



Universidad de Matanzas
Facultad Química y Mecánica



Centro Politécnico del Petróleo
Sede Varadero

Tesis de Especialidad

*Estudio del Bloque Este del yacimiento Cantel Serpentina para
la deposición de aguas residuales.*

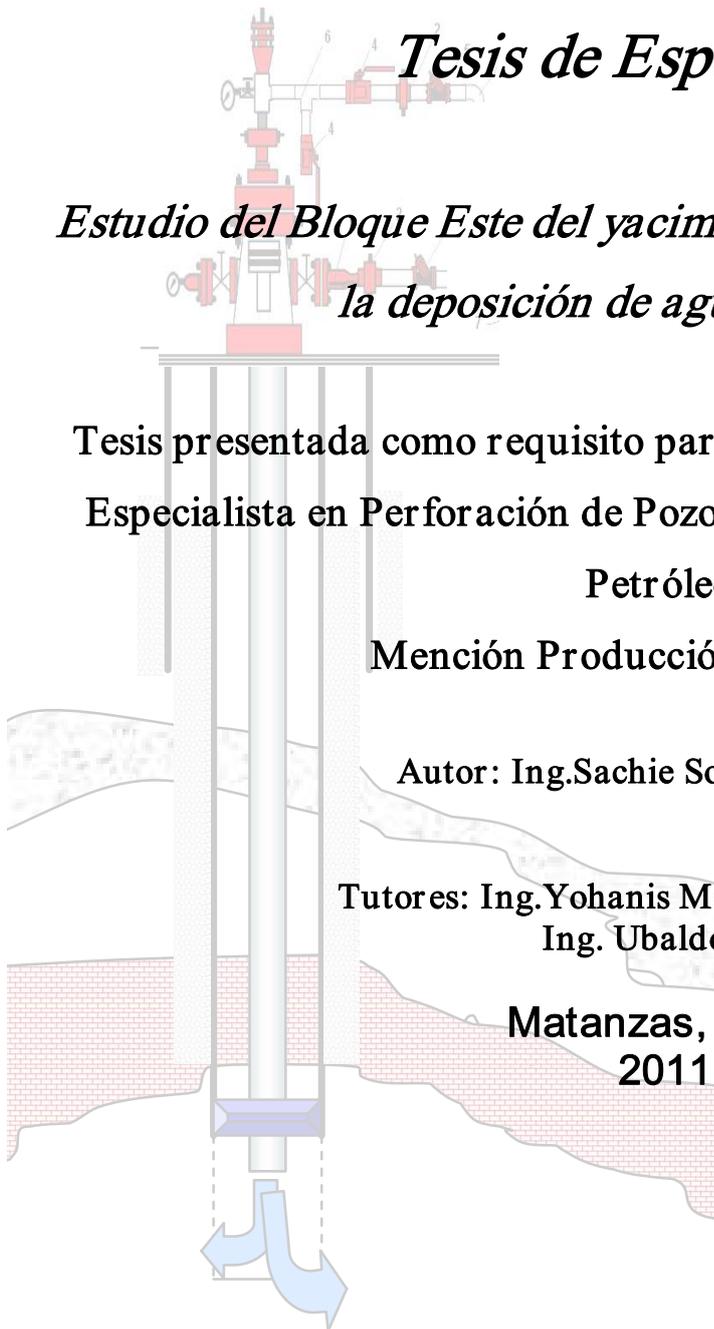
Tesis presentada como requisito parcial para optar por el Título de
Especialista en Perforación de Pozos de Petróleo y Producción de
Petróleo.

Mención Producción de petróleo.

Autor: Ing.Sachie Sosa Trasancos.

Tutores: Ing.Yohanis Martínez Montalvo.
Ing. Ubaldo Cruz

Matanzas, Cuba
2011





Universidad de Matanzas
Facultad Química y Mecánica



Centro Politécnico del Petróleo
Sede Varadero

Tesis de Especialidad

*Estudio del Bloque Este del yacimiento Cantel Serpentina
para la deposición de aguas residuales.*

Tesis presentada como requisito parcial para optar por el Título
de Especialista en Perforación de Pozos de Petróleo y
Producción de Petróleo.

Mención Producción de petróleo.

Autor: Ing. Sachie Sosa Trasancos.

Tutores: Ing. Yohanis Martínez Montalvo.
Ing. Ubaldo Cruz

Matanzas, Cuba
2011

Dedicatoria

A mi incondicional familia.

Agradecimientos

A mi familia.

A todo el Departamento de Yacimiento de la EPEP-C por su ayuda, en especial a mi tutor Yohanis.

A los profesores y trabajadores del Centro Politécnico del Petróleo Sede Varadero.

Resumen

La presente investigación se realizó en el Bloque Este del yacimiento Cantel Serpentina. El incremento cada vez mayor de la producción trae consigo el aumento de los volúmenes de las aguas residuales, por lo que se hace necesario la búsqueda de alternativas viables para su desecho. La necesidad de encontrar un área en el yacimiento Cantel Serpentina capaz de asimilar mediante la inyección, los volúmenes de agua residual que se generan en el proceso de tratamiento de crudo en la EPEP-C, conllevó a la realización de este trabajo, con el objetivo de estudiar la capacidad del bloque de admitir los niveles de agua residual que se necesitan disponer. Para ello se evaluaron la capacidad colectora del yacimiento, las tendencias de variación de la presión del yacimiento mediante la simulación, así como el impacto ambiental que puede provocar la inyección de aguas residuales en el área de estudio. Para lograr estos objetivos se confeccionaron mapas de distribución de diferentes parámetros así como se simularon las condiciones del yacimiento, para determinar la capacidad del yacimiento de admitir los volúmenes de agua a desechar.

Summary

This research was carried out in Cantel's deposit, East Block. The production's increase brings along the wastewaters volumes increase, for that reason it's necessary to look for viable alternatives to dispose them. The necessity to find in Cantel Serpentina deposit, an area capable of assimilate through injection, the generated wastewaters volumes in the oil treatment of EPEP-C, took to the realization of this work, with the objective of study the block's capacity to admit the wastewaters volumes that it's necessary to dispose. To achieve this objective were evaluated some aspects such as the deposit's collector capability, the tendencies of the deposit's pressure with the simulation and the environmental impact that it could provoke the wastewaters injection. To accomplish these objectives it was necessary to create some maps of different parameters and it were simulated the deposit's conditions, determining the deposit's capability to assimilate the wastewaters.

Índice

Introducción.....	1
Capítulo I. Fundamentación teórica.....	5
1.1 Generalidades.....	5
1.2 Aguas residuales.....	5
1.3 Propiedades petrofísicas de las rocas colectoras.....	12
1.3.1 Porosidad.....	13
1.3.2 Permeabilidad.....	13
1.3.3 Movilidad.....	14
1.3.4 Transmisibilidad.....	15
1.3.5 Índice de Resistividad.....	15
1.3.6 Compresibilidad de la roca.....	15
1.3.7 Saturación.....	15
1.4 Propiedades de los fluidos.....	16
1.4.1 Densidad.....	16
1.4.2 Viscosidad.....	17
1.4.3 Compresibilidad del petróleo.....	18
1.4.4 Mineralización de las aguas.....	18
1.5 Capacidad de admisión.....	22
1.6 Simulación numérica.....	23
1.6.1 Tipos de modelos.....	24
1.7 Conclusiones parciales del capítulo.....	25
Después de realizar una búsqueda exhaustiva de la bibliografía necesaria para la confección de este capítulo y comentar los tópicos de mayor importancia para el desarrollo de la presente investigación, se llegan a las siguientes conclusiones parciales:.....	25
Capítulo II. Materiales y métodos.....	26
2.1 Caracterización geológica del yacimiento Cantel Serpentina.....	26
2.3.1 Estratigrafía.....	26
2.3.2 Tectónica.....	28
2.2 Descripción del proceso de tratamiento de agua residual.....	28
2.3 Selección del área para la inyección. Aspectos a considerar.....	29
2.4 Caracterización física del sistema roca-fluido.....	30
2.4.1 Caracterización litológica de los horizontes productivos.....	30
2.5 Determinación de los parámetros petrofísicos.....	31
2.5.1 Porosidad y saturación.....	31
2.5.2 Movilidad y permeabilidad.....	33
2.6 Propiedades del agua en el yacimiento Cantel Serpentina.....	33
2.7 Confección de mapas.....	35
2.8 Simulación numérica.....	36
2.8.1 Bases geólogo-físicas para el establecimiento del modelo de simulación.....	36
2.8.2 Ajuste de los parámetros del modelo de simulación.....	37
2.8.3 Datos iniciales, parámetros de cálculo.....	38
2.8.4 Pronóstico del comportamiento del polígono de prueba durante la inyección.....	39
Capítulo III. Análisis de los resultados.....	41

3.1 Argumentación de la selección del polígono de prueba pozos de inyección.	41
3.2 Características del agua del yacimiento Cantel Serpentina.	42
3.3 Análisis de la distribución de las propiedades colectoras del yacimiento.	42
3.4 Simulación de la inyección.	44
3.5 Selección de los pozos de inyección en el Sector Este.	46
3.6 Consideraciones ambientales.	47
3.6.1 Preparación del pozo para la inyección.....	48
3.6.2 Programa de control durante el experimento.	48
3.6.3 Control de los parámetros de los pozos del polígono.....	49
3.6.4 Control de las propiedades físico-químicas de los fluidos.....	49
3.6.5 Control del pozo de inyección.	49
3.6.6 Programa de monitoreo.....	50
3.7 Tecnología recomendada para la inyección	51
Conclusiones	53
Recomendaciones	54
Bibliografía	55
Anexos	58

Introducción

En el proceso de tratamiento del petróleo crudo parte del agua contenida en este se separa en la planta de procesamiento tanto en los tanques dinámicos como en los estáticos. Esta agua que se separa es drenada hacia los tanques de tratamiento de residuales, hasta alcanzar un nivel de colchón que permita un mejor funcionamiento del proceso tecnológico de la planta.

A los tanques del sistema de residuales, además de esta agua llegan también otras aguas como son el agua de capa libre que llega del campo por pailas, el agua proveniente de la regeneración de los filtros de agua tratada de calderas, las purgas de las calderas, los residuales de ENERGAS (planta de generación eléctrica a partir del gas acompañante del petróleo. Corporación Cuba-Sherritt), condensado contaminado así como agua residual sobresaturada en sólidos proveniente del contralavado de los filtros de grava.

El tratamiento de todas estas aguas se realiza en la planta de tratamiento de aguas residuales, donde se les separan los hidrocarburos y los sólidos suspendidos, los cuales son incompatibles con la inyección a la capa. Los hidrocarburos separados se recuperan e incorporan al proceso de tratamiento nuevamente, mientras que los sólidos suspendidos son eliminados por precipitación en el tanque separador y por medio de filtración.

La compañía ENERGAS se encarga del tratamiento al gas mientras que la batería central tiene como objetivo el tratamiento termo-químico final del crudo. En esta entidad se llevan a cabo los procesos de deshidratación, desalación, endulzamiento y estabilización, que garantizan la calidad del petróleo crudo al eliminar las sales presentes y el agua emulsionada.

En la actualidad con la aplicación de nuevas tecnologías de extracción , la realización de trabajos de estimulación a diferentes pozos, así como la confirmación de la extensión del yacimiento Varadero hacia el oeste con la perforación de nuevos pozos, la producción de petróleo en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C) se ha incrementado notablemente, el campo produce 5 200 m³/d de fluido con un 25% de agua, lo que trae consigo dicho incremento es una mayor cantidad de agua a disponer, una vez que el petróleo posea la calidad requerida. Los volúmenes de agua producida

están en el orden de los 1 400 m³/d, estas aguas llamadas aguas residuales necesitan ser desechadas por lo que resulta necesario la búsqueda de alternativas para lograr la disposición de las mismas sin provocar afectaciones al medio ambiente. Hasta hace algún tiempo el problema tenía solución, con la utilización de varios pozos que en la actualidad resultan saturados e insuficientes.

La presente investigación se realiza en el Bloque Este del yacimiento Cantel Serpentina, ubicado al suroeste de la región Varadero Sur .Este yacimiento se ha explotado desde la década del 70 por lo que solo existen 2 pozos activos en bombeo CT-215 y CT-226, la otra gran mayoría de los pozos se encuentran liquidados o pendientes a liquidar. Si se tiene en cuenta además que muchos de los pozos de esta área presentaron grandes pérdidas durante la perforación se considera oportuno realizar un análisis integral de la información disponible con vistas a determinar las posibilidades de ubicar un área que admita los volúmenes de agua a disponer.

En el año 2004 el departamento de Ingeniería de Yacimientos de la EPEP-C realizó un proyecto llamado “Proyecto de inyección de aguas residuales en el yacimiento Cantel Serpentina- Bloque Central”, con el objetivo de encontrar pozos idóneos en dicho sector para la inyección del agua residual en aquel entonces. Para ello se realizó un levantamiento de la información sobre los pozos del sector central, con la que se confeccionaron ficheros de datos para la realización de mapas por medio de los cuales se propusieron lograr una integración que les permitiera la ubicación del área y/o pozo a utilizar. Finalmente mediante el empleo de la simulación se evaluó el comportamiento de los pozos y área en cuestión. Como resultado se seleccionaron diferentes pozos para la inyección de las aguas, y una vez puesto en marcha el proyecto en febrero del año 2010, los pozos aledaños que se encontraban en producción sintieron rápidamente el efecto negativo de la inyección y tuvieron que ser cerrados al empezar a producir con 100 % de agua.

Si se tiene en cuenta los resultados anteriores y la necesidad de localizar otras áreas de inyección de aguas residuales se concibió la presente investigación.

Problema Científico:

¿Reunirá el bloque Este del yacimiento Cantel Serpentina las características colectoras para la disposición de las aguas residuales provenientes del tratamiento del petróleo de la EPEP-C?

Hipótesis:

Si se realiza un estudio de las características colectoras del Bloque Este del yacimiento Cantel Serpentina se podrá establecer si es capaz de asimilar los volúmenes de aguas residuales que se generan en el proceso de tratamiento del crudo de la EPEP-C.

Objetivo general:

Estudiar las características colectoras del bloque Este del yacimiento Cantel Serpentina para establecer los niveles de agua residual que puedan disponer.

Objetivos específicos:

- Actualizar los principales parámetros productivos para cada uno de los pozos que conforman el yacimiento Cantel Serpentina.
- Evaluar la capacidad de almacenaje del yacimiento Cantel Serpentina.
- Evaluar mediante la simulación las tendencias de variación de la presión del yacimiento en el sector este una vez comenzada la inyección.

Variables:

Variable independiente:

Las características colectoras comprenden las propiedades petrofísicas de las rocas tales como porosidad, permeabilidad, transmisibilidad, comprensibilidad (Φ , K , T ; C_p ,) y las propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad, compresibilidad del petróleo y mineralización de las aguas) así como la geometría del yacimiento.

Indicadores

-Propiedades petrofísicas de las rocas

- Porosidad
- Permeabilidad
- Transmisibilidad
- Comprensibilidad de la roca

-Propiedades de los fluidos

Para el agua:

- Densidad
- Viscosidad
- Mineralización

Para el petróleo:

- Comprensibilidad del petróleo.
- Viscosidad
- Densidad:

-Geometría del yacimiento

Variable dependiente:

La capacidad de admisión. Sus dimensiones van a estar dadas por los volúmenes extraíbles del reservorio, las presiones de admisión y el daño a las formaciones.

Indicadores

- Volúmenes extraíbles
- Presión de admisión
- Daño a las formaciones

Con el objetivo de dar solución al problema planteado la siguiente investigación se estructuró en tres capítulos. El primer capítulo provee a la investigación de todo el marco teórico necesario para el desarrollo de la misma. El segundo capítulo aborda las características del objeto de estudio al igual que el análisis que se realizó para desplegar la investigación. El tercer capítulo plantea el análisis de los resultados alcanzados.

Capítulo I. Fundamentación teórica.

1.1 Generalidades.

El presente capítulo aborda todo el marco teórico necesario para el desarrollo de la investigación y contiene información relevante que atañe a la problemática de la misma. Para su confección la bibliografía disponible fue consultada y revisada, donde se seleccionan las más importantes y recientes con el objetivo de avanzar en el tema con mayor profundidad y proveer a los especialistas de un documento de consulta para posteriores investigaciones.

1.2 Aguas residuales.

Las aguas residuales de forma general constituyen el conjunto de aguas que son contaminadas durante su empleo en actividades realizadas por el hombre. [1]

En el caso de la industria petrolera las aguas residuales son aquellas que son obtenidas después de realizados diferentes tratamientos, con el propósito de obtener el petróleo crudo con la calidad necesaria para su posterior utilización.

Con el objetivo de obtener un petróleo estable y con las condiciones requeridas, es necesario extraerle el agua, el gas y todas las impurezas, mediante sistemas de tratamiento. La cantidad de agua que acompaña al petróleo producido de los pozos puede ser de características sencillas, cuya separación por asentamiento en tanques se logra fácilmente. En ocasiones, el manejo, tratamiento y disposición del agua no requieren de instalaciones especiales. Sin embargo, se dan situaciones en las que el volumen de agua producida diariamente es muy elevado [5]. Por ejemplo, aproximadamente 21 billones de barriles de aguas residuales son generados cada año en Estados Unidos de alrededor de 1 millón de pozos. Esto representa cerca de 57 millones de barriles/día o $913\ 000\text{m}^3/\text{día}$ [12]. Más de 50 billones de barriles de aguas residuales son generados cada año en miles de pozos en otros países productores de petróleo [21].

Como el agua constituye el componente que en mayor volumen se presenta, necesita ser desechada. Su disposición en la superficie en algunos casos puede salinizar y contaminar el suelo y el subsuelo, en otros casos su descarga en ríos, arroyos y lagos puede afectar la vida animal y vegetal y las fuentes de agua potable para el consumo humano. En caso de disponerlas en el subsuelo, puede contaminar las aguas subterráneas de valor comercial, en ambos casos trae como

consecuencia un gran impacto ambiental en el entorno natural. Por tal motivo es necesario someter el agua producida a tratamiento y a un monitoreo periódico antes de disponerla, ya que existe la preocupación de que los cationes que la misma posee son propensos a formar compuestos insolubles que tienden a obstruir la comunicación de los sistemas rocosos en caso de que se dispongan las aguas en el subsuelo; mientras que si se disponen en el mar se analizará fundamentalmente el contenido de aceites y grasas por el impacto que estos pueden provocar en el ecosistema marino.

Por lo anterior, se impone que para determinar el tipo de tratamiento y el método de disposición final adecuado será necesario realizar previamente el monitoreo de estas aguas fundamentalmente en los siguientes indicadores.

- Cationes: sodio, hierro total, bario, níquel, cadmio, cobre, cromo.
- Aniones: cloruros, sulfato.
- Otras propiedades: pH, Sólidos Suspendidos, Oxígeno Disuelto, Sulfuros, población Bacteriana, contenido de Hidrocarburos, Sólidos Disueltos.

La disposición de las aguas residuales constituye una temática que cada día cobra una mayor importancia, debido a que una mala disposición de las mismas puede provocar graves problemas ambientales. De esta forma, elegir el mejor método de tratamiento garantiza la adecuada disposición de las aguas. A continuación se plantean diferentes tipos de tratamiento utilizados a nivel mundial.

1.2.1 Métodos de tratamiento.

Las aguas residuales antiguamente se disponían de forma tal que causaban serios problemas ambientales. Los efectos de muchos de los problemas no fueron notados rápidamente, debido a la naturaleza de la descarga del producto (agua), y porque muchas de las descargas ocurrieron en zonas remotas y de poca población.

Por esta razón los métodos de tratamiento fueron estudiados exhaustivamente así como las consecuencias que podía conllevar el uso de los mismos, por lo que a nivel mundial han sido divididos en tres categorías: métodos no aceptables, aceptables pero no recomendados y recomendables.

- Métodos no aceptables:

Los métodos de disposición no aceptables incluyen cualquier tipo de descarga sin control y descargas controladas en zonas ambientalmente sensibles. Algunas de las prácticas inaceptables más comunes se presentan a continuación.

✓ Descarga controlada en la costa: la disposición de agua producida en la costa hacia el mar ha sido una práctica en algunos países durante años. Sin embargo ya se ha comprobado el gran impacto ambiental (en la biota en general) que puede provocar esta práctica en el ecosistema costero y marino, fundamentalmente en la zona de marea, estuarios y zonas pantanosas, lugares donde se desarrollan gran variedad de comunidades bentónicas. [25]

Las descargas controladas en zonas costeras son comunes, particularmente en los estados de Texas y Louisiana, Estados Unidos. Cada estado descarga casi 2 000 000 de barriles de agua en las regiones pantanosas costeras y en los estuarios salinos. Esta práctica se ha realizado durante muchos años y se empiezan a notar los efectos en las zonas. Estos efectos son, como es de esperar, más pronunciados en los cuerpos de agua que están semi-estancados, donde las corrientes son bajas y donde la reposición por marea es limitada.

Los efectos de las descargas controladas han sido la destrucción de comunidades bentónicas en las cercanías de las desembocaduras y la severa limitación de su crecimiento en zonas adyacentes a las mismas. También se ha observado la contaminación de criaderos de ostras y mariscos con fenoles y otras materias orgánicas, la concentración de metales pesados y niveles excepcionalmente altos de Radio 226 y Estroncio 90. [19]

✓ Disposición en el espacio anular del pozo: la adopción de este tipo de disposición de forma permanente, es también peligrosa desde el punto de vista ambiental, ya que normalmente hay poca información respecto al destino final de esa agua descargada hacia el subsuelo, que puede contaminar en gran medida los recursos hidrológicos de la región. [25]

- Métodos aceptables (no recomendables):

Existen otros métodos empleados mundialmente para la disposición de agua producida que son aceptados pero que, fundamentalmente, no son aceptables en lo que se refiere al medio ambiente. A medida que la opinión pública y la educación ejerzan presión sobre las empresas, los gobiernos a su vez presionarán a los operadores para que abandonen estas prácticas. En vista de la corta duración prevista para tales proyectos, se recomienda que no se inicien proyectos nuevos utilizando estas técnicas, a pesar de ser económicamente atractivos a corto plazo.

✓ Descarga costa afuera: la disposición de agua producida en el mar es un método aplicado en muchos países, donde el indicador más importante a controlar es el nivel de contaminación por hidrocarburos. La descarga al mar es permitida por la mayoría de las autoridades reguladoras y está sujeta generalmente sólo a controles del nivel de aceite y grasa contenidos en el agua. Estos niveles varían desde 30 mg/L en Australia hasta 40 mg/L en el Mar del Norte y el Golfo de México.

La descarga al mar ocurre normalmente en aguas profundas (más de 30m) y más allá de la profundidad en la que se crían y pescan mariscos. Existen pocos trabajos para determinar los efectos de estas descargas en aguas profundas en el océano abierto, aunque se ha notado algún deterioro y concentración de productos de descarga en las inmediaciones del punto de descarga. [19]

Para aplicar este método, en el caso de Cuba, es necesario la autorización de la Autoridad Ambiental y el Órgano Rector de las aguas marinas de la República de Cuba, para lograr parámetros de vertimiento acorde a los establecidos en los Convenios Internacionales que regulan la contaminación del mar y la Norma Cubana 521 del año 2001[22] para evitar con esto la afectación del ecosistema costero y marino.

✓ Evaporación: la evaporación se ha usado durante muchos años en muchas jurisdicciones. En Alberta, Estados Unidos, se permite colocar hasta 100 barriles/mes por instalación en una pileta, siempre que ésta sea impermeable y lo suficientemente grande como para almacenar la posible lluvia, y permitir su evaporación. Evidentemente, las restricciones de volumen hacen que este método de eliminación sea poco práctico, excepto

para situaciones a corto plazo, o para casos en que los volúmenes de producción y los volúmenes de agua esperados sean extremadamente bajos y las consideraciones económicas indiquen la bondad de la evaporación o el abandono del pozo.

La evaporación se emplea en áreas en que la evapotranspiración anual excede a la precipitación por una cantidad considerable y cuando los vientos predominantes contribuyen al efecto de secado. [19]

En realidad, este método es poco práctico y se recomienda cuando los volúmenes de agua son pequeños, baja la humedad ambiental, y cuando la piscina ha sido calculada teniendo en cuenta el volumen máximo de precipitaciones en la época de máximas precipitaciones. En caso de adoptarse este método, debe tramitarse el permiso con la Autoridad Ambiental correspondiente y adjuntar la documentación que se describe a continuación:

- ❖ Caracterización hidrogeológica de la región, calidad de las aguas subterráneas, profundidad de las mismas.

- ❖ Tipo de impermeabilización que tendrá la piscina para evitar posible infiltración de contaminantes en el subsuelo.

- ❖ Rangos de precipitación y evaporación histórica de la región.

- ❖ Programa de monitoreo de las aguas confinadas en la piscina.

- ❖ La piscina estará protegida con una cerca perimetral para evitar el acceso de personas y animales. [25]

- ✓ Disposición en cuerpos de aguas interiores: no se recomienda la disposición de agua producida en cuerpos de aguas interiores tales como ríos, lagos y represas. En tal caso, debe tramitarse el permiso con la Autoridad Ambiental y el Órgano Rector de las aguas interiores y cumplir con los parámetros establecidos en la Norma Cubana 27 del año 1999.[23]

- Métodos recomendables:

- ✓ Inyección en el yacimiento: consiste en la inyección del agua producida a través de pozos perforados, de tal manera que los fluidos inyectados sean transferidos a la zona de inyección que se desea y no migren dentro de las fuentes de agua subterránea.

Uno de los métodos existentes para el tratamiento y disposición del agua residual producida en la industria petrolera sin duda alguna es la reinyección en el yacimiento.

En Cuba un ejemplo práctico de este método lo constituye la inyección de las aguas residuales generadas en la actividad de perforación y explotación de pozos de petróleo de la Empresa de Occidente, donde las aguas que se generan en el yacimiento Canasí y en el centro colector de Yumurí, se trasladan mediante pailas y se disponen en un pozo de inyección del sector Canasí. [25].

A nivel mundial existen diversas experiencias, en EE.UU la Agencia de Protección Ambiental clasifica los pozos de inyección de aguas residuales en pozos de Clase II. Estos a su vez se subdividen en:

- Pozos de Clase II-R:recuperación secundaria
- Pozos de Clase II-D:de desecho
- Pozos de Clase II-H:almacenamiento de hidrocarburos

Volúmenes significativos de aguas residuales son inyectados en los Estados Unidos. Virtualmente todos los estados con operaciones de producción de petróleo y gas también tienen pozos de inyección de aguas residuales, y existen aproximadamente 170 000 pozos de Clase II en 31 estados. De ellos el mayor porcentaje de los pozos son utilizados para recuperación secundaria de petróleo o para la disposición de aguas residuales.

Las grandes compañías productoras de petróleo han conferido gran importancia a la inyección como una opción del manejo de las aguas residuales. A continuación se muestran algunos ejemplos de estados americanos que poseen gran cantidad de pozos de inyección.

- California tiene cerca de 25 000 pozos de inyección de aguas residuales. El volumen inyectado anual es de aproximadamente 1,8 billones de barriles, con el 20% para el desecho.
- Nuevo México ha dispuesto 903 pozos para la disposición, dentro de los cuales existen 264 activos. Aproximadamente 190 millones de barriles de aguas residuales son inyectados como desecho.
- Texas ha dispuesto 11 988 pozos de disposición, dentro de los cuales existen 7 405 activos. En el año 2000 aproximadamente 1,2 billones de

barriles fueron inyectados en formaciones no productoras y 1 billón de barriles en formaciones productoras. En resumen, operadores de estos tres estados inyectaron más de 4 billones de barriles de aguas residuales por año para la disposición de las mismas. [35].

Las operaciones de inyección se realizan en todo el país americano. Texas, Louisiana y Oklahoma constituyen estados donde operan compañías que se encargan de pozos inyectores. Los costos de desecho se encuentran entre \$0.30/bbl (pesos/barril) y \$10.00/bbl. En la mayoría de los casos, los costos son inferiores a \$1.00/bbl.

La evaporación de las aguas residuales es más ampliamente utilizada en Wyoming (siete compañías), seguido por Colorado (cuatro compañías), Utah (cuatro compañías) y Nuevo México (tres compañías). Los costos de desecho se encuentran entre \$0.40/bbl y \$3.95/bbl —una compañía en Colorado pide \$84.00/bbl. [36].

La presente investigación se centra en la reinyección del agua producida para su disposición, considerada esta opción como la que menos impacto ambiental provoca. Las mejoras que pudieran surgir en el factor de recobro del yacimiento serían consecuencia de esta aplicación.

Para aplicar este método de inyección en el yacimiento, será necesario llevar a cabo estudios detallados a partir de pozos existentes en la región, donde se evalúen las propiedades de las rocas, propiedades del fluido, ingeniería del yacimiento, el mantenimiento de la presión contra la inyección de agua, esquemas de inyección, efectos de distintas velocidades de inyección, variaciones de la inyección y de la conductividad del colector, a la vez que se tendrán en cuenta todos los requerimientos técnicos con el objetivo de evitar los posibles riesgos ambientales.

Entre las tantas ventajas que ofrece este método se encuentran que no provoca ninguna contaminación de las aguas del subsuelo, como tampoco genera contaminación de las aguas superficiales, tales como ríos, lagos y lagunas. A diferencia de otros métodos, el terreno donde se encuentren ubicados los pozos de inyección puede ser utilizado en labores agro-industriales u otras de orden social, se pueden manejar grandes volúmenes de agua residual, no hay posibilidad alguna de que las aguas costeras se vean afectadas. A pesar de que

este método constituye el más recomendable para la deposición de las aguas residuales presenta las siguientes desventajas:

- El agua producida debe ser compatible con los fluidos existentes en el yacimiento.
- La aplicación de este método se encarece debido a los altos volúmenes de agua a manipular, a la existencia y facilidades de pozos, bombas y al tratamiento previo de las aguas.
- Altos costos operativos por concepto de mantenimiento de equipos, combustibles, etc.[25]

La reinyección en el yacimiento conlleva un estudio detallado del mismo, donde se analizan las propiedades petrofísicas de las rocas colectoras, las propiedades de los fluidos y la capacidad de admisión del yacimiento.

1.3 Propiedades petrofísicas de las rocas colectoras.

Las rocas colectoras son porosas y permeables y la estructura está rodeada por barreras impermeables las cuales entrapan a los hidrocarburos. La disposición vertical de los fluidos en la estructura está gobernada por las fuerzas gravitatorias, de esta manera se encuentran el gas, el petróleo y el agua. [2]

Las características principales de un reservorio son: geometría (cierre y área), homogeneidad, efectividad de la roca sello, litología, espesor, porosidad, permeabilidad y saturación de petróleo. El 99% de los reservorios de gas y petróleo conocidos en el mundo se encuentran en rocas sedimentarias, por tanto las principales reservas de petróleo y gas están relacionadas con grandes cuencas de sedimentación. A pesar de eso cada reservorio o yacimiento es único ya que se puede considerar el yacimiento como el resultado final de veinte o veinticinco variables, de las cuales sólo unas pocas pueden determinarse por adelantado. [5, 6, 11]

La presencia de las rocas colectoras es una de las principales condiciones para la existencia de un yacimiento, por lo que se hace necesario el estudio de las propiedades petrofísicas de las mismas.

La obtención de los parámetros característicos del flujo a través del horizonte donde se quiere disponer constituye la información base para el análisis del proceso de inyección de agua en un reservorio.

1.3.1 Porosidad.

Indica la capacidad de almacenamiento de los fluidos que tiene la roca.

Esta puede medirse en por ciento o como un coeficiente que indicaría el volumen de poros dividido entre el volumen de rocas y esto indicaría la porosidad total, así como se refleja en la fórmula siguiente:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (1.1)$$

Donde: Φ = Porosidad total, %.

V_p = Volumen total de poros.

V_r = Volumen de roca.

No toda la porosidad contribuye en la entrega de petróleo, es por ello que se ha introducido el término de porosidad efectiva. La porosidad efectiva es el porcentaje del volumen de una roca que está compuesta de espacio poroso interconectado que permite el paso de los fluidos a través de ella.

La porosidad puede ser clasificada de acuerdo a su origen en primaria y secundaria. Una porosidad original es desarrollada durante la deposición del material y más tarde la compactación y la cementación la reducen a una porosidad primaria. La porosidad secundaria es aquella que es desarrollada por algunos procesos geológicos subsecuentes a la deposición de la roca. [9]

La porosidad primaria es usualmente granular o intergranular, y es desarrollada en la sedimentación original, durante la formación de las rocas,

La porosidad secundaria es desarrollada después del proceso de formación de la roca; por disolución de los carbonatos (calizas y dolomitas), por aguas subterráneas formando vórgulos; la diagénesis / dolomitización, fracturación por causas tectónicas, entre otras. La porosidad de fractura es generalmente considerada como la porosidad secundaria por excelencia, pero existen las otras mencionadas anteriormente. En ocasiones, se encuentran varios tipos de porosidad secundaria relacionados dentro de un mismo colector, por ejemplo, vórgulos de disolución interconectados por fracturas. [7]

1.3.2 Permeabilidad.

La permeabilidad es la propiedad que define a un medio poroso para transmitir fluidos, en otras palabras representa la conductividad de un fluido en un material en particular. Por analogía con los conductores eléctricos, la permeabilidad

representa el recíproco a la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos. [4]

La permeabilidad absoluta es la medida de la facilidad de un fluido (tal como agua, gas o petróleo) para fluir a través de una formación cuando la misma está totalmente saturada con este fluido.

La permeabilidad medida de una roca saturada con un solo fluido es diferente de la permeabilidad medida a la misma roca saturada con dos o más fluidos.

La permeabilidad efectiva es la medida de la habilidad de un solo fluido para fluir a través de una roca cuando otro fluido está presente en el espacio poroso de la misma. [9]

$$K = \left(\frac{q \cdot \mu}{A} \right) \cdot \left(\frac{x}{p} \right) \quad (1.2)$$

Donde: q : el flujo, cm^3/s .

μ : Viscosidad, $\text{mPa}\cdot\text{s}$.

x : Longitud, cm .

A : Área de la sección transversal, cm^2 .

p : Presión diferencial a través de la sección, atm .

Henry Darcy realizó los trabajos iniciales sobre la permeabilidad cuando investigó el flujo de agua a través de los filtros de arena, y por esta razón, la unidad de permeabilidad en la industria petrolera se conoce como Darcy (D), aunque generalmente se utiliza el milidarcy (mD). [21]

1.3.3 Movilidad.

La movilidad indica la facilidad con que un fluido se puede mover a través de un medio determinado, teniendo en cuenta la viscosidad del mismo.

$$M = \frac{k}{\mu} \quad (1.3)$$

Donde: M : Movilidad, mD/cp .

k : Permeabilidad, mD

μ : Viscosidad, cp .

1.3.4 Transmisibilidad.

La transmisibilidad es la relación existente del producto de la permeabilidad y el espesor efectivo entre la viscosidad del fluido; y sus unidades son Dcm/cp. Viene dado por la siguiente expresión:

$$T = \frac{k \cdot h}{\mu} \quad (1.4)$$

Donde: T : Transmisibilidad, Dcm/cp.

k : Permeabilidad, mD

h : Espesor efectivo, m.

μ : Viscosidad, cp.

1.3.5 Índice de Resistividad.

El índice de resistividad es la resistencia que ofrece la formación al paso de un fluido determinado y es inversamente proporcional a la permeabilidad. [28]

1.3.6 Compresibilidad de la roca.

Se entiende por compresibilidad la variación de unidad de volumen de la roca por unidad de presión que actúa sobre esta.

La relación que existe entre la compresibilidad de la roca y la compresibilidad del espacio poroso es:

$$Cp = \frac{Cr}{p} \quad (1.5)$$

Donde: Cp : compresibilidad del espacio poroso

Cr : compresibilidad de la roca

p : presión

El grado de compresibilidad de las rocas depende del tamaño de los granos, es decir cuánto más pequeño sean los granos, estos se dejan comprimir mejor y el espacio poroso entre ellos se reduce. [10]

1.3.7 Saturación.

La saturación de los fluidos es la propiedad que tienen los mismos de ocupar los espacios vacíos en las rocas. En la mayoría de las formaciones se cree que la roca se encontraba completamente saturada con agua antes de la invasión de petróleo. El petróleo no desplaza toda el agua del espacio poroso por lo que, para

determinar la cantidad de hidrocarburos acumulados en la formación es necesario determinar la saturación de fluidos de la roca.

$$S = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.6)$$

Donde: S : Saturación de fluido

V_f : Volumen de fluido

V_p : Volumen poros

Los poros de la roca pueden estar saturados por diferentes fluidos tales como agua, petróleo, gas y saturación irreductible. Esta última es el porcentaje del espacio poroso ocupado por agua intersticial inmóvil, ubicada sobre la zona de transición agua/petróleo o gas/petróleo y que no está disponible para ser ocupada por petróleo o gas. [9]

1.4 Propiedades de los fluidos.

Los poros de las rocas colectoras de los yacimientos de petróleo y gas contienen fluidos (gas, petróleo y agua), por lo que el análisis de las propiedades de los mismos constituye tema de especial interés. Entre las propiedades de los fluidos se encuentran la densidad, la viscosidad, la compresibilidad del petróleo y la mineralización de las aguas.

1.4.1 Densidad.

Se llama así a la relación que existe entre el peso de una sustancia y el volumen.

$$\gamma = \frac{W}{V} \quad (1.7)$$

Donde: γ - peso específico de la sustancia.

W - peso de la sustancia.

V - volumen de la sustancia.

La densidad, la gravedad específica o los grados API (API es la abreviatura de American Petroleum Institute) denotan la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. [5]

En la práctica se utiliza el peso específico relativo, es decir la relación del peso específico del petróleo y el peso específico de igual cantidad de agua. Por lo general el peso específico del petróleo es la característica principal y la más necesaria. En general el peso específico relativo del petróleo se encuentra entre

los límites de 0,83 a 0,93, sin embargo hay petróleos que son muy pesados por lo que su peso específico es mayor que 1 Kg/cm³, por otra parte hay clases de petróleos muy ligeros con peso específico de 0,70 a 0,75 Kg/cm³. [10]

1.4.2 Viscosidad.

La viscosidad es la propiedad del líquido o del gas de resistirse al desplazamiento interno de sus partículas en movimiento. La viscosidad de los petróleos crudos se mide en poise o centipoise (cp).

Viscosidad absoluta o dinámica

Donde:

$$\mu = \frac{Fy}{Av} \quad (1.8)$$

Donde: μ - viscosidad absoluta

F - fuerza que se le aplica a la placa

A - área de la placa en movimiento

Y_0 - distancia entre la placa

V_0 - velocidad de la placa

Viscosidad cinemática

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (1.9)$$

Donde: ν - Viscosidad cinemática

μ - viscosidad absoluta o dinámica

ρ - densidad

La viscosidad dinámica de los fluidos varía mucho con la temperatura, aumenta en los gases y disminuye en los líquidos; pero en unos y otros es independiente de la presión; por el contrario la viscosidad cinemática de los gases varía mucho con la presión y la temperatura, mientras que la de los líquidos prácticamente solo varía con la temperatura. En la práctica se utiliza mucho más la viscosidad cinemática.

La viscosidad del agua en las condiciones del estrato en la mayoría de los casos, es considerablemente menor que la viscosidad del petróleo, por esta razón, el agua tiene más movilidad que el petróleo. Con el movimiento conjunto en el estrato, el agua sobrepasa al petróleo y se mueve más rápido al fondo del pozo. La viscosidad del agua depende del grado de mineralización que esta tenga. [10]

1.4.3 Compresibilidad del petróleo.

La compresibilidad del petróleo es la propiedad que presentan los cuerpos materiales de disminuir su volumen cuando aumenta la presión ejercida sobre ellos. Es mucho mayor en los gases que en los líquidos y sólidos.

El factor de compresibilidad del petróleo es insignificante cuando la presión del reservorio es inferior a la presión de saturación porque es dominado por gas libre y el gas en solución. Sin embargo, la compresibilidad del petróleo debe ser tomada en cuenta e incluirla en la evaluación del reservorio por encima de la presión de saturación.

La compresibilidad del petróleo está en el rango de $3.5 \cdot 10^{-6}$ 1/psi y se obtiene directo en el laboratorio.

1.4.4 Mineralización de las aguas.

El agua es uno de los fluidos que se encuentra junto con el petróleo en el yacimiento. Los análisis químicos de las mismas constituyen una herramienta muy útil en la solución de problemas de producción de petróleo, tales como la identificación de la fuente de aguas intrusivas y el tratamiento para prevenir problemas de corrosión en recuperaciones primaria, secundaria y terciaria. Es imposible entender el proceso de acumulación de petróleo sin estudiar la naturaleza de dichas aguas. [9]

La composición de las aguas cambia con la profundidad y de forma lateral en el acuífero. Los cambios pueden ser producto de la intrusión de aguas de otro origen y por la descarga del acuífero. Por esta razón es difícil de obtener una muestra representativa de determinadas aguas. Una sola muestra es una pequeña parte de la masa total, la cual puede variar ampliamente en su composición. Por eso se hace necesaria la toma de varias muestras para su análisis. [33]

La composición química de una muestra de agua residual no necesariamente coincide con la composición de la formación. Por ejemplo, varias sustancias disueltas en las aguas residuales pueden reaccionar con la roca u otros fluidos que contenga la formación y traer consigo indeseables consecuencias. Antes del inicio de una operación de inyección, es importante analizar los componentes de las aguas con el propósito de evitar reacciones químicas que formen precipitados. Si se hace necesario, los tratamientos químicos pueden minimizar reacciones indeseables. [20]

Las compañías petroleras analizan las aguas de los yacimientos para determinar los principales componentes inorgánicos disueltos. Estos son usualmente sodio, calcio, magnesio, cloruro, bicarbonato y sulfato. Los datos analíticos son usados en estudios tales como identificación de las aguas, tratamiento de las mismas, impacto ambiental, exploración geoquímica y recuperación de minerales. [13]

La presencia de cationes y aniones en las aguas puede causar solubilidad, acidez y cambios en el potencial redox, así como la precipitación y adsorción de algunos componentes. Los principales cationes presentes son sodio, calcio y magnesio. Las concentraciones de estos iones pueden variar desde valores inferiores a los 1 000 mg/L a más de 30 000 mg/L para el calcio y/o magnesio.

Otros cationes que frecuentemente se encuentran en concentraciones superiores a 10 mg/L son potasio, litio y bario. Algunas aguas contienen concentraciones en exceso de 10 mg/L de aluminio, hierro, plomo, manganeso y zinc. [13, 20,26]

A continuación se relacionan algunos de los principales cationes presentes en las aguas así como los problemas que su presencia puede traer consigo:

- Calcio: los cationes calcio son componentes principales de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El catión calcio se combina fácilmente con los aniones bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar compuestos insolubles.
- Magnesio: los cationes magnesio se presentan en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio.
- Sodio: es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35 000 mg/L. El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua no apta para el consumo humano o de animales y es a menudo fatal para la vida vegetal.
- Hierro: se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El catión hierro III también se combina con los sulfatos y materia orgánica para formar un lodo de hierro y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes.

- Bario: es uno de los metales pesados y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aún en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. El bario se queda en la superficie por mucho tiempo y se debe evitar la descarga en la superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas, y tienden a concentrarse en la población marina (crustáceos, camarones, etc).
- Estroncio y Radio: pueden ser radiactivos y pueden concentrarse en moluscos tales como las ostras. También pueden formar costras, pero generalmente solo se encuentran como trazas en productos de calcio. [19]

El principal anión en la mayoría de las aguas de los yacimientos es el cloruro. La concentración de cloruro puede variar desde 10 000 hasta valores superiores a 200 000 mg/L. Aunque pueden existir excepciones de aguas que pueden tener mayores concentraciones de bicarbonato que de cloruro. [8]

La mayoría de las aguas también contienen bromuro y yoduro. Las concentraciones para estos aniones pueden variar desde 50 mg/L hasta más de 6,000 mg/L para el bromuro y desde valores inferiores a 10 mg/L hasta mayores que 1 400 mg/L para el yoduro. [13]

Algunos de los problemas que pueden causar los principales aniones presentes en las aguas se describen a continuación:

- Cloruro: es casi siempre uno de los componentes principales de las salmueras. El problema principal que ocasiona el anión cloruro es que la corrosividad de la salmuera aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. Además el contenido de cloruro generalmente es demasiado elevado para que el agua sea utilizable como agua potable para los seres humanos o el ganado y es muchas veces lo suficientemente elevado como para matar la mayor parte de la vegetación.
- Carbonato y bicarbonato: pueden formar costras insolubles.
- Sulfato: también forman costras pero además son la "fuente alimenticia" para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H₂S en el yacimiento. [19]

Teniendo en cuenta las concentraciones de cationes y aniones en disolución que contengan las aguas se puede determinar el grado de mineralización de las mismas. En dependencia de su resultado [24], se pueden clasificar en:

- Sulfato- Sódica
- Hidrocarbonatada-Sódica
- Cloro –Cálcica
- Cloro- Magnésiana

Existen otros parámetros que se determinan en el laboratorio tales como:

- pH: es una medida de acidez o alcalinidad. Este parámetro es importante en la formación de costras - la tendencia a formar costras disminuye con pH más bajos - y en el efecto del agua sobre la flora y fauna. Un pH neutro es de 7,0, con un rango entre 6,5 y 7,5 para aguas naturales. El agua con un pH fuera de este valor conduce a la degradación de la vegetación y a la mortandad de los peces, aunque se informa que hay especies de peces que sobreviven a pH entre 5 y 8,5. El pH puede cambiar rápidamente una vez que se toma la muestra y de ser posible, deberá medirse en el lugar.
- Contenido de Sólidos en Suspensión: es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado, y este valor se usa para estimar la tendencia de taponamiento de los sistemas de inyección. Generalmente se usa un filtro con poros de $0,45\mu$ de diámetro.
- Sólidos Totales: es el residuo de la evaporación.
- Contenido de Petróleo: es la cantidad de petróleo disperso en el agua producida. Muchas veces se ve como iridiscencia sobre las aguas donde se elimina o derrama, y causa severos problemas. Estos incluyen la toxicidad para los peces, la reducción de la aireación, sabores y olores y la interferencia con las plantas de tratamiento de agua. Si se descarga el agua en la superficie es un problema estético y a menudo tóxico para los mamíferos marinos y para las aves. En pozos de inyección puede causar emulsión en la formación. [19]

1.5 Capacidad de admisión.

La capacidad de admisión de los reservorios va a estar condicionada por los volúmenes que se han extraído del mismo, el daño que sufren las formaciones geológicas y la presión de admisión.

La facilidad con que el yacimiento asimile los volúmenes de agua residual a depositar guarda una estrecha relación con la extracción acumulada del sector hasta el momento de la inyección, al igual que dependerá en gran medida de las cantidades de agua que se desean desechar, pues el agua inyectada y/o dispuesta saturaría el área drenada del yacimiento. De igual forma se debe tener en cuenta la geometría del mismo, pues las áreas de disposición dependen de esta.

La geometría del reservorio se define cuando las formas, fronteras, arquitectura interna (heterogeneidad), distribución y volumen de fluidos contenidos en el reservorio resultan conocidos o al menos se conocen aproximadamente.

Como consecuencia de los trabajos durante la perforación, la naturaleza de las formaciones, así como las reacciones rocas/fluido y fluido/fluido se crean restricciones tanto al flujo de petróleo y gas desde la formación al pozo, como ciertas restricciones a la admisión en el caso del proceso de inyección. Esta restricción al flujo se denomina daño a la formación y es definido mecánicamente como una zona de espesor infinitesimal que crea una caída de presión en la cara de la arena y afecta la permeabilidad de la zona en cuestión.

Se pueden clasificar como:

- Daños mecánicos
- Hinchamiento de las arcillas (por inyección de agua no compatible)
- Bloqueo por emulsiones (agua–petróleo)
- Bloqueo por agua
- Bloqueo por asfaltenos y parafinas
- Petróleo pesado desgasificado

El daño puede ser eliminado mediante el tratamiento químico (ácido, surfactante u otros) lo que permite al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción. [30]

La facilidad con que la formación asimile los volúmenes que se desean disponer sin duda alguna va a depender de la presión de admisión, que es la presión a la cual un colector comienza a admitir una determinada cantidad de fluido sin devolverlo y sin llegar a la presión de fractura. La presión de fractura se define como la presión máxima que una formación puede soportar antes de su fracturación. [34]

1.6 Simulación numérica

La simulación de un reservorio se refiere a la construcción y operación de un modelo que asume el comportamiento actual del reservorio. El modelo puede ser físico o matemático. Un modelo matemático es una serie de ecuaciones, que sujetas a ciertas suposiciones, describe el proceso físico activo en el reservorio. Aunque al modelo obviamente le falta la realidad del petróleo o el gas, el comportamiento de un modelo válido simula (asume la presencia de) lo que ocurre en el reservorio. [32]

El propósito de la simulación es la estimación del comportamiento de un reservorio bajo uno o más esquemas productivos. La observación del mismo bajo diferentes condiciones ayuda en la selección de un conjunto óptimo de condiciones productoras para el reservorio.

Las herramientas de la simulación de un reservorio varían desde la intuición y el juicio de un ingeniero hasta un complejo modelo matemático que requiere el uso de ordenadores. [9]

Entre las aplicaciones de la simulación se encuentran:

-  Determinación del comportamiento de un yacimiento bajo un proceso de inyección particular o agotamiento natural.
-  Evaluación de las ventajas de un proceso de inyección de agua de flanco contra un proceso de inyección por arreglos.
-  Determinación del efecto de la ubicación de los pozos y el espaciamiento.
-  Investigación del efecto sobre el recobro de variaciones en las tasas de inyección y/o producción.
-  Investigación del efecto sobre el recobro de la perforación interespaciada.

[30]

1.6.1 Tipos de modelos.

Diferentes tipos de modelos de simulación son usados para describir los diferentes mecanismos asociados a los procesos de recuperación. Los tipos de modelos más ampliamente usados se muestran a continuación.

 **Simulador Avanzado de Yacimientos Gasíferos/Petrolíferos (IMEX):** constituye una nueva generación de simuladores de petróleo negro implícitos/explicitos adaptivos de Grupo de Modelaje Computacional (CMG), la cual incluye características tales como el refinamiento del enmallado local, la administración global de pozos, la opción seudomiscible, la inundación de polímeros, pozos horizontales, doble porosidad/doble permeabilidad, enmallados flexibles entre otras. IMEX fue desarrollado con el fin de simular el agotamiento primario, la conificación, la inyección de agua, gas, solvente y polímeros en yacimientos de porosidad única y de porosidad doble. IMEX es un simulador trifásico de petróleo negro que cuenta con términos de gravedad y capilares. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable y de espesor variable. Es posible realizar configuraciones bidimensionales y tridimensionales con cualquiera de estos sistemas de enmallado. La aparición y desaparición de la fase gaseosa se maneja mediante la sustitución de variables. [15]

 **Simulador Avanzado de la Composición de Yacimientos (GEM):** constituye un simulador de composición de ecuación de estado general avanzado de CMG, el cual incluye tales opciones como la ecuación de estado, doble porosidad, CO₂, gases miscibles, petróleo volátil, condensado de gas, pozos horizontales, la administración de pozos, el comportamiento de fases complejas entre muchas otras. GEM fue desarrollado con el fin de simular los efectos de la simulación de fluidos del yacimiento durante los procesos de recuperación primaria y mejorada de petróleo. GEM constituye un simulador composicional eficiente y multidimensional de la ecuación de estado con la capacidad de simular todos los mecanismos importantes del proceso de inyección de gas miscible, es decir, la vaporización y el hinchamiento de petróleo, la condensación de gas, la viscosidad y

reducción de la tensión interfacial y la formulación de un banco de solvente miscible a través de contactos múltiples. [14]

 Simulador Avanzado de Procesos y Aplicaciones Térmicas para Yacimientos (STARS): constituye la nueva generación de simuladores de procesos avanzados para yacimientos de CMG, la cual incluye opciones tales como la inyección de agentes químicos/polímeros, aplicaciones térmicas, inyección de vapor, pozos horizontales, doble porosidad/permeabilidad, enmallados flexibles, combustión in situ, entre otras. STARS fue desarrollado con el fin de simular la inyección de vapor, vapor con aditivos, la combustión en seco y en húmedo, además de numerosos tipos de procesos con aditivos químicos, al emplear una gama amplia de modelos de enmallado y porosidad tanto a escala de campo como de laboratorio. STARS es un simulador trifásico de múltiples componentes de aplicación térmica e inyección de vapor. Los sistemas de enmallado pueden ser Cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/espesor variable. Con cualquiera de estos sistemas de enmallado son posibles las configuraciones bidimensionales y tridimensionales. [16]

1.7 Conclusiones parciales del capítulo.

Después de realizar una búsqueda exhaustiva de la bibliografía necesaria para la confección de este capítulo y comentar los tópicos de mayor importancia para el desarrollo de la presente investigación, se llegan a las siguientes conclusiones parciales:

- La inyección de agua residual en el yacimiento es el método de tratamiento más recomendable para la disposición de la misma.
- El estudio de las propiedades petrofísicas de las rocas colectoras es de suma importancia para determinar la capacidad de admisión del reservorio.
- El modelo de simulación numérica IMEX es el idóneo para simular la inyección de agua residual en un yacimiento.

Capítulo II. Materiales y métodos.

El mayor residuo en la producción de petróleo y gas y durante la vida de casi todos los pozos y yacimientos es el agua. Este subproducto es conocido como salmuera de yacimiento petrolífero, agua salada, agua producida o agua residual. La producción de agua, históricamente, ha promediado seis veces la producción de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros y alcanza en el caso de estudio una producción de 10m^3 por cada 27m^3 de petróleo.

2.1 Caracterización geológica del yacimiento Cantel Serpentina.

El yacimiento Cantel Serpentina ha sido denominado de esta forma de acuerdo con la formación geológica y la zona en la cual se ubica el mismo. Desde el punto de vista geológico el yacimiento se ubica en la parte sur de la zona miogeosinclinal al norte de Cuba, a la cual se superpone la depresión marginal del norte de Cuba. Esta zona pertenece desde el punto de vista tectónico a la zona estructural fascial interior del miogeosinclinal, se caracteriza por la presencia de recubrimientos, mantos o chariajes, y forma parte de la denominada zona de recubrimiento tectónico y la misma se diferencia en las siguientes placas:

- Placa para-autóctona ($K_1^{\text{ne}}\text{-}J_3^{\text{th}}$ yacimiento Varadero)
- Placas alóctonas miogeosinclinales ($K_1^{\text{ab-ap}}$ yacimiento Varadero Sur, Guásimas, Camarioca)
- Placa eugeosinclinal alóctona, Bacuranao($K_1^{\text{ap-ab}}$ yacimiento Cantel Serpentina y Camarioca Sur)

Además en el corte entran las formaciones neo-autóctonas/orogénicas K_2^{ma} –Pg postorogénico. [29]

2.3.1 Estratigrafía.

Desde el punto de vista estratigráfico y de las placas tectónicas en el corte de la zona, han sido descubiertos los siguientes complejos:

- Para-autóctona ($J_3\text{-}K_1^{\text{ab}}$)recubierto por rocas de edad $K_2^{\text{cp-ma}}$
- Alóctono miogeosinclinal(placas inferior y superior) $K_1^{\text{ap}}\text{-}K_2^{\text{tu}}$
- Alóctono eugeosinclinal ($K_1^{\text{ap}}\text{-}K_2^{\text{tu}}$)
- Orogénico ($K_2^{\text{cp-m}}$)

- Neautóctono(Pg₂-Q)

Alóctono miogeosinclinal (K₁^{ap}-K₂^{tu})

En la constitución de esta secuencia entran los depósitos de edad K₁^{ap-ab}, constituida en general por calizas pelitomórficas en capas finas, brechadas, silicificadas, con intercalaciones de pedernal, rocas silíceo-arcillosas. Sobre estos depósitos yacen (aunque no en todos los lugares) los depósitos de edad K₂^{cm-tu} constituidos por calizas fragmentarias y se diferencian de los depósitos de edad K₁^{ap-ab} por un mayor aporte de material terrígeno y una fauna más joven. Sobre estos depósitos yace una secuencia de rocas olistostrómicas, constituidos por brechas conglomeráticas de cemento arcilloso con fragmentos de serpentinas, gabros, diabasas y fragmentos calcáreos.

Alóctono eugeosinclinal

Los sedimentos de este complejo yacen a través del sobreescurrecimiento eugeosinclinal sobre los depósitos (K₁^{ap}-K₂^{tu}) de la secuencia miogeosinclinal y se les atribuye la edad K₁^{ap-ab}. Están constituidos por brechas conglomeráticas de cemento arcilloso de origen tectónico. En este complejo se han podido diferenciar dos tipos principales de cortes, uno fundamentalmente serpentinitico y otro en el que predominan las rocas básicas y ultrabásicas, fundamentalmente gabros y diabasas.

Neautóctono

En este complejo se individualizan dos secuencias: secuencia orogénica y secuencia post-orogénica.

Sobre los sedimentos de la placa eugeosinclinal alóctona K₁^{ap-ab}, yacen transgresivamente los depósitos de edad K₂^{cp-ma}-Pg₂ perteneciente a la denominada secuencia terrígena –serpentinitica, la cual está constituida por arcillas, aleurolitas, calizas fragmentarias pelitomórficas, la cual constituye la secuencia orogénica neo-autóctona con un espesor que oscila entre 100 y 300m. En estos sedimentos son frecuentes los clastos de rocas serpentiniticas, rocas básicas y ultrabásicas de la secuencia ofiolítica. [29]

2.3.2 Tectónica.

De acuerdo con el esquema tectónico de las cuencas gasopetrolíferas en Cuba [27], el área del yacimiento Cantel se ubica en la denominada zona de recubrimiento tectónico. Desde este punto de vista, en la misma se localizan los siguientes pisos estructurales (Anexo I)

- Placa para-autóctona
- Placas miogeosinclinal alóctonas
- Placas eugeosinclinal alóctonas
- Piso neoa autóctono

De los pisos estructurales anteriormente mencionados y conocidos en el área por datos de pozos, solo se referirán los aspectos estructurales del piso alóctono eugeosinclinal, pues constituye el piso donde se encuentran los depósitos de hidrocarburos de la zona.

Con el comienzo de la fase preorogénica (K_2^{co-st}) simultáneamente con la acumulación de la secuencia vulcanógena-sedimentaria, en la fosa eugeosinclinal comienza la formación del sobreescurrecimiento eugeosinclinal, es decir comienza el recubrimiento de los depósitos miogeosinclinales por la secuencia eugeosinclinal, como consecuencia de los movimientos horizontales que se continuarán durante el período orogénico (K_2^{ma} -Pg), tal que la estructura interna de la placa ,es sumamente difícil de establecer, siendo controlada parcialmente por el paleorelieve existente de las rocas de la placa alóctona miogeosinclinal, adquiriendo a menudo carácter olistostrómico , pero que no han podido ser contorneados totalmente, de esta forma, la existencia de formas positivas de máxima deformación, han permitido la detección de zonas colectoras buenas productoras, características del yacimiento. [29]

2.2 Descripción del proceso de tratamiento de agua residual.

El flujo del agua residual desde las instalaciones de tratamiento de petróleo consiste en:

- agua separada del petróleo en la batería central.
- agua libre separada del petróleo crudo en las instalaciones agrupadas en el campo

- agua proveniente del proceso de desalación; el lavado del ablandador de agua y corrientes de regeneración desde las instalaciones del tratamiento de alimentación de calderas; purgas de calderas y retornos del condensado contaminado desde el intercambiador de calor del petróleo crudo.

Es de suma importancia que las aguas residuales inyectadas sean compatibles con la formación, para prevenir la inundación del pozo o daño al equipo. Por esto se hace necesario tratar el agua previamente a la inyección para controlar el exceso de sólidos, petróleo disuelto, corrosión, reacciones químicas o el crecimiento de microorganismos.

Estas aguas son tratadas en la planta de residuales de la batería central, la cual está dividida en dos etapas: la primera con el objetivo de eliminar el mayor contenido de hidrocarburos, mediante un sistema de separación gravitacional, donde se logra como producto final un agua con una temperatura de 70°C con un contenido de 7 a 8 mg/L de petróleo, de 300 a 350 mg/L de sólidos suspendidos y de 1 200 a 1 500 mg/L de sulfuro disuelto.

La segunda etapa de tratamiento tiene como objetivo disminuir el contenido de sólidos en el efluente del tratamiento de residuales líquidos, por mediación de un filtrado mecánico.

Estas dos etapas presentes en la planta del tratamiento primario de los residuales, no constituyen la solución definitiva a los problemas confrontados con la disposición de estos efluentes, por lo que se hace necesario incorporar una tercera etapa a las dos ya existentes, la misma tendría como objetivo fundamental la eliminación de los sulfuros disueltos en el agua.

2.3 Selección del área para la inyección. Aspectos a considerar.

Con el propósito de seleccionar un área para la inyección de aguas residuales el yacimiento es estudiado detalladamente para asegurar de que es apto. No todos los yacimientos pueden recibir inyección de agua y este factor debe reconocerse de inmediato.

Los datos para el estudio completo del yacimiento se obtienen a partir de los pozos productivos existentes y deben incluir:

Propiedades de las rocas:

- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Heterogeneidad del yacimiento.
- Saturaciones iniciales.

Propiedades del fluido:

- Viscosidad.
- Movilidad.
- Compatibilidad.
- Saturaciones irreducibles.

El estudio del yacimiento considera:

- Efectos de la gravedad.
- Potencial para la canalización del agua a través del petróleo.
- El mantenimiento de la presión durante la inyección de agua.
- Diferentes esquemas de inyección.
- Efectos de distintas velocidades de inyección.
- Variaciones de inyectividad y de conductividad.

Finalmente, el estudio debe producir una serie de pronósticos para diferentes situaciones de inyección.

2.4 Caracterización física del sistema roca-fluido.

2.4.1 Caracterización litológica de los horizontes productivos.

El yacimiento Cantel Serpentina desde el punto de vista litológico (Anexo II), se caracteriza por la presencia de dos tipos principales de cortes: un corte serpentinitico y otro corte en el que predominan las rocas básicas, ultrabásicas fundamentalmente gabros y diabasas (denominadas también corte vulcanógeno).

La acumulación petrolífera yace en las rocas colectoras de origen volcánico y auto metamórfico, que como consecuencia de los procesos tectónicos, adquirieron características favorables para ser saturadas de hidrocarburos. De esta manera la formación del yacimiento se asume como consecuencia de la migración secundaria de hidrocarburos desde depósitos subyacentes.

El corte productivo se encuentra conformado por la secuencia serpentinitica, la cual está representada fundamentalmente por fragmentos de rocas de

serpentinitas apoharzburgíticas y apohertzolíticas de serpentinas, de color verde intenso con raros fragmentos de rocas tobáceas, gabros areniscas, aleurolitas y raras veces algunas rocas carbonatadas. Esta secuencia serpentinitica aparece dividida en dos capas: S₁ y S₂, separadas por una intercalación arcillosa, cuyo espesor medio varía entre 20-60m, aunque en ocasiones desaparece o es imposible de diferenciar. [29]

2.5 Determinación de los parámetros petrofísicos.

2.5.1 Porosidad y saturación.

Para la obtención de los parámetros de acumulación, porosidad y saturación de las rocas del objetivo "S" del área Cantel Serpentina, se toman para este estudio los mismos valores que se obtuvieron para la realización del Esquema General para la Puesta en Explotación del Yacimiento Cantel Serpentina [29], donde fueron procesados todos los materiales geofísicos de pozos, el cual contó en general de los siguientes complejos:

- Sondeo Eléctrico Lateral, escala:1:200(SEL)
- Laterolog ,escala:1:200(LL)
- Ganma y neutrón-gamma (n), escala:1:200 y 1:100
- Microsonda ,escala:1:200

Fueron interpretados un total de 32 pozos, los cuales fueron utilizados como puntos de referencia para los polígonos de zonificación, se obtuvieron valores para cada uno de los pozos según la expresión:

$$mt = \frac{\sum mt_i \cdot hef_i}{\sum hef_i} \quad (2.1)$$

Los valores así obtenidos, oscilaron entre 13% y 26 %, para los pozos ubicados en el interior del contorno de la zona petrolífera confirmada.

En cuanto a la saturación de hidrocarburos también se tomaron los valores del Esquema de Explotación donde se aplicaron dos variantes:

- Balance de porosidades. Para la aplicación de este método, se determinó inicialmente el valor de la porosidad aparente Pa según la expresión:

$$Pa = m \sqrt{\frac{\rho a_i}{\rho r}} \quad (2.2)$$

Donde: m = exponente de cementación. (Se tomó 2)

ρ_{a_i} = resistividad del agua de capa (Se tomó 0.21)

ρ_{a_r} = resistividad real obtenida por LL, SEL, o por los monógrafos para curvas normales gradientes y a continuación se determinó el valor de la saturación de hidrocarburos.

$$S_{pg} = \frac{m_t - \rho_a}{m_t} \quad (2.3)$$

Los valores así determinados, representaron valores medios de la S_{pg} para el sistema poroso, primario y secundario.

- Método de las líneas radiales. Para la obtención de la S_{pg} , por este método se planteó el gráfico:

$$\sqrt{\frac{1}{\rho}} \text{ vs } m_t \quad (2.4)$$

Del cual se obtuvieron las S_{pg} de acuerdo con la ubicación relativa de cada uno de los pozos, en base a estas interpretaciones los valores de S_{pg} obtenidos, oscilaron entre 50-80%.

Se realizaron algunas correcciones con el objetivo de obtener resultados que permitieron obtener una imagen más real sobre los parámetros colectores del horizonte, se corrigieron tanto los valores de porosidad como de saturación de petróleo y gas, cuyos resultados se procesaron estadísticamente.

Tabla 2.1: Tipo de colector.

TIPO DE COLECTOR	SISTEMA			
	PRIMARIO		SECUNDARIO	
	POROSIDAD (Φ_1)	SATURACION Spg1	POROSIDAD (Φ_2)	SATURACION Spg1
Fracturado	18,34	55	3,25	0,75
Fract/ Poroso	17,9	55	2,5	0,75
Poroso	16	55	0	-

Para la obtención de la porosidad primaria Φ_1 , se utilizó la expresión:

$$\Phi_{Total} = \Phi_2 + (1 - \Phi_2) \cdot \Phi_1 \quad (2.5)$$

Para la obtención de las porosidades secundarias fueron utilizados los valores determinados por las investigaciones hidrodinámicas, por otra parte para la determinación de la saturación de hidrocarburos, del espacio poroso secundario, se utilizó la expresión:

$$S_{pg} = \frac{\phi S p_2 + (1 - \phi_2) \phi_1 S p_1}{\phi_2 + (1 - \phi_2) \phi_1} \quad (2.6)$$

2.5.2 Movilidad y permeabilidad.

La obtención de los parámetros característicos del flujo, a través del horizonte productivo constituye la información base para el análisis del proceso de explotación, proyección del período futuro así como la inyección de aguas residuales.

Estos valores se toman al igual que en el caso de los parámetros colectores del Esquema de Explotación del Yacimiento donde para la determinación de la movilidad (k/μ , mD/cp), permeabilidad (k, mD), fueron procesadas en aquel entonces las curvas de recuperación (CRP) y de estabilización (CEP). Para el procesamiento de dichas curvas fueron aplicados los modelos de flujo lineal, desarrollados para colectores fracturados, los modelos de flujo radial modificados para los colectores con desarrollo significativo de las fracturas.

Con relación a las magnitudes características de cada uno de los parámetros que se analizan, se debe señalar que tal como era de esperarse dado el tipo de acumulación, el rango de variación es realmente amplio, de esta manera los valores de movilidad (k/μ , mD/cp), oscilan entre valores de 0,1 mD/cp – 11 mD/cp lo cual tiene su explicación en una intensa fracturación vertical.

2.6 Propiedades del agua en el yacimiento Cantel Serpentina.

Los análisis de agua en el yacimiento se realizan con el objetivo de determinar su composición química y por ende su clasificación. De esta manera se puede establecer la compatibilidad de dichas aguas con las que se desean disponer.

Un buen análisis carece de valor si el agua que se analiza no es representativa del agua del sistema. Por esta razón los análisis de agua que se llevan a cabo en la EPEP Centro constituyen un muestreo representativo del área de estudio. Para ello se utilizan botellas de muestras de vidrio, con un volumen mínimo de 300mL, las cuales se toman de la mayor cantidad de pozos, de forma tal que se logre un contorno del área que ocupa el yacimiento. Las muestras se despachan con una descripción completa, donde se asienta cuándo y dónde fue obtenida la muestra, bajo que condiciones de temperatura y presión y otros datos pertinentes.

Los análisis se realizan en el laboratorio central de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro por químicos analíticos expertos. Dicho laboratorio se encuentra acreditado por la norma 17 000-25 del año 2006 "Requisitos generales de laboratorios de ensayo y calibración", y para la determinación de los principales iones utiliza diversos métodos:

- Calcio: método titrimétrico EDTA (ácido etilendiamidotetraacético).
- Magnesio: determinación directa. Se estima como la diferencia entre la dureza y la concentración de Calcio en el Carbonato de Calcio (CaCO_3).
- Sodio: método de llama fotométrico.
- Potasio: método de llama fotométrico.
- Cloruros: método argentométrico. Mediante valoración con nitrato de plata.
- Sulfatos: método turbidimétrico.
- Carbonatos: se estima por la relación de alcalinidad total y parcial.
- Hidrogenocarbonatos: se estima por la relación de alcalinidad total y parcial.

Muchas de las propiedades que son de mayor preocupación solo pueden determinarse con mediciones "in situ" (en el campo). Un análisis completo por lo tanto involucra mediciones tanto "in situ" como en el laboratorio.

En la presente investigación, se determina en las muestras analizadas la concentración de cationes y aniones presentes, la conductividad, concentración de hidrógeno y sólidos suspendidos.

Con el objetivo de determinar la clasificación de las aguas residuales se utilizan dos criterios de clasificación: el Diagrama de Stiff y el Diagrama de Sulling.

Para realizar el Diagrama de Stiff se determinan las concentraciones de los cationes y aniones del compendio de las aguas resultantes de la planta de tratamiento de residuales (ANEXO III), y se clasifican según las relaciones que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 2.2: Determinación de los tipos de agua

	Na/Cl %Equivalente	Na-Cl/SO4 %Equivalente	Cl-Na/Mg %Equivalente
Tipo de Agua			
Sulfato- Sódica	>1	<1	<0
Hidrocarbonatada- Sódica	>1	>1	<0
Cloro -Cálcica	<1	<0	>1
Cloro- Magnesiana	<1	<0	<1

Cuando se obtiene la clasificación de las aguas residuales se comparan con las aguas del yacimiento Cantel Serpentina Bloque Este (ANEXO IV), mediante el gráfico de Stiff. Se seleccionan dos muestras de aguas patrón de comparación y se procede a precisar la pertenencia o fuente del agua analizada.

Para realizar el Diagrama de Sulling se toman las concentraciones de los cationes y aniones de las muestras analizadas y se determina su clasificación según las relaciones anteriores y se plotean en el Diagrama de Sulling. En el caso de estudio se toman doce muestras de aguas residuales de diferentes fechas (ANEXO V) y se comparan con el agua del yacimiento.

2.7 Confección de mapas.

El uso de mapas constituye una herramienta útil para la evaluación de diferentes parámetros en el yacimiento, pues da idea de cómo se comportan dichos parámetros en el área y permite extrapolarlos en regiones donde se carece de datos.

Con el objetivo de estudiar la capacidad de asimilación de aguas residuales del Bloque Este del Yacimiento Cantel Serpentina se confeccionan diferentes tipos de mapas de escala 1: 500. Primeramente se agrupan mediante tablas los valores de los diferentes parámetros a mapear (ANEXO VI), y con el apoyo del programa Surfer versión: 8.0, se crean diferentes GRID (Red de valores). Se establece una

frontera para delimitar el área de estudio y mediante el método de Mínima Curvatura se extrapolan los valores en áreas del yacimiento donde no existen pozos perforados y finalmente se confeccionan los mapas de distribución de los diferentes parámetros, con el objetivo de estudiar las variaciones de los mismos.

La relación de los mapas confeccionados se muestra a continuación:

- Mapa de distribución de la porosidad.
- Mapa de distribución de la movilidad.
- Mapa de distribución de los espesores efectivos.
- Mapa de distribución de la extracción acumulada.
- Mapa de distribución de las pérdidas.
- Mapa integrado de la distribución de la extracción acumulada y pérdidas.

2.8 Simulación numérica.

Para establecer un modelo de simulación se tienen en cuenta las dimensiones en el espacio, el tipo de porosidad del yacimiento, el tipo de fluido presente y la solución del modelo de simulación.

El modelo de simulación seleccionado constituye un modelo en tres dimensiones (3D) donde existen variaciones del espesor y variaciones de las propiedades en la vertical, es un sistema de doble porosidad pues tiene un sistema fracturado y la producida por las fracturas, el tipo de fluido es petróleo negro muy viscoso sin intercambio con otros fluidos, y la solución es implícita, donde existen grandes variaciones de la presión en el tiempo.

2.8.1 Bases geólogo-físicas para el establecimiento del modelo de simulación.

Para la selección y desarrollo del modelo numérico del yacimiento se toman en consideración los aspectos fundamentales que caracterizan el régimen energético del yacimiento.

- El yacimiento es cerrado, es decir no existen fuentes energéticas externas al mismo, y se consideran los dos bloques del yacimiento hidrodinámicamente independientes, es decir el régimen de explotación primario-elástico, aunque existe una fuente semi-implícita pues existe una comunicación de la serpentina con la caliza.

- Se consideran las capas serpentina1 y serpentina2, como un objetivo único de explotación.
- El comportamiento de la variación del coeficiente de compresibilidad con la presión es tomado en consideración dado el grado intenso de fracturación y el alto grado de elasticidad de las capas, ya que el mismo es alto en el caso de las fracturas y bajo para la matriz.
- Dado el grado intenso de fracturación de la roca y de acuerdo con la información existente, es evidente que la matriz debe estar afectada de un microfracturamiento intenso, aunque la configuración de las curvas de recuperación, estabilización de presión, no han puesto en evidencia en general un contraste significativo entre la matriz y las fracturas.
- Los parámetros que rigen el caudal de los pozos se seleccionan en función de las magnitudes obtenidas en los pozos investigados.

2.8.2 Ajuste de los parámetros del modelo de simulación.

Producto al poco tiempo con que se cuenta para la realización de este trabajo de diploma, unido a la complejidad que implica la conformación de los datos para la simulación numérica del Bloque Este y contando con los resultados ya obtenidos de la inyección en el Bloque Central anteriormente simulado, se decide realizar un ajuste del modelo de simulación seleccionado en el año 2008, lo que hace más verídico la extrapolación de los resultados de la nueva corrida de simulación al bloque propuesto. Este ajuste al modelo se realiza para una inyección de aguas residuales.

Si se tiene en cuenta el comportamiento durante la inyección en el sector Central del yacimiento una vez puesta en marcha la inyección de aguas residuales en el pozo CT-270, donde los pozos en producción CT-263 y CT-277, incrementaron brusca y rápidamente hasta valores de 100 su por ciento de agua (%BSW), se propuso ajustar el modelo de simulación al comportamiento real que presentó el yacimiento, fundamentalmente en los siguientes aspectos:

- Permeabilidad

Los valores de permeabilidad vertical (K_i) y permeabilidad horizontal (K_j) deben ser incrementados casi en cinco veces su valor, esto puede explicarse por la

presencia de fracturas significativas en el área. Por otra parte con las interpretaciones de las investigaciones de aquel entonces no era posible realizar evaluaciones más precisas del espesor efectivo, por la limitación de la información petrofísica, por lo que en el modelo ajustado se establecen menores espesores efectivos y por ende mayores valores de permeabilidad.

- Barreras intraformacionales

Las barreras arcillosas identificadas por registros no deben tener continuidad de lo contrario no se explicaría el movimiento vertical tan rápido del agua inyectada hacia los pozos productores, y por lo tanto dichas barreras deben ser consideradas barreras locales. Estas barreras no son de carácter regional, pues evitarían el ascenso del agua, sino que se acuñan a las capas suprayacentes.

- Caudal de Inyección

La inyección a altos caudales, genera un pseudo skin por la apertura de fracturas parcialmente abiertas o incremento de la amplitud de las fracturas abiertas, solo así se explica la admisión a tan bajas presiones de los caudales inyectados durante las pruebas de admisión.

2.8.3 Datos iniciales, parámetros de cálculo.

Los datos iniciales de cálculo, así como los parámetros para cada uno de los bloques, se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 2.3 Datos iniciales.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Total de bloques	836	Volumen poros	$1,88 \cdot 10^8 \text{m}^3$
Bloques activos	797	Espesor total promedio	185 m
Bloques en X	13	Permeabilidad de la matriz	20 mD
Bloques en Y	10	Permeabilidad de las fracturas	2172 mD
Bloques en Z	5	Permeabilidad de las fracturas vertical	841 mD
Profundidad promedio de los bloques	794 m	Volumen total reservorio	$1,27 \cdot 10^9 \text{m}^3$
Espaciamiento entre fracturas	25 m		

La simulación del régimen se realiza suponiendo el yacimiento cerrado, y que la permeabilidad se reduce, según una ley exponencial, a medida que cae (aumenta) la presión del yacimiento y se toma como parámetro para el cierre de los pozos una presión de fondo máxima de 60 atm, la cual fue adoptada con el objetivo de asegurar la integridad del anillo de cemento. [31]

2.8.4 Pronóstico del comportamiento del polígono de prueba durante la inyección.

El pronóstico del comportamiento del yacimiento durante la inyección de agua se lleva a cabo con el objetivo de evaluar la capacidad de almacenaje del reservorio, las tendencias de la variación de las presiones del yacimiento y por tanto de las presiones de inyección a medida de avance del proceso.

Para este pronóstico primeramente se ajustan globalmente los indicadores de explotación, fundamentalmente el balance del espacio poroso del yacimiento, el cual debe servir de acumulador de las aguas residuales, mediante gráficos se evalúa principalmente el balance de fluidos extraídos, lo cual demuestra un ajuste adecuado del volumen poroso incluido en la simulación.

Se evalúa en esta etapa los efectos posibles de la inyección donde se analizan como principales parámetros la dinámica de crecimiento de la presión de reservorio durante la inyección, con un caudal diario de inyección de aproximadamente 200 m³/d por pozos, así como la influencia sobre los pozos inyectoros y la recuperación suplementaria del yacimiento.

Las evaluaciones pronósticos al respecto se realizan con el simulador IMEX, por lo que los posibles fenómenos de interacción de las aguas inyectadas con el sistema roca fluido no se consideran, no obstante se debe resaltar que en la realidad este elemento se hace más favorable producto a que las aguas a inyectar presentan cierto contenido de tensoactivos que pueden mejorar considerablemente las curvas de permeabilidad relativas reales del yacimiento.

Con la realización de los mapas se pudo determinar aquellos pozos que pueden ser aptos para la inyección de las aguas residuales, por lo que se simuló las condiciones del yacimiento y se estableció un programa de inyección.

Se considera que los pozos inyectoros están abiertos en todo su espesor efectivo, y que inyectan en dos tipos de arreglo, uno incluye esquemas de inyección simultánea de forma lineal y el otro de forma cruzada. Se establecen “Constrain”, es decir límites de operación o monitoreo, tales como la presión de fondo en valores de 60 atm (atmósferas) y caudales de inyección en el orden de los 200 m³/día. A su vez las corridas incluyen inyección continua en pozos de ambos arreglos e inyección por períodos de tiempo de seis meses respectivamente. Las corridas de Simulación comprenden períodos de tiempo de dos años, es decir desde el 01/01/2011 hasta el 01/01/2013.

Capítulo III. Análisis de los resultados.

3.1 Argumentación de la selección del polígono de prueba pozos de inyección.

En los yacimientos pertenecientes a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, en diferentes etapas se han realizado trabajos de evaluación y se ha probado admisibilidad en varios pozos con el objetivo de valorar su capacidad de admisión para ser utilizados como pozos inyectoros, para evacuar el agua residual drenada durante el proceso de producción.

Así en octubre del año 2000 se hizo una prueba de inyectabilidad en el yacimiento Varadero, en el pozo VD-033 en el corte superior con resultados negativos. Se hizo prueba en este mismo pozo en el objetivo Varadero y también los resultados fueron negativos.

En diciembre del año 2000 se hizo una prueba de admisibilidad en el yacimiento Guásimas, en el pozo GS-014^a ya agotado, con el objetivo de su utilización como inyector dada su cercanía a la batería central. Este comenzó admitiendo a 0 atm y después de inyectar 800 m³ se comenzó a elevar la presión a 10 a 15 atm y continuó subiendo hasta alcanzar valores de 105 atm a un ritmo de inyección de 58 m³/h por lo que se estimó que no era idóneo para inyectar.

Igualmente se hicieron trabajos en el pozo GS-013 en el corte superior con el mismo objetivo y las presiones de admisión fueron del orden de las 150 atm por lo que no fue posible su utilización.

Al saturarse los pozos Inyectoros de la Batería se movió el punto de inyección al K-6 inyectándose en el VD-567 en el corte superior hasta que se saturó.

Se movió el punto de inyección para la Batería de Cárdenas donde se perforó un pozo con este objetivo, donde se ha inyectado hasta la actualidad en que ya se observan síntomas de saturación.

El método de inyección de agua en Varadero como método para mantener la energía del yacimiento no se ha considerado factible en los estudios realizados por su carácter de colector fracturado, y por el avance rápido del agua hacia los pozos productores. Por lo cual no se consideran trabajos de esta índole en el futuro.

El yacimiento Cantel Serpentina se ha explotado durante aproximadamente treinta años con un acumulado de poco más de 1 millón de m³ de petróleo (ANEXO VII-VIII), en el caso del Bloque Este poco más de 500 000 m³ (ANEXO IX-X). Actualmente se encuentra prácticamente depletado (ANEXO XI) y se mantienen en explotación solo 6 pozos; además que muchos pozos de esta área presentaron grandes pérdidas durante la perforación se consideró oportuno realizar un análisis integral de la información disponible con vistas a determinar las posibilidades de ubicar un área que admita los volúmenes de agua a disponer. [17]

3.2 Características del agua del yacimiento Cantel Serpentina.

En el caso de estudio, las muestras para los análisis de agua fueron tomadas de diferentes pozos que representaban los tres bloques existentes en el yacimiento: Bloques Oeste, Central y Este, arrojando resultados semejantes en las características del agua.

Según los Diagrama de Stiff (ANEXO XII) y Sulling (ANEXO XIII) el agua analizada se clasificó en: Hidrocarbonatada sódica, con una salinidad total de aproximadamente 21 000 mg/L, donde el componente predominante es el Hidrógeno Carbonato de Sodio Na (HCO₃.) Esta agua es típica de yacimientos que no tienen grandes dimensiones y que tuvieron en un período de tiempo determinado, intercambio de iones con la superficie, o sea que la trampa no fue hermética.

Se debe señalar que al realizar un análisis comparativo entre estas aguas con las aguas residuales a disponer, se observa una similitud en sus composiciones siendo estas últimas también del tipo Hidrocarbonatada sódica, por lo que son compatibles.

3.3 Análisis de la distribución de las propiedades colectoras del yacimiento.

Con el objetivo de determinar si el Bloque Este del yacimiento Cantel Serpentina es capaz de asimilar los volúmenes de agua residual que se desean desechar se confeccionaron diferentes mapas (ANEXO XIV), lo que permitió realizar un diagnóstico de la ubicación de los pozos para la inyección. Los mapas realizados se relacionan a continuación:

- Mapa de distribución de la porosidad:

Cuando se analizó este mapa se observó que las zonas de mayores valores de porosidad se localizan al norte del área, con valores de 15 a 20%, correspondiendo a los pozos CT-218, CT-215 y CT-226, y son precisamente estos dos últimos pozos los que se encuentran en producción por lo que evidencia que sus propiedades colectoras son mucho mejores que en el resto del área. En otro tanto los pozos pendientes a liquidar CT-223 y CT- 217 presentan porosidades aceptables y ello lo confirman sus producciones acumuladas en su etapa de explotación.

- Mapa de distribución de la movilidad:

Al analizar el mapa de movilidad se observó que las zonas con los mayores valores se localizan hacia el noreste y noroeste del área, correspondiendo a los pozos CT-354, CT-223, CT-226 y CT-215, con valores que se encuentran entre 3 y 11 mD/cp.

- Mapa de distribución de los espesores efectivos:

Se confeccionó un mapa que representa los espesores efectivos del área, con valores que varían en dependencia de la ubicación de los pozos, los mayores espesores se localizaron al norte del yacimiento, y para algunos pozos los espesores son nulos ya que no acumularon petróleo en las capas de serpentina.

- Mapa de distribución de la extracción acumulada:

Se realizó un mapa que representa la extracción de petróleo acumulada de cada uno de los pozos del sector, donde se observó que los mayores aportes a los volúmenes de producción lo constituyen los pozos CT-226 y CT-215, con valores que oscilan entre los 50 000 y 70 000 m³ de petróleo. Actualmente estos pozos se encuentran activos. De igual manera existen pozos ubicados en áreas con grandes volúmenes acumulados como son CT-001, CT-019, CT-223 y CT-231, con aproximadamente 150 000 m³ de petróleo.

- Mapa de distribución de las pérdidas durante la perforación:

Se realizó una búsqueda en todo el fondo de pozos para seleccionar aquellos en los que ocurrieron pérdidas durante la perforación, las cuales fueron clasificadas en: nulas, parciales y totales, siendo denominadas con valores de 0 ,50 y 100 respectivamente. Las mayores pérdidas se concentraron hacia el noroeste y noreste del área de estudio, representados por los pozos CT-220, CT-223, CT-231 y CT-226.

- Mapa de integración de la distribución de las producciones acumuladas y pérdidas:

Con la realización de este mapa se observó que a los pozos de grandes producciones acumuladas le corresponden las pérdidas totales durante la perforación, como los pozos CT-223, CT-226 y CT-231. Aunque existen pozos de grandes acumulados con pérdidas nulas como el CT-221, CT-228 y el pozo CT-229 debido a la densidad de los lodos usados para su perforación.

La confección de estos mapas contribuyó a visualizar toda la información recopilada, para así seleccionar los posibles pozos para la deposición del agua de desecho. Con la integración de todos los datos se observó que los pozos que presentaron grandes pérdidas durante su perforación y que acumularon grandes cantidades de petróleo, así como los que poseen buenos parámetros colectores son los más idóneos para la inyección de agua.

3.4 Simulación de la inyección.

Se realizó una primera corrida aplicando un sistema de inyección lineal entre los pozos CT-270 y CT-251, donde se pudo apreciar el comportamiento de las presiones en el tiempo. Como el pozo CT-270 (ANEXO XV) se había utilizado como inyector, con caudales de 1200m³ diarios que provocaron el incremento de la presión se utilizaron estos datos en la simulación para estudiar el comportamiento del CT-251 (ANEXO XVI). En este pozo se pudo apreciar su incapacidad para asimilar los volúmenes de agua por el aumento de su presión de fondo, causado por la presión que ejerció en el yacimiento la inyección en el CT-270.

Se realizó una segunda corrida, esta vez utilizando un arreglo entre los pozos de forma cruzada, con una inyección alterna entre los pozos, es decir, los cuatro pozos no estuvieron recibiendo al mismo tiempo volúmenes de agua a disponer. Primeramente se seleccionaron los pozos CT-268 y CT-270 situados a una distancia de 640 metros entre ellos, y se establecieron ciclos de apertura y cierre semestral de los mismos, de forma tal que la inyección fuese hasta el año 2013, observándose los siguientes resultados.

Pozos CT-268 y CT-270

Como se puede apreciar en los gráficos del comportamiento de la presión, para el pozo CT-268 (ANEXO XVII) al comienzo de la inyección logró inyectar volúmenes en el orden

de los 150 m³, aparejado a un incremento paulatino de su presión de fondo hasta valores cercanos a 60 atm (atmósferas). Luego en su segunda apertura para la inyección, el pozo comenzó admitiendo volúmenes alrededor de 200 m³ y como consecuencia del incremento significativo de la presión no logró terminar la asimilación de tales volúmenes.

Por otra parte en el caso del pozo CT-270 que fue un pozo que durante un tiempo en el año 2010 asimiló grandes volúmenes en el orden de los 1200 m³ diarios de agua residual, se observó como en el comienzo de la inyección en el segundo semestre del año 2011 ya el pozo había incrementado su presión de fondo en el orden de las 50 atm. Solo logró inyectar en su primer ciclo, pues a principios del año 2012 el incremento de la presión dinámica alcanza valores superiores a las 70 atm, disminuyendo con ello su capacidad de admisión y provocando el cierre del pozo. (ANEXO XVIII)

Pozos CT-019 y CT-251

Después se procedió a realizar la corrida correspondiente entre los pozos CT-019 y CT-251 distantes a más de 1 km y se analizaron los esquemas de inyección. Se observó que el pozo CT-019 asimiló sin dificultad los volúmenes de inyección durante sus dos ciclos de operación, con un comportamiento aceptable en relación con la tendencia al incremento de su presión de fondo, no alcanzando nunca valores de 60 atm. Este comportamiento da la medida de que aún después del año 2013 se pudiera seguir inyectando en este pozo. (ANEXO XIX)

Con relación al pozo CT-251 aunque en menor proporción, es capaz de asimilar volúmenes de agua en sus dos ciclos de operación. Nótese que como consecuencia de una inyección previa en los pozos CT-270, CT-268, se ve un efecto de la misma y el pozo CT-251 comienza en el 2012 con una presión de fondo cercana a las 60atm, por lo que es capaz de asimilar los 200m³ utilizados en la simulación. Para el segundo ciclo la influencia de la inyección es tal que la presión de fondo asciende a 80 atm reduciendo drásticamente su capacidad de admisión. (ANEXO XX)

Después de haber analizado ambos arreglos tanto el de forma lineal como el cruzado, se puede concluir que para el primer caso, no es recomendable la inyección simultánea en pozos situados alineados, ni a distancias inferiores a 200m, dada la orientación casi homogénea de la fracturación, por lo que no fue necesario realizar una simulación entre

los pozos CT-019 y CT-268.

En otro tanto los resultados que arrojó el arreglo de forma cruzada si evidenció la capacidad de admisión del yacimiento. Aunque hay que destacar que existieron diferencias entre las parejas de pozos seleccionadas. En el caso de la combinación para la inyección del CT-268-CT-270 aunque lograron asimilar gran cantidad del volumen propuesto, se observó un incremento de las presiones de fondo de ambos pozos provocando el cierre de uno de ellos antes del 2013 (CT-270), no sucediendo lo mismo en la utilización de la pareja de pozos CT-019-CT-251 que lograron inyectar en los dos ciclos simulados.

3.5 Selección de los pozos de inyección en el Sector Este.

En el área del Bloque Este del yacimiento Cantel Serpentina existen actualmente dos pozos activos que producen un total de 24m³ diarios de petróleo, uno en conservación, un total de 25 pozos abandonados con tapón en la boca y ocho pozos que ya no producen y se encuentran pendientes a liquidar:

Pozos en producción:

CT-215, CT-226

Pozos en conservación:

CT-001

Pozos abandonados con tapón en la boca:

CT-005, CT-008, CT-012, CT-021, CT-022, CT-024, , CT-211, CT-212, CT-216, CT-218, CT-219, CT-220, CT-221, CT-224, CT-225, CT-227, CT-228, CT-229, CT-230, CT-233, CT-238, CT-352, CT-353, CT-1259, CT-2000.

Propuestos a abandonar:

CT-011, CT-019, CT-032, CT-217, CT-223, CT-231, CT-354, CT-1255

Considerando el estado actual del fondo de pozos en esta área, se proponen como posibles pozos a utilizar para la inyección una selección entre los propuestos a liquidar y los aún activos en producción.

Luego de la integración de la información de los pozos pertenecientes al yacimiento Cantel Serpentina Sector Este, donde se valoró el análisis realizado en la distribución de los parámetros colectores del yacimiento y los resultados de la simulación, se consideró que los pozos idóneos para la deposición del agua de desecho del proceso

productivo de la EPEP Centro son los siguientes: CT-011, CT-019, CT-217, CT-223 y CT-231.

3.6 Consideraciones ambientales.

El desarrollo de la sociedad lleva implícito un elevado costo medioambiental, de cuya magnitud el ser humano sólo ha empezado a ser consciente en la última década. El conocimiento, cada vez más profundo, de los complejos mecanismos que rigen la interacción actividad humana-medio ambiente y de las tendencias de cambio que sigue nuestro planeta, han provocado la sensibilización social y ha convertido en la actualidad a la protección del medio ambiente en uno de los principales campos en todas las esferas del desarrollo.

De este modo, en los últimos años se han desarrollado y aplicado numerosas tecnologías de tratamiento que tienen por objetivo minimizar el impacto ambiental ocasionado por los vertidos (sólidos, líquidos y gaseosos) generados por las actividades humanas.

Entre los diversos tipos de agresiones al medio ambiente, probablemente una de las que más ha centrado la atención del mundo investigativo en los últimos años ha sido el vertido de efluentes líquidos procedentes de actividades urbanas, agropecuarias e industriales a los medios acuáticos naturales.

En la industria petrolera el tratamiento del petróleo trae aparejado la presencia de enormes volúmenes de aguas residuales, las cuales necesitan ser desechadas mediante diferentes métodos, de los cuales la inyección en el yacimiento es el más viable para este fin.

Desde el punto de vista medioambiental, la gestión adecuada para la inyección, constituye la deposición de las aguas residuales con un mínimo impacto sobre el medio ambiente. Para lograr esto se hace necesario cumplir con lo establecido en las normas cubanas como por ejemplo la Regulación Ambiental 02/95: Tratamiento y disposición de agua producida. Requisitos ambientales.

El diseño de un programa de inyección de aguas residuales trae consigo el análisis medioambiental de la inyección, siendo de una importancia vital, pues la operación no se pondría en práctica sin el otorgamiento de una licencia ambiental para la ejecución

de dicha operación; así como la realización de un monitoreo una vez iniciada la inyección.

Con el propósito de minimizar el posible impacto ambiental provocado por la inyección se tienen en cuenta los siguientes puntos.

3.6.1 Preparación del pozo para la inyección.

Para la inyección de aguas residuales los pozos que se utilizan con este propósito deben tener ciertos requerimientos (ANEXO XXI), los cuales se plantean a continuación:

- El pozo estará encamisado y cementado hasta la superficie y solo se dejará sin la camisa la zona seleccionada para la inyección.
- Se perforarán o completarán sin entubar solamente en la zona en la que se inyectará el agua.
- Se deberán obtener pruebas de aislamiento hidráulico de otras zonas (incluyendo un registro de cementometría) para proteger los recursos hidrológicos sensibles del área.
- Se deberá aislar la zona de inyección del espacio anular.
- La inyección de agua producida debe ser a profundidades mayores de los 180 m de profundidad.
- Llevar el control de la presión periódicamente. En los pozos donde se observen variaciones de la presión en el espacio anular, deben cerrarse inmediatamente y determinar la causa y repararla. [3, 27]

Para precisar los aspectos que debe comprender la etapa de preparación del pozo para la inyección, se debe considerar la factibilidad de utilización del mismo, por lo que se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Garantizar la limpieza eficiente del fondo del pozo.
- Garantizar una buena comunicación del pozo en el intervalo de inyección.
- Aplicar un período de drenaje intenso para la limpieza del pozo. [18]

3.6.2 Programa de control durante el experimento.

La interpretación de los resultados a obtener en esta inyección experimental en el sector Este del yacimiento Cantel Serpentina, deberá ser realizada con la mayor

seriedad y rigor técnico, ya que de las conclusiones que de ella se deriven dependerá en gran medida la solución para disponer los grandes volúmenes de aguas residuales. Es por ello que el programa de control durante el experimento debe cumplirse estrictamente, y es necesario que la inyección experimental no comience hasta que no estén creadas las condiciones técnico-materiales que así lo garanticen.

3.6.3 Control de los parámetros de los pozos del polígono.

El control de los parámetros de los pozos constituye una actividad de suma importancia para la posterior inyección de las aguas residuales en el mismo. Dentro de los parámetros de los pozos se encuentran:

- Caudal de fluido: Los caudales diarios de petróleo, agua y gas se medirán en cada pozo de explotación desde dos meses antes del comienzo de la inyección y continuamente una vez por semana como mínimo.
- Depresión de flujo: Las mediciones de la presión de capa y de trabajo del polígono deben garantizarse igualmente desde dos meses anteriores al comienzo de la inyección.

3.6.4 Control de las propiedades físico-químicas de los fluidos.

Antes de comenzar los trabajos de inyección debe realizarse la caracterización físico-química de cada fluido, mediante la toma de muestras en los pozos de monitoreo del acuífero existentes en el área.

A partir del inicio de la inyección debe controlarse trimestralmente para cada pozo de la red de monitoreo las propiedades físico-químicas de las aguas, así como de las aguas residuales a inyectar.

3.6.5 Control del pozo de inyección.

El pozo de inyección debe estar siempre controlado, para evitar consecuencias negativas en el yacimiento como la inundación de un pozo productor. Los parámetros a controlar se muestran a continuación:

- Parámetros de inyección: Diariamente deben ser medidos los parámetros de inyección; caudal de inyección, volumen inyectado, tiempo de inyección, presión de fondo, presión de superficie.
- Investigaciones hidrodinámicas de pozo por inyección: Para controlar las posibles variantes de los parámetros de filtración, cada tres meses se realizan

investigaciones en régimen estacionario y en régimen no estacionario. El régimen estacionario se realizará en tres regímenes de inyección por ejemplo 200,300 y 400 m³/d, registrándose las presiones de fondo y de superficie. El régimen no estacionario comenzará con la curva de estabilización de la presión.

- Propiedades físico-químicas del agua de inyección: La caracterización físico-química completa del agua utilizada para la inyección debe realizarse periódicamente en la boca del pozo, una vez por semana, y cada vez que se considere necesario. [18]

3.6.6 Programa de monitoreo.

Cuando se proyecta la ejecución de un programa de inyección, de igual forma se planifica un monitoreo que incluye un seguimiento tanto en los pozos productores como en los pozos de inyección para analizar el efecto de la disposición de agua en el área. Este monitoreo incluye un muestreo de las aguas así como un programa de investigaciones.

Antes del comienzo de la inyección en el área se realizará un muestreo del agua del manto freático de los pozos de control que se encuentren allí para establecer los parámetros básicos de la calidad del agua en esa área. Posteriormente se establecerá un programa de monitoreo que permita detectar cualquier indicio de contaminación del agua y si esta es provocada por la inyección de agua que se propone.

Una vez comenzada la inyección de agua residual los pozos actualmente activos en el yacimiento Cantel Serpentina, se muestrearán de manera intensiva dos veces por semana. Las muestras serán enviadas al Laboratorio Central para analizar el porcentaje de agua y sedimentos presentes en las mismas, así como se realizará un análisis químico a las aguas inyectadas, para constatar la compatibilidad con las aguas presentes en el yacimiento. Este programa de monitoreo permite detectar cualquier indicio de contaminación del agua y si esta es provocada por la inyección de agua que se propone en el proyecto.

Una vez puesta en marcha la red de pozos inyectoras, se investigarán con una frecuencia semestral cada uno de los pozos seleccionados, con el objetivo de conocer el comportamiento de las presiones en el área, así como posibles daños ocurridos en los pozos producto de la inyección, para evitar filtraciones en el sector.

3.7 Tecnología recomendada para la inyección.

Para la inyección del agua procedente del proceso de tratamiento del petróleo crudo de la planta de procesamiento de crudo, se tendrán en cuenta las características de la misma al final del proceso y se realizará una selección de equipos y tuberías que cumplan una expectativa de vida útil de no menos de 20 años.

Para transportar este volumen de agua desde la planta de procesamiento de crudo (PPC) hasta el punto de inyección (PI) de Cantel se seleccionarán tres bombas del tipo Centrífugas y de la marca "Goulds" capaces de bombear 60 m³/hora a una presión de 10 atm y a una temperatura de alrededor de 80 °C (grados Celsius). Estas bombas están fabricadas casi en su totalidad de material resistente a las difíciles condiciones de trabajo que serán sometidas con un agua a alta temperatura y un elevado contenido de azufre. El material seleccionado por el fabricante deberá ser acero inoxidable, tanto el cuerpo de la bomba como su impelente.

Estas bombas se encargarán de transportar el agua desde la PPC hasta el PI de Cantel a través de un acueducto de 7,5 Km de largo y de 10 pulgadas de diámetro fabricado de polietileno de alta densidad.

Datos Técnicos:

Distancia desde batería hasta el punto de inyección.....: 7 800 m.

Volumen.....: 250 m³.

Diámetro del tubo.....: 10"

Diámetro interno.....:203,5m (0,203 m)

Características principales.....: Ducto soterrado en más del 95% de la traza de 10" de polietileno de la traza de 10"de polietileno de alta densidad.

El agua bombeada desde la PPC se recibe del pozo de inyección de Cantel en dos tanques de 400 m³ de capacidad cada uno, con el objetivo de ir llenando uno a medida que se recibe y otro directo a la succión de las bombas de inyección (ANEXO XXII).

Este proceso debe ser continuo y alternado.

La instalación contará con toma muestras del tanque para analizar el agua que se va a inyectar para comprobar que no esté llegando fuera de parámetros. Si el agua no cumple con las especificaciones y arrastra trazas de petróleo o algún sólido esto pudiera obstruir la capa del o los pozos inyectoros y reduciría la capacidad de inyección

del agua en el mismo, teniéndose que intervenir el pozo y realizarle trabajos para que retorne a las características de inyectabilidad de origen.

Para el bombeo del agua al pozo se seleccionará un esquema de bombeo consistente en tres bombas centrífugas de la marca “Goulds” multietápicas (6 etapas) capaces de bombear 60 m³/hora a 60 atm. Igualmente estas bombas se seleccionaron de acero inoxidable para su construcción. Estas bombas serán gobernadas por un centro de control de motor (CCM) compuesto por tres vareadores de velocidad (VFD) que controlarán la presión de bombeo y harán que el proceso sea lo más eficiente posible.

Presiones de trabajo recomendadas.

Presión máxima de la línea de polietileno de 10”.....10 atm.

Presión máxima de bombeo de batería a punto de inyección.....7.5 atm.

Presión trabajo batería a punto de inyección.....3-3.5 atm

Presión máxima de inyección.....60 atm

Presión de inyección..... (Se establecerá cuando se logre un régimen estable de bombeo).

Régimen de bombeo.

Una vez iniciado el bombeo, se realizará por 24 horas, para evacuar alrededor de 1200 m³/día de agua, valor promedio de producción de agua del campo.

Conclusiones

1. El yacimiento Cantel Serpentina presenta idóneas propiedades colectoras que evidenciaron su capacidad de asimilar los volúmenes de agua residual a disponer.
2. El yacimiento Cantel Serpentina Sector Este se encuentra en un grado muy avanzado de explotación con presiones de capa alrededor de 5 atmósferas y una extracción acumulada de 450 000m³ de petróleo.
3. Las tendencias de la variación de la presión se comportan de manera que el yacimiento es capaz de admitir los volúmenes de agua a desechar durante un período de dos años donde alcanzan valores de 80 atmósferas.
4. Los pozos propuestos para ser utilizados como inyectores son: CT-011, CT-019, CT-217, CT-223 y CT-231.
5. La puesta en práctica de un programa de monitoreo continuo de las aguas del manto freático contribuirá a mantener una estrecha vigilancia al medio ambiente en el área de estudio.

Recomendaciones

1. Establecer esquemas de inyección para pozos ubicados de forma cruzada.
2. Mantener un monitoreo estricto de las aguas en el yacimiento.
3. Buscar una solución definitiva para el tratamiento de las aguas residuales de la EPEP-C con la implementación de la tercera etapa de la planta de tratamiento.

Bibliografía

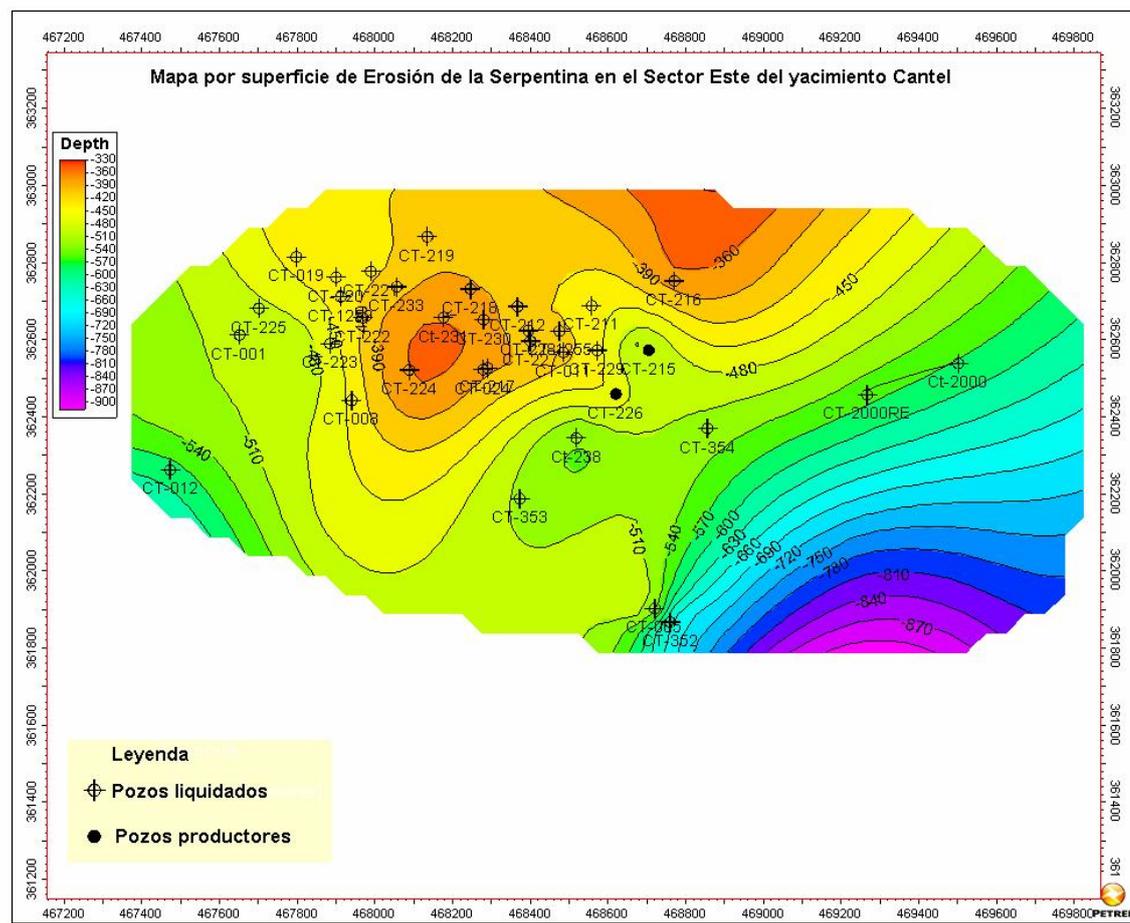
1. *"Agua residual."* Microsoft® Student 2008 [DVD]. Microsoft Corporation, 2007.
2. Ahmed, T. *"Reservoir Engineering Handbook, Third Edition"*, 2006.
3. Anexo Resolución 61 Ministerio de Ciencia Tecnología y Medio Ambiente, Oficina de Regulación Ambiental y de Seguridad Nuclear, Centro de Inspección y Control Ambiental, 2006.
4. *"API Code Recommended Practice for Determining Permeability of Porous Media."* Div. of Production. API.Dallas, 1952.
5. Barberii, E: *"Pozo Ilustrado"*, Editorial. FONCIED o, Caracas 1998.
6. Berger, Brill D: *"Petróleo Moderno."* USA. Penn Well Publishing Company. 1992.
7. Bisbé, E.M. *"Curso básico de evaluación de formaciones para operadores de perforación y producción"*,2007.
8. Bockmeulen, H. *"Geology and Geochemistry of Crude Oils, Bolivar Coastal Fields, Venezuela"*, 1983.
9. Bradley, H.B. *"Petroleum Engineering Handbook"*, 1992.
10. Castellanos, F. *"Explotación de yacimientos de petróleo y gas"* Editorial Pueblo y Educación. La Habana, 1998.
11. Chalet, H: *"Well Productivity. Well Production Practical Handbook"*. Edition Techmp. Paris, 2000.
12. Clark, C.E. *"Produced Water Volumes and Management Practices in the USA"*, 2009.
13. Collins, A.G. *"Geochemistry of Oilfield Waters"*, 1975.
14. Computer Modelling Group. *"Guía para el usuario GEM"*,2000.
15. Computer Modelling Group. *"Guía para el usuario IMEX"*,2000.
16. Computer Modelling Group. *"Guía para el usuario STARS"*,2000.
17. Departamento de Ingeniería en Yacimientos EPEP-C, *"Estudio del escenario futuro de la inyección de residuales"*,2010.

18. Departamento de Ingeniería en Yacimientos EPEP-C, "*Proyecto tecnológico para la inyección experimental de agua en el yacimiento Varadero*", 1988.
19. "*Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida. ARPEL No. 1*", 1992.
20. Krejci-Graf, K "Data on the Geochemistry of Oilfield Waters", 1978.
21. Nind, T.E.W. "*Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*", 1987.
22. Norma Cubana 521: "*Vertimiento de aguas residuales a las costas y aguas marinas – especificaciones*" 2001.
23. Norma Cubana 27: "*Vertimiento de aguas residuales a las aguas terrestres y al alcantarillado. Especificaciones*" 1999.
24. "*Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters*". API RP-45, API, Dallas, 1968.
25. Regulación ambiental 02/95 "*Tratamiento y disposición de agua producida. Requisitos ambientales*", 2001.
26. Rittenhouse, G. et al "*Minor Elements in Oilfield Waters*", 1969.
27. Shein, V.S. "*Esquema tectónico de las cuencas gasopetrolíferas de Cuba, escala 1:1000 000*", 1984.
28. Schlumberger. "*Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*", 2000.
29. Tavares, D. "*Esquema general preliminar para la puesta en explotación del yacimiento Cantel serpentina*", 1984.
30. Tavares, D. "*Investigaciones hidrodinámicas*", 1999.
31. Tavares, D. "*Modelo de Simulación para el yacimiento Cantel Serpentina*", 1985.
32. Villar, J.C. "*Introducción a los Programas de CMG*", 2009.
33. Wallace, W.E. "*Water Production from Abnormally Pressured Gas Reservoirs in South Louisiana*", 1969.
34. "*Well Control, Drilling and Well Services Training*", 2001.
35. http://www/Injection_Wells_An_Introduction_to_Their_Use,Operation_andRegulation.pdf. (Febrero 2011)

36. <http://www.technologies/.html> (Febrero2011)

Anexos

ANEXO I: Mapa por superficie de erosión de la Serpentina en el Sector Este del yacimiento Cantel.



ANEXO III: Resultados de los análisis de las aguas residuales para Diagrama de Stiff.

Resultados de los Análisis de Agua Residuales 1									
Aniones					Cationes				
	mg/l	meqg/l	%			mg/l	meqg/l	%	
Cloro	19912	561,64	0,436	1	Na+K	14572	634,12	-0,492	1
Sulfato	176,6	3,68	0,003	2	Calcio	89	4,45	-0,003	2
Hcarbonato	2816	46,16	0,036	3	Magnesio	72	6,00	-0,005	3
Carbonato	978	32,60	0,025	4	Fe	0,65	0,03	0,000	4
			0,50					-0,5	
	23882,6	644,09				14733,65	644,60		

Resultados de los Análisis de Agua Residuales 2									
Aniones					Cationes				
	mg/l	meqg/l	%			mg/l	meqg/l	%	
Cloro	14393	405,97	0,414	1	Na+K	10947,7	476,40	-0,486	1
Sulfato	199	4,15	0,004	2	Calcio	98	4,90	-0,005	2
Hcarbonato	3512	57,57	0,059	3	Magnesio	104	8,67	-0,009	3
Carbonato	668	22,27	0,023	4	Fe		0,00	0,000	4
			0,50					-0,5	
	18772	489,96				11149,7	489,97		

ANEXO IV: Resultados de los análisis de las aguas del yacimiento Cantel Serpentina.

Resultados de los Análisis de Agua de Cantel Serpentina									
Aniones					Cationes				
	mg/l	meqg/l	%			mg/l	meqg/l	%	
Cloro	8520	240,32	0,367	1	Na+K	7417,5	322,78	-0,493	2
Sulfato	100	2,08	0,003	2	Calcio	48,09	2,40	-0,004	3
Hcarbonato	5111,8	83,80	0,128	3	Magnesio	23	1,92	-0,003	4
Carbonato	25	0,83	0,001	4	Fe	0	0,00	0,000	
			0,50					-0,5	
	13756,8	327,03483				7488,59	327,1018		

ANEXO V: Resultados de los análisis de las aguas residuales para Diagrama de Sulling.

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales1									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	630,7	49,051	14500	98,419	Cl ⁻	560,9	43,594	19912,00	83,373
K ⁺	1,8	0,144	72	0,489	SO ₄ ²⁻	3,7	0,286	177	0,741
Mg ²⁺	5,9	0,460	72	0,489	HCO ₃ ³⁻	46,1	3,587	2816	11,791
Ca ²⁺	4,4	0,345	89	0,604	CO ₃ ²⁻	32,6	2,533	978	4,095
					OH ⁻	0,0	0,000	0	0,000
Total	642,9	50,000	14733			643,3	50,000	23883	

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales2									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	474,1	48,502	10900,7	97,767	Cl ⁻	405,4	41,422	14393	76,673
K ⁺	1,2	0,123	47	0,422	SO ₄ ²⁻	4,1	0,423	199	0,530
Mg ²⁺	8,6	0,875	104	0,466	HCO ₃ ³⁻	57,6	5,880	3512	6,236
Ca ²⁺	4,9	0,500	98	0,439	CO ₃ ²⁻	22,3	2,274	668	1,779
					OH ⁻	0,0	0,000	0	0,0
Total	488,8	50,000	11149,7	99,094		489,4	50,000	18772	85,218

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales3									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	655,7	49,088	15075	98,578	Cl ⁻	569,2	42,660	20206,5	82,007
K ⁺	1,4	0,107	56	0,366	SO ₄ ²⁻	2,7	0,202	129,5	0,263
Mg ²⁺	6,9	0,513	83,3	0,272	HCO ₃ ³⁻	46,6	3,496	2846	3,850
Ca ²⁺	3,9	0,292	78,2	0,256	CO ₃ ²⁻	48,6	3,642	1458	2,959
					OH ⁻	0,0	0,000	0	0,0
Total	667,9	50,000	15293	99,472		667,1	50,000	24640	89,078

Resultados de los Análisis de Agua Residuales4									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	669,9	49,026	15400	98,350	Cl ⁻	596,1	43,631	21163	84,305
K ⁺	2,3	0,169	90	0,575	SO ₄ ²⁻	2,8	0,204	134	0,267
Mg ²⁺	6,6	0,484	80,4	0,257	HCO ₃ ³⁻	41,2	3,018	2516	3,341
Ca ²⁺	4,4	0,321	88	0,281	CO ₃ ²⁻	43,0	3,147	1290	2,569
					OH ⁻	0,0	0,000	0	0,0
Total	683,2	50,000	15658,4	99,462		683,2	50,000	25103	90,482

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales5									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	536.1	48.892	12326	98.395	Cl ⁻	458.4	41.786	16272	79.119
K ⁺	1.0	0.091	39	0.311	SO ₄ ²⁻	2.3	0.205	108.2	0.263
Mg ²⁺	7.8	0.712	94.9	0.379	HCO ₃ ³⁻	50.0	4.557	3049.8	4.943
Ca ²⁺	3.3	0.305	67.1	0.268	CO ₃ ²⁻	37.9	3.453	1136.4	2.763
					OH ⁻	0.0	0.000	0	0.0
Total	548.3	50.000	12527	99.353		548.5	50.000	20566	87.088

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales6									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	545,4	48,881	12538	98,237	Cl ⁻	468,5	42,021	16633	79,287
K ⁺	1,0	0,090	39	0,306	SO ₄ ²⁻	5,6	0,502	269,1	0,641
Mg ²⁺	5,6	0,501	68	0,266	HCO ₃ ³⁻	50,8	4,553	3098	4,923
Ca ²⁺	5,9	0,528	118	0,462	CO ₃ ²⁻	32,6	2,923	978	2,331
					OH ⁻	0,0	0,000	0	0,0
Total	557,8	50,000	12763	99,271		557,5	50,000	20978,1	87,182

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales7									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	557,2	48,839	12809	98,078	Cl ⁻	478,5	41,976	16988	78,414
K ⁺	1,6	0,137	61	0,467	SO ₄ ²⁻	5,7	0,501	274,4	0,633
Mg ²⁺	5,6	0,490	68	0,260	HCO ₃ ³⁻	59,0	5,172	3598	5,536
Ca ²⁺	6,1	0,534	122	0,467	CO ₃ ²⁻	26,8	2,350	804	1,856
					OH ⁻	0,0	0,000	0	0,0
Total	570,4	50,000	13060	99,273		570,0	50,000	21664,4	86,439

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales8									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	692.3	48.851	15917	98.235	Cl ⁻	610.7	43.100	21681	83.456
K ⁺	2.1	0.147	81	0.500	SO ₄ ²⁻	2.8	0.200	136	0.262
Mg ²⁺	10.1	0.714	123	0.380	HCO ₃ ³⁻	42.3	2.989	2584	3.315
Ca ²⁺	4.1	0.289	82	0.253	CO ₃ ²⁻	52.6	3.711	1578	3.037
					OH ⁻	0.0	0.000	0	0.0
Total	708.6	50.000	16203	99.367		708.5	50.000	25979	90.070

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales9									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	525.6	48.968	12083	98.404	Cl ⁻	444.2	41.371	15768	78.354
K ⁺	1.4	0.127	53	0.432	SO ₄ ²⁻	5.2	0.481	248	0.616
Mg ²⁺	6.6	0.613	80	0.326	HCO ₃ ³⁻	47.8	4.454	2918	4.833
Ca ²⁺	3.1	0.293	63	0.257	CO ₃ ²⁻	39.7	3.694	1190	2.957
					OH ⁻	0.0	0.000	0	0.0
Total	536.7	50.000	12279	99.418		536.8	50.000	20124	86.760

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales10									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	713.0	49.170	16392	98.693	Cl ⁻	624.6	43.096	22174	83.801
K ⁺	1.5	0.103	58	0.349	SO ₄ ²⁻	2.6	0.178	124.2	0.235
Mg ²⁺	6.7	0.459	81	0.244	HCO ₃ ³⁻	39.9	2.752	2434	3.066
Ca ²⁺	3.9	0.268	78	0.235	CO ₃ ²⁻	57.6	3.973	1728	3.265
					OH ⁻	0.0	0.000	0	0.0
Total	725.0	50.000	16609	99.521		724.7	50.000	26460.2	90.368

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales11									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	546.8	48.879	12572	98.411	Cl ⁻	471.9	42.215	16754	81.381
K ⁺	0.8	0.071	31	0.243	SO ₄ ²⁻	2.8	0.252	135.2	0.328
Mg ²⁺	8.1	0.720	98	0.384	HCO ₃ ³⁻	37.8	3.378	2304	3.730
Ca ²⁺	3.7	0.330	74	0.290	CO ₃ ²⁻	46.5	4.156	1394	3.386
					OH ⁻	0.0	0.000	0	0.0
Total	559.4	50.000	12775	99.327		559.0	50.000	20587	88.825

Resultados de los Análisis de Aguas Residuales12									
CATIONES	meq/lt	%	mg/lt		ANIONES	meq/lt	%	mg/lt	
Na ⁺	616.4	49.001	14171	98.382	Cl ⁻	531.2	42.266	18859	81.313
K ⁺	1.9	0.155	76	0.528	SO ₄ ²⁻	6.5	0.515	311	0.670
Mg ²⁺	7.1	0.562	86	0.299	HCO ₃ ³⁻	41.9	3.337	2559	3.678
Ca ²⁺	3.5	0.282	71	0.246	CO ₃ ²⁻	48.8	3.882	1464	3.156
					OH ⁻	0.0	0.000	0	0.0
Total	629.0	50.000	14404	99.455		628.4	50.000	23193	88.818

ANEXO VI: Parámetros a utilizar en la confección de los mapas.

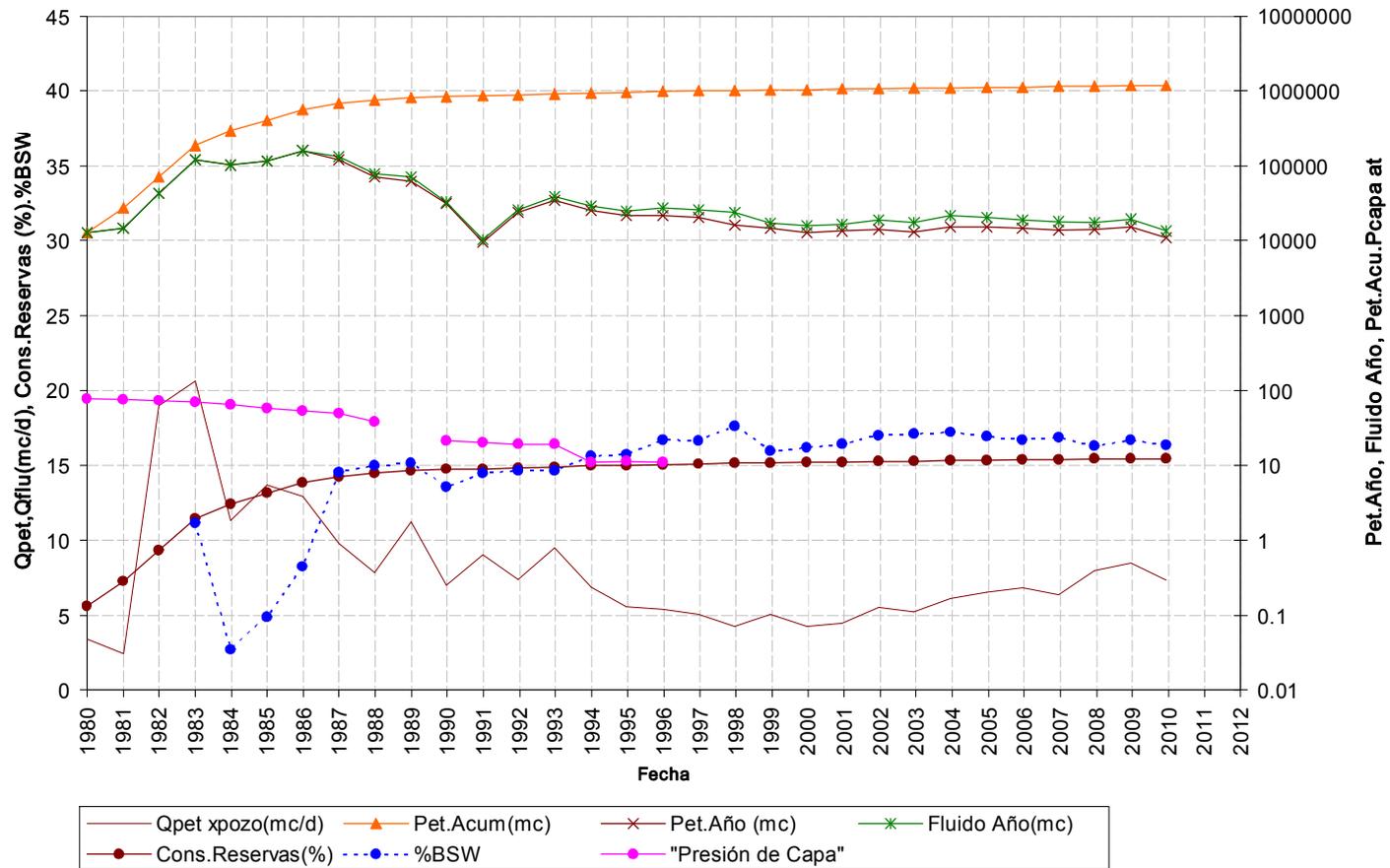
Pozo	X	Y	Producciones acum	Pérdidas	Movilidad	Espesor efectivo	P capa	Porosidad	Permeabilidad
CT-001	467651.8	362614.9	0	0	0	0			0
CT-005	468720	361905	0	50	0	0			0
CT-008	467940.2	362445.4	104	0	0.032	140	44.9	4.8	112
CT-011	468485	362570	56291	50	1.53225806	40	42.6	10.4	9500
CT-012	467473.2	362264.5	0	0	0	20			0
CT-019	467798	362817	34189	0	0.22727273	20	22.1		700
CT-021	467873.2	362146.1	0	0	0	60			0
CT-022	467493.6	362383.1	514	0	0.02258065	60			140
CT-024	468278.7	362525.1	23625	0	0.64599483	59		7.3	2500
CT-032	469227.9	361996.2	0	0	0	0			0
CT-1255	468475	362625	0	50	0	0			0
CT-1259	467912.2	362713.7	0	50	0	0			0
CT-2000	469501.3	362540.8	0	0	0	0			0
CT-211	468557.9	362690.6	26679	0	0.125	30	29.6		500
CT-212	468367	362689	15174	50	1.09484083	47		9.1	4987
CT-215	468705	362575	55679	50	3.00320513	11	28	16.5	9370
CT-216	468770.7	362755.1	0	0	0	39			0
CT-217	468290	362529	16603	0	0.00403247	68			12.42
CT-218	468246	362734	3606	0	0.08788462	98			457
CT-219	468135	362870	69	0	0.02380952	154		2	120
CT-220	467900	362765	9913	100	0.12195122	42	30.4	2.5	500
CT-221	467990	362780	23791	0	0.1612	50	27.7	7.3	636.6
CT-223	467885	362592	25628	100	4.79	148	28.016	8.7	1298
CT-224	468088.3	362523.8	16846	0	10	25	33.4	16.5	12.53
CT-225	467701.8	362684.3	0	0	0	93			0
CT-226	468620	362462	71417	100	3.09591195	33	32.4		9845
CT-227	468400	362599	11903	50	0.80625	198	33.6		3225
CT-228	468395	362626.4	21212	0	0.4508	125	30.5	7.1	426
CT-229	468572	362575	33121	0	2.96296296	96	37.04	5.8	8000
CT-230	468280	362654	19770	0	0.322	117	33.7	7.3	5396
CT-231	468176.7	362660.1	27463	100	2.4	112	32.4		3044
CT-233	468056.4	362739.9	1568	0	1.82	154	24.1		273
CT-238	468518.6	362347.8	0	50	0	0			0
CT-352	468759.8	361869.7	0	0	0	0			0
CT-353	468372.9	362190.3	0	0	0	0			0
CT-354	468856	362372	3629	0	11.44	0	26.8	4	62227

ANEXO VII: Historial de producción del yacimiento Cantel Serpentina.

Año	Pet.Año mc	Fluido.Año mc	Agua Año mc	BSW %	Gas año mc	RGP	Pet.Acum mc	Agua Acum. mc	Gas Acum. mc	Pozos	Pcapa	Pfondo	Qpet mc/d	Qfluido mc/d	Cons. Recurso s %
1980	12713	12713	0	0.00	63565	5	12713	0	63565	3	77.0		3.4	3.4	0.13
1981	14621	14621	0	0.00	73105	5	27334	0	136670	3	75.0	51	2.4	2.4	0.28
1982	42814	42814	0	0.00	214070	5	70148	0	350740	10	73.0	52	18.98	22.31	0.73
1983	118662	120739	2077	1.72	593310	5	188810	2077	944050	24	69.0	56	20.65	21.57	1.96
1984	102486	102521	35	0.03	512430	5	291296	2112	1456480	29	65.0	52	11.3	11.3	3.02
1985	115458	115566	108	0.09	577290	5	406754	2220	2033770	30	58.0	49	13.67	13.87	4.21
1986	158233	158936	703	0.44	1582330	10	564987	2923	3616100	41	54.0	44	12.93	13.01	5.85
1987	121191	131625	10434	7.93	1939056	16	686178	13357	5555156	31	50.0	37	9.79	10.06	7.11
1988	70816	78582	7766	9.88	2620192	37	756994	21123	8175348	26	38.0		7.85	8.42	7.84
1989	62596	70136	7540	10.75	1502304	24	819590	28663	9677652	21		27	11.22	12.56	8.49
1990	31474	33175	1701	5.13	472110	15	851064	30364	10149762	5	21.0	19	6.97	7.34	8.82
1991	9564	10365	801	7.73	105204	11	860628	31165	10254966	12	20.0		9.02	9.84	8.92
1992	23946	26149	2203	8.42	263406	11	884574	33368	10518372	13	19.0		7.36	8.17	9.16
1993	35065	38276	3211	8.39	806495	23	919639	36579	11324867	14	19.0		9.49	10.35	9.53
1994	25164	29032	3868	13.32	452952	18	944803	40447	11777819	11	11.0	10	6.87	7.91	9.79
1995	21372	24842	3470	13.97	406068	19	966175	43917	12183887	10	11.3	8	5.56	6.53	10.01
1996	21402.6	27420	6017.4	21.95	385247	18	987578	49934.4	12569134	14	11.0	8.5	5.35	6.85	10.23
1997	20586	26074	5488	21.05	329376	16	1008164	55422.4	12898510	10		9	5.06	6.41	10.44
1998	16000	23993	7993	33.31	256000	16	1024164	63415.4	13154510	8		13.4	4.23	6.34	10.61
1999	14584	17261	2677	15.51	247928	17	1038748	66092.4	13402438	7		15.1	5.01	5.92	10.76
2000	12902	15625	2723	17.43	232236	18	1051650	68815.4	13634674	7		14.2	4.25	5.15	10.89
2001	13393	16568	3175	19.16	227681	17	1065043	71990.4	13862355	8		11.8	4.46	5.52	11.03
2002	14171	18928	4757	25.13	240907	17	1079214	76747.4	14103262	7		11.1	5.5	7.34	11.18
2003	13015	17701	4686	26.47	221255	17	1092229	81433.4	14324517	7			5.2	7.07	11.31
2004	15546	21471	5925	27.60	310920	20	1107775	87358.4	14635437	7			6.11	8.44	11.48
2005	15468	20457	4989	24.39	309360	20	1123243	92347.4	14944797	7			6.54	8.65	11.64
2006	14732	18904	4172	22.07	73660	5	1137975	96519.4	15018457	6			6.83	8.75	11.79
2007	13856	18181	4325	23.79	69280	5	1151831	100844	15087737	6			6.36	8.3	11.93
2008	14308	17467	3158.57	18.09	71540	5	1166139	104003	15159277	6			7.92	9.67	12.08
2009	15430	19678	4248	21.59	138867	9	1181568	108251	15298144	5			8.45462	10.7823	12.24
2010	11000	13531	2531	18.70	99000	9	1192568	110782	15397144	6			7.30413	8.98454	12.35

ANEXO VIII: Historial de producción del yacimiento Cantel Serpentina.

Historial de explotación Yac.Cantel Serpentina

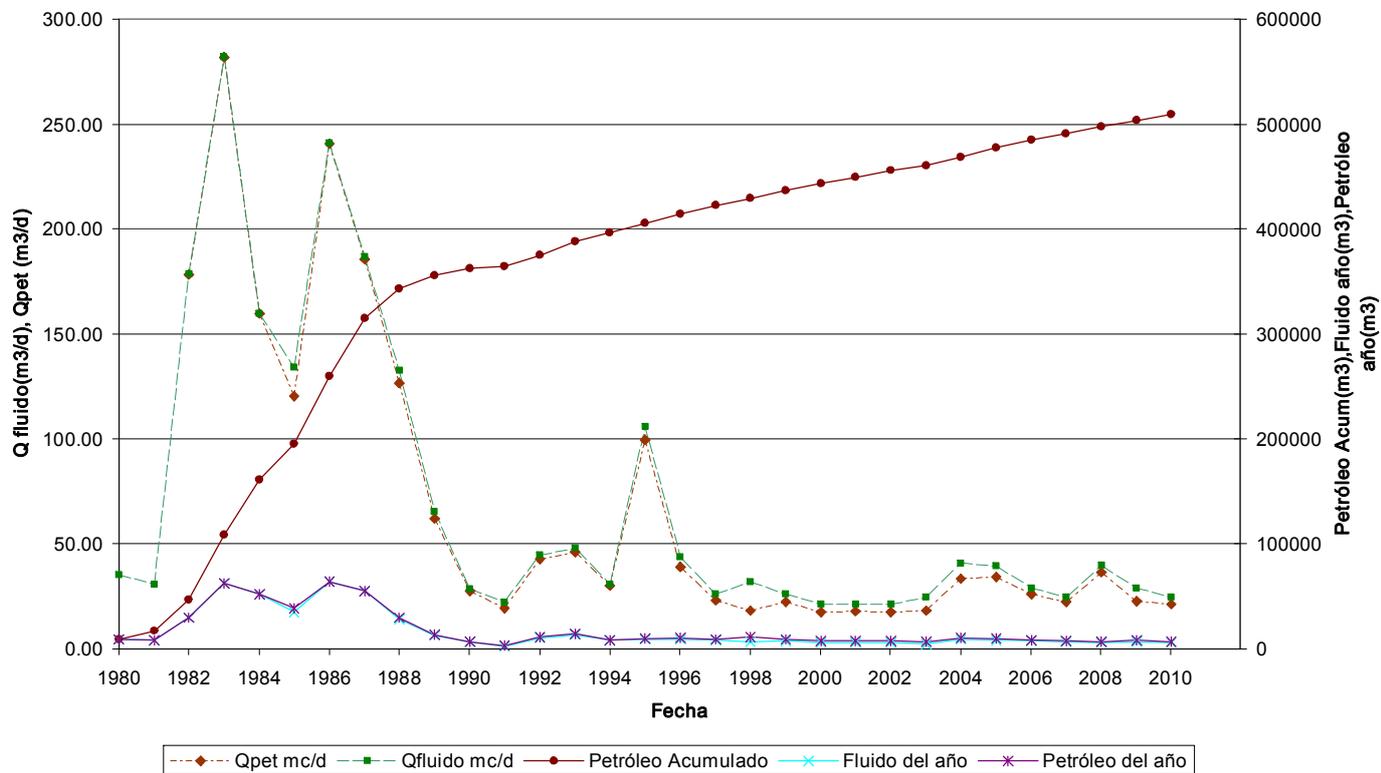


ANEXO IX: Historial de producción cantel Serpentina Bloque Este.

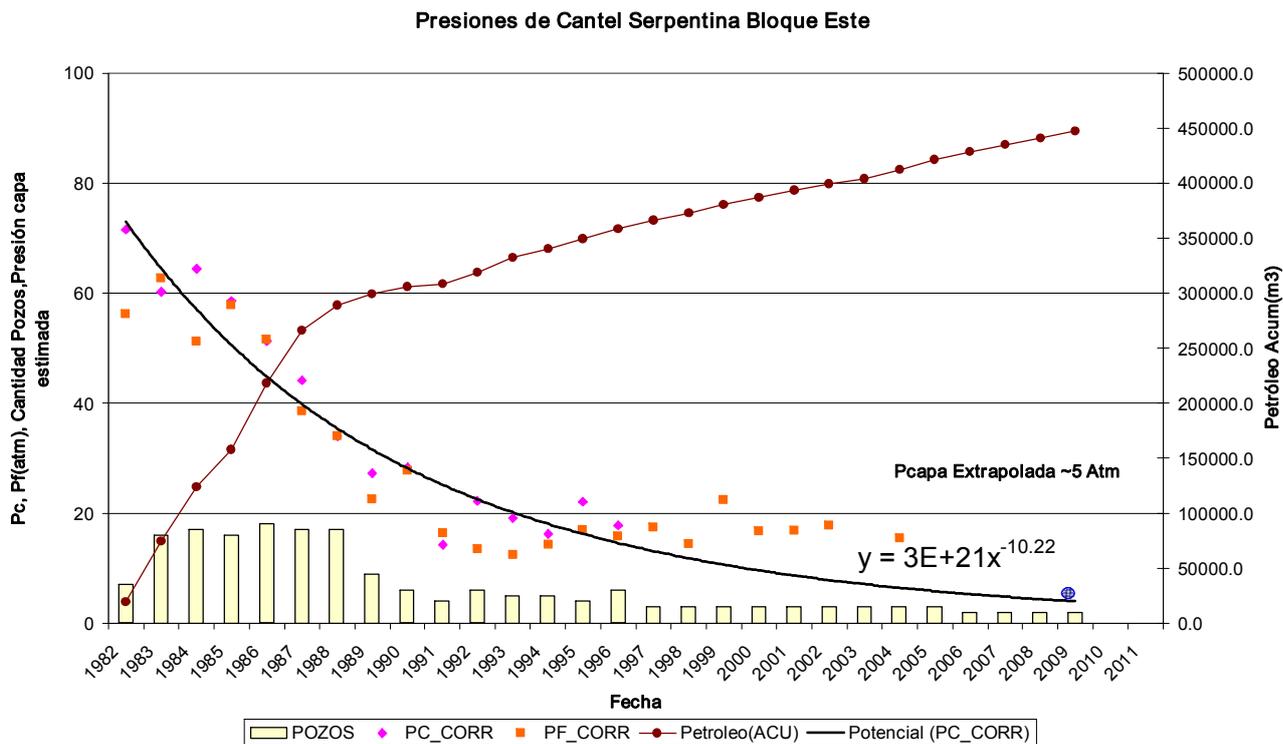
Año	Pet.Año mc	Fluido.Año mc	Agua Año mc	BSW %	Pet.Acumm c	Agua Acum. mc	Pozos	Pcapa	Pfondo	Qpet mc/d	Qfluido mc/d	días trabajados
1980	8693.5	8694	0	0.00	8694	0	1			35.34	35.34	246.00
1981	8310	8310	0	0.00	17004	0	1			30.66	30.66	271.00
1982	29483	29539	56	0.19	46487	56	7	71.5	56.2	178.38	178.71	165.29
1983	62009	62111	102	0.16	108496	158	16	60.3	62.8	281.86	282.32	220.00
1984	52323	52342	19	0.04	160819	177	17	64.4	51.2	159.78	159.84	327.47
1985	34827	38889	4062	10.45	195646	4239	16	58.5	57.8	120.20	134.22	289.75
1986	63886	64028	142	0.22	259532	4381	18	51.4	51.5	240.52	241.06	265.61
1987	54963	55314	351	0.63	314495	4732	17	44.1	38.6	185.50	186.69	296.29
1988	28418	29731	1313	4.42	342913	6045	17	34.1	34.0	126.77	132.62	224.18
1989	12881	13572	691	5.09	355794	6736	9	27.2	22.6	61.86	65.18	208.22
1990	6530	6783	253	3.73	362324	6989	6	28.3	27.8	27.38	28.44	238.50
1991	2441.00	2796	355	12.70	364765	7344	4	14.3	16.3	19.41	22.23	125.75
1992	10339	10786	447	4.14	375104	7791	6	22.2	13.5	42.87	44.72	241.17
1993	13450	14020	570	4.07	388554	8361	5	19.0	12.4	45.97	47.92	292.60
1994	7908	8077	169	2.09	396462	8530	5	16.2	14.3	30.25	30.90	261.40
1995	9062	9631	569	5.91	405524	9099	4	22.1	17.1	99.58	105.84	91.00
1996	9125	10252	1127	10.99	414649	10226	6	17.8	15.8	38.86	43.66	234.83
1997	8167	9226	1059	11.48	422816	11285	3		17.5	23.05	26.04	354.33
1998	6433	11327	4894	43.21	429249	16179	3		14.4	18.22	32.09	353.00
1999	7750	8957	1207	13.48	436999	17386	3		22.5	22.33	25.81	347.00
2000	6209	7564	1355	17.91	443208	18741	3		16.8	17.46	21.27	355.67
2001	6281	7424	1143	15.40	449489	19884	3		16.9	17.83	21.07	352.33
2002	6120	7434	1314	17.68	455609	21198	3		17.8	17.45	21.20	350.67
2003	4716.59	6328	1611	25.46	460325	22809	3			18.21	24.43	259.08
2004	8546	10364	1818	17.54	468871	24627	3		15.5	33.59	40.74	254.42
2005	8528.8	9832	1303	13.25	477400	25931	3			34.21	39.43	249.33
2006	7291	8166	875	10.72	484691	26806	2			26.00	29.12	280.41
2007	6374	7082	708	10.00	491065	27514	2			22.21	24.68	286.99
2008	6171.04	6802.31	631	9.28	497236	28145	2			36.20	39.91	170.45
2009	6413	8092	1679	20.75	503649	29824	2			22.83	28.80	280.93
2010	6047	7037	990	14.07	509696	30814	2			21.18	24.65	285.53

ANEXO X: Historial de producción de Cantel Serpentina Bloque Este.

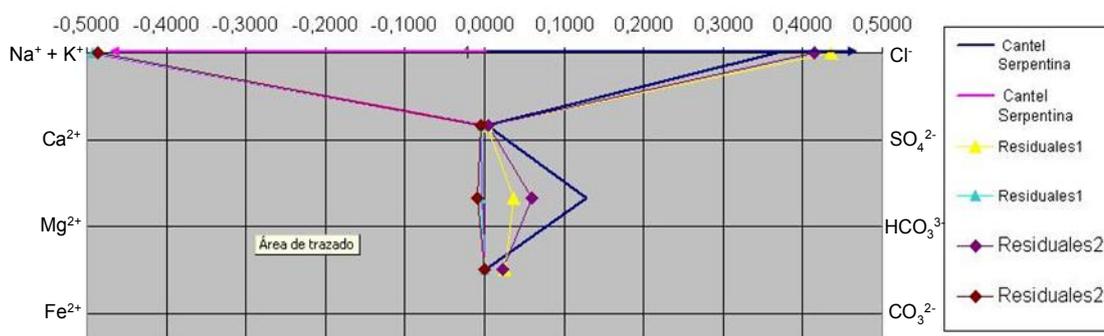
Historial de Producción Cantel Serpentina-Bloque Este



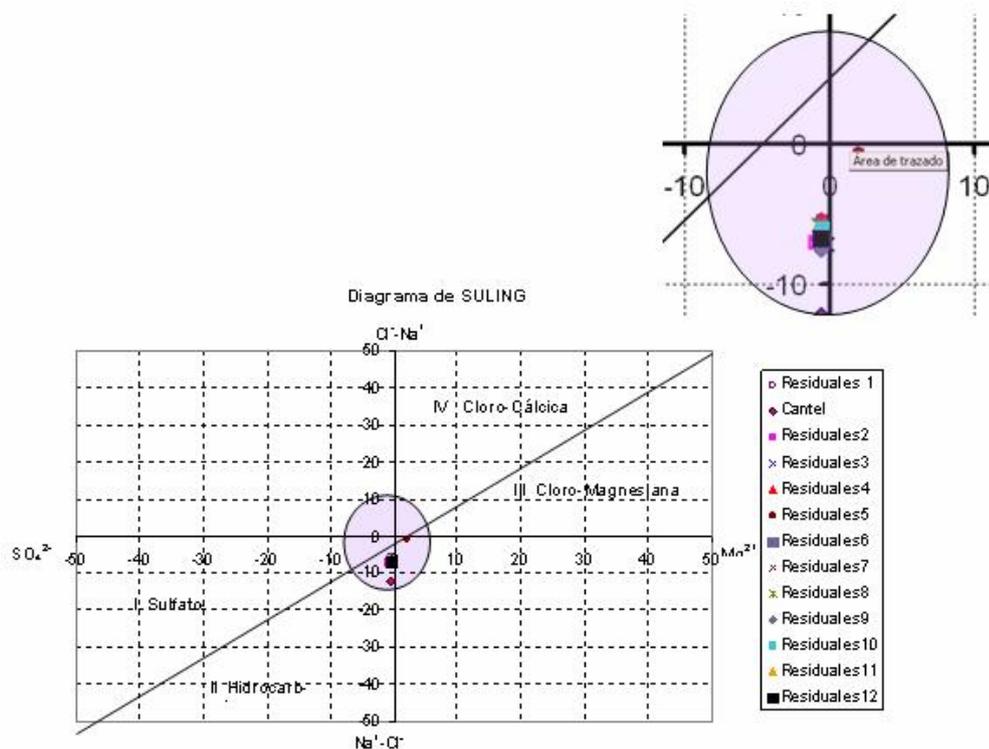
ANEXO XI: Presiones de Cantel Serpentina Bloque Este.



ANEXO XII: Diagrama de Stiff.

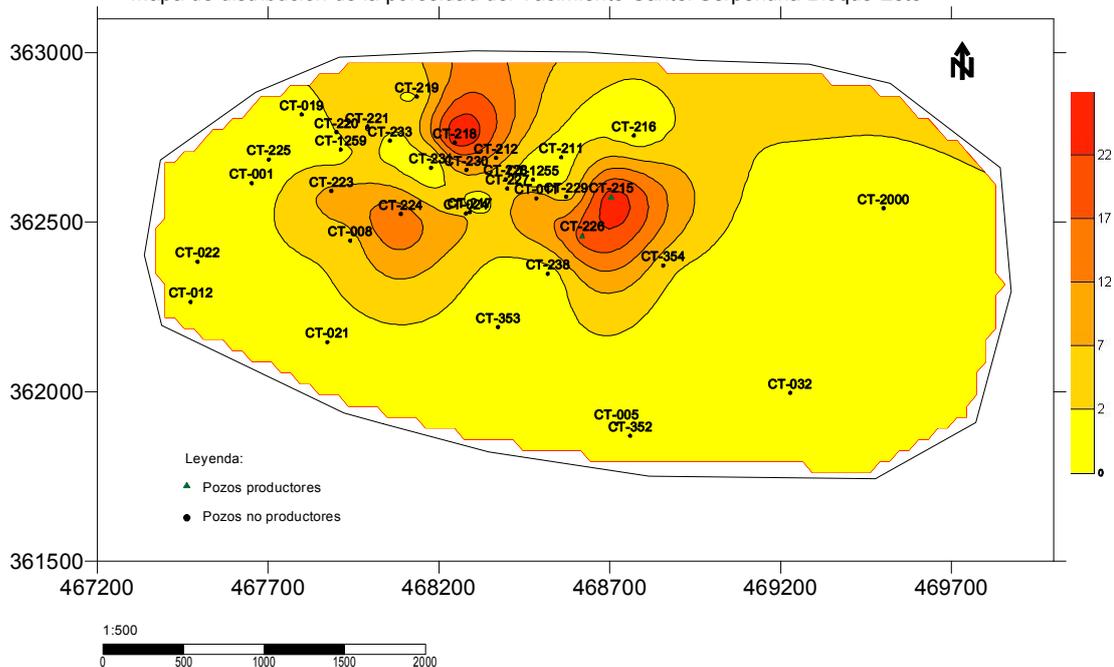


ANEXO XIII: Diagrama de Sulling.

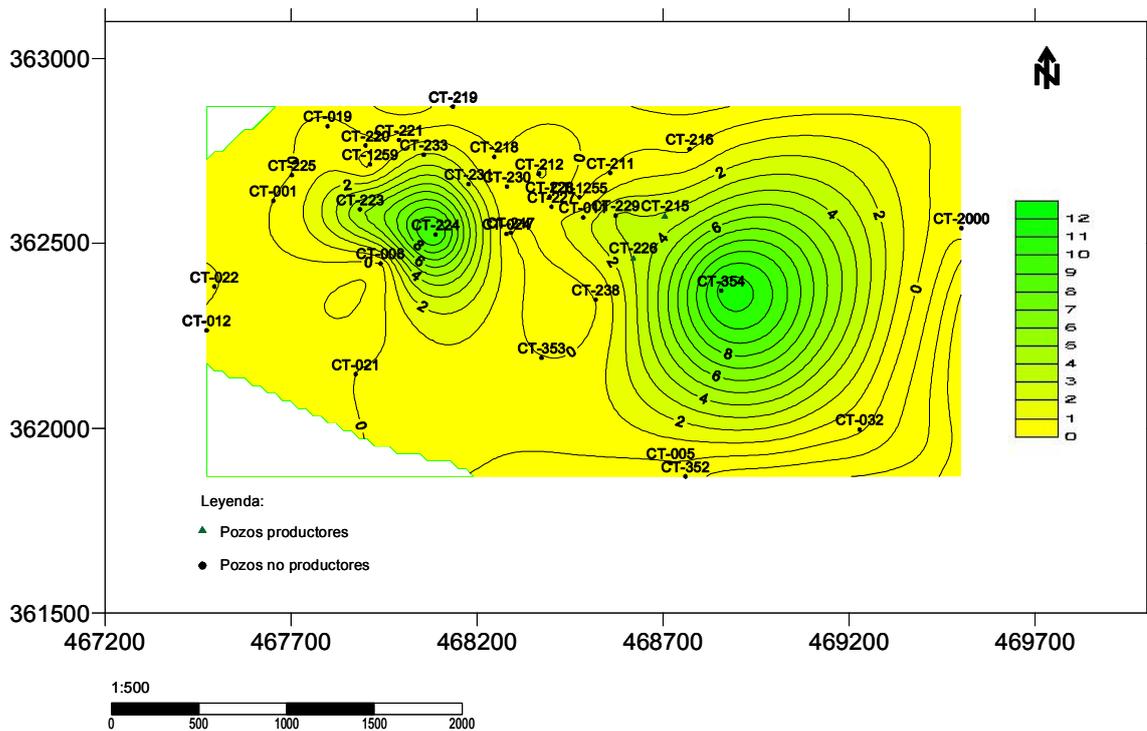


ANEXO XIV: Mapas de distribución de parámetros.

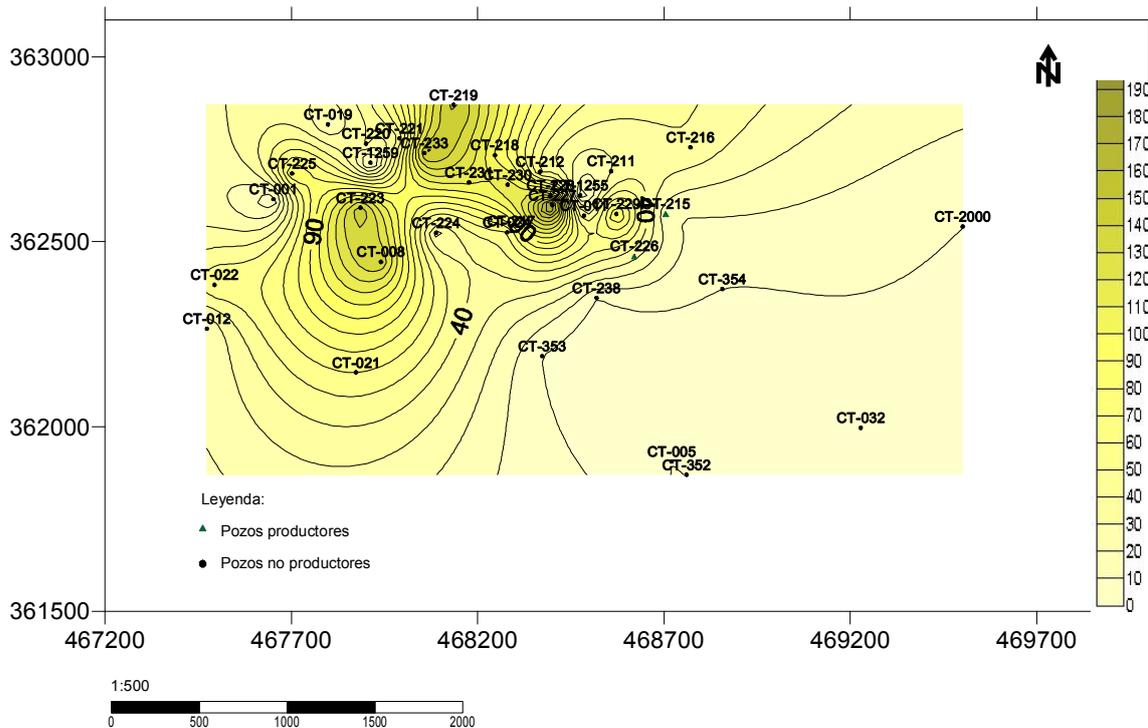
Mapa de distribución de la porosidad del Yacimiento Cantel Serpentina Bloque Este



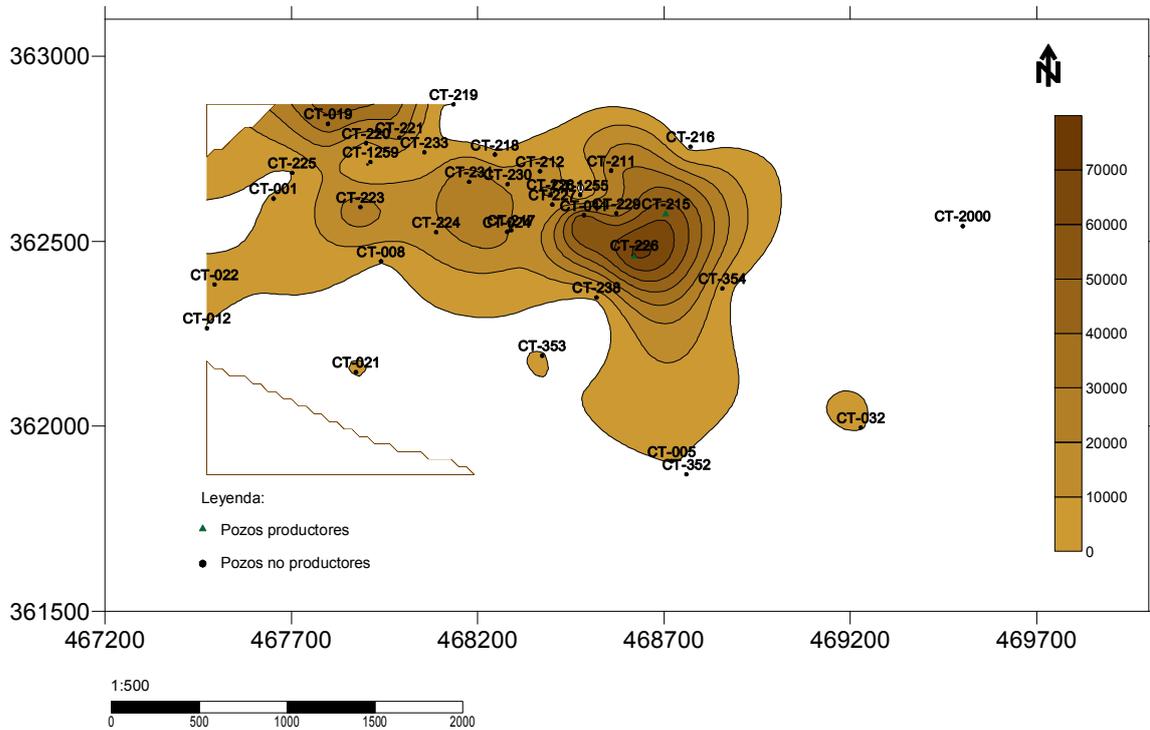
Mapa de distribución de la movilidad en el Yacimiento Cantel Serpentina Bloque Este



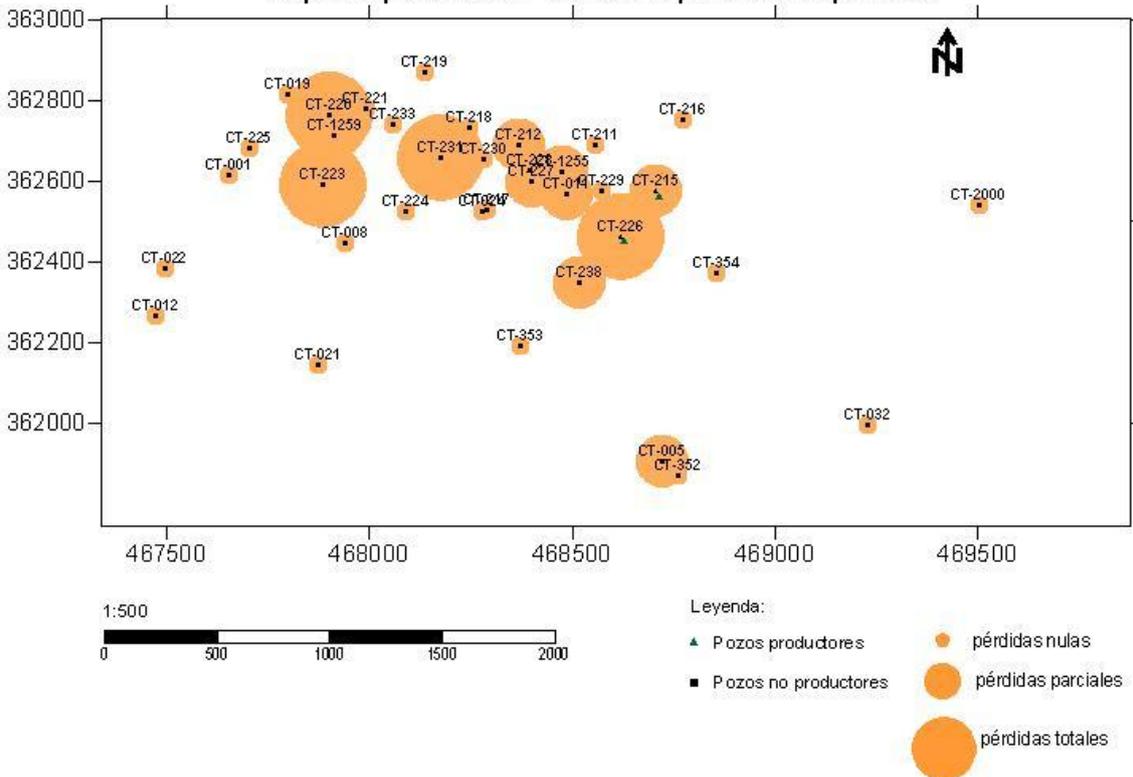
Mapa de distribución de espesores efectivos del Yacimiento Cantel Serpentina Bloque Este



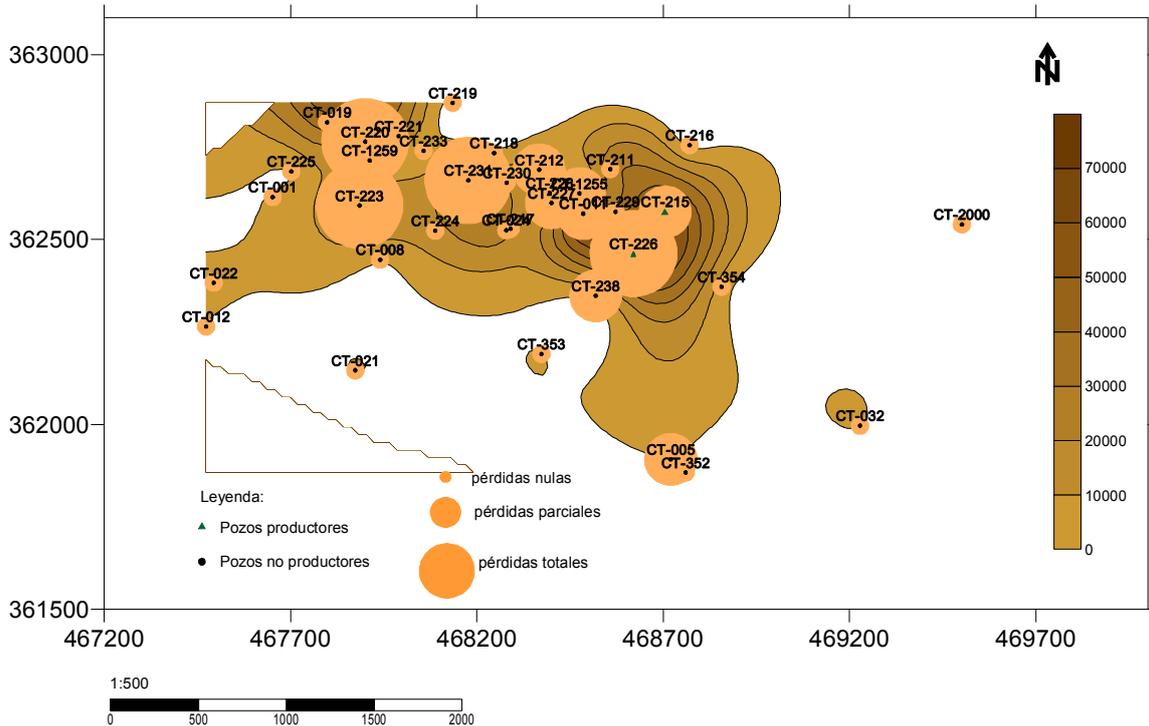
Mapa de distribución de las Producciones Acumuladas en el Yacimiento Cantel Serpentina Bloque Este



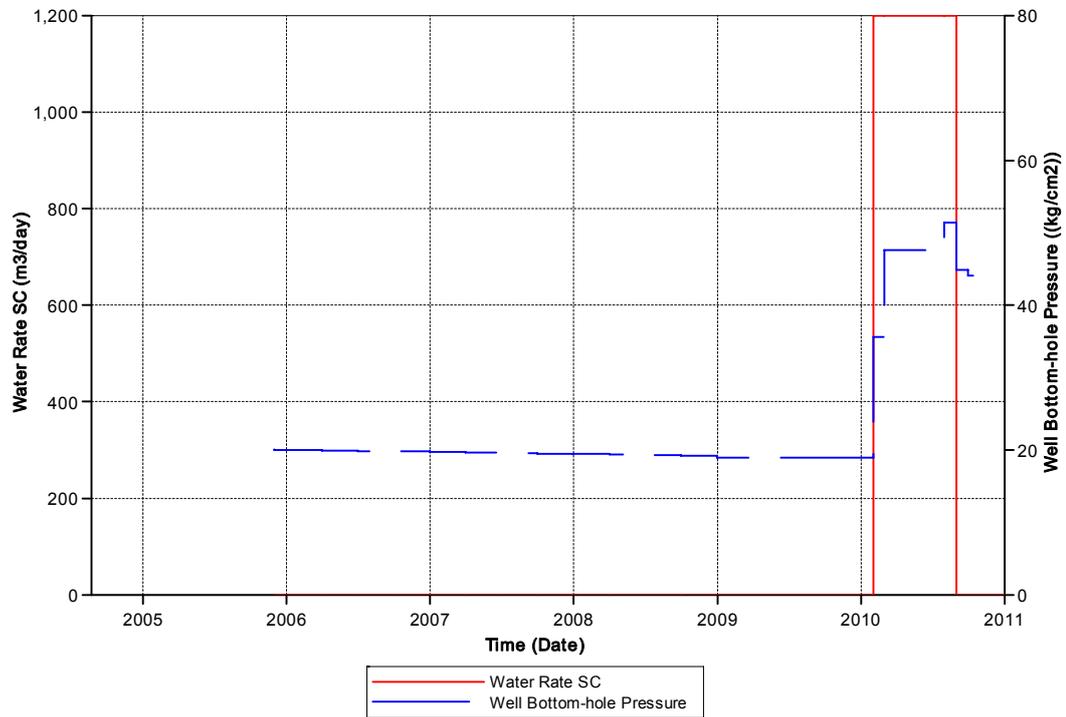
Mapa de pérdidas en Cantel Serpentina Bloque Este



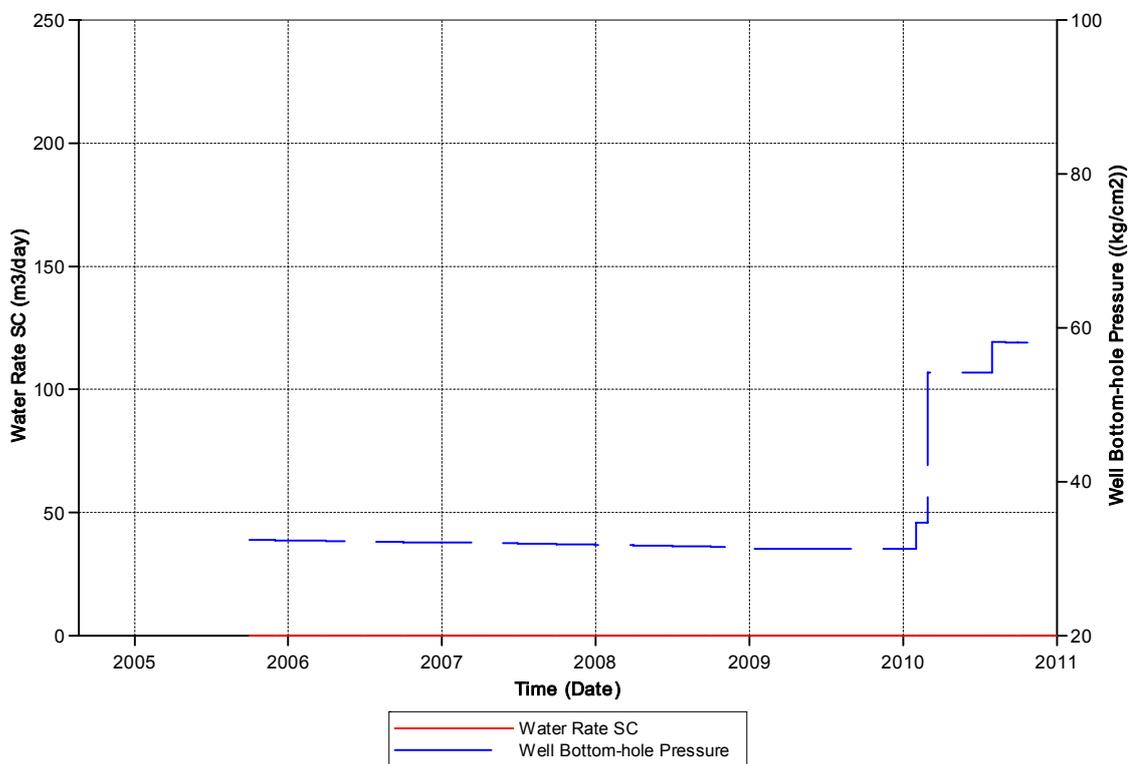
Mapa integrado de la distribución de las Producciones Acumuladas y pérdidas



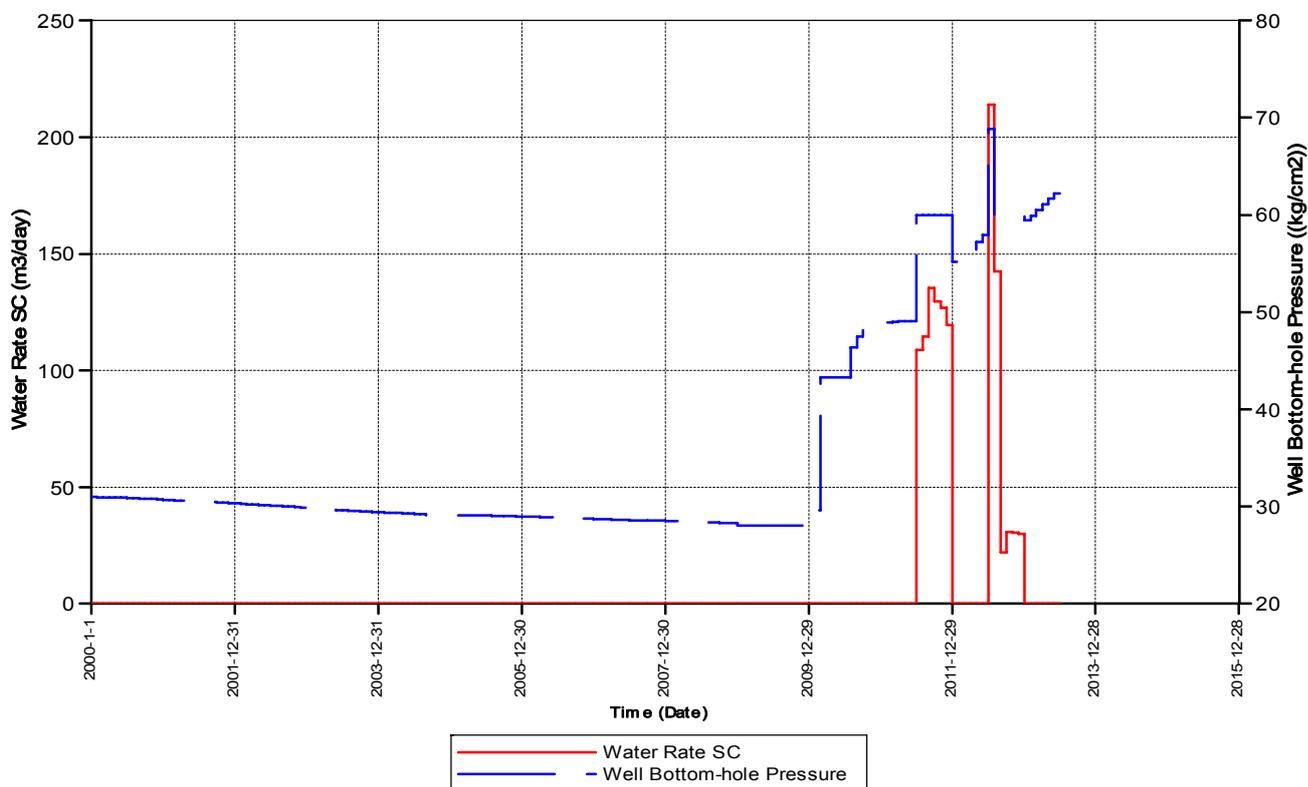
ANEXO XV: Simulación de inyección de aguas residuales de forma lineal en el pozo CT-270.



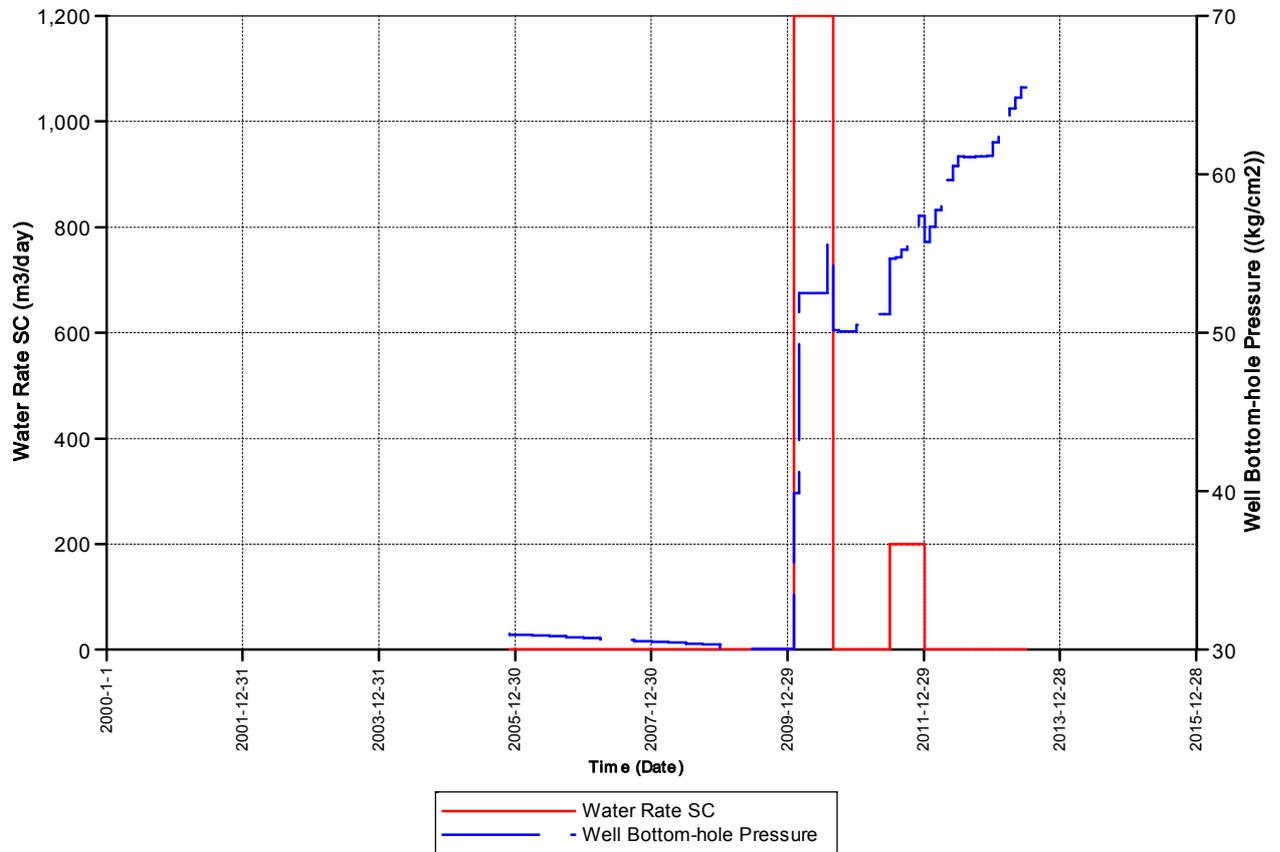
ANEXO XVI: Simulación de inyección de aguas residuales de de forma lineal en el pozo CT-251.



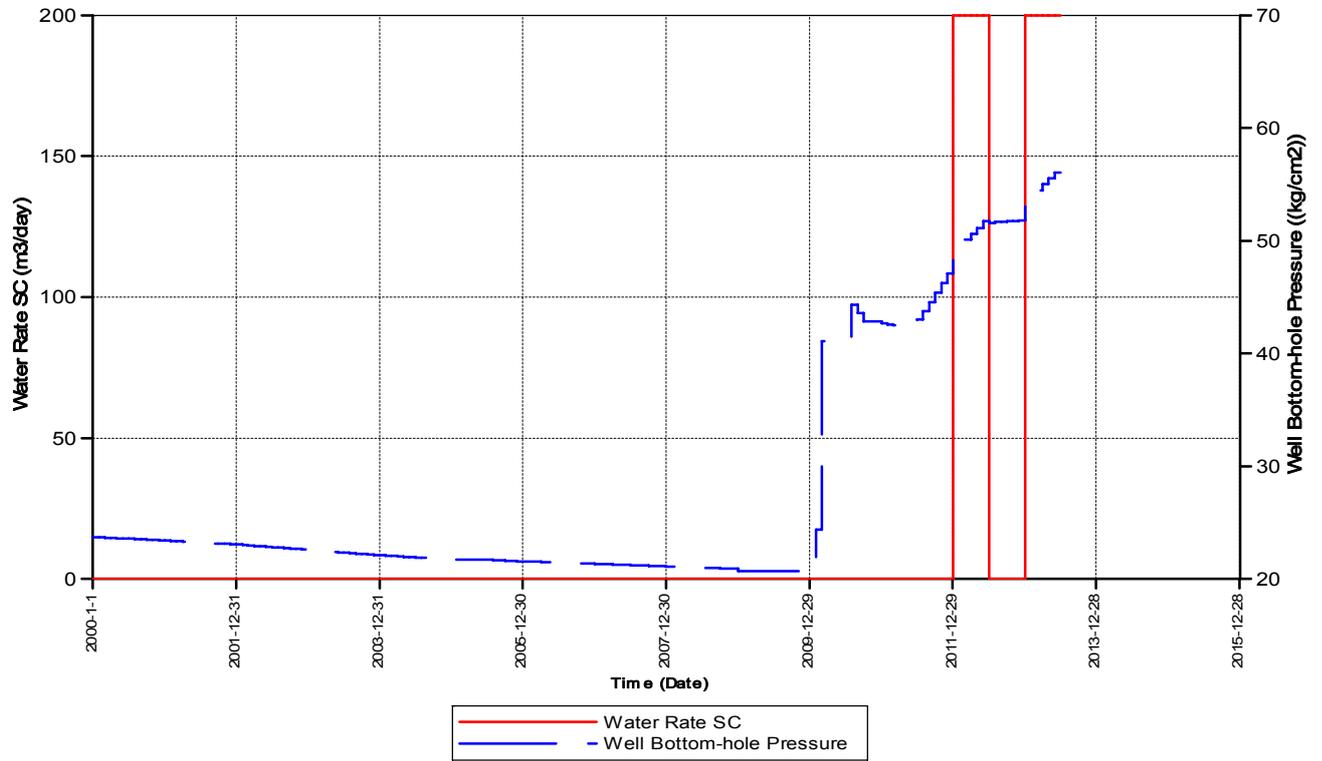
ANEXO XVII: Simulación de inyección de aguas residuales de forma cruzada en el pozo CT-268.



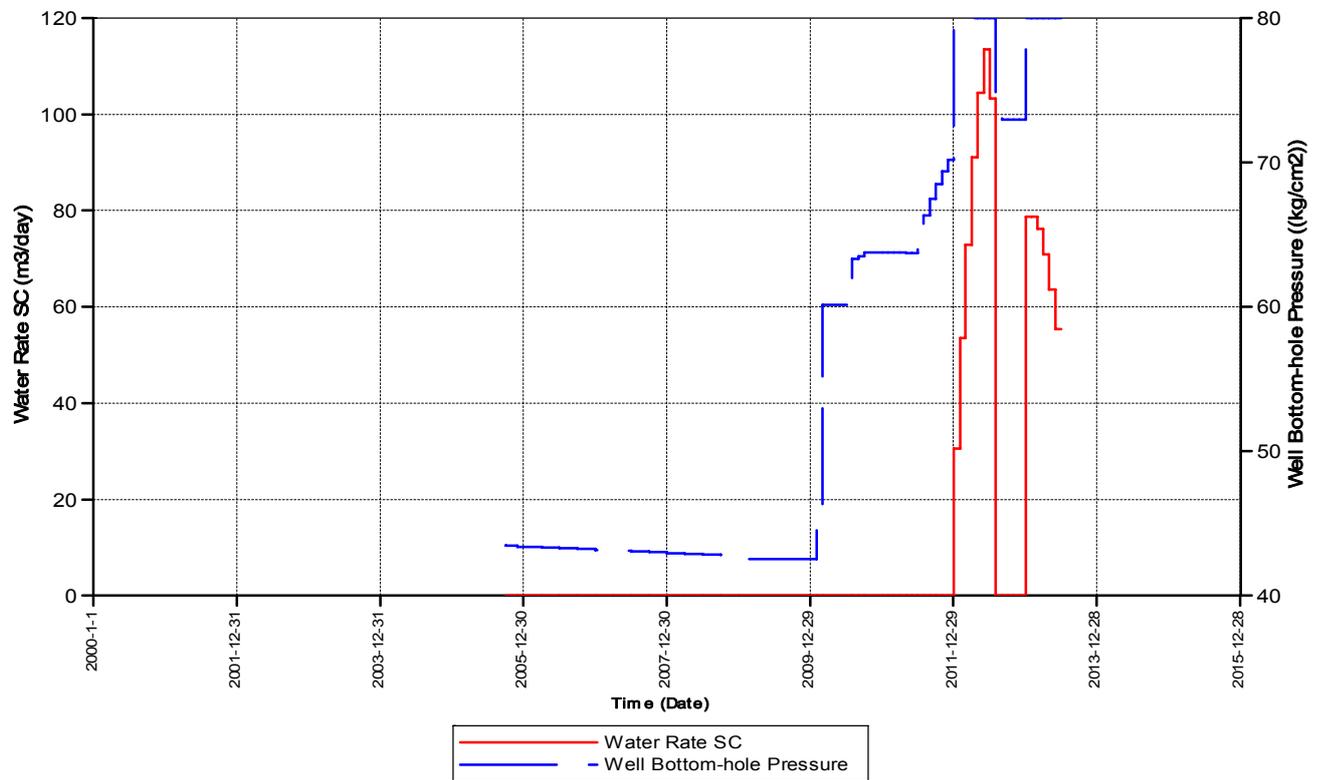
ANEXO XVIII: Simulación de inyección de aguas residuales de forma cruzada en el pozo CT-270.



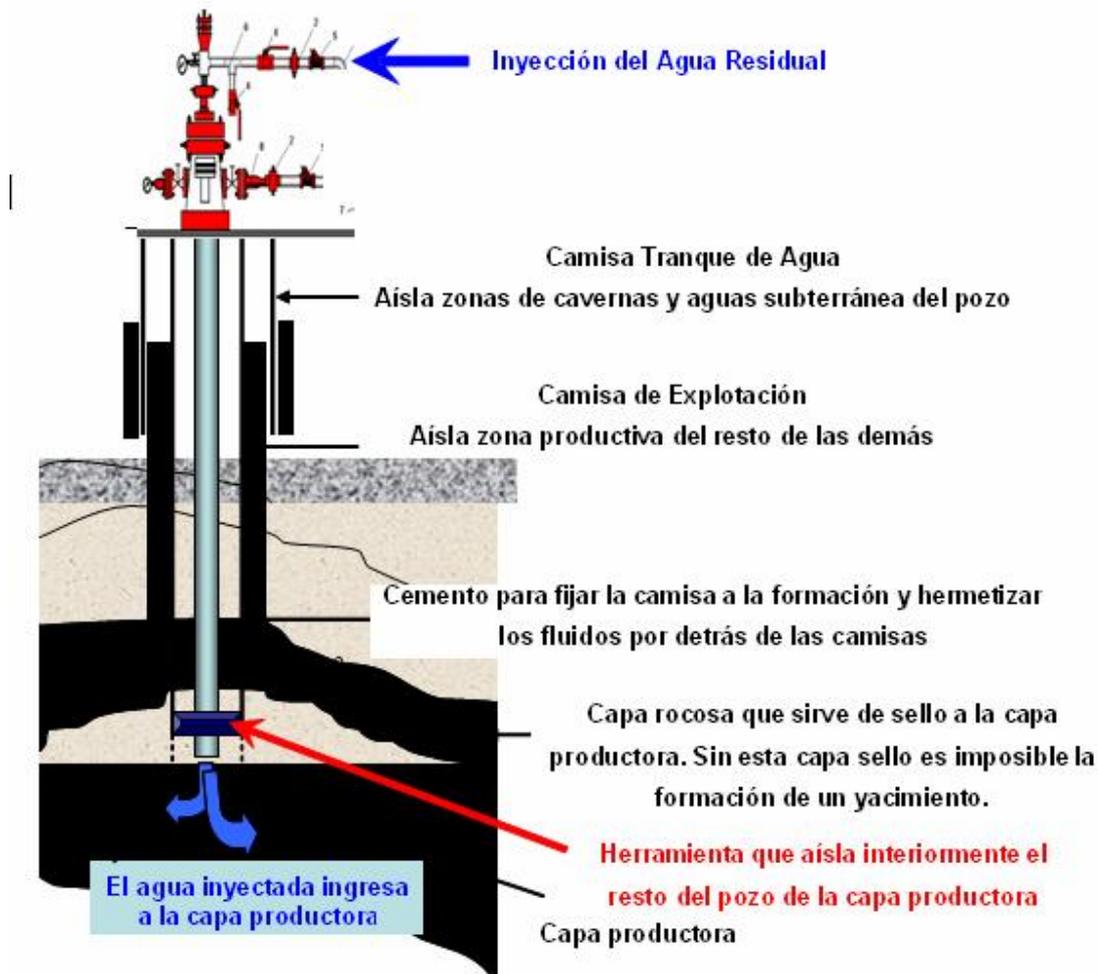
ANEXO XIX: Simulación de inyección de aguas residuales de forma cruzada en el pozo CT-019.



ANEXO XX: Simulación de inyección de aguas residuales de forma cruzada en el pozo CT-251.



ANEXO XXI: Completamiento típico diseñado para los pozos inyectores.



ANEXO XXII: Esquema Tecnológico de las instalaciones del Punto de Inyección de Cantel

