabla 2. Características del petróleo que se extrae

Parámetro	Valor medio	U/M
Densidad	20.1	⁰ API
Viscosidad	10	cP
Contenido de azufre	2.20	%
Asfaltenos	2.44	%
Resinas	25.19	%
Compuestos saturados	46	%

Atendiendo a estos parámetros se está en presencia de un petróleo medio, poco sulfuroso y altamente resinoso. Los porcentos de compuestos saturados pueden considerarse valores medios ($20.10^{\circ}\text{API} = 0.9336 \text{ g/cm}^3$).

Los estudios de los biomarcadores realizados en este mismo trabajo indican un origen común de los petróleos y sus características se corresponden con la familia II de petróleos cubanos, definidas en trabajos previos por López (1999) y Pascual, (2001).

Esto indica que son petróleos de origen marino en rocas carbonatadas con valores medios de arcillas, formados en un ambiente anóxico de baja salinidad.

✓ Agua de capa

Las aguas detectadas en el complejo acuífero vulcanógeno sedimentario de Pina se caracterizan por presentar un PH medio de 6.34 oscilando desde débilmente ácidas (4.89) hasta débilmente básicas (7.8) con algunas excepciones hasta 10.7, presentando densidad media de 1.08 g/cm^3 correspondiente a una salinidad o mineralización media de 119628 mg/L.

El contenido de cloro y calcio aumenta paralelamente con la mineralización. Los valores de cloro oscilan entre 35500 – 99400 mg/L y el contenido de Ca^{2+} oscila entre 12560 – 37400 mg/L, siendo ambos iones predominantes.



De manera que las aguas asociadas a este yacimiento se clasifican según Sulin (1989) como clorocálcicas típicas, propias de sistemas cerrados o semicerrados de régimen estático–semiestático de grandes profundidades sin intercambio acuoso libre.

✓ **Gases.**

Según Farías (2004), el gas presente en los intervalos productores se caracteriza por ser un gas del tipo metano–etano, es decir un gas con cierto incremento de las fracciones pesadas, desde el etano, propano, butano y pentano, teniendo cierta variación con el proceso de explotación.

2.5 Características del sistema petrolero (Bloque I)

Pascual (2004), plantea que el estudio de los biomarcadores, indica que los crudos de este yacimiento fueron originados por rocas madres carbonatadas de edad J₃-K₁, depositadas en un ambiente marino anóxico en etapa de maduración media a tardía, lo cual ratifica las variaciones en las características de estos petróleos.

El colector tiene un espesor promedio de 203 m y está constituido por rocas tobáceas divididas en varias capas productivas siendo estas las tobas finas, las tobas gruesas y los efusivos. Estas capas a su vez se dividen litológicamente en varias capas (litofacies), siendo todos los espesores mayores de 3 m. La permeabilidad promedio oscila entre 10 mD y 100 mD y la saturación de petróleo es mayor del 30 % (VP). La profundidad promedio del bloque está alrededor de los 900 m, con una temperatura media de 45 °C.

La secuencia sellante es muy potente, extendiéndose desde el Cretácico Superior Maestrichiense, parte alta, hasta el Eoceno Medio parte baja, litológicamente se presenta por margas aleurolíticas, arcillas carbonatadas y calizas muy arcillosas. La potencia del sello varía desde 60 m hasta 70 m.

2.6 Fondo de pozos, ubicación y arreglo

El bloque cuenta con un total de 15 pozos, de ellos diez en bombeo, dos inyectores, dos en swab y uno liquidado. Estas categorías cambian en dependencia del momento de explotación en que se encuentre cada pozo y de los trabajos geólogo – técnicos que se realicen.

La ubicación de los mismos se realizó de manera que la distancia entre ellos garantizara los valores óptimos de explotación, tomando en consideración el área de drenaje, la permeabilidad y la saturación de fluidos. De igual manera se tuvo en cuenta la topografía del área y el grado de urbanización.

El arreglo de los pozos para la inyección (en su inicio) se hizo buscando un valor óptimo de inyección de agua y producción de petróleo, de manera que fueron analizadas dos variantes, la primera inyectando por un pozo y varios respuestas y la segunda inyectando por dos pozos y varios respuestas. Ambas variantes tuvieron resultados positivos, pero se comenzó por la primera por motivo de la no disponibilidad de los volúmenes de agua necesarios para la inyección.

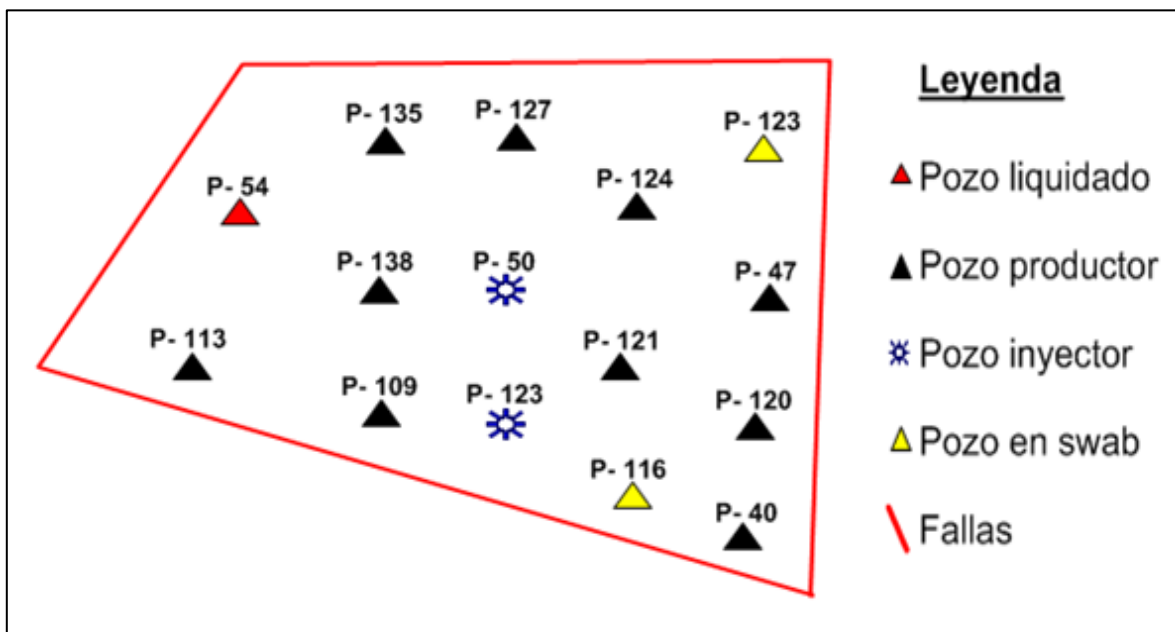


Figura 2: Fondo de pozos, ubicación y arreglo

2.7 Descripción de los trabajos de extracción, transporte y tratamiento primario

✓ Extracción

Debido al avanzado estado de explotación del bloque, donde las presiones de capa se encuentran totalmente deprimidas y el sistema no cuenta con la energía suficiente para elevar el petróleo hasta la superficie, la extracción se realiza por dos variantes, la primera por bombas de profundidad para los pozos con poco tiempo de recuperación, la cual permite producciones por debajo de 1 t/d hasta 600–700 t/d y la segunda mediante swab para los pozos con un tiempo de



recuperación mayor a 24 h. En la empresa se emplean bombas rusas (insertadas y no insertadas) y las inglesas Millingford. La utilización de uno u otro tipo está condicionada por la producción del pozo y su profundidad.

Entre las ventajas que propician la utilización de este método se tienen:

- Estructura simple de la bomba.
- Posibilidad de bombear el petróleo en el caso en que otros métodos de explotación no sean factibles o resulten económicamente desventajosos (pozos con profundidad baja y nivel bajo de petróleo).
- Mecanización total del proceso de extracción.
- Régimen constante de explotación.
- Mantenimiento sencillo de la bomba.

El trabajo de la instalación consiste en que la corriente eléctrica llega al motor, el cual se pone en funcionamiento y le transmite su movimiento giratorio a través de las correas a la polea del reductor; de aquí pasa al reductor, posteriormente a la manivela, de esta a la biela, de la biela al balancín y de este al cabezal del gato, que transmite su movimiento de traslación al pistón de la bomba, a través de las varillas y del cable existente en el cabezal (Ver anexo 5).

Es importante señalar que en el punto de unión de la manivela con la biela, se pierde el movimiento de rotación y aparece el de traslación que hace funcionar la bomba. Esta tiene una válvula de succión (admisión) en la parte inferior del cilindro de esta y otra válvula que recibe el nombre de escape o descargue conectada en la parte superior del pistón.

Cuando el pistón va hacia arriba, la válvula de succión, por causa del vacío formado debajo del pistón y por la presión del líquido exterior, se abre, permitiendo la entrada del líquido al cilindro de la bomba; en estos momentos la válvula superior o de descargue se encuentra cerrada por su propio peso, más el peso de la columna de líquido que se encuentra en la tubería de producción; cuando el pistón va hacia abajo, se ejerce a través del líquido cierta presión a la válvula de admisión, la cual se cierra y en ese momento la válvula de descargue o escape se abre debido a la presión que ejerce el líquido sobre ella.

Cuando la válvula de escape se abre, el líquido pasa por dentro del pistón a su parte superior, que se comunica con la tubería de producción; mientras se repite el



proceso de ascenso y descenso del pistón, el nivel del líquido en la tubería va ascendiendo hasta llegar a la boca del pozo y de ahí pasa al tanque de recepción.

Por su parte la explotación por swab es utilizada cuando el tiempo de recuperación del pozo es extremadamente largo de manera que disminuye la eficiencia de la unidad de bombeo, motivo por el cual se decide desmontar la misma y determinar un ciclo de visitas al pozo a través de la curva de restablecimiento de la presión.

El método consiste en un camión equipado con una torre y un sistema de izaje autotransportado que le permite moverse hacia los pozos y realizar las maniobras en los mismos. La extracción del fluido se realiza a través de una bomba ubicada en la parte inferior del cable del winche, la cual se hace descender hasta hacer contacto con el líquido donde se abre la válvula de admisión permitiendo que se llene el cilindro; una vez llenado comienza el recorrido hacia la superficie, cerrándose la válvula de admisión. Posteriormente se bombea el fluido al camión cisterna.

✓ **Transporte**

El transporte del petróleo crudo hacia la Batería se realiza a través de pailas que tienen una capacidad volumétrica de 27 m³, remolcadas por cuñas KRAZ con un estado técnico regular determinado por los años de explotación de estos equipos, trabajando siempre bajo condiciones severas por el mal estado de los caminos. La frecuencia del cargue está en dependencia de la producción de cada pozo y de la capacidad de los tanques. La distancia a recorrer en cada ciclo varía entre 15 y 20 km, en dependencia de la cantidad de pozos visitados.

Para la transportación del crudo hacia la refinería también son utilizados equipos con iguales características, recorriendo un total de 70 km.

✓ **Tratamiento primario**

Una vez que el petróleo llega a la Batería se procede a darle el tratamiento primario para que este alcance los parámetros de calidad pactados con el cliente, posteriormente es almacenado en el tanque de venta, esperando la salida del mismo hacia la refinería a través de las pailas.

El petróleo proveniente del campo es descargado en uno de los dos compartimentos de la piscina de descarga y de ahí es bombeado con bombas



centrífugas hacia las balas según corresponda. Cuando termina el tiro de crudo en el día, se realiza la sumatoria de los volúmenes trasladados de fluido por pailas. Paralelamente con el llenado de las balas se puede ir drenando el agua libre que trae el petróleo.

Para alcanzar los parámetros de calidad deseados se utiliza un tratamiento químico estático, cuya esencia radica en la utilización del tensoactivo Bycosin como agente estimulador.

Una vez que concluye el suministro del fluido a la bala y después de haber drenado el agua libre, se recircula con una de las bombas centrífugas. Durante esta recirculación se le va dosificando el tensoactivo a razón de 19 g/t. Después de realizar la dosificación el petróleo se deja en reposo por espacio de varias horas. Posteriormente se realiza el drenaje del agua que se separó del crudo durante el tratamiento estático y se mide la altura del petróleo en la bala para determinar el volumen real de petróleo que entró a la misma. Acto seguido se procede a la toma de muestra con el objetivo de determinar el BSW el cual debe ser inferior a 1.3 % (patrón de venta), de no ser así se vuelve a recircular el petróleo, dejándolo más tiempo en reposo hasta cumplir con este valor.

2.8 Producción histórica y reservas del bloque

Para conocer la producción histórica del bloque fue necesario separar las producciones de cada uno de los pozos que lo integran, ya que en el despacho se toma la producción general del yacimiento sumada a la del Área Brujo. Hay que precisar que el análisis productivo se hará en el período comprendido 2003 – 2013, debido a que anterior a esta fecha no se encontraban la totalidad de los pozos perforados y además existía dificultades con el seguimiento de los volúmenes de agua recuperados producto de la propia explotación. El valor del petróleo acumulado hasta 2002 solo se tomará en cuenta para conocer el estado de las reservas (Ver anexo 12).

Reservas del bloque

En el año 2000, debido a la larga historia productiva del Bloque I y en vista de la imposibilidad real de alcanzar los valores de reservas declarados en 1996 por el método volumétrico, fue confeccionado un cálculo de reservas por curvas de declinación el cual fue aprobado por la Oficina Nacional de Recursos Minerales.



En ese entonces se estimó que las reservas probadas iniciales del bloque se encontraban en el valor de las 517 000 t, con un coeficiente de entrega del 10 %.

CAPÍTULO III: RESULTADOS DE LA INYECCIÓN Y ESTADO ACTUAL DE LA EXPLOTACIÓN DEL BLOQUE

3.1 Introducción

En este capítulo se establecen las relaciones matemáticas y analíticas que permiten conocer los resultados reales de la inyección en el bloque y el estado actual de explotación en que se encuentra el mismo. De igual manera se determinan los indicadores económicos en el período de inyección y se exponen las principales medidas para la protección de los trabajadores y el medio ambiente. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones de la investigación.

3.2 Comportamiento de las presiones de capa

Uno de los elementos que se toma en consideración a la hora de evaluar los efectos de la inyección de agua como método de recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo, es el comportamiento de las presiones de capa, o sea, sus variaciones en el tiempo.

En este caso estas no fueron medidas anualmente en la totalidad de los pozos, ya que estos trabajos responden en primer lugar a la planificación de la empresa y en segundo a la no disponibilidad en ocasiones del equipamiento utilizado (manómetro), esto influye de cierta manera en la fiabilidad de algunos resultados.

A consecuencia de que el bloque se encuentra en su última fase de explotación bajo un régimen de gas disuelto; las presiones de capa están totalmente deprimidas, aunque en los últimos dos años han aumentado moderadamente hacia los pozos P – 47, P – 135 y P – 138.

Al no disponer de la totalidad de las presiones de capa medidas en la etapa, el mayor peso en el análisis se le atribuye al comportamiento de las producciones y a la interpretación de las características geológicas del área.

Tabla 3. Comportamiento de las presiones de capa en el período posterior al inicio de la inyección (2009 - 2013)

Pozo	Presiones de capa (atm)				
	2009	2010	2011	2012	2013
P- 40	-	-	-	-	-
P- 47	-	20.31	13.15	8.00	13.60
P- 50	Inyector				
P- 54	Liquidado				
P- 109	-	-	-	-	-
P- 113	-	-	-	-	-
P- 116	-	-	-	-	-
P- 120	-	-	-	-	-
P- 121	19.85	12.35	-	11.56	8.66
P- 123	-	-	27.53	-	-
P- 124	-	6.91	-	5.37	4.40
P- 127	8.36	11.93	-	7.65	7.56
P- 128	24.35	13.31	-	10.00	
P- 135	-	-	9.23	6.18	14.62
P- 138	8.09	18.62	-	10.70	29.29

3.3 Análisis del comportamiento productivo del bloque (2003 - 2008)

Tabla 4. Producciones del Bloque I en el período 2003 – 2008

Años	Qp (t)	Qa (m ³)
Qp acu. Hasta el 2002	378 666.12	-
2003	10 712.54	8 177.4
2004	92 20.96	6 445.07
2005	92 19.65	5 054.7
2006	75 56.47	4 150.95
2007	64 99.04	3 739.32
2008	61 58.37	4 436.72
Acumulado	428 033.15	320 04.16
Remanentes	82 966.85	-

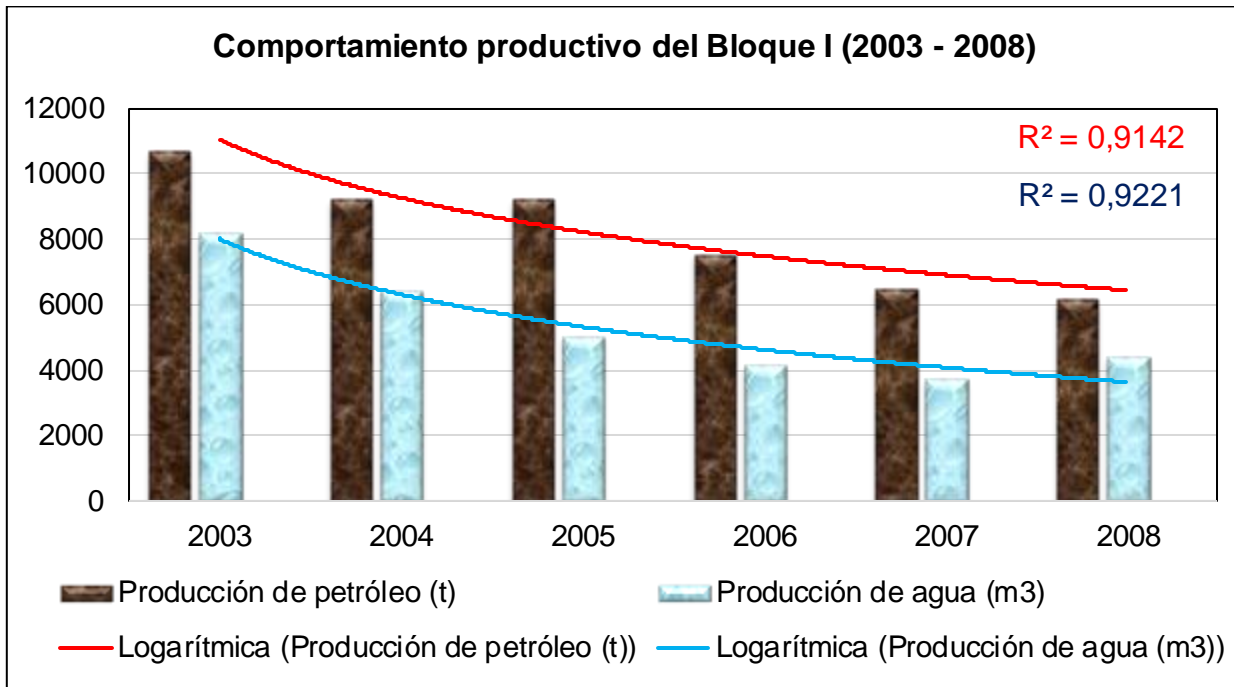


Gráfico 1. Comportamiento de la producción de petróleo y agua en el período anterior al inicio de la inyección

En este período la producciones de petróleo y agua descienden, con una declinación media anual respecto a la producción del año anterior de 10.24 y 7.64 % respectivamente. Solamente en el año 2008 la producción de agua fue superior al 2006 y al 2007, a consecuencia del efecto de las pruebas de inicio de la inyección mediante el pozo P- 50. En esta etapa (pruebas) fueron inyectados 1730 m³ de agua a un caudal promedio de 19.46 m³/h y una presión de inyección que accedía de 15 a 65 atm, lo que significaba la presurización de la capa al ofrecer resistencia al fluido inyectado.

Este comportamiento en las producciones de ambos fluidos en el período indica la pérdida de energía en el sistema y la necesidad de utilizar métodos de recuperación secundaria para mantener o aumentar las presiones en el yacimiento y extraer la mayor parte de las reservas.

De manera que hasta diciembre de 2008 se habían extraído del bloque un total de 428 033.15 t de petróleo (49 367.03 en el período analizado) para un 82.79 % de las reservas iniciales, quedando por extraer 82 966.85 t (17.21 %), parte de las cuales se esperaban recuperar mediante la inyección de agua.

3.4 Análisis del comportamiento productivo del bloque (2009 – 2013)

Tabla 5. Producciones del Bloque I en el período 2009 – 20013

Años	Qp (t)	Qa m ³
Qp acu. Hasta el 2008	428 033.15	32 004.16
2009	6 173.88	10 057.39
2010	5 330.73	12 181.59
2011	4 476.59	10 558.47
2012	4 708.76	13 202.51
2013	4 966.98	12 716.11
Acumulado	453 690.1	32 004.16
Remanentes	63 309.85	-

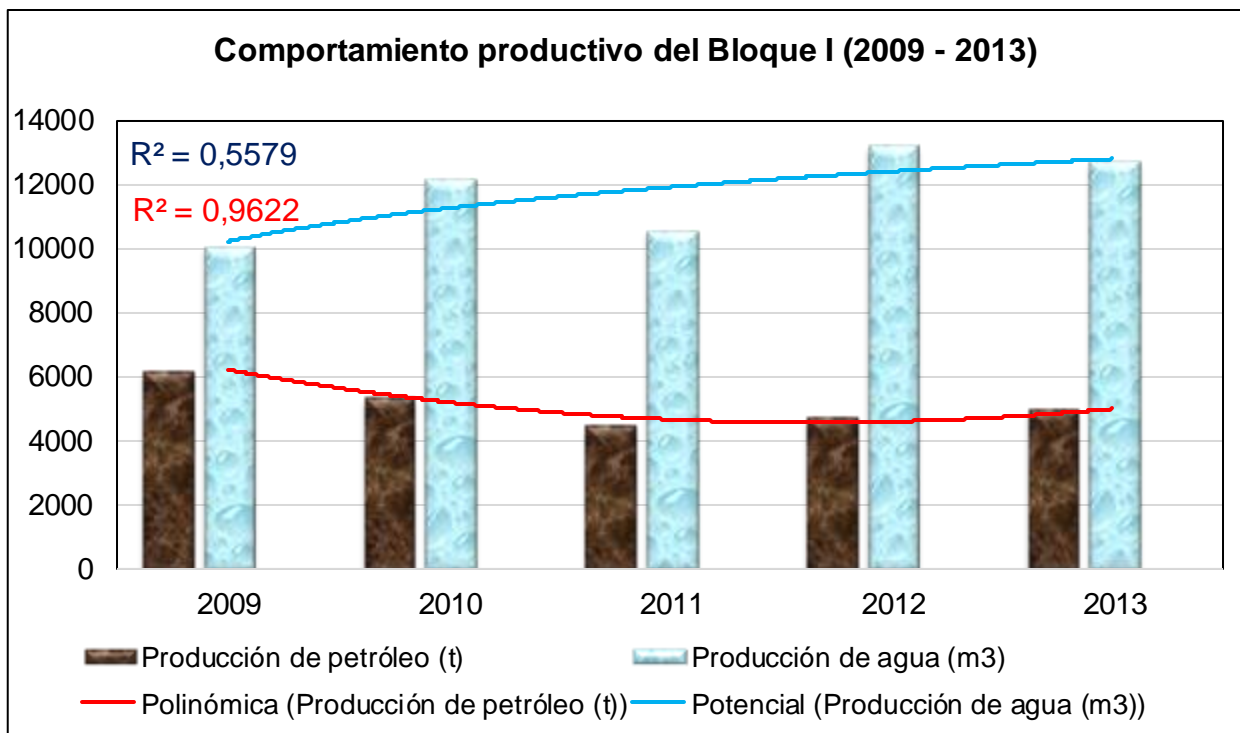


Gráfico 2. Comportamiento de la producción de petróleo y agua en el período posterior al inicio de la inyección

En este período la producción de petróleo continúa su descenso, pero disminuye su declinación media anual a 4.75 %, lo que ratifica la existencia de algún tipo de estimulación al sistema; mientras la producción de agua deja de encontrarse en estado de declinación y comienza a incrementar paulatinamente los volúmenes con un ritmo anual promedio de 2658.72 m³, confirmando el efecto de la inyección.

En este período fueron extraídos 58 716.07 m³ de agua y 25 656.94 t de petróleo, para un 30.92 % de las reservas remanentes en 2008, quedando aun por extraer 63 309.85 t (12.25 %) de las reservas iniciales (517000 t).

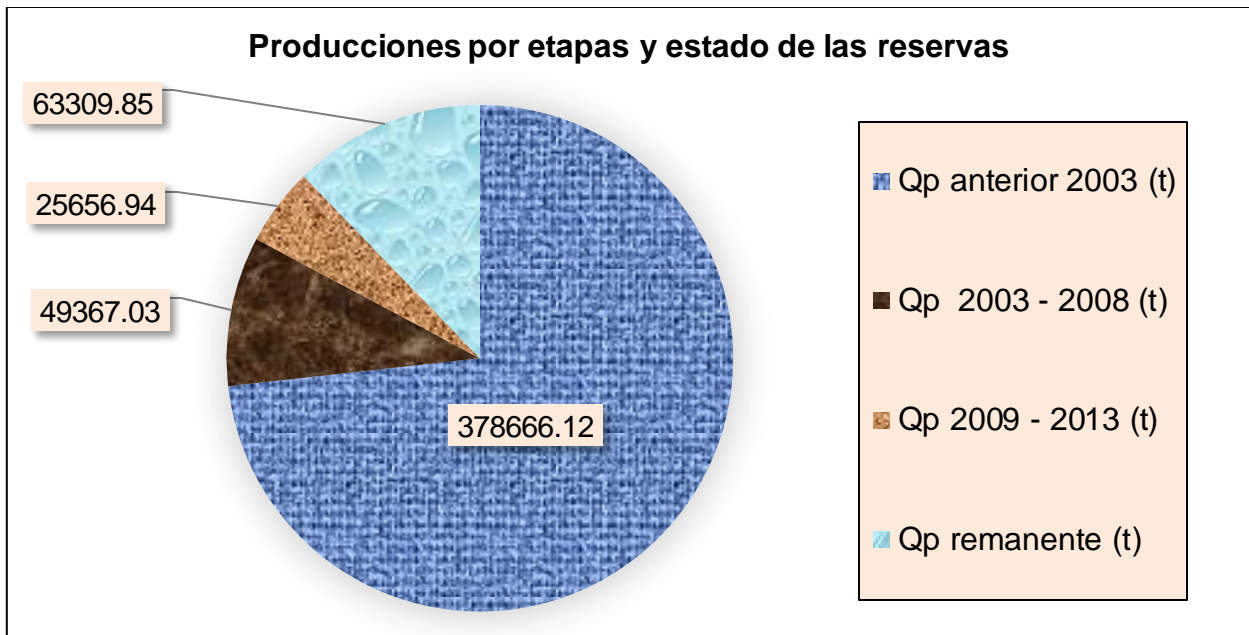


Gráfico 3. Producciones por etapas y el estado actual de las reservas en el bloque

3.5 Determinación de la producción incrementada

La producción incrementada se determinó tomando en consideración el comportamiento de la declinación media anual de la producción de petróleo en el período anterior al inicio de la inyección; de manera que al extrapolar hasta el 2013 la línea de tendencia correspondiente a este período, se obtienen los valores estimados de las producciones bases en el período deseado y al restar estos de la producción real se obtiene el incremento de petróleo por efecto de la inyección (Ver gráficos 4 y 5).

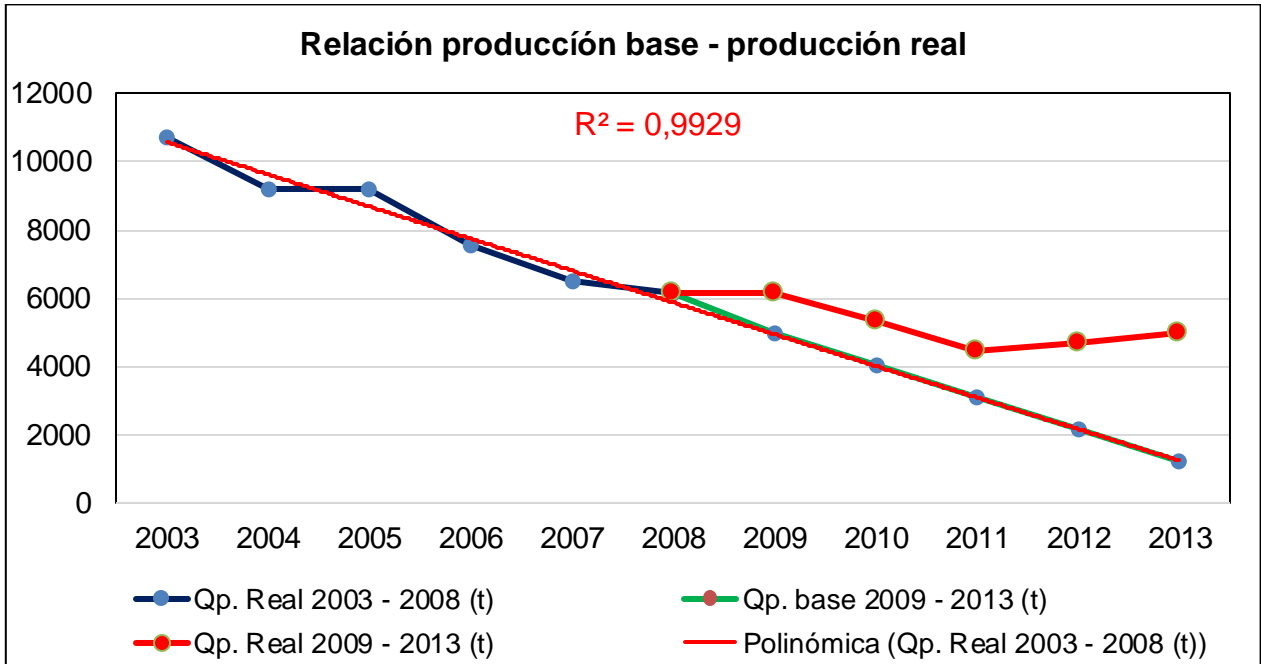


Gráfico 4. Relación entre la producción base proyectada a partir de la DMA anterior a la etapa de inyección y la producción real obtenida en el período 2009 – 2013

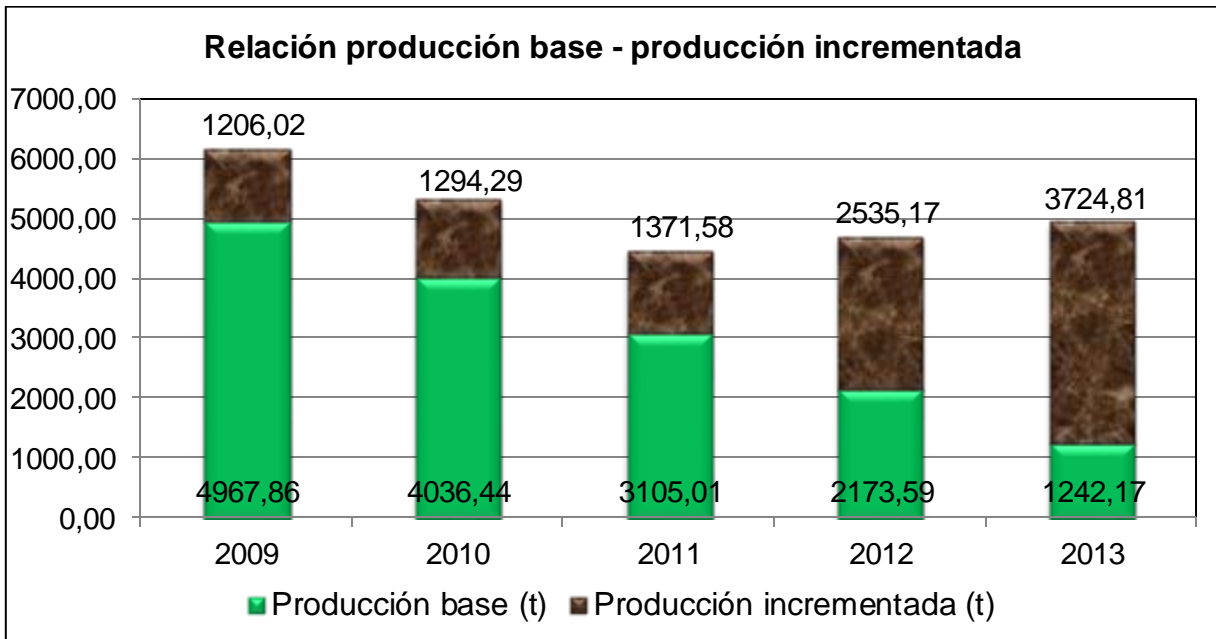


Gráfico 5. Incremento de la producción de petróleo respecto a la producción base en la etapa posterior al inicio de la inyección

Como puede observarse, fueron extraídas 10 131,87 t de petróleo adicional, es decir el 39,49 % del petróleo extraído en la etapa (25 656,94 t), representando el 12,21 % de las reservas remanentes en el 2008 (82 966,85 t).

3.6 Relación agua inyectada-producción de petróleo (tabla 6)

Esta relación se establece con el objetivo de conocer el comportamiento del factor de reemplazo (relación agua inyectada – petróleo recuperado). De manera que se dispongan de parámetros actualizados a la hora de determinar los volúmenes a inyectar en cada operación.

Tabla 6. Relación agua inyectada - petróleo extraído

Años	Agua inyect. (m ³ /a)	Agua extraída (m ³)	Qp (t/a)	Factor reemplazo(m ³ /t)
2009	21 715	10 057.39	6 173.88	3.52
2010	21 540	12 181.59	5 330.73	4.04
2011	16 930	10 558.47	4 476.59	3.78
2012	30 970	13 202.51	4 708.76	6.58
2013	24 530	12 716.11	4 966.98	4.94
Total	+ 115 685	58 716.07	25 656.94	4.57 (prom.)

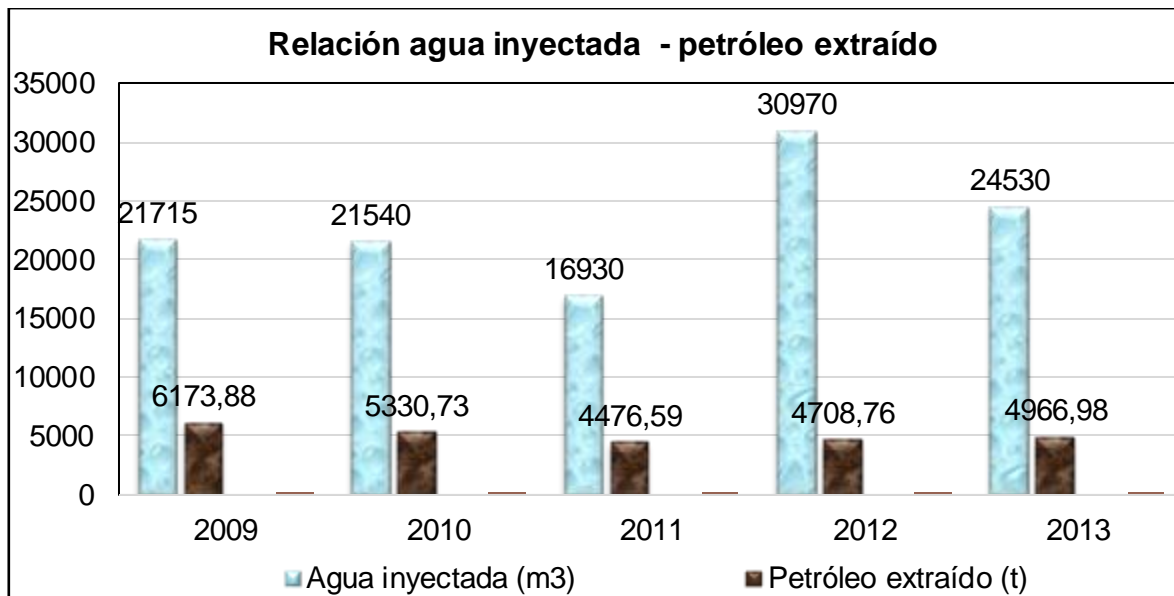


Gráfico 6: Relación entre el volumen de agua inyectado y la cantidad de petróleo extraído en el período 2009 – 2013

A pesar de que los volúmenes de agua a inyectar son insuficientes (25 % de lo que se necesita), la capa ha ido presurizándose paulatinamente, logrando un factor de reemplazo promedio de 4.57 m³/t, lo que manifiesta la efectividad del proceso de inyección.

3.7 Determinación de la dirección de desplazamiento del frente de avance

Para determinar la posible dirección de desplazamiento del frente de avance se tomó como base el incremento de fluido total en cada uno de los pozos respecto a la producción base proyectada por declinación. Estos valores fueron georeferenciados a cada pozo y cargados en el Surfer 11, software que muestra a través de símbolos el comportamiento en cada uno de los casos.

Tabla 7. Incremento de fluido total por pozo (2009 – 2013) respecto a la producción base proyectada por declinación anterior al inicio de la inyección

Pozo	D.M 2003 - 2008 (m ³)	Qf base (m ³)	Qf real (m ³)	Incremento (m ³)
P – 40	- 672.98	1996.58	7842.94	5846.36
P – 47	+ 2.62	2720.26	2421.33	239.88
P – 50	Inyector			
P – 54	Liquidado			
P – 109	0	0	34134.83	34134.83
P – 113	- 180.36	158.67	2350.71	2192.14
P – 116	- 271.56	782.71	1340.57	557.86
P – 120	- 55.03	745.85	6604.61	3684.18
P – 121	- 96.70	2795.76	3173.74	377.98
P – 123	0	0	796.25	796.25
P – 124	- 206.74	3018.93	5392.70	2373.77
P – 127	- 38.48	2131.44	2630.79	499.36
P – 128	- 29.76	4291.30	4455.49	164.19
P – 135	+ 13.08	5235.17	6457.47	1222.30
P – 138	+ 29.58	4790.63	8012.05	3221.42

Fue considerado además el comportamiento anual de cada uno de los fluidos por pozo, con el objetivo de dar explicación a las fluctuaciones que se presentan dentro de cada uno de los períodos.

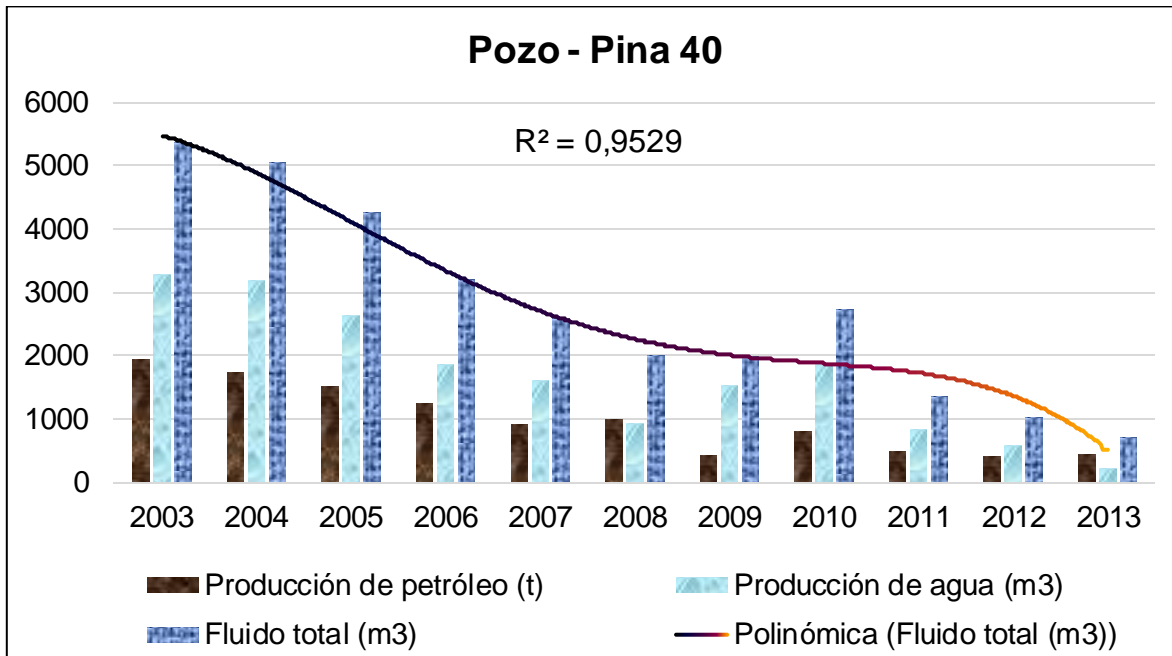


Gráfico 7. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 40 anterior y posterior al inicio de la inyección.

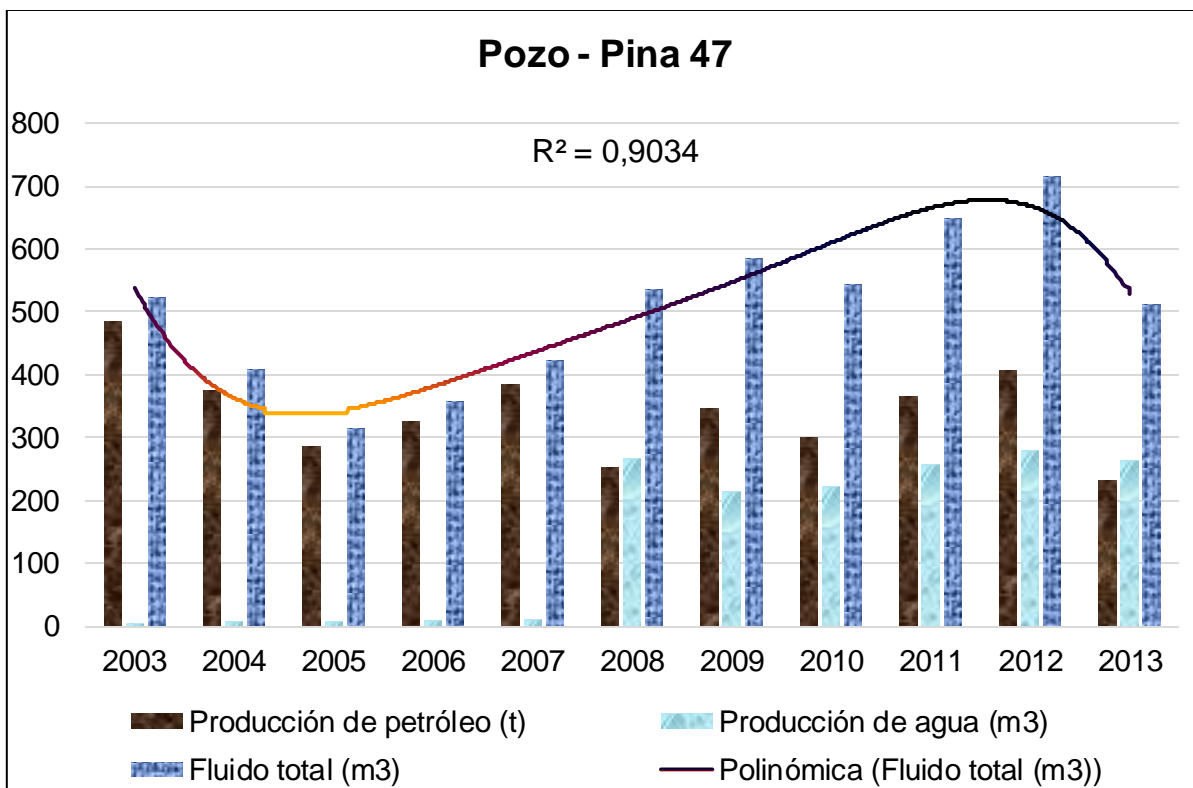


Gráfico 8. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 47 anterior y posterior al inicio de la inyección.

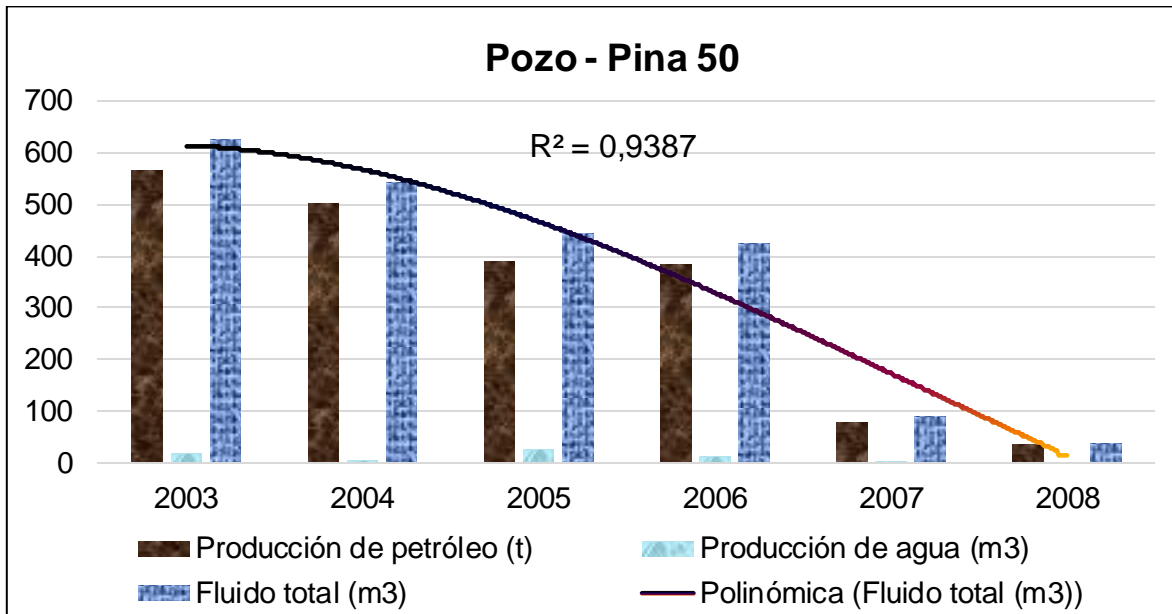


Gráfico 9. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 50 hasta el 2008. De ahí en adelante comienza a operar como pozo inyector.

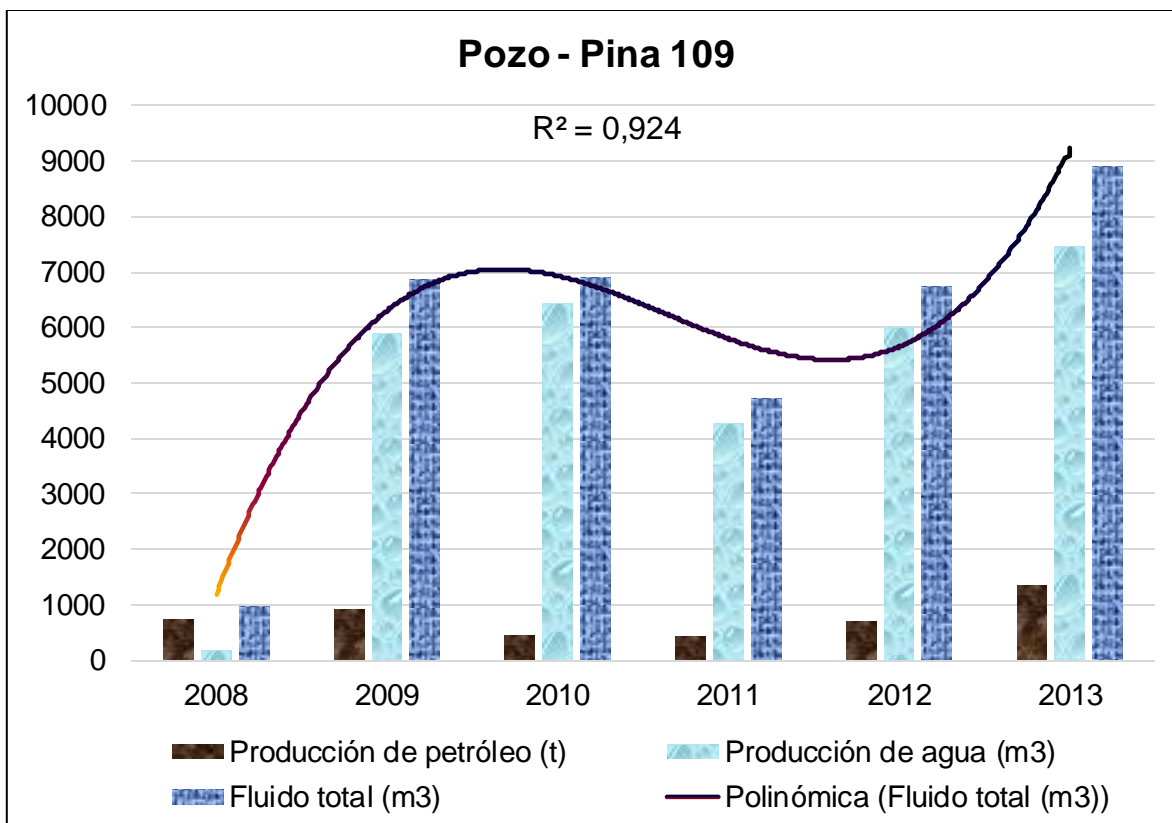


Gráfico 10. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 109 del 2008 al 2009. Anterior al 2008 el pozo se encontraba cerrado.

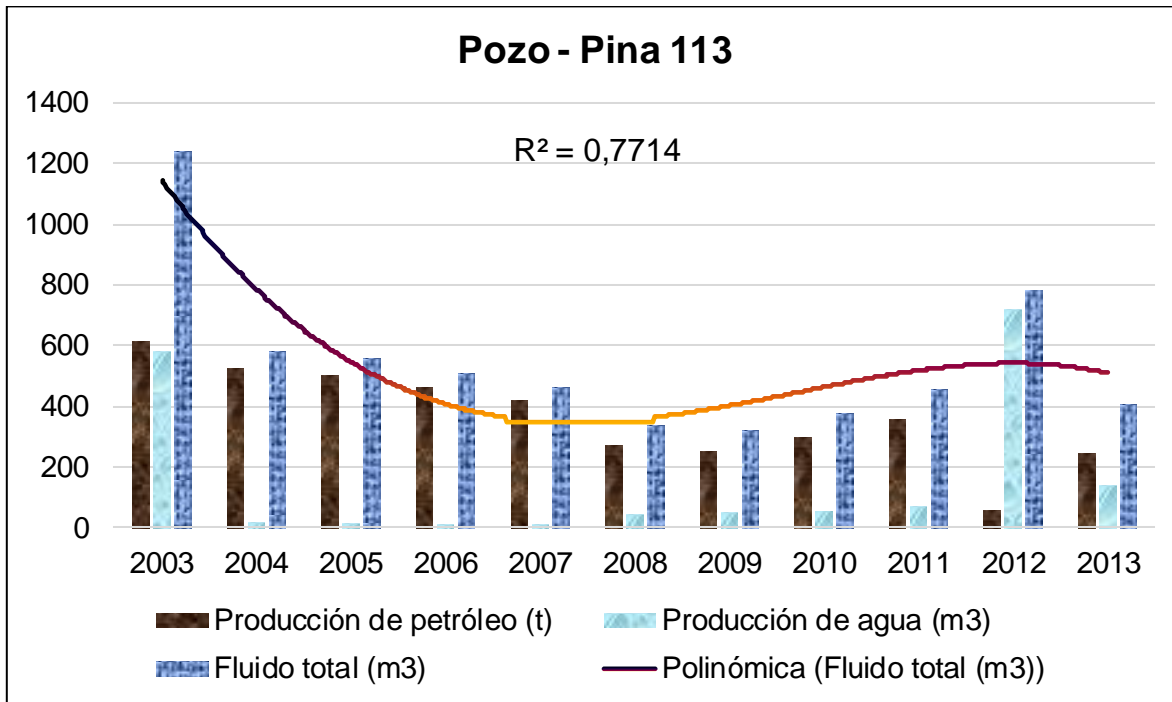


Gráfico 11. Muestra el comportamiento de los fluidos en el pozo P – 113 anterior y posterior al inicio de la inyección

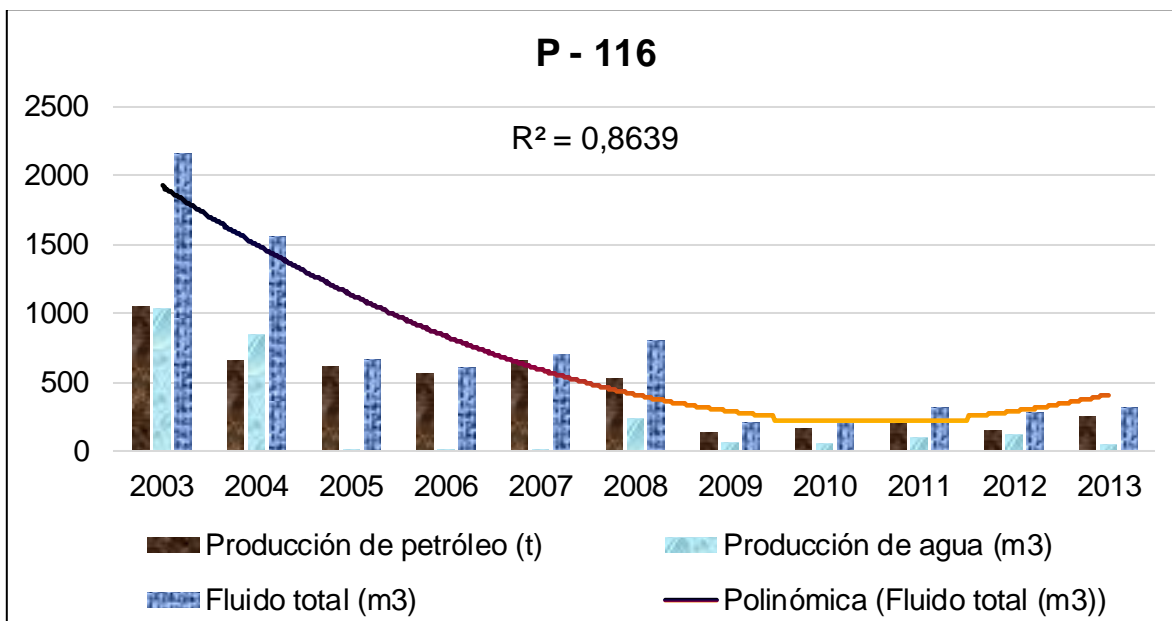


Gráfico 12. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 116 anterior y posterior al inicio de la inyección

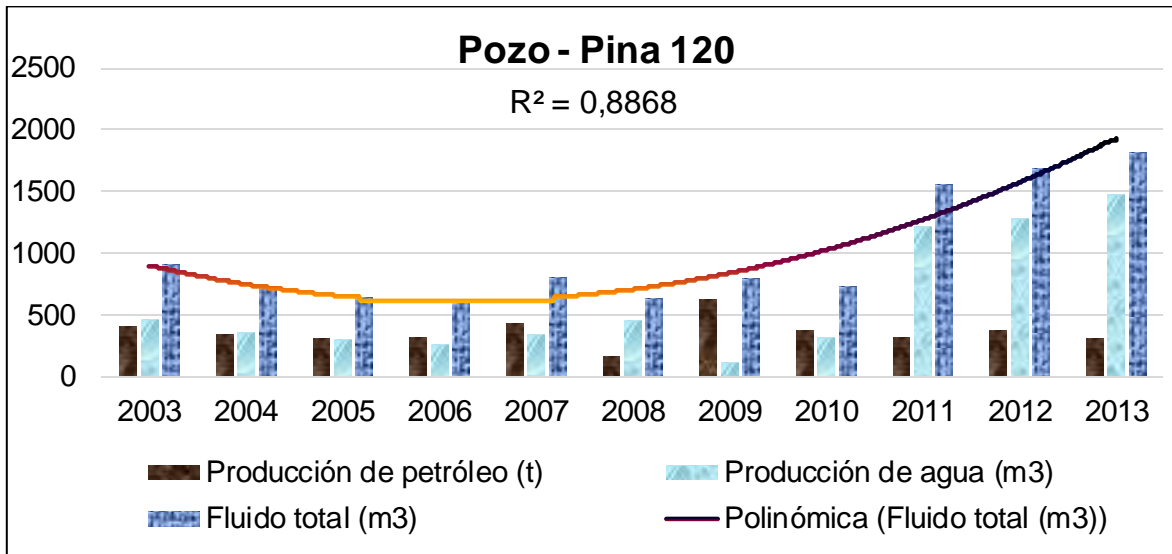


Gráfico 13. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 120 anterior y posterior al inicio de la inyección

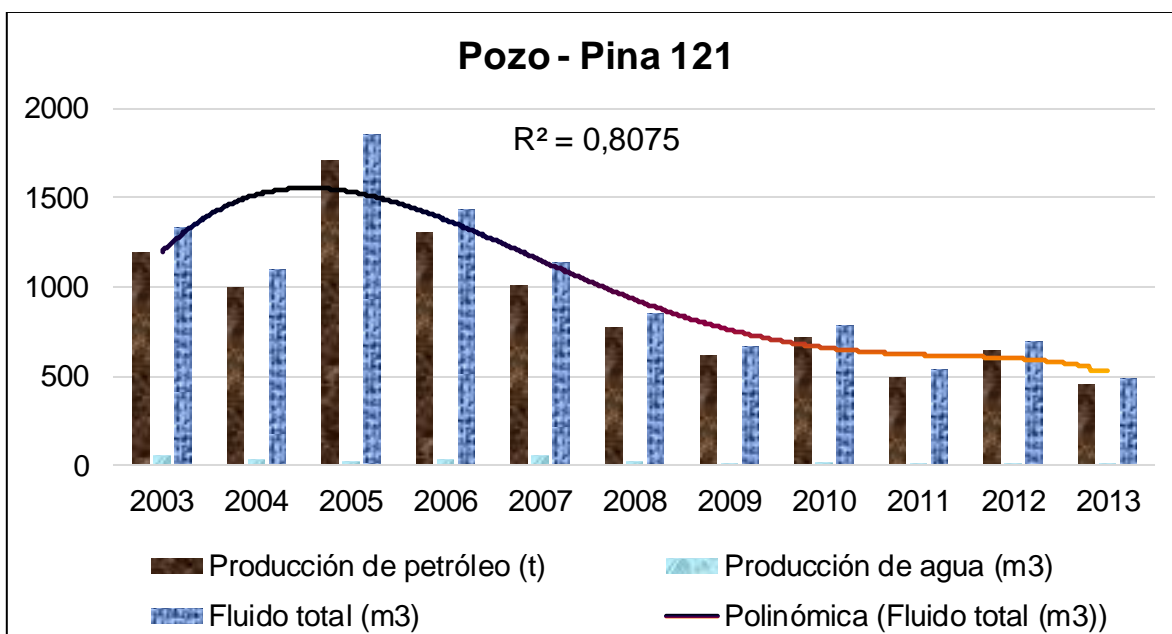


Gráfico 14. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 121 anterior y posterior al inicio de la inyección

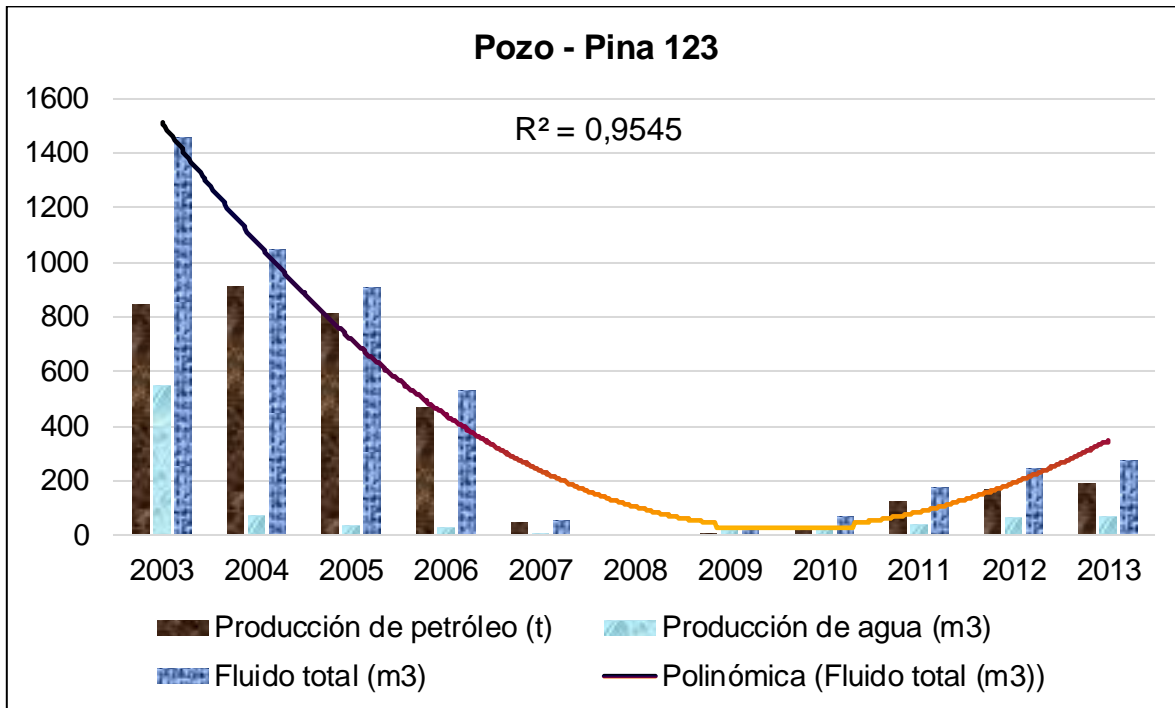


Gráfico 15. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 123 anterior y posterior al inicio de la inyección

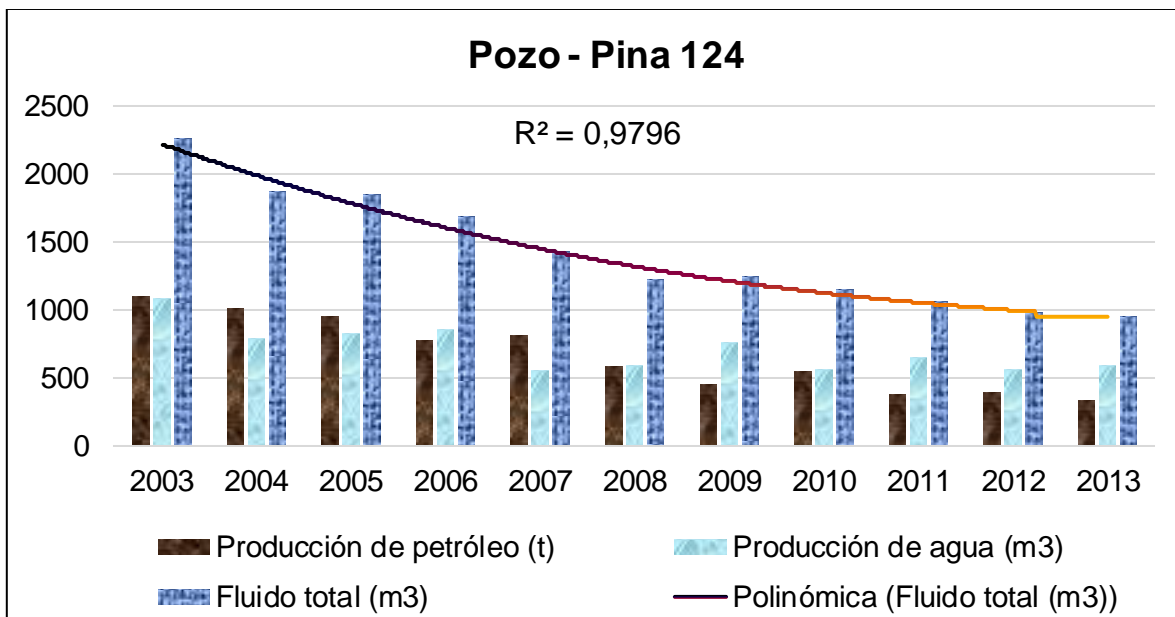


Gráfico 15. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 124 anterior y posterior al inicio de la inyección

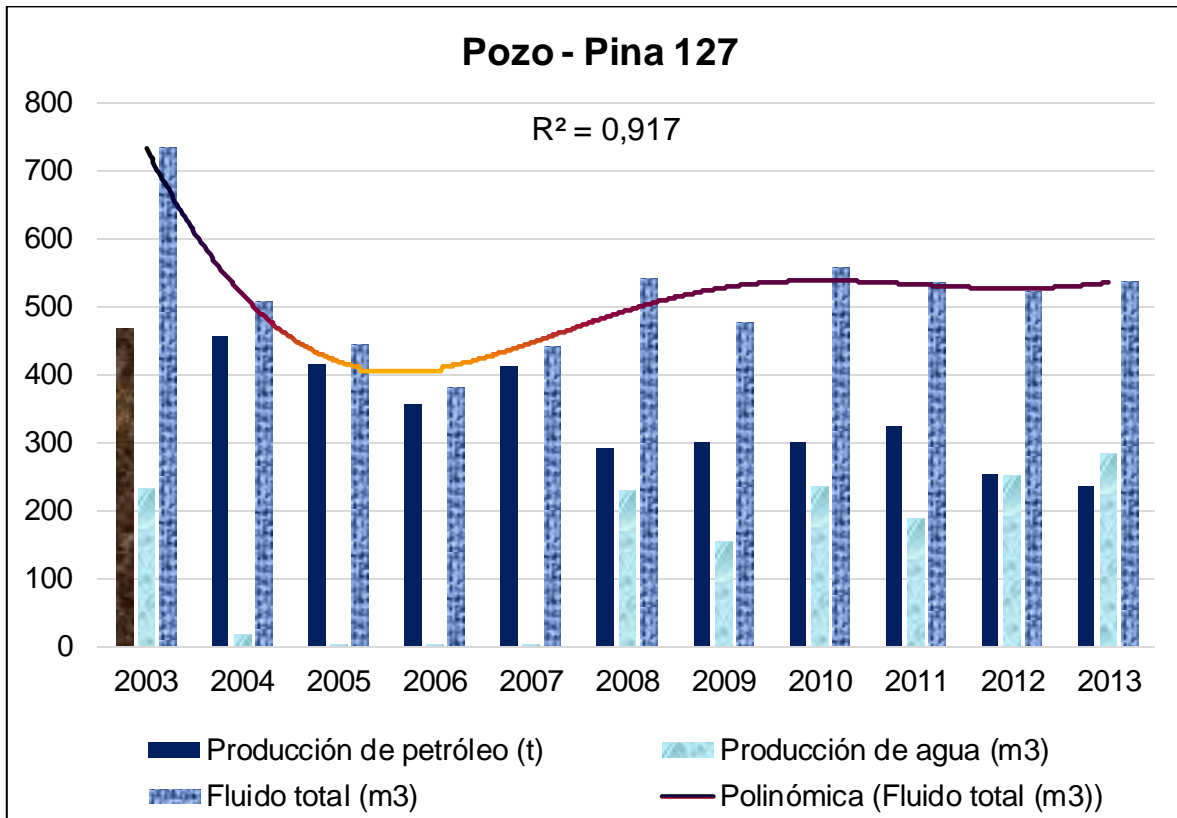


Gráfico 16. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 127 anterior y posterior al inicio de la inyección.

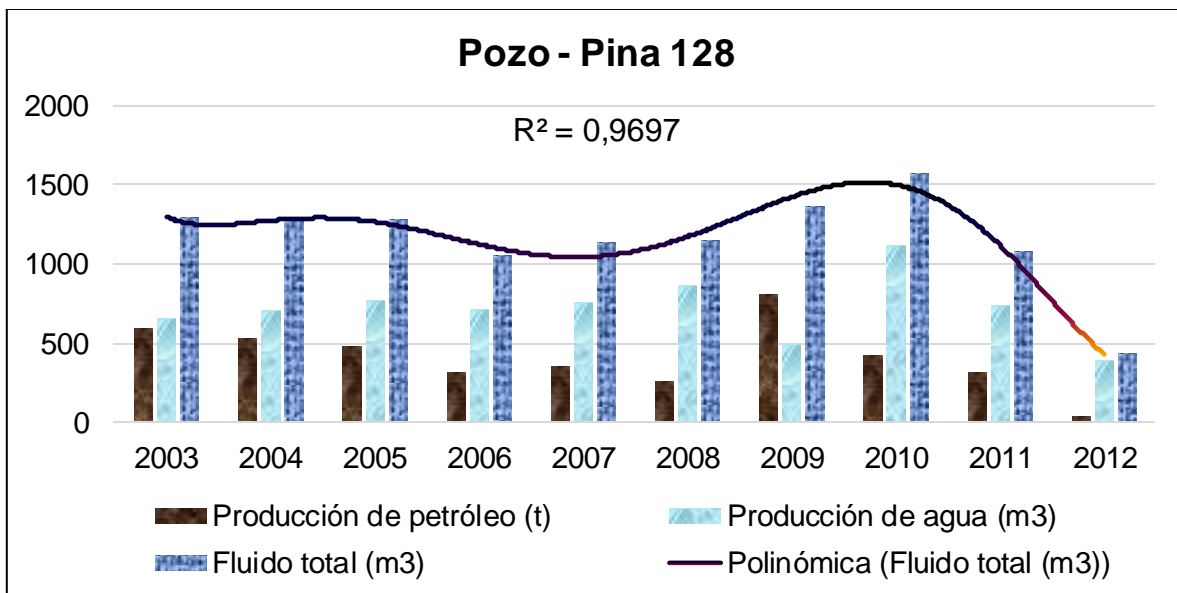


Gráfico 17. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 128 anterior y posterior al inicio de la inyección.

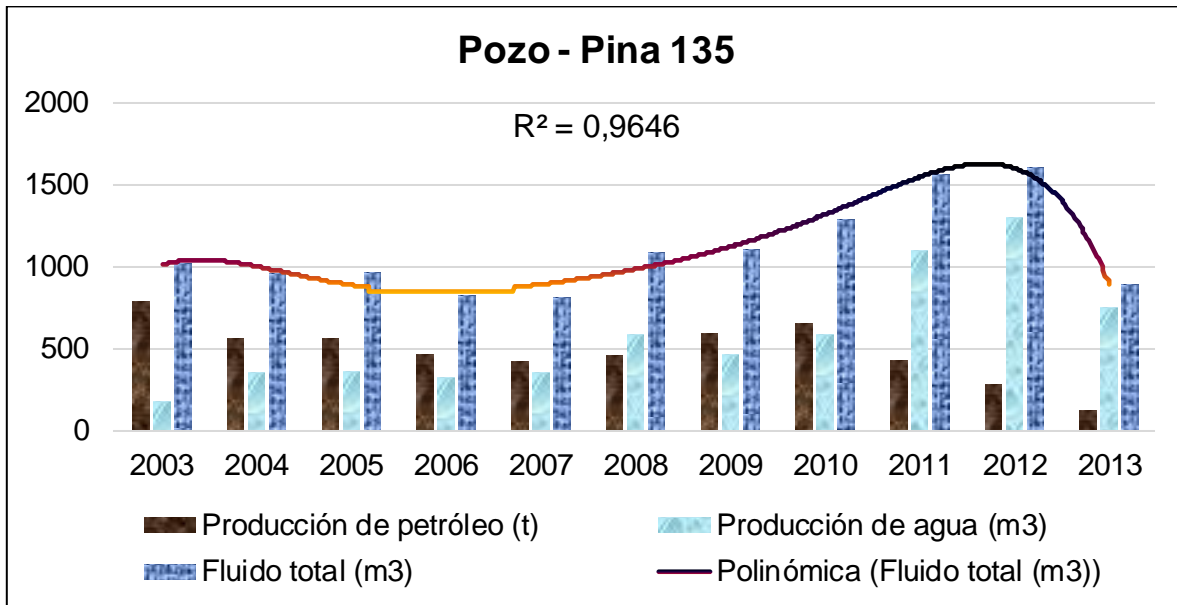


Gráfico 18. Comportamiento de los fluidos en el pozo P – 135 anterior y posterior al inicio de la inyección.

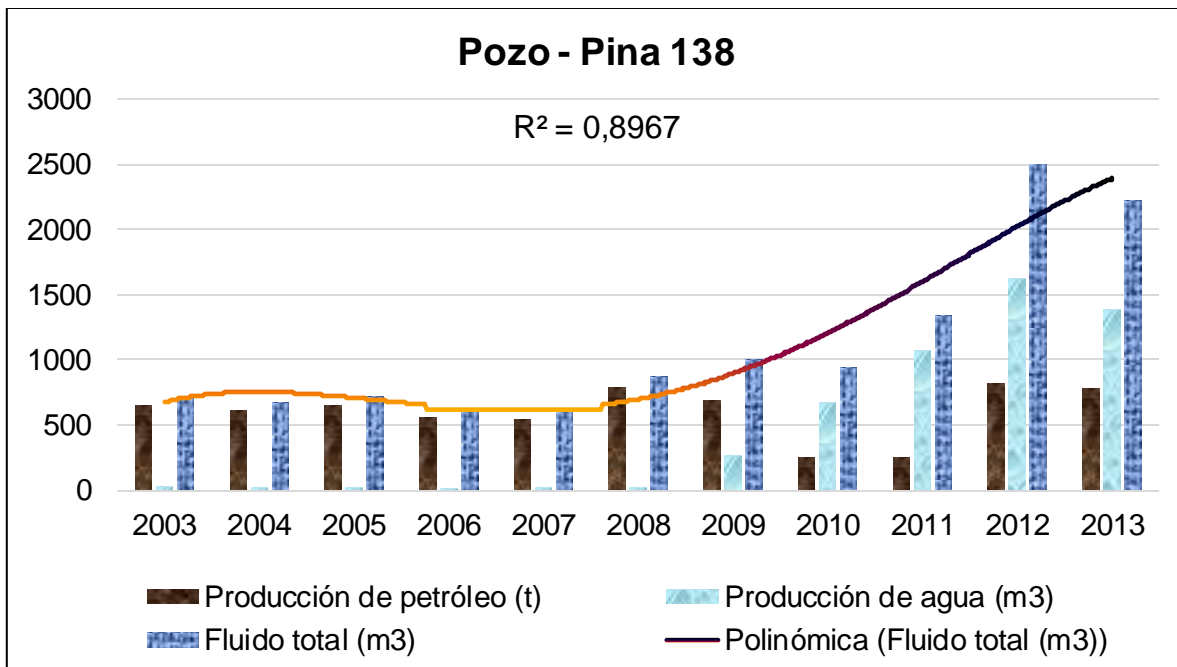
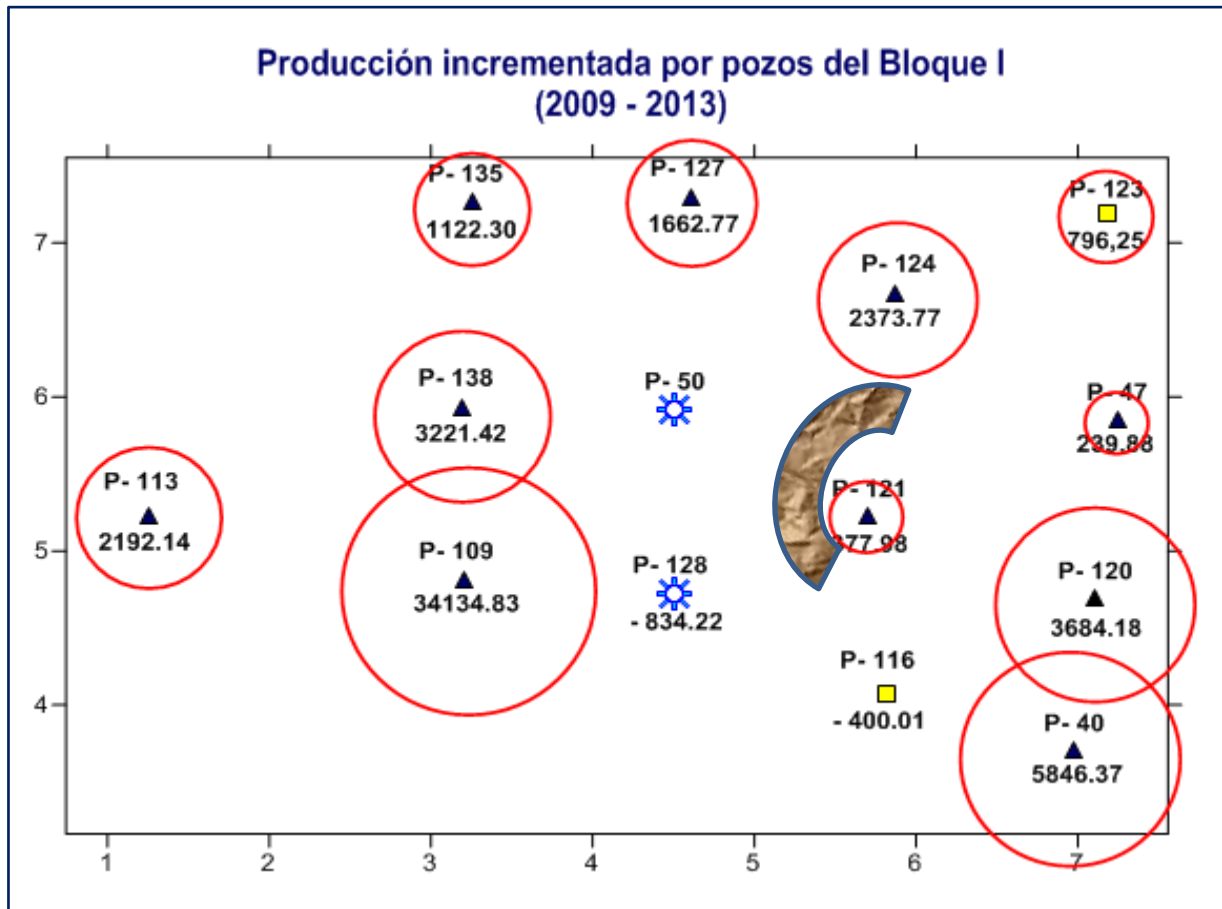


Gráfico 19: Muestra el comportamiento de los fluidos en el pozo P – 138 anterior y posterior al inicio de la inyección.

3.7.1 Mayores efectos de la inyección tomando como referencia la producción incrementada por pozo (dirección del frente)



Legenda

- ✱ Pozo inyector
- ▲ Pozo productor
- Pozo en Swab
- Incremento

Según el comportamiento de la producción de fluido total de los pozos y analizando el incremento en cada uno de ellos, sumado al comportamiento de las presiones de capa, podemos decir que el frente de avance tiene un desplazamiento irregular, resultado de la no disponibilidad de los volúmenes de agua necesarios para la inyección. Esto implica que no se tenga un mejor seguimiento del mismo impidiendo realizar trabajos con un mayor nivel de precisión. No obstante se muestran efectos notables hacia los pozos P – 109, P – 40, P – 120, P – 138, P – 124 y P – 113. También con efectos positivos pero en menor medida se encuentra el P – 135.

El pozo P – 128, actualmente inyector superó en el año 2010 los 1 500 m³ de fluido, pero a partir de entonces su producción fue en declinación total, llegando a producir en el año 2012 menos de 50 t de petróleo y cerca de 390 m³ de agua, situación que lo convierte en pozo inyector por su cercanía además a la Bateria de tratamiento.

Los pozos P – 121 y P - 47 no reflejan incrementos notables en sus producciones, lo que lleva a considerar que existe un apantallamiento dado por un cambio litológico o daño alrededor del área de drenaje del pozo que impide que el frente de agua barra el petróleo que se encuentra en la capa y se desplace hacia el caño del pozo.

El pozo P – 120 continúa decreciendo su producción de petróleo y aumentando la de agua, lo que significa que el pozo se encuentra en la etapa de barrido total de la capa, situación que obliga a tener mayor control de su situación productiva.

El pozo P – 123 se muestra con efectos incrementando paulatinamente sus producciones, pero esto no responde a efectos propios de la inyección a través de los pozos P – 50 y P – 128, sino al efecto de su propia inyección en el año 2008, la cual fue suspendida por alcanzar presiones cercanas a la presión de inyección de la bomba utilizada.

3.8 Comportamiento del bombeo en los pozos

Con el objetivo de conocer el estado actual de trabajo de la instalación de bombeo y saber las causas que motivan la disminución o reducción total de la producción, se realizaron dinamografías a cada pozo; estas fueron cargadas en el PETREL 2012 con el objetivo de obtener la dinamografía base de cada pozo.

Los resultados revelan que en la gran mayoría de los casos los pozos presentan bajo nivel dinámico. Esto trae consigo que el pistón recorre gran parte de la varilla en vacío hasta chocar con el líquido (P – 40, P – 113, P – 121, P – 127, P - 138). Este comportamiento hace que disminuya la eficiencia del equipo y que se consuma energía innecesaria, por lo que se recomienda bajar la bomba en cada pozo al nivel según corresponda, de manera que se optimice lo mayor posible el trabajo de la bomba. (Ver otras dinamografías en el anexo 6).

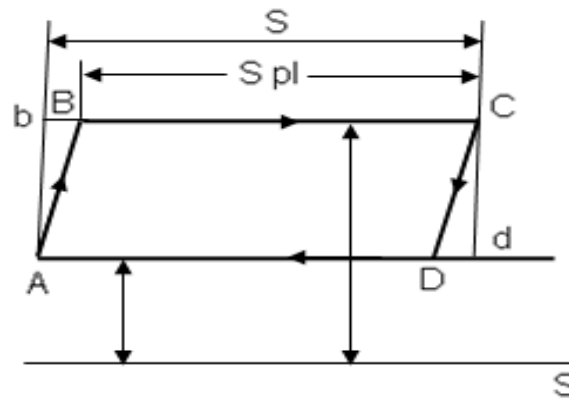


Figura 3. Muestra una dinamografía teórica (Ver anexo)

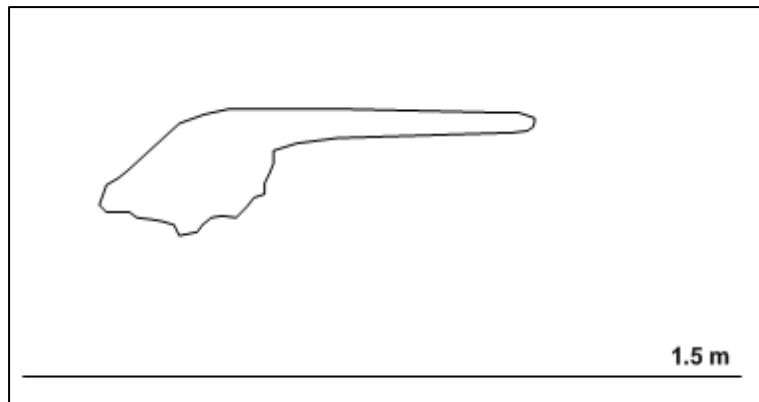


Figura 4. Muestra una dinamografía que refleja bajo nivel dinámico en el pozo P – 40

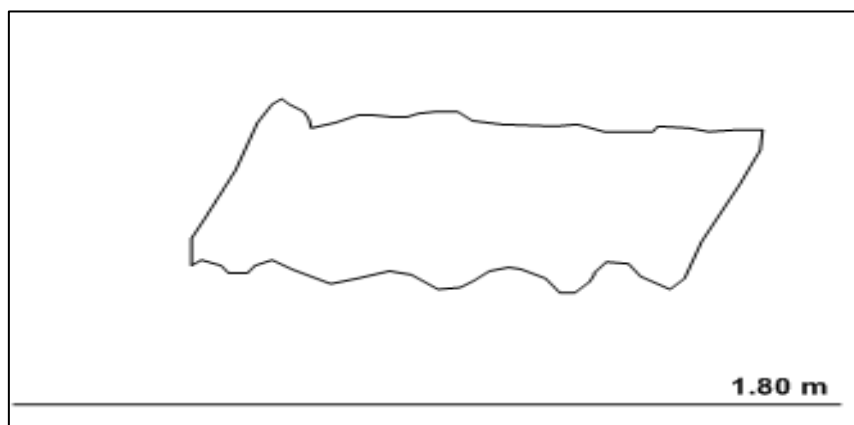


Figura 5. Muestra una dinamografía similar a la teórica. El pozo bombea bien P – 109

3.9 Cálculo de los indicadores económicos en el período de inyección

Un criterio fundamental a la hora de valorar la efectividad de los trabajos de recuperación secundaria en yacimientos de petróleo es conocer el comportamiento de los indicadores económicos. Con este objetivo fue determinado el costo de producción por tonelada de petróleo extraído y el importe de estas producciones en el período de inyección (2009 - 2013). De igual manera se determinó cuanto se ahorró al país por concepto de producción de petróleo adicional.

Para los cálculos se partió de que con densidad 0.9336 g/cm^3 : $1 \text{ t} = 1.07 \text{ m}^3 = 6.74$ barriles.

Tabla 8. Costo de producción total en la etapa de inyección (2009 - 2013)

Año	Producción (t)	Costo prod. (\$/t)	Costo total prod. (MT)
2009	6 173.88	164.60	1 016 220.65
2010	5 330.73	181.72	968 700.26
2011	4 476.59	218.64	978 761.64
2012	4 708.76	203.71	959 221.50
2013	4 966.98	191.82	952 766.10
Total	25656.94	-	4 875 670.15

Tabla 9. Importe de las producciones totales en el período de inyección (2009 - 2013)

Año	Producción			Precio CUP/t	Importe total (CUP)
	Toneladas	m ³	Barriles		
2009	6 173.88	6 612.98	41 594.32	417.16	2 575 495.78
2010	5 330.73	5 709.87	35 913.94	534.86	2 851 194.25
2011	4 476.59	4 794.98	30 159.47	519.46	2 325 409.44
2012	4 708.76	5 043.66	31 723.61	547.63	2 578 658.24
2013	4 966.98	5 320.24	33 463.25	512.77	2 546 918.33
TOTAL	25 656,94	27 481,73	172 854,59	-	12 877 676,04

Tabla 10. Ahorro por concepto de producción incrementada

Año	Producción incrementada		Precio (USD/b)	Valor total (USD).
	Toneladas	Barriles		
2009	1 206.02	8 125.13	61.92	503 108.26
2010	1 294.29	8 719.82	79.39	692 266.62
2011	1 371.58	9 240.54	95.05	878 312.89
2012	2 535.17	17079.81	94.16	1 608 235.08
2013	3 724.81	25 094.59	97.91	2 457 011.38
Total	10 131.87	68 259.89	-	6 138 934.23

3.10 Seguridad del trabajo y protección del medio ambiente

Trabajar brindando al personal la mayor seguridad posible y ocasionando el daño mínimo al medio ambiente, constituyen las principales líneas de trabajo de la empresa. Para garantizar lo antes expuesto se deben cumplir y hacer cumplir cada una de las medidas que se citan a continuación.

Medidas de seguridad durante las operaciones en los pozos y tratamiento en primario en la batería

- Se prohíbe el uso de cualquier agente iniciador de fuego dentro de la batería y cercano a los pozos productores.
- Cualquier clase de trabajo en la boca del pozo o en el balancín, debe realizarse con el motor eléctrico desconectado de la corriente y frenado.
- Realizar periódicamente una inspección a todos los gatos para revisar todas las tuercas y tornillos; estos trabajos se realizan con el gato detenido y una señal de aviso.
- La conexión y desconexión del motor se debe realizar con guantes de goma y parado sobre una base aislante.
- Se recomienda el uso de botas resistentes al aceite, así como el uso del casco dentro de la batería y durante las operaciones en los pozos.
- Se prohíbe subir a la torre pirámide del gato si no se dispone de una base donde pararse y su correspondiente cinturón de seguridad.
- Se prohíbe pasar por debajo del balancín cuando el gato está trabajando.



- Se prohíbe pasar por encima de la red de tuberías durante las operaciones en la batería.

Medidas para la protección del medio ambiente

- Evitar el derrame de petróleo durante las operaciones de carga en los pozos y descarga en la piscina de tratamiento primario.

CONCLUSIONES

1. El comportamiento productivo del bloque posterior al inicio de la inyección muestra un ligero descenso en la DMA (5.49 %), lo que ratifica el efecto de la inyección, permitiendo extraer más de 10000 t de petróleo adicional, ahorrando al país más de 6 138 000 USD.
2. El frente de avance se desplaza de forma irregular, siendo el agua inyectada insuficiente para barrer la mayor cantidad de petróleo de la capa hacia el fondo de los pozos. Los mayores efectos se muestran hacia los pozos P – 109, P – 40, P – 120, P – 138, P – 124 y P – 113.
3. Las dinamografías revelan en su mayoría niveles dinámicos relativamente bajos a consecuencia del agotamiento casi total de las reservas en el bloque. Situación que afecta la eficiencia de la unidad de bombeo.
4. La correcta interpretación de los datos geológicos y de explotación sobre la base del estudio de los resultados obtenidos, permitió determinar los resultados de la inyección de agua en el Bloque I del yacimiento Pina y el estado actual de explotación en que se encuentra el mismo.



RECOMENDACIONES

1. Medir las presiones de capa en la totalidad de los pozos para conocer con mayor exactitud el comportamiento del frente de avance.
2. Disminuir el período de investigaciones a través de dinamografías para revelar con mayor rapidez el comportamiento de la unidad de bombeo y tomar a tiempo las medidas correspondientes.
3. Estudiar nuevas fuentes de abasto de agua para generalizar la inyección al resto del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. Álvarez, Juan. 1993. Informe del proyecto 2132. Bloques del sur.
2. CEIMPET. 1992. Evaluación integral preliminar del yacimiento Pina. Dictamen I.
3. CEIMPET. 1993. Evaluación integral preliminar del yacimiento Pina. Dictamen II.
4. CEIMPET; EPEPM y otros. 1996. Cálculo de Reservas del Yacimiento Pina. Proyecto 2100. Etapa 10.
5. CEIMPET. 1999. Simulación numérica de los bloques I y III del Yacimiento Pina. Proyecto 2121. Etapa 6.
6. CEIMPET, EPEPM. 2003. Recuperación Mejorada de Petróleo de Áreas de los Yacimientos Cristales y Pina. Proyecto 3405. Etapa 6.
7. Comité de expertos. 2011. Otras alternativas de recuperación para el yacimiento Pina.
8. Días, Ariel. 2005. Recuperación Mejorada de Petróleo de Áreas de los Yacimientos Cristales y Pina. Proyecto 3405. Etapa 9.
9. EPEPM. 2006. Evaluación de los resultados de la inyección de agua en el polígono de Cristales.
10. Farías, Ariel. 2004. Caracterización de los fluidos en el Bloque I del yacimiento Pina.
11. Gutiérrez, Carolina. 1998. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. CIED, PDVSA. Segunda Edición, Caracas, Venezuela.
12. Iparraguirre, José Luis. 2009. Evaluación de la historia productiva del yacimiento Pina.
13. López, Alexis; Pascual, Olga. 1999. Origen y clasificación de los petróleos cubanos.
14. López Quintero, Alexis. 1999. Regional Study of Crude Oils from Cuba.
15. Paris, Magdalena. 2007. Inyección de agua en yacimientos gasopetrolíferos. CIED, PDVSA. Segunda Edición, Caracas, Venezuela.
16. Pascual, Olga. 1994. Caracterización de los petróleos del yacimiento Pina y su relación con aspectos geológicos e hidrogeológicos.
17. <http://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo>...
18. <http://quipu.uni.edu.pe/OtrosWWW/webproof/acade/fipp/lucioc/EOR107.html>



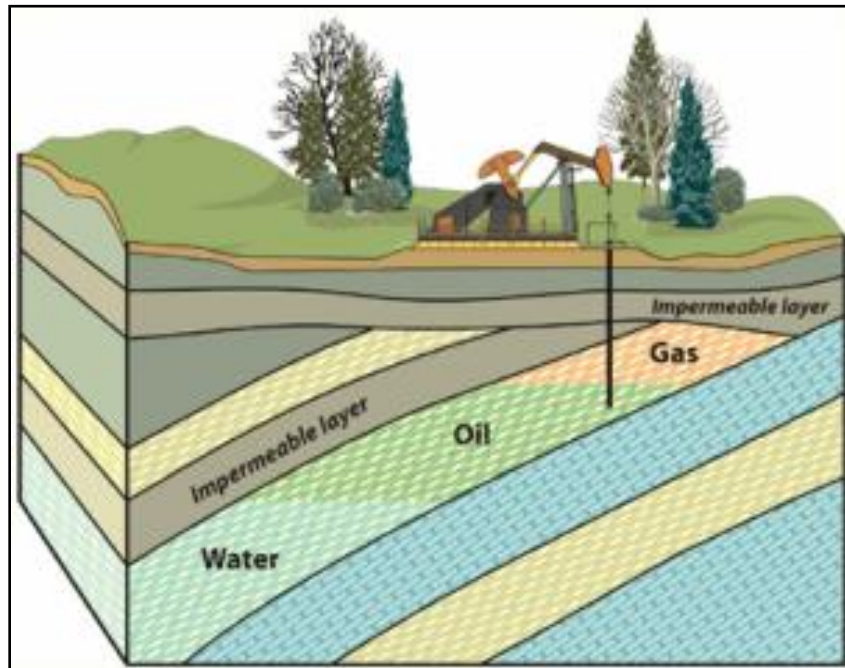
-
19. Kaufman, Varik. 1987. A New Technique for the Análisis of Commingled Oils and its application to Production All Calculations.
 20. Software: Surfer 11
 21. Software: Petrel 2012



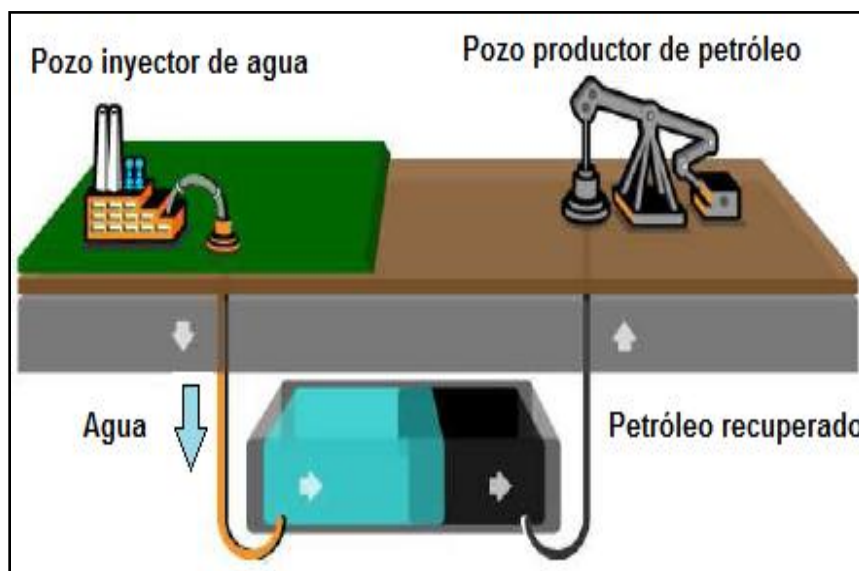
ANEXOS

ANEXOS GRÁFICOS

Anexo 1: La figura muestra la distribución de los fluidos en un yacimiento de hidrocarburos que se explota por el método tradicional de bombeo mecánico.



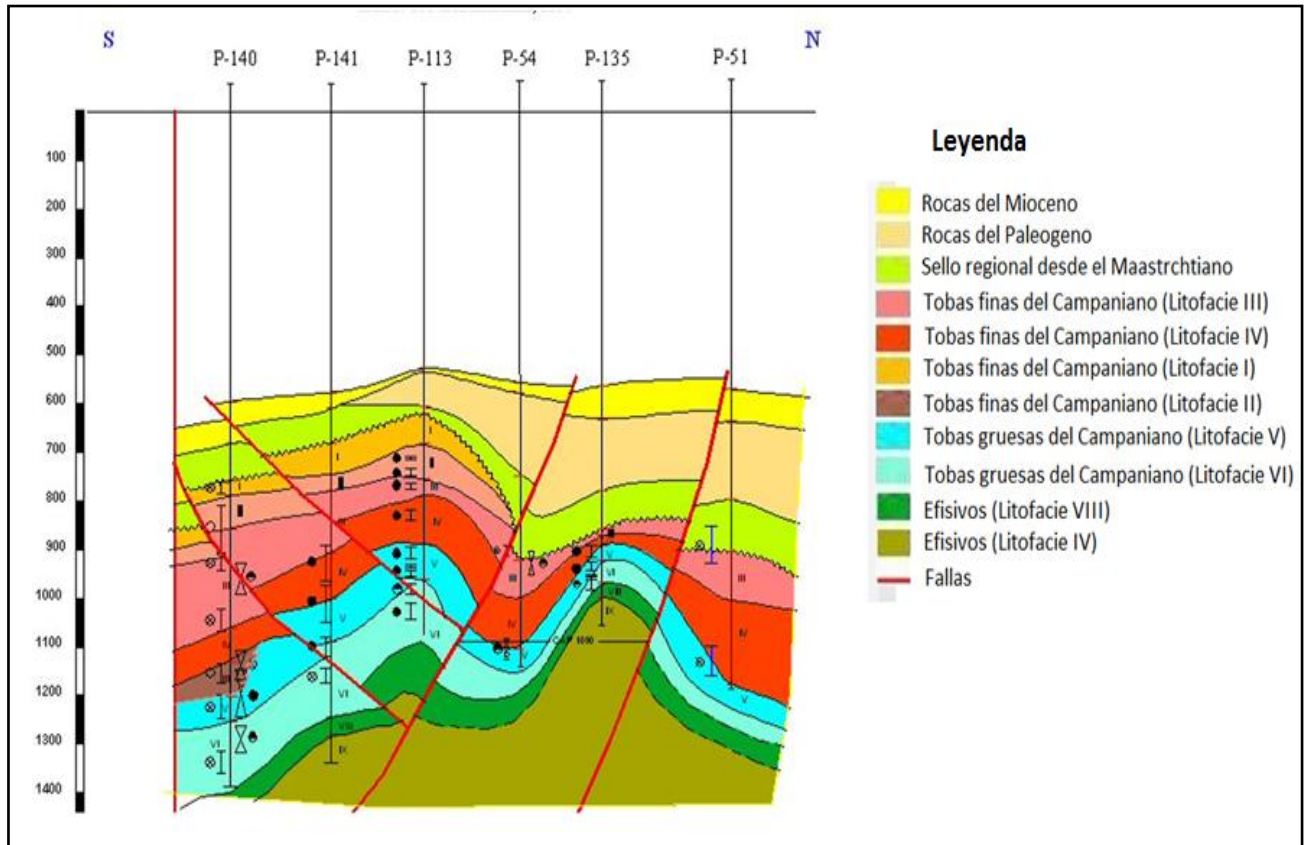
Anexo 2: La figura muestra el desplazamiento del petróleo por la acción de inyección de agua (en erreglos) como método de recuperación secundaria en un yacimiento de hidrocarburos.



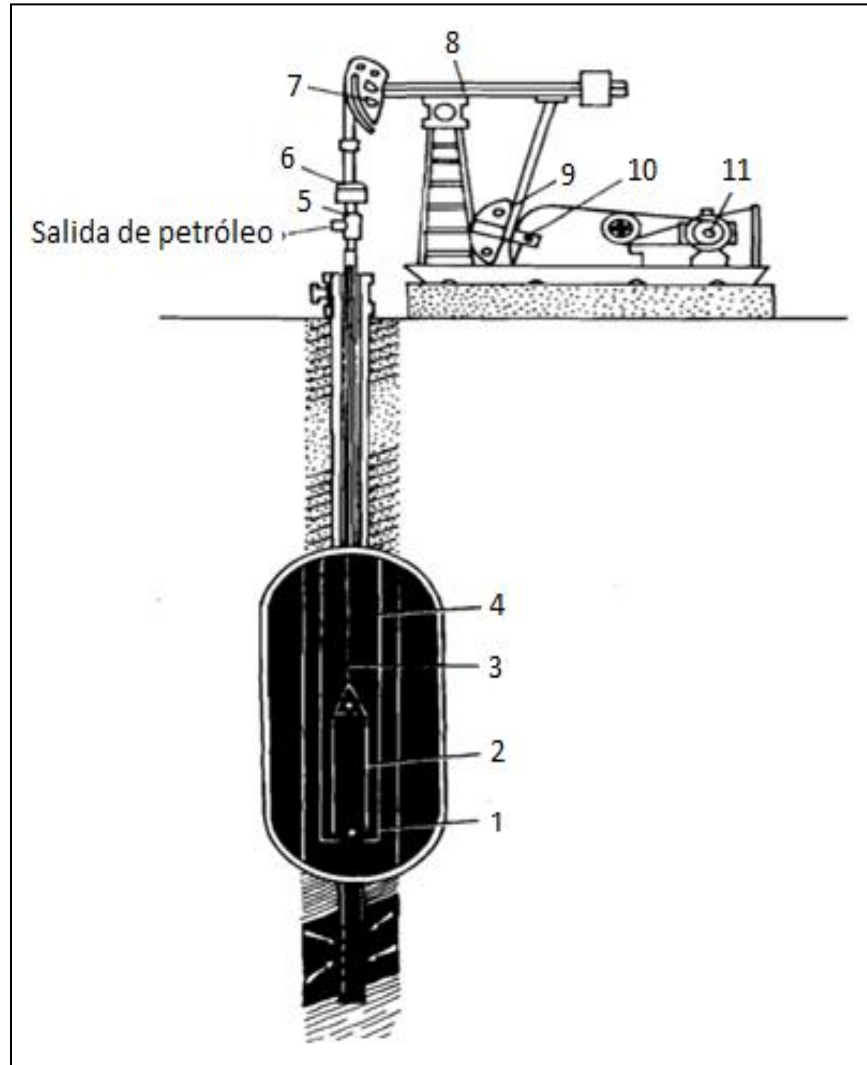
Anexo 3: Columna geológica generalizada del yacimiento Pina.

PERIODO	EPOCA	EDAD	Columna Litológica	ESPESOR	LITOLOGIA
NEOGENO	MIOCENO			200 - 500 m	Calizas organógenas, dolomitas, areniscas polimícticas, margas, conglomerados Areniscas cuarcíferas
		Oligoceno		50 - 150 m	Calizas, areniscas polimícticas, margas
PALEOGENO	EOCENO	Priaboniano		100 - 200 m	Areniscas, calizas conglomerados
		LUTECIANO		200 - 400 m	Areniscas polimícticas, areniscas tobáceas, margas, conglomerados polomícticos, calizas organógenas, areniscas
		YPRESIANO		400 - 800 m	Margas arenosas, areniscas polimícticas, areniscas tobáceas, margas, arcillas conglomerados.
	Paleoceno		50 m	Areniscas polimícticas, caliza, arcillas, margas.	
CRETACIOO	SUPERIOR	Maestrich-tiano		50 - 100 m	Conglomerado tobáceo, margas, calizas arcillosas
		Campaniano		200 - 600 m	Tobas andesíticas, interc. de areniscas, margas, calizas arcillosas, tufitas.
		Albiano sup. Turoniano		200 - 400 m	Tobas andesíticas de granulometría gruesa, calizas
	INFERIOR	Aptiano - albiano		2000 - 3000 m	Rocas andesíticas, andesítico - basalto, interc. de tobas, arcillitas, areniscas, calizas, basaltos

Anexo 4: Perfil geológico del Bloque 1.



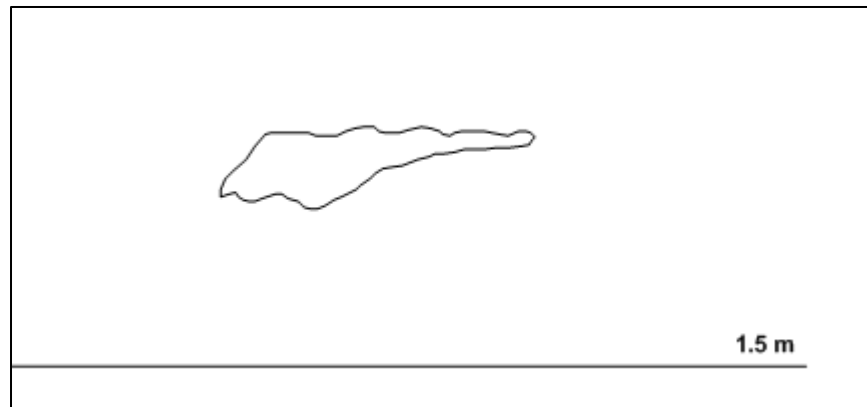
Anexo 5: Muestra la instalacion de una unidad de bombeo mecánico.



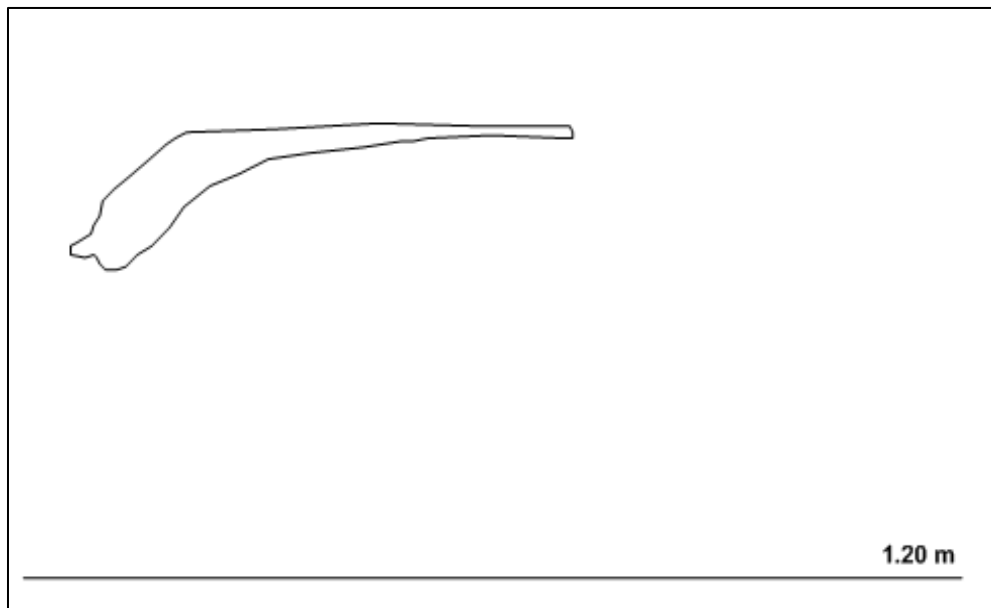
- | | |
|--|----------------------|
| 1 – cilindro | 7 – cabezal del gato |
| 2 – pistón | 8 – balancín |
| 3 – varillas | 9 – biela |
| 4 – tubería de extracción | 10 – manivela |
| 5 – salida del petróleo | 11 – motor |
| 6 - punto de unión entre el cable y las varillas | |

Anexo 6: Dinamografías bases de los pozos P – 113, P- 121, P – 124, P127, P128, P – 135 y P138.

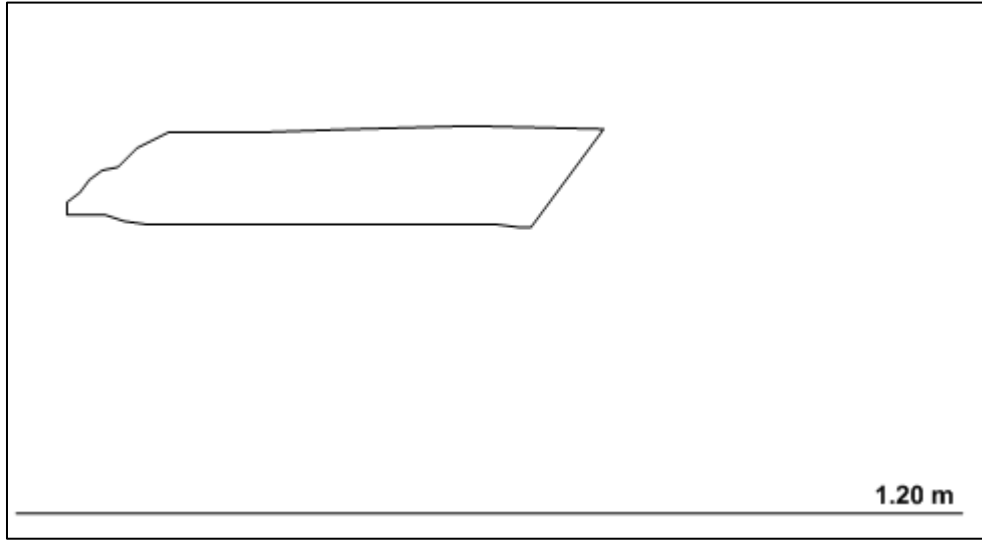
P – 113



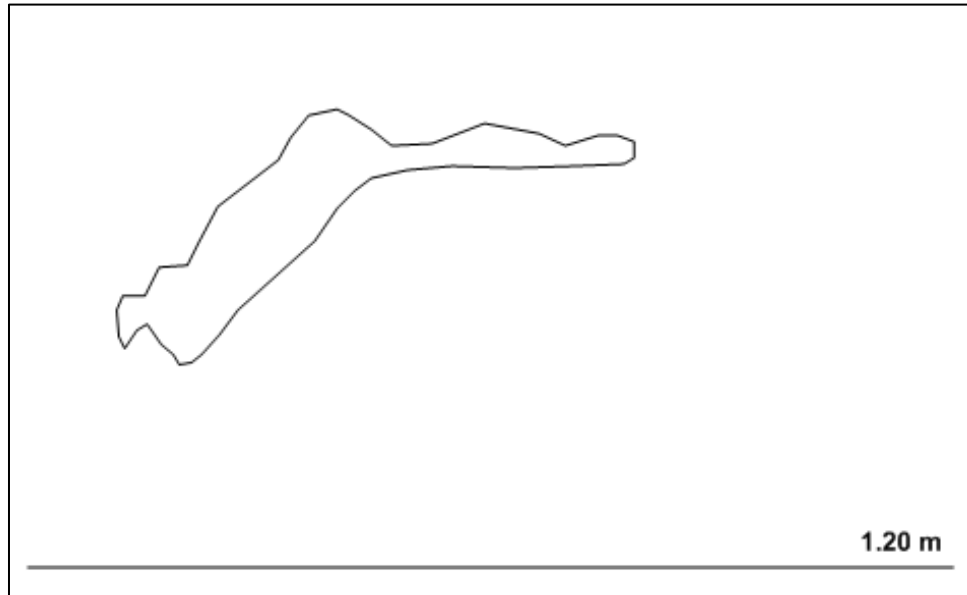
P – 121



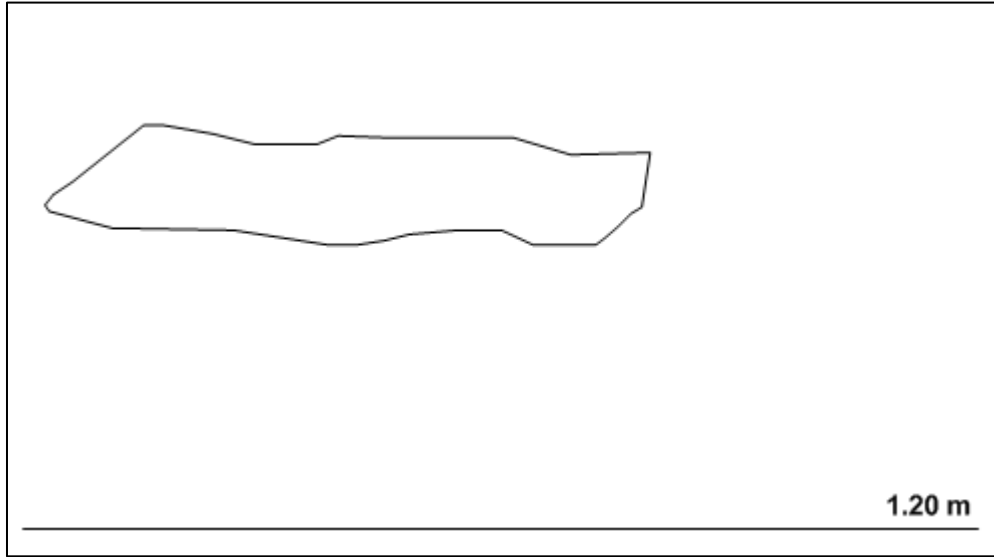
P - 124



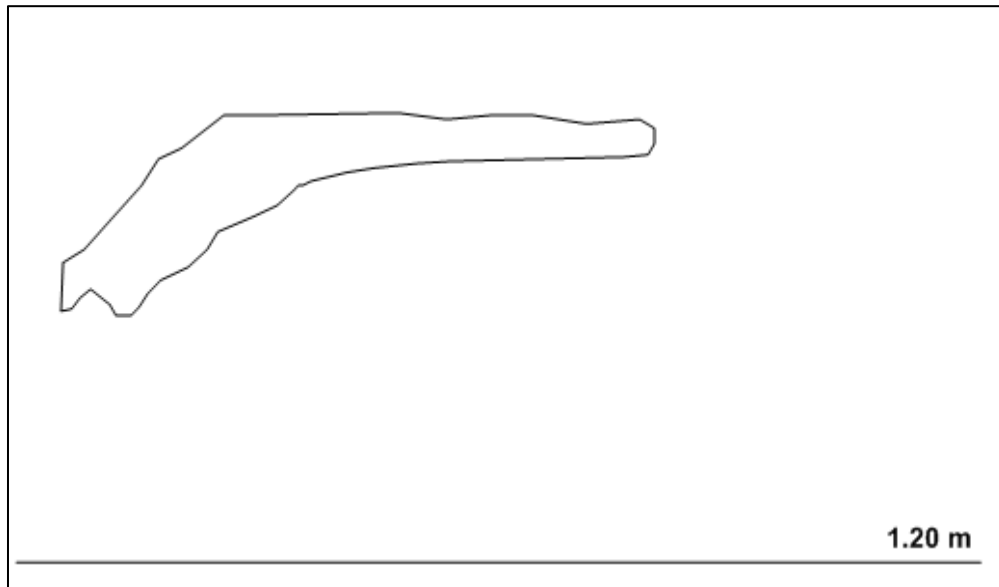
P - 127



P - 135



P - 138



ANEXOS TEXTUALES

Anexo 7: Países con las principales reservas probadas de petróleo.

Nº	País	Reservas * 10 ³ (b)
1	Venezuela	297 740 000
2	Arabia Saudita	265 850 000
3	Canadá	173 200 000
4	Irán	157 300 000
5	Iraq	140 300 000

Anexo 8: Países con mayor producción de petróleo.

Nº	País	Producción (millones b/d)
1	Estados Unidos	11.08
2	Russia	11.00
3	Arabia Saudita	9.56
4	Canadá	4.28
5	China	4.23

Anexo 9: Mayores exportadores de petróleo.

Nº	País	Exportación (millones b/d)
1	Arabia Saudita	8.87
2	Russia	11.00
3	Emiratos Árabes Unidos	7.20
4	Kuwait	2.60
5	Nigeria	2.41

Anexo 10: Mayores importadores de petróleo.

Nº	País	Importación millones b/d
1	Estados Unidos	7.44
2	China	5.86
3	Japón	4.58
4	India	2.63
5	Corea del Sur	2.24

Anexo 11: Países con mayor cantidad de refinerías.

No	País	Cantidad
1	Estados Unidos	124
2	China	54
3	Rusia	40
4	Japón	28
5	India	22

Anexo 12: Mayores refinerías del mundo.

No	Refinería(o compañía)	Localización	Capa. de refinación b/d
1	Paraguana Refining Center	Venezuela	940 000
2	SK Innovation	Corea del Sur	840 000
3	GS Caltex Corp	Corea del Sur	775 000
4	S – Oil Corp	Corea del Sur	669 000
5	Reliance Petroleum Ltd	India	660 000

Anexo 13: Producción histórica de petróleo y agua del Bloque I.

Producción de petróleo (t)

POZO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Q acumu.
P-40	3288	3203.68	2648.53	1875.96	1608.65	937.86	1537.35	1863.32	840.88	587.5	231.97	18623.7
P-47	4	6.71	7.84	8.76	10.07	266.28	213.54	222.31	257.75	280.16	263.88	1541.3
P-50	20	6.14	26.49	14.13	5.07	0	0	0	0	0	0	71.83
P-54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P-109	0	0	0	0	0	173.3	5896.4	6433.6	4261.1	6003.7	7459.2	30227.3
P-113	580.7	20.71	17.58	13.2	11.96	45.3	51.32	57.17	73.07	720.07	141.85	1732.93
P-116	1035	847.13	5.65	3.39	3.43	232.73	61.34	51.99	100.27	119.15	49.95	2510.03
P-120	466.9	358.39	306.93	264.93	346.78	455.47	122.69	324.56	1220.35	1281.5	1480.93	6629.43
P-121	55.2	33.47	22.03	34.47	58.76	20.83	7.45	14.6	10.15	6.25	1.13	264.34
P-123	550.9	73.83	36.92	28.35	2.8	0	22.46	35.08	42.52	65.16	69.8	927.82
P-124	1081.6	788.51	826.36	853.42	556.12	594.26	759.5	560.4	652.98	565.61	589.64	7828.4
P-127	232.2	17.91	0.01	0.01	0.01	230.35	154.85	235.65	188.14	252.04	283.54	1594.71
P-128	659.6	707.27	771.15	713.73	757.23	867.92	495.54	1119.63	741.74	392.1	0	7225.91
P-135	177.9	357.2	363.2	323.91	356.07	590.12	466.01	591.02	1098.82	1301.06	756.3	6381.61
P-138	25.4	24.12	22.01	16.69	22.37	22.3	268.94	672.26	1070.7	1628.21	1387.92	5160.92
TOTAL	8177.4	6445.07	5094.7	4150.95	3739.32	4436.72	10057.39	12181.59	10558.47	13202.51	12716.11	90720.2

Producción de agua (m³)

POZO	Hasta Dic.2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Q acumu.
P-40	35115.12	1946.25	1737.31	1517.95	1253.83	919.35	998.86	431.51	810.33	486.92	415.75	452.69	46085.87
P-47	20752.51	484.63	374.56	286.1	326.17	385.13	251.99	346.17	300.73	364.68	407.06	231.98	24511.71
P-50	72337.34	566.32	501.5	390.41	383.99	79.88	37.2	0	0	0	0	0	74296.64
P-54	238.87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	238.87
P-109	2239.37	0	0	0	0	0	732.6	905.07	443.75	423.63	693.75	1343.66	6781.83
P-113	6725.77	616.31	525.63	504.68	463.47	421.63	274.23	253	299.84	359.35	60.27	247.97	10752.15
P-116	15923.79	1047	657.15	615.68	559.97	653.21	528.38	137.66	161.35	197.88	149.51	247.87	20879.45
P-120	18982	414.45	348.33	315.61	319.64	433.46	168.25	633.28	381.25	320.67	382.28	312.71	23011.93
P-121	35584	1192.71	995.57	1710.27	1304.86	1006.56	773.41	615.18	717.68	493.4	643.17	456.62	45493.43
P-123	22371.02	847.2	911.15	812.74	469.4	48.38	0	3.92	34.25	123.86	170.11	191.82	25983.85
P-124	78150.05	1098.01	1009.86	953.9	774.51	814.78	587.93	454.19	549.95	379.76	391.66	338.64	85503.24
P-127	20339.03	468.62	457.75	414.9	356.08	412.89	290.71	301.03	301.41	324.48	252.49	236.46	24155.85
P-128	9968.16	594.2	531.62	478.95	318.93	353.5	260.77	810.63	423.37	317.75	41.42	0	14099.3
P-135	17796.92	787	562.08	564.83	467.02	426.2	463.21	596.91	654.44	432.29	284.11	127.49	23162.5
P-138	22142.17	649.84	608.45	653.63	558.6	544.07	790.83	685.33	252.38	251.92	817.18	779.07	28733.47
TOTAL	378666.12	10712.54	9220.96	9219.65	7556.47	6499.04	6158.37	6173.88	5330.73	4476.59	4708.76	4966.98	455690.1