



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE HIDALGO

**INSTITUTO DE CIENCIAS BÁSICAS E INGENIERÍA
ÁREA ACADÉMICA DE MATERIALES Y METALURGIA
INGENIERÍA MINERO METALÚRGICA**

**“APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CRAIG EN LA
RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE
AGUA EN EL YACIMIENTO PETROLÍFERO OGARRIO.”**

MONOGRAFÍA

**Que para obtener el título de
Ingeniero Minero Metalúrgico**

Presenta

Emmanuel Márquez Ramírez.

Director

M. C. María Florina Illescas López

Pachuca de Soto Hidalgo, México

Junio 2007

Agradezco de todo corazón a mis padres Juan José e Irma por haberme enseñado lo valioso de la vida, por guiarme siempre con sus sabios consejos y darme la oportunidad de ser lo que soy, por apoyarme siempre y confiar en mí, por ese amor de padres, a ti mamita por estar siempre ahí y a ti papito por ese ejemplo de superación constante, de profesionalismo y de ser mejor cada día.

Con todo mi cariño a mi esposa Mica por ese apoyo incondicional, y por el inmenso amor que me tiene.

A mis hijas Ilse y Arantza que son la luz de mi vida y razón de ser.

A mis hermanos Mauri y Juan por compartir toda esa alegría y confianza que siempre nos ha unido.

En especial a la M.C. Maria Florina Illéscas López por todo el apoyo para realizar este trabajo y por ser parte de mi formación profesional y personal.

Al Ingeniero Carlos David Guzmán León por esa grandeza como persona, por pulir cada día el conocimiento en nosotros sus alumnos.

A cada uno de los catedráticos de la Licenciatura en Ingeniería Minero Metalúrgica que influyeron en mi formación como profesionista y que desinteresadamente compartieron sus conocimientos.

A la grandiosa Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo por permitirme ser parte de su historia.

A la Dra. Juana Cruz Hernández por las facilidades otorgadas en la realización de este proyecto y su gran apoyo.

Al Maestro Ricardo Islas Juárez por su compañerismo y apoyo en este trabajo.

Ya todos mis compañeros, amigos, hermanos, del salón de clases que compartieron parte de su vida conmigo.

ÍNDICE	Pág.
LISTA DE FIGURAS	i
LISTA DE TABLAS	iii
SIMBOLOGÍA	iv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I ANTECEDENTES	3
1.1.- Yacimiento petrolífero	6
1.2.- Exploración de Yacimientos	9
1.2.1.- Técnicas de exploración	10
1.3.- Métodos de recuperación	13
1.3.1.- Recuperación primaria	13
1.3.2.- Recuperación secundaria	14
1.3.2.1.- Métodos de Recuperación Secundaria	15
CAPÍTULO II METODOLOGÍA	18
2.1.- Descripción del área de estudio	19
2.2.- Análisis e interpretación de la información	29
2.2.1.- Datos petrofísicos	29
2.2.2.- Secciones de correlación	29
2.2.3.- Presión original	30
2.2.4.- Planos de referencia	31
2.2.5.- Análisis PVT	31
2.2.6.- Compresibilidades	32
2.2.7.- Volumen original	32
2.2.8.- Producción del yacimiento	34
2.3.- Validación de datos	36
2.4.- Factibilidad de recuperación	40
2.5.- Aplicación del método de Craig	42
CAPITULO III RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CRAIG	47
3.1.- Comparación de los gastos de inyección	47
3.2.- Tiempos de operación	48
3.3.- Producción acumulativa anual	52
3.4.- Estudio económico	
CONCLUSIONES	58
OBSERVACIONES	59
GLOSARIO	60
REFERENCIAS	61

LISTA DE FIGURAS

Figura		Pág.
1	Yacimiento petrolífero	8
2	Vida productiva de un yacimiento	9
3	Magnetometría	10
4	Gravimetría	11
5	Sismología de exploración	12
6	Modelado geológico	12
7	Esquema del proceso de recuperación primaria	14
8	Recuperación Secundaria	15
9	Metodología para Estudio de Factibilidad de Recuperación Secundaria	18
10	Región Marina Noreste	19
11	Región Marina Suroeste	21
12	Región Marina Norte	22
13	Región Marina Sur	24
14	Activo Cinco Presidentes	24
15	Distribución de las reservas probadas por Activo Zona Sur	25
16	Localización de la zona	26
17	Comportamiento de la presión vs profundidad para diferentes pozos de Ogarrio	30
18	Esquema de la prueba de permeabilidad	38
19	Equipo utilizado en pruebas de permeabilidad	38
20	Comportamiento primario Arena 9BII con respecto a su presión	40
21	Producciones de aceite y gas en la Arena 9BII	41
22	Localización de los pozos productores e inyectores de las zonas I y II	43
23	Descripción de los pozos inyectores y productores	43
24	Producción acumulativa por recuperación Secundaria en los tres gastos de inyección	49

25	Producción anual por Recuperación Secundaria.	50
26	Inyección diaria de agua para las zonas “I” y “II” y presión de la arena.	51
27	Producciones anuales de Recuperación Primaria y Recuperación Secundaria.	55
28	Ingresos de las etapas de Recuperación Primaria y Recuperación Secundaria.	56

LISTA DE TABLAS

Tabla	Pág.
1 Reserva de la zona marina noroeste	20
2 Reservas de la zona marina suroeste	22
3 Reservas zona norte	23
4 Reservas de la zona sur	25
5 Datos de presión inicial promedio	31
6 Planos de referencia y presiones iniciales obtenidas	31
7 Análisis PVT para los diferentes pozos	32
8 Compresibilidades efectivas de los yacimientos del campo	32
9 Volumen original de aceite para las diferentes arenas del Campo Ogarrío	33
10 Producción del yacimiento en el estudio	34
11 Información disponible de la Arena 9BII	34
12 Datos PVT de la Arena 9BII	36
13 Datos petrofísicos de la Arena 9BII	40
14 Descripción de los pozos de la Arena 9BII	44
15 Valores de porosidad, permeabilidad y saturación de agua para la arena 9BII	44
16 Valores medios por zona	45
17 Propiedades la zona “I”	45
18 Propiedades de la zona “II”	45
19 Datos básicos de la Arena 9BII	46
20 Datos obtenidos en la aplicación del Método de Craig	47
21 Tiempos de operación de los pozos productores a los que ocurrirá el llenado	48
22 Producciones anuales de cada gasto de inyección	49
23 Precios del aceite y del gas proporcionados por el activo	52
24 Tabla comparativa sobre los ingresos de producción primaria y secundaria	54
25 Costos de aplicación secundaria	54
26 Utilidades Arena 9BII	57

SIMBOLOGÍA.

SÍMBOLOS	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
C_e	Compresibilidad Efectiva	10^{-6}Bl/Bl/psi
E_R	Eficiencia real	Adimensional
E_A	Eficiencia Areal	Adimensional
W_e	Entrada acumulativa de agua	m^3
h	Espesor Neto	m
B_o	Factor de volumen	m^3/m^3
B_t	Factor de volumen de las dos fases	m^3/m^3
Z	Factor zeta	Adimensional
Q_i	Gasto de inyección	m^3
K	Permeabilidad	mD
K_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	Fracción
K_{rw}	Permeabilidad relativa al agua	Fracción
K_{rg}	Permeabilidad relativa al gas	Fracción
mBl	Miles de barriles	Dólar (USD)
MBI	Millones de barriles	Dólar (USD)
$\emptyset$	Porosidad	Fracción
P	Presión	psi
P_i	Presión inicial	Kg/cm^2
N_p	Producción acumulativa de aceite	m^3
R_s	Relación de solubilidad	m^3/m^3
Kg/Ko	Relación de permeabilidad	Fracción
RGA	Relación Gas- Aceite	PC/Bl
R_p	Razón de aceite acumulativo	m^3/m^3
V	Relación de movilidad	Adimensional
RAA	Relación agua-aceite	Adimensional
S_{oi}	Radio exterior del pozo	pie
S_{ro}	Saturación residual de aceite	m^3/m^3

Sg	Saturación de gas	m³/m³
Soi	Saturación de aceite inicial	m³/m³
Sw	Saturación de agua	m³/m³
μ_o	Viscosidad de aceite	cp
μ_g	Viscosidad de gas	cp
N	Volumen original de aceite	m³
Wp	Volumen acumulativo de agua	m³
Vo	Volumen original	Bl
Vp	Volumen de poro	m³
Fr	Factor de recuperación	Fracción

INTRODUCCIÓN

PEMEX Exploración y Producción es uno de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, creado el 16 de julio de 1992 a través de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos, es una entidad descentralizada, responsable de diferentes tareas como la de incorporar reservas de aceite y gas natural del país, así como la de desarrollar y explotar racionalmente las reservas de hidrocarburos, además de transportarlos eficientemente.

El tema de las reservas petroleras en México ha despertado siempre gran interés en el país. Esto es natural por el papel fundamental que los hidrocarburos han desempeñado en la economía, así como los antecedentes históricos y el marco jurídico de la industria petrolera nacional.

Cualquier discusión del tema de las reservas de hidrocarburos debe partir del conocimiento preciso de las reservas remanentes de los yacimientos descubiertos a la fecha. En los últimos años Petróleos Mexicanos intensificó los esfuerzos para ampliar los conocimientos de los principales yacimientos de hidrocarburos del país, mediante el desarrollo de modelos numéricos más sofisticados y la adquisición de información sísmica y petrofísica nueva y más completa. Este conjunto de actividades técnicas específicas tiene el objetivo de maximizar el valor económico de los yacimientos a lo largo de su ciclo de explotación.

Por otra parte en la actualidad se requiere de técnicas para describir el comportamiento del flujo que permitan llevar a cabo una explotación más racional de las reservas de hidrocarburos, es por eso importante comentar que la etapa inicial del procesamiento del hidrocarburo comienza con el descubrimiento del yacimiento, posteriormente, para iniciar la extracción se aprovecha la presión natural del yacimiento para la salida del aceite a la superficie.

Cuando se produce una considerable disminución de esta presión, la producción declina y se ingresa en la etapa secundaria donde una presión adicional es administrada al yacimiento por inyección de agua. Cuando la inyección de agua deja de ser efectiva por la evaluación entre una pequeña extracción de aceite y un elevado costo de la operación, se considera que se ha aprovechado al máximo esta etapa de recuperación de hidrocarburos del yacimientos dando lugar a otra etapa de recuperación que de mayor provecho al tratamiento del yacimiento.

Así el total de la producción de aceite, combinando el proceso o etapa primaria y secundaria es del orden del 55 % respecto de la cantidad original de materia prima en el lugar. Por eso, la recuperación asistida es de trascendental importancia en la explotación del yacimiento para aprovechar al máximo el rendimiento económico y útil del mismo.

De aquí la importancia de conocer a fondo las técnicas de recuperación secundaria y sus ventajas que esta tiene en comparación hacia otra técnicas mucho mas costosas y difíciles de aplicar a la recuperación de los hidrocarburos, por lo tanto el objetivo del presente trabajo es explicar una metodología de recuperación secundaria por inyección de agua en un yacimiento específico ubicado en el estado de Veracruz, México., por el método de Craig.

Así en el capítulo I se presentan los antecedentes, donde se explican los métodos de exploración y explotación.

Por otro lado durante el desarrollo del capítulo II se describe la metodología de explotación de un yacimiento de hidrocarburos, la aplicación del método y el costo que tiene esta técnica.

Y finalmente en capítulo III se presentan los resultados de la metodología con las conclusiones del trabajo.

CAPITULO I

ANTECEDENTES

Por otra parte, la historia en México de la industria del petróleo se inicia en 1900, cuando los norteamericanos Charles A. Candfield y Edward L. Doheny compraron 113 hectáreas de la hacienda "El Tulillo", en el municipio de Ébano, San Luis Potosí, que se extendían hacia los estados de Tamaulipas y Veracruz. En ese año, la hacienda pasó a ser propiedad de la "Mexican Petroleum of California", creada por Doheny, empresa que empezó a perforar en un campo al que denominaron "El Ébano" y, en 1901, se descubrió Hidrocarburo mediante un pozo que fue bautizado con el nombre de "Doheny I".

Paralelamente a las actividades petroleras de Doheny, la compañía inglesa "Pearson and Son", que era contratista en el gobierno del general Porfirio Díaz y cuyo propietario era Weetman Dickinson Pearson, adquirió terrenos para la exploración y explotación de petróleo. En 1902, encontró petróleo cerca de San Cristóbal en el Istmo de Tehuantepec, y años después construyó una refinería en Minatitlán, un centro de almacenamiento y un ducto en esta zona.

El 24 de diciembre de 1901, el presidente Porfirio Díaz expidió la Ley del Petróleo, aprobada por el Congreso de la Unión, con la cual se pretendía impulsar la actividad petrolera, otorgando amplias facilidades a los inversionistas extranjeros y las primeras concesiones las recibieron Edward L. Doheny y Weetman D. Pearson.

Con el auge petrolero, las compañías se adueñaron de los terrenos con petróleo. Por ello, el gobierno de Carranza dispuso que todas las compañías petroleras y las personas que se dedicaran a exploración y explotación del petróleo debieran registrarse en la Secretaría de Fomento.

La segunda década del siglo fue una época de febril actividad petrolera, que tuvo una trayectoria ascendente hasta llegar en 1921 a una producción de crudo de poco más de 193 millones de barriles, que colocaba a México como segundo productor mundial, gracias al

descubrimiento de yacimientos terrestres de lo que se llamó la "Faja de Oro", al norte del Estado de Veracruz, que se extendían hacia el Estado de Tamaulipas.

Uno de los pozos más espectaculares en los anales de la historia petrolera del mundo fue el "Cerro Azul No. 4", localizado en terrenos de las haciendas de "Toteco" y "Cerro Azul", propiedad de la "Huasteca Petroleum Company", que ha sido uno de los mantos petroleros más productivos a nivel mundial, al obtener una producción al 31 de diciembre de 1921 de poco más de 57 millones de barriles.

A la caída de Porfirio Díaz, el gobierno revolucionario del Presidente Francisco I. Madero expidió, el 3 de junio de 1912, un decreto para establecer un impuesto especial del timbre sobre la producción petrolera y, posteriormente, ordenó que se efectuará un registro de las compañías que operaban en el país, las cuales controlaban el 95 por ciento del negocio.

Posteriormente, Venustiano Carranza creó en 1915 la Comisión Técnica del Petróleo y en 1918 estableció un impuesto sobre los terrenos petroleros y los contratos para ejercer control de la industria y recuperar en algo lo enajenado por Porfirio Díaz, hecho que ocasionó la protesta y resistencia de las empresas extranjeras.

Ante la negativa de pagar impuestos de las empresas extranjeras y no cumplir con los contratos laborales se crea el documento, llamado "Contrato Colectivo de Aplicación General", el cual recibió una concertada negativa por parte de los patrones, quienes, por su parte, tenían otra propuesta laboral que no fue aceptada tampoco por los trabajadores.

Debido a este desacuerdo, el 28 de mayo de 1937 estalló una huelga en contra de las compañías extranjeras que duró doce días, la cual fue declarada legal por parte de la Junta de Conciliación y Arbitraje.

Luego de que los trabajadores reanudaron sus actividades el 9 de junio de ese año, la Junta de Conciliación emitió un Laudo a su favor en el juicio laboral que habían entablado en contra de las compañías extranjeras.

Ante el incumplimiento del Laudo emitido por la Junta de Conciliación y Arbitraje que condenaba a las compañías extranjeras a cumplir las recomendaciones hechas por dicho peritaje, el 18 de marzo de 1938, el Presidente Lázaro Cárdenas del Río decretó la expropiación de la industria petrolera, luego de que los empresarios no sólo incurrieran en un caso de rebeldía ante una sentencia, sino que vulneraban la misma soberanía nacional, dejándola a expensas de las maniobras del capital extranjero.

El 7 de junio de 1938 se creó Petróleos Mexicanos para administrar y operar la industria petrolera nacionalizada. Asimismo, se añadió a la Constitución un artículo para que esta industria no pudiera ser adquirida, poseída o explotada por particulares. Por decreto, publicado el 9 de noviembre de 1940, se suprimía el otorgamiento de concesiones en la industria y la explotación de los hidrocarburos sólo podría realizarla el Estado Mexicano.

En los años cuarenta la industria petrolera inició el camino de su crecimiento al pasar de 51 millones de barriles producidos en 1940 a 86 millones en 1950 y la exportación en este último año sobrepasó los 12 millones de barriles. Este aumento productivo se debió a una labor intensa en la exploración, cuyo resultado más espectacular fue el descubrimiento en 1952 de los primeros campos de la nueva Faja de Oro.

Se construyeron las refinerías de Poza Rica, de Salamanca, de Ciudad Madero, la nueva refinería de Minatitlán y se amplió la de Azcapotzalco. También, en 1951, empezó el funcionamiento de una planta petroquímica básica en Poza Rica, con lo cual se iniciaba la industria petroquímica en México. Entre 1964 y 1970, se impulsaron las actividades exploratorias y la perforación, descubriéndose el campo Reforma, en los límites de Chiapas y Tabasco, y el campo Arenque, en el Golfo de México y, en 1966, se creó el **Instituto Mexicano del Petróleo**.

En 1972, se detectó una nueva provincia productora de “hidrocarburos” en el Estado de Chiapas, mediante la perforación de los pozos Cactus I y Sitio Grande I, lo que constituyó el hallazgo de mayor importancia en esa época. La productividad de los pozos de la zona sureste conocida como el Mesozoico Chiapas-Tabasco hizo posible la reanudación de las exportaciones

petroleras de México en 1974. Así, en 1976, las reservas de hidrocarburos ascendieron a siete mil millones de barriles, la producción a 469 millones de barriles anuales y las exportaciones de crudo a 34 millones y medio de barriles anuales.

En los años setenta, se da un impulso importante a la refinación, al entrar en operación la refinerías de "Miguel Hidalgo", en Tula, Hgo.; "Ing. Héctor Lara Sosa", en Cadereyta, N.L., así como la "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oax.

En julio de 1992, el Congreso de la Unión aprobó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, iniciativa que envió el Ejecutivo Federal, mediante la cual se emprendió una reestructuración administrativa y organizativa bajo el concepto de líneas integradas de negocios que incorpora criterios de productividad, responsabilidad, autonomía de gestión, definiendo bajo un mando único actividades operativas y de apoyo. Por tanto, PEMEX descentralizó y desconcentró funciones y recursos para cumplir todas las actividades implícitas de la industria petrolera y sus áreas estratégicas.

Esta ley establece la creación de los siguientes organismos descentralizados subsidiarios de carácter técnico, industrial y comercial, cada uno de ellos con personalidad jurídica y patrimonio propios: **PEMEX Exploración y Producción**, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica, bajo la conducción central del Corporativo PEMEX. (7).

1.1.- YACIMIENTO PETROLÍFERO

Se entiende por yacimiento la porción de una trampa geológica que contiene "hidrocarburo"¹, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente, este ocupa los poros o huecos de la roca almacenante y están a alta presión y temperatura, debido a la profundidad a la que se encuentra el yacimiento.

¹ Compuesto formado principalmente por C, H, N, S, O y algunos metales.

Existen diferentes teorías sobre la formación del “*hidrocarburo*” una, explica que es el resultado de reacciones geoquímicas entre el agua y el bióxido de carbono, además de otras sustancias inorgánicas como carburos y carbonatos, dicha teoría fue de gran aceptación durante muchos años, pero a medida se fueron perfeccionando las técnicas del análisis geoquímicas y geofísicos indican que esta no es la mas aceptada.

Otra explica que la composición orgánica del “*hidrocarburo*” es producto de la descomposición de organismos vegetales y animales existentes en ciertos periodos del tiempo geológico sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas.

Algunos científicos establecen que, si bien, los organismos animales y vegetales del fondo marino han contribuido en la formación del “*hidrocarburo*”, ha sido el plancton el material petrolígeno por excelencia; es decir, al morir los organismos planctónicos caen al fondo y son enterrados en los sedimentos, empezando su transformación y formando dióxido de carbono y agua, además se origina un fango negruzco llamado sapoprel, considerado sustancia madre del “*hidrocarburo*”.

Asimismo existe un cambio complejo del sapoprel a “*hidrocarburo*” donde se producen reacciones de descomposición de los ácidos grasos a una mezcla de hidrocarburos, donde las rocas sedimentarias por su poder de absorción provocan el proceso de catálisis y esto permite formar el “*hidrocarburo*”. (1)

La aceptación de las teorías orgánicas se debe a que los estudios realizados a las rocas petrolíferas de campos productores; se han encontrado ciertas propiedades correspondientes a sustancias orgánicas, como lo indica el contenido de nitrógeno.

También se puede confirmar el origen orgánico del hidrocarburo la evidencia de que la mayor parte de los yacimientos del mundo se localizan en lugares ocupados por lagos o mares hace millones de años. (1).

En la Figura 1 se representa un yacimiento petrolífero donde el “hidrocarburo” se encuentra almacenado en una trampa formada por un domo salino y algunas rocas impermeables tanto en las partes superior e inferior que no permiten la emigración del “hidrocarburo”, en general los yacimientos presentan las siguientes características:

- 1) Roca almacenadora porosa y permeable, en forma tal que bajo presión, el “hidrocarburo” pueda moverse a través de sus poros.
- 2) Un sello que evite el escape del “hidrocarburo” hacia formaciones superiores formado por una roca impermeable.
- 3) Forma de trampa, con rocas impermeables donde se encuentra el “hidrocarburo” que no le permite la emigración hacia otra formación.
- 4) Rocas con materia orgánica posible a convertirse en “hidrocarburo” por efecto de la presión y de la temperatura.(1)

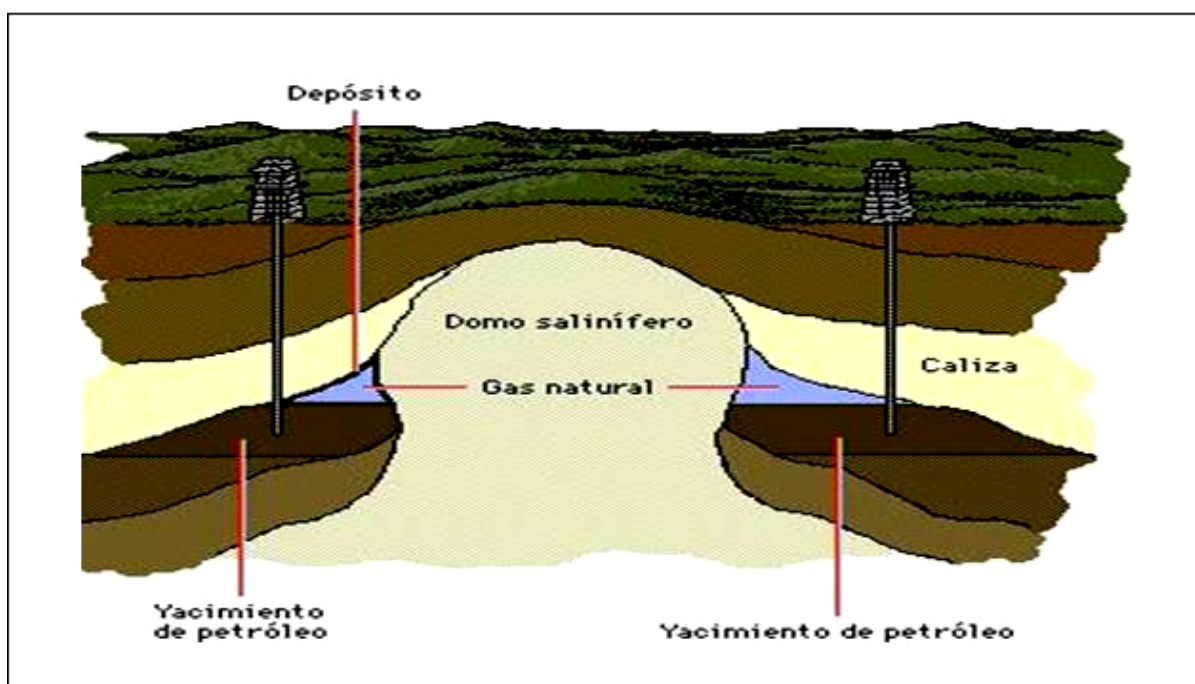


Figura 1 Yacimiento Petrolífero. (1)

En este sentido un campo petrolífero puede incluir más de un yacimiento, de hecho, puede haber varios depósitos apilados uno encima de otro, aislados por capas intermedias de esquistos y rocas impermeables. El tamaño de esos depósitos varía desde unas pocas decenas.

de hectáreas hasta decenas de kilómetros cuadrados, y su espesor va desde unos pocos a cientos de metros.

Debido a que el “hidrocarburo” es un compuesto químico complejo en el que coexisten compuestos sólidos, líquidos y gaseosos, como son, asfaltos, aceite y gas natural, respectivamente; para la producción de la parte líquida “aceite”, existen las siguientes etapas: *exploración, extracción y refinación.*

1.2.- EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS.

La fase exploratoria constituye la parte inicial y la base de la vida productiva del “hidrocarburo”, como se observa en la Figura 2 donde se muestra cada una de las etapas de producción, desde su exploración hasta su abandono.

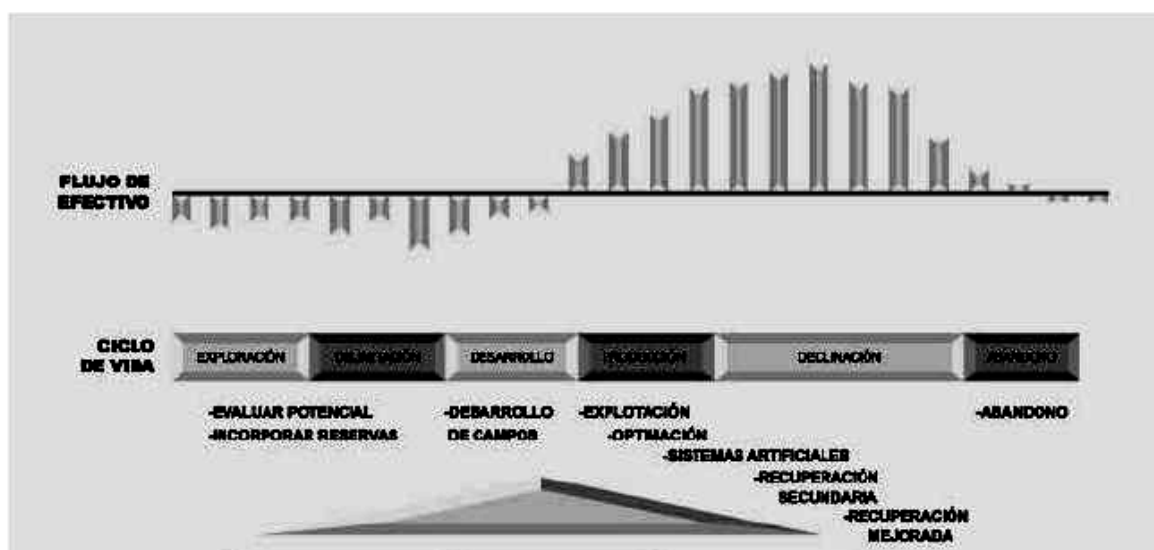


Figura 2 Vida productiva de un yacimiento (3)

Para realizar la exploración se procede a efectuar un análisis del campo petrolífero realizando una evaluación del potencial petrolero utilizando modelado geoquímico, cuyo objetivo es determinar el contenido de materia orgánica total por gramo de roca, la calidad de la misma, el tipo de kerógeno (I, II ó III) y su madurez térmica.

En la segunda etapa se utiliza la información sísmica y estructural, para determinar los tipos de aceite, roca, trampa y edad.

Finalmente, se valora el prospecto para proponer la localización del pozo exploratorio. Para realizar esta fase exploratoria los geólogos y geofísicos disponen de numerosos medios para identificar zonas propicias para la perforación; por ejemplo, la confección de mapas de superficie de los afloramientos de lechos sedimentarios permite interpretar las características geológicas del subsuelo, y esta información se complementa por los datos obtenidos perforando la corteza y extrayendo testigos o muestras de las capas rocosas. Una vez realizado esto, se procede a aplicar las técnicas de exploración. (3)

1.2.1 TÉCNICAS DE EXPLORACIÓN

Dentro de los métodos de exploración de los yacimientos de “hidrocarburo” existen métodos geofísicos como la Magnetometría, gravimetría, sismología de exploración, método geológico y el método geoquímico. Estos métodos tienen como objetivo determinar la presencia de Hidrocarburos así como las dimensiones del yacimiento.

- **Magnetometría**

Es un método geofísico basado en la capacidad magnética de las rocas del subsuelo como se observa en la Figura 3, el cual mediante levantamientos terrestres o marinos, denota la presencia de zonas anómalas, lo que permite establecer el paquete sedimentario entre la superficie y el basamento.

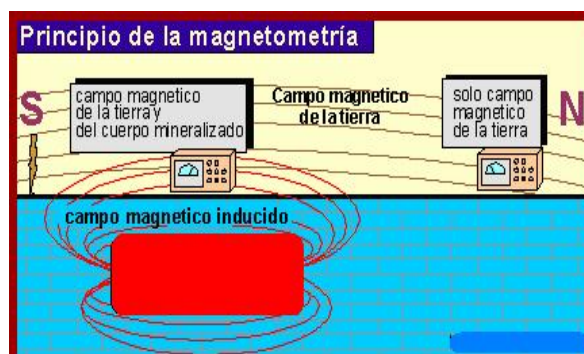


Figura 3 Magnetometría (3)

- **Gravimetría**

Utiliza la densidad de las rocas, considerando el tipo de material, los eventos geológicos, la tectónica del área y la geología estructural, con el fin de establecer la columna sedimentaria del área en cuestión, ver Figura 4. Actualmente la gravimetría es una tecnología avanzada que permite delimitar, con muy buena calidad, la forma y dimensión de cuerpos salinos, generalmente asociados a yacimientos o trampas petroleras de tipos estructurales o estratigráficos.

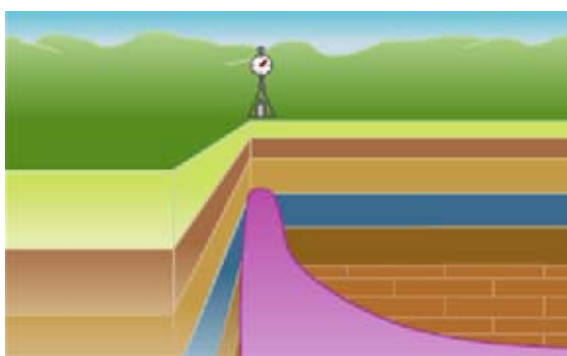


Figura 4 Gravimetría. (3)

- **Sismología de exploración**

En la actualidad es la tecnología con mayor inversión hacia objetivos de prospección. Su desarrollo va en aumento día con día, pero no es la sismología tradicional la única herramienta utilizable; se inicia desde la adquisición de datos sísmicos, procesamiento e interpretación de los mismos, así como procesos especiales con fines específicos, como podrían ser la localización de fluidos o bien una imagen estructural o estratigráfica del subsuelo, este método se muestra en la Figura 5.

El producto es generalmente una sección sísmica bidimensional hasta obtener un volumen tridimensional de datos, los cuales son utilizados en la interpretación, y delimitación de un yacimiento de hidrocarburos. Los avances más importantes en la exploración petrolera están fundamentados en la obtención de una imagen sísmica del subsuelo, por lo cual se espera un

incremento importante en las tecnologías que utilizan datos sísmicos.

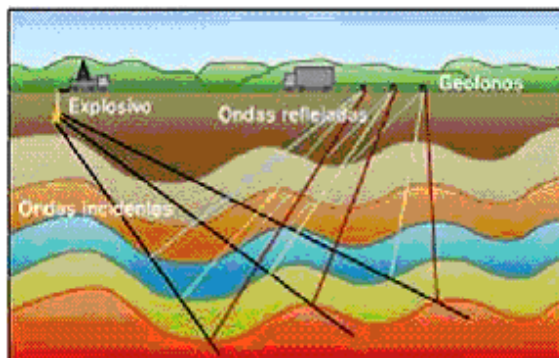


Figura 5 Sismología de Exploración (3)

- **Modelado geológico**

Este se conjunta con métodos indirectos tales como la sísmica para la definición de aspectos estratigráficos y estructurales, con la interpretación en la geología regional del área de estudio, estos dan como resultado un modelo a utilizar en la caracterización de un yacimiento Figura 6.

Se han logrado avances en cuanto al desarrollo de técnicas para definir modelos geológicos, que consideran datos directos e indirectos de las formaciones en estudio, así como un enfoque multidisciplinario que cubre aspectos sedimentarios, diagenéticos, estratigráficos, estructurales y, en general, de todas las actividades que permiten establecer el potencial de las zonas con acumulación de “hidrocarburo” .



Figura 6 Modelado Geológico (3)

- **Geoquímica**

Tiene actualmente, una aplicación muy importante, tanto en exploración como en producción, pues permite comprender el origen, la ruta probable de migración y el entrapamiento del hidrocarburo almacenado en el subsuelo. (3)

Una vez habiendo explorado el yacimiento y en base a los resultados arrojados por la exploración como ubicación, delimitación se procede a la explotación del mismo utilizando diferentes métodos de recuperación que se que se adecuen a las características y condiciones del yacimiento.

1.3.- MÉTODOS DE RECUPERACIÓN.

Los métodos de producción o recuperación del “*hidrocarburo*” dependen de la vida del campo o yacimiento, la determinación de su comportamiento, e inclusive la determinación de saber cuando comenzar a recuperar el mismo y muy especialmente cuando se considera el impacto económico en el negocio medular de la industria y en consecuencia activar las operaciones relativas de recuperación secundaria para soportar la producción y darle mayor vida al mismo.

Mediante la recuperación primaria puede extraerse aproximadamente un 25% del yacimiento y con la recuperación secundaria se incrementa hasta un 55%. (4)

1.3.1.- RECUPERACIÓN PRIMARIA

La mayor parte del “*hidrocarburo*” contiene una cantidad significativa de gas natural en disolución, que se mantiene disuelto debido a las altas presiones del depósito. Cuando el “*hidrocarburo*” pasa a la zona de baja presión del pozo, el gas deja de estar disuelto y empieza a expandirse. Esta expansión, junto con la dilución de la columna de aceite por el gas, menos denso, hace que el aceite aflore a la superficie, este proceso natural que realiza el yacimiento con energía propia se le llama recuperación primaria, en la Figura 7 se observa el proceso de recuperación primaria de aceite; esta recupera entre 10-25 % del total que se encuentra en el yacimiento. (5)

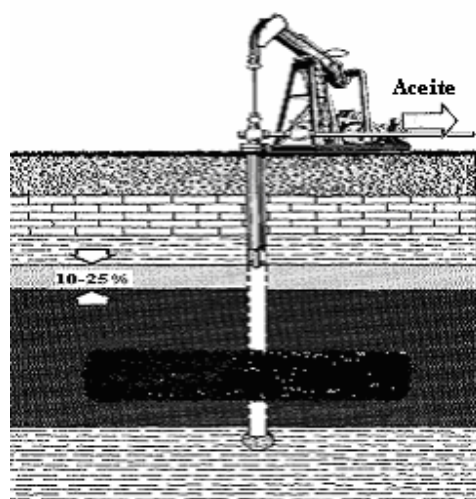


Figura 7 Esquema del proceso de recuperación primaria. (6)

A medida que se continúa retirando aceite del yacimiento, la presión del mismo va disminuyendo poco a poco, así como la cantidad de gas disuelto; esto hace que la velocidad de flujo del líquido hacia el pozo se haga menor y se libere menos gas, pero cuando el aceite ya no llega a la superficie se hace necesario instalar una bomba en el pozo para continuar extrayendo el aceite hasta alcanzar cerca del 25%

Finalmente si la velocidad de flujo del aceite se hace tan pequeña, y el coste de llevarlo hacia la superficie, sobrepasa el costo beneficio por lo cual el funcionamiento del pozo es mayor que los ingresos obtenidos por la venta del aceite; significa que se ha alcanzado el límite económico del pozo, por lo anterior a culminado esta etapa. (5)

1.3.2.- RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Este proceso se considera como una segunda etapa de explotación del yacimiento, puesto que este método implica la introducción al yacimiento de una energía adicional, como la inyección de agua clasificándose como recuperación secundaria mostrada en la Figura 8.

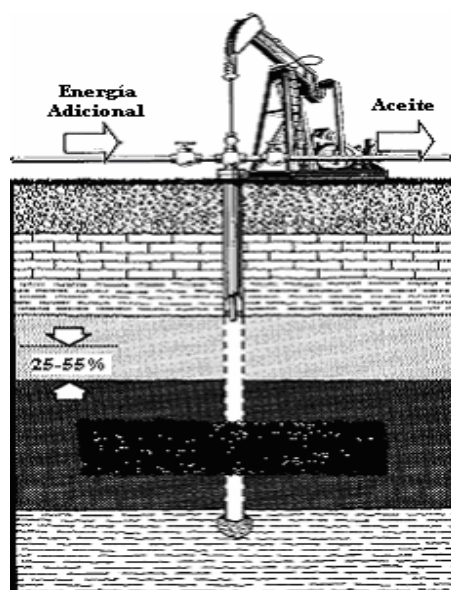


Figura 8 Recuperación Secundaria (6)

Existen otros métodos de recuperación secundaria los cuales pueden, si se usan apropiadamente, producir recuperaciones mas elevadas; pero el método más usual en la mayoría de los campos petroleros para obtener una recuperación adicional del aceite de un yacimiento, después de que se ha agotado su energía natural para producir por si solo, es inyectar agua al yacimiento. (5)

1.3.2.1.-MÉTODOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

• Método de Inyección de Agua

En un campo petrolero explotado en su totalidad por recuperación primaria, los pozos pueden perforarse a una distancia de entre pozo y pozo entre 50 y 500 metros, según la naturaleza del yacimiento. Si se bombea agua en uno de cada dos pozos, puede mantenerse o incluso incrementarse la presión del yacimiento en su conjunto. Con ello también puede aumentarse el ritmo de producción del aceite; además, el agua desplaza físicamente al aceite, por lo que aumenta la eficiencia de recuperación. En algunos depósitos con un alto grado de uniformidad y un bajo contenido en arcilla o barro, la inundación con agua puede aumentar la eficiencia de recuperación hasta alcanzar el 60% o más del aceite existente.

- **Método Térmico**

Este solo se aplica en yacimientos altamente permeables que posean un aceite muy viscoso. En este tipo de yacimientos la producción y la recuperación de aceite son bajas debido a que la movilidad del aceite es reducida.

Es un fenómeno que al calentar el aceite muy viscoso se reduce apreciablemente su viscosidad produciendo un aumento de su movilidad. Esto es lo que hace atractivos los métodos de recuperación térmica dado que actualmente son las técnicas que mejores resultados producen para la recuperación de aceites viscosos pero con la desventaja que su costo es muy elevado.

- **Desplazamiento utilizando agentes para el control de la Movilidad**

Este método consiste en inyectar al yacimiento soluciones acuosas muy divididas de ciertos polímeros sintéticos de alto peso molecular, los cuales tienen la particularidad de reducir la movilidad del fluido inyectado en el yacimiento, estas soluciones presentan una movilidad de 5 a 20 veces menor que la correspondiente a un fluido de comparable viscosidad cuando ambos fluyen a través del mismo medio poroso.

Este fenómeno se debe al hecho de que los polímeros no solo aumentan en forma apreciable la viscosidad del agua de inyección, si no que también se absorben en las paredes del medio poroso, originando una disminución apreciable de la permeabilidad efectiva que dicho medio presenta al paso del agua, sin reducir la permeabilidad del mismo al paso del aceite, debido a la naturaleza hidrofílica de las moléculas poliméricas.

El mejoramiento de la relación adversa de movilidades entre los fluidos desplazante y desplazado permite maximizar la eficiencia de desplazamiento, así como una distribución mas amplia del fluido inyectado, lo cual mejora la eficiencia del barrido del aceite, ya que el volumen del yacimiento que es invadido por la solución polimérica es mayor que aquel puesto en contacto con el agua simple inyectada.

- **Desplazamientos Miscibles**

La miscibilidad es un fenómeno físico que consiste en la propiedad que exhiben dos fluidos de mezclarse en cualquier proporción, sin que se forme entre ellos una interfase.

Al efectuarse un desplazamiento de aceite por agua, existen una serie de fuerzas retentivas ocasionadas por los fenómenos de tensión superficial y presión capilar que producen una disminución apreciable de la eficiencia del agua como agente desplazante, dando como resultado que la mayor parte del aceite originalmente contenido en la roca queda entrampado en ella. Los procesos miscibles de desplazamiento tienen como primordial objetivo, el anular los efectos adversos producidos por la tensión superficial y la presión capilar, suprimiendo la interfase entre el fluido desplazado y desplazante, produciendo así, teóricamente, el 100% del aceite contenido en la estructura poroso que es puesto en contacto con el fluido miscible desplazante.

- **Desplazamiento con soluciones Micelares**

En este mecanismo de desplazamiento un volumen pequeño de solución micelar (microemulsión) se desplaza a través del yacimiento mediante un volumen considerable de solución polimérica, el cual a su vez es desplazado por agua. La solución micelar, que puede presentar agua o aceite como fase externa, consta de un surfactante, un cosurfactante y un agente estabilizador que generalmente es alcohol.

La solución micelar presenta la característica de ser miscible tanto con el aceite del yacimiento al cual va a desplazar, como en el agua, que en forma de bache de solución acuosa la empuja en el yacimiento. (5)

Dentro de la industria petrolera en México el método mas utilizado de recuperación secundaria es el de Inyección de Agua por las grandes ventajas que presenta hacia los demás métodos por el manejo y el costo de aplicación. De ahí el enfoque para el estudio y aplicación de este método en el Campo Ogarrio de la zona sur del país.

CAPITULO II

METODOLOGÍA

En el inicio de la aplicación del método de Inyección de Agua se requieren realizar diferentes etapas para asegurar el éxito en el manejo de este. Para comenzar este proceso de Recuperación Secundaria consta de dos partes: un ajuste primario donde la descripción del área de estudio es la apertura de la metodología, seguida de la interpretación y validación de datos terminando con el análisis de factibilidad de dicha recuperación secundaria.

Posteriormente se realiza un ajuste secundario que incluyen los resultados de la aplicación del método de Craig concluyendo con el estudio económico, esta metodología se muestra en la Figura 9.

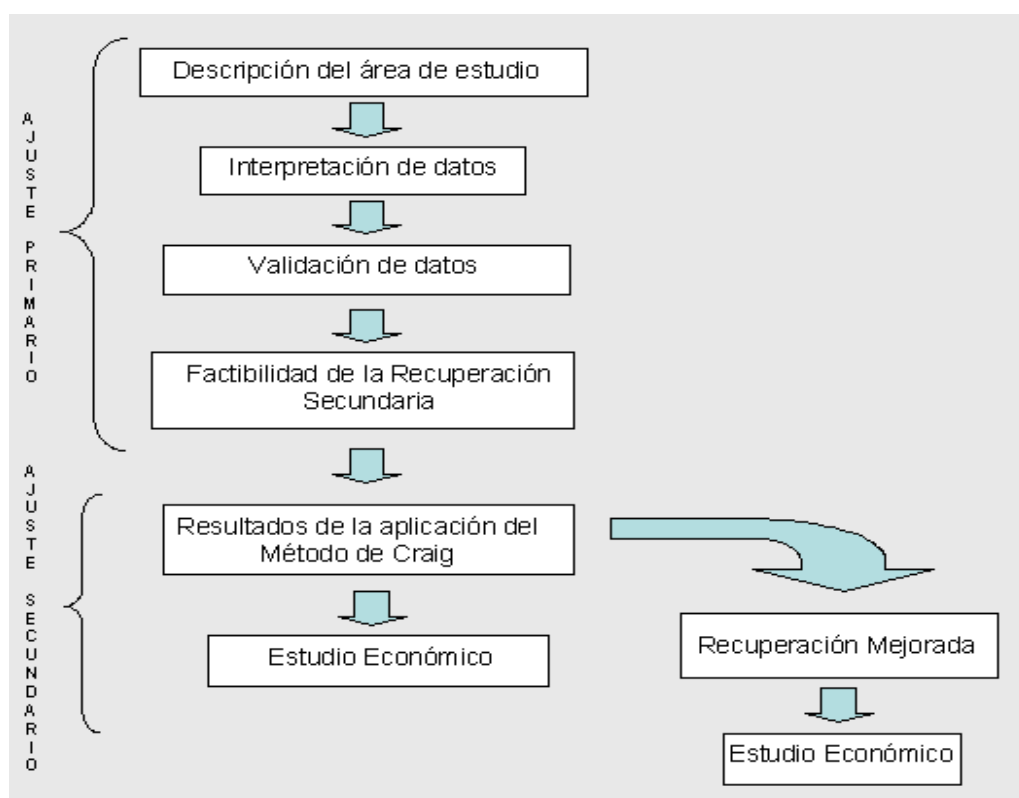


Figura 9 Metodología para Estudio de Factibilidad de Recuperación Secundaria

2.1.- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área PEMEX exploración y producción abarca dentro del territorio nacional cuatro zonas: Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur.

La región Marina Noreste se encuentra ubicada en el sureste del país, dentro de la plataforma continental y el talud Golfo de México. Comprende una superficie de más de 166 000 Km² y está totalmente incluida dentro de aguas territoriales nacionales, frente a la costa de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, como lo muestra la Figura 10.



Figura 10 Región Marina Noreste (8)

En el año de 1949 se desarrollaron los primeros trabajos exploratorios en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a la porción sur de los estados de Veracruz y Tabasco, de 1969 a 1970, se efectuó un levantamiento de información sísmica de reflexión de esta área, que conjuntamente con los trabajos de magnetometría y gravimetría, sugirieron la existencia de una cuenca sedimentaria en la llamada Sonda de Campeche.

Esta zona se ha organizado en unidades de negocio cuyo objetivo, igualmente al de otras regiones, es el de explorar y producir aceite y gas natural. Esta organización se encuentra dirigida por un subdirector regional, en tanto la responsabilidad de administrar la producción integral de los campos petroleros recae en tres activos de explotación denominados Cantarell, Ek-Balam y Ku-Maloob-Zaap, mientras que la responsabilidad de descubrir nuevos yacimientos de “hidrocarburo” recae en un activo de exploración.

Para conocer las reservas de hidrocarburos se han realizado diversos estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería petrolera, confirmando la magnitud de los recursos de en la sonda de Campeche, así en la Tabla 1 se muestran las reservas probadas, posibles y probables hasta el año de 1999.

Tabla 1 Reservas de la Zona Marina Noroeste

Año	Reserva	Aceite MBI
1999	Probada	11,936.1
	Probable	4,514.6
	Posible	1,466.9
	Total	17,917.6

En este sentido, en la Figura 11 se observa la Zona Marina Suroeste, esta se encuentra al sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud continental del Golfo de México, abarca una superficie de 352,390 km² y esta limitada por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, así como por la Zona Marina Noreste en dirección este, al norte por las líneas limítrofes de las aguas territoriales, y al oeste por el proyecto Golfo de México de la Zona.



Figura 11 Región Marina Suroeste.(8)

La región Suroeste se localiza dentro de la Provincia Geológica Marina de Coatzacoalcos, sus antecedentes remontan a 1923, cuando compañías petroleras extranjeras realizaron estudios geofísicos en la porción continental. En 1949, bajo la administración de Petróleos Mexicanos, se realizaron estudios frente a las costas de Coatzacoalcos, Veracruz.

La estratigrafía de la Zona Marina Suroeste la constituyen principalmente rocas carbonatadas. Los mejores yacimientos se formaron en el mesozoico o los de las calizas fracturadas del Cretácico o los de las brechas distales del Cretácico Superior.

Esta Zona es operada como un centro de utilidades a partir de 1995, pero su administración basada en un nuevo enfoque de organización por activos se inició a fines de 1996. Su línea de negocio es explorar y producir aceite y gas natural.

De igual manera se realizaron estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería petrolera para conocer las posibles reservas de la zona, en la Tabla 2 se muestran dichas reservas.

Tabla 2 Reservas de la Zona Marina Suroeste

Año	Reserva	Aceite MBI
1999	Probada	1,366.1
	Probable	804.4
	Posible	1,203.6
	Total	3.374.1

Una Zona perteneciente al territorio nacional es la Norte, esta es la más extensa en el sistema petrolero nacional, con más de 2 millones de km². Limita al norte con los Estados Unidos, al este con el Golfo de México, al poniente con el Océano Pacífico y al sur con el río Papaloapan como se muestra en la Figura 12.



Figura 12 Región Norte (8)

Esta región abarca los estados de Baja California Norte, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Durango, Zacatecas, San Luís Potosí, Nayarit, Aguascalientes, Jalisco ,Colima, Michoacán, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Puebla, Tlaxcala, México, Morelos y Distrito Federal y parcialmente la entidades de Guerrero, Oaxaca, y Veracruz.

La historia de la zona comienza en Abril de 1881, fecha en que el Dr. Adolph Autrey tomó posesión de una mina de petróleo, que bautizó con el nombre de La Constancia, ubicada en la Hacienda de Furbero municipio de Coatzintla, Veracruz, en esta, desde entonces, fueron realizados trabajos de exploración y explotación de las zonas con chapopoterías que existían en la región cercana a la actual ciudad de Poza Rica. Estos trabajos dieron como resultado la instalación de una refinería en la hoy población de Papantla, Veracruz.

Las reservas de la Zona Norte se evaluaron en 1998 de acuerdo con las definiciones propuestas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros y el Congreso Mundial del Petróleo. En la Tabla 3 se muestran dichas reservas hasta el año de 1999.

Tabla 3 Reservas Zona Norte

Año	Reserva	Aceite MBI
1999	Probada	6,984.0
	Probable	2,862.1
	Posible	3,878.5
	Total	13,724.6

La Zona Sur se ubica al sureste de la República Mexicana, limita al norte con el Golfo de México y con la Zona Norte y al noroeste con el río Tesechoacán, hacia el sureste con el mar Caribe, Belice y Guatemala, y al sur con el Océano Pacífico, como se observa en la Figura 13 su superficie es aproximadamente de 390 000 km² y comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.



Figura 13 Región Sur (8)

Esta Región cuenta con siete activos de producción, denominados Bellota-Chinchorro, Chilpilla-Colomo, **Cinco Presidentes**, Jujo-Tecominoacán, Luna, Múspac y Samaria-Sitio Grande, su distribución se muestra en la Figura 14.

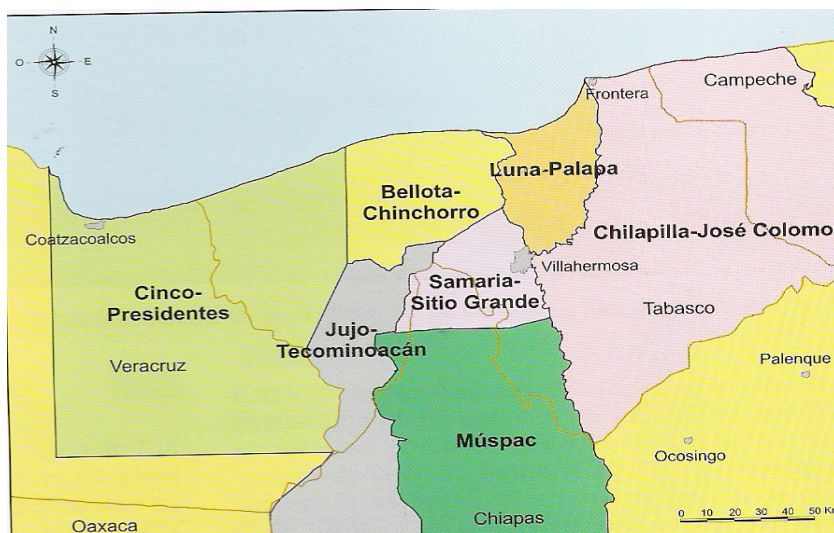


Figura 14 Activo Cinco Presidentes (8)

De acuerdo a estudios geológicos y geofísicos esta zona cuenta con reservas de hidrocarburos mostradas en la Tabla 4.

Tabla 4 Reservas de la Zona Sur

Año	Reserva	Aceite MBI
1999	Probada	7,726.3
	Probable	1,388.4
	Posible	1,597.3
	Total	10,712.1

Hasta el año de 1999, la distribución de las reservas de la Zona Sur se muestra en la Figura 15

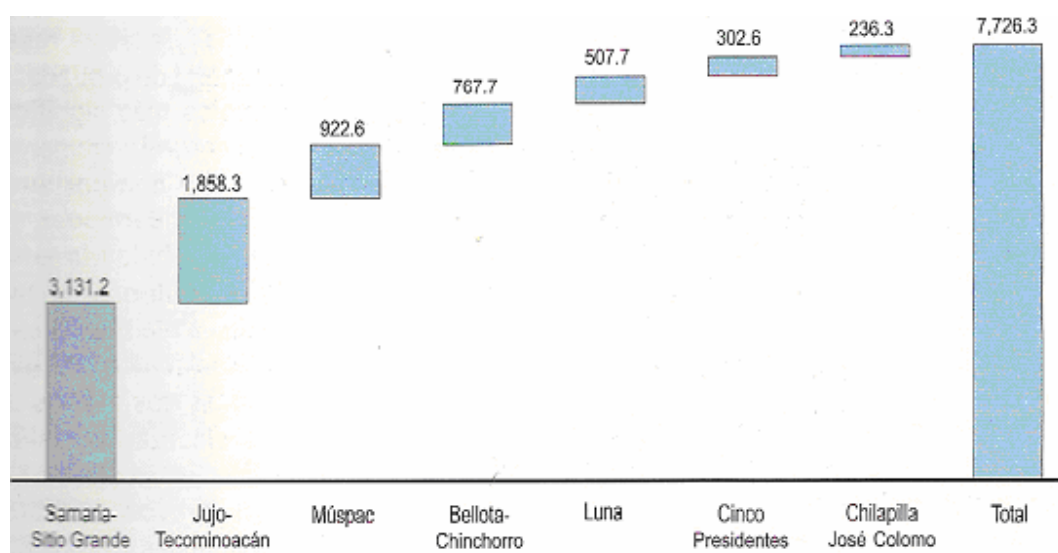


Figura 15 Distribución de las reservas probadas por Activo Zona Sur (8)

Dentro del activo Cinco Presidentes se encuentra ubicado el campo Ogarrio, está a 98 Km al Oeste de Villahermosa, Tabasco, como se muestra en la Figura 16. (8).



Figura 16 Localización de la zona. (8)

Fue descubierto en abril del año de 1957, con la perforación del pozo de exploración Ogarrio 1. Este pozo produjo aceite negro de la formación Encanto del Mioceno temprano².

Se encuentra sobre una estructura alargada del tipo domo salino, con orientación Noroeste-Sureste y está afectada por fracturas longitudinales con echado hacia el Sureste. El campo en la parte norte es el de explotación más antigua, mientras que el ubicado en el sur es más reciente. Los primeros esfuerzos del desarrollo del campo fueron concentrados en el bloque norte, perforando un gran número de pozos e instrumentando un proceso de inyección de agua. El desarrollo en la parte sur fue más lento y contiene la mayor parte de las reservas actuales. La parte sur, donde se encuentra la arena 9BII objeto de este estudio, tiene perforados 129 pozos con un espaciamiento regular de 400 metros. De estos pozos 33 se encuentran actualmente en producción; 28 generan aceite negro ligero con una densidad de 38 grados API.³ y 5 extraen gas.

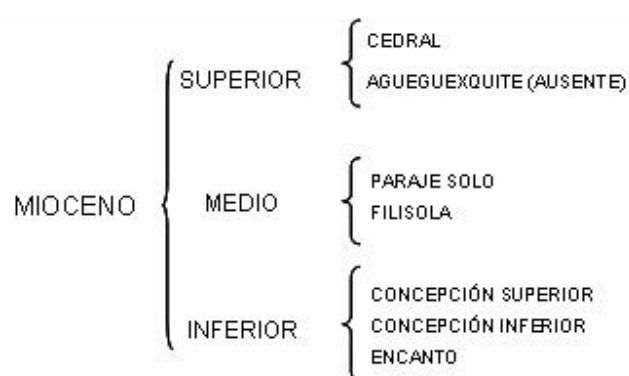
¹ 25 millones de años antes del periodo actual, Extinción casi total de reptiles, excepto de los lagartos, serpientes, tortugas y cocodrilos, Formación de Cordilleras.

³ Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

Se localiza en la parte occidental del estado de Tabasco, el área queda situada entre los paralelos 18° 00' y 8° 08' de latitud norte y entre los meridianos 93° 50' y 93° 58' de longitud del meridiano de Greenwich.

Topográficamente, el área es prácticamente plana pues las elevaciones sobre el nivel del mar exceden de un metro.

La secuencia estratigráfica se presenta de la siguiente forma:



La formación Cedral esta compuesta por depósitos continentales formados por arenas de cuarzo de grano fino a grueso, de color gris claro, con aristas angulosas y otros redondeados y suelen aparecer algunos fragmentos de pirita y de óxido de Hierro. Dentro del cuerpo de la arena se encuentran intercalaciones de material arcilloso lignítico.

La formación Agueguexquite se encuentra ausente.

Debajo de esta se encuentra la formación Paraje Solo, la cual esta constituida por una serie de cuerpos de arena color gris claro, de grano fino a muy grueso, angulosos y redondeados, con intercalaciones de lutitas carbonatadas. Predominan los granos de cuarzo y en cantidades pequeñas de pirita, oxido de hierro y lignitas.

Mas abajo se encuentra la formación Filisola constituida de arena gris claro con intercalaciones de arenisca calcárea bien cementada y lutitas suaves ligeramente arenosas de color gris verdoso. (9)

Inmediatamente abajo se encuentra la formación Concepción Superior que se diferencia de la Filisola por el cambio del cuerpo arenoso para penetrar en lutitas, este cambio se va dando gradualmente y pone en duda el contacto entre estas dos formaciones.

Seguida por la formación Concepción Inferior que solo se encuentran segmentos de ella. Tal variación se debe a los afallamientos que afectan al campo lo que da lugar en algunos casos que se encuentre en contacto con la masa de sal.

Petrologicamente predominan las lutitas de color verde oscuro ligeramente arenosas con trazas de yeso. Generalmente son plásticas y suelen aparecer lechos delgados de arenisca. Aquí aparecen manifestaciones de “*hidrocarburo*”.

La formación Encanto se encuentra reposando en la cima de la intrusión salina, Petrologicamente la composición de esta formación en Ogarrio consiste de arriba hacia debajo de lutita verde oscuro, gris oscuro y a veces verde olivo; es plástica en la parte superior, dura y calcárea en la base. Intercalados entre las lutitas aparecen cuerpos arenosos de color gris claro, de grano fino a muy fino y angulosos. Estas arenas se encuentran a distintos niveles en la columna de esta formación, pero las que aparecen impregnadas de hidrocarburos comercialmente explotables se encuentran en su parte inferior.

El campo, estratigrafica y estructuralmente, esta afectado por fallas que dividen el yacimiento en bloques pequeños, lo que dificulta su manejo, tiene una superficie de 18 km².

En éste trabajo se plantean proposiciones que pueden auxiliar a conseguir el mayor beneficio económico de la Región Sur en específico en el campo Ogarrio. Y para ello después de describir el área y conocer la geología del campo es necesaria analizar e interpretar la información petrofísica para estar al tanto las condiciones del yacimiento y determinar la factibilidad de una recuperación secundaria, todo esto como parte de la metodología a seguir en el proceso Recuperación Secundaria por Inyección de agua.(9)

2.2.- ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS.

Para poder llevar a cabo la metodología para la explotación se necesitan datos que permitan determinar las condiciones de trabajo para realizar el proceso de Recuperación Secundaria, entre estos datos están: información petrofísica, secciones de correlación, planos de referencia, presiones, la temperatura del campo, volumen original y producción primaria, los cuales a continuación se describen y analizan.

2.2.1.- Datos Petrofísicos

Esta información precisa las propiedades de la roca del yacimiento a través de los registros geofísicos, análisis de núcleos y pruebas de producción. Los registros geofísicos miden indirectamente, algunas propiedades como: porosidad ($\emptyset$), permeabilidad (K), saturación de agua (S_w), y de aceite (S_o) y espesor neto de la arena (h), algunas fueron corroboradas a través de pruebas realizadas en núcleos de roca extraídas de la formación de estudio, además se obtuvo la información de cimas, bases del campo con la ayuda de registros geofísicos.

2.2.2.- Secciones de Correlación

El trabajo de correlación con ayuda de registros geofísicos muestra la identificación de las diferentes formaciones de cada pozo. Mediante esto se determina la diferencia de profundidades de una formación.

Después de una detallada revisión de la correlación, mediante la observación de los diferentes registros geofísicos, se concluyó que el campo presenta discontinuidad de los yacimientos entre los pozos, esta incertidumbre es lo que, de inicio, parece limitar la aplicación de la recuperación secundaria en este campo. Esto se evaluará de acuerdo a los volúmenes originales de aceite y producción primaria planteando una Recuperación Secundaria de acuerdo a las características del campo.

2.2.3.- Presión Original

Mediante los datos de presión del campo junto con los análisis de Presión, Volumen y Temperatura se pueden conocer las condiciones del aceite en el yacimiento a diferentes presiones y temperaturas, además de observar su comportamiento durante su vida productiva en la etapa primaria.

Dicho comportamiento se presenta de manera general, mostrando una variación de la presión de los yacimientos; el análisis se dirigió a realizar una relación entre la presión inicial y la profundidad de los yacimientos. En la Figura 17, se puede observar el comportamiento de las presiones iniciales para diferentes pozos del campo.

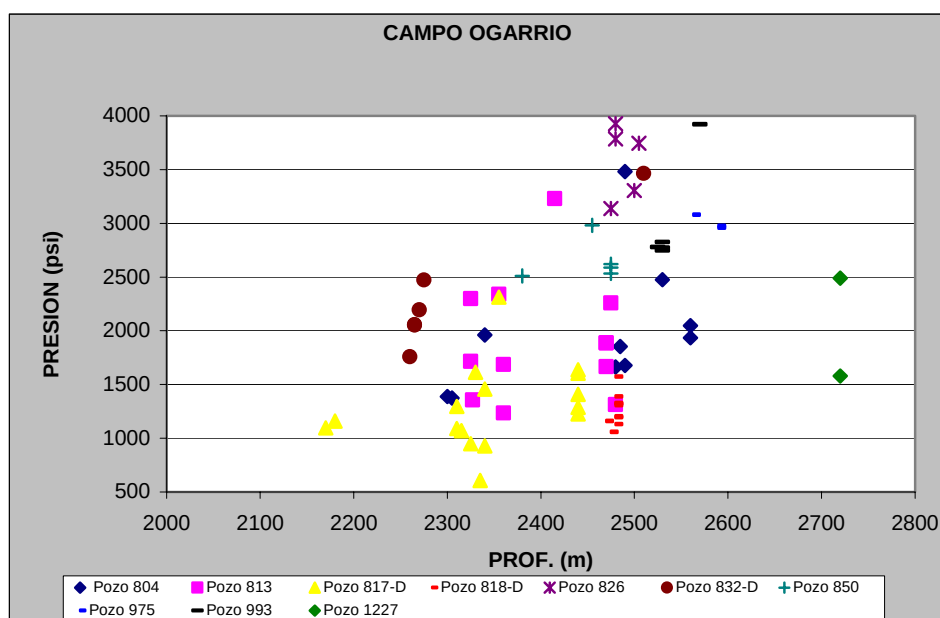


Figura 17 Comportamiento de la presión vs. profundidad para diferentes pozos de Ogarrio (10)

De esta información el Activo Cinco Presidentes generó la Tabla 5, donde se definieron algunos valores promedio como característicos para las profundidades correspondientes.

Tomando como valor promedio el gradiente de presión de 0.1053 Kg./cm./m para el ajuste de la presión inicial de los yacimientos, es decir:

$$P_i = 0.1053 h$$

Donde P_i esta en Kg. /cm² y h en metros bajo el nivel del mar (mbNM) se tiene:

Tabla 5. Datos de presión inicial promedio (10)

Profundidad (mbNM)	Grad P (kg/cm ² /m)	Presión Psi
2500	0.1053	3738.1
2560	0.1053	3827.8
2750	0.1053	4111.9

2.2.4.- Planos de Referencia

Nos indican la profundidad a la que se encuentra el yacimiento bajo el nivel del mar y en este caso nos ayuda a determinar la presión de cada yacimiento. La Tabla 6, contiene las profundidades de los planos de referencia y las presiones iniciales determinadas mediante la expresión obtenida para los yacimientos estudiados, obteniendo así la presión inicial de la arena 9BII.

Tabla 6. Planos de referencia y presiones Iniciales obtenidas (10)

Arena	Profundidad Plano de Referencia (mbNM)	Presión Inicial (psi)
E 11-BII	2371.3	3550.7
E 11-BV	2330.0	3488.9
E 11-BVI	2260.0	3384.3
E 11-BIX	2250.0	3369.1
E 9-BI	2521.0	3774.9
E 9-BII	2492.0	3731.2
E 9-BIII	2448.8	3660.3
E 7-BI	2562.0	3836.3
E 7-BII	2542.0	3806.2
E 7-BIII	2502.0	3746.4

2.2.5.- Análisis PVT

El departamento de diseño de Explotación El Plan-Nanchital proporcionó Informes de Análisis PVT, correspondientes a los pozos Ogarrio: 5 51, 706 (Superior), 706 (Inferior),

801, 801-D (Superior) ,801-D (Inferior), 802, 802-D (Superior), 802-D (Inferior) y 817 para conocer el comportamiento del fluido y tener en cuenta la temperatura de cada pozo.

Tabla 7. Análisis PVT para los diferentes pozos (10).

Pozo Ogarrío	Arena	Presión de Burbujeo (psi)	Factor de Volumen a Presión de Burbujeo (B/B _i)	Temperatura del yacimiento (°C)
801	E 9	2829.8	1.5843	85
801-D (S)	E 11	2599.4	1.5381	82
801-D (I)	E 11	2679.5	1.6241	85
802	E 10	2575.2	1.5415	79
802-D (S)	E 9	3249.3	1.729	85
802-D (I)	E 9	2659.1	1.6237	88
817	E 5	3185.3	1.684	83

2.2.6.- Compresibilidades

Con valores de porosidad y saturación de agua, la temperatura del yacimiento, la presión inicial, la presión de burbujeo y los factores de volumen del aceite a esas presiones, se tiene la compresibilidad efectiva para las diferentes arenas; esta compresibilidad comprende la de todo el sistema con el fluido de interés que en este caso es el aceite, los valores se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Compresibilidades efectivas de los yacimientos del campo (10).

Arena	11BII	11BIII	11BV	11BVI	11BIX	9BI	9BII	9BIII	7BI	7BII	7BIII	7BIV	7BV
C _{efectiva} (10 ⁻⁶ B/B _i /psi)	6.40	6.93	7.23	6.24	7.05	7.96	7.36	7.13	6.51	5.96	6.58	6.63	5.95

2.2.7.- Volumen Original de Aceite

El volumen original es la cantidad de “hidrocarburo” que se estima existe inicialmente en un yacimiento, este se encuentra en equilibrio a la temperatura y presión predominantes del yacimiento. Para determinar el volumen original de aceite se requieren datos petrofísicos

como porosidad, saturación de agua en los diferentes cuerpos y bloques del campo Ogarrio, este volumen se agrupó por Arena, según se muestra en la Tabla 9.

$$V_o = V\phi(1 - S_w) \text{-----}1$$

Donde:

V_o =Volumen Original. (m³)

V = Volumen de la arena (m³)

ϕ = Porosidad. (Adimensional)

S_w =Saturación de Agua. (Adimensional)

Tabla 9. Volumen original de aceite para las diferentes arenas del campo Ogarrio (10).

ARENA	Porosidad (Fracción)	Saturación de Agua (Fracción)	Volumen Original de Aceite (Bl)
7-BI	0.251	0.318	10,482,033
7-BII	0.214	0.257	11,459,851
7-BIII	0.213	0.303	10,856,402
7-BIV	0.224	0.313	1,108,965
7-BV	0.231	0.265	9,396,166
7-BVI	0.216	0.259	6,864,327
7-BVII	0.173	0.190	4,427,122
7-BVIII	0.215	0.277	4,474,033
7-BIX	0.240	0.370	405,749
9-BI	0.208	0.388	10,099,438
9-BII	0.216	0.357	15,169,543
9-BIII	0.229	0.348	5,440,825
9-BIV	0.180	0.281	3,638,558
11-BI	0.216	0.336	4,227,201
11-BII	0.213	0.290	15,915,763
11-BIII	0.227	0.334	3,823,238
11-BIV	0.238	0.410	3,727,052
11-BV	0.219	0.350	6,169,062
11-BVI	0.256	0.301	8,051,860
11-BVII	0.171	0.286	4,697,681
11-BVIII	0.249	0.216	5,077,910
11-BIX	0.173	0.309	7,676,957
11-BX	0.195	0.364	1,213,404
11-BXI	0.233	0.349	3,842,303
11-BXII	0.191	0.338	1,117,287
11-BXIII	0.191	0.358	3,760,759

De acuerdo a los cálculos realizados por cada arena, se obtiene un volumen total de 163,123,489 Bl de aceite. Dado que en varios casos los cuerpos de una arena se han explotado en forma simultánea a través de un mismo pozo, este trabajo se concentra en el estudio de la Arena 9BII por ser este el que presenta las mejores posibilidades para implantación de un proceso de recuperación secundaria debido a su alto volumen original comparado con la 11BII que esta mas seccionado.

2.2.8.- Producción del Yacimiento

Sobre la base de la correlación realizada por Petróleos Mexicanos a través del Activo Cinco Presidentes, los datos petrofísicos que presentaron en base a los espesores netos correspondientes y los estados mecánicos de los pozos se determinó la producción primaria del yacimiento mostrada en la Tabla 10.

Tabla 10. Producción del yacimiento en el estudio (10).

CAMPO OGARRIO			
ARENA	Volumen Original de Aceite (Bl)	Producción Acumulativa de Aceite (Bl)	Producción Acumulativa de Gas (MPC)
9BII	15,169,543	4,011,810	5,137.522

Recopilando la información de la Arena 9BII los datos obtenidos se muestran en la Tabla 11 con los cuales se procederá a utilizarlos para evaluarlos y determinar si se procede un proceso de Recuperación Secundaria.

Tabla 11. Información disponible de la Arena 9BII

ARENA	Ø Fracción	Sw Fracción	Volumen Original de Aceite (Bl)	Producción Acumulativa de Aceite (Bl)	C _{efectiva} 10 ⁻⁶ Bl/Bl/psi	Temperatura del yacimiento °C	Presión Original psi	Presión De Burbuja psi
9-BII	0.216	0.357	15,169,543	4,011,810	7.36	85	3731.4	2829.8

En el inicio de la Recuperación Secundaria es importante que exista un volumen original considerable y tomando en cuenta la dimensión del yacimiento que en este caso la Arena 9BII tiene 17, 480,535 m³ de volumen de roca con una reserva de aceite de 15, 169,543 Bl la cual representa mas del 50% del volumen del yacimiento es factible la aplicación del método de recuperación.

Dentro de la etapa de Recuperación Primaria se obtiene un volumen de 4,011,810 Bl de los 15,169,543 Bl que existían de volumen original como se observa existe una gran cantidad de barriles por extraer, por lo tanto se propone aplicar una Recuperación Secundaria para alcanzar una producción del yacimiento entre un 50-55%

Como se mencionó anteriormente existen diferentes métodos de Recuperación Secundaria, de los cuales se ha elegido el de inyección de agua debido a la gran disponibilidad de esta y por ser un buen agente desplazante del aceite.

En la Tabla 11 se indican los datos obtenidos después de realizar la recuperación primaria y que son la base para llevar a cabo la siguiente etapa de recuperación.

Para que durante la Recuperación Secundaria se obtenga exclusivamente aceite es importante considerar que existe un rango de presiones entre la presión original y la presión de burbuja que van desde 3731.4 psi hasta 2829.8 psi que corresponden a cada una de ellas respectivamente; ya que si el valor de la presión de burbuja es menor, la extracción será de gas y no la mezcla de gas y aceite.

Así mismo en la Tabla 11 se encuentran los datos de porosidad y saturación de agua, para ellos la ingeniería petrolera establece que se deben encontrar entre un rango de 0.1-0.3 para la porosidad (9) y en el caso de la saturación de agua van de 0.1-0.4 (10), por lo que se corrobora que la arena 9BII se encuentra dentro de estos límites.

Con respecto a los valores de compresibilidad de la roca y la temperatura, estos varían en cada yacimiento de “hidrocarburo” los cuales no influyen en el proceso de recuperación primaria o secundaria de la Arena 9BII.

2.3.-VALIDACIÓN DE DATOS.

Esta se realiza con pruebas de laboratorio, aplicación de fórmulas matemáticas y en otras solo revisar y corroborar la información.

Los datos que únicamente se revisan corresponden a la Temperatura del yacimiento, la compresibilidad y la saturación de agua los cuales presentan 85°C, 7.36×10^{-6} psi y 0.357 respectivamente.

Para aquellos datos que se deben verificar por medio de pruebas se realiza un análisis PVT; posteriormente con los resultados obtenidos que se muestran en la Tabla 12 se analizan algunas propiedades como: factor de volumen, relación de solubilidad, el factor de desviación, viscosidad del aceite y del gas así como los datos de presión inicial y presión de burbuja.

Tabla 12. Datos PVT de la Arena 9BII

P (psi)	Bo (m³/m³)	Rs (m³/m³)	Z	Visc. Aceite (cp)	Visc. Gas (cp)
3731.4	1.4869	167.4			
2829.8	1.5013	167.4	0.715	0.4972	0.02596
2600	1.4659	155.5	0.668	0.5165	0.02542
2400	1.4392	145.9	0.660	0.5329	0.02443
2200	1.4169	137.2	0.656	0.5491	0.02305
2000	1.3913	127.2	0.659	0.5694	0.02100
1800	1.3635	116.5	0.669	0.5925	0.01868
1600	1.3375	106.2	0.681	0.6177	0.01695
1400	1.3134	96.3	0.694	0.6449	0.01600
1200	1.2884	86.5	0.727	0.6757	0.01492
1000	1.2628	76.6	0.764	0.7095	0.01375

El factor de volumen (B_o) define el volumen de aceite tanto a condiciones del yacimiento como atmosféricas, el valor obtenido es de $1.4869 \text{ m}^3/\text{m}^3$ a presión inicial y de $1.5013 \text{ m}^3/\text{m}^3$ a presión de burbuja.

La relación de solubilidad (R_s) indica la relación del volumen de gas disuelto en el aceite a las condiciones de yacimiento con un valor de $167.4 \text{ m}^3/\text{m}^3$ que indica de igual manera el rango donde se producirá solo aceite, bajando de este valor se presenta una mezcla de aceite y gas produciendo más gas, esto varía de acuerdo a la caída de presión.

Otro parámetro importante en esta tabla es el Factor de Desviación “Z”, el cual indica el volumen real ocupado por un gas medido a presión y temperatura de yacimiento entre el volumen ideal que ocuparía este gas medido a las mismas condiciones de yacimiento, su valor de 0.715 indica el límite para no producir mas gas que aceite.

Los datos de la prueba de PVT confirman los valores de presión inicial y de burbuja para aplicar el método de recuperación secundaria por inyección de agua mediante el programa computacional de Craig, Geffen y Morse.

Así mismo para validar el dato de permeabilidad se necesita realizar una prueba de laboratorio donde se utiliza un núcleo de roca con dimensiones de 4.5 cm. de largo y 3.5 cm. de diámetro, este se introduce en un core holder el cual se comprime con una manga; para llevar a cabo esta prueba se hace circular agua, hexano o helio hasta saturarlo completamente como se muestra en la Figura 18.

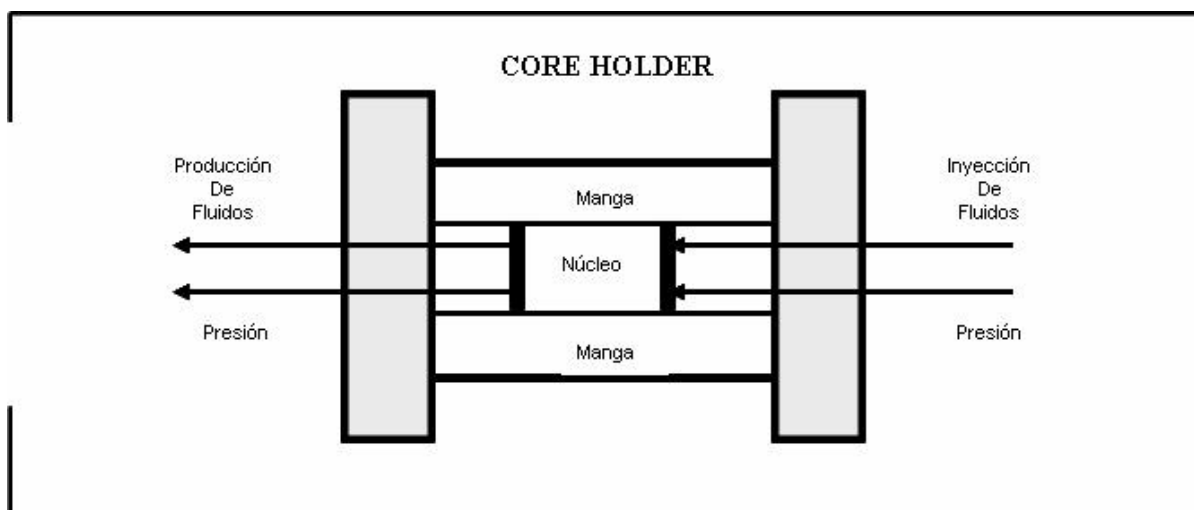


Figura 18. Esquema de la prueba de permeabilidad

La Figura 19 muestra el equipo utilizado para medir la permeabilidad, la cual se obtiene por la diferencia de presiones que se lee en el monitor que se conecta a las bombas, dando un valor de 25 md.

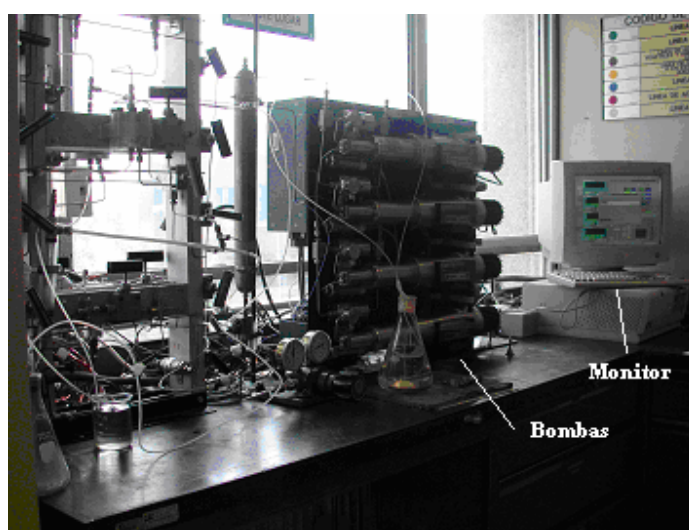


Figura 19 Equipo utilizado en pruebas de permeabilidad.

Así mismo utilizando esta prueba se calcula la porosidad, para esto el núcleo saturado con el fluido se pesa y mediante diferencia de pesos se determina el valor de porosidad, el dato proporcionado por el Activo Cinco Presidentes es de 0.216, por lo tanto para la Arena 9BII se utilizan los siguientes datos.

DATOS	FORMULA	SUSTITUCIÓN
Masa de núcleo =105.5gr Masa de núcleo saturado =142.7gr V_T =173.2cm ³	$\emptyset = \frac{M_2 - M_1}{V_T}$	$\emptyset = (142.7\text{gr} - 105.5\text{gr}) / 173.2\text{cm}^3$ Ø=0.214

Así también el volumen original de la arena se confirma mediante la aplicación de la ecuación (1) Pág. 34 y utilizando los datos de la Tabla 8

DATOS	FORMULA	SUSTITUCIÓN
V_o = V =17,364,819.75m ³ Ø =0.214 S_w =0.357	$V_o = (V * \emptyset)(1 - S_w)$	$V_o = (17,364,819.75\text{m}^3)(0.214)(1 - 0.357)$ V_o=15,169,543 Bl

Una vez confirmado el V_o y retomando el dato de la recuperación en la etapa primaria se realiza una validación de las reservas. Las reservas de aceite, en los diferentes yacimientos determinan la aplicación de otro método de recuperación, cabe mencionar que la arena 9BII es atravesada por los pozos Ogarrio 810, 802D, 803, 804, 813D, 817 y 829; y tenía un volumen original de 15,169,543 Bl de aceite, como ya se mencionó; así mismo se sabe que la producción primaria hasta diciembre del 2001 fue de 4,011,825 Bl de aceite que indica un 26.4% de recuperación; hasta esta etapa de extracción; se determinó una presión de yacimiento de 1167 psi, este al ser un valor por debajo de la presión de burbuja, indica que la etapa primaria ha concluido.

Como se puede observar el volumen remanente de aceite se estima en 11,157,733 Bl, esta reserva es adecuada para aplicar una Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en la arena 9BII.

2.4.-FACTIBILIDAD DE RECUPERACIÓN.

Para verificar que el método de inyección de agua es adecuado para la Recuperación Secundaria, se utilizan los datos petrofísicos mostrados en la Tabla 13 que corresponden al ajuste primario.

Tabla 13 Datos petrofísicos de la Arena 9BII

Presión inicial	3731.4 psi
Presión de burbujeo	2829.8 psi
Temperatura del yacimiento	180.1 ° F
Saturación de agua congénita	0.357 Frac.
Porosidad	0.216
Compresibilidad del aceite	$10.74 \cdot 10^{-6} \text{psi}^{-1}$
Compresibilidad del agua	$2.99 \cdot 10^{-6} \text{psi}^{-1}$
Compresibilidad de la formación	$3.6 \cdot 10^{-6} \text{psi}^{-1}$

Asimismo en la Figura 20, se presenta el comportamiento primario de la Arena 9BII conforme al abatimiento con la presión., donde la tendencia muestra una disminución de presión con una recuperación hasta del 0.5 pero dejando el yacimiento en condiciones no aptas para seguir aplicando algún otro método de recuperación.

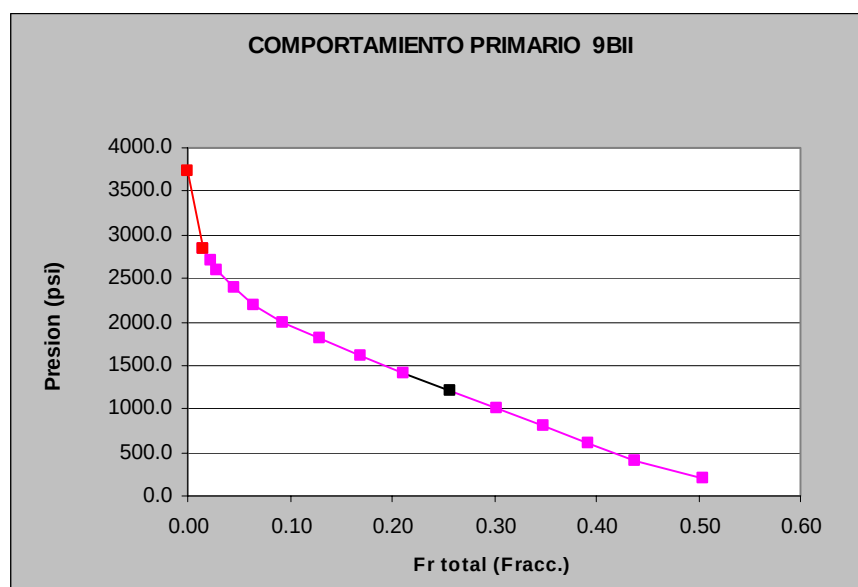


Figura 20 Comportamiento primario Arena 9BII con respecto a su presión

La factibilidad de la aplicación de un método de Recuperación Secundaria se refleja en las condiciones del yacimiento, muchos campos petrolíferos son cortados en su producción hasta la etapa primaria cuando es imposible seguir extrayendo el aceite. Sin embargo otros requieren de una Recuperación Secundaria que permitan seguir produciendo y así mismo dejarlo en las condiciones para una etapa terciaria. En el caso de la Arena 9BII las condiciones después de la etapa primaria son óptimas para una aplicación secundaria dando así una mejor explotación de la arena.

Otro aspecto importante se refleja en la Figura 21, donde se presentan las producciones de aceite y gas, la RGA (Relación gas/aceite) para la arena en estudio.

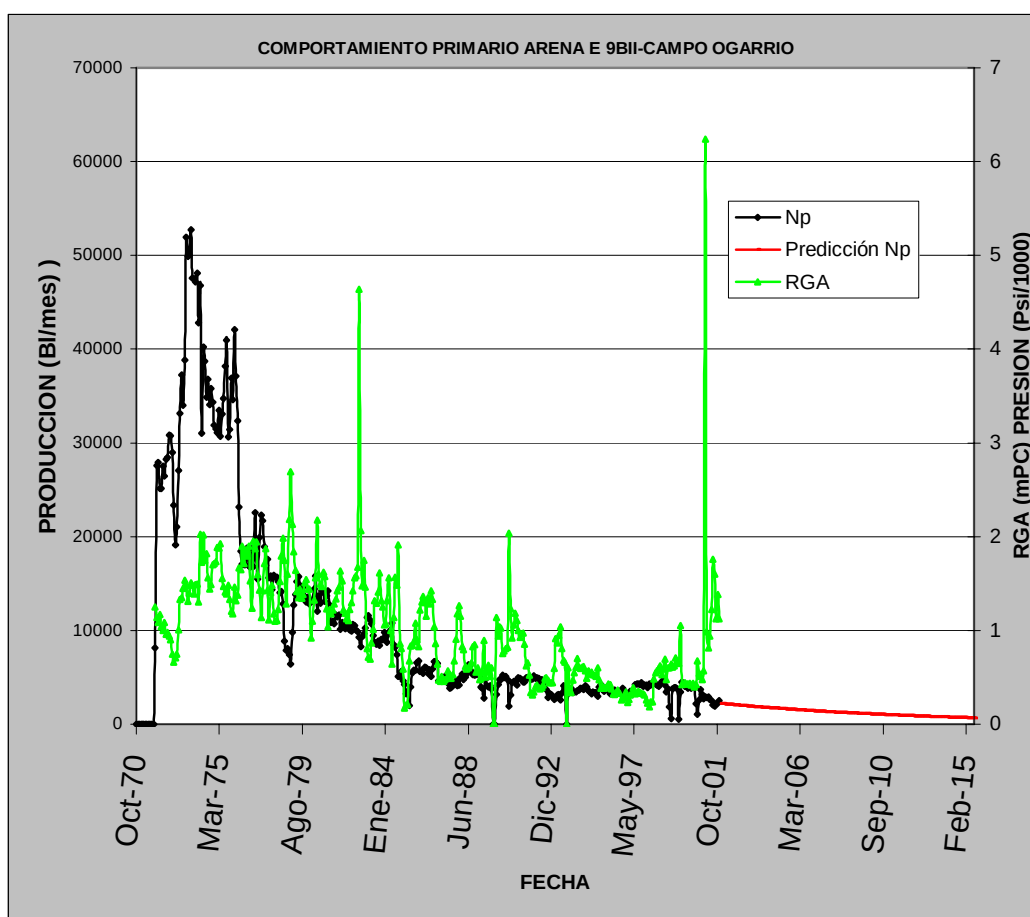


Figura 21 Producciones de aceite y gas en la Arena 9BII. (10)

La arena 9BII en su producción primaria cuenta con 4, 011,810 Bl hasta el año 2001 y como indica la Figura 20, su presión está ya por debajo de las condiciones para extraer aceite líquido. En la Figura 21 se observa como hasta ese año se obtiene una mezcla de aceite y gas, con un porcentaje más alto de gas que de aceite, de igual manera se hace una predicción de producción hasta el año 2015 pero con condiciones de abandono de la arena.

Lo anterior reafirma la factibilidad de aplicar el método de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua para lograr una producción óptima de la arena y seguir obteniendo un porcentaje mas alto de recuperación de aceite y con otras condiciones favorables para seguir explotando la arena.

2.5.- APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CRAIG-GEFFEN-MORSE

En la Ingeniería Petrolera el método para la predicción del área a barrer del comportamiento secundario y con inyección de agua se usa el método de Craig-Geffen-Morse (11), es el más aceptado por la facilidad del manejo y por tener un programa computacional. Este consiste en un arreglo para cinco pozos como mínimo, incluyendo productores e inyectores, en base a una saturación de agua en una porción de área del campo, su producción de aceite es resultado de un desplazamiento con agua y en base a esto hace su facilidad de aplicación.

Para aplicar este método se procede a un análisis de datos de la arena determinando qué pozos serán los adecuados para la inyección del agua así como la producción del aceite, donde es necesario conocer el estado mecánico de cada pozo para aplicar el programa computacional, se propone que dos de ellos sean inyectores y cinco productores.

Por lo tanto la inyección de agua se hará en los pozos 810 y 829, donde el 810 que corresponde a la zona I y barrerá el aceite a 5 pozos productores 802, 803, 804, 813 y 817 y posteriormente el 829 correspondiente a la zona “II” y desplazará el aceite hacia el 817, como se indica en la Figura 22.

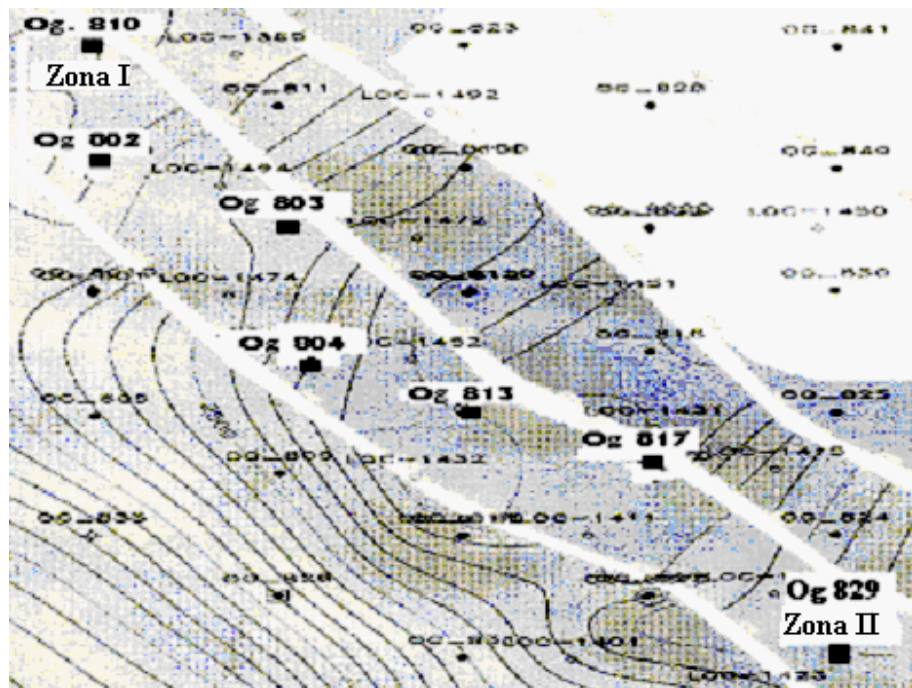


Figura 22 Localización de pozos inyectores y productores de las zonas I y II (10).

Por otro lado en la Figura 23 se describe el estado en el que se encuentra cada pozo:

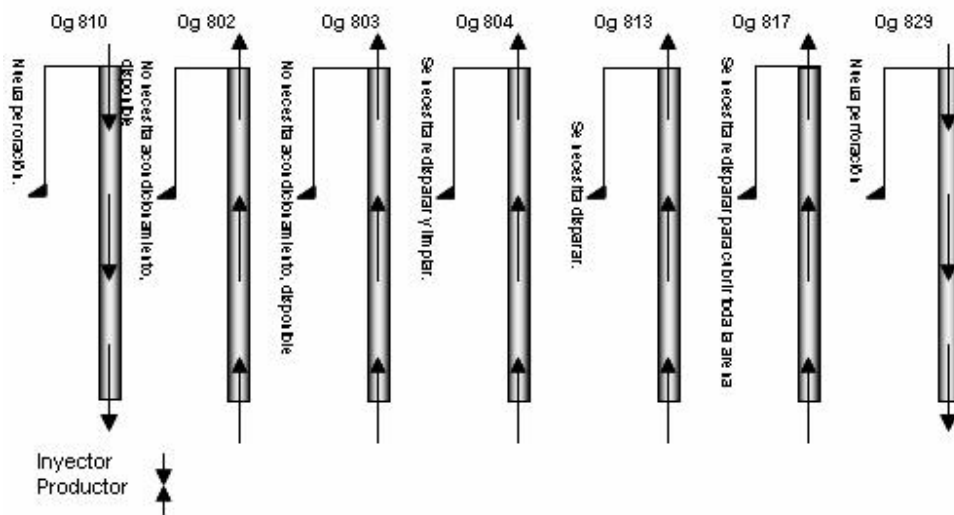


Figura 23 Descripción de los pozos inyectores y productores

La Tabla 14 nos describe las condiciones en las que se encuentra cada pozo además de las reparaciones que se deben hacer.

Tabla 14 Descripción de los pozos de la Arena 9BII.

POZO	DESCRIPCIÓN
Og 810	Nueva Perforación
Og. 802	No necesita acondicionamiento
Og. 803	Disponible. Solo se requiere hacer algunas reparaciones mínimas
Og 804	Se necesita limpiar y disparar para poder utilizarse como productor.
Og 813	Se requiere redisparar completamente para toda la arena.
Og 817	Se requiere redisparar para cubrir toda la arena.
Og 829	Nueva perforación.

Debido a la irregularidad de la arena estos pozos barrerán aproximadamente 70%, dejando un volumen de aceite que se pueda explotar por otro método de recuperación que en este estudio no se analizará.

La Tabla 15 muestra los valores obtenidos para 3 muestras elegidas a diferentes profundidades para determinar un valor promedio de porosidad, permeabilidad y saturación de agua de la Arena 9BII.

Tabla 15. Valores de porosidad, permeabilidad y saturación de agua para la arena 9BII

E9BII"1"					E9BII"2"				9BII"3"			
POZO	Ø (frac.)	Sw (frac.)	h (m)	K (md)	Ø (frac.)	Sw (frac.)	h (m)	K (md)	Ø (frac.)	Sw (frac.)	h (m)	K (md)
810	0.219	0.449	12.60	115.0	0.219	0.449	12.60	115.0	0.219	0.449	12.60	115.0
802D	0.220	0.310	23.00	122.0	0.170	0.450	2.00	122.0	0.190	0.290	4.50	122.0
803	0.240	0.290	30.00	172.7	0.220	0.340	1.50	172.7	0.250	0.260	4.25	172.7
804	0.200	0.383	11.00	29.2	0.210	0.380	14.75	29.2	0.190	0.410	9.50	29.2
813	0.230	0.360	9.50	31.0	0.210	0.420	6.25	31.0	0.130	0.480	10.50	31.0
817	0.220	0.290	9.50	220.1	0.260	0.310	16.50	377.6	0.250	0.290	17.50	327.5
829	0.240	0.410	6.50	66.1	0.240	0.380	8.25	66.1	0.220	0.370	12.00	66.1

Con estos datos se calculan los valores promedio de porosidad, saturación de agua y permeabilidad en las zonas I y II indicados en la Tabla 16

Tabla 16. Valores medios por zona

ZONA	Ø (fracción)	Sw (fracción)	K (md)	h (m)
I	0.213	0.358	105.0	34.67
II	0.228	0.354	225.2	35.13

Así mismo para utilizar el programa de Craig y coautores se obtienen los datos de permeabilidad mostradas en la Tabla 17 utilizando el análisis Og. 806 N1M5H2 (10) correspondientes a la zona I.

Tabla 17. Propiedades de la Zona I

saturación de aceite (fracción)	saturación de agua (fracción)	permeabilidad relativa al aceite (fracción)	permeabilidad relativa agua (fracción)
0.642	0.358	1.000	0.000
0.600	0.400	0.494	0.036
0.500	0.500	0.203	0.092
0.400	0.600	0.063	0.158
0.300	0.700	0.005	0.241
0.280	0.720	0.000	0.265

En cambio para la Zona II, se empleó el análisis del 898 N1M2H (10), donde los resultados de permeabilidad se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Propiedades de la Zona II.

saturación de aceite (fracción)	saturación de agua (fracción)	permeabilidad relativa al aceite (fracción)	permeabilidad relativa agua (fracción)
0.646	0.354	1.000	0.000
0.600	0.400	0.273	0.004
0.500	0.500	0.106	0.022
0.400	0.600	0.022	0.055
0.300	0.700	0.005	0.125
0.260	0.740	0.000	0.150

En la Tabla 19 se agrupan los datos necesarios para utilizar el programa computacional del método de Craig y coautores para determinar la factibilidad de operar una Recuperación Secundaria por Inyección de Agua.

Tabla 19 Datos Básicos de la Arena 9BII

Datos	Zona I.	Zona II.
Área por inundar (acre)	143.5	39.2
Espesor promedio neto (pie)	34.67	35.13
Permeabilidad de la formación (md)	105.0	225.2
Porosidad (Fracc.)	0.213	0.228
Saturación inicial de gas (Fracc.)	0.230	0.230
Saturación agua zona aceite (Fracc.)	0.358	0.354
Permeabilidad relativa aceite en banco del aceite (Fracc.)	1.000	1.000
Viscosidad del aceite (cp)	0.497	0.497
Viscosidad del agua (cp)	0.450	0.458
Factor del volumen del aceite (BI/BI)	1.284	1.284
Factor del volumen del agua (BI/BI)	1.028	1.028
Caída de presión por inyección (psi)	2000	2000

CAPITULO III

RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CRAIG

En base al análisis de las dimensiones de la Arena, la máxima capacidad de fluidos que presenta cada pozo, las variables mostradas en la Tabla 18 y partiendo de una producción acumulativa de aceite de 4.047 MBI obtenidos hasta Diciembre del 2002 se propone la aplicación de 3 gastos de inyección de agua que van desde 8000, 16000 y 24600 Bl/D para aplicar el método de Craig. Estos estudios se iniciaron en el año 2002 por lo que algunas tablas toman como base el inicio de la operación de recuperación secundaria el año 2003, pero hasta la fecha del trabajo no se ha iniciado.

Así mismo es necesario considerar que estos gastos de inyección tendrán una presión a boca de pozo del orden de 165 psi, la cual depende de la profundidad del pozo de inyección.

3.1.-COMPARACIÓN DE LOS GASTOS DE INYECCIÓN

Para hacer un análisis de los gastos de inyección durante la Recuperación Secundaria en la Arena 9BII del Campo Ogarrio, se genera la Tabla 20 donde se muestran los datos obtenidos.

Tabla 20. Datos obtenidos en la aplicación del Método de Craig

	I	II	III
Gasto inicial de inyección (Bl/D)	24600	16000	8000
Gasto de inyección promedio 1er año (Bl/D)	15300	10200	5500
Tiempo de llenado	19 meses	30 meses	63 meses
Inyección acumulativa al llenado (MBI)	6.931	8.514	8.907
Prod. aceite de inicio inyección al llenado (MBI)	1.559	2.169	2.226
Prod. gas de inicio inyección al llenado (MPC)	3001	2163	2.298
Tiempo de surgencia	25 m-37m	35m- 56m	73m/109m
Prod. acum. de aceite a la surgencia (MBI)	5.340	5.266	5.187
Tiempo de abandono	27m-45m	40m-70m	88m-132m
Prod. Acum. de aceite al abandono (MBI)	6.256	6.256	6.256

De esta información es relevante comentar que los tiempos de llenado y surgimiento del aceite determinan qué gasto es conveniente para aplicar la Recuperación Secundaria.; se observa que para el Gasto I el tiempo de llenado es de 19 meses mientras que para el Gasto II corresponde a 30 meses y para el III de 63 meses; por otro lado para los tiempos de surgimiento

del aceite se tiene un promedio que varía de 31 , 45.5 y 86 meses para los gastos I, II y III respectivamente, en base a estos resultados el Gasto I muestra tiempos mas cortos para aplicar dicha Recuperación Secundaria en la Arena 9BII.

3.2.- TIEMPOS DE OPERACIÓN

Así mismo otra información que genera la aplicación del método de Craig con los tres gastos es la obtención del tiempo de operación para el llenado de los pozos productores como se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21. Tiempos de operación de los pozos productores a los que ocurrirá el llenado.

Pozos	I	II	III
Ogarrio 802D	9 meses	24 meses	26 meses
Ogarrio 803	18 meses	26 meses	52 meses
Ogarrio 804	27 meses	42 meses	78 meses
Ogarrio 813	36 meses	56 meses	104 meses
Ogarrio 817	47 meses	71 meses	132 meses
Promedio meses	27.4 meses	43.8 meses	78.4 meses

Comparando el tiempo de llenado con respecto a los pozos se presenta un promedio de 27.4, 43.8, 78.4 meses respectivamente para cada gasto, siendo el primero el de menor tiempo de operación para iniciar la Recuperación Secundaria.

3.3.- PRODUCCIÓN ACUMULATIVA ANUAL.

Otro resultado que implica en la decisión para aplicar la Recuperación Secundaria es la producción acumulativa de aceite que se muestra en la Figura 24, dicha producción corresponde a 6.256 MBl con diferentes tiempos de operación para cada gasto.

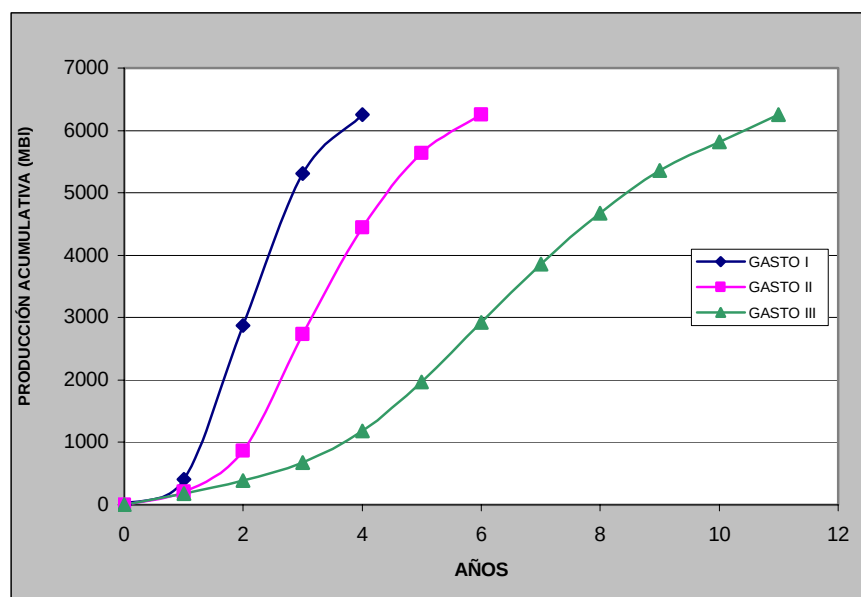


Figura 24 Producción acumulativa por recuperación secundaria para los 3 gastos de inyección

Se observa que para el gasto I se llevará un tiempo de 3 años lograr dicha producción en cambio para los gastos II y III serán de 5 a 11 años respectivamente.

Analizando los diferentes gastos mediante una producción anual se genera la Tabla 22 donde se tiene una producción más detallada por año hasta llegar a la producción de 6.256 MBI, estas mismas se grafican en la Figura 25.

Tabla 22 Producciones anuales de cada gasto de inyección.

GASTO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12
I	406	2465	2440	945								
II	210	656	1864	1716	1189	622						
III	174	216	289	5074	782	951	935	819	683	457	284	160

Desde el primer año se muestra una diferencia del gasto I con respecto al II y III mostrando un tiempo de operación mas corto, haciéndolo recomendable hacia los dos restantes.

De la misma manera en la Figura 25 se muestra la tendencia de una recuperación anual observado los tiempos de operación de cada gasto.

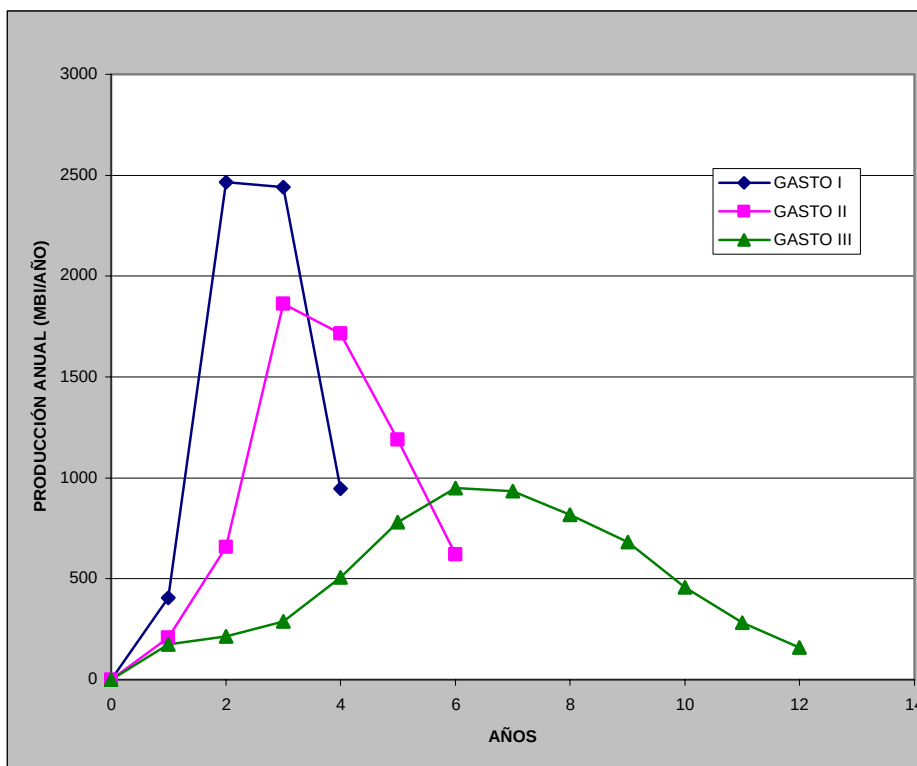


Figura 25 Producción anual por recuperación secundaria.

De acuerdo a las capacidades de los gastos, el número I obtiene una producción total de 6.256 MBI en un tiempo de 4 años siendo para los gastos II y III la misma recuperación pero en lapsos de 6 y 12 años respectivamente.

Por otro lado, para el gasto de inyección diaria de agua se genera la Figura 26 donde se presenta el resultado para un gasto inicial de 24,600 donde se observa un comportamiento de recuperación de presión a corto tiempo.

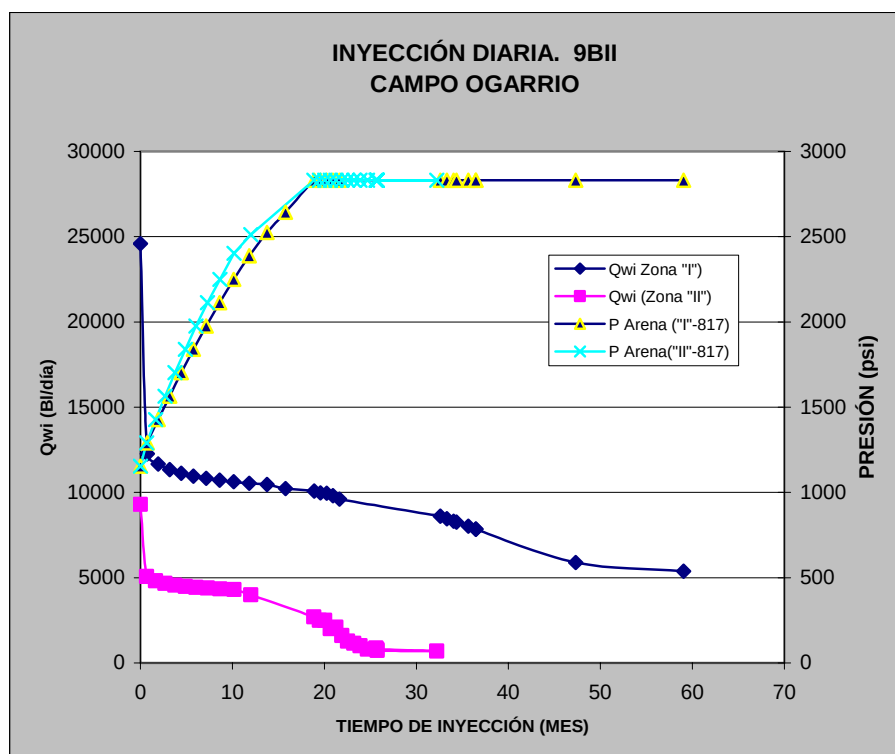


Figura 26 Inyección diaria de agua para las Zonas "I" y "II" y presión de la arena.

Con el gasto I se tiene un corto tiempo de operación comparado con los dos restantes logrando mantener la presión por arriba de la presión de burbuja en ambas zonas de inyección lo que lo hace recomendable para la recuperación secundaria por inyección de agua.

La recuperación acumulativa de aceite al terminar el proceso de recuperación secundaria se estima en 6.256 MBl en un lapso de 4 a 12 años. Mientras que con la recuperación primaria se estima una recuperación total de 4.441 MBl, con 394 mBl adicionales entre 2003 y 2017, es decir para un periodo de 15 años. De esta manera la aplicación del método de Recuperación Secundaria por inyección de agua en la Arena 9BII del campo Ogarrío obtiene una producción mayor que la primaria y siendo el gasto I el que genera mayor costo beneficio en la aplicación de este.

3.4.-ESTUDIO ECONÓMICO.

Para realizar el estudio económico es indispensable considerar que los ingresos superen a los egresos, lo cual permitirá tener una operación de costo beneficio rentable y así mismo decidir el momento en que se cierra un pozo.

Al determinar el momento del cierre del pozo se debe considerar que la venta compense el costo de operación, el precio de venta será de acuerdo a la calidad del hidrocarburo, en tanto que el costo de la operación de extracción será específico para cada campo.

Para realizar el cálculo del costo beneficio durante la aplicación de la recuperación secundaria por inyección de agua a la Arena 9BII, son necesarios datos de precios del aceite y gas, que el activo Cinco Presidentes proporciona y se presentan en la Tabla 23.

Tabla 23. Precios del aceite y del gas proporcionados por el Activo

Año	Precio Aceite (USD/Bl)	Precio Gas (USD/mPC)
2003	21.80	3.16
2004	22.24	3.40
2005	21.98	3.39
2006	21.43	3.35
2007	21.54	3.35
2008	21.67	3.40
2009	22.00	3.36
2010	22.15	3.38
2011	21.68	3.45
2012	21.94	3.36
2013	21.94	3.36
2014	21.94	3.36
2015	21.94	3.36
2016	21.94	3.36
2017	21.94	3.36

El precio de venta de los hidrocarburos como cualquier producto tiene que considerar los costos de operación que mensualmente proporciona el Activo Cinco Presidentes como son: el costo de operación, reparación y producción que van de 3 MUSD, 0.4 MUSD y 15.0 USD/Bl respectivamente, este último incluye la operación de la planta de inyección y aditivos.

Así mismo se requiere información financiera que operó durante el año 2002, esta información corresponde al Interés que va de 5.4% y a la inflación de 6.0%

Para el cálculo del costo beneficio con la aplicación de los tres gastos de inyección, se genera la Tabla 24 donde se presentan los resultados obtenidos mediante las ecuaciones siguientes:

INGRESOS RECUPERACIÓN PRIMARIA

Bl/Año* Precio del Hidrocarburo $[(1 + \text{Tasa Inflación}/100)/(1 + \text{Tasa Interés}/100)]^\diamond$

INGRESOS RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Bl/ Año* Precio del Hidrocarburo $[(1 + \text{Tasa Inflación}/100)/(1 + \text{Tasa Interés}/100)]^\diamond$

COSTO DE INYECCIÓN DE AGUA

Bl/ Año* Costo de Inyección de agua $(1 + \text{Tasa Inflación}/100)/(1 + \text{Tasa Interés}/100)]^\diamond$

[♦] Es un valor que varía de 0.000 a 0.012 y se calcula de acuerdo a la diferencia de los años que el pozo produce.

Tabla 24. Tabla comparativa sobre los ingresos de producción primaria y secundaria.

Comp. Primario			Recup. Secundaria			Ingresos Comport. Primario		Ingresos Rec. Secundaria	
Años	Aceite	Gas	Prod Anual Aceite	Prod Anual Gas	Iny. Anual Agua	Aceite	Gas	Aceite	Gas
	(mBl)	(MPC)	(m Bl)	(mPC)	(mBl)	(MUSD)	(MUSD)	(MUSD)	(MUSD)
2003	33.5	45.9	367.3	404.3	5576.3	0.731	0.145	8.006	1.278
2004	32.3	44.3	2451.2	2313.8	4547.7	0.682	0.143	51.721	7.464
2005	31.2	42.7	2492.5	2343.0	3304.0	0.617	0.130	49.316	7.150
2006	30.0	41.2	945.4	888.6	2002.8	0.550	0.118	17.302	2.542
2007	29.0	39.7				0.506	0.108		
2008	27.9	38.3				0.465	0.100		
2009	26.9	36.9				0.432	0.090		
2010	26.0	35.6				0.398	0.083		
2011	25.0	34.3				0.356	0.078		
2012	24.1	33.1				0.330	0.069		
2013	23.3	31.9				0.302	0.063		
2014	22.4	30.7				0.276	0.058		
2015	21.6	29.6				0.252	0.053		
2016	20.8	28.6				0.231	0.048		
2017	20.1	27.5				0.211	0.044		
Total:	394.2	540.1	6256.4	5949.8	15430.8	6.338	1.331	126.346	18.434

De acuerdo a los resultados obtenidos sobre los ingresos de Recuperación Primaria y Recuperación Secundaria se tiene 6.338 MUSD y 126.346 MUSD, respectivamente, esto permite asegurar la aplicación del Método de Recuperación Secundaria sobre la continuidad del Método de Recuperación Primaria.

Dentro de los costos que contempla la aplicación del Método de Recuperación Secundaria se tiene la instalación de una planta de agua así como el costo de inyección. Estos se muestran el Tabla 25.

Tabla 25. Costos de Aplicación Secundaria

Años	Costo Planta Agua	Costo Agua
	(MUSD)	(MUSD)
2003	1.2	0.174
2004		0.143
2005		0.104
2006		0.064
Total:	1.2	0.485

Cabe mencionar que el costo de Inyección de Agua de 0.485 MUSD influye directamente en el ingreso por Recuperación Secundaria pero sin afectar la rentabilidad de dicha etapa.

Utilizando los datos de la Tabla 24 se realiza un análisis de la producción anual comparando las etapas primaria y secundaria donde se puede observar en la Figura 27 que para los años 2004 y 2005 el proceso de Recuperación Secundaria se ve incrementado en mas de 2400 MBI

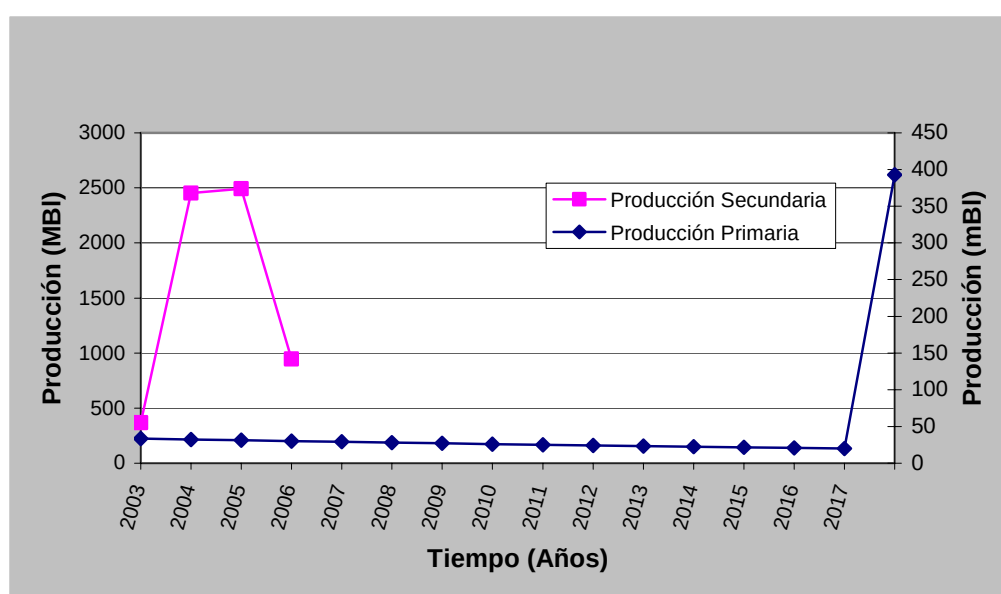


Figura 27 Producciones anuales de Recuperación Primaria y Recuperación Secundaria

Así mismo en la Figura 27 se observa una prospección de la Recuperación Primaria para el año 2017 que llega a 393 mBI como un total de la vida productiva de la Arena; por otro lado aplicando la Recuperación Secundaria para este mismo año será de 6.256 MBI; esto indica que el costo beneficio de la aplicación de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua es económicamente factible.

Generando la Figura 28 se observa la ventaja de aplicar el método por Inyección de Agua, en esta se indican los ingresos aportados durante las etapas de Recuperación en un tiempo de operación de 14 años.

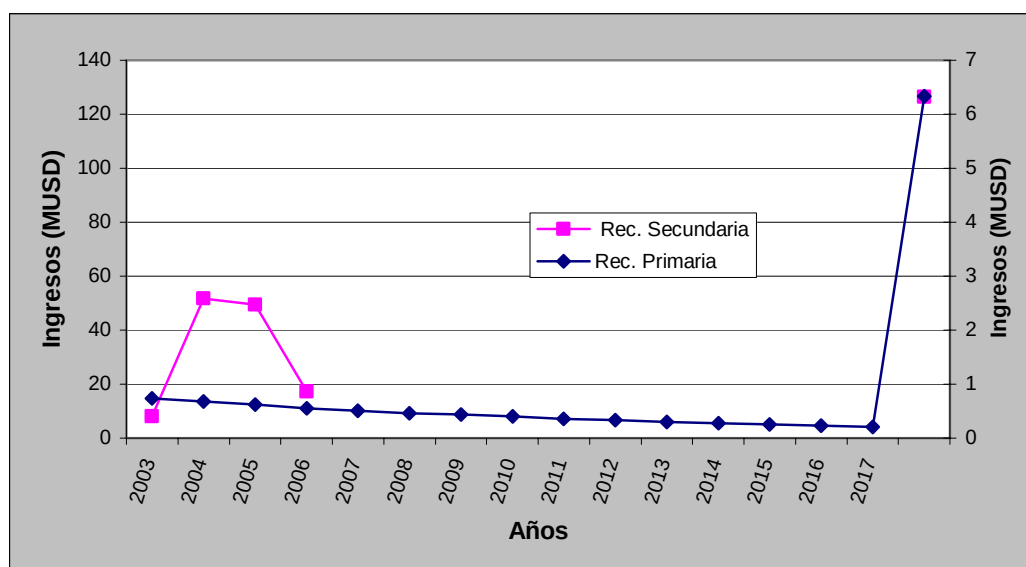


Figura 28 Ingresos de las etapas de Recuperación Primaria y Recuperación Secundaria

Como puede observarse en el año 2004 existe un derrame económico de 50 MUSD durante la prospección por Inyección de Agua; en cambio para la Recuperación Primaria se obtienen 6.5 MUSD. Esto nos da la seguridad de aplicar el Método de Inyección de Agua.

Para conocer las utilidades que genera la Recuperación Secundaria en la Arena 9BII se realiza un análisis de los tres gastos, comparando los costos de de ampliación de la planta de inyección de agua, perforación, reparación y tratamiento de pozos donde los costos obtenidos para estos se consideran:

- Dos perforaciones de pozos con un costo de 6 MUSD
- Siete pozos reparados con un costo de 2.8 MUSD
- Tratamiento de los pozos con un costo de 0.25 MUSD
- Ampliación de la planta e inyección con un costo de 1.2 MUSD y 0.485 MUSD.

Dentro del mismo análisis se considera un costo de operación para cada gasto de:

- a) 88.6 MUSD para el gasto I
- b) 89.2 MUSD para el gasto II
- c) 90.8 MUSD para el gasto III

Y finalmente los ingresos obtenidos para cada gasto son:

- a) Gasto I 126.3 MUSD
- b) Gasto II 117.8 MUSD
- c) Gasto III 102.1 MUSD

Las utilidades obtenidas para cada gasto se muestran en la Tabla 26 donde con una operación matemática se generan dichas utilidades:

$$\text{UTILIDADES} = \text{INGRESOS} - \text{COSTOS}$$

Tabla 26. Utilidades Arena 9BII

	Gasto I	Gasto II	Gasto III
Gasto inicial de inyección (BI/D)	24600	16000	8000
Ingreso aceite recup. Secundaria (M USD)	126.3	117.8	102.1
Costo ampliación planta agua (MUSD)	1.2	1.2	1.2
Costo agua (M USD)	0.485	0.485	0.485
Costo pozos adicionales (M USD)	6.0	6.0	6.0
Costo reparaciones (MUSD)	2.8	2.8	2.8
Costo tratamientos (MUSD)	0.25	0.25	0.25
Costos de producción (M USD)	88.6	89.2	90.8
Utilidades (M USD)	26.965	17.865	0.565

Se observa, que las utilidades resultan mayores para el Gasto I que son de 26.965 MUSD mientras que para el Gasto II y II son de 17.865 y 0.565 MUSD respectivamente. Lo anterior reafirma la conveniencia de aplicar el mayor gasto de inyección con el Método de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua.

CONCLUSIONES

De acuerdo al estudio realizado para proponer un método de Recuperación Secundaria en la Arena 9BII del campo Ogarrío perteneciente al Activo Cinco Presidentes de Petróleos Mexicanos se pueden obtener las siguientes conclusiones.

El Método de Craig para aplicar una Recuperación Secundaria por inyección de agua es una de las técnicas de mayor facilidad en su aplicación, maneja un programa computacional así como tres diferentes gastos.

Los tres gastos llegan a la misma producción acumulativa al final de su aplicación diferenciándose en el tiempo de llenado y surgencia, siendo el primero en obtener mejores resultados con un tiempo de 19 meses y 37 meses respectivamente muy debajo de los dos restantes.

El tiempo de operación de los gastos de inyección comprende para el primero 27.4 meses, con un costo de producción de 88.6 MUSD; mientras para el segundo 43.8 meses con un costo de 89.2 MUSD y el tercer gasto 78.4 meses con 90.8 MUSD como costo de producción.

La producción que generan los tres gastos llega a los 6.256 MBl en un menor tiempo para el primero que va de 4 años, mientras que para el segundo 6 años y el tercero 12 años.

La inyección de agua para el primer gasto mantiene la presión por arriba de la de burbuja que es de 2800 psi dejando el campo con las condiciones óptimas para seguir extrayendo aceite en futuras recuperaciones.

De los tres gastos de inyección es el primero el que genera mayores ingresos con 126.3 MUSD con un costo total de extracción de 99.035 MUSD obteniendo una utilidad de 26.965 MUSD con un tiempo de operación de 27.4 meses y llegando a recuperar el 21 % mas de lo obtenido por recuperación primaria.

OBSERVACIONES

Una ventaja de la Recuperación Secundaria mediante inyección de agua es que se utilizan pozos que ya se han trabajado y que solamente requieren una pequeña reparación para que sean utilizados como inyectores además de contar con un programa computacional que permite facilidad en el manejo y aplicación.

De los beneficios que el agua aporta en la Recuperación Secundaria del “*hidrocarburo*” cuando estos se ven disminuidos en su presión de yacimiento es que permite volver a mantener esa presión con un costo satisfactorio para pagar y generar una utilidad en la extracción de los mismos.

Colocando plantas de tratamiento de agua cercanas a los pozos inyectores se tiene una ventaja más que permite una recuperación secundaria satisfactoria con la aplicación de esta técnica.

A corto plazo el yacimiento eleva el porcentaje de recuperación de “*hidrocarburo*” lo que es una satisfacción plena para El Activo Cinco Presidentes, pues se trata de yacimientos viejos y que posiblemente su recuperación solo tenga unos cuantos años más.

Con esta alternativa de explotación se reeditúan ganancias a PEMEX. Para hacer a esta empresa mas productiva y competitiva.

GLOSARIO

Arcillas: Las arcillas son cualquier sedimento o depósito mineral que es plástico cuando se humedece y que consiste de un material granuloso muy fino, formado por partículas muy pequeñas cuyo tamaño es inferior a 4 micras, y que se componen principalmente de silicatos de aluminio hidratados.

Factor de Volumen (Bo): Factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie.

Hidrocarburo: Compuesto formado principalmente por Carbono, H, N, S, O y algunos metales.

Kerogeno: Una material bituminoso presente en ciertos esquistos que producen un tipo de aceite cuando son calentados.

Presión de burbuja (Pb): Presión a la que comienza a producir aceite un yacimiento de hidrocarburos.

Porosidad: Se refiere a la medida del espacio intersticial entre grano y grano, la cual representa la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

Permeabilidad: es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se dice que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

Sapoprel: Sedimento rico en materia orgánica de restos de plancton que constituye la materia prima del hidrocarburo

Tiempo de llenado: Tiempo que tarda hacer contacto el agua con el aceite en un desplazamiento en yacimientos de hidrocarburos.

Tiempo surgencia: Tiempo que tarda en producir el primer Barril de aceite en un yacimiento de hidrocarburos.

Volumen Original (Vo): Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente.

REFERENCIAS

1. PEMEX; Origen del Petróleo Ed. Conmemorativa 1988.
2. Rodríguez Nieto, Rafael Apuntes de la carrera de Ingeniería Petrolera, Principios de mecánica de yacimientos, Facultad de Ingeniería de la UNAM, 1980.
3. Porres, Alma América; Métodos de Exploración. Octubre 2002 Disponible: <http://www.imp.mx>
4. Lanfranchi, Edalfo. Recuperación Adicional de Hidrocarburos Octubre 2006 Disponible: <http://cursosgerenciales.com.ve/datac/htm2/contenidos/RA.htm>
5. Rivas, S. Recuperación Secundaria de Hidrocarburos, 1ª ed México 1995
6. Exploration and Production Technologies, Exploration Technologies EOR Process Drawings Octubre 2006 Disponible: http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/EP_Technologies/ExplorationTechnologies/eordraw.html
7. PEMEX, Exploración-Producción Octubre 2006 Disponible: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=1&catID=37>
8. PEMEX, Exploración Producción. Las Reservas de Hidrocarburos en México, Primera edición México enero de 1999.
9. Estudio geológico del campo Ogarrio.
10. Estudio especial del Campo Ogarrio, Propiedades Petrofísicas.
11. Principle of petroleum reservoir engineering, Faculty of Ingeneering Viale del Rosorgimento, Italy.
12. Robert P. Monicard, Propieties of reservoir rock: Instituto Frances del Petróleo
13. Forrest F., Craig Jr. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua primera impresión, febrero de 1982.