



UNIVERSIDA NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**"USO DE LA METODOLOGÍA NELSON Y MCNEIL
PARA EL DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO
DE RECUPERACIÓN DE ACEITE CON INYECCIÓN
DE AIRE, UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA"**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
ÁREA. ELÉCTRICA – ELECTRÓNICA**

P R E S E N T A

ERNESTO INFANTE SUÁREZ

ASESOR: ING. ADRIÁN PAREDES ROMERO



San Juan de Aragón, Estado de México, 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A mi madre: por darme la vida, una formación con valores morales, tú apoyo, comprensión e impulso a tomar decisiones importantes y tu ejemplo para luchar en la vida, gracias madre.

A mi padre: aun que ya no te encuentras entre nosotros fuiste un gran padre y amigo.

A mis hermanos: por su apoyo incondicional porque siempre que los necesito están ahí.

A mi esposa Isabel: porque eres una gran mujer y siempre estas con migo en las buenas y en las malas con ese gran amor que te caracteriza TE AMO.

A mis hijos Karol y Elías: son la parte más importante de mi vida el motor que me impulsa a seguir adelante.

A mis suegros: por su apoyo incondicional en todo momento han sido un gran soporte e impulso para seguir luchando por el bien de mi familia.

A mis cuñados: porque saben tender la mano sin esperara nada a cambio siempre he contado con su apoyo.

A mis amigos: por enseñarme el valor de la amistad el cual es muy importante y espero que nunca se pierda.

A él Mtro. Joaquín H. P. Y al Dr. Octavio C. C. por compartir su valioso tiempo, conocimientos y demostrando su calidad humana siendo unas personas sencillas.

A él Mtro. Benito Barranco Castellanos y el Ing. Adrian Paredes Romero por ser mis asesores, brindarme sus conocimientos y guiarme en la elaboración de este trabajo.

A todos mis profesores de la Facultad, que contribuyeron en mi formación profesional y compartieron sus conocimientos.

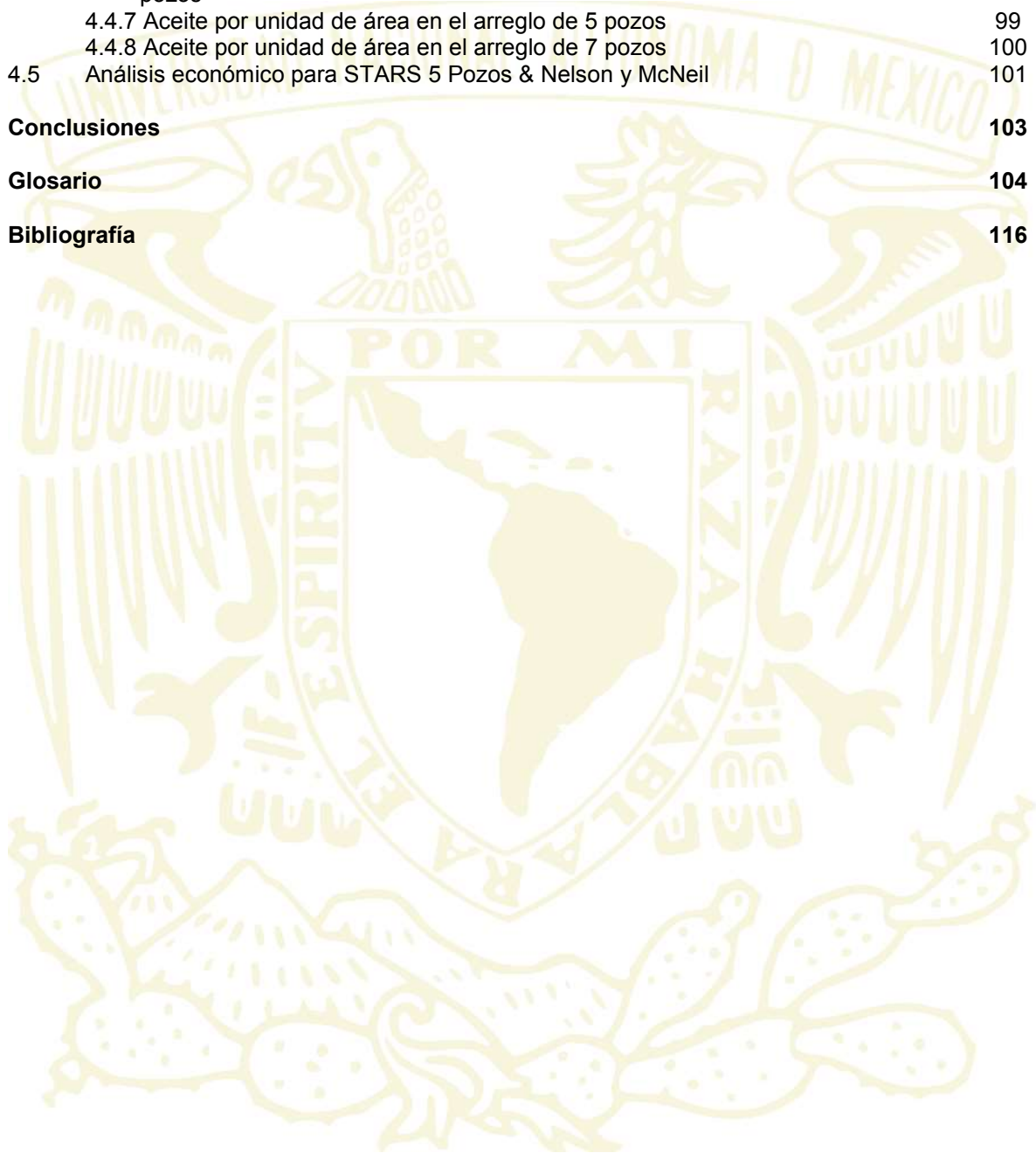
A mi alma mater Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Estudios Superiores Aragón, por permitirme estudiar en tu seno y forjarme como profesional.

USO DE LA METODOLOGÍA NELSON Y MCNEIL PARA EL DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO DE RECUPERACIÓN DE ACEITE CON INYECCIÓN DE AIRE UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA

Índice	I
Objetivo	III
Introducción	IV
Capítulo 1 Aceite Pesado y métodos de recuperación	1
1.1 ¿Qué es el petróleo?	2
1.1.1 Evidencia de la teoría orgánica	5
1.1.2 Composición del petróleo	6
1.2 Historia del petróleo en México	7
1.2.1 La nacionalización del petróleo	9
1.2.2 El petróleo u oro negro	11
1.3 Procesos de producción de hidrocarburos	12
1.3.1 Explotación marina del petróleo	13
1.3.2 Refinación del petróleo	14
1.4 Tipos de aceite	18
1.5 Métodos de recuperación	24
Capítulo 2 Combustión in-situ	27
2.1 Introducción	27
2.1.2 Estudios de laboratorio	29
2.1.3 Descripción cualitativa de la combustión in-situ	30
2.1.4 Combustión Húmeda	31
2.1.5 Combustión Inversa	32
2.2 Parámetros de Combustión	32
2.2.1 Ignición	32
2.2.2 Tubos de combustión	33
2.2.3 Descripción de la prueba puesta a punto de la combustión en tubos	35
2.2.4 Alta temperatura combustión estequiométrica	38
2.2.5 Evaluación de Parámetros de Combustión para Análisis de Gases Efluentes	41
2.2.6 Forma alternativa para ecuaciones de combustión de alta temperatura	43
2.2.7 Ejemplo de cálculo de parámetros de combustión para una típica composición de producción de gas	45
2.3 Simulador numérico STARS	48
2.3.1 Componente disperso incluyendo espuma	48
2.3.2 Yacimientos fracturados naturalmente	49
2.3.3 Formulación Adaptativa-Implícita	49
2.3.4 Pozos Completamente Implícitos	50
2.3.5 Método de solución matriz	50
2.4 Ecuación de Arrhenius	53
2.4.1 Gráfico de Arrhenius	54
2.4.2 Interpretación cinética de la ecuación de Arrhenius	55
2.4.3 Limitaciones de la idea de la energía de activación de Arrhenius	57
Capítulo 3 Método de Nelson y McNeil	60
3.1 Rendimiento de un proyecto de combustión in-situ	60
Capítulo 4 Solución de un proyecto utilizando la metodología de Nelson y McNeil, y el simulador STARS	70
4.1 Solución de un Proyecto utilizando la metodología de Nelson y McNeil	70
4.1.1 Utilizando la metodología de Nelson y McNeil resolvemos el siguiente problema	71
4.2 Implementación de un arreglo de 5 pozos en el simulador numérico STARS	78
4.2.1 Resultados del arreglo de 5 pozos	
4.3 Implementación de un arreglo de 7 pozos en el simulador numérico STARS	85
4.3.1 Resultados del arreglo de 7 pozos	87
4.4 Comparación de resultados de los tres casos	93

USO DE LA METODOLOGÍA NELSON Y MCNEIL PARA EL DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO DE RECUPERACIÓN DE ACEITE CON INYECCIÓN DE AIRE UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA

4.4.1 Comparación de los Periodos de Inyección de Aire	93
4.4.2 Comparación del Total de Aire Inyectado	94
4.4.3 Comparación de la Máxima presión de Inyección de Aire	95
4.4.4 Comparación de la producción Total de Aceite	96
4.4.5 Comparación de la Máxima Velocidad de Producción de Aceite	97
4.4.6 Comparación de la saturación de aceite en los arreglos de STARS 5 y 7 pozos	98
4.4.7 Aceite por unidad de área en el arreglo de 5 pozos	99
4.4.8 Aceite por unidad de área en el arreglo de 7 pozos	100
4.5 Análisis económico para STARS 5 Pozos & Nelson y McNeil	101
Conclusiones	103
Glosario	104
Bibliografía	116



Objetivo

Argumentar mediante la metodología de Nelson y McNeil la solución de un proyecto de recuperación de aceite con combustión In-situ en un esquema de 5 pozos a escala de campo basado en un patrón dado, obteniendo la solución del mismo proyecto, utilizando el simulador numérico STARS al implementar un arreglo de 7 pozos haciendo la comparación de resultados de los tres esquemas.

Introducción

Tomando en cuenta que la mayor parte de las reservas de petróleo en México y gran parte del Mundo son de aceite pesado es evidente que se tiene que poner gran énfasis en la recuperación de este tipo de hidrocarburos y en la aplicación de métodos térmicos como parte de su recuperación debido a que los yacimientos de aceite pesado presentan una viscosidad muy alta, por lo que normalmente no pueden producirse fácilmente por su propia energía.

El proceso de combustión in situ es un método convencional térmico que se basa en la generación de calor en el yacimiento para seguir recuperando hidrocarburo una vez culminada la producción primaria y/o secundaria. Este método consiste básicamente en quemar una porción del petróleo presente en el yacimiento para generar el calor, esta porción es aproximadamente el 10%.

La combustión in situ involucra una serie de mecanismos complejos que han dificultado hasta el día de hoy su representación adecuada a través de modelos analíticos, físicos y de simulación numérica. Una de las representaciones más adecuadas para este proceso se logra desarrollando las denominadas pruebas de tubo de combustión, que en sí representan el flujo o propagación del frente de combustión. Este tipo de pruebas no son escalables, es decir, no pueden llevarse directamente a escala de campo, pero sí dan un indicio del comportamiento del proceso. Los resultados en ocasiones pueden ser poco representativos para la predicción del movimiento del fluido. Sin embargo algunos resultados como la cinética de la reacción son difíciles de establecer en altos grados de temperatura.

Algunos aspectos evaluados en un tubo de combustión son el flujo multifásico en medios porosos, efectos de la transferencia de calor, efecto de la inyección de agua en la eficiencia de quemado, comportamiento de quema experimentado por la roca y el fluido.

Combustión in situ es un método de recobro mejorado con un alto potencial para desarrollarse como técnica de recuperación en campos de crudo pesado a nivel mundial. A diferencia de otros procesos como los térmicos, donde la energía es generada en superficie, en un proceso de combustión in situ ésta es generada y entregada directamente en el yacimiento. Por otra parte, este método involucra mecanismos muy complejos, que dificultan su representación adecuada a través de modelos físicos. Una prueba de laboratorio muy útil para realizar una evaluación técnica de un proceso de combustión son las pruebas de tubo, éstas entregan información sobre las características de quemado de un crudo en especial y permite establecer a partir de la composición de los fluidos producidos algunos parámetros necesarios para diseñar un proceso de combustión in situ.

Sin embargo, los resultados obtenidos en las pruebas de tubo no son directamente aplicables a campo, debido a que como se mencionó antes, en combustión intervienen muchos fenómenos que dificultan el escalamiento a campo. Por tanto, fue necesario estudiar el efecto de diferentes parámetros operacionales y de yacimiento, que conllevaron a obtener resultados distintos. Una vez se realiza este análisis, se establecen los parámetros que más atención requieren para obtener un mejor ajuste, y así obtener resultados representativos que ayuden a evaluar técnicamente el desarrollo de un proceso de combustión.

El principal objetivo de la recuperación de hidrocarburos utilizando métodos de recuperación mejorada, en este trabajo de tesis se da un enfoque principal a la combustión in situ para disminuir la viscosidad del aceite, esto se consigue con el incremento de la temperatura en el yacimiento por lo que el presente trabajo propone la utilización del Método de Nelson y McNeil para un análisis rápido y la obtención de datos iniciales que posteriormente utilizaremos en un simulador numérico para demostrar la importancia de este por la manera en que muestra los resultados permitiéndonos observar el comportamiento de las variables en estudiado durante el desarrollo de las pruebas y así tomar decisiones importantes en la modificación de la magnitud de las variables de entrada para alcanzar una

mejor recuperación de aceite al momento de llevar este estudio en aplicación campo.

Capítulo 1 Aceite Pesado y métodos de recuperación

Una de las principales fuentes de energía utilizada por el hombre en la actualidad es la proveniente de los hidrocarburos. Para hacer uso de ellos es necesario que el petróleo sea tratado en procesos diversos y complicados. El enfoque y aplicación del presente trabajo estará dirigido exclusivamente a la primera etapa del procesamiento, es decir, la explotación y producción de hidrocarburos.

Cuando se habla de la explotación y producción de hidrocarburos se hace referencia a la extracción de los hidrocarburos del pozo, a la separación de éstos en sus distintas fases (gas, líquido y algunos sólidos en suspensión), y al envío de los productos a tierra para su almacenamiento y refinación.

La extracción de hidrocarburos de un yacimiento petrolero es una de las primeras etapas en la serie de operaciones necesarias para la obtención de combustibles por medio de procesos de refinación, o de una variedad de productos a partir de procesos petroquímicos.

El petróleo recién extraído del pozo sin ser aun procesado recibe el nombre de crudo, el cual es una mezcla de gas, agua y aceite principalmente.

El crudo puede tener un mayor o menor contenido de agua, metales, sales y gases amargos (ácidos), dependiendo de las características del estrato geológico del que es extraído. Estas particularidades definen los procesos a que habrán de someterse los hidrocarburos para cumplir con las especificaciones de calidad para su manejo, exportación y posterior procesamiento.

La mayoría de los procesos que se llevan a cabo en la etapa de explotación y producción de hidrocarburos son críticos, dado al tipo de variable manipulada y a la magnitud de la variable controlada que se manejan (alta presión de gas, alto flujo de crudo, temperatura alta de gas, etc.). Considerando el nivel de riesgo que

conlleva el manejo de estos procesos no se puede pasar por alto la necesidad de instalación de los sistemas de seguridad.

1.1 ¿Qué es el petróleo?

El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que, por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se le denomina hidrocarburo. Ese hidrocarburo puede estar en estado líquido o en estado gaseoso.

- En el primer caso es un aceite al que también se le dice crudo.
- En el segundo se le conoce como gas natural.

Según la teoría más aceptada, el origen del petróleo y del gas natural es de tipo orgánico y sedimentario. Esa teoría enseña que el petróleo es el resultado de un complejo proceso físico-químico en el interior de la tierra, en el que, debido a la gran presión y las altas temperaturas, se produce la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que se convierten en aceite y gas.

Esa materia orgánica está compuesta fundamentalmente por dos organismos, los cuales son conocidos como el fitoplancton y el zooplancton marinos, al igual que por materia vegetal y animal, todo lo cual se depositó en el pasado en el fondo de los grandes lagos y en el lecho de los mares. Junto a esa materia orgánica se depositaron mantos sucesivos de arenas, arcillas, limo y otros sedimentos que arrastran los ríos y el viento, todo lo cual conformó lo que geológicamente se conoce como rocas o mantos sedimentarios, es decir, formaciones hechas de sedimentos.

Entre esos mantos sedimentarios es donde se llevó a cabo el fenómeno natural que dio lugar a la creación del petróleo y el gas natural. Ese proceso de sedimentación y transformación es algo que ocurrió a lo largo de millones de años. Entre los geólogos hay quienes ubican el inicio de todo ese proceso por la época

de los dinosaurios y los cataclismos. Otros opinan que hoy se está formando de una manera similar el petróleo del mañana.

En un comienzo los mantos sedimentarios se depositaron en sentido horizontal. Pero los movimientos y cambios violentos que han sacudido a la corteza terrestre variaron su conformación y, por consiguiente, los sitios donde se encuentra el petróleo.

Es por esto que la geología identifica hoy varios tipos de estructuras subterráneas donde se pueden encontrar yacimientos de petróleo: anticlinales, fallas, domos salinos, etc.

En todo caso, el petróleo se encuentra ocupando los espacios de las rocas porosas, principalmente de rocas como areniscas y calizas. Es algo así como el agua que empapa una esponja. En ningún caso hay lagos de petróleo. Por consiguiente, no es cierto que cuando se extrae el petróleo quedan enormes espacios vacíos en el interior de la tierra.

Si tomamos como ejemplo a una esponja, cuando ésta se exprime vuelve a su contextura inicial. En el caso del petróleo, los poros que se van desocupando son llenados de inmediato por el mismo petróleo que no alcanza a extraerse y por agua subterránea. Los orígenes del gas natural son los mismos del petróleo, pues, como se dijo antes, el gas es petróleo en estado gaseoso.

Cuando se encuentra un yacimiento que produce petróleo y gas, a ese gas se le llama "gas asociado". Pero también hay yacimientos que sólo tienen gas, caso en el cual se le llama "gas libre". Figura 1.1

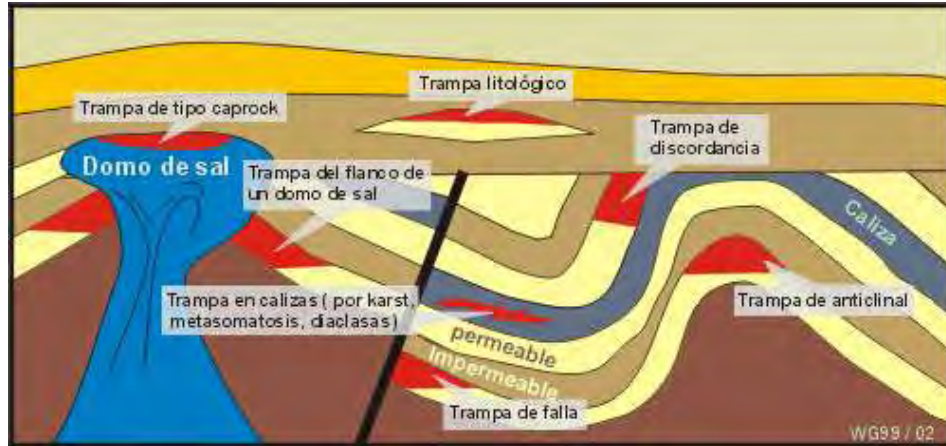


Figura 1.1 Formación del Petróleo.

Otros yacimientos sólo contienen petróleo líquido en condiciones variables de presión y transferencia. Generalmente el petróleo líquido se encuentra acompañado de gas y agua. Durante la era terciaria en el fondo de los mares se acumularon restos de peces, invertebrados y, probablemente, algas, quedando sepultadas por la arena y las arcillas sedimentadas. Las descomposiciones provocadas por microorganismos, acentuadas por altas presiones y elevadas temperaturas posteriores, dieron origen a hidrocarburos. Al comenzar la era cuaternaria los movimientos orogénicos convulsionaron la corteza terrestre y configuraron nuevas montañas, la cordillera de los Andes entre ellas. Los estratos sedimentarios se plegaron y el petróleo migró a través de las rocas porosas, como las areniscas, hasta ser detenido por anticlinales, pliegues con forma de A mayúscula, y por fallas que interrumpieron la continuidad de los estratos.

El problema de la génesis del petróleo ha sido, por mucho tiempo, un tópico de investigación de interés. Se sabe que la formación del petróleo está asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos.

Las exploraciones petroleras iniciaron hace más de cien años (en 1859, Edwin Drake inició una nueva época cuando encontró petróleo en Pennsylvania, a una profundidad de sólo 69 pies), cuando las perforaciones se efectuaban cerca de filtraciones de petróleo; las cuales indicaban que el petróleo se encontraba bajo la superficie. Hoy en día, se utilizan técnicas sofisticadas, como mediciones sísmicas, de microorganismos e imágenes de satélite. Existen potentes computadoras que asisten a los geólogos para interpretar sus descubrimientos. Pero, finalmente, sólo la perforadora puede determinar si existe o no petróleo bajo la superficie.

1.1.1 Evidencia de le teoría orgánica

Uno de los supuestos que habla acerca del origen del Petróleo, lo constituye la Teoría de Engler (1911): Las teorías originales, en las que se atribuyó al petróleo un origen inorgánico han quedado descartadas.

1ª etapa. Depósitos de organismos de origen vegetal y animal se acumulan en el fondo de mares internos (lagunas marinas). Las bacterias actúan, descomponiendo los constituyentes carbohidratos en gases y materias solubles en agua, y de esta manera son desalojados del depósito. Permanecen los constituyentes de tipo ceras, grasas y otras materias estables, solubles en aceite.

2^{da} Etapa. A condiciones de alta presión y temperatura, se desprende CO₂ de los compuestos con grupos carboxílicos, y H₂O de los ácidos hidroxílicos y de los alcoholes, dejando un residuo bituminoso. La continuación de exposiciones a calor y presión provoca un craqueo ligero con formación de olefinas.

3^{er} Etapa. Los compuestos no saturados, en presencia de catalizadores naturales, se polimerizan y ciclizan¹ para dar origen a hidrocarburos de tipo nafténico y parafínico. Los aromáticos se forman, presumiblemente, por reacciones de condensación acompañando al craqueo y ciclización, o durante la descomposición de las proteínas.

1.1.2 Composición del petróleo

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes. Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno, constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas; las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los naftenos, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.

Además hay hidrocarburos con presencia de azufre, nitrógeno y oxígeno formando familias bien caracterizadas, y un contenido menor de otros elementos. Al aumentar el peso molecular de los hidrocarburos las estructuras se hacen verdaderamente complejas y difíciles de identificar químicamente con precisión. Un ejemplo son los asfáltenos que forman parte del residuo de la destilación al vacío; estos compuestos además están presentes como coloideo en una suspensión estable que se genera por el agrupamiento envolvente de las moléculas grandes por otras cada vez menores para constituir un todo semicontinuo.

¹ Ciclación es el mecanismo por el cuál una cadena lineal se cierra en uno de sus puntos. Pueden aparecer ciclaciones utilizando el oxígeno como elemento de unión y son los llamados epóxidos, aunque lo habitual es la ciclación a través de carbono-carbono con lo que se forman los anillos aromáticos

El análisis químico revela que el petróleo está casi exclusivamente constituido por hidrocarburos, compuestos formados por dos elementos: carbono e hidrógeno. Esta simplicidad es aparente porque, como el petróleo es una mezcla, y no una sustancia pura, el número de hidrocarburos presentes y sus respectivas proporciones varían dentro de unos límites muy amplios. Es químicamente incorrecto referirse al "petróleo", en singular; existen muchos "petróleos", cada uno con su composición química y sus propiedades características. Figura 1.2

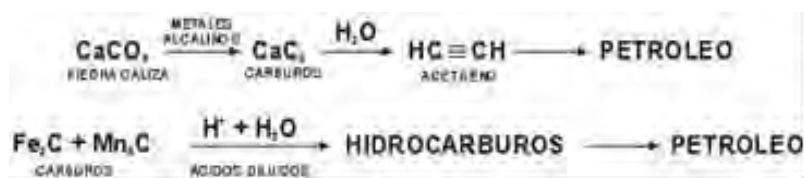


Figura 1.2 Composición del Petróleo

Sus colores varían del amarillo parduzco hasta el negro. Algunas variedades son extremadamente viscosas mientras que otras son bastante fluidas. Es habitual clasificar a los petróleos dentro de tres grandes tipos considerando sus atributos específicos y los subproductos que suministran.

1.2 Historia del petróleo en México

La historia de la industria del petróleo en México tiene sus inicios 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 petróleo 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.

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.

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 deberían 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.

1.2.1 La nacionalización del petróleo

En el siglo XX el petróleo ha sido un recurso esencial para los transportes, las industrias y la producción de electricidad. La industria Petroquímica es la dedicada a la transformación de petróleo crudo en un sin fin de bienes, casi todas las cosas que usamos diariamente están hechas parcial o totalmente con algún derivado del petróleo, ya que de éste se obtienen muchísimos materiales como combustibles, plásticos, fibra de vidrio, pinturas, aceites (no comestibles), telas sintéticas, y muchos otros productos.

En el subsuelo de México existen enormes yacimientos de petróleo, y las primeras compañías que los explotaron fueron estadounidenses e inglesas, que trabajan en beneficio propio y de sus países. A partir de Madero, los gobiernos mexicanos trataron en vano de limitar el poder de estas compañías extranjeras.

Después de la primera Guerra Mundial (1914-1918), la demanda de petróleo aumentó de manera importante, pues fue evidente que los países debían tener suficientes reservas de petróleo para sus transportes, sus industrias y su

seguridad nacional. Muchas naciones hicieron lo necesario para controlar su petróleo.

En México, las diferencias entre las compañías extranjeras y el gobierno fueron creciendo hasta llegar a un conflicto. Las compañías extranjeras se esforzaban por no pagar los impuestos que señalaba la ley, y no querían mejorar salarios de sus trabajadores mexicanos, que eran muy inferiores a los de los trabajadores extranjeros.

Los obreros mexicanos finalmente se fueron a huelga el 28 de mayo de 1937, tras estudiar el asunto, la Suprema Corte de Justicia decidió que el aumento que pedían era justo y ordenó que se le concediera. Sin embargo, las compañías petroleras no obedecieron a la Corte, y entonces el presidente Lázaro Cárdenas del Río decidió expropiarlas.

Los petroleros sorprendidos y alarmados, acataron rápidamente el aumento salarial, pero el decreto de nacionalización, ya era ley. Lo anunció el 18 de Marzo de 1938 por medio de todas las estaciones de radio de la República y las compañías extranjeras tuvieron que venderle a México su maquinaria, sus pozos, sus refinerías.

Las diversas compañías se fundieron en una sola, dirigida por el gobierno, que se llama Petróleos Mexicanos (PEMEX). El gobierno estadounidense, interesado en mantener buenas relaciones con México, pues había el peligro de que estallara una gran guerra en Europa, aceptó la decisión del presidente Cárdenas. Sin embargo, México tuvo que resistir que por un tiempo ningún país quisiera comprarle petróleo ni plata. Y las compañías petroleras exigieron que el pago por la expropiación fuera de inmediato.

La decisión del presidente Cárdenas se vio respaldada por los mexicanos, que cooperaron con entusiasmo para reunir el dinero que hacía falta para pagar la

expropiación. Los trabajadores petroleros realizaron auténticas hazañas para no suspender la producción y para sustituir de un día para otro a los técnicos extranjeros, que salieron del país.

1.2.2 El petróleo u oro negro

El petróleo se haya presente aunque sea en cantidades mínimas, en casi todas las rocas sedimentarias. Los yacimientos comerciales importantes aparecen como concentraciones en depósitos de rocas porosas, como las calizas y areniscas. En la mayoría de los depósitos, el petróleo flota sobre agua salada que impide su dispersión hacia el fondo. Cuándo las rocas están saturadas por el agua, el petróleo, más ligero, se concentra en la parte superior. El rendimiento de cada yacimiento depende del espesor y la porosidad de los depósitos rocosos, el petróleo no se haya solamente en los terrenos secos, sino que también hay yacimientos en el fondo del mar.

Los pozos se perforan con barrenos y penetran a grandes profundidades. Al momento de la perforación, la presión del gas que existe en el yacimiento hace que el crudo brote por sí solo, pero cuando un pozo ha sido trabajado pierde la presión necesaria, y el crudo deja de salir, entonces es necesario hacer otra perforación para inyectar agua y la presión del agua forma un flujo de presión que hace brotar el famoso “oro negro”. Cuando se van a hacer perforaciones marinas, se construyen plataformas que se adentran en el mar. La mayor parte de los yacimientos petroleros de México, son marinos y se encuentran en la Sonda de Campeche.

En la actualidad, muchos países consideran que los recursos naturales deben ser explotados bajo el control de la propia nación, para que los beneficios principalmente sean primordialmente para sus habitantes.

1.3 Procesos de producción de hidrocarburos

Los procesos industriales siempre están propensos a fallas que son ocasionadas por un mal control del mismo proceso, por mal funcionamiento de dispositivos, por desgastes en los equipos, por agentes externos ambientales que alteran el correcto desempeño, entre otros factores. Estas fallas, a su vez, pueden propiciar el desenvolvimiento de eventos riesgosos que pueden poner en peligro al personal, a las instalaciones y al medio ambiente, y finalmente desembocar en catástrofes mayores.

Los procesos que se llevan a cabo en la producción de hidrocarburos en las instalaciones petroleras costa fuera, o también conocidas como plataformas marinas, no están exentos de sufrir estas consecuencias peligrosas y más aún si se manejan productos inflamables como es el crudo y gases hidrocarburos. Dada la complejidad de este tipo de procesos, existen diversos tipos de fallas, y cada falla puede ocasionar diversas situaciones de riesgos que tendrán que ser controladas para mitigar sus consecuencias. Entre las tantas situaciones riesgosas que se pueden presentar, está la fuga de gases combustibles, que acarrea la posibilidad de un incendio o explosión, o bien, la fuga de algún gas tóxico como el ácido sulfídrico, que puede ocasionar la muerte de un ser humano.

Al tomar en cuenta estos riesgos, fuga de gases y presencia de fuego, surge la necesidad de implantar sistemas automáticos de seguridad que detecten, notifiquen y mitiguen dichos eventos, así como el de realizar un mantenimiento preventivo y correctivo de los Sistemas Eléctricos. Para ello se requiere de instrumentación que sea capaz de realizar tales funciones, y ésta forma parte de lo que se conoce como un “Sistema de Gas y Fuego”.

Sin embargo, la implantación de estos dos sistemas (Gas y Fuego y Supresión), requieren como el de cualquier otro sistema de seguridad, el seguimiento de procedimientos establecidos en un proceso de implementación llamado “Ciclo de vida de seguridad”. Este ciclo establece las fases de análisis, realización y

operación a las que se debe someter un sistema de este tipo. Aún así, este ciclo requiere de herramientas que le ayuden a realizar dicho cometido, de ahí la razón por la cual ésta tesis se basa para elaborar una metodología que proponga las actividades que se han de desempeñar para implementar la instrumentación de un Sistema de Gas y Fuego y un Sistema de Supresión.

1.3.1 Explotación marina del petróleo

La explotación marina del petróleo se desarrolla básicamente con el uso de estructuras especiales denominadas plataformas costa-fuera, capaces de soportar todo el equipo necesario de perforación y producción para extraer petróleo y gas de las capas inferiores del subsuelo oceánico.

El proceso para la localización del yacimiento marino no difiere al realizado para un yacimiento terrestre. Un yacimiento marino es un depósito natural de material mineral fósil que puede ser explotado como una fuente de materias primas, localizado dentro de un lecho marino; de allí que se les nombre yacimientos costa fuera.

Una vez localizado el yacimiento, se procede a su explotación. Se construye una estructura que sostenga la maquinaria y las conexiones de las tuberías, luego se arma una torre de estructura metálica denominada torre de perforación, la cual se utiliza para subir y bajar el equipo de perforación.

La perforación generalmente es rotativa, se agujera el subsuelo marino mediante un barreno unido a una tubería de perforación; se le conecta con una gran rueda chata, o plataforma giratoria, que se apoya sobre el piso de la torre perforadora.

A medida que la tubería de perforación va penetrando el suelo, se van acoplando nuevas secciones de tubería en el extremo superior y el barreno entra en las formaciones rocosas, produciéndose calentamiento. Para evitar que esto suceda

se inyecta constantemente lodo a presión. El lodo baja por la tubería de perforación y pasa a través del barreno, que es hueco y de acero muy resistente. Después de pasar el lodo por el centro hueco, vuelve a la superficie, arrastrando con él virutas de rocas, las cuales sirven para rellenar las paredes del hueco que se va formando y así evitar vacíos. Una vez alcanzado el petróleo, el lodo sostiene la presión del gas y petróleo, lo cual ayuda a controlar el flujo. Finalmente se saca el barreno y la tubería de perforación.

Cuando el tubo con el barreno va penetrando, se va revistiendo los lados de la perforación con una tubería de acero, llamada camisa. A medida que se va avanzando en la perforación, se van acoplando nuevos tramos de camisa uniendo los nuevos a los ya colocados. Una vez alcanzada la profundidad deseada se hace bajar a través de la camisa una tubería especial de alrededor de 6 cm de diámetro, hasta que llegue al fondo del pozo. Se sella el espacio entre la tubería y la camisa, provocando que el paso del petróleo sea sólo a través de la tubería especial para llegar a la superficie. Válvulas especiales y medidores colocados en la parte superior de la tubería controlan el flujo, aunque generalmente, la presión natural es suficiente para hacer fluir un pozo recién perforado.

1.3.2 Refinación del petróleo

El petróleo crudo no es directamente utilizable, salvo a veces como combustible. Para obtener sus diversos subproductos es necesario refinarlo, de donde resultan, por centenares, los productos acabados y las materias químicas más diversas. El petróleo crudo es una mezcla de diversas sustancias, las cuales tienen diferentes puntos de ebullición. Su separación se logra mediante el proceso llamado "destilación fraccionada". Esta función está destinada a las "refinerías", factorías de transformación y sector clave por definición de la industria petrolífera, bisagra que articula la actividad primaria y extractiva con la actividad terciaria.

El término de refino, nos fue heredado en el siglo XIX, cuando se contentaban con refinar el petróleo para lámparas, se reviste hoy de tres operaciones:

- La separación de los productos petrolíferos unos de otros, y sobre la destilación del crudo (topping).
- La depuración de los productos petrolíferos unos de otros, sobretodo su desulfuración.
- La síntesis de hidrocarburos nobles mediante combinaciones nuevas de átomos de carbono y de hidrógeno, su deshidrogenación, su isomerización o su ciclado, obtenidos bajo el efecto conjugado de la temperatura, la presión y catalizadores apropiados.

En un inicio, el refino se practicaba directamente en los lugares de producción del petróleo, pero pronto se advirtió que era más económico transportar masivamente el crudo hasta las zonas de gran consumo y construir refinerías en los países industrializados, adaptando su concepción y su programa a las necesidades de cada país.

El petróleo crudo es depositado en los tanques de almacenamiento, en donde permanece por varios días para así sedimentar y drenar el agua que normalmente contiene. Posteriormente es mezclado con otros crudos sin agua y es bombeado hacia la planta para su refinación.

Una refinería comprende una central termoeléctrica, un parque de reservas para almacenamiento, bombas para expedición por tubería, un apeadero para vagones-cisterna, una estación para vehículos de carretera para la carga de camiones cisterna. Es, pues, una fábrica compleja que funciona 24 horas diarias con equipos de técnicos que controlan por turno todos los datos.

Mientras que antes las antiguas refinerías ocupaban a centenares y a veces a millares de obreros en tareas manuales, sucias e insalubres, las más modernas

están dotadas en la actualidad de automatismos generalizados para el control y la conducción de los procesos y no exigen más que un efectivo reducido de algunas personas.

En la industria de transformación del petróleo, la destilación es un proceso fundamental, pues permite hacer una separación de los hidrocarburos aprovechando sus diferentes puntos de ebullición, que es la temperatura a la cual hierve una sustancia.

El petróleo finalmente llega a las refinerías en su estado natural para su procesamiento. Aquí prácticamente lo que se hace es cocinarlo. Por tal razón es que al petróleo también se le denomina "crudo".

Una refinería es un enorme complejo donde ese petróleo crudo se somete en primer lugar a un proceso de destilación o separación física y luego a procesos químicos que permiten extraerle buena parte de la gran variedad de componentes que contiene.

El petróleo tiene una gran variedad de compuestos, al punto que de él se pueden obtener por encima de los 2.000 productos. El petróleo se puede igualmente clasificar en cuatro categorías: parafínico, nafténico, asfáltico o mixto y aromático.

Los productos que se sacan del proceso de refinación se llaman derivados y los hay de dos tipos: los combustibles, como la gasolina, ACPM, etc.; y los petroquímicos, tales como polietileno, benceno, etc.

Las refinerías son muy distintas unas de otras, según las tecnologías y los esquemas de proceso que se utilicen, así como su capacidad. Las hay para procesar petróleos suaves, petróleos pesados o mezclas de ambos. Por consiguiente, los productos que se obtienen varían de una a otra.

La refinación se cumple en varias etapas. Es por esto que una refinería tiene numerosas torres, unidades, equipos y tuberías. Es algo así como una ciudad de plantas de proceso.

En términos sencillos, el funcionamiento de una refinería de este tipo se cumple de la siguiente manera:

- El primer paso de la refinación del petróleo crudo se cumple en las torres de "destilación primaria" o "destilación atmosférica". En su interior, estas torres operan a una presión cercana a la atmosférica y están divididas en numerosos compartimientos a los que se denominan "bandejas" o "platos". Cada bandeja tiene una temperatura diferente y cumple la función de fraccionar los componentes del petróleo.
- El crudo llega a estas torres después de pasar por un horno, donde se "cocina" a temperaturas de hasta 400 grados centígrados que lo convierten en vapor. Esos vapores entran por la parte inferior de la torre de destilación y ascienden por entre las bandejas. A medida que suben pierden calor y se enfrían.
- Cuando cada componente vaporizado encuentra su propia temperatura, se condensa y se deposita en su respectiva bandeja, a la cual están conectados ductos por los que se recogen las distintas corrientes que se separaron en esta etapa.
- Al fondo de la torre cae el "crudo reducido", es decir, aquel que no alcanzó a evaporarse en esta primera etapa. Se cumple así el primer paso de la refinación. De abajo hacia arriba se han obtenido, en su orden: gasóleos, queroseno, turbosina, nafta y gases ricos en butano y propano. Algunos de estos, como la turbosina, queroseno son productos ya finales. Las demás corrientes se envían a otras torres y unidades para someterlas a nuevos procesos, al final de los cuales se obtendrán los demás derivados del petróleo. Así, por ejemplo, la torre de "destilación al vacío" recibe el crudo reducido de la primera etapa y saca gasóleos pesados, bases parafínicas y residuos.

- La Unidad de Craqueo Catalítico o Cracking recibe gasóleos y crudos reducidos para producir fundamentalmente gasolina y gas propano. Las unidades de Recuperación de Vapores reciben los gases ricos de las demás plantas y sacan gas combustible, gas propano, propileno y butanos. La planta de mezclas es en últimas la que recibe las distintas corrientes de naftas para obtener la gasolina motor, extra y corriente.
- La unidad de aromáticos produce a partir de la nafta: tolueno, xilenos, benceno, ciclohexano y otros petroquímicos. La de Parafinas recibe destilados parafínicos y nafténicos para sacar parafinas y bases lubricantes. De todo este proceso también se obtienen azufre y combustóleo. El combustóleo es lo último que sale del petróleo. Es algo así como el fondo del barril.

En resumen, el principal producto que sale de la refinación del petróleo es la gasolina motor. El volumen de gasolina que cada refinería obtiene es el resultado del esquema que utilice. En promedio, por cada barril de petróleo que entra a una refinería se obtiene 40 y 50 por ciento de gasolina. El gas natural rico en gases petroquímicos también se puede procesar en las refinerías para obtener diversos productos de uso en la industria petroquímica.

1.4 Tipos de aceite

En los últimos años, la industria petrolera se ha desarrollado aceleradamente. Actualmente, en las etapas de prospección propiamente dicha, se utilizan técnicas sofisticadas, como mediciones sísmicas, de microorganismos e imágenes de satélite. Computadoras potentes asisten a los geólogos y geofísicos para interpretar sus descubrimientos. A pesar de ello, esta actividad está llena de incertidumbres de diversos tipos, más aun si se tiene en cuenta que, sólo algunas excepciones, sólo quedan por explorar aquellas áreas más remotas, puesto que los yacimientos “más accesibles” de ubicar ya han sido descubiertos y explotados.

En el mundo un porcentaje muy alto de petróleo en los yacimientos es de petróleo pesado (con densidad API 10.1 – 22.3) y extra pesado (con densidad API <10).

- La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Índices superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta. La gravedad API se usa también para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

Por ejemplo, si una fracción de este aceite flota en otra, denota que es más liviana, y por lo tanto su grado API es mayor. Matemáticamente la gravedad API carece de unidades (véase la fórmula abajo). Sin embargo, siempre al número se le aplica la denominación grados API. La gravedad API se mide con un instrumento denominado hidrómetro. Existe gran variedad de estos dispositivos.

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Las curvas de destilación TBP (del inglés “true boiling point”, temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el Maya sólo se obtiene 15.7%.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

Tabla 1.1 Clasificación del petróleo

Aceite crudo	Densidad (g/ cm3)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

El petróleo mexicano es materia prima de calidad que se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como lo es en transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas y textiles.

México enfrenta una gran problemática en la recuperación del petróleo porque comparte la misma situación de alto porcentaje de petróleo pesado en sus yacimientos, el cual tiene como característica una viscosidad muy alta lo cual le da una baja movilidad y dificulta su recuperación, la viscosidad se puede reducir con el incremento de la temperatura del aceite en el yacimiento mediante la aplicación de métodos de recuperación mejorada, como por ejemplo, la inyección de vapor o la Combustión In-Situ para favorecer la recuperación.

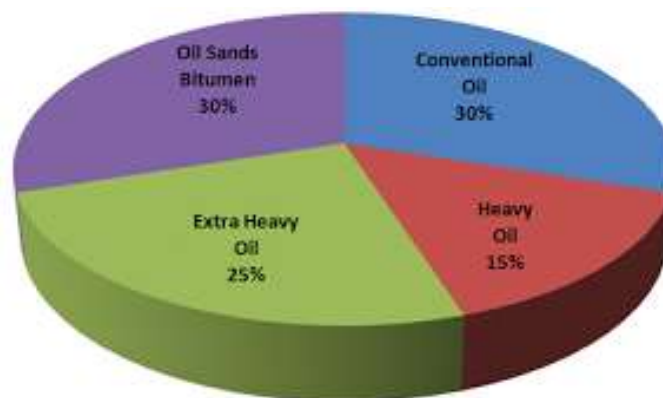


Figura 1.3 Porcentaje de Reservas de Petróleo Pesado en el Mundo (Secretaría de Energía)

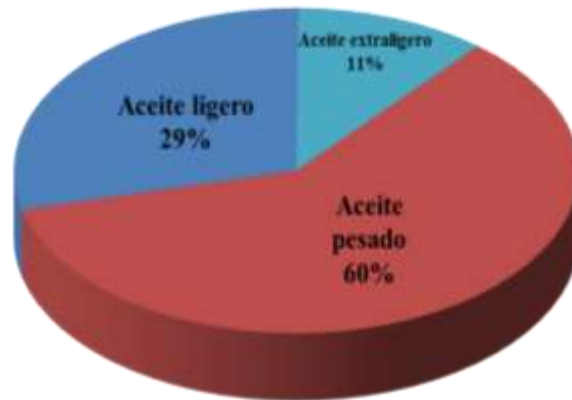


Figura 1.4 Porcentaje de Petróleo Pesado En México Pemex 2011 (Secretaría de Energía)

Los yacimientos de aceite (crudo) están constituidos por hidrocarburos líquidos, a las condiciones de presión y temperatura particulares. Esta viscosidad es medida a la temperatura original del yacimiento y a la presión atmosférica, como un líquido estabilizado libre de gas.

Es práctica común hablar de clases de aceite crudo de acuerdo a su peso específico, y expresado en una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute). Esta escala es llamada densidad API, o comúnmente conocida como grados API.

Tabla 1.2 Clasificación de Aceite de Acuerdo a su Densidad

Aceite crudo.	Densidad (gr./cm ³)	Densidad (grados API)
Extra pesado	> 1.0	< 10.0
Pesado	1.01 - 0.92	10.1 - 22.3
Mediano	0.91 - 0.87	22.4 - 31.1
Ligero	0.86 - 0.83	31.2 - 39
Súper ligero	< 0.83	> 39

A nivel mundial el petróleo crudo producido se clasifica de acuerdo a su densidad API, escala tradicionalmente utilizada en la industria petrolera mundial para

expresar la densidad de los hidrocarburos líquidos, calculada de la siguiente manera:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{131.5 + \rho_r} \quad \text{Ec. 1.1}$$

Dónde:

ρ_r = la densidad relativa de la fórmula corresponde al cociente de la densidad del líquido y la densidad del agua en [gr/cm³], medidas ambas a una temperatura de 60 grados Fahrenheit. Igualmente, en la clasificación se considera el contenido de azufre del petróleo crudo. El crudo se considera habitualmente como una categoría de bajo azufre si contiene menos de 0.5% mol de azufre. En la industria petrolera los crudos con bajo contenido de azufre se denominan tradicionalmente como “dulces” y los de alto contenido de azufre como “amargos”. En general existen dos tipos de crudo: ligero y pesado. Considerando la gravedad y la densidad, que a menor densidad es más ligero el crudo y, por el contrario, a mayor densidad es más pesado. De esta manera la gama de tipos de crudo se amplía de forma significativa, utilizándose categorías que giran en torno a los dos tipos genéricos y su contenido de azufre: extra ligero, ligero dulce, ligero amargo y extra pesado, entre otros.

En el caso de México el petróleo producido se considera pesado o ligero según los siguientes criterios:

- **Pesado:** Petróleo crudo con densidad API igual o inferior a 27°. La mayor parte de la producción de este tipo de petróleo proviene de yacimientos de la Sonda de Campeche. La mayor parte de las reservas probadas se localiza en la Región Marina Noreste del país.

- **Ligero:** Petróleo crudo con densidad API superior a 27°. Este tipo de crudo se produce tanto en la Sonda de Campeche como en otros yacimientos en explotación en el país. La mayor parte de las reservas probadas o 1P se encuentran en la región Sur del país.
- **Súper ligero:** Petróleo crudo con densidad API superior a 38°. La mayor parte de las reservas probadas o 1P se encuentran en la región Sur del país.
- **Istmo.** Petróleo crudo ligero con densidad de 33.6° API y 1.3% de azufre en peso.
- **Maya.** Petróleo crudo pesado con densidad de 22° API y 3.3% de azufre en peso.
- **Olmeca.** Petróleo crudo súper ligero con densidad de 39.3° API y 0.8% de azufre en peso.

Para propósitos comerciales y de asegurar un mejor valor económico de los hidrocarburos mexicanos, los aceites crudos vendidos nacional e internacionalmente son en general mezclas de aceites de diferentes densidades como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1.3 Clasificación de Mezclas de Aceites Mexicanos

Tipo de aceite	Clasificación	Densidad (grados API)
Maya	Pesado	22
Istmo	Ligero	32
Olmeca	Súper ligero	39

Tabla 1.4 Producción de Aceite en México y los precios 2009

Tipo de Aceite.	Producción Total. (Barriles Diarios)	Precios. (USD/Barril)
Pesado	1,534,300	55.2
Ligero	809,700	58.2
Súper ligero	265,100	60

1.5 Métodos de recuperación

Tradicionalmente, en sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia del yacimiento y disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se acudió a inyectar aire, gas natural o agua para represarlos y aumentar la producción, así como la recuperación final de los hidrocarburos. A estos métodos para explotar un yacimiento proporcionando energía adicional después del agotamiento natural de la propia, se le conoce como Recuperación Secundaria.

Actualmente se ha encontrado que conviene proporcionar energía adicional al yacimiento desde etapas de la vida productora anteriores al agotamiento manteniendo la presión en valores adecuados para los fines económicos y los de recuperación buscados. Fue a lo que se le llamó durante muchos años “Mantenimiento de Presión”.

Los métodos de recuperación térmica buscan disminuir la viscosidad de los fluidos, disminuyendo así, la resistencia al flujo y, por ende, permiten que las fuerzas desplazantes presentes en el yacimiento aumenten la producción de crudo. En la estimulación térmica, la reducción de la resistencia al flujo se logra mediante el calentamiento del pozo y del área del yacimiento a su alrededor. La reducción de la viscosidad reduce la resistencia al flujo. Un segundo mecanismo presente es el de la limpieza del pozo, mediante el cual podría ocurrir lo siguiente: los sólidos orgánicos cercanos al pozo pueden ser derretidos o disueltos, las arcillas podrían ser estabilizadas, la permeabilidad absoluta podría aumentar por las altas temperaturas, o las partículas finas que pudieran reducir el flujo a través del empaque de grava pueden, ser desalojadas. Generalmente, la limpieza del pozo tiene un efecto relativamente bajo luego del primer ciclo de estimulación.

Los métodos de recuperación del petróleo se clasifican de la siguiente manera:

- **Métodos de Recuperación Primaria.** Estos métodos son llamados así cuando la recuperación del petróleo se lleva a cabo utilizando la energía propia del yacimiento, después de la ubicación del yacimiento y la perforación de los pozos el aceite comienza a fluir del interior de este hacia el exterior por diferencia de presión, viscosidad adecuada y temperatura de este por mencionar algunas características del aceite y del yacimiento, normalmente con este método se recuperan solo aceites ligeros.
- **Métodos de Recuperación Secundaria.** Tradicionalmente, en sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia del yacimiento y disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, en estas etapas se debe adicionar energía al yacimiento, se acudió a inyectar agua para represarlos o la implementación de bombeo y aumentar la producción, así como la recuperación final de los hidrocarburos. A estos métodos para explotar un yacimiento proporcionando energía adicional después del agotamiento natural de la propia, se le conoce como Recuperación Secundaria. Actualmente se ha encontrado que conviene proporcionar energía adicional al yacimiento desde etapas de la vida productora anteriores al agotamiento manteniendo la presión en valores adecuados para los fines económicos y los de recuperación buscados. Fue a lo que se le llamó durante muchos años “Mantenimiento de Presión”.
- **Métodos de recuperación Mejorada o Métodos Térmicos.** Los métodos de recuperación térmica buscan disminuir la viscosidad de los fluidos, disminuyendo así, la resistencia al flujo y, por ende, permiten que las fuerzas desplazantes presentes en el yacimiento aumenten la producción de crudo. En la estimulación térmica, la reducción de la resistencia al flujo se logra mediante el calentamiento del pozo y del área del yacimiento a su alrededor. La reducción de la viscosidad reduce la resistencia al flujo. La estimulación térmica es el único tratamiento efectivo para yacimientos de

crudo viscoso con pobre continuidad lateral. Como los efectos están confinados alrededor del pozo, la estimulación térmica mejora rápidamente las tasas de producción de petróleo. La inyección de vapor es un método de recuperación mejorada. Uno de los métodos de mayor interés para nuestro estudio es la Combustión In-situ.

Capítulo 2 Combustión in-situ

2.1 Introducción

La combustión in situ es un proceso de recuperación mejorada el cual se lleva a cabo mediante la inyección de aire en el yacimiento de aceite y se genera una combustión la cual puede ser de manera espontánea por las condiciones naturales del pozo o mediante la ignición controlada (mechero, algún otro medio) esta combustión se mantiene con la inyección del aire y el consumo de una parte pequeña de aceite, con la finalidad de lograr un aumento de temperatura en el frente de combustión, lo cual nos genera las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad del aceite, incrementa su movilidad.
- Incrementa la eficiencia del barrido y reduce la saturación de aceite.
- Vaporiza algunos líquidos y genera gases calientes
- Produce fluidos miscibles por condensación de los componentes del aceite vaporizado.
- La inyección continua de aire o de oxígeno enriquecido permite un mejor desarrollo.

En la combustión in situ, se inyecta oxígeno al yacimiento. El crudo en el yacimiento se incendia y parte de ese crudo se quema en la formación para generar calor. La inyección de aire es la manera más común para introducir oxígeno en el yacimiento. Como el aire inyectado está generalmente frío (excepto por el calor que le imparte la compresión), es necesario diseñar las tuberías en la superficie basándolas en las normas que componen la práctica prudente de las operaciones.

El entubamiento cerca de la zona productora, de hecho cualquier parte del pozo inyector que pueda estar en contacto con el oxígeno libre y crudo, debe ser diseñada para resistir altos esfuerzos térmicos. Generalmente, los pozos inyectoros exigen consideraciones especiales en el diseño. Solamente en aquellas

secciones que son específicamente vulnerables. Por otro lado, se puede esperar que los pozos productores sean acosados en varios grados de severidad por la corrosión, la erosión y la alta temperatura desde el intervalo de producción hasta el cabezal, siendo las condiciones más severas en el intervalo de producción. Por lo tanto el tipo de equipo estándar para el pozo debe ser modificado de acuerdo con las circunstancias. El grado de modificación dependerá del crudo y del agua en el yacimiento, de friabilidad de la arena, del acero utilizado para el revestidor y la tubería de producción, del método de terminación del pozo, de las cantidades de calor, oxígeno libre y del tipo de proceso de combustión in situ o medidas de control utilizadas.

La combustión que se desarrolla en el yacimiento puede ser completa o incompleta.

En lo que se refiere al sistema utilizado, existen dos tipos de combustión, directa e inversa.

- Combustión Directa: va de un pozo hacia otro.
- Combustión Inversa: la combustión va del centro de la roca hacia los pozos (a contraflujo).

El método de combustión in situ se aplica generalmente a yacimientos que ya han producido; esto por facilidad de la inyección del aire, sobre todo en el sistema inverso.

Una vez iniciada la combustión y que los efectos de temperatura y presión llegan a los pozos productores, se requiere equipo de bombeo, que generalmente es mecánico, y debe estar trabajando constantemente.

Una de las ventajas de este método con respecto a la inyección de vapor es que aquí no se forman emulsiones en las primeras etapas productivas; en cambio en la

inyección de vapor se pueden formar emulsiones desde el primer ciclo en ocasiones de tipo inverso (agua en el aceite); y aunque en la batería de separación se aplican desemulsificadores cantidades de agua de entre el 2% y 5% pueden permanecer en emulsión en el crudo. Cuando llega a las refinerías este crudo causa problemas porque hay un desequilibrio térmico en las torres fraccionarias. Figura 2.1

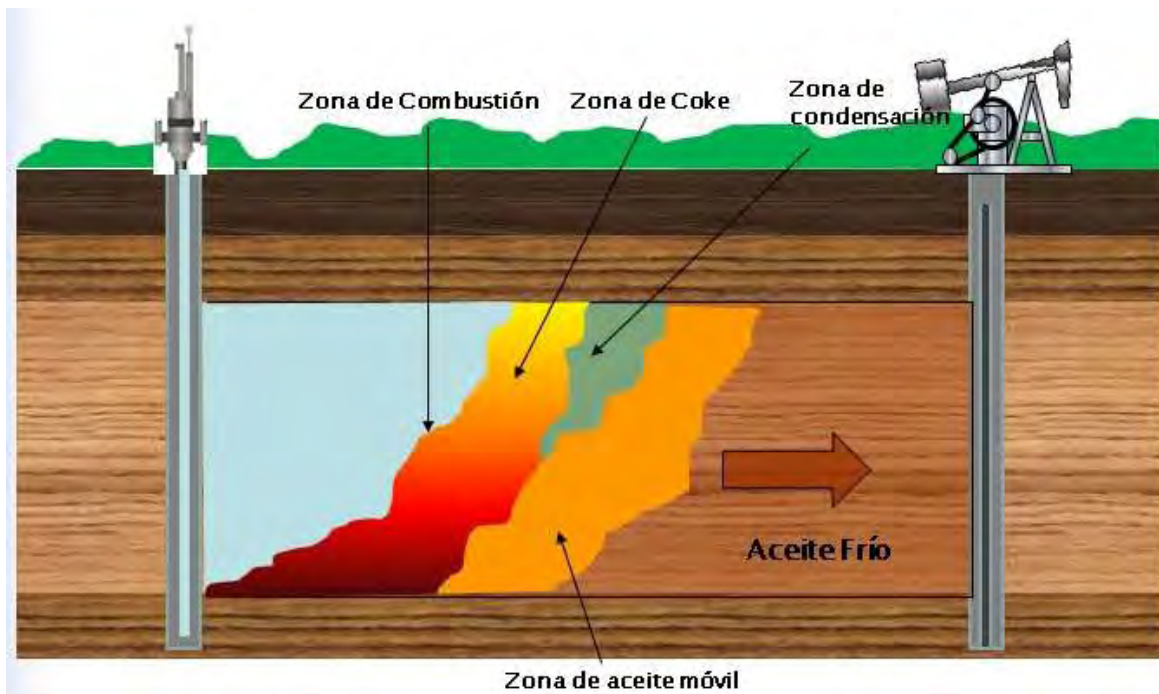


Figura 2.1 Esquema de la combustión In Situ

2.1.2 Estudios de laboratorio

En la combustión in situ se llevan a cabo experimentos de laboratorio usando la oxidación de la célula en tubos de combustión largos y cortos de varias medidas. La oxidación de la celular es utilizada para obtener información con respecto a la reactividad de los diferentes aceites en medios porosos y el mecanismo de reacción.

Por medio de la inyección constante de aire y el incremento de la temperatura en el aceite el oxígeno es consumido y permite la liberación de gases los cuales son analizados.

La reacción de aceite exhibe dos sucesos de oxidación:

1. La reacción de oxidación a baja-temperatura (T menor 600 °F) afecta a los componentes ligeros del crudo.
2. La reacción de oxidación de alta-temperatura afecta en la zona estrecha del depósito y a los componentes más pesados.

2.1.3 Descripción cualitativa de la combustión in-situ

Los mecanismos de desplazamiento del aceite en un frente de combustión son complejos. Es una zona entre un pozo inyector y un pozo productor que normalmente es de forma alargada y de una permeabilidad uniforme entre la inyección de aire y los fluidos de aceite y gases se da el fenómeno de segregación gravitacional. Esta tendencia se acentúa cuando el espesor del yacimiento es mayor y se atenúa cuando la formación es inclinada. Bajo condiciones estables en la combustión in situ se determinan diferentes zonas:

- **Zona 1:** En el frente de combustión cuando el oxígeno se consume en la combustión y el coke es depositado en los poros de la roca el vapor es uno de los productos formados. La zona 1 es de altas temperaturas de 600 a 1200 °F.
- **Zona 2:** Se encuentra detrás del frente de combustión como una arena caliente y limpia que calienta el aire antes de alcanzar la parte frontal.
- **Zona 3:** Es la zona de vapor caliente del frente de combustión, donde los hidrocarburos ligeros y el agua interna se vaporizan y los hidrocarburos pesados entran en crackeado (rompen sus cadenas y forman otros derivados), dejando el coke ligero depositado en los granos de arena.

- **Zona 4:** Es la zona de condensación donde el vapor y los gases de hidrocarburo se mueven a la parte fría, condensan, y una gran parte del calor es liberado. El desplazamiento del aceite es incrementado por su baja viscosidad, alta movilidad, y por los efectos de miscibilidad por la mezcla del gas condensado y el aceite del banco.
- **Zona 5:** Se caracteriza por una alta saturación de agua mucho mayor a la saturación interna que empuja el aceite hacia la parte de producción. Con el estudio de la combustión in situ se puede lograr eficiencia en el proceso. Con la inyección de aire el proceso se denomina combustión seca (dry combustión), y cuando se inyecta aire y agua se denomina combustión húmeda (wet combustión).

2.1.4 Combustión Húmeda

El proceso de combustión húmeda es conocido como COFCAW. Transfiere la energía térmica acumulada delante del frente de combustión. El agua es el agente de transferencia por su alta capacidad térmica y es un latente calor de vaporización.

El aire y el agua son inyectados concurrentemente o alternativamente dentro del pozo. La inyección de agua en intervalos genera vapor sobrecalentado que trasmite el calor delante del frente de combustión, convierte la zona delante del frente de combustión en zona caliente.

Las ventajas de este proceso son evidentes: Es más larga la zona de aceite saturado y rocas afectadas por las altas temperaturas, movilidad de aceite y la eficiencia de barrido incrementan, menos combustible en el frente de combustión es necesario y menos aire es requerido para el barrido del depósito.

La superioridad de la combustión húmeda sobre la combustión seca es sustancial. Sin embargo en los depósitos con baja permeabilidad y alto contenido de arena

sucia, la introducción de agua dentro de la formación puede reducir la inyectividad e incrementar la presión de inyección de aire.

2.1.5 Combustión Inversa

Cuando las condiciones en el depósito son de un aceite muy viscoso y el flujo es bajo pero el depósito tiene una adecuada permeabilidad de aire es posible la producción de aceite mediante la combustión inversa. En este caso, el frente de combustión se mueve en sentido contrario que el flujo de aire. Después de la ignición, el pozo es puesto en producción y otro pozo se utiliza para la inyección de aire. Este proceso es de uso limitado.

2.2 Parámetros de Combustión

Los principales parámetros obtenidos mediante pruebas de laboratorio experimental o elaboración de pruebas piloto y desarrollos en campo a seguir son:

- *La combustión temperatura auto sostenida.* $T_c > 600$ °F es la alta temperatura de reacción de oxidación cuando el aceite es cracked y un suficiente nivel de energía del crudo aceite-oxígeno está asegurado para sostener la combustión.
- *La relación atómica H/C.* del combustible quemado $n =$ alrededor de 0.5 a 2 es el número promedio de átomos de hidrógeno por átomos de carbono es la característica de varios tipos de crudo.

2.2.1 Ignición

En el proceso de combustión hablando de la combustión in situ en ocasiones se logra la ignición de manera espontánea por las condiciones naturales del yacimiento únicamente con la inyección de aire pero cuando esto no es así frecuentemente se incita la ignición mediante fuentes de calor externas calentando el reservorio alrededor del pozo de inyección. Los dos tipos de calentadores

empleados generalmente en la ignición del pozo para la puesta en marcha de la combustión son:

- a) Calentadores de Flama, usando gas natural o combustible líquido.
- b) Calentadores Eléctricos de AC.

2.2.2 Tubos de combustión

La combustión en tubos es una herramienta empleada en el laboratorio para la elaboración del proceso de la combustión in situ. Un buen diseño y operación en las pruebas de combustión in situ proporcionan mucha información útil sobre la prueba roca/aceite y las características de los sistemas de combustión. Algunos de estos datos pueden ser usados para realizar una apropiada ingeniería y una económica proyección de la realización de pruebas de campo. Figura 2.2

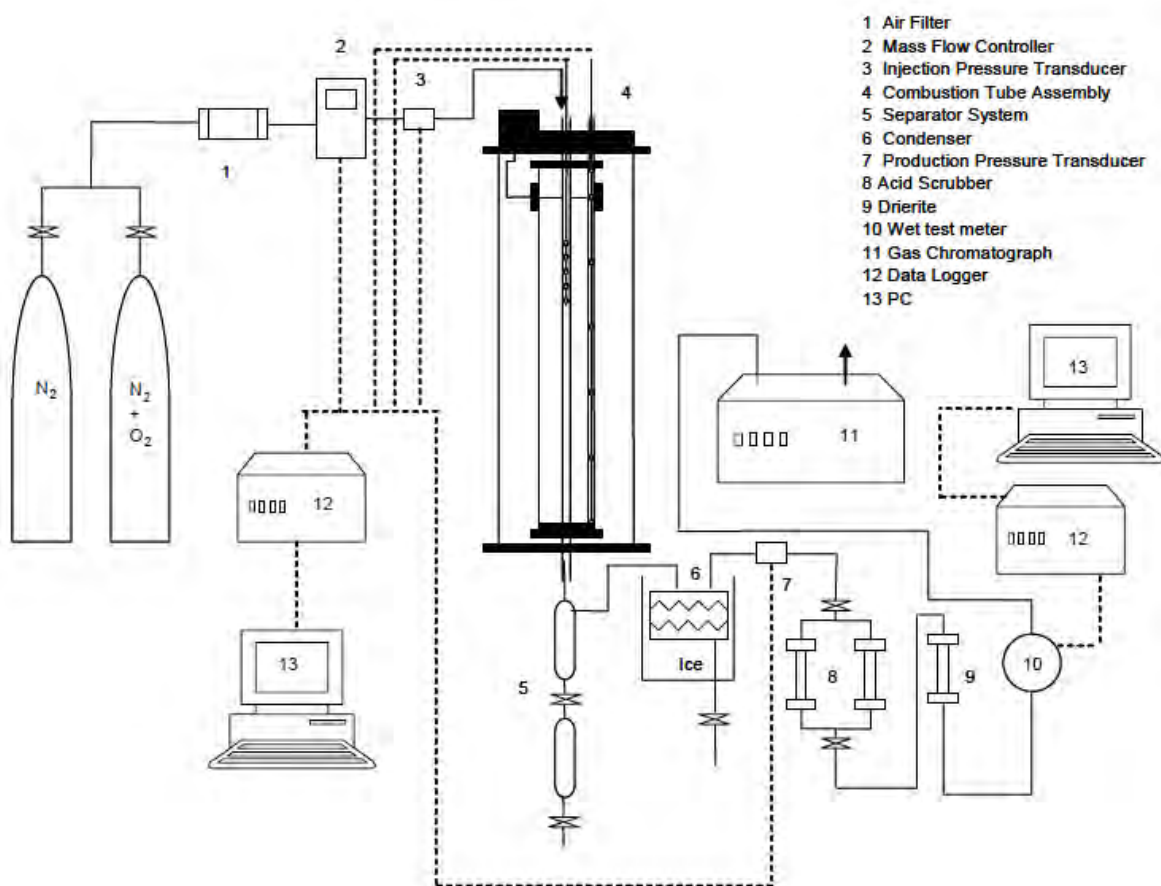


Figura 2.2 Esquema de Tubo de Combustión

La combustión en tubos se lleva a cabo en un cilindro de acero inoxidable el cual soporta presión, es llenado con una mezcla de arena, agua y aceite del depósito real en estudio. La saturación del fluido en el tubo es adaptada aproximada a las condiciones del depósito.

El crudo es prendido por inyección de aire, y el frente de calor avanza a través del tubo con inyección continua de aire. Los datos de temperatura, presión, velocidad de inyección de aire, aceite, agua y producción de gas son colectados y analizados. A partir del proceso de análisis las variables son calculadas.

Combustión en tubos es sin escala final un elemental simulador físico, representa una parte del depósito simulado a escala completa en el laboratorio con la restricción de flujo unidimensional.

La prueba de combustión en tubos permite la simulación de la naturaleza de la propagación del frente de combustión y el resultado dinámico de la reacción química en condiciones cerradas similares a las del depósito. Porque la naturaleza de propagación del frente de combustión es controlada mediante la reacción química y las características de permeabilidad relativa del sistema del depósito, combustión en tubos puede proporcionar una sensación cualitativa para el rendimiento en el campo. Por lo tanto la prueba de combustión en tubos es aceptada como un método que proporciona datos reales sobre la descripción de la combustión in situ.

La experiencia revela que los datos del tubo y los del campo a menudo coinciden razonablemente cuando los proyectos son operados en modo de alta temperatura. Información que se puede derivar de la prueba de combustión en tubos:

- Proporción atómica H/C de combustible quemado.
- Proporción Oxígeno-Combustible (OFR).
- Proporción Aire-Combustible (AFR).

- Proporción Oxígeno-Arena (OSR).
- Exceso de aire.
- Aparente consumo de Combustible.
- Hidrocarburo líquido (aceite) recuperado de la zona de barrido.
- Efecto de inyección proporción agua-aire (en el caso del proceso de combustión húmeda) en los parámetros del proceso.
- Características de los fluidos producidos.
- Pico de temperatura de combustión.
- Estabilidad de la zona de quemado.

Las últimas tres partes de información son cualitativamente muy importantes para evaluar si el quemado del depósito es estable o inestable.

2.2.3 Descripción de la prueba puesta a punto de la combustión en tubos

Aunque, los detalles del diseño de la puesta a punto de la combustión en tubos varían de laboratorio a laboratorio, todos incluyen cuatro componentes básicos: ensamble de combustión en tubos, sistema de adquisición de datos y calentado, sistema de control de flujo y sistema de análisis de fluidos.

El corazón de la prueba es facilitar la combustión en tubos. El ensamble de la combustión en tubos consiste en un tubo de acero resistente a la corrosión alojado dentro de una camisa de presión.

El espesor de la pared del tubo usualmente es menor que 0.062 pulgadas para asegurar un calentado uniforme y minimiza las condiciones de calor a lo largo de la pared del tubo. La camisa de presión es usualmente fabricada en acero al carbón diseñado para resistir la presión de operación deseada.

El espacio anular entre el tubo y la camisa de presión se llena con aislamiento poroso y se presuriza con gas inerte para igualar la presión entre la pared interior

y exterior del tubo de combustión. La diferencia de presión a través de la pared del tubo es pequeña y siempre hacia el interior.

El tubo de combustión varía en cuanto a diámetro y longitud. Tubos tan grandes como 8 pulgadas de diámetro y 15 pies de largo han sido usados en pasados procesos de simulación. Sin embargo, diseños más actuales emplean tubos más cortos para acortar las rutinas. Estos tubos en general son de 3-6 pies de longitud y de 2-4 pulgadas de diámetro.

Se prefieren grandes diámetros de tubos que pequeños diámetros de tubos por que mantienen las condiciones adiabáticas y mejores flujos. Belgrave y Moore (1992) investigaron el efecto del diseño del tubo (con respecto al diámetro), el rendimiento en tubos de combustión y concluyeron que en diferentes diseños operando bajo idénticas condiciones puede producir diferencia en los resultados diferencia en la tasa de pérdida de calor de la pared del tubo.

El laboratorio de tubos de combustión se describe en el punto 2.1.2 donde sus dos diseños básicos son:

- 1. Tubos Aislados.** Con tubos aislados la pérdida de calor es minimizada por el uso del aislamiento. La operación de tubos aislados requiere de altos flujos de aire del orden de 70-100 veces superiores a los utilizados verdaderamente en el depósito (Dietz y Weijdema, 1963). Tal alto flujo de aire es necesario para reducir la residencia de tiempo del frente de fuego en el tubo y hace las pérdidas de calor. Dichos altos flujos son a menudo difíciles de mantener a través del núcleo. Además del alto flujo de aire, los requerimientos de aire y combustible pueden aumentar con el incremento de flujo.
- 2. Tubos cerca de las condiciones adiabáticas.** Cerca de las condiciones adiabáticas nos debe permitir que el frente de combustión se propague a bajo flujo. Minimiza la pérdida de calor en la pared del tubo y mantiene las

condiciones adiabáticas en el tubo, diseños más actuales emplean conjuntos de tubos con calentadores de compensación. Estos son estrechos calentadores de ancho (1-2 pulgadas) montados a lo largo del tubo en intervalos igualmente espaciados y están diseñados para hacer coincidir la temperatura de la pared con la temperatura del centro del tubo en cada zona del calentamiento. Una preocupación principal con el uso del calentador es cómo minimizar la posibilidad de que los calentadores influyan en el movimiento del frente de combustión. A un que el problema de la interacción térmica entre el calentador y el paquete de arena ha sido estudiado por investigadores (Leaute y Collyer, 1984; Belgrave 1990a; Belgrave 1990b) ninguna solución satisfactoria existe hasta este momento.

Estudios de combustión en tubos en transferencia radial de temperatura por Belgrave y Moore (1992), indican mantenimiento de diferencia de temperatura cerca de cero entre el paquete de arena y la pared del tubo no implica necesariamente condiciones adiabáticas de operación. Sus análisis de combustión en tubos en diferentes diseños bajo condiciones idénticas de operación pueden producir diferentes resultados en la magnitud de pérdida de calor. Estos estudios en la combustión en tubos revelaron que el diámetro y la longitud de la zona caliente juegan un rol importante para lograr las condiciones adiabáticas. Grandes diámetros de tubos y corta longitud de la zona caliente puede resultar en baja pérdida de calor y cerca de las condiciones adiabáticas.

Es necesario controlar estrechamente la potencia de entrada en cada uno de los calentadores para reducir al mínimo gradiente de temperatura axial y las pérdidas de calor de las secciones de arena individuales. En cada zona de calentamiento de cada par de termopares, sobre fijado a la pared exterior del tubo y otro insertado a través de la pared al centro del tubo se utiliza para controlar la entrada de la energía al calentador y así mantener la temperatura del paquete casi igual. Cada zona de la pared calentada es usualmente mantenida a 5 °F menos que a la correspondiente temperatura del centro esto minimiza la perdida lateral de calor y

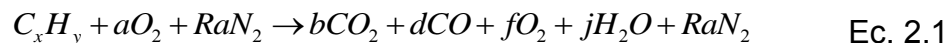
asegura que los calentadores no están sustentando y/o manejando el frente de combustión.

El tubo es generalmente operado en forma vertical debido a que minimiza los efectos de segregación gravitacional.

2.2.4 Alta temperatura combustión estequiométrica

Hay muchas reacciones químicas que ocurren en el tubo durante la combustión. Estas incluyen baja temperatura de oxidación de aceite LTO, cracking térmico o pirolisis y alta temperatura de oxidación HTO. En esta sección presentamos datos de análisis en combustión en tubos basados en HTO estequiometria.

La básica expresión química que describe la combustión de coke puede ser escrita como:



$$R = \left(\frac{Y_{N_2}}{y_{O_2}} \right)_{\text{Gas.de.inyección.}} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Dónde:

R es la proporción de fracción mol de nitrógeno por oxígeno en el gas inyectado (a, b, d, f, j son coeficientes esteico métricos).

La realización de un elemento de equilibrio, tenemos:

$$[\text{Carbón}] \quad x = b + d \quad \text{Ec. 2.3}$$

$$[\text{Oxigeno}] \quad a = b + \frac{d}{2} + f + \frac{j}{2} \quad \text{Ec. 2.4}$$

$$[\text{Hidrogeno}] \quad y = 2j \quad \text{Ec. 2.5}$$

$$1. \text{ Relación atómica aparente} = \frac{y}{x} \quad \text{Ec. 2.6}$$

$$= \frac{4\left(a - b - \frac{d}{2} - f\right)}{(b + d)} \quad \text{Ec. 2.7}$$

2. La proporción Oxígeno-Combustible es el mínimo volumen de oxígeno requerido para quemar unidad de masa de combustible que tiene un equivalente atómico a la proporción H/C.

$$\text{Proporción Oxígeno/Combustible} = \frac{(a) \times (\text{moles } O_2)}{\text{moles.combustible}} \quad \text{Ec. 2.8}$$

$$\text{Masa Molecular de Combustible} = (12.011x + 1.008y) \quad \text{Ec. 2.9}$$

Donde

12.011 = masa atómica de carbón y 1.008 = masa atómica de hidrogeno.

Asumiendo que el consumo de oxígeno es medido en volumen estándar y el combustible en kilogramos (o lbm) por unidad de volumen de la formación se tiene:

$$\frac{O_2}{F} = \frac{23.64a}{(12011x + 1008y)} m^3 (ST) / kg \quad \text{Ec. 2.10}$$

Ó

$$= \frac{379a}{(12.011x + 1.008y)} \frac{scf}{lb_m} \quad \text{Ec. 2.11}$$

En la expresión anterior la referencia de condición es:

$$m^3 / (ST) = 101.325 \text{ kPa a } 15^\circ\text{C}$$

$$Scf = 14.696 \text{ psi a } 60^\circ\text{F}$$

En la ecuación (2.10) la constante 23.64 refiere al volumen (en metros cúbicos estándar) ocupado por un mol de gas en la condición de referencia y la constante 379 (en la ecuación 2.11) refiere al volumen (en pies cúbicos estándar) ocupado por un mol de gas también a la condición de referencia.

3. Proporción Aire/Combustible: Este es el volumen de aire requerido para quemar una unidad de masa de combustible y está en función de la concentración de carbón e hidrógeno en el combustible y la proporción de nitrógeno-oxígeno de aire

$$\text{Proporción Aire/Combustible} = \frac{23.64(1+R) \times a}{(12.011x + 1.008y)} \frac{m^3(ST)}{kg} \quad \text{Ec. 2.12}$$

O

$$= \frac{379(1+R) \times a}{(12.011x + 1.008y)} \frac{scf}{lb_m} \quad \text{Ec. 2.13}$$

4. Fracción de reacción de O₂ convertido a óxidos de carbón: Este parámetro es un indicativo del grado de LTO ocurrido en la combustión en tubos. Durante la prueba no todo el oxígeno inyectado es consumido en la generación de óxidos de carbón o agua. Alguna fracción del oxígeno consumido reacciona con el aceite y forma componentes oxigenados.
Fracción de reacción de O₂ convertida a óxidos de carbón.

$$f_{O_2R} = \frac{\left(b - \frac{d}{2}\right)}{(a - f)} \quad \text{Ec. 2.14}$$

Suponiendo que la composición normal del aire es 21% O₂ y 79% N₂, tenemos:

$$R = 79/21 = 3.76 \quad \text{Ec. 2.15}$$

2.2.5 Evaluación de Parámetros de Combustión para Análisis de Gases Efluentes

Suponiendo la composición normalizada del gas los parámetros de combustión pueden ser calculados en condiciones de coeficientes esteoico métrico a, b, d, y f como sigue:

Los valores numéricos de a, b, d, y f son:

$$a = \frac{[N_2]}{R} \quad f = [O_2]$$

$$b = [CO_2]$$

$$d = [CO]$$

Dónde [] denota la composición normalizada en porcentaje de mol.

$$\frac{H}{C} = \frac{4 \left(\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2] \right)}{([CO_2] + [CO])} \quad \text{Ec. 2.14}$$

$$4 \frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2]$$

$$\therefore H/C = ([CO_2] + [CO])$$

$$\text{O}_2/\text{Combustible} = \frac{23.64 \frac{[N_2]}{R} 379 \frac{N_2}{R}}{12.011([CO_2] + [CO]) + 4.032 \left(\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - [O_2] \right)}$$

$$\text{Aire/Combustible} = \frac{23.64(1+R) \frac{[N_2]}{R}}{12.011([CO_2] + [CO]) + 4.032 \left(\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2] \right)}$$

Conversión fraccional de O₂ inyectado a Óxidos de Carbón = f_{O_2} donde

$$f_{O_2} = \frac{\left([CO_2] + \frac{[CO]}{2} \right)}{\frac{[N_2]}{R}}$$

Conversión fraccional de reacción O₂ a Óxidos de Carbón = f_{O_2R}

$$f_{O_2R} = \frac{\left([CO_2] + \frac{[CO]}{2} \right)}{\left(\frac{[N_2]}{R} - [O_2] \right)}$$

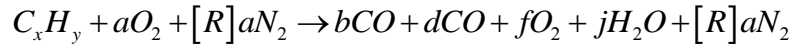
Fracción de O₂ utilizada:

$$Y = \frac{\frac{[N_2]}{R} - [O_2]}{[N_2]} = 1 - R \frac{[O_2]}{[N_2]}$$

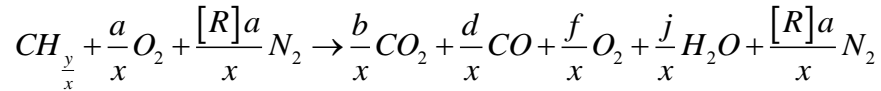
Exceso de Oxígeno = $\frac{(1-Y)}{Y}$

2.2.6 Forma alternativa para ecuaciones de combustión de alta temperatura

En marcha con la básica ecuación:



Se divide la básica ecuación entre x:



Dejando: $n = \frac{H}{C} \text{ promedio} = \frac{y}{x}$

$$m = \frac{[CO_2]}{[CO]} \text{ promedio} = \frac{b}{d}$$

$$\therefore \frac{b}{x} = \frac{b}{(b+d)} = \frac{m}{(m+1)}$$

$$\frac{d}{x} = \frac{d}{(b+d)} = \frac{m}{(m+1)}$$

$$\frac{j}{x} = \frac{y}{2x} = \frac{n}{2}$$

$$\frac{a}{x} = \frac{b}{x} + \frac{1}{2} \left(\frac{d}{x} \right) + \frac{f}{x} + \frac{1}{2} \left(\frac{j}{x} \right)$$

Donde $\left(\frac{f}{x} \right)$ es calculado del total de oxígeno utilizado (Y) utilizando la relación:

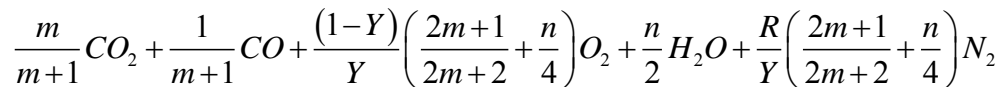
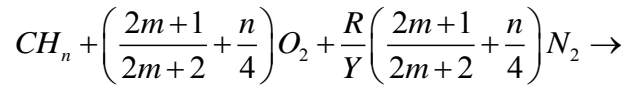
$$Y = \frac{(a-f)}{a}$$

$$\therefore \frac{f}{x} = \frac{a}{x} [1-Y]$$

$$\therefore \frac{a}{x} = \frac{1}{y} \left(\frac{m}{m+1} + \frac{1}{2(m+1)} + \frac{n}{4} \right)$$

$$= \frac{1}{y} \left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4} \right)$$

La ecuación de combustión entonces puede ser escrita como:



Esta forma es la ecuación de combustión original propuesta por Benham y Poeltmann (1958) es útil para evaluar la composición de la producción de gas por valores asumidos de "n" (H/C promedio) y "m" (CO₂/CO promedio). Esta es la forma común empleada por muchos profesionales.

Basado en lo anterior, los parámetros de combustión corresponden a los valores asumidos de la aparente proporción H/C, [n] y [CO₂]/[CO] son:

$$1. \quad O_2/\text{Combustible} = \frac{\frac{379}{Y} \left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4} \right)}{(12.011 + 1.08n)} \text{ scf / lbm}$$

$$2. \quad \text{Aire/Combustible} = (1+R) (O_2/\text{Proporción de Combustible})$$

3. Fracción de reacción de O₂ convertida a Óxidos de Carbón (CO₂ y CO).

$$f_{O_2,R} = \frac{\left(\frac{2m+1}{2m+2}\right)}{\left(\frac{2m+1}{1m+2} + \frac{n}{4}\right)}$$

4 Fracción de O₂ utilizada = Y

5 Exceso de Aire = $\frac{[1-Y]}{Y}$

2.2.7 Ejemplo de cálculo de parámetros de combustión para una típica composición de producción de gas

Considerando la siguiente composición de gas producido que corresponde al promedio de composición durante la porción estabilizada de una prueba seca de combustión en tubos en un núcleo de aceite pesado de Luisiana. Tabla 2.1

Tabla 2.1 Composición de gas de una porción estabilizada en una prueba seca

Componente	Porcentaje mol	% Mol Normalizado
CO ₂	11.2	11.3
CO	3.8	3.8
O ₂	4.4	4.4
N ₂	80	80.5
H ₂	0.1	
C ₁₊	0.43	
H ₂ S	0.07	
%	100	100

La composición del aire de alimentación era 21% oxígeno y 79% nitrógeno, tenemos:

$$R = \frac{y_{N_2}}{y_{O_2}} = \frac{0.79}{0.21} = 3.76$$

Los parámetros de combustión son:

$$\text{Proporción H/C} = \frac{4 \left[\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2] \right]}{[[CO_2] + [CO]]}$$

$$= \frac{4 \left[\frac{80.5}{3.76} - [11.3] - \frac{[3.8]}{2} - [4.4] \right]}{[(11.3) + (3.8)]}$$

$$= \frac{4[21.41 - 11.3 - 1.9 - 4.4]}{15.1}$$

$$= 1.009$$

$$\text{O}_2/\text{Combustible} = \frac{379 \frac{[N_2]}{R}}{12.011 \left([CO_2] + [CO] + 4.032 \left[\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2] \right] \right)}$$

$$= \frac{379 \frac{[80.5]}{3.76}}{12.011 \left([11.3] + [3.8] + 4.032 \left[\frac{[80.5]}{3.76} - [11.3] - \frac{[3.8]}{2} - [4.4] \right] \right)}$$

$$= 41.25 \text{ scf/lbm}$$

$$\text{Aire/Combustible} = [1 + R] * [\text{O}_2/\text{Proporción de combustible}]$$

$$= [1 + 3.76] * [41.25]$$

$$= 196.35 \text{ scf/lbm}$$

Fracción de Conversión de Reacción O₂ a Óxidos de Carbón:

$$f_{O_2R} = \left[\frac{[CO_2] + \frac{[CO]}{2}}{\frac{[N_2]}{R} - [O_2]} \right]$$

$$= \left[\frac{11.3 + \frac{[3.8]}{2}}{\frac{[80.5]}{3.75} - [4.4]} \right]$$

$$= 0.776$$

Oxígeno Utilizado:

$$Y = \frac{\left[\frac{[N_2]}{R} - [O_2] \right]}{\frac{[N_2]}{R}}$$

$$= \frac{\frac{[80.5]}{3.76} - 4.4}{\frac{[80.5]}{3.76}} = \frac{17.01}{21.41}$$

$$= 0.796$$

$$\text{Exceso de Aire} = \frac{[1-Y]}{Y} = \frac{[1-0.795]}{0.795} = .258$$

$$\frac{([CO_2] + [CO])}{[CO]} \text{ proporción} = \frac{([11.3] + [3.8])}{[3.8]} = 3.97$$

$$\frac{([CO_2]+[CO])}{[N_2]} \text{proporción} = \frac{([11.3]+[3.8])}{[80.5]} = 0.188$$

2.3 Simulador numérico STARS

STARS es un simulador trifásico de múltiples componentes de aplicación térmica e inyección de vapor. Los sistemas de enmallado pueden ser Cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/espesor variable. Con cualquiera de estos sistemas de enmallado son posibles las configuraciones bidimensionales y tridimensionales. A continuación se presentan algunas de estas características novedosas de STARS:

2.3.1 Componente disperso incluyendo espuma

El concepto de componentes dispersos- dispersiones estabilizadas (góticas, burbujas y laminillas) de una fase en otra, que pueden ser tratadas como componentes de la fase transportadora a una escala de simulación del yacimiento - provee un punto de vista unificador en el modelado de polímeros, geles, finos, emulsiones y espuma. Este concepto puede acoplarse a las capacidades del paquete de entrada de propiedades de componentes flexibles (incluyendo la adsorción, el bloqueo, la viscosidad no lineal, la dispersión, y la transferencia de masa en modo no equilibrado) para permitir al usuario diseñar modelos apropiados de simulación de fenómenos complejos mediante las opciones de datos de entrada solamente.

En particular, hay dos enfoques generales disponibles para el modelado de flujo de espuma. El primero, un modelo mecanicista, permite la simulación directa de la creación y propagación de espuma al igual que de los efectos de coalescencia de la misma, tales como pueden observarse en experimentos detallados de núcleos de laboratorio. El segundo enfoque es más empírico y parece ser más apropiado para

los estudios de alcance de espuma y los ajustes históricos pilotos de campo. El primer enfoque puede utilizarse para justificar ciertos aspectos del modelo empírico.

2.3.2 Yacimientos fracturados naturalmente

El flujo en yacimientos fracturados naturalmente puede simularse mediante uso de cuatro modelos diferentes – el modelo de doble porosidad (DP), doble permeabilidad (DK), continuos de interacción múltiple (MINC), o refinamiento vertical (VR) – según el proceso o los mecanismos a ser estudiados.

El enfoque básico idealiza el yacimiento fracturado como que estuviera compuesto de dos partes: fractura y matriz. Las fracturas tienen poca capacidad de almacenamiento, siendo los conductos primarios del flujo de fluido, mientras que las matrices de la formación tienen poca conductividad de fluido pero mayor capacidad de almacenamiento. Los diversos modelos de simulación se diferencian en cuanto a los detalles de las descripciones de flujo matriz a matriz y de flujo matriz a fractura, los cuales se presentan en mayor detalle en el Manual Técnico de STARS.

2.3.3 Formulación Adaptativa-Implicita

STARS se puede ejecutar en una modalidad completamente implícita y adaptativa implícita. En muchos casos solamente se necesita solucionar una pequeña cantidad de bloques del enmallado de manera completamente implícita; la mayoría de los bloques se pueden solucionar mediante el método explícito. La opción adaptativa implícita logra esto y resulta útil para los problemas de conificación donde ocurren tasas altas de flujo cerca del agujero o en yacimientos estratificados de capas muy delgadas.

Al utilizar la opción adaptativa implícita, es posible ahorrar desde un tercio hasta la mitad del tiempo de ejecución por el hecho de que los intervalos de tiempo son tan grandes como los que se obtienen utilizando el método completamente implícito.

STARS puede seleccionar estos bloques de manera dinámica, en base a umbrales especificados o a criterios de conmutación de matriz.

2.3.4 Pozos Completamente Implícitos

Los pozos se solucionan de manera muy robusta. La presión de fondo y las variables del bloque para aquellos bloques donde el pozo es terminado se solucionan de manera completamente implícita. Si un pozo es terminado en más de una capa, la presión de fondo de éste se soluciona de manera completamente acoplada, es decir, se rinde cuenta de todas las terminaciones. Esto elimina los problemas de convergencia para pozos con terminaciones múltiples en yacimientos altamente estratificados. Asimismo, STARS cuenta con una capacidad de control de pozo global. Se puede ingresar una lista extensa de límites (presión de fondo o de la cabeza de pozo máxima o mínima, tasas, relación gas-petróleo (GOR), entre otras). En medida que un límite es violado, se puede seleccionar un límite nuevo de acuerdo a las especificaciones del usuario.

2.3.5 Método de solución matriz

STARS utiliza un paquete de solución AIMSOL, con los últimos adelantos de la técnica en base a una eliminación de Gauss incompleta como un paso de acondicionamiento previo a la aceleración GMRES. AIMSOL ha sido desarrollado especialmente para las matrices jacobinas implícitas. Para mayor información véase el Manual Técnico de AIMSOL.

En la mayoría de aplicaciones los valores de control por defecto seleccionados por STARS le permitirán a AIMSOL tener un rendimiento eficiente, por lo que los usuarios de STARS no requieren tener un conocimiento detallado de los métodos de solución de matriz.

- **Enmallado Cartesiano Local.** Hay dos capacidades para el refinamiento del enmallado local. Estas opciones se pueden utilizar para estudiar los

efectos en las inmediaciones de pozos en una simulación a escala de campo. Las fracturas estáticas también pueden ser modeladas de manera eficiente mediante uso de esta técnica. Con cualquiera de estos métodos, el usuario especifica una región del yacimiento que ha de ser subdividida. STARS automáticamente calcula todas las conexiones y transmisibilidades entre los bloques. Todos los términos adicionales son manejados correctamente por la rutina de solución de matriz.

- **Sistema de Enmallado Flexible.** Hay varias opciones de enmallado disponibles: enmallados de coordenadas cartesianas, de coordenadas cilíndricas y de espesor variable y profundidad variable. Los sistemas bidimensionales y tridimensionales son posibles con cualquiera de estas opciones.

- **Modelos de Acuíferos.** Los acuíferos son modelados al agregar celdas de límites que solamente contienen agua o mediante uso de un modelo semi-analítico de acuíferos.

El modelo anterior resulta útil en casos donde las dimensiones y la ubicación del acuífero son bien conocidas y se puede lograr su inclusión en el yacimiento mediante una cantidad relativamente pequeña de bloques adicionales. Este último método resulta más útil para los acuíferos que varían de grande a infinitos donde se desea una estimación aproximada de la entrada de agua al yacimiento, pero su representación mediante la adición de bloques de límite de yacimiento no es factible. Cuando el fluido del yacimiento invade al acuífero se requiere una combinación de ambos métodos.

- **Unidades de Entrada/Salida.** Se pueden especificar unidades SI, de campo o de laboratorio.
- **Gráficos.** El sistema de gráficos RESULTADOS de CMG utiliza el sistema de archivos SR2 para el procesamiento posterior de la salida de simulación. El sistema RESULTADOS también se puede emplear para la preparación de datos de entrada, incluyendo el diseño del enmallado.

- **Agujero discretizado.** Con el advenimiento y la creciente aceptación de la tecnología de pozos horizontales han surgido numerosas preguntas nuevas que requieren ser abordadas en los modelos de simulación de yacimientos. Las áreas de particular interés serían el impacto de transientes de agujeros largos, la caída de presión viscosa y los patrones de flujo de fases múltiples en la creación de inyectividades y productividades no uniformes a lo largo del agujero. STARS provee un método eficiente y consistente para abordar estas preguntas al discretizar el flujo del agujero y solucionar el problema acoplado de flujo del agujero y del yacimiento simultáneamente. Se utilizan correlaciones de flujo de fases múltiples apropiadas para ajustar los patrones de flujo del agujero de manera explícita al final de cada intervalo de tiempo. La opción de circulación pone a disposición un par de flujos fluyentes de tubería/espacio anular concéntrico que se encuentran estrechamente acoplados por la transferencia de calor. El agujero discretizado también modela la segregación de fases entre las secciones del agujero de perforación las cuales pueden ser muy importantes en configuraciones no horizontales. Asimismo, la conducción de calor en un agujero de perforación discretizado continúa, aunque se haya detenido el flujo de fluido, lo cual puede ser significativo en fases de arranque y cierre de un proyecto.
- **Modelo Geomecánico.** Varias prácticas de producción dependen críticamente del hecho de que la formación de producción responde dinámicamente a los cambios en los esfuerzos aplicados. Estas incluyen la deformación plástica, dilatación de cizallamiento y accionamiento por compactación en estrategias de inyección/producción cíclica, fracturación inducida por inyección al igual que la fallas en las formación en las inmediaciones de pozos y coproducción de arena. Un modelo geomecánico que comprende tres sub-módulos está disponible para tratar diversos aspectos de los problemas anteriores. El acoplamiento entre el modelo geomecánico y el simulador se realiza de manera modular y explícita. Esto aumenta la flexibilidad y portabilidad del modelo, disminuyendo los costos computacionales.

2.4 Ecuación de Arrhenius

La *ecuación de Arrhenius* es una expresión matemática que se utiliza para comprobar la dependencia de la constante de velocidad (o cinética) de una reacción química con respecto a la temperatura a la que se lleva a cabo esa reacción. La ecuación fue propuesta primeramente por el químico holandés J. H. van 't Hoff en 1884; cinco años después en 1889 el químico sueco Svante Arrhenius dio una justificación física y una interpretación para la ecuación. Actualmente, es vista mejor como una relación empírica. Puede ser usada para modelar la variación de temperatura de coeficientes de difusión, población de vacancias cristalinas, velocidad de fluencia, y muchas otras reacciones o procesos inducidos térmicamente.

Dicho de manera breve, la ecuación de Arrhenius da la dependencia de la constante de velocidad k de reacciones químicas a la temperatura T (en temperatura absoluta, tales como Kelvin o grados Rankin) y la energía de activación E_a , de acuerdo con la expresión:

$$k(T) = Ae^{-\frac{E_a}{RT}} \quad \text{Ec. 2-15}$$

Dónde:

$k(T)$: Constante cinética (dependiente de la temperatura)

A : Factor pre exponencial o factor de frecuencia. Indica la frecuencia de las colisiones.

E_a : Energía de activación, expresada en J/mol.

R : Constante universal de los gases. Su valor es $8,3143 \text{ J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{mol}^{-1}$

T : Temperatura absoluta [K]

2.4.1 Gráfico de Arrhenius

Ejemplo: Decaimiento de dióxido de nitrógeno

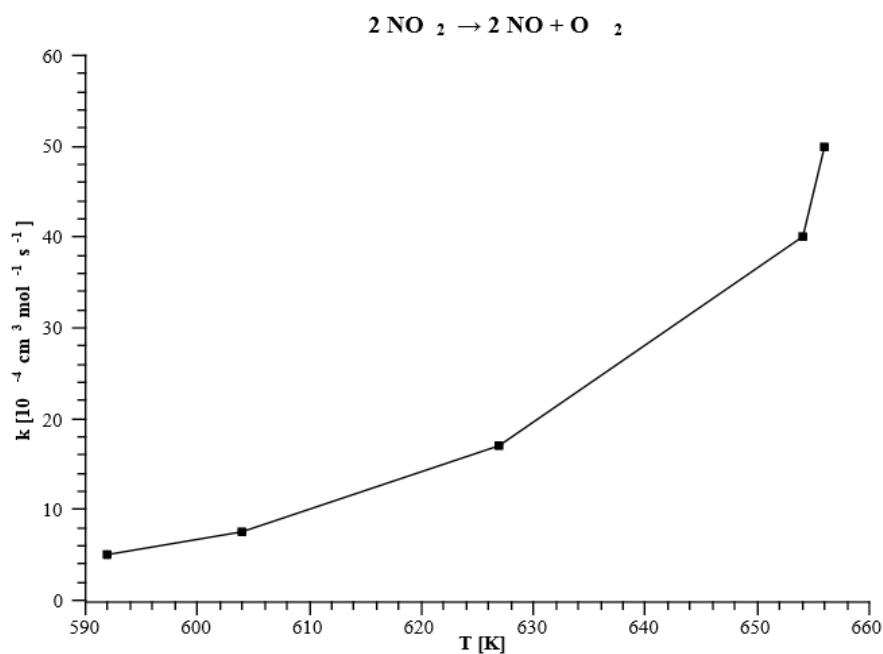


Figura 2.3 Gráfico convencional: k respecto a T

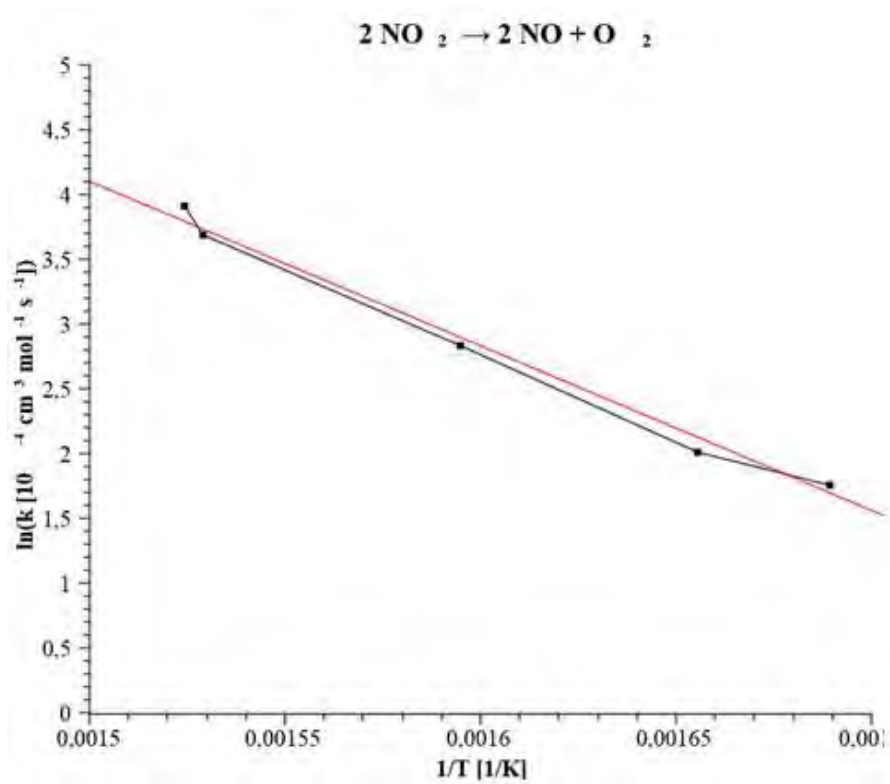


Figura 2.4 Gráfico de Arrhenius: $\ln(k)$ respecto a $1/T$

Para utilizar la ecuación de Arrhenius como modelo de regresión lineal entre las variables k y T^{-1} , la ecuación puede ser reescrita como:

$$\ln(k) = \ln(A) - \frac{E_a}{R} \left(\frac{1}{T} \right) \quad \text{Ec. 2.16}$$

Un **gráfico de Arrhenius** muestra el logaritmo de las constantes cinéticas ($\ln(k)$ en el eje de las ordenadas en coordenadas cartesianas) graficado con respecto al inverso de la temperatura ($1/T$, en el eje de las abscisas). Los gráficos de Arrhenius son ocasionalmente utilizados para analizar el efecto de la temperatura en las tasas de rapidez de las reacciones químicas. Para un único proceso térmicamente activado de velocidad limitada, un gráfico de Arrhenius da una línea recta, desde la cual pueden ser determinados tanto la energía de activación como el factor pre exponencial.

Cuando se grafica de la forma descrita anteriormente, el valor de la intersección en el eje y corresponderá a $\ln(A)$, y la pendiente de la línea será igual a $-E_a/k_B$. El factor pre exponencial, A, es una constante de proporcionalidad que toma en cuenta un número de factores tales como la frecuencia de colisión y la orientación entre las partículas reaccionantes.

La expresión $e^{-E_a/RT}$ representa la fracción de las moléculas presentes en un gas que tienen energía igual o superior a la energía de activación a una temperatura dada.

2.4.2 Interpretación cinética de la ecuación de Arrhenius

Arrhenius argumentó que para que los reactivos se transformen en productos, deben primero adquirir una mínima cantidad de energía, llamada la "energía de activación". A una cierta temperatura absoluta T, la fracción de las moléculas que

tiene una energía cinética mayor que puede ser calculada a partir de la distribución de Maxwell-Boltzmann de la mecánica estadística, y resulta ser proporcional a

$$e^{\frac{-E_a}{k_B T}} \quad \text{Ec. 2.17}$$

El concepto de energía de activación explica la naturaleza exponencial de la relación, y de una forma u otra está presente en todas las teorías cinéticas.

- **Teoría de las colisiones.** Un ejemplo viene de la "teoría de las colisiones" de las reacciones químicas, desarrollada por Max Trautz y William Lewis en los años 1916-1918. En esta teoría, se supone que las moléculas reaccionan si colisionan con una energía cinética relativa a lo largo de sus líneas de centro, que exceda Esto lleva a una expresión muy similar a la ecuación de Arrhenius.
- Teoría del estado de transición Otra expresión parecida a la ecuación de Arrhenius aparece en la "teoría del estado de transición" de las reacciones químicas, formulada por Eugene Wigner, Henry Eyring, Michael Polanyi y M. G. Evans en los años 1930s. Esto toma varias formas, pero una de las más comunes es

$$k = \frac{k_B T}{h} e^{-\frac{\Delta G^\ddagger}{RT}} \quad \text{Ec.2.18}$$

Donde ΔG^\ddagger es la energía libre de Gibbs de activación, k_B es la constante de Boltzmann, y h es la constante de Planck.

A primera vista esto luce como un exponencial multiplicado por un factor que es lineal en temperatura. Sin embargo, se debe recordar que la energía libre es por sí misma una cantidad dependiente de la temperatura. La energía libre de activación es la diferencia de un término de entalpía y un término de entropía multiplicada por la temperatura absoluta. Cuando todos los detalles son considerados, se termina con una expresión que nuevamente toma la forma de la ecuación exponencial de Arrhenius multiplicada por una función de T que varía lentamente. La forma precisa de la dependencia de temperatura depende de la reacción, y puede ser calculada usando fórmulas de la mecánica estadística, que envuelven las funciones de partición de los reactivos y del complejo activado.

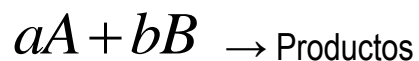
2.4.3 Limitaciones de la idea de la energía de activación de Arrhenius

Tanto la energía de activación de Arrhenius como la constante de velocidad k son determinadas experimentalmente, y representan parámetros macroscópicos específicos de la reacción que no están relacionados de manera simple a las energías umbrales y al éxito de las colisiones individuales a nivel molecular.

Considérese una colisión particular (una reacción elemental) entre las moléculas A y B. El ángulo de colisión, la energía traslacional relativa, la energía (particularmente la vibracional) interna, todos esos factores determinarán la oportunidad de que la colisión produzca una molécula AB.

Las medidas macroscópicas de E y k son el resultado de muchas colisiones individuales con diferentes parámetros de colisión. Para probar las velocidades de reacción a nivel molecular, los experimentos tienen que ser realizados bajo condiciones casi colisionales y este tópico es llamado en ocasiones dinámica de reacciones moleculares.

Factores que Afectan la Velocidad de las Reacciones Químicas.



$$\text{Velocidad} = k[A]^a[B]^\beta \quad \text{Ec. 2.18}$$

- Concentración
- Temperatura
- Catalizadores
- La ecuación de velocidad muestra la dependencia de la velocidad de la reacción con la concentración de los reactivos.
- La temperatura y los catalizadores también modifican la velocidad de las reacciones químicas. ¿En dónde están reflejados estos cambios en la ecuación de velocidad?

Influencia de la Temperatura

$$k / s^{-1} \quad \text{Ec. 2.19}$$

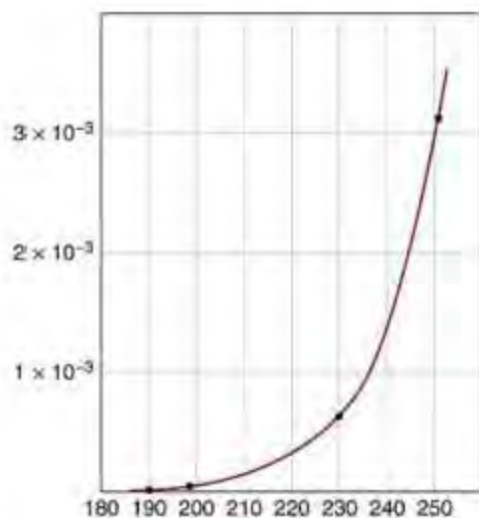


Figura2.5 Influencia de la temperatura (En grados centígrados).

El análisis matemático muestra que la dependencia de la constante de velocidad con la temperatura, sigue una ecuación del tipo:

$$k = Ae^{-B/T} \quad \text{Ec. 2.20}$$

A y B son constantes que dependen de la reacción estudiada

Capítulo 3 Método de Nelson y McNeil

3.1 Rendimiento de un proyecto de combustión in-situ

Nelson y McNeil (1961) presentan un procedimiento de ingeniería para evaluar el rendimiento de un proyecto de combustión in-situ seca. El método es basado en considerable experiencia de campo y puede dar considerables estimaciones. Ellos presentan ecuaciones para calcular:

1. El total de aire requerido para el proyecto.
2. Velocidad de inyección de aire.
3. Total de aceite recuperado.
4. Velocidad de producción de aceite.

El método, aunque, relativamente simple requiere datos de un experimento de combustión en tubos para establecer cálculos de combustible y requerimientos de aire. Un procedimiento paso a paso para calcular producción de agua y aceite es descrito abajo.

Consumo de combustible y requerimiento de aire son calculados basado en experimentos de laboratorio. En las ecuaciones 3.1 a la 3.12 es empleada la siguiente nomenclatura.

D = Diámetro interior del tubo de combustión, en pies.

L = Longitud del paquete quemado, en pies.

ϕ = Porosidad, fracción.

V_g = Volumen de producción de gas, en pies.

N_{2a} = Fracción de volumen de nitrógeno en el aire inyectado.

O_{2a} = Fracción de volumen de oxígeno en el aire inyectado.

N_{2g} = Fracción de volumen de nitrógeno en el gas producido.

O_{2g} = Fracción de volumen de oxígeno en el gas producido.

CO_{2g} = Fracción de volumen de dióxido de carbón en el gas producido.

CO_g = Fracción de volumen de monóxido de carbón en el gas producido.

Esto se asume tal que el nitrógeno es completamente inerte a la reacción, y todo el nitrógeno inyectado es producido.

Carbón en el combustible quemado es:

$$W_c = (\text{CO}_2 \text{ producido} + \text{CO producido}) \times (12/379)$$

$$W_c = \left[(V_g \times CO_{2g}) + (V_g \times CO_g) \right] \times \left(\frac{12}{379} \right) lb. \quad \text{Ec. 3.1}$$

Agua formada por la combustión

$$W_w = 2[\text{Oxígeno inyectado} - \text{Oxígeno producido sin reaccionar} - (\text{CO}_2 \text{ producido}) - 0.5 (\text{CO producido})] \times (18/379).$$

$$W_w = 2 \left[\left(V_g \times N_{2g} \times \frac{O_{2a}}{N_{2a}} \right) - (V_g \times O_{2g}) - (V_g \times CO_{2g}) - 0.5(V_g \times CO_g) \right] \times \left(\frac{18}{379} \right) lb.$$

Ec. 3.2

Hidrogeno en el combustible quemado

$$W_H = 2[(\text{Oxígeno inyectado} - \text{Oxígeno producido sin reaccionar}) - (\text{CO}_2 \text{ producido}) - 0.5 (\text{CO producido})] \times (2/379).$$

$$W_H = 2 \left[\left(V_g \times N_{2g} \times \frac{O_{2a}}{N_{2a}} \right) - (V_g - CO_{2g}) - 0.5(V_g \times CO_g) \right] \times \left(\frac{2}{379} \right) lb.$$

Ec. 3.3

Total de combustible consumido

$$W_F = W_C + W_H \quad \text{Ec. 3.4}$$

Volumen de arena quemada

$$V_b = \left(\pi \times \frac{D^2}{4} \right) \times L \quad \text{Ec.3.5}$$

Libras de combustible consumido por cu.ft. De arena quemada

$$W = \frac{W_F}{V_b} \quad \text{Ec. 3.6}$$

Libras de combustible consumido por ac-ft del depósito quemado

$$W_R = (43560 \times W) \times \left(\frac{1 - \phi_R}{1 - \phi_P} \right) \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde

ϕ_R = porosidad del depósito y

ϕ_P = porosidad del paquete de arena.

El siguiente paso es calcular el total de aire inyectado y el volumen de arena quemada del depósito

Total de aire inyectado

$$V_a = \left[V_g \times N_{2g} + (V_g \times N_{2g}) \left(\frac{O_{2a}}{N_{2a}} \right) \right] scf. \quad \text{Ec. 3.8}$$

Aire inyectado por pie cubico de arena quemada del depósito

$$A = \left(\frac{4V_a F}{\pi D^2 L} \right) \left(\frac{scf}{cu.ft} \right) \quad \text{Ec. 3.9}$$

Donde

$$F = \left(\frac{1 - \phi_R}{1 - \phi_P} \right) \quad \text{Ec. 3.10}$$

Asumiendo un área de barrido eficiente de 62.6%, el aire requerido en MMscf por acre-ft en un patrón de 5 pozos se calcula como:

Aire inyectado por acre-ft de área de patrón

$$= (0.626 \times 43560 \times A \times 10^6) \text{ (Millones scf/acre-ft)} \quad \text{Ec.3.11}$$

El total de aire requerido por un patrón dado

$$V_T = (\text{Aire inyectado/acre-ft}) \times (\text{Volumen de Arena quemada en acre-ft}) \quad \text{Ec.3.12}$$

Flujo de aire o volumen de aire requerido por pie cuadrado de frente de combustión por día

$$u = Av \text{ (scf/día } ft^3) \quad \text{Ec.3.13}$$

Donde

'v' = velocidad de avance del frente de combustión, ft/día y

'A' = aire inyectado/ ft^3 de arena quemada del depósito.

En un proyecto de combustión el flujo de aire será de diferente forma punto a punto a lo largo del frente de combustión, dependiendo de la relativa localización del inyector y el productor y la posición del frente de combustión. Si el flujo de aire y la ubicación es insuficiente para soportar la combustión, el fuego se extingue y el resultado es un área limitada de barrido. Nelson y McNeil (1961) por el propósito de determinar un flujo dimensional (i_D) para calcular la velocidad de aire necesaria para lograr obtener un barrido eficiente de la zona de combustión.

Este determinado flujo dimensional, i_D es calculado con:

$$i_D = \frac{i_a}{U_{\min}} \quad \text{Ec. 3.14}$$

Donde

i_a = máximo patrón de velocidad de inyección de aire, scf/día

U_{\min} = mínimo flujo de aire requerido para la sustentación de la combustión, scf/dia-sq.ft de área de frente de combustión.

Nelson y McNeil presentan la siguiente tabla donde presentan barridos eficientes correspondientes a diferentes evaluaciones de i_D .

Tabla 3.1 relación entre periodo de flujo dimensional i_a y área de barrido eficiente

i_D	Área de Barrido Eficiente en Progreso
3.39	50.00%
4.77	55.00%
6.06	57.00%
∞	62.60%

$$\text{Velocidad de aire (scf/día)} = i_a = i_D U_{\min} \text{ ah} = 4.77 \text{ A (1.125) ah} \quad \text{Ec. 3.15}$$

Pruebas de campo indican que el movimiento del frente de combustión durante las primeras etapas de la combustión es esencialmente radial y sobre el 10% del

patrón se ha barrido durante el desplazamiento radial del frente. Nelson y McNeil sostienen que, si la velocidad del frente (V_1) en el periodo de incremento de velocidad excede la mínima velocidad de combustión por un factor de tres o mayor, la constante de máxima velocidad de inyección se alcanzara antes del 10% del área del patrón, ha sido barrido sin tener en cuenta el tamaño del patrón.

Si r_1 es la distancia radial en pies al final del periodo de incremento de la velocidad de inyección de aire, y r_f es la distancia radial del frente de combustión ($r_f \geq r_1$), la velocidad de flujo de aire en scf/día durante la fase radial del desplazamiento, puede ser calculado por la siguiente ecuación:

$$i_a = 2\pi r_f h A v_1 \quad \text{Ec.3.16}$$

Velocidades de inyección de aire, para un rango de evaluaciones de área r_f calculado utilizando la máxima velocidad de aire especificada por la ecuación (3.15) se ha alcanzado. Más allá de este punto, la velocidad de flujo de aire inicia su declinamiento, y la velocidad de avance del frente de combustión comienza a bajar.

El tiempo en días (t_1) requerido para el periodo de incremento de velocidad de la operación puede ser calculado como sigue:

$$t_1 = r_1/v_1 = i_a/2\pi h A v_1^2 \quad \text{Ec. 3.17}$$

El volumen (V_1) de aire inyectado durante este periodo en MMscf es:

$$V_1 = 0.5 (t_1 i_a) \quad \text{Ec.3.18}$$

Durante la siguiente etapa final de la operación de la combustión disminuye la velocidad de inyección de aire usado y el caudal de aire se disminuye linealmente de la máxima velocidad i_a a cero. Por el propósito de balancear la operación de la

combustión, Nelson y McNeil asumen que el volumen de aire V_3 inyectado sobre el tiempo t_3 durante la etapa final de la combustión es idéntico al volumen inyectado durante el periodo de incremento de velocidad de inyección de aire. Así, por esta suposición:

$$V_3 = V_1 \text{ y } t_3 = t_1 \quad \text{Ec. 3.19}$$

Si V_T es el volumen total de aire inyectado para quemar el patrón de 5 puntos en el campo (Ecuación 5.16), el volumen de aire inyectado V_2 en la constante (máximo) periodo de velocidad será:

$$V_2 = V_T - V_1 - V_3 \text{ MMscf} \quad \text{Ec. 3.20}$$

El tiempo en días requerido para esta parte de la operación es:

$$t_2 = V_2 \times 10^6 / i_a \quad \text{Ec.3.21}$$

En el diseño de la combustión in-situ, el conocimiento de la presión de inyección de aire se necesita para el tamaño de las instalaciones de compresión. El más fiable método para determinar los requerimientos de presión de inyección de aire es aplicar una prueba real de inyección de aire en el campo. Sin embargo, esto no es posible o practico en la mayoría de las situaciones. Por evaluaciones preliminares de proyectos de combustión in situ, Nelson y McNeil recomiendan el uso de la siguiente expresión para estimar la presión de inyección. Esta expresión fue desarrollada modificando la ecuación de estado radial constante para un fluido compresible desarrollado en un patrón de 5 pozos.

$$P_{iw}^2 = P_w^2 + \left(\frac{i_a \mu_a T_f}{0.703 k_g h} \right) \times \left[\ln \frac{a^2}{r_w v_1 t_1} - 1.238 \right] \quad \text{Ec. 3.22}$$

Dónde:

P_{iw} = Buena presión de inyección al agujero inferior, psia.

P_w = Buena presión de producción en el agujero inferior, psia.

i_a = Máxima velocidad de inyección de aire, scf/día.

μ_a = Viscosidad del aire, centipoise.

a = Espaciamiento entre pozos, ft.

t_1 = Tiempo para alcanzar la máxima velocidad de aire, días.

k_g = permeabilidad efectiva del aire, md.

h = Espesor de la formación, ft.

r_w = Producción radial del pozo, ft.

La eficiencia volumétrica es el producto de la invasión eficiente E_I y el real barrido eficiente E_A .

$$\text{i.e., } E_v = E_I \times E_A \quad \text{Ec. 3.23}$$

En el área y la invasión eficiente se asume que están en el rango de 55%, la eficiencia global es calculada con 30%.

Asumiendo el paso específico del aceite consumido como combustible (coque) como 1.0 (10° API de aceite), Nelson y McNeil obtienen la siguiente expresión para calcular el desplazamiento por acre-ft del depósito quemado:

$$N_1 = 43560 \left(\frac{S_o \phi_R}{5.615} - \frac{WF}{350} \right) \frac{bbl}{ac - ft} \quad \text{Ec. 3.24}$$

Dónde:

S_o = saturación de aceite en % de espacio de poro.

350 = densidad de 10° API de aceite.

La ecuación para el desplazamiento de aceite de la región sin quemar del depósito es:

$$N_2 = 43560 \left(\frac{0.4 S_o \phi_R}{5.615} \right) \frac{bbl}{ac - ft.} \quad \text{Ec. 3.25}$$

El total de aceite recuperado N_3 de la región de combustión y sin combustión se obtiene como:

$$N_3 = E_v \times N_1 + (1 - E_v) \times N_2 \quad \text{Ec. 3.24}$$

El total de eficiencia de recuperación es:

$$E_R = \frac{N_3 \times 5.615}{43560 \times S_o \times \phi_R} \quad \text{Ec. 3.25}$$

El total de agua producida en barriles por acre-ft del depósito de roca en el patrón de pozo es calculado con:

$$W_p = \frac{43560 E_v}{100} \left(\frac{4 W_w F}{350 \pi D^2 L} + \frac{S_w \phi_R}{5.615} \right) \quad \text{Ec. 3.26}$$

La producción de aceite diaria N_p es calculada por la multiplicación del promedio diario de velocidad de inyección de aire por los barriles de aceite producido por MMscf de aire inyectado.

$$N_p = \left[\frac{E_v N_1}{100} + \frac{(100 - E_v) N_2}{100} \right] \times \frac{10^6}{43560 \times 0.626 \times A} \frac{bbl}{MMscf} \quad \text{Ec. 3.27}$$

Barriles de agua producida por MMscf de aire inyectado será una constante:

$$W'_p = \frac{E_v \times 10^6}{0.626A} \left[\frac{4W_w F}{(350)\pi D^2 L} + \frac{S_w \phi_R}{5.615} \right] \frac{bbl.agua}{MMscf .aire} \quad \text{Ec. 3.28}$$

Capítulo 4 Solución de un proyecto utilizando la metodología de Nelson y McNeil, y el simulador STARS

En este capítulo se resolverá en base a la tesis propuesta, un proyecto de recuperación de aceite con combustión In situ e inyección de aire a escala de campo con apoyo de la metodología de Nelson y McNeil y el simulador STARS.

Con los siguientes arreglos

- 5 pozos y
- 7 pozos

4.1 Solución de un Proyecto utilizando la metodología de Nelson y McNeil

A partir del planteamiento de un proyecto utilizando datos de campo y resultados de una de una prueba de combustión en tubos se debe resolver utilizando la metodología de Nelson y McNeil.

Los datos que se muestran en la tabla 4.1 son los resultados de una prueba de laboratorio de combustión en tubos los cuales se utilizaran como valores iniciales para la solución de ambas metodologías.

Tabla 4.1 prueba de laboratorio de combustión en tubos

Componente	Porcentaje mol	% Mol Normalizado
CO ₂	11.2	11.3
CO	3.8	3.8
O ₂	4.4	4.4
N ₂	80	80.5
H ₂	0.1	
C ₁₊	0.43	
H ₂ S	0.07	
%	100	100

Tabla 4.2 Datos de campo iniciales que utilizara cada una de las metodologías

Tabla de Datos de Entrada.		
	Nelson y McNeil.	Simulador STARS 5 y 7 pozos.
Área de patrón.	5 acres.	5 acres.
Distancia entre pozo inyector y productor.	330 ft.	330 ft.
Espesor de la formación.	30 ft.	30 ft.
Temperatura de la formación.	85°F.	85°F.
Presión de producción de fondo de pozo.	14.7 psia.	14.7 psia.
Presión del Yacimiento.	-----	300 psia.
Máxima presión de inyección de aire	-----	600 psia.
Porosidad.	35%	35%
Permeabilidad especifica.	500 mili darsis.	500 md.
Saturación de aceite.	55%	55%
Saturación de agua.	40%	40%
FREQFAC	-----	4.60E+09
RENTH	-----	1.88E+06
EACT	-----	5000
HEATER	-----	1.07E+09
Tamaño de la malla.	-----	13x13x1

4.1.1 Utilizando la metodología de Nelson y McNeil resolvemos el siguiente problema

Usando los datos obtenidos (Tabla 4.1. y Tabla 4.2), se calcula lo siguiente:

1. El total de aire requerido por acre-ft, para un patrón de 5 puntos asumiendo un barrido área eficiente de 62.6%.
2. El total de aire requerido para un patrón de 5 puntos.
3. El flujo de aire para una velocidad de avance del frente de combustión de 0.125 ft/día.
4. La máxima velocidad de aire para un patrón de campo con una velocidad de avance frontal de 0.5 ft/día.

5. El tiempo requerido para alcanzar la máxima velocidad del aire.
6. El volumen de aire inyectado para alcanzar la máxima velocidad del aire.
7. El volumen de aire inyectado durante el periodo de velocidad constante.
8. La duración del periodo de velocidad constante y el total de tiempo para toda la operación.
9. La máxima presión de inyección de aire requerida ($\mu_{\text{air}} = 0.0186 \text{ cp.}$).
10. Las caballos de fuerza del compresor de la planta requerido para una secuencia de funcionamiento de los cuatro patrones asumiendo tres etapas de compresión y un requerimiento de potencia del compresor de 80 millones scf/día/etapa.
11. El desplazamiento de aceite de la zona de combustión, el desplazamiento de aceite de la zona sin combustión y el total de aceite recuperado y sobre todo la eficiencia de recuperación de aceite.
12. La recuperación de aceite por millón scf de aire inyectado.
13. La máxima velocidad de producción de aceite.

Solución:

Datos de laboratorio: Experimentos de combustión en tubos muestran que el combustible consumido por acre-ft. de la zona de combustión era 87,120 lb/acre-ft. y el requerimiento de aire era 388 scf/ft³.

En los datos de laboratorio obtenidos el combustible quemado es 87,120 lb/acre-ft. Por la gravedad del aceite de 1.0, el combustible quemado se convierte en:

$$\frac{87,120 \text{ lbs} / \text{acre} - \text{ft}}{350 \text{ lbs} / B} = 248.91 \frac{B}{\text{acre} - \text{ft}}$$

Cada elemento del método se calcula a continuación.

1. El requerimiento de aire por el experimento de laboratorio era 388 scf/ft³. Esto se puede convertir en acre-ft. como.

$$10^{-6} \frac{mmscf}{scf} \left(388 \frac{scf}{ft^3} \right) \left(43,560 \frac{ft^2}{acre} \right) = 16.9 \frac{mmscf}{acre-ft}$$

Para un patrón de 5 puntos con una eficiencia de barrido radial de 62.6%, el total de aire requerido es:

$$\left(16.9 \frac{mmscf}{acre-ft} \right) (0.626) = 10.58 \frac{mmscf}{acre-ft}$$

2. El total de aire necesario para un patrón de 5 puntos es por lo tanto:

$$Total.Aire = \left(388 \frac{scf}{ft^3} \right) (0.626) (Volumen.de.5.puntos)$$

$$Volumen.de.5.posos = 2L^2h$$

Donde

L = distancia entre el pozo inyector y el productor, y h = espesor de la formación.

$$Total.Aire = \left(388 \frac{scf}{ft^3} \right) (0.626) (2) (330)^2 (30) 10^{-6} \frac{mmscf}{scf} = 1,587 mmscf$$

3. El flujo de aire para una velocidad de avance del frente de combustión de 0.125 ft./días es

$$Flujo.de.Aire = \left(388 \frac{scf}{ft^3} \right) \left(0.125 \frac{ft}{D} \right) = 48.5 \frac{scf}{ft^2 D}$$

4. La máxima velocidad de aire se obtiene aproximadamente mediante la relación

$$\begin{aligned} \text{Máxima Velocidad de Aire} &= (\text{Flujo de Aire})(4.77)(L)(h) \times 10^{-6} \\ &= (48.5)(4.77)(330)(30)10^{-6} \\ &= 2.29 \text{ millones scf/día.} \end{aligned}$$

5. El tiempo requerido para alcanzar la máxima velocidad de aire es:

$$\text{T tiempo} = \frac{2.29 \times 10^6 \frac{\text{scf}}{D}}{2\pi h \left(388 \frac{\text{scf}}{\text{ft}^3} \right) (V_1)^2}$$

Donde V_1 = máxima velocidad de avance frontal de 0.5 ft./día.

$$t_1 = \text{T tiempo} = \frac{2.29 \times 10^6 \frac{\text{scf}}{D}}{2\pi(30)(388)(0.5)^2} = 125.3 \text{ dias}$$

6. El volumen de aire inyectado para este periodo es:

$$\begin{aligned} V_1 &= \frac{(125.3 \text{ dias}) \left(2.29 \frac{\text{mmscf}}{D} \right)}{2} \\ V_1 &= 143.4 \text{ millones de scf.} \end{aligned}$$

7. El volumen de aire inyectado durante el periodo de velocidad constante es:

$$\begin{aligned} V_2 &= V_{\text{TOT}} - 2(143.4) \\ V_2 &= 1587 - 2(143.4) \\ V_2 &= 1300 \text{ millones de scf.} \end{aligned}$$

8. La duración del periodo de velocidad constante es:

$$t_2 = \frac{1300 \text{ mmscf}}{2.29 \frac{\text{mmscf}}{D}} = 567.75 \text{ días.}$$

El total de tiempo de la operación completa de combustión es:

$$t_{\text{TOT}} = t_2 + 2t_1$$

$$t_{\text{TOT}} = 567.75 + 2(125.3)$$

$$t_{\text{TOT}} = 818.35 \text{ días} = 2.24 \text{ años.}$$

9. La máxima presión de inyección de aire es obtenida por:

$$P_{iw}^2 = P_w^2 + \left(\frac{q_a \mu_a T_f}{0.703 k_g h} \right) \left[\ln \left(\frac{a^2}{r_w v_1 t_1} \right) - 1.238 \right]$$

Donde

$$P_w = 14.7 \text{ psia.}$$

$$q_a = 2.29 \text{ millones de scf/D.}$$

$$\mu_a = 0.0186 \text{ cp.}$$

$$T_f = 85^\circ\text{F} + 460 = 545^\circ\text{R}$$

$$k_g = 5 \text{ \% (ksp)} = (0.05) (500) = 24 \text{ md}$$

$$h = 30 \text{ ft}$$

$$a = 330 \text{ ft}$$

$$r_x = 0.276 \text{ ft}$$

$$v_1 = 0.5 \text{ ft/D}$$

$$t_1 = 125.3 \text{ días}$$

$$P_{iw}^2 = (14.7)^2 + \frac{(2.29)(10^6)(0.0186)(545)}{(0.703)(25)(30)} \times \left\{ \ln \left[\frac{(330)^2}{(0.276)(0.5)(125.3)} \right] - 1.238 \right\}$$

$$P_{iw}^2 = 216.1 + 4.403 \times 10^4 \left[\ln(6.29 \times 10^3 - 1.238) \right]$$

$$P_{iw}^2 = 216.1 + 4.403 \times 10^4 (7.51)$$

$$P_{iw}^2 = 216.1 + 3.307 \times 10^5 = 3.309 \times 10^5$$

$$P_{iw} = 575 \text{ psia}$$

10. Las caballos de fuerza del compresor requerido para una secuencia de funcionamiento de cuatro patrones se obtiene por:

$$bhp = (4) \left(2.29 \frac{mmscf}{D} \right) (3 \text{ etapas}) \left(88 \frac{bhp}{mmscf, \text{ etapa}} \right)$$

$$bhp = 2418.2 \text{ bhp}$$

Estos son los caballos de fuerza requeridos por etapa para un 85% de eficiencia total y 5 psi de pérdida de presión a través del sistema de enfriamiento.

11. El desplazamiento de aceite por acre-ft de combustión se obtiene por:

$$N_1 = \left(43,560 \frac{ft^2}{acre} \right) \left[\left(S_o \phi / 5.61 \times 10^4 \right) - \frac{WF}{350} \right]$$

$$N_1 = (43,560) \left[\frac{(55)(35)}{5.61 \times 10^4} - \frac{2.0}{350} \right] = 1.246 \times 10^3 \frac{B}{acre - ft}$$

Donde S_o = saturación de aceite, ϕ = porosidad, y WF = combustible consumido por ft^3 .

$$WF = \left(87,120 \frac{lb}{acre - ft} \right) \left(\frac{1}{43,560 \text{ ft}^2 / acre} \right) = 2.01 \text{ lb} / \text{ft}^3$$

El aceite desplazado de la zona sin combustión es:

$$N_2 = (43,560) \left(\frac{S_o \phi}{5.61 \times 10^4} E_{avg} \right)$$

Donde

E_{avg} = promedio de eficiencia de recuperación de de la porción sin combustión de depósito.

$E_{avg} = 40\%$. Entonces,

$$N_2 = \frac{43,560(55)(35)(0.4)}{5.61 \times 10^4} = 598.0B / acre - ft$$

El total de aceite recuperado es:

$$N_3 = \frac{E_v N_1}{100} + \frac{(100 - E_v) N_2}{100}$$

Donde E_v = Eficiencia de barrido volumétrico.

$E_v = 30\%$. Entonces,

$$N_3 = \frac{30}{100} (1.246 \times 10^3) + \frac{(100 - 30)}{100} (598)$$

$$N_3 = 792.3B / acre - ft$$

El total de eficiencia de recuperación es dado por:

$$E_R = \frac{N_3 (5.61 \times 10^6)}{43,560 S_o \phi_R}$$

$$E_R = \frac{(792.3B / acre - ft) (5.61 \times 10^6)}{(43,560)(55)(35)}$$

$$E_R = 53\%$$

12. El aceite recuperado por millones de scf de aire inyectado es:

$$\frac{\text{aceite}}{\text{aire}} = \frac{792.3B / \text{acre} - \text{ft}}{10.58 \text{mmscf} / \text{acre} - \text{ft}} = 74.9B / \text{mmscf}$$

13. La máxima velocidad de producción de aceite es:

$$N_3 = \left(74.9 \frac{B}{\text{mmscf}} \right) \left(2.29 \frac{\text{mmscf}}{D} \right) = 171.5B / D$$

4.2 Implementación de un arreglo de 5 pozos en el simulador numérico STARS

Empleando los datos de las tablas 4.1 y 4.2 que se usaron para la solución del proyecto con la metodología de Nelson y McNeil implementamos un arreglo de cinco pozos en el simulador STARS.

- La malla se define = 27 x 27 x 1
- El tiempo que dura la prueba es de 819 días.
- El arreglo de 5 pozos consta de un pozo inyector al centro y cuatro pozos productores en las esquinas de la malla.
- El arreglo de 5 pozos y la conformación de la malla en el simulador STARS se muestra en la figura 4.1

Arreglo de 5 Pozos en el simulador STARS

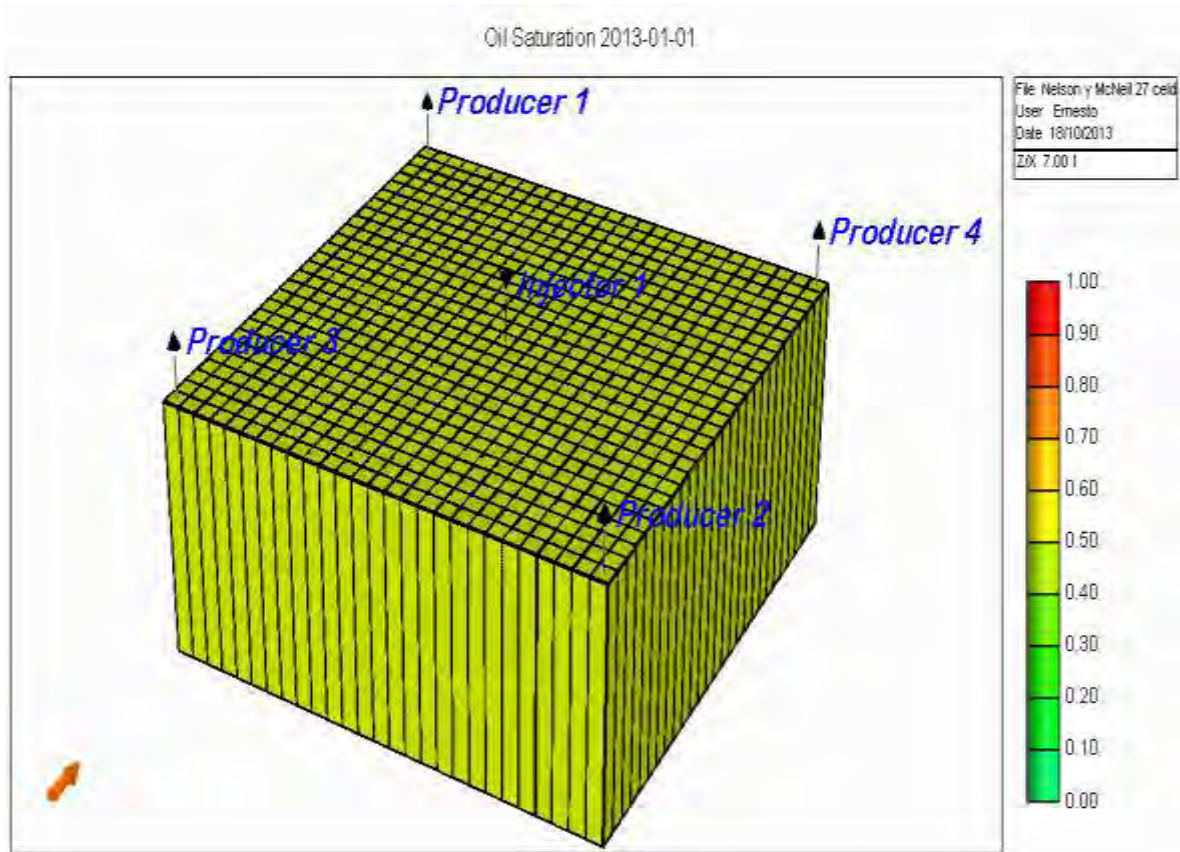


Figura 4.1 Arreglo de 5 pozos con mallado 27x27x1 (Simulador STARS)

Para este arreglo ya con los datos de entrada cargados en el simulador, definida la malla y sin errores de captura pasamos a realizar la corrida del programa que para este caso le tomo al simulador únicamente 9 minutos y 37 segundos para la obtención de resultados.

4.2.1 Resultados del arreglo de 5 pozos

En las siguientes imágenes se muestran solo algunos de los resultados obtenidos que son considerados los más importantes para efecto de nuestro análisis y apropiados para realizar la comparación con la metodología de Nelson y McNeil y el arreglo de 7 pozos.

En la figura 4.2 graficamos en el eje vertical el Flujo de Aire en pies cúbicos por día y en el eje horizontal el Tiempo en días que dura la prueba, podemos observar tres etapas en las que se divide la inyección de aire las cuales se describen a continuación con sus tiempos de duración respectivamente:

- Etapa de Incremento de flujo **315 días.**
- Etapa de Inyección constante **377 días.**
- Etapa de Decremento de flujo **127 días.**

Estas tres etapas de inyección de aire siempre se encuentran presentes en una prueba recuperación de aceite por combustión In Situ con inyección de aire

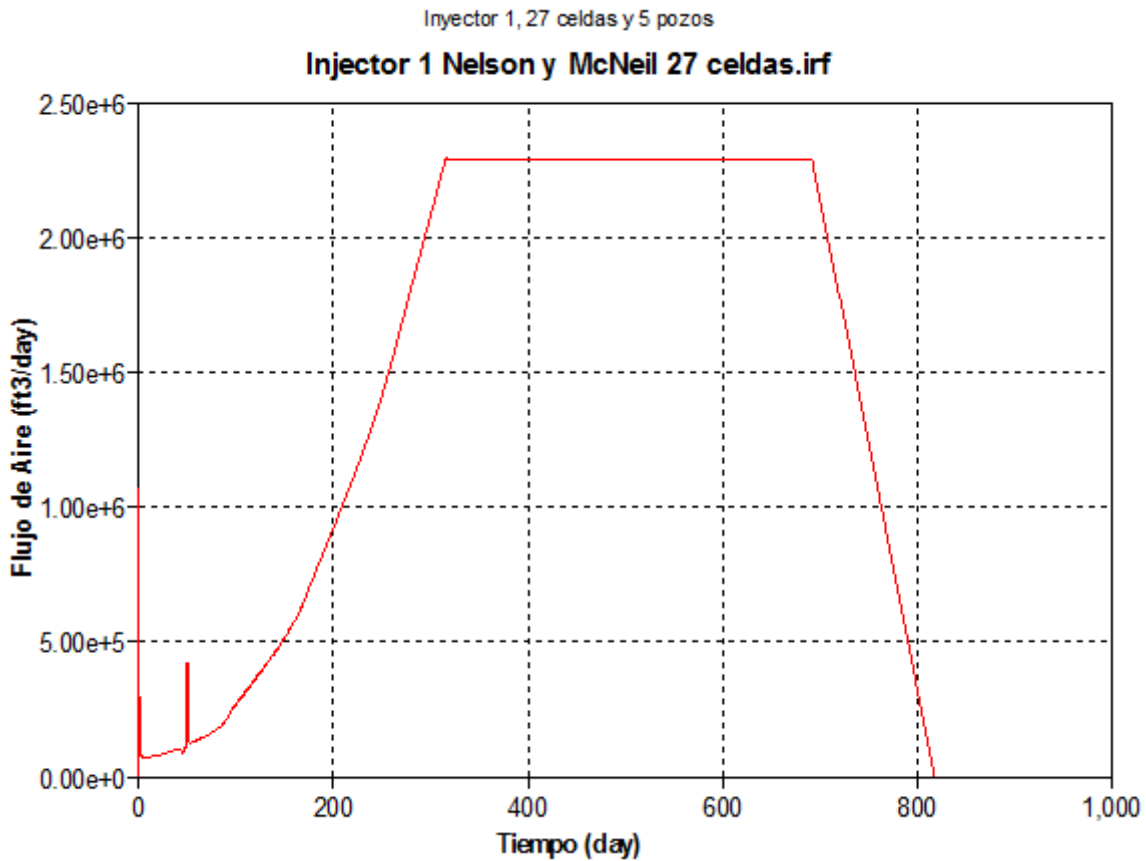


Figura 4.2 Etapas de inyección de aire en el arreglo de 5 pozos.

En la figura 4.3 se grafica en el eje vertical la Acumulación de Inyección de aire en pies cúbicos y en el eje horizontal el tiempo en días que duró la prueba, encontrando los siguientes resultados:

- Total de Aire Inyectado es igual a 1,253.93 Millones ft³.
- El tiempo que duró la prueba es de 819 días.

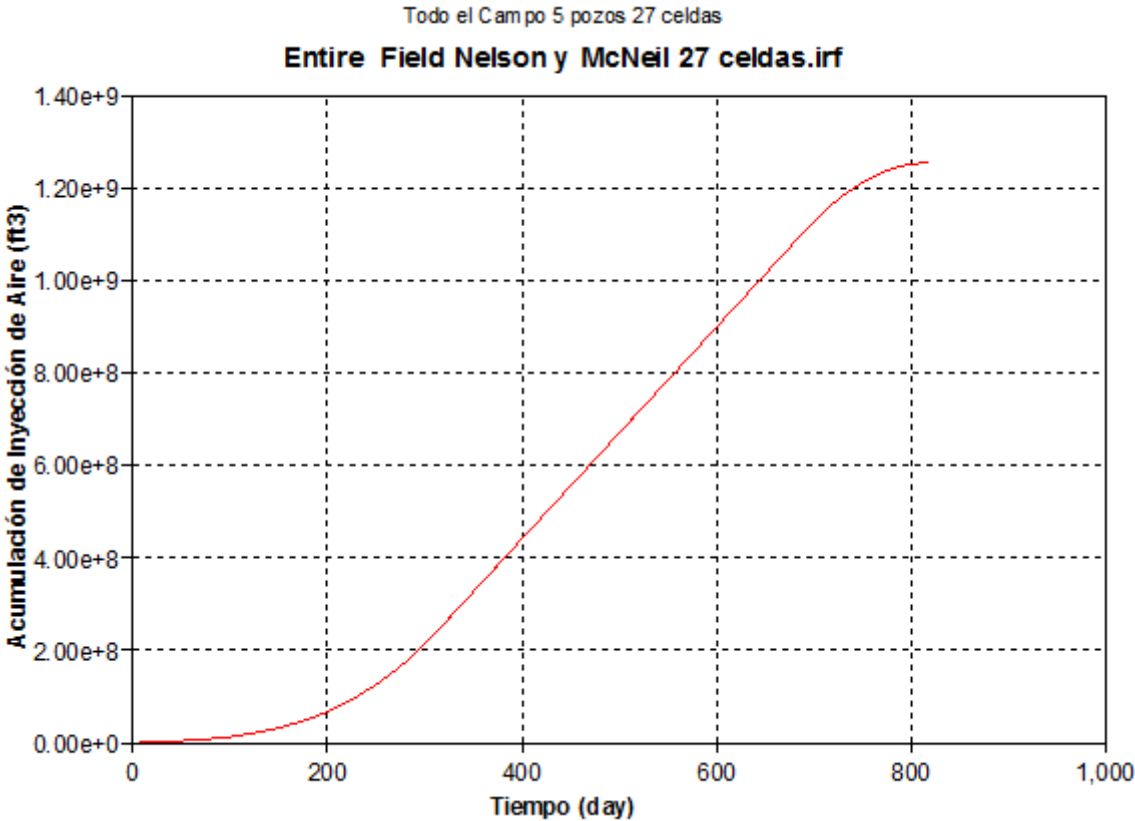


Figura 4.3 Total de Aire Inyectado en el arreglo de 5 pozos

En la figura 4.4 se graficó en el eje vertical la presión de fondo de pozo en (psi), en el eje horizontal el tiempo en días que dura la prueba y se obtiene el siguiente resultado:

- Máxima Presión de Inyección de 600 psi. en un periodo constante de 320 días, para una duración total de la prueba de 819 días

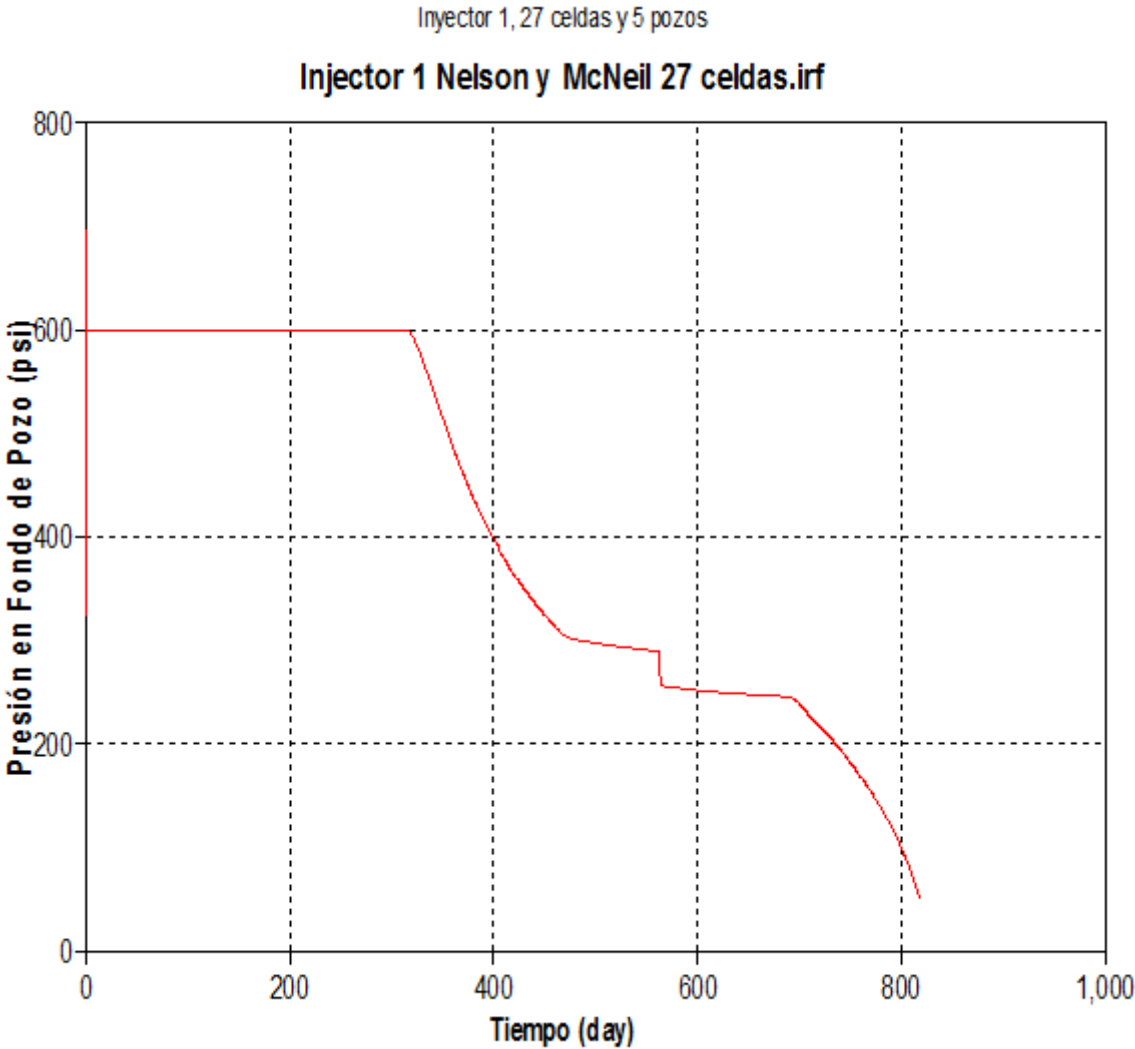


Figura 4.4 Máxima presión de inyección de aire en el arreglo de 5 pozos

En la figura 4.5 se graficó en el eje vertical la Acumulación de Producción de Aceite en barriles y en el eje horizontal el tiempo en días que duro la prueba y se obtiene el siguiente resultado:

- Producción Total de Aceite = 111,168. Barriles en un tiempo de 819 días.

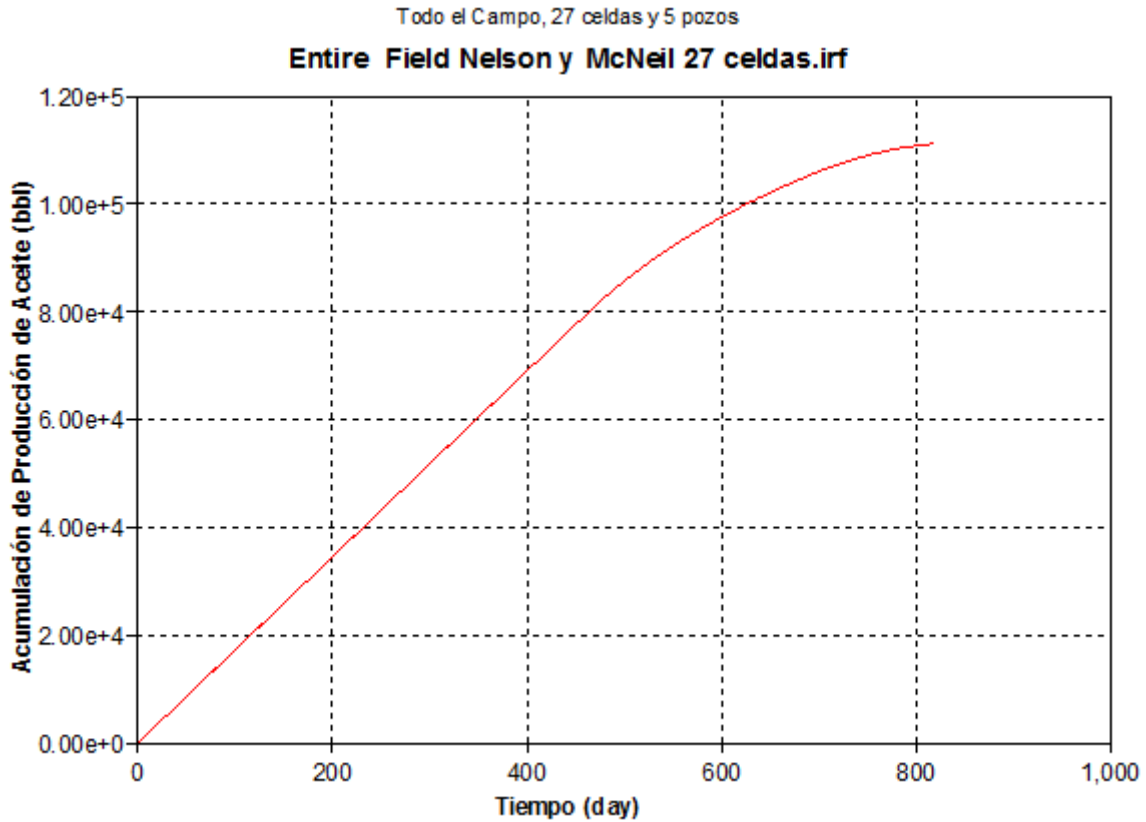


Figura 4.5 Producción Total de Aceite en el arreglo de 5 pozos

En la figura 4.6 se graficó en el eje vertical la Velocidad de Producción de Aceite en Barriles por día y en el eje horizontal el tiempo en días que duro la prueba, obteniendo el siguiente resultado:

- Máxima velocidad de producción de aceite = **171.76** Barriles por día en un periodo constante de 465 días con una duración total de la prueba de 819 días.

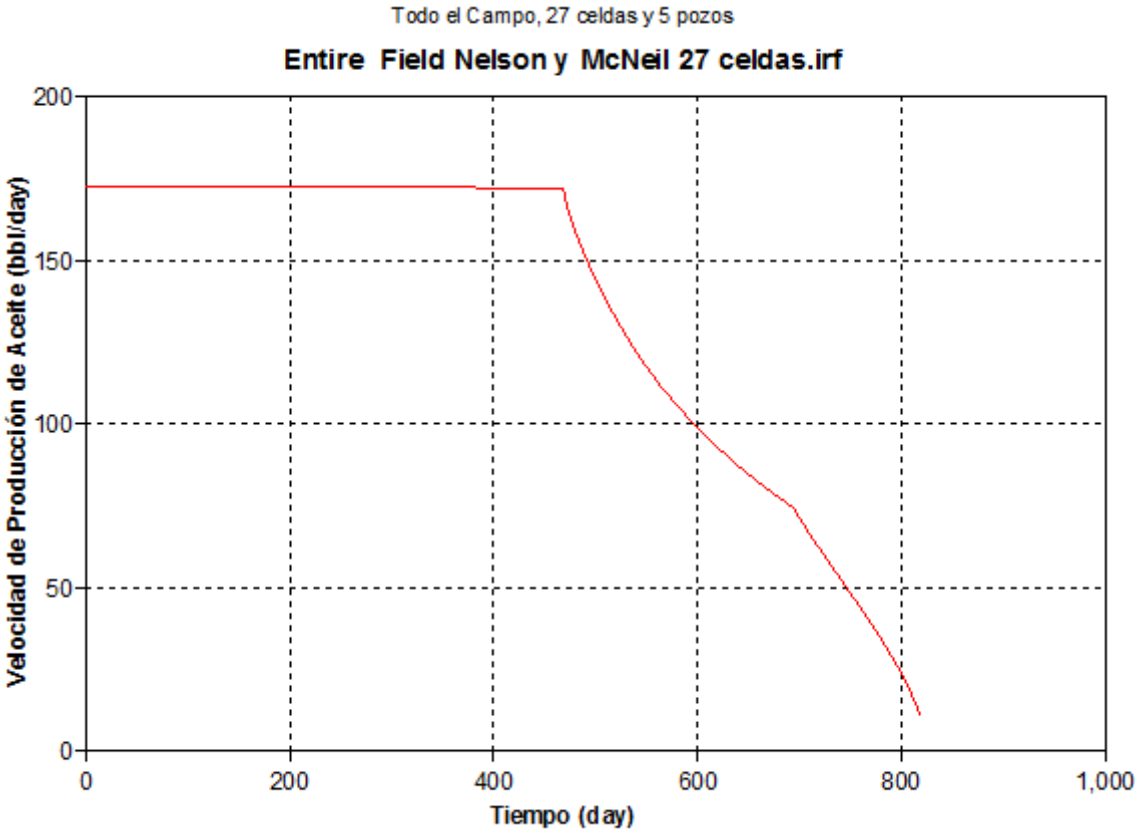


Figura 4.6 Máxima Velocidad de Producción de Aceite en el arreglo de 5 pozos

En la figura 4.7 se graficó en el eje vertical la Saturación de aceite y en eje horizontal el tiempo en días que duró la prueba, se observa la saturación inicial de aceite en 57 % y como esta comienza a reducir con el paso del tiempo debido a la extracción del aceite y al final de la prueba queda en 30.8% lo cual nos indica un remanente de aceite en el yacimiento después de aplicar este método de recuperación.

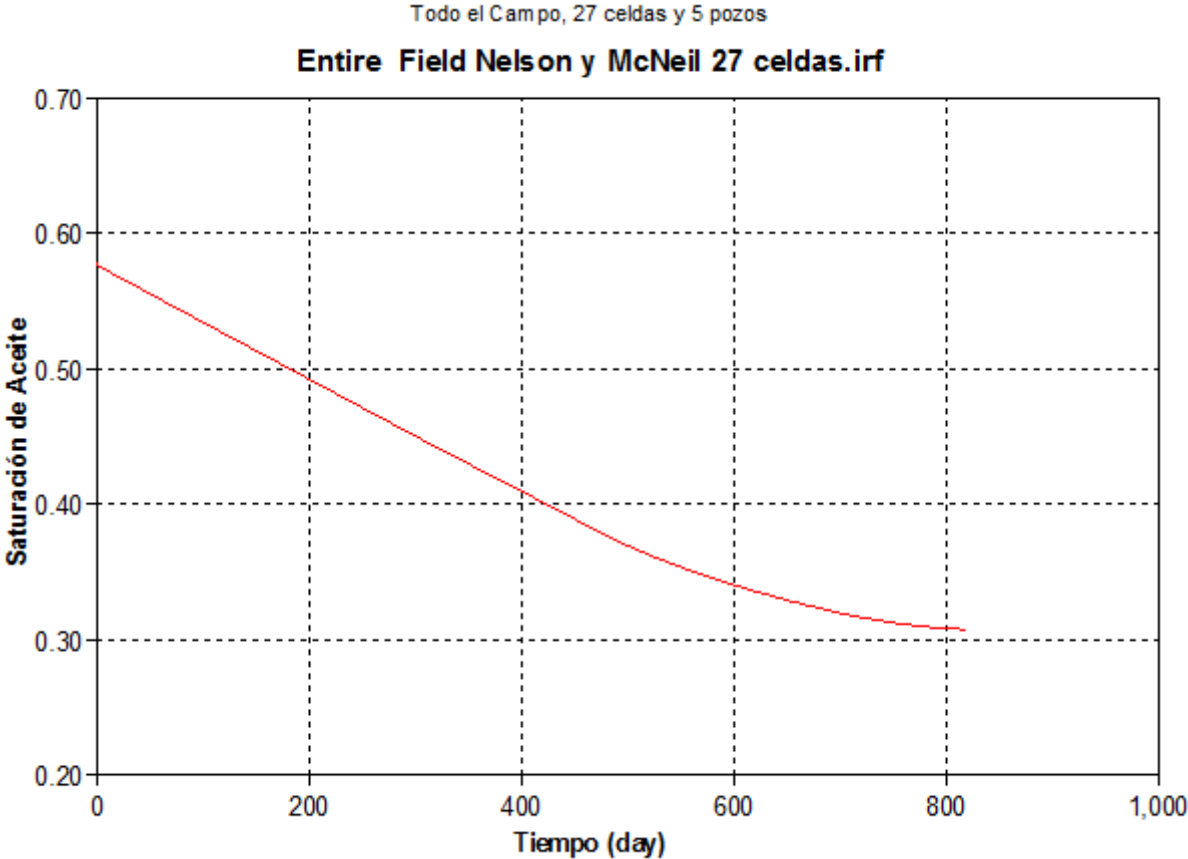


Figura 4.7 Saturación de Aceite en el arreglo de 5 pozos

4.3 Implementación de un arreglo de 7 pozos en el simulador numérico STARS

Empleando los datos de las tablas 4.1 y 4.2 que se usaron para la solución del proyecto con la metodología de Nelson y McNeil implementamos un arreglo de siete pozos en el simulador STARS.

- La malla se define = 27 x 27 x 1
- El tiempo que dura la prueba es de 819 días.

El arreglo de 7 pozos consta de un pozo inyector al centro y seis pozos productores distribuidos como se muestra en la figura 4.8.

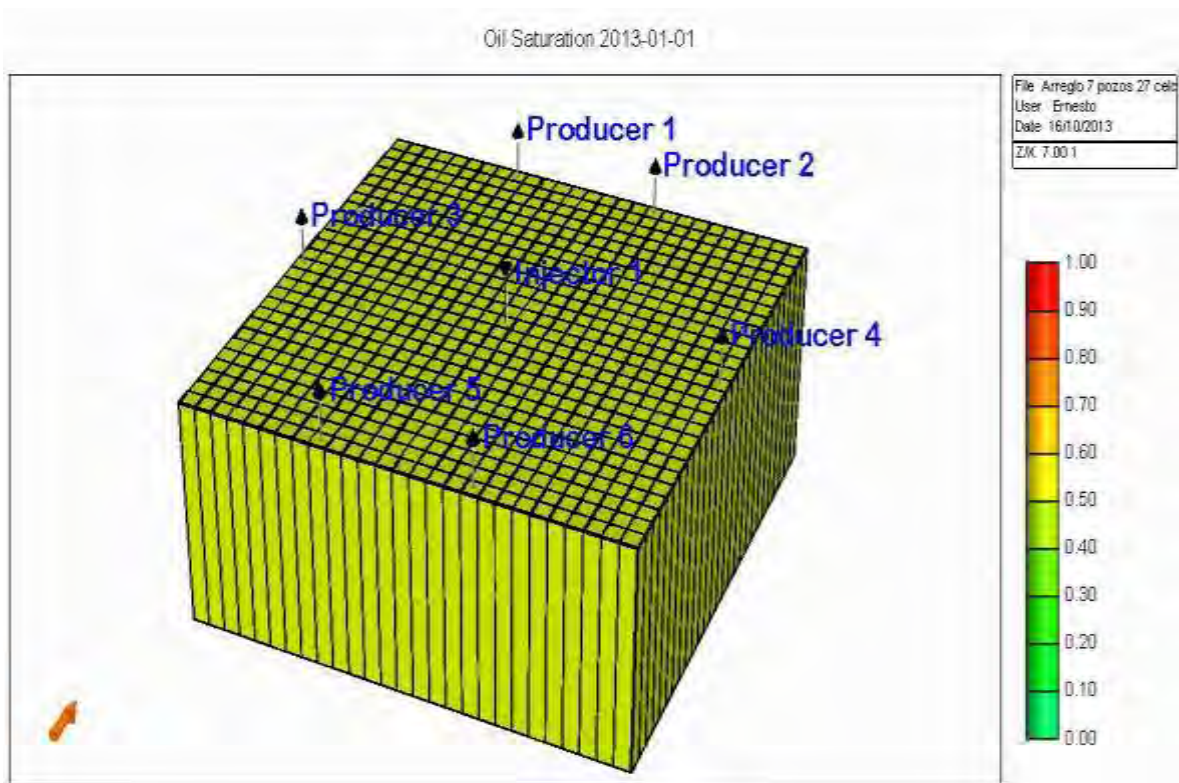


Figura 4.8 Arreglo de 7 pozos con mallado 27x27x1 (Simulador STARS)

Para este arreglo ya con los datos de entrada cargados en el simulador, definida la malla y sin errores de captura pasamos a realizar la corrida del programa que para este caso le tomo al simulador únicamente 3 minutos y 37 segundos para la obtención de resultados.

4.3.1 Resultados del arreglo de 7 pozos

En las siguientes imágenes se muestran solo algunos de los resultados obtenidos tomando el mismo patrón del arreglo de 5 pozos considerados los más importantes para realizar la comparación con la metodología de Nelson y McNeil y el arreglo de 5 pozos.

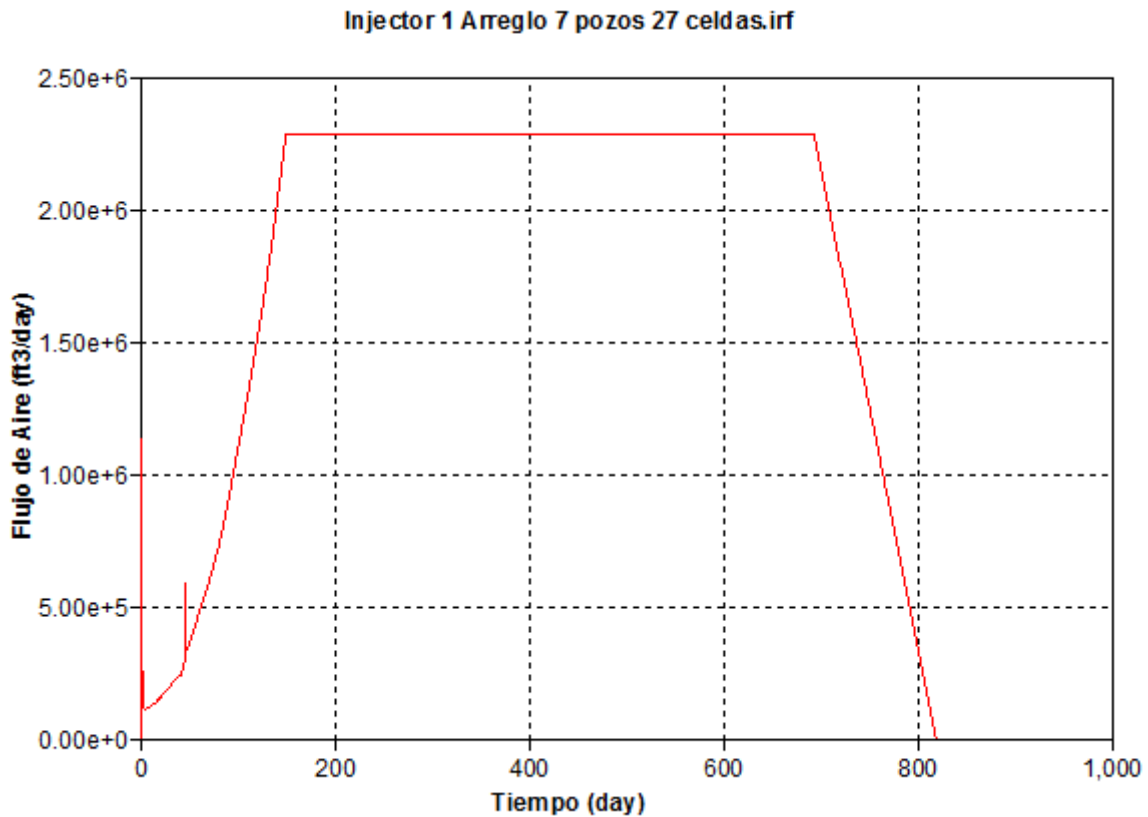


Figura 4.9 Etapas de Inyección de Aire en el arreglo de 7 pozos

- Etapa de Incremento de flujo **149 días.**
- Etapa de Inyección constante **544 días.**
- Etapa de Decremento de flujo **127 días.**

En la figura 4.10 se graficó en el eje vertical la Acumulación de Inyección de aire en pies cúbicos y en el eje horizontal el tiempo en días que duro la prueba, encontrando los siguientes resultados:

- Total de Aire Inyectado es igual a **1,514.17** Millones ft³.
- El tiempo que duró la prueba es de **819** días.

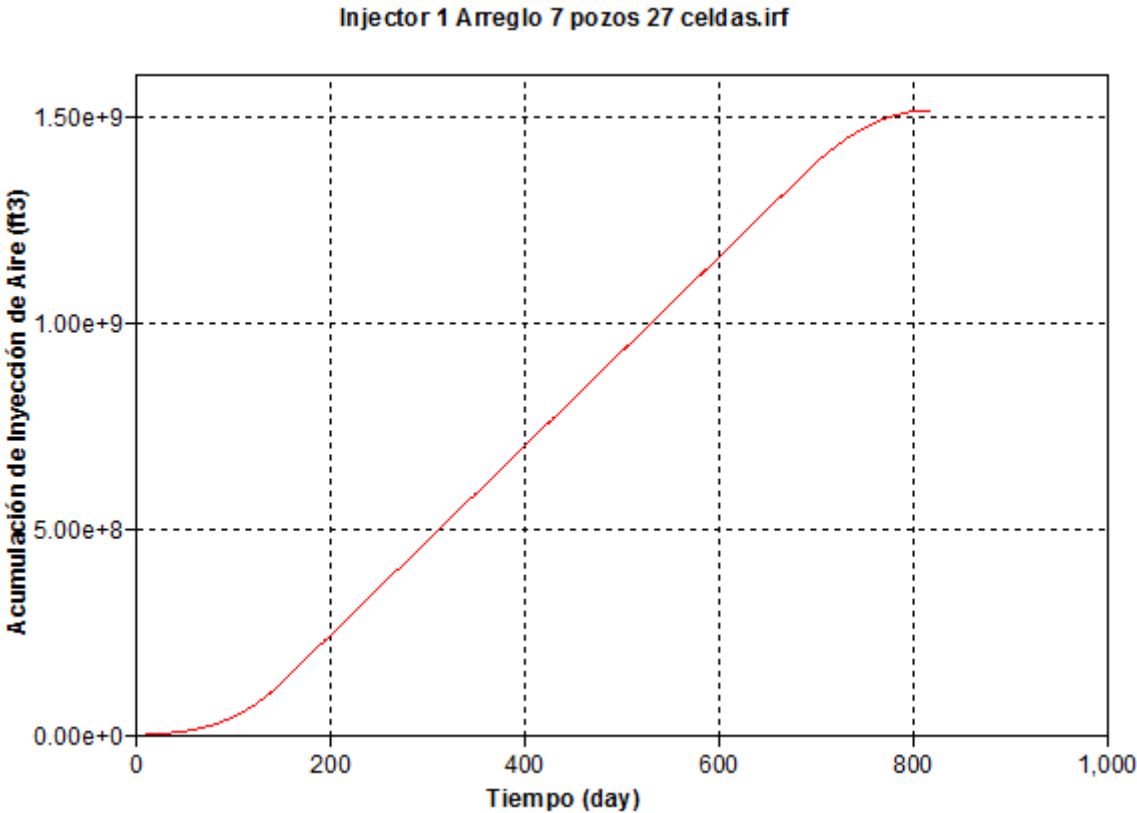


Figura 4.10 Total de Aire Inyectado en el arreglo de 7 pozos

En la figura 4.11 se graficó en el eje vertical la presión de fondo de pozo en (psi), en el eje horizontal el tiempo en días que dura la prueba y se obtiene el siguiente resultado:

- Máxima Presión de Inyección de 600 psi. en un periodo constante de 160 días, para una duración total de la prueba de 819 días.

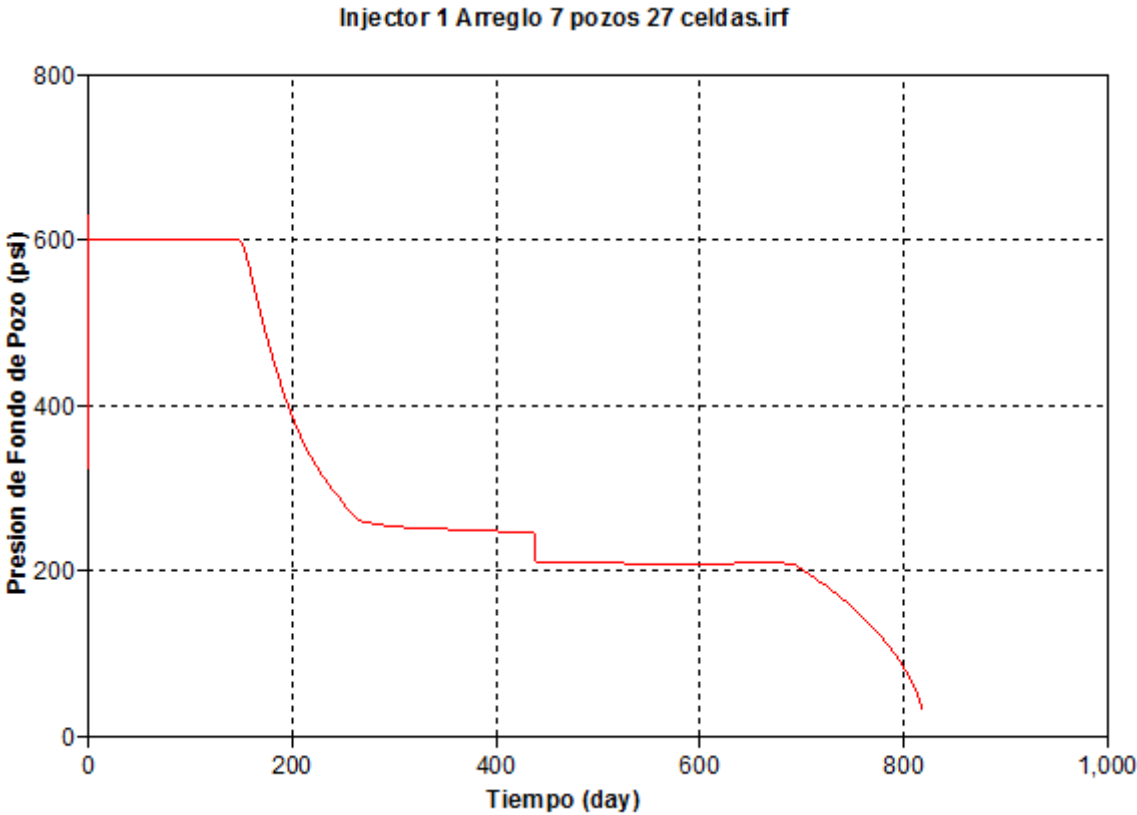


Figura 4.11 Máxima presión de inyección de aire en el arreglo de 7 pozos

En la figura 4.12 se graficó en el eje vertical la Acumulación de Producción de Aceite en barriles y en el eje horizontal el tiempo en días que duro la prueba y se obtiene el siguiente resultado:

- Producción Total de Aceite = 116,317. Barriles en un tiempo de 819 días.

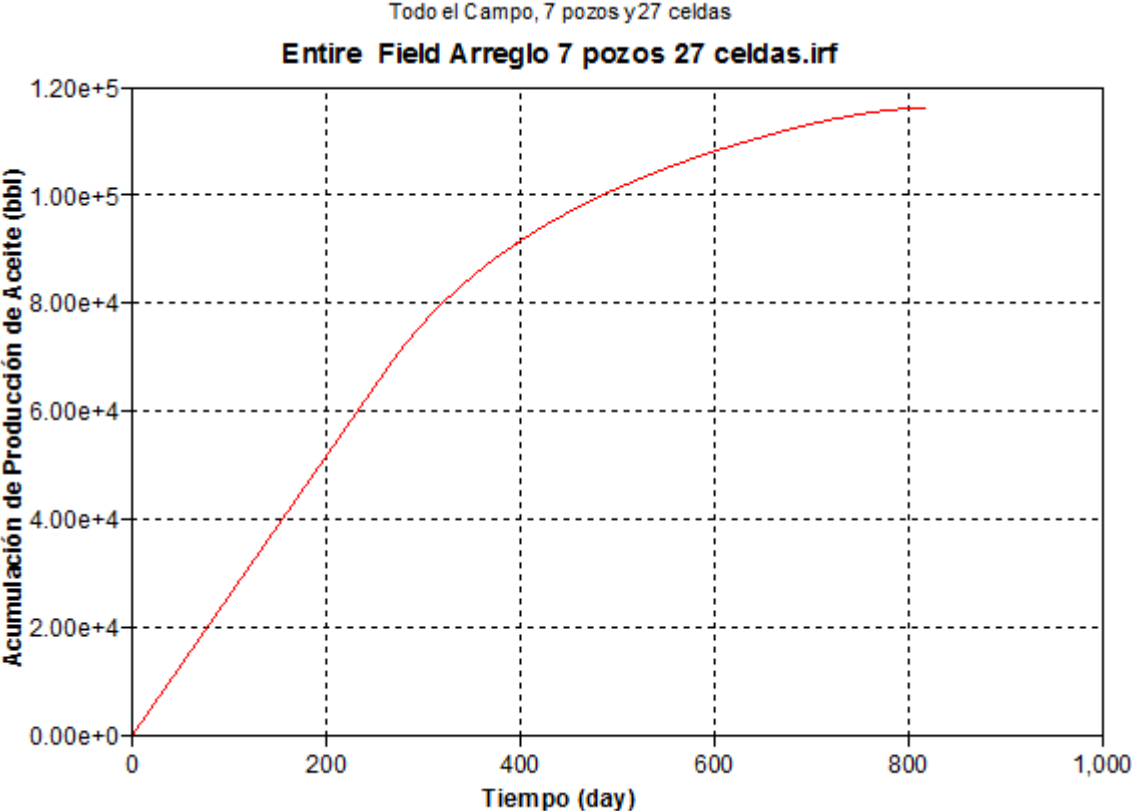


Figura 4.12 Producción Total de Aceite en el arreglo de 7 pozos

En la figura 4.13 se graficó en el eje vertical la Velocidad de Producción de Aceite en Barriles por día y en el eje horizontal el tiempo en días que duro la prueba, obteniendo el siguiente resultado:

- Máxima velocidad de producción de aceite = 257 Barriles por día en un periodo constante de 260 días con una duración total de la prueba de 819 días.

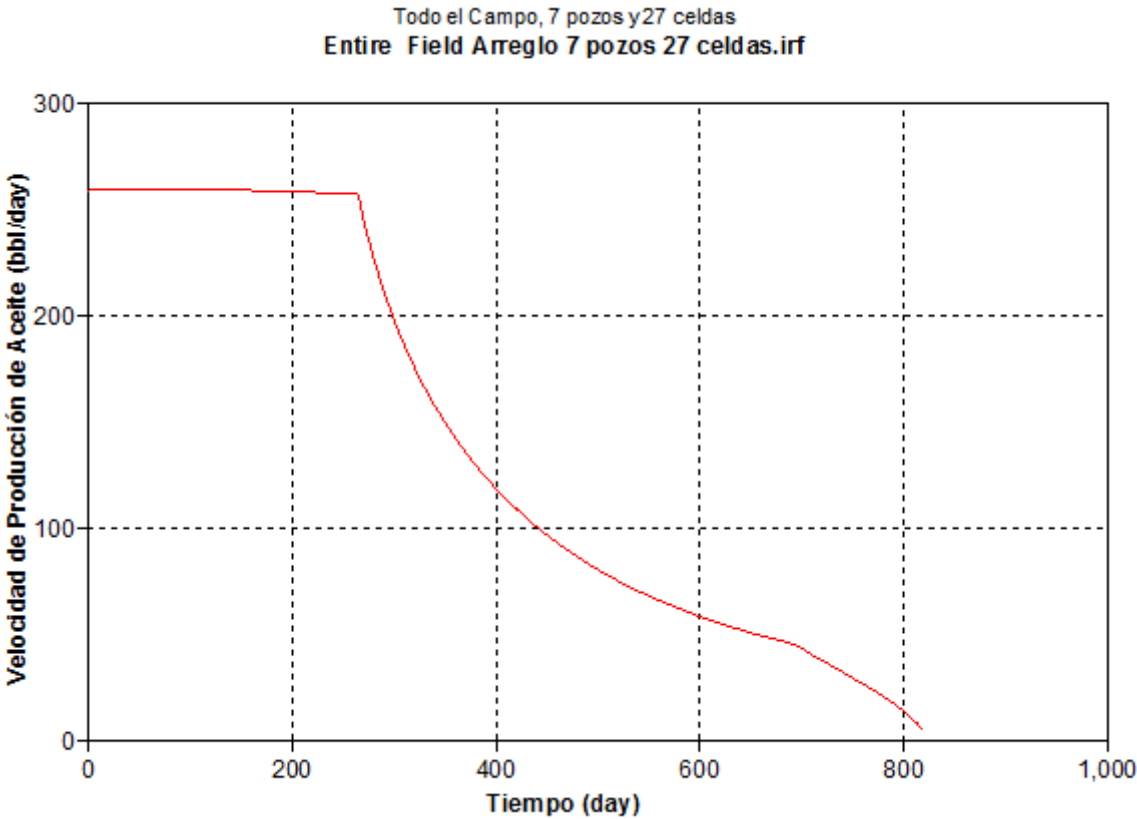


Figura 4.13 Máxima Velocidad de Producción de Aceite en el arreglo de 7 pozos

En la figura 4.14 se graficó en el eje vertical la Saturación de aceite y en eje horizontal el tiempo en días que duró la prueba, se observa la saturación inicial de aceite en 57 % y como esta comienza a reducir con el paso del tiempo debido a la extracción del aceite y al final de la prueba queda en 29.5% lo cual nos indica un remanente de aceite en el yacimiento después de aplicar este método de recuperación.

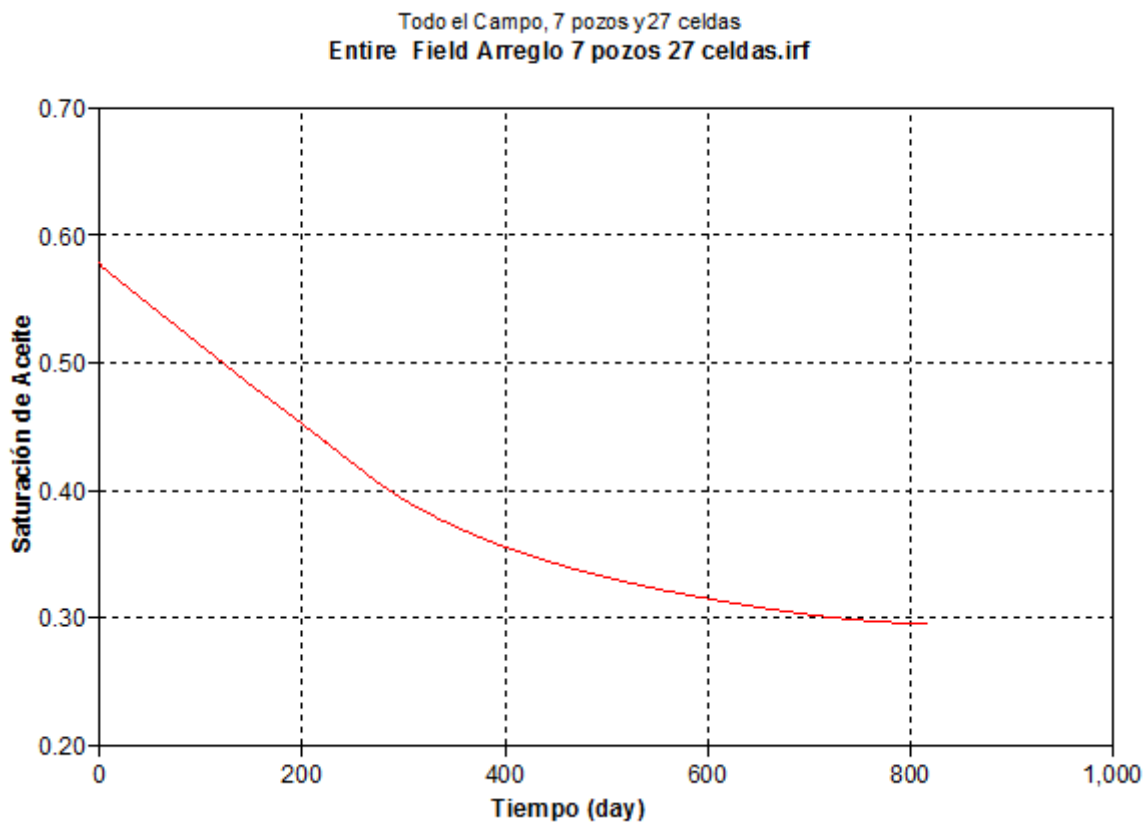


Figura 4.14 Saturación de Aceite en el arreglo de 5 pozos

4.4 Comparación de resultados de los tres casos

Como ya contamos con los resultados de Nelson y McNeil, el Arreglo de 5 pozos y el Arreglo de 7 pozos, compaginamos las graficas para poder comparar los resultados y se obtienen las siguientes graficas:

4.4.1 Comparación de los Periodos de Inyección de Aire

En la figura 4.15 graficamos en el eje vertical el Flujo de Aire en pies cúbicos por día y en el eje horizontal el número de iteraciones de cálculo que realiza el simulador representando en su totalidad 2281 iteraciones que en su equivalente a tiempo es de 819 días que es el tiempo total de la prueba.

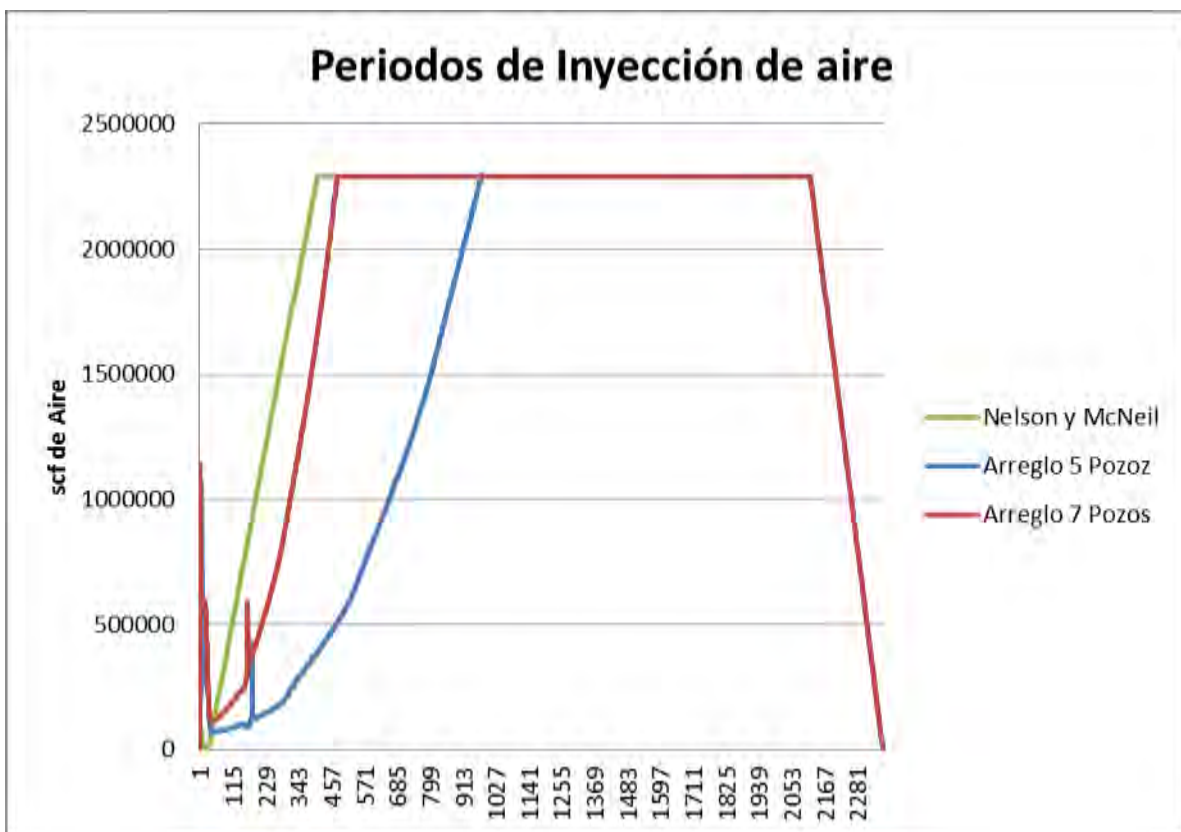


Figura 4.15 Periodos de Inyección de aire en los tres casos

Tabla 4.1 Duración de los periodos de inyección de aire en días

	Incremento de flujo	Inyección constante	Decremento de flujo
Nelson y McNeil	125	567	125
Arreglo 5 pozos	315	377	127
Arreglo 7 pozos	149	544	127

Se observa una variación importante en la etapa de incremento de flujo, siendo el arreglo de 5 pozos el que tarda más tiempo en alcanzar la etapa de inyección constante y en consecuencia la etapa de inyección constante es menor que en los otros dos casos. La etapa de decremento de flujo es similar para los tres casos por que es controlada para efecto de duración de la prueba.

4.4.2 Comparación del Total de Aire Inyectado

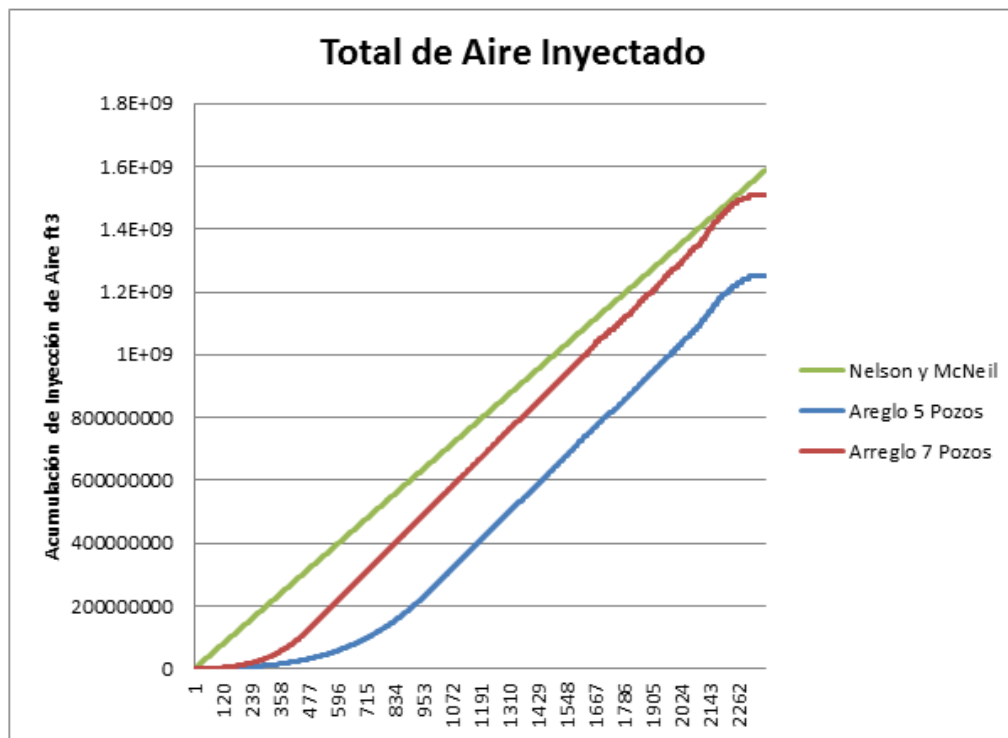


Figura 4.16 Total de aire inyectado para toda la prueba con duración de 819 días

En la tabla 4.2 se muestra el valor de la acumulación de aire inyectado en los tres casos.

Tabla 4.2 total de aire inyectado en toda la prueba para los tres casos

Nelson y McNeil	1,587.00 Millones ft ³
STARS 5 Pozos	1,253.93 Millones ft ³
STARS 7 Pozos	1,514.17 Millones ft ³

Se observa que en el arreglo de 5 pozos se utilizo una menor cantidad de aire inyectado en comparación con los otros dos arreglos en los cuales el suministro de aire fue aproximado.

4.4.3 Comparación de la Máxima presión de Inyección de Aire

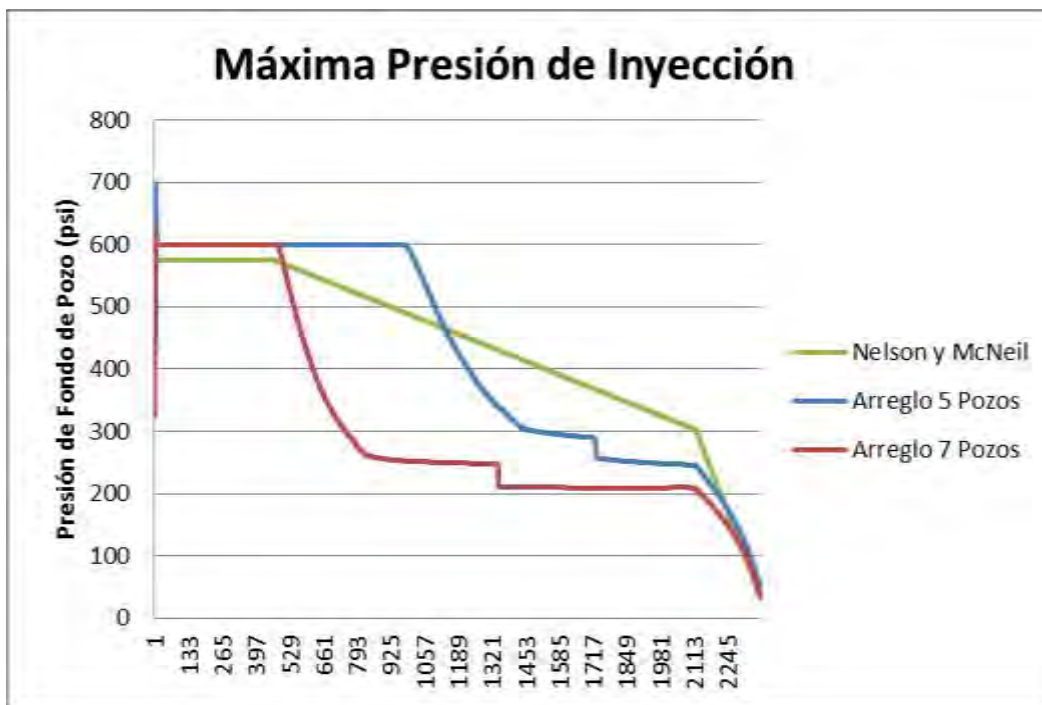


Figura 4.17 Máxima presión de inyección de aire para los tres casos.

En la tabla 4.3 se muestra el valor de la máxima presión de inyección obtenida en los tres casos.

Tabla 4.3 máxima presión de inyección de aire en los tres casos

Nelson y McNeil	575 psia
STARS 5 Pozos	600 psia
STARS 7 Pozos	600 psia

En los casos de STARS 5 y 7 pozos la máxima presión de inyección es igual por un periodo de tiempo, con la diferencia que en el caso de 5 pozos esta se mantiene constante por un tiempo mayor. La máxima presión de inyección en el caso de Nelson y McNeil es menor en 25 psia con respecto a los otros dos casos y se mantiene constante durante un periodo de tiempo igual al arreglo de 7 pozos.

4.4.4 Comparación de la producción Total de Aceite

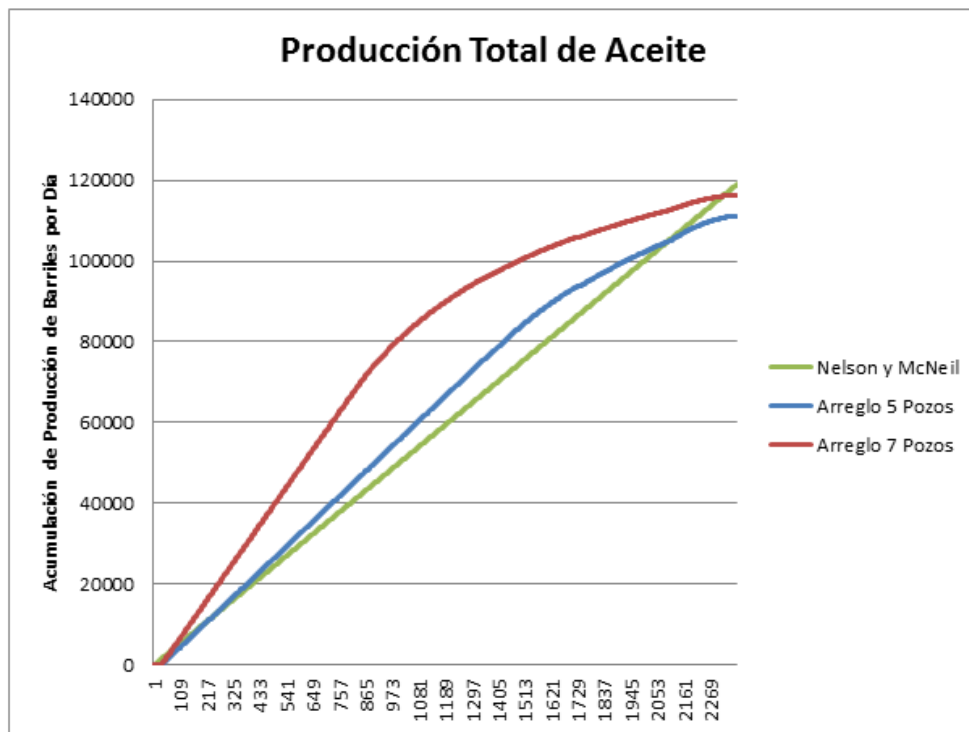


Figura 4.18 Producción total de aceite para los tres casos.

En la tabla 4.4 se muestran los valores obtenidos de la producción total de aceite en los tres casos.

Tabla 4.4 producción total de aceite en los tres casos.

Nelson y McNeil	118,845 Barriles
STARS 5 Pozos	111,168 Barriles
STARS 7 Pozos	116,317 Barriles

Se observa una mayor producción de aceite en con el método de Nelson y McNeil, y una menor producción con el arreglo de 5 pozos de STARS. La curva para del arreglo de 7 pozos nos indica mayores cambios en la producción de aceite con un incremento acelerado en la primer etapa con respecto de los otros dos casos.

4.4.5 Comparación de la Máxima Velocidad de Producción de Aceite

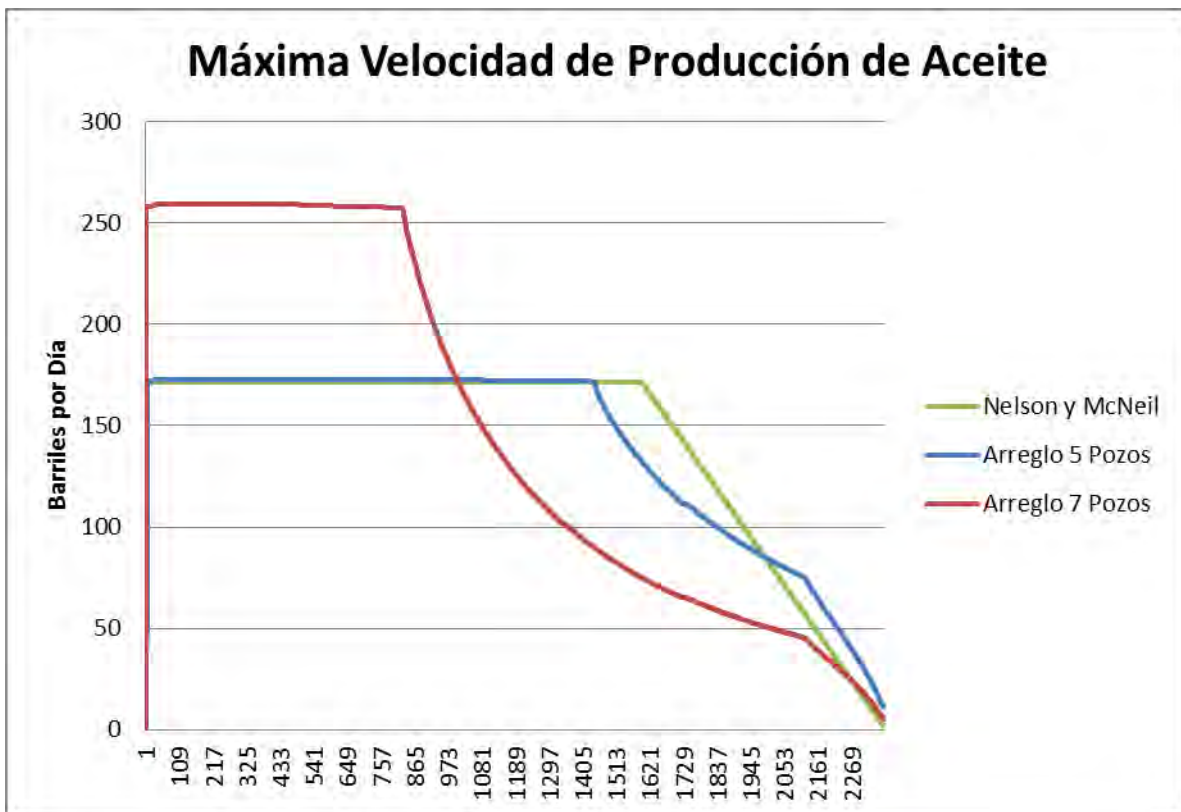


Figura 4.19 Máxima velocidad de producción de aceite en los tres casos.

En la tabla 4.5 se muestra el valor obtenido de la máxima velocidad de recuperación de aceite en los tres casos.

Tabla 4.5 máxima velocidad de recuperación de aceite para los tres casos.

Nelson y McNeil	171.5 Barriles/día
STARS 5 Pozos	171.76 Barriles/día
STARS 7 Pozos	257.00 Barriles/día

En el arreglo de STARS 7 pozos se observa que la máxima velocidad de recuperación de aceite es mayor con respecto a los otros dos casos aun que se manifiesta en un periodo constante menor que en los otros dos casos.

4.4.6 Comparación de la saturación de aceite en los arreglos de STARS 5 y 7 pozos.

En la tabla 4.6 se muestran los valores de la saturación de aceite al final de la prueba.

Tabla 4.6 saturación de aceite

STARS 5 Pozos	30.8 % al final de la prueba
STARS 7 Pozos	29.5% al final de la prueba

En la figura 4.20 se observa que la saturación de aceite para el arreglo de 7 pozos disminuye más rápido con el paso del tiempo con respecto al arreglo de 5 pozos esto se debe a que el arreglo de 7 pozos presenta una velocidad de producción de aceite mayor y una producción total de aceite mayor.

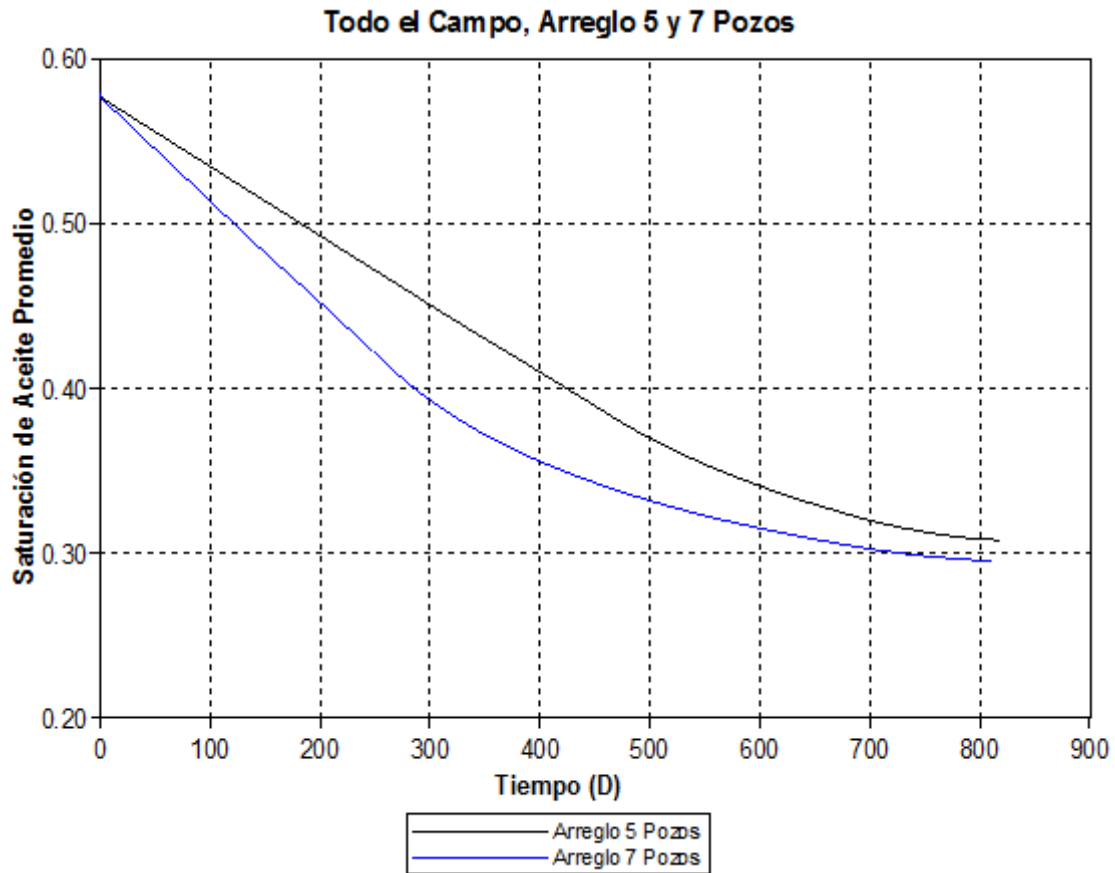


Figura 4.20 Saturación de aceite para los arreglos de STARS 5 y 7 pozos durante la prueba

4.4.7 Aceite por unidad de área en el arreglo de 5 pozos

En la figura 4.21 se observa el remanente de aceite al final de la prueba el cual se encuentra concentrado entre los pozos productores cerca de la frontera de la malla y la zona de menor concentración de aceite es donde se encuentra ubicado el pozo inyector, esto es resultado del barrido de aceite que realiza la combustión generada en el pozo inyector con dirección hacia los pozos productores.

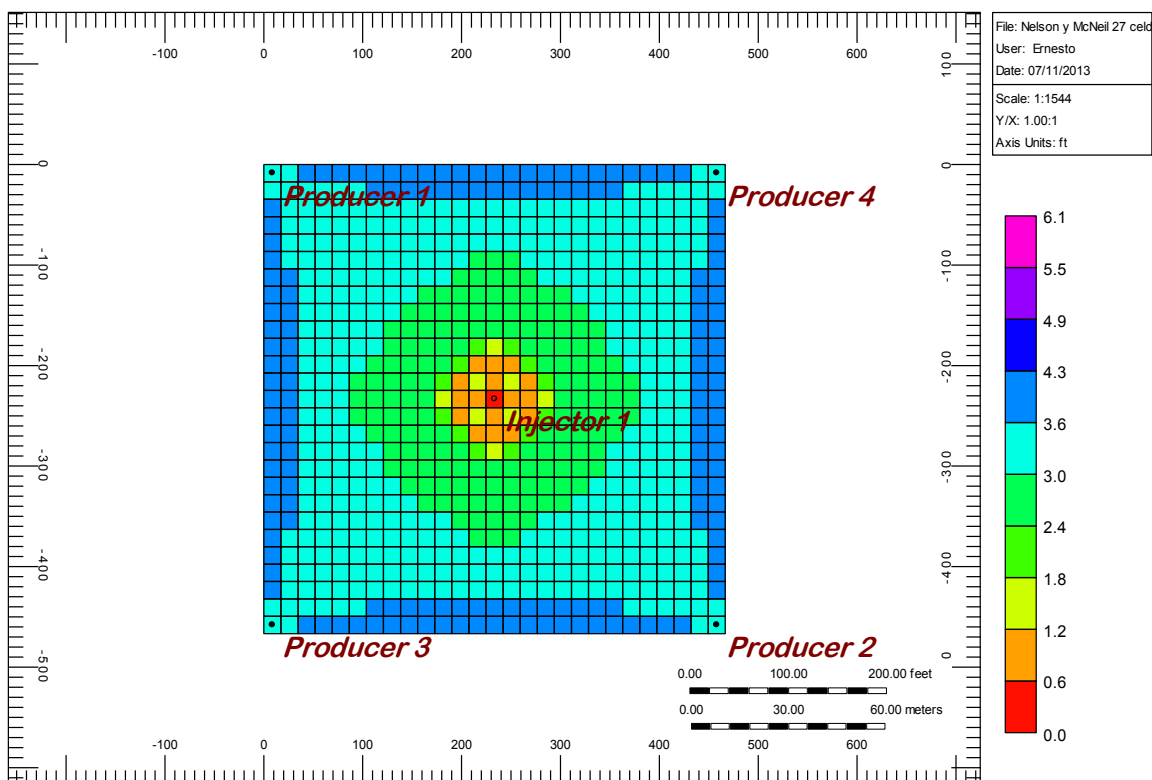


Figura 4.21 aceite por unidad de área en el arreglo de 5 pozos al final de la prueba.

4.4.8 Aceite por unidad de área en el arreglo de 7 pozos

En la figura 4.22 se observa la mayor concentración de aceite en las cuatro esquinas de la malla y la zona que se encuentra entre 1.8 y 2.4 de saturación de aceite es mayor con respecto al arreglo de 5 pozos

Tabla 4.7 Aceite recuperado

	Aire Inyectado por Barril de aceite Recuperado	Aceite Recuperado por Millón de scf de Aire inyectado.
Nelson y McNeil	13,353 ft ³ /Barril	74.9 Barriles
STARS 5 Pozos	12,279 ft ³ /Barril	88.7 Barriles
STARS 7 Pozos	13,017 ft ³ /Barril	76.8 Barriles

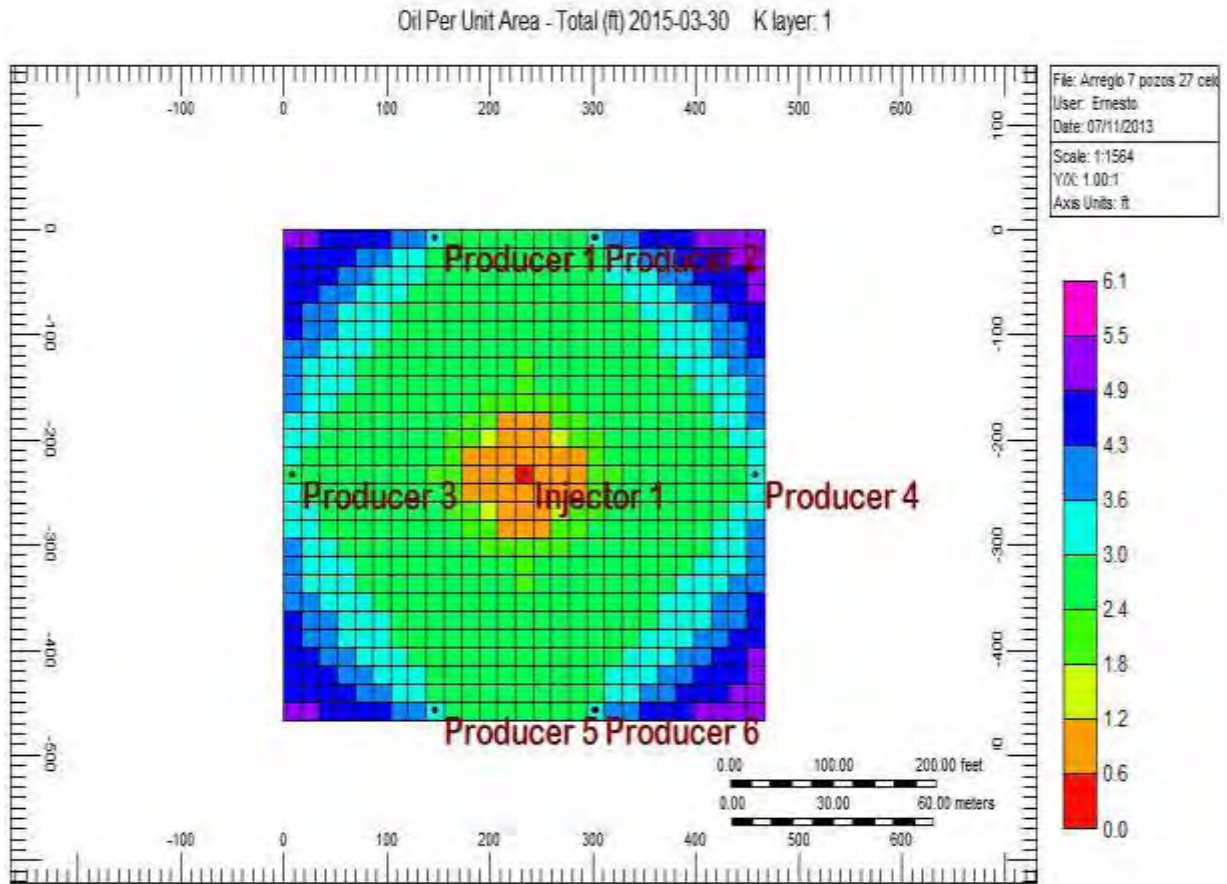


Figura 4.22 aceite por unidad de área arreglo 7 pozos al final de la prueba.

4.5 Análisis económico para STARS 5 Pozos & Nelson y McNeil

La producción total de aceite con STARS 5 Pozos es menor con **7,677** Barriles lo cual nos representa no generar al día 6/nov./2013 en pesos mexicanos un valor aproximado de:

\$9, 394,923. Pesos

- La inyección de aire necesaria para el arreglo con STARS 5 Pozos es menor en **334** millones de ft³ que nos representa no gastar en pesos mexicanos un valor aproximado de:

\$11, 560,445. Pesos

Tomando en cuenta los dos puntos anteriores con el arreglo de STARS 5 Pozos tenemos un ahorro de:

\$2, 165,522 Pesos

Conclusiones

La metodología de Nelson y McNeil juega un papel muy importante para el apoyo del simulador con una estimación rápida de valores iniciales.

- Las gráficas que muestra el simulador nos permite observar el comportamiento de los elementos importantes de la prueba durante todo el proyecto y así poder tomar decisiones importantes en la modificación de parámetros para lograr una recuperación de aceite más eficiente y a menor costo.
- Aunque con una producción total de aceite menor al final de la prueba en el arreglo de 5 pozos de STARS muestra una mejor producción promedio de aceite con menor inyección de aire.
- En base a los resultados obtenidos podemos proponer nuevos casos para el simulador por ejemplo en el arreglo de 5 pozos una duración mayor de la prueba en un 20 %, en el arreglo de 7 pozos proponemos una reubicación de los pozos productores más cerca de la zona donde se observó un mayor remanente de aceite y reducir la duración de la prueba debido a que en este caso se manifestó una mayor producción de aceite al principio de la prueba.

Glosario de términos petroleros

Termino	Definición
Abandono de pozos	Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente
Aceite	Porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Su viscosidad es 10,000 centipoises.
Aceite extrapesado	Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento.
Aceite ligero	La densidad de este aceite es entre 27 y 38 grados API
Aceite pesado	Es aquel cuya densidad es menor o igual a 27 grados API
Aceite superligero	Su densidad es mayor a los 38 grados API
Anticlinal	Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta
Área o pera de perforación	Superficie de terreno no mayor a una hectárea en donde se ubica la plataforma de perforación, las presas de lodo, el equipo de bombeo, el almacén de materiales y la zona para maniobra de vehículos.
Área probada	Proyección en planta de una parte conocida del yacimiento correspondiente al volumen probado.
Área probada desarrollada	Es la proyección en planta de la extensión drenada por los pozos de un yacimiento en producción.
Área probada no desarrollada	Proyección en la planta de extensión drenada por pozos productores futuros en un yacimiento y ubicados dentro de la reserva probada no desarrollada.

Activo	División interna de Pemex Exploración y Producción cuyo objetivo es el de explorar y producir petróleo crudo y gas natural. Esta organización se encuentra dirigida por un Subdirector Regional y se divide a su vez en activos de exploración, cuya responsabilidad es descubrir nuevos yacimientos de petróleo, y activos de producción, en los que recae la responsabilidad de administrar la producción de los campos petroleros.
Asignación petrolera	Superficie de terreno no mayor a 100 mil hectáreas que la Secretaría de Energía autoriza a Petróleos Mexicanos para la exploración y explotación de petróleo.
Basamento	Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.
Baterías de separación	Conjunto de obras e instalaciones petroleras que tienen por objeto recolectar, separar, medir y almacenar hidrocarburos que provengan de los pozos petroleros.
Bitumen	Producción de petróleo que existe en los yacimientos en una fase semisólida o sólida. También contiene compuestos que no son hidrocarburos y tiene una viscosidad mayor de 10,000 centipoises en condiciones de yacimiento
Bombeo mecánico	Sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada en o cerca del fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de este a la superficie
Bombeo neumático	Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta, y la tubería de revestimiento
Campo	Área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.
Columnas de producción	(SPAR Platform - SPAR) consiste en una columna vertical flotante de gran diámetro donde se apoya una cubierta. Tiene fija una plataforma típica (con el equipo de perforación y producción), cuenta con tres tipos de ductos (raisers) de producción, perforación, y exportación, y un casco amarrado a un sistema catenario con tensores de seis a veinte líneas ancladas en el lecho marino. El SPAR se utiliza actualmente en profundidades del agua de hasta 900 metros, aunque la tecnología existente puede ampliar su uso a profundidades tan grandes como 3000 metros.

Condensados	Hidrocarburos líquidos del gas natural que se recuperan en las instalaciones de separación en los campos productores de gas asociado y no asociado. Incluyen hidrocarburos líquidos recuperados de gasoductos, los cuales se forman por condensación durante el transporte del gas natural.
Complejo	Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.
Compresor	Es un equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo del fluido a través de la tubería.
Condiciones estándar	Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.
Cracking	Procedimientos de calor y presión que transforman a los hidrocarburos de alto peso molecular y punto de ebullición elevado en hidrocarburos de menor peso molecular y punto de ebullición
Criogenia	Es el estudio, producción y utilización de temperaturas bajas.
Cuenca	Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.
Delimitación	Actividad de exploración que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.
Densidad	Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.
Densidad API	Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: $Densidad\ API = (141.5 / \text{densidad relativa}) - 131.5$. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.
Desarrollo	Actividad que incrementa, o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

Descubrimiento	Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.
Dómica	Estructura geológica que presenta una forma, o relieve, de forma semiesférica.
(Drill Stem Test) Prueba de formación	Método convencional de prueba de la formación.
Estaciones de bombeo	Estaciones en las que se aumenta la presión en los ductos, a fin de que el producto fluya hasta alcanzar su destino final en forma homogénea.
Endulzadora:	Planta industrial cuyo objetivo es proporcionar un tratamiento que se aplica a las mezclas gaseosas y a las fracciones ligeras del petróleo para eliminar los compuestos de azufre indeseables o corrosivos, y para mejorar su color, olor y estabilidad.
Espaciamiento	Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o un yacimiento.
Evaporitas	Rocas sedimentarias compuestas principalmente por sal, anhidrita o yeso, resultado de la evaporación en zonas cercanas a la costa.
Espesor neto (hn)	Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.
Espesor total (h)	Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación
Factor de compresibilidad del gas (Z)	Relación que existe entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Es una cantidad adimensional que varía usualmente entre 0.7 y 1.2.
Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (fe_m)	Es la fracción de gas natural que resulta de considerar el autoconsumo y falta de capacidad en el manejo de éste. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo en el área correspondiente al campo en estudio.
Factor de encogimiento por impurezas (fe_i)	Es la fracción que resulta de considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas (CPG) donde se procesa la producción del campo analizado.

Factor de encogimiento por impurezas y licuables en planta (feilp)	Es la fracción obtenida al considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo así como el encogimiento por la generación de líquidos de planta en el centro procesador de gas.
Factor de encogimiento por licuables en el transporte (felt)	Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en el transporte a plantas de procesamiento. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo anual del área correspondiente al campo en estudio.
Factor de encogimiento por licuables en plantas (felp)	Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en las plantas de proceso. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas (CPG) donde se procesa la producción del campo en estudio.
Factor de equivalencia del gas seco a líquido (fegsl)	Factor utilizado para relacionar el gas seco a su equivalente líquido. Se obtiene a partir de la composición molar del gas del yacimiento, considerando los poderes caloríficos unitarios de cada uno de los componentes y el poder calorífico del líquido de equivalencia.
Factor de recuperación (fr)	Es la relación existente entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento.
Factor de recuperación de condensados (frc)	Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte. Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.
Falla inversa	Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica
Falla normal	Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de columna estratigráfica.
Falla	Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.
Gas no asociado	Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas seco	Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano El gas seco también se obtiene de las plantas de proceso
Gas asociado	Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
Gas asociado libre	Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.
Gas asociado en solución o disuelto	Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.
Gas húmedo	Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.
Gas natural	Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).
Gas seco equivalente a líquido (GSEL)	Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.
Graben	Fosa o depresión formada por procesos tectónicos, limitada por fallas de tipo normal.
Hidrocarburos	Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.
Horst	Bloque de la corteza terrestre que se ha levantado entre dos fallas; lo contrario de un graben.
Índice de hidrocarburos	Medida de la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento por unidad de área.
Kerógeno	Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

Límite convencional	Límite del yacimiento que se establece de acuerdo al grado de conocimiento, o investigación, de la información geológica, geofísica o de ingeniería que se tenga del mismo.
Petróleo	Mezcla de carburos de hidrógeno líquidos, resultantes de la descomposición de materia orgánica (fermentación bioquímica), ocurrida en paleocuevas bajo condiciones específicas de presión y temperatura. El petróleo comúnmente se encuentra asociado con gases.
Planta de recibo almacenamiento y distribución	Conjunto de instalaciones y unidades que almacenan hidrocarburos o productos derivados del petróleo que se reciben por cualquier sistema de transporte, para posteriormente llevar a cabo su distribución.
Plataforma con Piernas Tensionadas	(Tension Leg Platform - TLP) consiste en una estructura flotante sujeta por tensores verticales, los cuales están conectados y cimentados al lecho marino por pilotes asegurados a éste. Los tensores prevén una amplia gama de movimiento vertical limitado en diferentes profundidades del mar. Los TLP más grandes se han desplegado con éxito en las profundidades del agua que se acercan a los 1,400 metros.
Plataforma de Piernas con Mini-Tensión	(Mini-Tension Leg Platform Mini-TLP) es una plataforma flotante de bajo costo desarrollada para la producción de reservas en zonas menos profundas donde sería poco rentables producir con sistemas de producción para aguas profundas convencionales. Puede también ser utilizada como una plataforma satélite, o plataforma temprana de producción para descubrimientos profundos más grandes. La primera Mini-TLP en el mundo fue instalada en el Golfo de México en 1998. La Mini-TLP se utiliza en profundidades de 1,400 metros.
Plataforma Fija	(Fixed Platform - FP) consiste en una estructura vertical hecha de secciones ó tramos de acero tubulares cimentados en el fondo del mar, con una cubierta colocada en la parte superior proporcionando el área para la instalación del equipo de perforación, instalaciones de producción y áreas habitacionales. La plataforma fija es económicamente factible para su instalación en profundidades hasta de 400 metros.
Plataforma flexible	(Compliant Tower - CT) consiste de una flecha o eje, una torre flexible y una estructura fundida en la que se apoya una cubierta convencional para las operaciones de perforación y de producción. Similar a la plataforma fija, la torre flexible soporta grandes fuerzas cambiantes debido a las corrientes oceánicas, y se utiliza generalmente en profundidades de agua de 500 metros.
Plataformas marinas	Estructuras artificiales que se levantan sobre el lecho marino y que sirven de soporte a los equipos de perforación con la finalidad de explorar o explotar yacimientos petrolíferos. Estas pueden ser fijas, semifijas o autoelevables.

Plataformas terrestres	Estructuras artificiales instaladas sobre el área de perforación (para de perforación) que soportan el equipo de perforación.
Pozos de desarrollo	Pozos que se instrumentan para ser productivos, una vez explorado y localizado el campo petrolífero.
Pozo petrolero	Perforación efectuada por medio de barrenas de diferentes diámetros y a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre, para la prospección o explotación de yacimientos petrolíferos. El método más utilizado es el rotatorio, y las perforaciones pueden desarrollarse con o sin recuperación de núcleo.
Prueba de hermeticidad	Prueba que se realiza a ductos y tanques que transportan o almacenan hidrocarburos en forma líquida o gaseosa, con la finalidad de verificar que no presenten fugas.
Ramales de gasoductos	Tramos de tubería que derivan de un gasoducto principal y terminan en una planta endulzadora, en una planta petroquímica, o en una caseta de medición y control, entre otras.
Ramales de oleoductos	Tuberías que sirven para transportar el aceite crudo desde una estación de recolección o partiendo de una estación de almacenamiento o planta de tratamiento, hasta su entronque con un oleoducto principal. Tuberías que se derivan de un oleoducto principal y terminan en un punto de distribución.
Refinería	Conjunto de instalaciones petroleras destinadas al procesamiento del petróleo crudo a través de diversos métodos de refinación, a fin de obtener productos petrolíferos, tales como gasolinas, diesel, lubricantes y grasas, entre otros.
Reservas petroleras	Volumen de hidrocarburos y sustancias asociadas, localizado en las rocas del subsuelo, que pueden ser recuperables económicamente con métodos y sistemas de explotación aplicables a condiciones atmosféricas y bajo regulaciones.
Reservas posibles	Reservas que, con base en datos ingeniero-geológicos, tienen una baja probabilidad (10%) de ser comercialmente recuperables. Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables

Reservas probadas Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos ingeniero - geológicos se estima, con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables, con base en datos de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye promedios de precios y costos históricos en un período de tiempo consistente con el proyecto.

Reservas probables Reservas no probadas que, con base en los análisis de datos ingeniero-geológicos, tienen una alta probabilidad (por lo menos 50%) de que el volumen de hidrocarburos localizado en el yacimiento sea recuperable.

Reservas en formaciones geológicas que parecen ser productoras con base en registros geofísicos, pero carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones geológicas probadas en el campo. Estas reservas pueden ser clasificadas como probadas mediante la perforación de pozos.

**Región Marina
Noreste RMNE**

Esta región se encuentra ubicada en el Sureste de la República Mexicana, en Aguas Territoriales Nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie de 166,000 kilómetros cuadrados, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. La Región Marina Noreste administra dos activos integrales a partir del año 2003, denominados Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, cuya responsabilidad comprende la administración de los yacimientos desde etapas exploratorias, en los programas de incorporación de reservas y delimitación, hasta las etapas de producción y abandono de los campos.

**Región Marina
Suroeste RMSOE**

Comprende una superficie de 352,390 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas marinas que cubren la plataforma y talud continental del Golfo de México. Hacia el Sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Oriente colinda con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente con aguas territoriales nacionales. La región está conformada por dos activos integrales, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, y un Activo Regional de Exploración. Los activos integrales tienen la responsabilidad de administrar los yacimientos, conducir los programas de incorporación de reservas, así como la delimitación de aquellas áreas ya descubiertas. El Activo Regional de Exploración se encarga de evaluar el potencial durante la etapa exploratoria.

**Región Norte
RN**

Se encuentra ubicada en la porción Norte y centro del país e incluye una parte continental y otra marina. Su extensión es superior a los dos millones de kilómetros cuadrados. Al Norte limita con Estados Unidos de América, al Este con la isobata de 500 metros del Golfo de México, al Oeste con el Océano Pacífico y al Sur con el Río Tesechoacán, que constituye el límite con la Región Sur. Administrativamente, la Región Norte se compone de un activo de exploración que abarca el total de la distribución geográfica de la región y se denomina Regional de Exploración Región Norte. Este activo concentra toda la actividad exploratoria de evaluación de potencial de la región. Los activos integrales son Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, los cuales se encargan de la explotación de los campos, extender los campos ya descubiertos e incorporar reservas en las áreas cercanas a campos productores.

**Región Sur
RS**

Localizada en la porción Sur de la República Mexicana, la región abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Operativamente, la Región Sur está dividida en cinco activos integrales y uno de exploración denominado Regional de Exploración Región Sur. Los activos integrales son Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac, que en conjunto administran al 1 de enero de 2005, un total de 147 campos.

**Sistema de
Producción Flotante**

(Floating Production System - FPS) consiste de una unidad semisumergible la cual cuenta con equipo de perforación y producción. Se ancla en el lugar con cables y cadenas, o puede ser colocada con posicionadores dinámicos usando anclajes que rotan. La producción de los pozos submarinos se transporta a la cubierta superficial a través de ductos verticales (risers) diseñados para soportar el movimiento de la plataforma. El FPS se puede utilizar en una gama de las profundidades del agua a partir de 180 a 3,000 metros.

**Sistema Flotante de
Producción,
Almacenamiento y
Descarga**

Floating Production, Storage & Offloading System - FPSO) consiste de un gran buque tanque petrolero anclado al fondo marino. Un FPSO se diseña para procesar y almacenar la producción de pozos submarinos cercanos y para descargar periódicamente el aceite almacenado a buques menores, los cuales transportan el aceite a instalaciones para su transformación posterior. Un FPSO puede satisfacer las necesidades de exploración y explotación de campos marginales económicos situados en las áreas profundas alejadas donde no existe una infraestructura de tubería.

Sistema Submarino

(Subsea System - SS) Es un sistema de producción submarino que se extiende desde los pozos productores hasta las instalaciones de producción marinas (plataformas, FPS y TLP), también puede interconectar múltiples pozos productores a través de un sistema de recolección de ductos marinos. Estos sistemas se utilizan actualmente en profundidades mayores de 1,500 metros.

Taponamiento de pozos	Acción de aislar de manera temporal o definitiva las formaciones geológicas atravesadas en la perforación que contengan aceite o gas, de tal forma que se eviten invasiones o manifestaciones de hidrocarburos en la superficie.
Técnica de recuperación	Actualmente, en la explotación de campos se aplica el sistema de bombeo neumático continuo, que consiste en inyectar gas a alta presión a través del espacio anular entre las tuberías de revestimiento y producción, en cada uno de los pozos, haciéndolo pasar a la tubería de producción mediante las válvulas subsuperficiales de bombeo neumático para incrementar el volumen de hidrocarburos hacia la superficie.
Terminal de almacenamiento	Unidad que se instala con la finalidad de almacenar hidrocarburos o productos derivados del petróleo que procedan directamente de una tubería de transporte para posteriormente ser conducidos por otro medio a centros de proceso o distribución.
Tubería de descarga	Tubería mediante la cual se transportan los hidrocarburos desde el cabezal del pozo hasta el cabezal de recolección de la batería de separación, a la planta de tratamiento o a los tanques de almacenamiento.
Tuberías de productos	Tuberías que transportan los fluidos procesados de las refinerías o plantas de tratamiento a las plantas de almacenamiento y distribución de productos, o a cualquier planta de proceso. Se designan adicionando al nombre del producto el sufijo <i>ducto</i> , como gasolinoducto, combustoleoducto, amonioducto.
Yacimiento petrolero	Depósito de hidrocarburos entrampados en rocas sedimentarias margo-arenosas a profundidades que varían de 200 a 7000 metros bajo el nivel medio del mar. Existen yacimientos en diversas estructuras geológicas tales como anticlinales, afallamientos, plegamientos recostados y recumbentes, así como en domos salinos, entre otras estructuras.

EQUIVALENCIAS

Volumen

1 pie cúbico	= 0.0283 metros cúbicos
1 metro cúbico	= 35.31 pies cúbicos
1 metro cúbico	= 6.29 barriles
1 galón (EUA)	= 3.785 litros
1 litro	= 0.264 galones (EUA)
1 barril	= 42 galones = 159 litros

Peso

1 tonelada métrica	= 2 204.6 libras
1 libra	= 0.454 kilogramos

Calor

1 BTU	= 0.252 kilocalorías	=1.055 kilojoule
1 kilocaloría	= 3.968 BTU	= 4.187 kilojoule
1 kilojoule	= 0.948 BTU	=0.239 kilocalorías

Equivalencias calóricas

1 barril de crudo equivale a 5,000 pies cúbicos de gas natural

1 barril de combustóleo equivale a 6,800 pies cúbicos de gas natural

1 m³ de gas natural equivale a 8,460 kilocalorías (para efectos de facturación de gas seco)

1 pie cúbico de gas natural \approx 1,000 BTU

Bibliografía

1. Alier Montaña Alejandro (2003). Evaluación de Proyectos Utilizando Simulación Estadística, Copyring 2003 CIPM Veracruz, Ver. México
2. A.D. Hiebert, F.E. Vermeulen, F.S. Chute y C.E. Capjack (1986), Numerical Simulation Results for The Electrical Heating of Athabasca Oil-Sand Formations, SPE 13013
3. Ferrer P., Magdalena. (2002). Recuperación mejorada de petróleo. Petroleum.
4. Abril 2002, N° 155:26-27
5. IN-SITU COMBUSTION HANDBOOK - principles and practices Final Report 'November 1998 Partha S. Sarathi anuary 1999 FWOEIVEO By, National Petroleum Technology Office U.S. DEPARTMENT (IF ENERGY, Tulsa, Oklahoma
6. PEMEX Exploración y Producción, Las reservas de Hidrocarburos en México. Evaluación al 1 de enero de 2009, México, 2009.
7. R. Sierra, B. Tripathy, J.E. Bridges, JEB. Research y S.M. Farouq (2001). Promising Progress in Field Application of Reservoir Electrical Heating Methods, SPE 69709.

Referencias electrónicas

<http://www.sener.gob.mx/res/204/GLOSARIO%20DE%20TERMINOS%20PETROLEROS%202013.pdf>

<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/combustion-in-situ.html>