

01147



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

"INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN LA BRECHA
PALEOCENO DEL ACTIVO KU MALOOB ZAAP"

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE

ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
RECUPERACIONES SECUNDARIA Y
MEJORADA DE HIDROCARBUROS

PRESENTA:

GRISELDA GARCÍA OLVERA

DIRECTOR DE PROYECTO :

ING. ERNESTO PÉREZ MARTÍNEZ

NOVIEMBRE DE 2004

MATRIZ : 339517





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

Año: _____
LINA M a difundir en formato electrónico e impreso el
contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: GARCIA OLVERA
GRISELDA

FECHA: 07-12-2004

TITULO: P.A. 

HUGO BECERRIL TRUJEGUE

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

RESUMEN

En el presente trabajo se detalla la conversión del modelo de simulación de los campos Ku Maloob Zaap, de aceite negro, a un modelo composicional, utilizando software de la familia GeoQuest, con el objetivo de analizar la alternativa de la inyección de nitrógeno en los campos Ku Maloob Zaap, por medio de 7 pozos inyectoros.

Con la inyección de nitrógeno se pretende disminuir la declinación de la presión de los yacimientos de la brecha paleoceno.

Debido a que los yacimientos de la brecha de los campos Ku Maloob Zaap tienen una conexión hidráulica por medio de un acuífero común, el modelo de simulación abarcó los tres yacimientos de la brecha.

El trabajo consistió, primeramente en caracterizar los PVT composicionales de los pozos Ku-47 y Ku-407, con 12 componentes y posteriormente agrupándolos en 8 pseudocomponentes.

Se hicieron algunas modificaciones necesarias al archivo *.DATA para que pudiera ser ejecutado como modelo composicional (E300).

Debido a limitantes de tiempo no se pudo llegar a un buen ajuste, pero tomando las reservas del caso se continuó con el programa. Se hizo una corrida base con agotamiento natural y otra con la inyección de nitrógeno respetando el movimiento de equipos POT-2-2002 de la Región Marina.

El tiempo de máquina requerido para la simulación con inyección de nitrógeno fue de 61 horas.

Analizando los resultados se pudo comprobar que técnicamente, la inyección de nitrógeno arroja mejores resultados que la opción de agotamiento natural.

AGRADECIMIENTOS

A Dios

Por la vida

A mis padres

Por que en toda mi existencia he recibido de ellos su amor y apoyo incondicional

A Mariana y Octavio

Por su amor y comprensión

A mis hermanos y mi tía

Por su cariño

Al Activo Ku Maloob Zaap y particularmente a mi asesor, por las facilidades que me prestaron para llevar acabo este trabajo.

CONTENIDO

	Pág
RESUMEN	2
TABLAS Y FIGURAS	5
ANTECEDENTES DE LOS CAMPOS KU MALOOB ZAAP	7
INTRODUCCIÓN	14
NITRÓGENO	17
COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRESIÓN PRODUCCIÓN	25
MODELO DE ACEITE NEGRO	28
CONVERSIÓN A MODELO COMPOSICIONAL	30
RESULTADOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO	37
CONCLUSIONES	41
REFERENCIAS	42

TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del nitrógeno	17
Tabla 2. Pozos inyectoros de nitrógeno	36
Tabla 3. Indicadores económicos para el escenario de agotamiento natural	40
Tabla 4. Indicadores económicos para el escenario con inyección de nitrógeno.	40

FIGURAS

Figura 1. Localización de la Región Marina Noreste	7
Figura. 2 Localización de los campos Ku Maloob Zaap	8
Figura 3. Sección estructural de los campos Ku Maloob Zaap	9
Figura 4. Configuración estructural de la cima de la Brecha Paleoceno de KMZ	10
Figura 5. Diagrama de fase del N ₂	18
Figura 6. Vista aérea de la planta de nitrógeno	21
Figura 7. Vista frontal de la planta de nitrógeno	21
Figura 8. Diagrama general del proceso para obtener el nitrógeno	22
Figura 9. Proceso utilizado en Atasta para obtener el nitrógeno	23
Figura 10. Producción promedio de aceite de los yacimientos de brecha	25
Figura 11. Producción promedio de gas de los yacimientos de brecha	26
Figura 12. Producción acumulada de aceite de los yacimientos brecha	27
Figura 13. Historia de presión de los campos Ku Maloob Zaap	27

Figura 14. Agrupamiento de componentes para el análisis PVT composicional	31
Figura 15. Ajuste del volumen relativo para el pozo Ku-47	32
Figura 16. Ajuste de GOR para el pozo Ku-47	33
Figura 17. Ajuste de Bg para el pozo Ku-407	
Figura 18. Ajuste de la densidad del líquido para el pozo Ku-407	33
Figura 19 Escalamiento de las curvas agua-aceite para un valor SWL=0.05	34
Figura 20. Ajuste de la presión estática para los campos Ku Maloob Zaap	35
Figura 21. Presión de una celda del yacimiento Ku a 3,000 mvbnm.	37
Figura 22. Variación de nitrógeno dentro de la fase aceite	38
Figura 23. Variación de nitrógeno dentro de la fase gas	38
Figura 24. Pronósticos de producción de aceite	39
Figura 25. Pronósticos de producción de gas	39

ANTECEDENTES DE LOS CAMPOS KU MALOOB ZAAP

El complejo Ku Maloob Zaap se ubica en la Región Marina Noreste, Figura 1. Se localiza dentro de las aguas territoriales del Golfo de México a 105 kilómetros al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche Figura 2.



Figura. 1 Localización de la Región Marina Noreste

El complejo Ku Maloob Zaap es el tercer grupo de campos más importante de Petróleos Mexicanos de acuerdo con las cifras de reservas auditada al 1 de enero de 2002¹. Por la magnitud de sus reservas originales totales, 6,355.46 mmbpce, el complejo es considerado como gigante. De ahí su trascendencia, y la obligación para cuidar y explotar óptimamente este recurso. De acuerdo con la explotación de los campos desde 1981 al 1 de enero del 2002 el volumen remanente es de 4,531.23 mmbpce. Geológicamente se sitúa en la provincia marina de Coatzacoalcos, y comprende ocho yacimientos. En Ku y Zaap se tienen los carbonatos dolomitizados y fracturados del Jurásico Superior Kimmeridgiano, la Brecha de carbonatos del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior, y las Calcarenitas del Eoceno Medio. Para Maloob se tiene la evidencia de hidrocarburos en el Jurásico Superior Kimmeridgiano y el la Brecha de

carbonatos del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior. La trampa para el Jurásico Superior, Cretácico Superior y Paleoceno Inferior, es de tipo estructural, mientras que para el Eoceno Medio es estratigráfica y estructural. El área cubierta por los campos de este complejo asciende a 121 kilómetros cuadrados, donde se han perforado 61 pozos, de los cuales 35 están activos. La producción promedio diaria en el año 2001 fue de 246.9 miles de barriles de aceite y 17.5 millones de pies cúbicos de gas natural. Al 31 de diciembre de 2001 se han producido 1,600.67 millones de barriles de aceite y 851.48 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En el complejo se produce un aceite pesado con una densidad que varía de 12 a los 25 grados API.

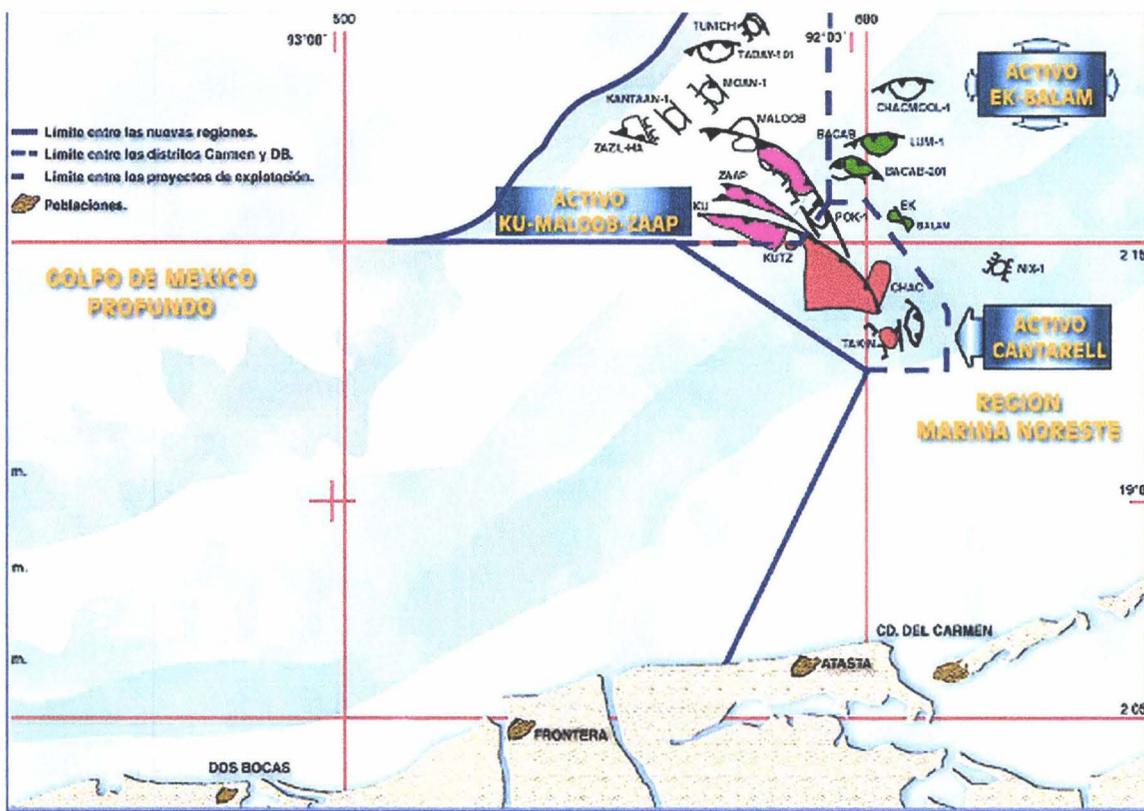
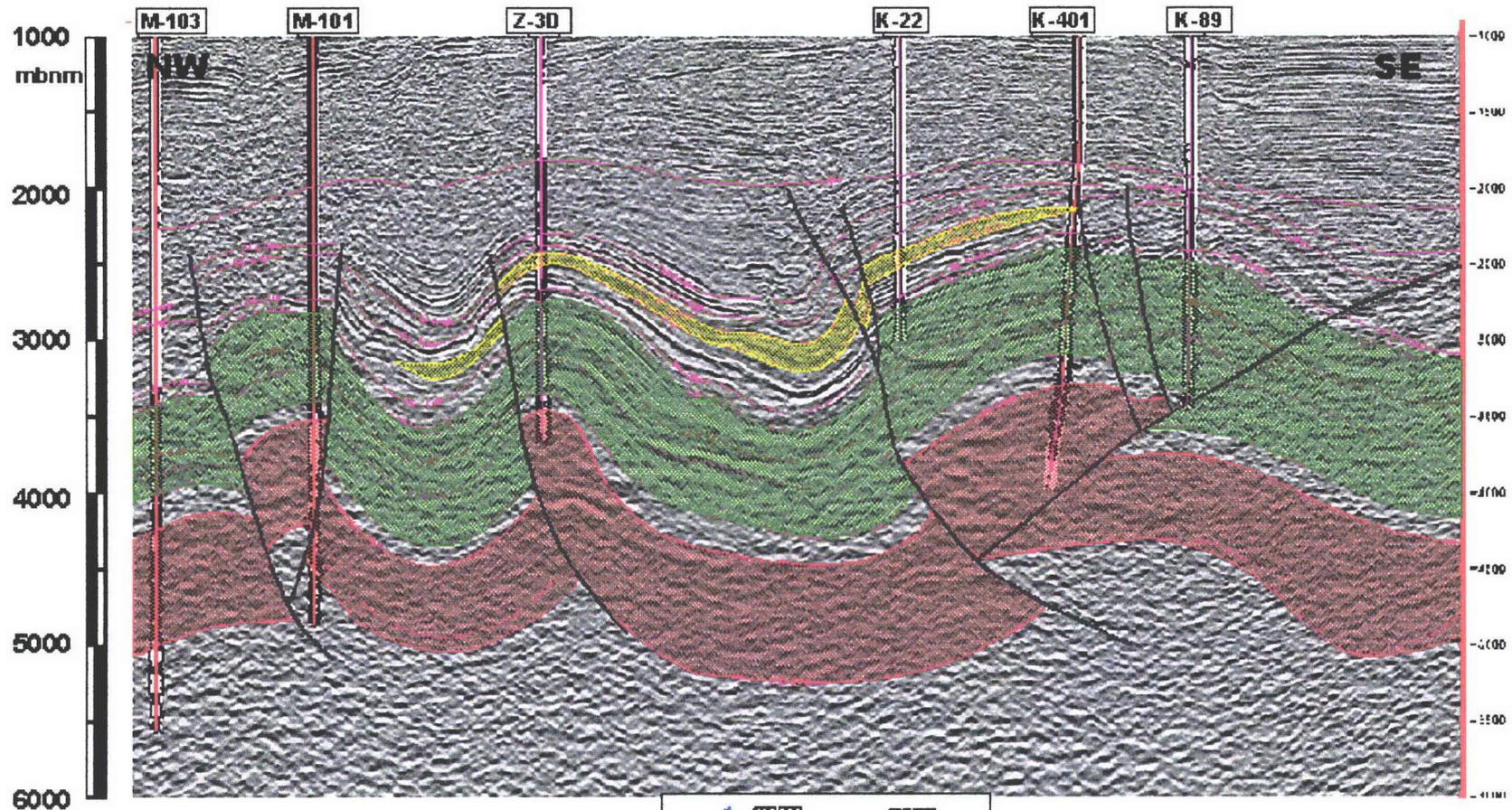


Figura. 2 Localización de los campos Ku Maloob Zaap

En la Figura 3, se muestra una sección estructural de los campos Ku Maloob Zaap en donde se encuentran los yacimientos productores. La Figura 4 muestra la configuración estructural de la cima de la formación Brecha Paleoceno de los campos Ku Maloob Zaap.



Escala horizontal:



- Calcarenitas
- BTPKS - Cretácico
- J. S. Kimmeridgiano

Fig. 3 Sección estructural de los campos Ku Maloob Zaap

Debido a la caída de presión de los yacimientos a sido necesario utilizar un sistema artificial de producción, correspondiendo éste al bombeo neumático. Asimismo, esta misma caída ha originado en el campo Ku la formación de un casquete de gas secundario.

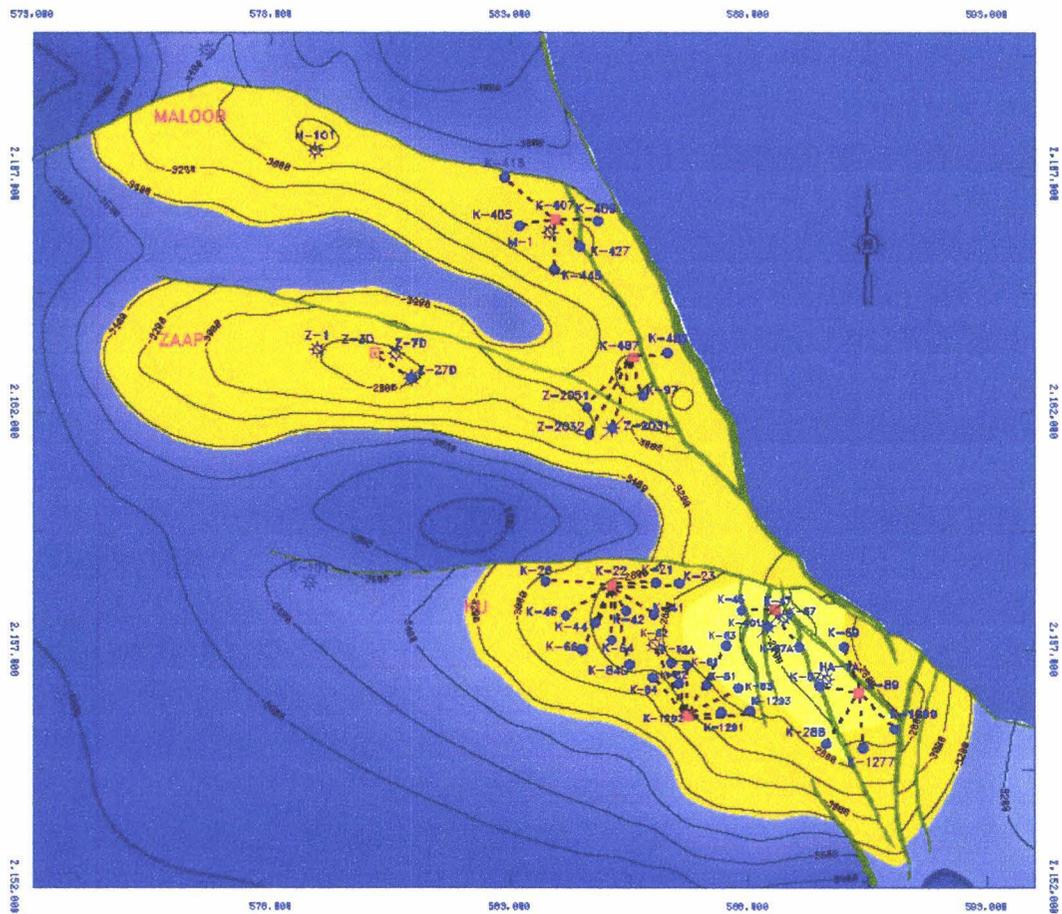


Figura 4. Configuración estructural de la cima de la Brecha Paleoceno de KMZ

HISTORIA

Con la información geológica obtenida de los pozos perforados en el área de Chiapas-Tabasco durante el inicio de los años setentas y con los trabajos exploratorios de prospección sísmica realizados en la parte noreste de la sonda de Campeche, se propuso una localización que se denominó Chac-1. Esta inició su perforación en 1974 y terminó como productora en 1975, en rocas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior. Posteriormente, perforaciones efectuadas en el área confirmaron evidencias de que se

podían alcanzar mayores profundidades y objetivos geológicos, como lo era el caso del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Por otro lado, el potencial de las calcarenitas del Eoceno Medio dentro del Terciario, se manifestó con la perforación de pozos tanto en el área de Ku como en Maloob y Zaap. Con la perforación de los pozos exploratorios y de desarrollo, los objetivos quedaron determinados para la Brecha del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior, así como para las Calcarenitas del Eoceno Medio.

En 1979, los pozos Maloob-1 y Ha-1A, resultaron productores en la Brecha del Paleoceno y Cretácico Superior, quedando sin explotación debido a la carencia de infraestructura. Sin embargo, a partir de la etapa de desarrollo en el campo Ku, se instalan las plataformas de perforación para los pozos de desarrollo. La plataforma Ku-I comienza a operar en 1980, Ku-G en 1981, Ku-A en 1982, Ku-H en 1983, Ku-F en 1984, Ku-M en 1992 finalmente en 1997 la plataforma Zaap-C.

En 1981 se termina el pozo Ku-89, con una producción de 22,000 barriles de aceite por día y en 1983 se confirma el potencial del campo Maloob con la perforación del pozo Ku-407, interceptando rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, y produciendo diariamente 5,642 barriles de aceite y 75,334 pies cúbicos de gas. El pozo Ku-10 terminado en 1986, probó con éxito las calcarenitas del Eoceno Medio con una producción diaria de 2,861 barriles de aceite y 14,266 pies cúbicos de gas natural.

YACIMIENTOS

El Jurásico Superior Kimmeridgiano, en los tres campos se constituye de dolomías que incrementaron su porosidad y permeabilidad por el fracturamiento y los procesos diagenéticos. El espesor promedio del yacimiento es de 100 metros, con una porosidad principalmente intercrystalina y algunas fracturas con rangos de 3 al 5 por ciento. La saturación de agua promedio del yacimiento es de 11 por ciento, contando con el empuje de un acuífero activo.

La Brecha del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior se compone, para los tres campos de una Brecha originalmente de calizas, que por procesos diagenéticos ha sido transformada a una dolomía. Su espesor promedio es de 300 metros, con porosidad tanto primaria como secundaria, producto esta última de los procesos de disolución de

los carbonatos. Sus rangos de porosidad varían de 8 a 10 por ciento. La saturación de agua promedio del yacimiento es del 15 por ciento.

El Eoceno Medio está constituido por calcarenitas depositadas en un ambiente de plataforma somera, con porosidad primaria promedio de 20 por ciento y una saturación de agua aproximada de 20 por ciento.

Es importante destacar, que en la Brecha del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior se ha suscitado una caída en la presión del yacimiento. Esto ha originado que en el campo Ku se haya formado un casquete secundario de gas, el cual probablemente también llegue a presentarse en los campos Maloob y Zaap, si la presión de estos campos continúa reduciéndose. La presión del yacimiento Ku originalmente de 320 kg/cm² ha declinado a 175 kg/cm². Además, en este complejo ha sido verificada, a partir de estudios de presión, la comunicación hidráulica entre los tres campos.

Actualmente la explotación del activo se lleva a cabo mediante siete plataformas periféricas y dos complejos de producción, a través de 102 Km de ductos submarinos, enviándose la producción al complejo Cantarell.

Por la importancia que revisten las formaciones Brecha del Paleoceno y Cretácicos para el activo se realizó un estudio integral de los campos Ku Maloob Zaap en sus diferentes formaciones haciendo especial énfasis en aquellas por ser las más productivas y por contar con mayor cantidad y calidad de información técnica. El estudio fue realizado con la compañía canadiense CanPetro e inició el 11 de septiembre de 1995, concluyendo el 17 de septiembre de 1997, donde una de las recomendaciones fue que para recuperar mayor volumen de reservas sería necesario implementar algún mecanismo de mantenimiento de presión mediante la inyección de gas o nitrógeno.

De todas las alternativas analizadas en dicho estudio, la de inyección de nitrógeno resulta ser la más adecuada y de acuerdo a la política de explotación actual, el aprovechamiento de infraestructura de Cantarell, disponibilidad de nitrógeno y su costo, resulta ser la más viable.

RESULTADOS DEL ESTUDIO INTEGRAL DE CAMPOS

Del estudio integral de los campos Ku Maloob Zaap realizado por la compañía CanPetro durante los años 1995 a 1997, donde se obtuvo un modelo de simulación numérica

conteniendo la descripción geológica, petrofísica, estructural, de fluidos y la historia presión-producción de los tres campos, incluyendo la comunicación hidráulica entre ellos.

Con el modelo de simulación ajustado se realizaron corridas bajo diferentes escenarios de explotación con la finalidad de evaluarlos y definir cual de ellos resultaba más rentable.

Finalmente se concluyó que los escenarios más atractivos resultaban ser aquellos que consideraban el mantenimiento de presión sin bombeo electrocentrífugo. De esta manera solo existían dos tipos de fluidos que podrían utilizarse para lograr dicho mantenimiento de presión: el agua y el gas. Se descartó el agua ya que de acuerdo a los estudios de mojabilidad se concluyó que en algunas de las muestras de roca eran mojadas por aceite, con lo que se tendrían malas eficiencias de barrido².

Por otro lado, de acuerdo con el Proyecto Cantarell, los elementos básicos que permitieron seleccionar al nitrógeno como fuente de energía para el mantenimiento de presión en el yacimiento, en términos de las características de este, fueron las pruebas de laboratorio, las que indicaron que la segregación gravitacional es el proceso más eficiente para la recuperación del aceite de los bloques de matriz; las evidencias de campo, también confirman la eficiencia en el mecanismo de desplazamiento. Debido a que las características de la Brecha del Paleoceno de los campos Ku, Maloob y Zaap son similares a las de Cantarell, se asume que el comportamiento de presión en el yacimiento será similar en su resultado. Por ello se concluyó que el nitrógeno sería el fluido idóneo para mantener la presión en los yacimientos a nivel Brecha del Paleoceno Cretácico de Ku Maloob Zaap.

Finalmente se determinó que a la fecha del estudio, se requeriría alrededor de 700 mmpcd de gas natural para mantener la presión de los yacimientos, cuya conversión serían 560 mmpcd de nitrógeno.

INTRODUCCIÓN

En las próximas décadas no se cuenta con un sustituto para el petróleo que sea abundante y barato, además de que para mantener el abastecimiento de este propulsor de economías a nivel mundial, se requiere del desarrollo de reservas adicionales de hidrocarburos.

En principio, estas nuevas reservas podrían ser el resultado del descubrimiento de nuevos yacimientos, a través de actividades de exploración. Sin embargo es aparente que en los últimos años, el descubrimiento de nuevos yacimientos abundantes de hidrocarburos es menos frecuente, y con las desanimantes características de encontrarse a grandes profundidades y con costos de producción cada vez mayores.

Con la aplicación de la presente tecnología, la explotación de un yacimiento a través de producción primaria, permite obtener factores de recuperación de petróleo que varían entre un 20 y 35 % del volumen de aceite original. De hecho se considera que el 70 % del volumen total descubierto en el mundo aún se encuentra en el subsuelo. Por lo anterior, una forma de desarrollar reservas adicionales de hidrocarburos, sería aumentando los factores de recuperación de yacimientos ya descubiertos mediante la aplicación de nuevas tecnologías de explotación, esto es, aplicando algún proceso de recuperación secundaria o mejorada de hidrocarburos.

Desafortunadamente, estos procesos no son fáciles de aplicar en campo y tecnológicamente son más complejos que la producción primaria. El propósito de este escrito es mostrar el caso real del activo Ku Maloob Zaap, el cual es candidato a aplicarle uno de estos métodos, mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno en su casquete de gas.

El complejo Ku Maloob Zaap es el tercer grupo de campos más importante de Petróleos Mexicanos de acuerdo con las cifras de reservas auditada al 1 de enero de 2002. Por la magnitud de sus reservas originales totales, 6,355.46 mmbpce, el complejo es considerado como gigante. De ahí su trascendencia, y la obligación para cuidar y explotar óptimamente este recurso. De acuerdo con la explotación de los campos desde 1981 al 1 de enero del 2002 el volumen remanente es de 4,531.23 mmbpce.

Hasta ahora la explotación del activo se ha concentrado en Ku y solamente de manera marginal se han explotado los campos vecinos Zaap y Maloob. Su agrupación como un

complejo se debe a que las políticas de explotación de estos tres campos requiere ser coordinada debido a su comunicación hidráulica. Esto significa que la producción de hidrocarburos en uno de los campos impacta el comportamiento de los otros³.

Esta característica de comunicación hidráulica es la que condiciona la estrategia de explotación, al requerir un planteamiento de explotación de los tres campos. Los aspectos importantes de esta estrategia son:

1. Establecer un sistema de mantenimiento de presión, a través de la inyección de nitrógeno
2. Incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos
3. Evitar el avance natural del contacto agua-aceite.

Las acciones clave se dirigen a proteger las reservas del campo por medio de un programa de mantenimiento de presión con inyección con nitrógeno, evitando la pérdida substancial de reservas y garantizando el desarrollo del complejo.

El mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno es una acción que es independiente del plan de desarrollo de los yacimientos que producen de la formación Brecha Paleoceno, y es una decisión acorde con las mejores prácticas de administración de yacimientos. Por consiguiente, no existe alternativa razonable para diferir esta acción, a menos que se decida perder reservas de manera irremediable, se reduzca significativamente la producción del complejo o se decida no desarrollarlo en el futuro. Estas opciones, para un recurso de la magnitud de Ku Maloob Zaap no son recomendables desde la perspectiva económica, cualquiera que sea el escenario de precios internacionales.

La decisión del uso de nitrógeno como elemento para mantener la presión de la brecha del paleoceno de Ku Maloob Zaap fue de carácter técnico, económico y de oportunidad. Con base en estudios de laboratorio realizado en campos vecinos se determinó que la segregación gravitacional es el proceso más eficiente para la recuperación del aceite de los bloques de la matriz.

En términos económicos, el nitrógeno dentro de los diversos gases resulta la mejor opción; teniendo el gas natural un costo de 2.66 dólares/millar de pie cúbico, el bióxido de carbono 3.20, el gas combustión 2.92 y el nitrógeno 40 centavos de dólar. Este costo incluye el costo propio de la producción del gas, la compresión, el

transporte, el almacenamiento, y cuando se requiere los costos del preproceso, el encogimiento y la corrosión.

Asimismo, la infraestructura para la generación de nitrógeno que actualmente existe para satisfacer los requerimientos del activo Cantarell, podrá ser aprovechado para el activo Ku Maloob Zaap, una vez que aquel activo Cantarell libere capacidad de inyección.

NITRÓGENO

El nitrógeno es un gas inerte, incoloro, inodoro, insípido y no tóxico que no tiene reacciones indeseables con los fluidos de la formación. El nitrógeno es ligeramente soluble en agua. Para su fácil manejo y almacenamiento se transporta en depósitos o a través de tuberías como un fluido criogénico.

Para el bombeo de nitrógeno líquido y su conversión a gas, se requiere calentarlo a una temperatura de hasta 220°F (104°C) con lo cual se tendrá un gas con características de presión, temperatura y volumen de acuerdo con necesidades específicas. En la Figura 5, se muestra el diagrama de fase del nitrógeno.

El nitrógeno es considerado como gas inerte debido a que su combinación con otras sustancias solo ocurre bajo condiciones muy especiales. Es un gas no flamable y no alimenta la combustión. El nitrógeno es un poco más ligero que el aire.

Dentro de las propiedades físicas más importantes del nitrógeno tanto en estado líquido como gaseoso, desde el punto de vista petrolero⁴ se enumeran en la Tabla 1.

Propiedad	Valor/descripción	Unidades
Símbolo químico	N ₂	--
Peso molecular	28.016	
Densidad	1.165	gr/lt
Punto de ebullición	-196.8	°C
Punto de ebullición	-322.24	°F
Temperatura crítica	-147.1	°C
Punto de vaporización	29.81	°C
Presión crítica	34.61	Kg/cm ²
Pureza	99.98	%
Contenido de humedad	2.5	Ppm (v)
Toxicidad	Nula	--
Combustibilidad	Nula	--

Tabla 1. Propiedades del nitrógeno

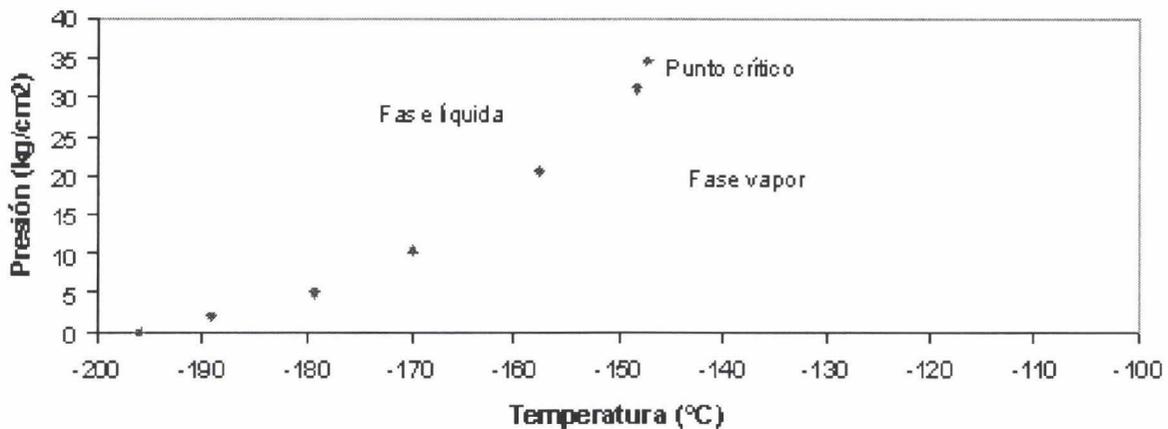


Figura 5. Diagrama de fase del N₂

En la industria petrolera, el uso del nitrógeno tiene una gran variedad de aplicaciones como en operaciones de fracturamiento y acidificación, pruebas de formación o producción, desplazamientos e inducciones, lavados de pozo con tubería flexible, como generador de espumas, etc.

Con la inyección de nitrógeno en recuperación mejorada de hidrocarburos, la recuperación de aceite se obtiene por los siguientes mecanismos:

- Vaporización de componentes ligeros del crudo y generación de un frente miscible cuando la presión es suficientemente alta
- Empuje por casquete de gas, además de que los hidrocarburos están siendo reemplazados por un fluido de bajo costo
- Mejoramiento del drene gravitacional en yacimientos con echados fuertes, en condiciones miscibles o inmiscibles.

En el caso del proyecto Ku Maloob Zaap, los elementos básicos que permitieron seleccionar al nitrógeno como fuente de energía para el mantenimiento de presión del yacimiento, en términos de características de este, fueron las pruebas de laboratorio las que indicaron que la segregación gravitacional es el proceso más eficiente para la recuperación del aceite de los bloques de matriz; las evidencias de campo, también confirman la eficiencia en el mecanismo de desplazamiento.

Por otro lado, en términos económicos, el nitrógeno dentro de los gases diversos, resulta la mejor opción, comparándolo con el gas natural con un costo de 2.6 dólares por millar de pie cúbico, el bióxido de carbono con 3.20, el gas de combustión 2.92 y

para el nitrógeno 40 centavos de dólar. Este costo incluye, el costo propio de la producción del gas, la compresión, el transporte, el almacenamiento y cuando se requiere los costos de preproceso, el posproceso, el encogimiento y la corrosión.

En teoría el efecto de los fenómenos de inyección de nitrógeno es de la siguiente manera: el nitrógeno inyectado en el casquete de gas secundario, se difunde inicialmente en el gas alojado en las fracturas y posteriormente hacia los fluidos alojados en el bloque de la matriz. Al alcanzar estos fluidos el contacto gas aceite, se generara un intercambio molecular entre el gas con nitrógeno del casquete y el aceite de la columna, que permitirá el ingreso de moléculas de nitrógeno a la composición de este fluido. Este nitrógeno será transportado por las corrientes de convección y por los efectos de difusión, alcanzando eventualmente los pozos productores. En superficie después de las etapas de separación, se obtendrá un aceite limpio y gas hidrocarburo, con cierta condición de nitrógeno. El tratamiento de este gas para su separación, será necesario únicamente después de que la concentración de nitrógeno rebase el máximo permisible de esta impureza. Es importante resaltar la amplia experiencia internacional del posproceso de purificación del gas en procesos internacionales, este proceso se lleva a cabo mediante la separación criogénica, con un costo de tratamiento aproximado de 25 a 35 centavos de dólar por millar de pie cúbico⁵.

Producir nitrógeno es relativamente barato para el uso o venta, ya que el volumen de nitrógeno en la atmósfera es del 78 %, lo cual implica una fuente inagotable del mismo.

Comúnmente, existen tres procesos para separar de volúmenes de mezclas de gases a nitrógeno. Estos procesos son:

- Separación de aire por permeación de membranas
- Generación de nitrógeno a partir del procesamiento de los productos de la combustión del gas natural.
- Generación de nitrógeno a partir de procesos criogénicos

El primero de ellos normalmente se ha utilizado para convertir volúmenes pequeños de mezclas de aire a nitrógeno. Mientras que los dos últimos se han usado para convertir grandes volúmenes de mezclas de gases a nitrógeno.

En la industria petrolera, la generación de nitrógeno a partir de procesos criogénicos, es la más empleada para producir grandes volúmenes, este es el caso del nitrógeno que se utiliza en el activo Cantarell y que se utilizará en el activo Ku Maloob Zaap.

El grupo encargado del suministro del nitrógeno esta compuesto por cinco compañías las cuales se enlistan enseguida, aquí también se muestra su porcentaje dentro del grupo y su ramo dentro de la industria.

- BOC Gases, 30 % Compañía inglesa productora de gases industriales.
- MARUBENI, 30 % Compañía japonesa con experiencia en financiamiento y desarrollo de proyectos de infraestructura.
- WESTCOAST ENERGY, 20 % Compañía canadiense líder energía y gas natural con experiencia en operación de gasoductos y plantas de energía.
- LINDE, 10 % Compañía alemana líder en diseño, ingeniería y construcción de plantas separadoras de aire.
- ICA-FLUOR DANIEL, 10 % Compañía México-americana, dedicada a la prestación de servicios de ingeniería y construcción de proyectos industriales

La planta generadora de nitrógeno esta ubicada en el poblado de Atasta a 45 km de Cd. del Carmen, Campeche y a 160 km de Villahermosa, Tabasco, Figuras 6 y 7.

La construcción de la planta se inició en el mes de junio de 1998 y en julio de 1999, quedaron integrados sus cuatro módulos, cada uno de ellos consta de un módulo de potencia de 75 megawatts de energía eléctrica, de compresores de 50 megawatts a vapor, y una planta de separación de aire, equipada con tecnología de cogeneración, en la obtención de nitrógeno.

El nitrógeno que es generado dentro de esta planta tiene un máximo de 10 ppm en volumen de oxígeno, además de un 0.5% en volumen máximo en contenido de CO₂. El nitrógeno es enviado hacia la plataforma donde las presiones de envío varían entre 1,670 como máxima y 1,370 psig como mínima, para llegar a plataforma en un rango de presión máxima de 1,590 psig y mínima de 1,290 psig.



Figura 6. Vista aérea de la planta de nitrógeno



Figura 7. Vista frontal de la planta de nitrógeno

La planta de nitrógeno consta de cuatro partes principales:

- Separación de aire (ASU)
- Generación de energía
- Sistemas de Agua
- Tuberías de distribución

En las Figuras 8 y 9 se muestran diagramas del proceso para la obtención del nitrógeno

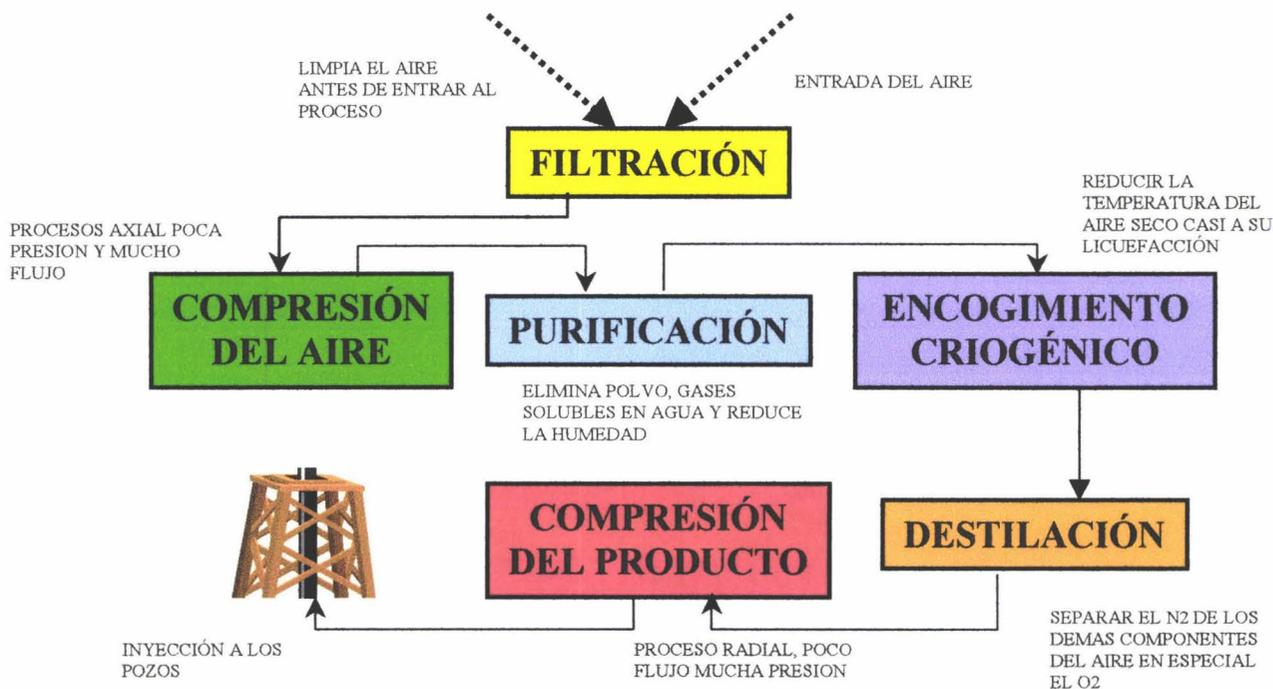


Figura 8. Diagrama general del proceso para obtener el nitrógeno

Para poder separar el nitrógeno del aire es necesario pasar por varias etapas:

- Filtración, donde se limpia el aire antes de que entre al proceso, se busca eliminar partículas tales como polvo, insectos y otros contaminantes sólidos que podrían ser perjudiciales para el proceso.
- Compresión del aire, aquí es donde se le da la energía al aire necesaria para poder desplazarse a través del proceso completo, durante esta etapa se recupera agua que posteriormente es utilizada en el proceso.

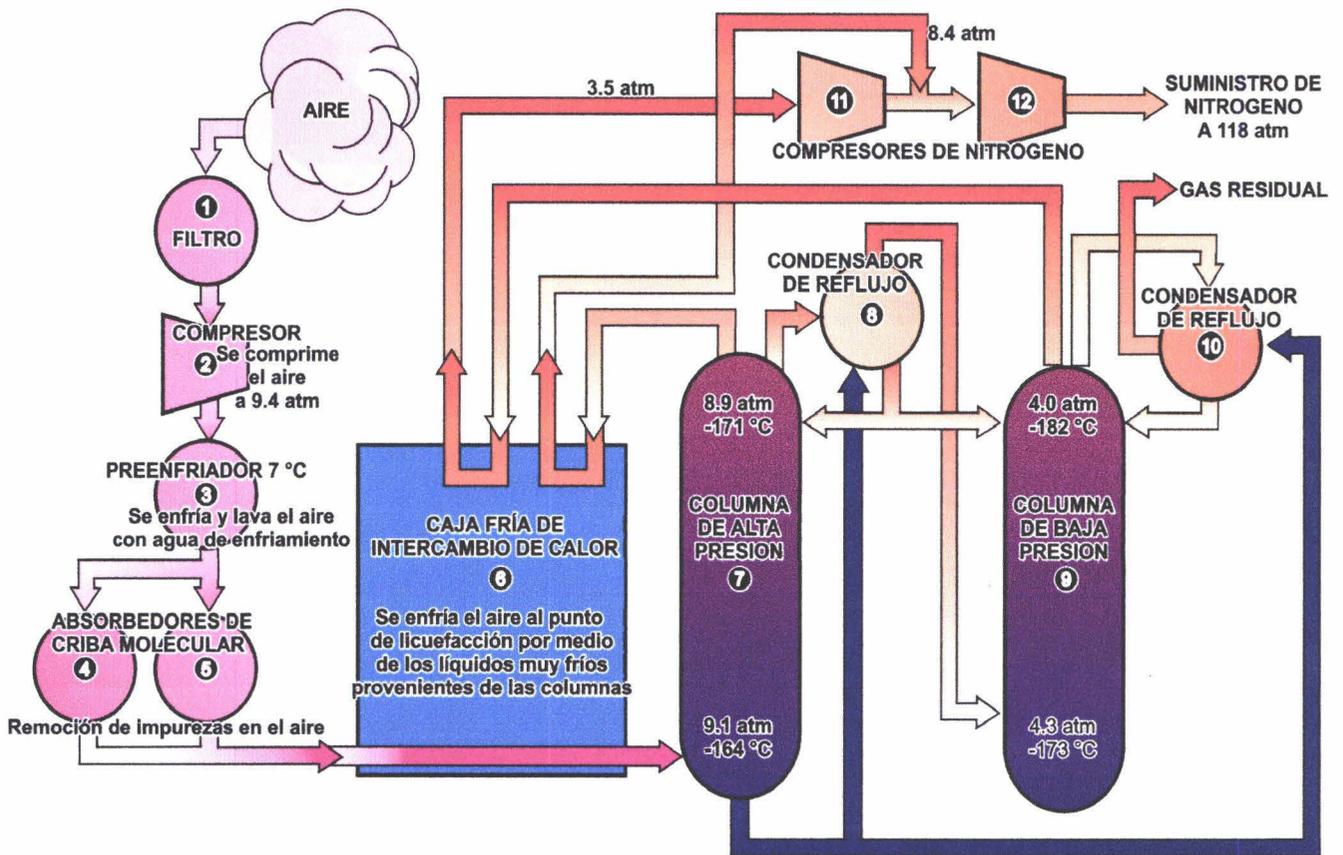


Figura 9. Proceso utilizado en Atasta para obtener el nitrógeno

- Purificación, se elimina polvo y gases residuales además de que se disminuye la humedad del aire.
- Enfriamiento criogénico, por medio de un proceso criogénico (a -178 °C) el aire es separado en sus componentes principales, siendo el principal el nitrógeno (78.11%). La planta consta de cuatro separadores de aire completamente paralelos con una capacidad de 300 millones de pies cúbicos por día cada uno.
- Destilación, donde se realiza una destilación fraccionaria por medio de columnas compuestas de bandejas donde los componentes más volátiles se condensan y van al fondo, por ejemplo el oxígeno y el argón, mientras que los menos volátiles, por ejemplo el nitrógeno se viaja a la parte superior.
- Compresión del producto, la compresión del nitrógeno se lleva a cabo por medio de seis etapas, las cuales tienen una capacidad de $335,600\text{ m}^3/\text{hr}$, aquí se le da

la energía al nitrógeno necesaria para viajar a las plataformas y llegar dentro de los límites de presión requeridos por PEMEX.

El gas natural usado para poder llevar acabo el proceso dentro de la planta de Nitrógeno proviene de Atasta por una tubería de 12 pulgadas de diámetro y 15 km de largo.

Dentro de la planta existe una red de tuberías para la distribución de gas natural, nitrógeno, agua salada de entrada y salida. Por lo que respecta a la tubería de distribución del nitrógeno con destino a la plataforma AKAL-CI es de 36 pulgadas de diámetro con una longitud de 100.5 Km.

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRESIÓN PRODUCCIÓN

La historia de producción del complejo indica que su explotación ha pasado por varias etapas, Figuras 10 y 11. La primera inició en marzo de 1981 con la explotación del campo Ku, alcanzando una producción máxima de 200 mbpd, en octubre de 1983. La segunda etapa esta marcada por haber mantenido esta misma producción de 200 mbpd por mas de 12 años a través del desarrollo marginal de Maloob y Zaap, la introducción de sistemas artificiales en Ku y la optimización de la infraestructura han permitido elevar la producción por arriba de los 300 mbpd.

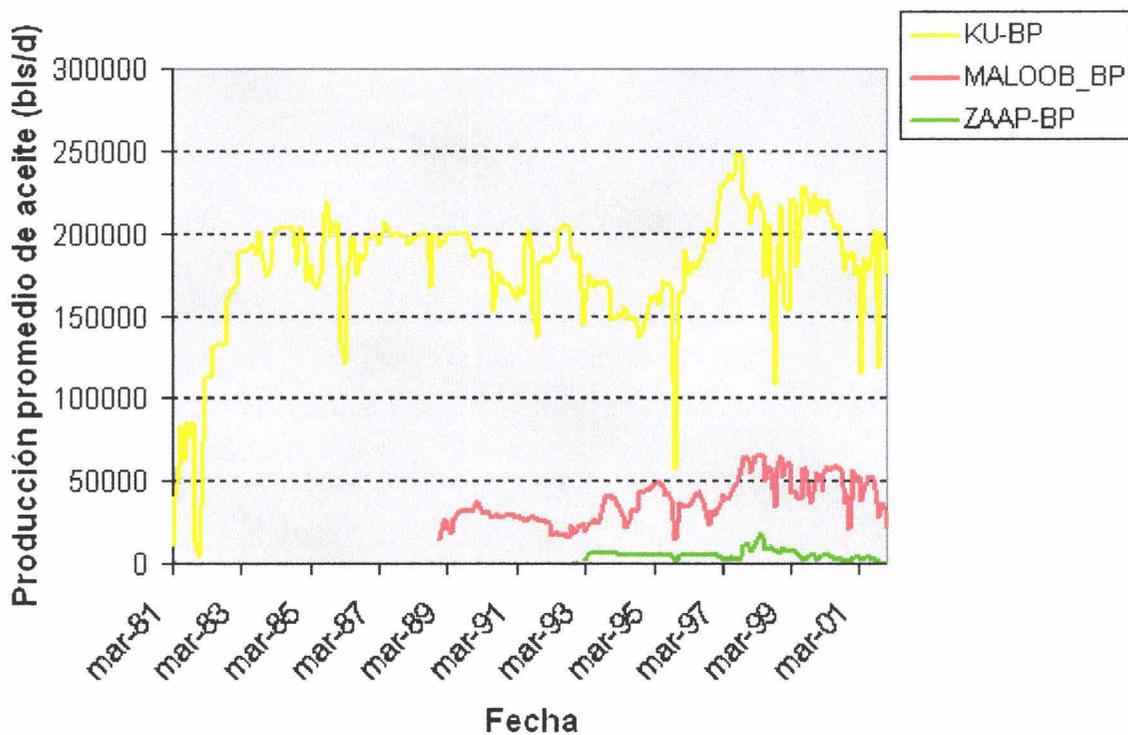


Figura 10. Producción promedio de aceite de los yacimientos de brecha

Refiriéndose a los yacimientos de la Brecha, la producción de Ku representa el 87% de la producción total de estos yacimientos, Figura 12. Por otro lado, la presión en los tres yacimientos ha disminuido conforme avanza la producción del campo Ku. Esto es debido a la comunicación entre ellos y por lo tanto, a que la producción en uno de los campos causa caídas de presión en los otros. Esto significa que aun cuando el campo Zaap ha producido marginalmente, su presión se ha reducido significativamente, como lo muestra la Figura 13.

Así, en Ku, de una presión inicial de 320 kg/cm², ésta se ha reducido a 175 kg/cm² propiciado la formación de un casquete de gas, y también la implantación del sistema de bombeo neumático para mantener la producción. En Maloob y Zaap la situación es diferente, si bien la presión ha disminuido, la reducción no ha provocado aún la formación de un casquete de gas.

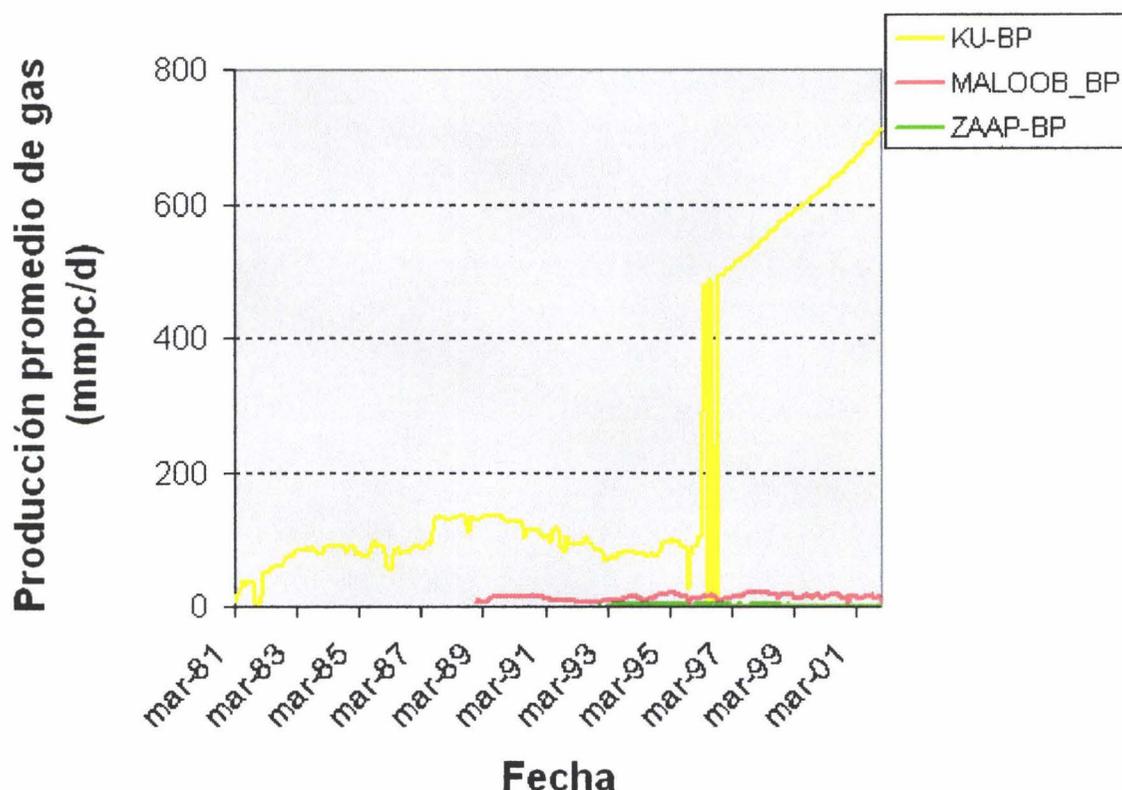


Figura 11. Producción promedio de gas de los yacimientos de brecha

Esta caída de presión, de mantenerse, afectará negativamente el volumen de reservas a producir. Un estudio de NSAI indica que en la principal formación productora (Brecha) de los tres campos, las reservas probables y posibles están ligadas a un esquema de mantenimiento de presión que permita su recuperación. Sin el mantenimiento de presión, estas reservas no podrán ser explotadas, y por lo tanto, los campos serán “dañados” permanentemente⁶. Los estudios de ingeniería de yacimientos indican que de continuar esta tendencia de presión en el transcurso de diez años la presión caerá a un valor de 155 kg/cm², lo que origina, además de las pérdidas de producción, la implantación de sistemas artificiales más sofisticados, y por lo tanto más costosos.

Debido a la situación anterior resalta la importancia de contar con un modelo de simulación confiable que nos auxilie en determinar que escenario de explotación será el óptimo para el Activo.

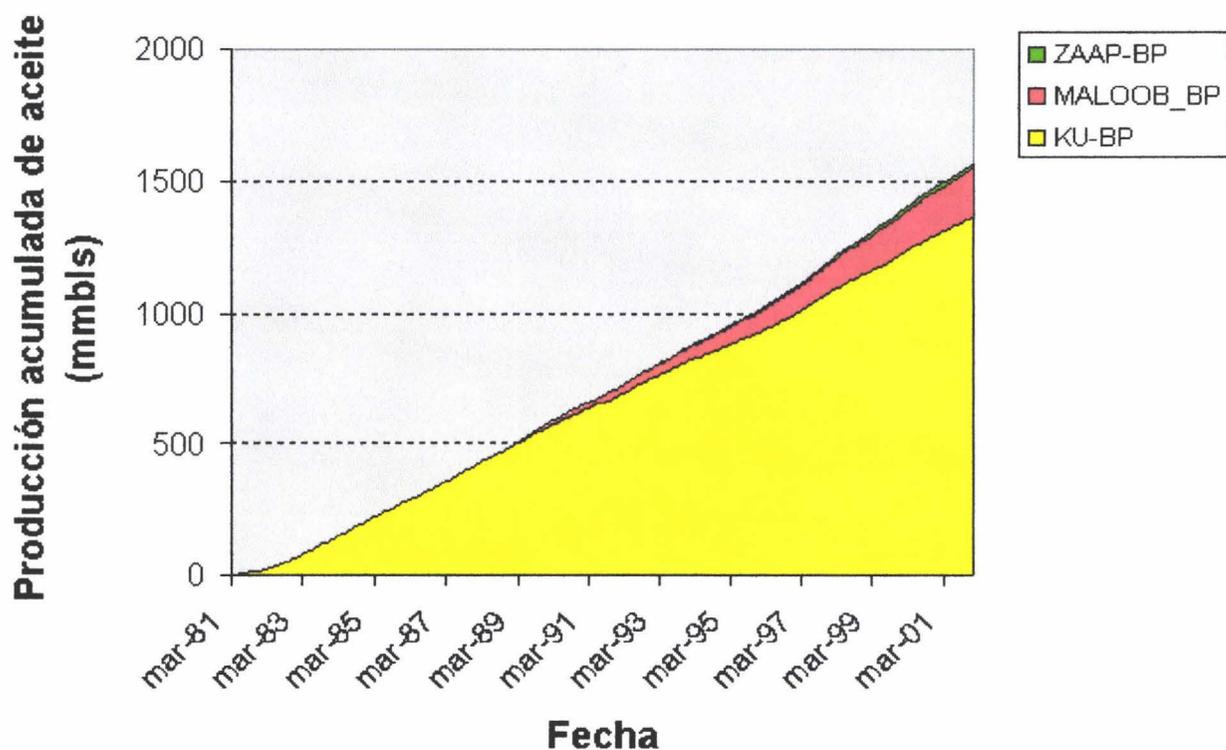


Figura 12. Producción acumulada de aceite de los yacimientos brecha

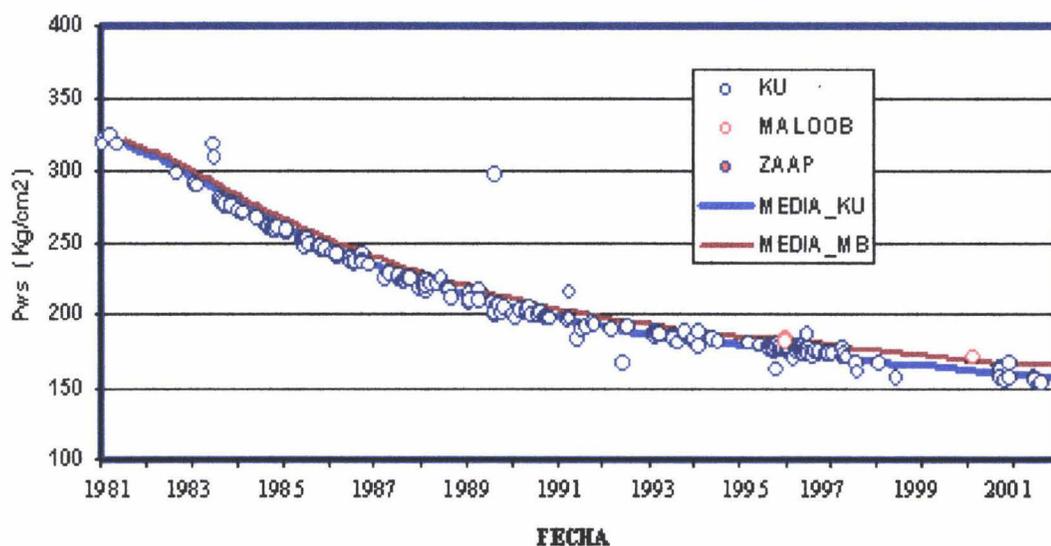


Figura 13. Historia de presión de los campos Ku Maloob Zaap

MODELO DE ACEITE NEGRO

El modelo de simulación numérica que actualmente se emplea para simular los yacimientos del activo Ku Maloob Zaap contiene 41 celdas en una dirección nominal Este-Oeste (x) y 62 en la dirección Norte-Sur (y). Este modelo contiene 32 unidades de flujo considerando matriz-fractura. El modelo involucra los ocho yacimientos, en total suman 81,344 celdas de las cuales 58,965 son activas, que son las correspondientes a los yacimientos de la brecha. Las celdas tienen un espesor promedio de 60 metros y una dimensión lateral promedio de 300 metros. Es un modelo de permeabilidad sencillo, esto significa que los fluidos no fluyen direccionalmente entre los bloques de la matriz, el aceite, agua y gas fluyen solamente entre los bloques de la fractura y entre los bloques matriz-fractura.

Los pozos están terminados en las fracturas.

El modelo es de aceite negro y utilizó una geometría de punto de esquina para a construcción de la malla de simulación.

Los yacimientos se tienen modelados con cuatro acuíferos analíticos que aportan una entrada de agua constante.

En la parte petrofísica se considera la opción de histéresis y cuenta con cuatro tablas de saturación, para matriz y fractura tanto para drene e imbibición, con la opción de end point scaling, además de la opción de drene gravitacional.

Desde el punto de vista de fluidos, son consideradas 2 regiones PVT, una de ellas corresponde a la brecha en Ku, y la otra a la brecha de Maloob y Zaap. Esta clasificación se debe a que el crudo de Maloob tiene características similares al de Zaap, mientras de el aceite de Ku difiere de los anteriores. Cabe señalar que dentro de los yacimientos los fluidos se consideran homogéneos debido a la alta transmisibilidad que existe dentro de los yacimientos.

La simulación empieza a partir del 1 de marzo de 1981, que es cuando el yacimiento de Ku brecha empezó a producir.

Los parámetros de ajuste del modelo de simulación incluye la conceptualización de que los yacimientos de la Brecha del Paleoceno y Cretácico Medio se encuentran comunicados hidráulicamente a través de un acuífero en común. Esto significa que la producción de hidrocarburos en uno de los yacimientos impacta el comportamiento de

los otros dos. El modelo de simulación, reproduce el comportamiento histórico de la presión y producción, así como el movimiento de los fluidos a nivel pozo. Además, este modelo incluye la representación de los mecanismos de producción en los yacimientos, que principalmente son los de la expansión del sistema roca-fluidos, el empuje hidráulico en los tres campos a través del acuífero común, y el empuje por expansión del casquete de gas secundario en el campo Ku.

Con este modelo se han simulado estos tres campos bajo diferentes condiciones de explotación y mantenimiento. Por ejemplo, la inyección de agua, de gas natural y de nitrógeno fueron simulados para determinar la recuperación de aceite y gas natural. El alto relieve estructural y las altas permeabilidades de los yacimientos Ku Maloob Zaap favorecen el mecanismo de segregación gravitacional originando una mayor recuperación de aceite. Por consiguiente la inyección de gas o nitrógeno al casquete secundario de gas incrementa la eficiencia de recuperación al ser este un mecanismo que recupera mayor aceite que el propio desplazamiento de agua.

De los escenarios considerados en este modelo, se concluyó que la inyección de nitrógeno es la mejor alternativa, desde el punto de vista técnico y económico, de recuperación para los campos Ku Maloob y Zaap.

CONVERSIÓN A MODELO COMPOSICIONAL

El modelo de simulación que actualmente trabaja el activo Ku Maloob Zaap es un modelo de aceite negro, y debido a que los yacimientos de la brecha comparten un acuífero el modelo abarca los campos de Ku Maloob Zaap.

En el modelo de aceite negro solamente se pueden discretizar en las fases presentes como agua, gas y aceite, por lo que en un proyecto de inyección de nitrógeno lo mas conveniente es tener un modelo composicional, en el cual se pueda monitorear la producción neta de nitrógeno, el tiempo de irrupción del nitrógeno, además de que se puede monitorear la concentración de nitrógeno dentro del yacimiento a través del tiempo.

Atendiendo lo anterior, se dispuso a convertir el modelo actual a un modelo composicional, para esto se usó el software eclipse office versión 2001 a .

Consideramos que para una buena conversión a modelo composicional, es imprescindible contar con una representación matemática del comportamiento de los parámetros PVT de los hidrocarburos a condiciones de yacimiento, por lo que el primer paso a seguir fue ajustar los PVT existentes, en este caso se utilizaron dos análisis PVT composicionales realizados al inicio de la vida productiva de los yacimientos. El análisis PVT del pozo Ku-47 se utilizó para toda la región de Ku, y el análisis del pozo KU-407 se utilizó para las regiones de Maloob y Zaap, debido a que las características de sus fluidos son muy parecidas entre si, además de que se encuentran comunicados hidráulicamente a través del acuífero y de la zona de aceite.

En primer lugar se inspeccionaron los resultados reportados por el laboratorio y se comprobó que eran consistentes con otros análisis PVT convencionales de los mismos campos.

Los análisis PVT originalmente se cargaron con 12 componentes y posteriormente se hizo un agrupamiento a 8 componentes, Figura 14, con el propósito de disminuir el tiempo de simulación.

Se utilizó la ecuación de Soave Redlich-Kwong de tres parámetros.

Después de varias sensibilidades se encontró un buen ajuste de la mayoría de los experimentos, como se puede ver en las Figuras 15 a 18.

Cuando los experimentos de los análisis PVT se reprodujeron, se les dio salida para incluirlos en la sección de PROPS del archivo .DATA.

El modelo de aceite negro incluye las opciones de histéresis y end point scaling, pero debido a que los modelos composicionales no trabajan con estas dos opciones en conjunto, se eliminó el end point scaling (ENDSCAL) y se escalaron las tablas de saturación por separado con la aplicación de SCAL. Debido a que se tienen separados los yacimientos por unidades petrofísicas, considerando matriz y fractura, y permeabilidades aceite-agua y aceite-gas fue necesario escalar un total de 140 curvas. En la Figura 19 se muestra un ejemplo de este escalamiento.

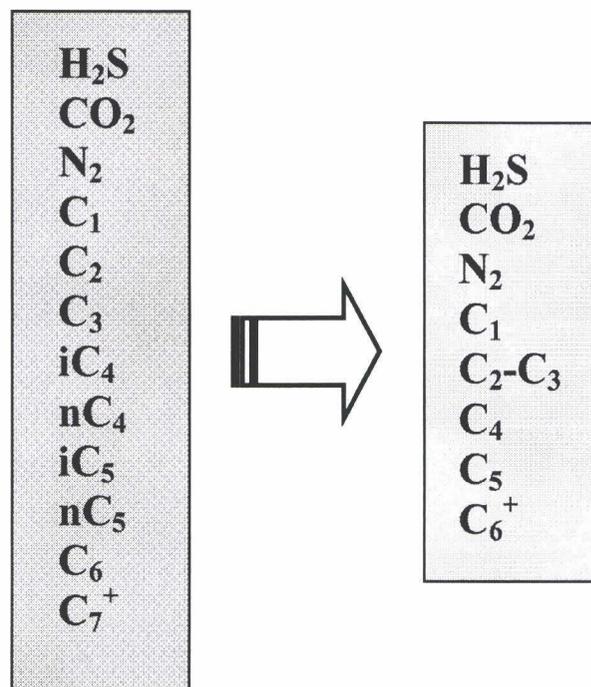


Figura 14. Agrupamiento de componentes para el análisis PVT composicional

El modelo de aceite negro cuenta con un acuífero analítico que considera entrada de agua constante, el cual no puede ser aplicado al modelo composicional, por lo que se decidió aplicar un acuífero explícito.

Originalmente el modelo de simulación de aceite negro contempla los yacimientos del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Brecha del Cretácico y calcarenitas del Eoceno

Medio, pero mantiene activas solamente las celdas correspondientes a los yacimientos de la Brecha.

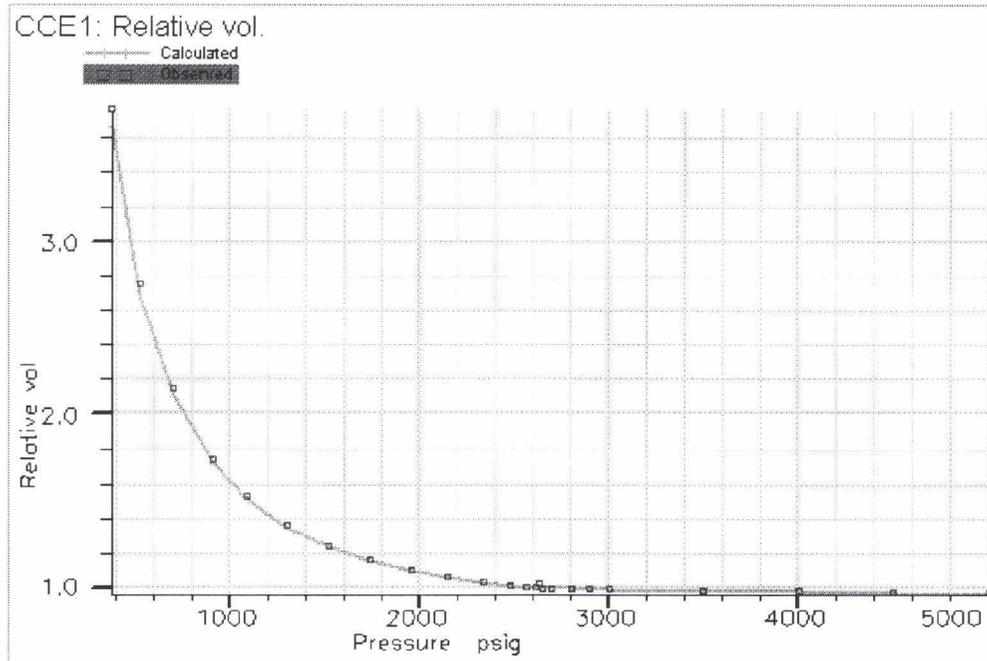


Figura 15. Ajuste del volumen relativo para el pozo Ku-47

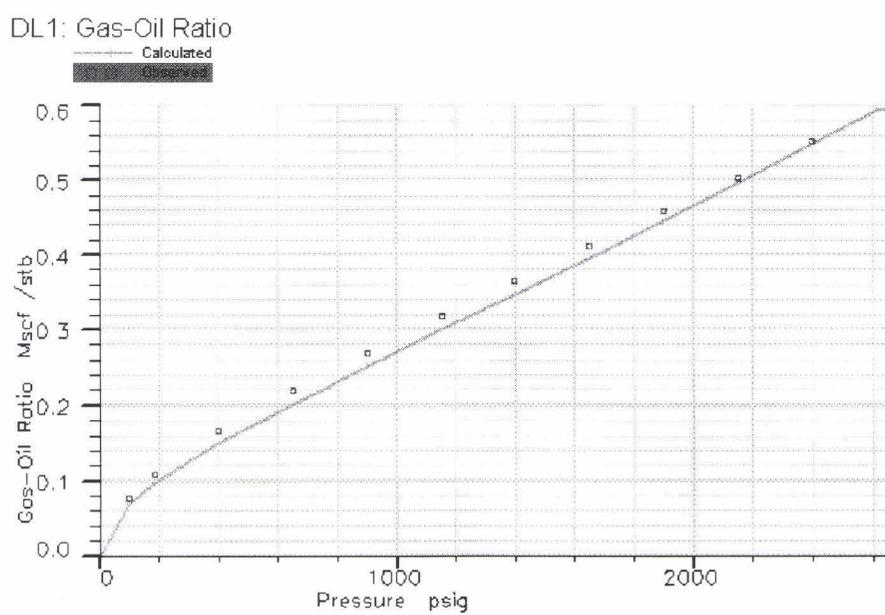


Figura 16. Ajuste de GOR para el pozo Ku-47

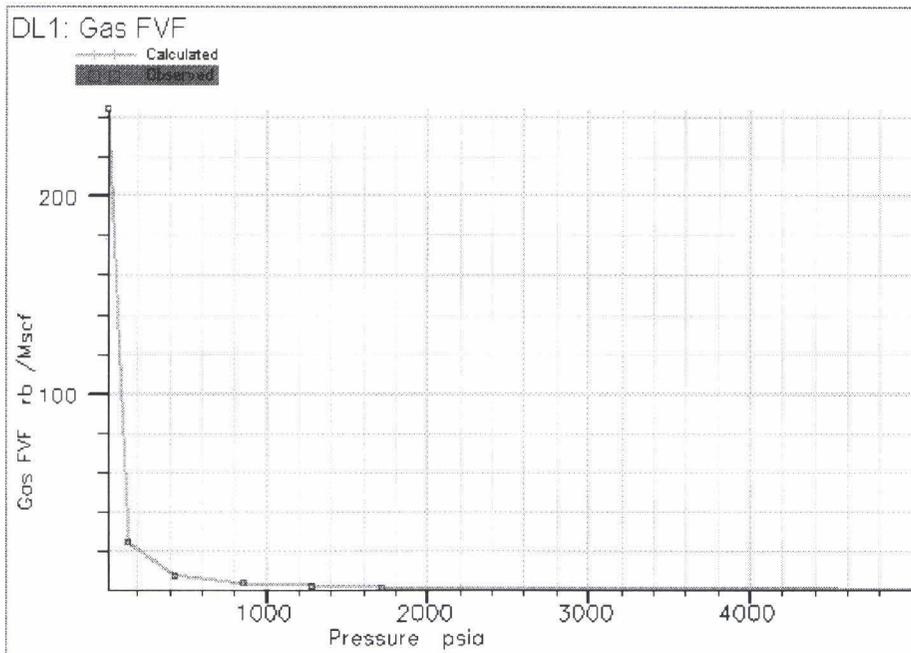


Figura 17. Ajuste de Bg para el pozo Ku-407

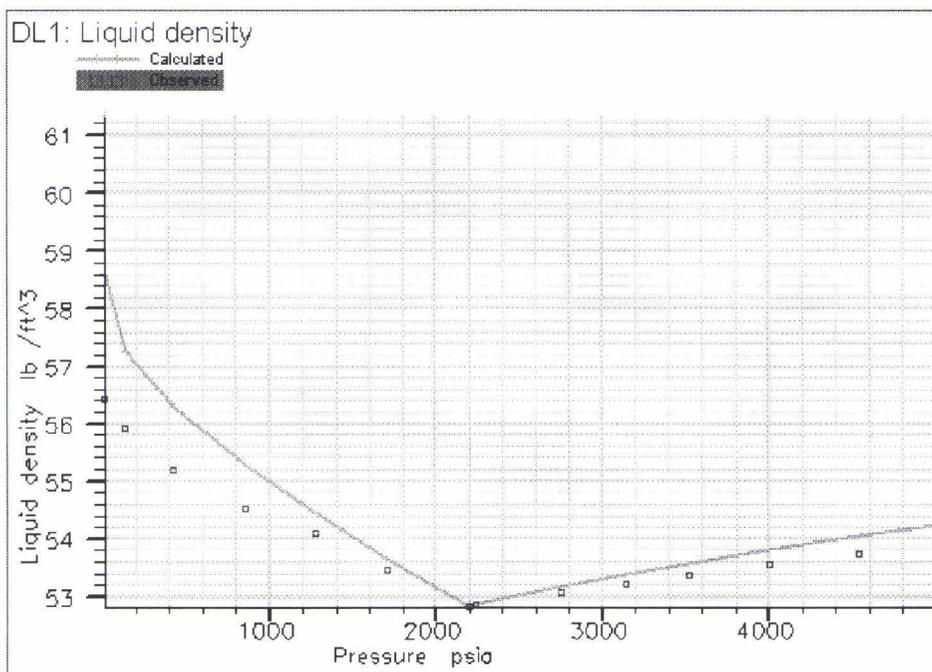


Figura 18. Ajuste de la densidad del líquido para el pozo Ku-407

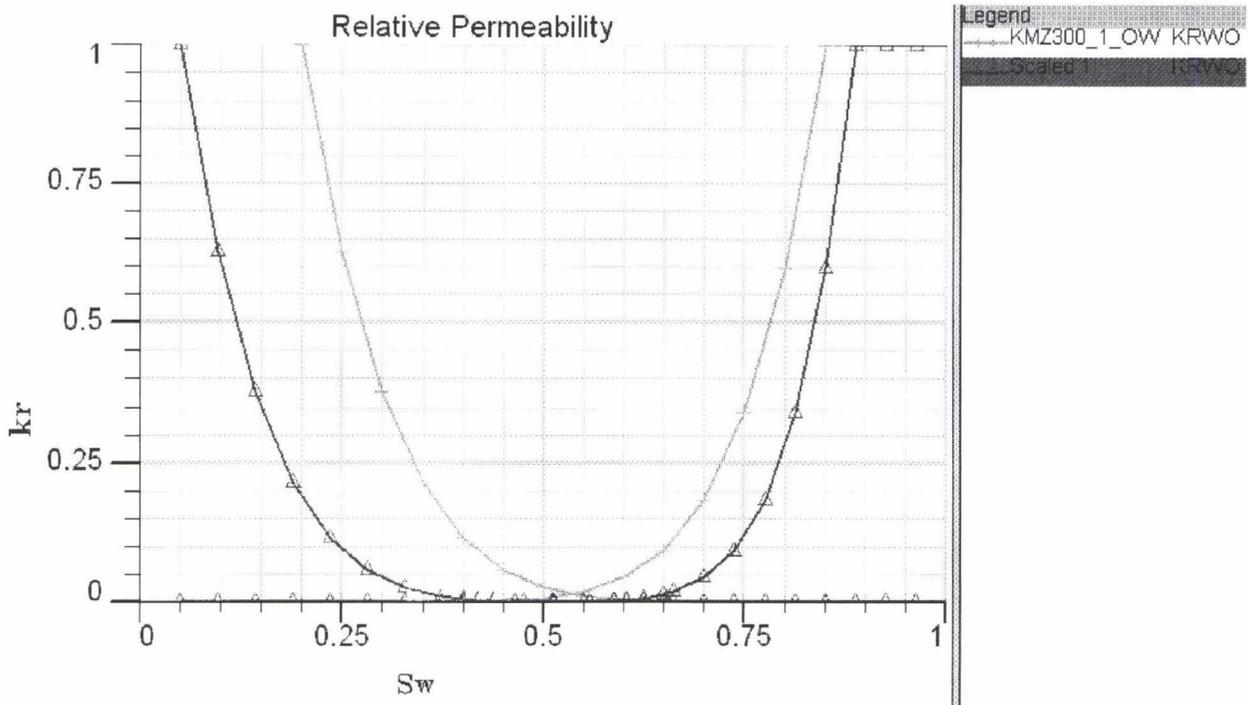


Figura.19 Escalamiento de las curvas agua-aceite para un valor SWL=0.05

Después de hacer los cambios necesarios en el archivo .DATA finalmente se pudo correr el primer intento de simulación, analizando los resultados de la corrida se pudo observar que la opción activar y desactivar celdas (ACTNUM) no funcionó en el modelo composicional, por lo que se tuvo que desactivar las celdas correspondientes a las calcarenitas del Eoceno Medio y las de Jurásico Superior Kimmeridgiano por volumen poroso. Posteriormente en los siguientes intentos se observó que los volúmenes originales era mayores, alrededor de un 20 % mas con respecto a los volúmenes reportados con el modelo de aceite negro, aquí cabe mencionar que las propiedades de los yacimientos se mantuvieron iguales en el modelo de aceite negro y el composicional. Se corrió un modelo simplificado del modelo de KMZ con una sola celda, saturada de aceite, utilizando el PVT agrupado en ocho pseudocomponentes con salidas a modelo negro y modelo composicional, se hicieron ambas corridas y en los resultados se pudo comprobar un volumen mayor en el modelo composicional alrededor de un 30%. Actualmente se investiga el por que de la diferencia entre estos volúmenes teniendo la certeza de que las propiedades de los fluidos son muy parecidas en ambos modelos, y que no se modificaron las características del yacimiento.

Debido a la complejidad del modelo, para realizar la simulación se utilizó un cluster de 4 procesadores Pentium 4 de 2GHz de velocidad con 1 GB de memoria ram y 160 GB de espacio en disco, el tiempo de simulación de la historia (20 años) se logró con en 28 horas.

Limitados por el tiempo, se decidió mantener estos volúmenes y ajustar la presión de simulación, para esto se hicieron algunos intentos modificando principalmente el volumen del acuífero y finalmente se decidió tomar, con las reservas del caso, el “ajuste” que se muestra en la Figura 20. Dentro de ésta figura, las marcas corresponden a las presiones medidas y las líneas continuas representan las presiones calculadas por el simulador, la línea blanca corresponde a una celda de Ku que se encuentra a la profundidad del plano de referencia (3,000 metros) y la roja corresponde a una de celda de Maloob y Zaap, aquí cabe mencionar que los yacimientos Maloob y Zaap se consideran un solo yacimientos dentro de la simulación.

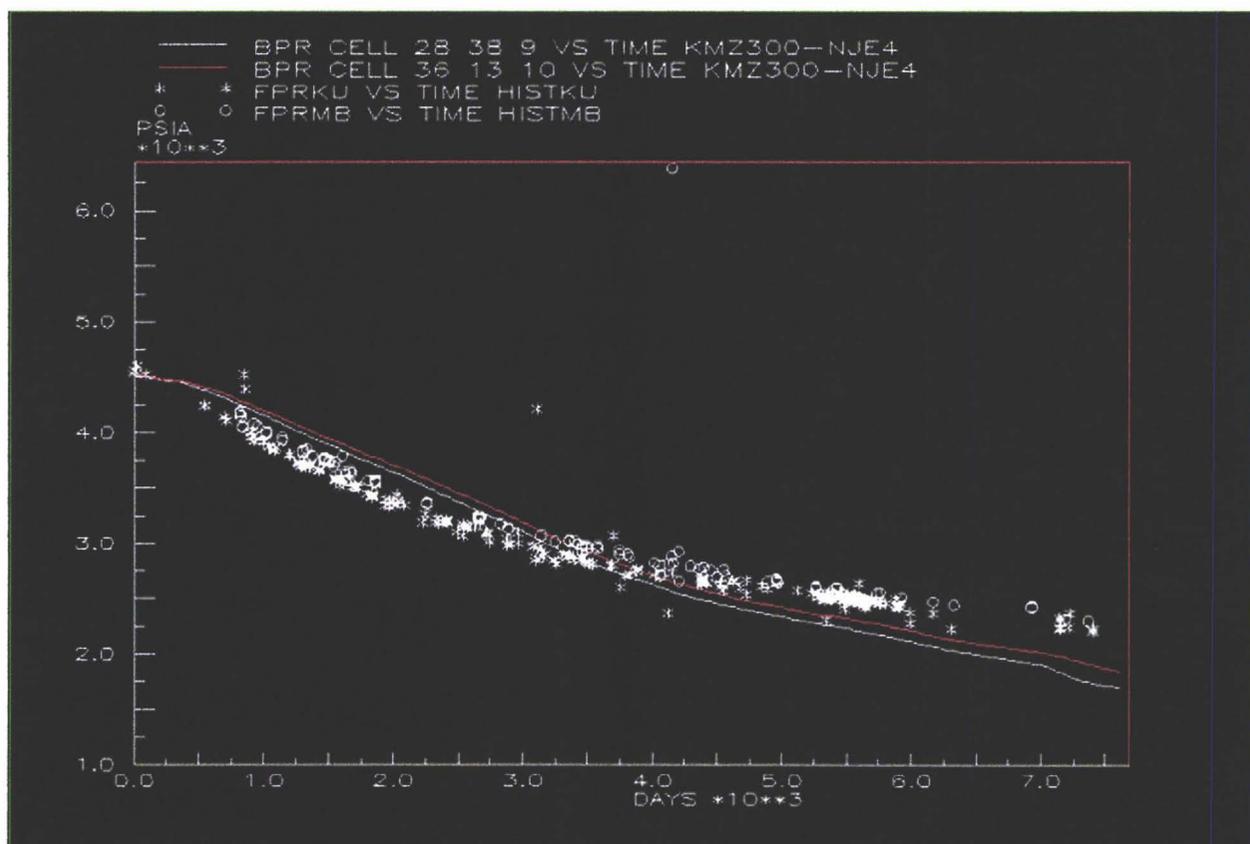


Figura 20. Ajuste de la presión estática para los campos Ku Maloob Zaap

Durante el proceso de ajuste, se intentó disminuir el tiempo de máquina, se utilizaron los agrupamientos en 3, 4 y 6 componentes en los análisis PVT. En los tres casos ningún pozo fue capaz de fluir aún cuando la viscosidad del fluido simulado estaba dentro del rango medido.

Considerando el ajuste de la historia se procedió a hacer una corrida base con agotamiento natural (sin ninguna intervención a partir de enero del 2003) y otra con la inyección de nitrógeno y el desarrollo de campos planeado para el Activo, donde se utilizó el movimiento de equipos POT-2/2002 de la Región Marina.

En la alternativa de inyección de nitrógeno se proponen siete pozos inyectoros, Tabla 2, donde este número de pozos fue el óptimo según los resultados del modelo de aceite negro que actualmente trabaja el Activo.

POZO	YACIMIENTO	TIPO	INICIO DE INYECCIÓN
KU-45	KU	CONVERSIÓN	MAYO 2005
KU-47	KU	CONVERSIÓN	JUNIO 2005
KU-67A	KU	CONVERSIÓN	JULIO 2005
KU-469	MALOOB	NUEVO	MAYO 2007
KU-99	MALOOB	NUEVO	JUNIO 2007
ZAAP-103	ZAAP	NUEVO	ENERO 2008
ZAAP-111	ZAAP	NUEVO	FEBRERO 2008

Tabla 2. Pozos inyectoros de nitrógeno

Cabe señalar que se especificó en la corrida de inyección, que el volumen de inyección de nitrógeno sería constante de 200,000 mpcd por yacimiento y en cuanto un pozo inyector se suspenda debido a una reparación, el volumen de nitrógeno que inyectaría ese pozo será repartido en los pozos inyectoros restantes del yacimiento.

Dadas las características de la simulación, el propósito de la inyección en este caso no será con objetivos de mantenimiento de presión.

La corrida de simulación para la alternativa de inyección de nitrógeno con desarrollo, requirió un tiempo de máquina de 61.01 horas y la de agotamiento natural 24.27 horas.

RESULTADOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO

Mediante el desarrollo de los campos de Ku Maloob Zaap se pretende disminuir la declinación de la plataforma de producción de crudo, lo cual se pudo observar mediante los datos salidos del simulador, como por ejemplo en la Figura 21, donde se muestra el comportamiento de la presión de una celda de Ku que se encuentra a 3,000 mvbnm, para los dos escenarios simulados, el agotamiento natural del yacimiento (AGOTAMIENTO) y el desarrollo de los campos con la inyección de nitrógeno (NITRÓGENO).

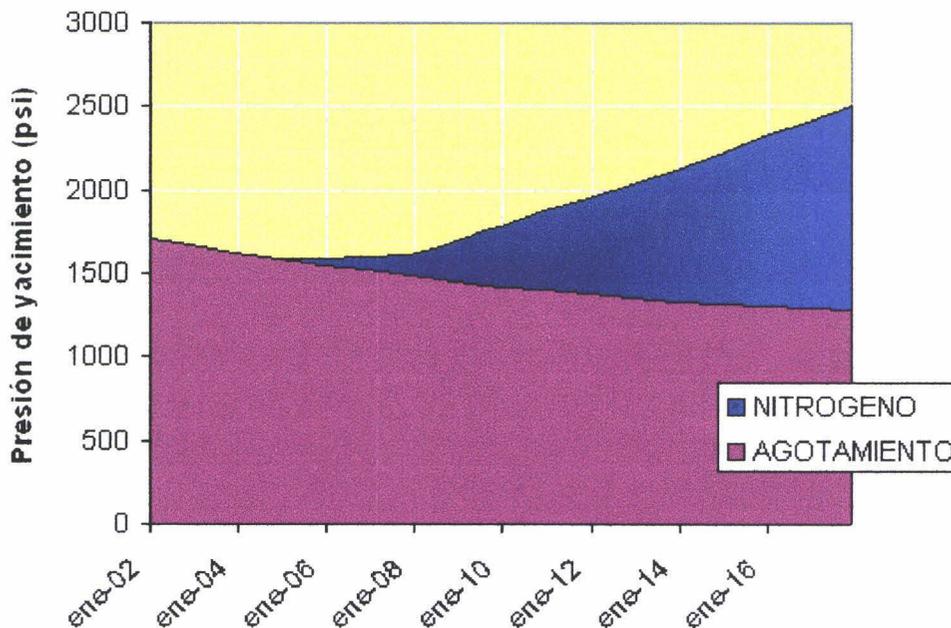


Figura 21. Presión de una celda del yacimiento KU a 3,000 mvbnm.

En las Figuras 22 y 23 se observa la variación del nitrógeno, tanto en fase aceite como en fase gas, cabe señalar que este comportamiento es promedio de todo el campo.

En las Figuras 24 y 25 se muestra el beneficio de inyectar nitrógeno con respecto a los gastos de aceite y gas producidos, los volúmenes reportados son gastos diarios promedio anuales.

El cálculo de este pronóstico para el agotamiento natural, no consideró ninguna inversión para el mantenimiento de pozos, infraestructura y equipos, por lo cual cuando

un pozo o equipo requiera reparación, éste quedará fuera y por ende impactará la producción.

Los resultados económicos de acuerdo con las premisas vigentes 2002-2016 se pueden observar en las Tabla 3 y 4,

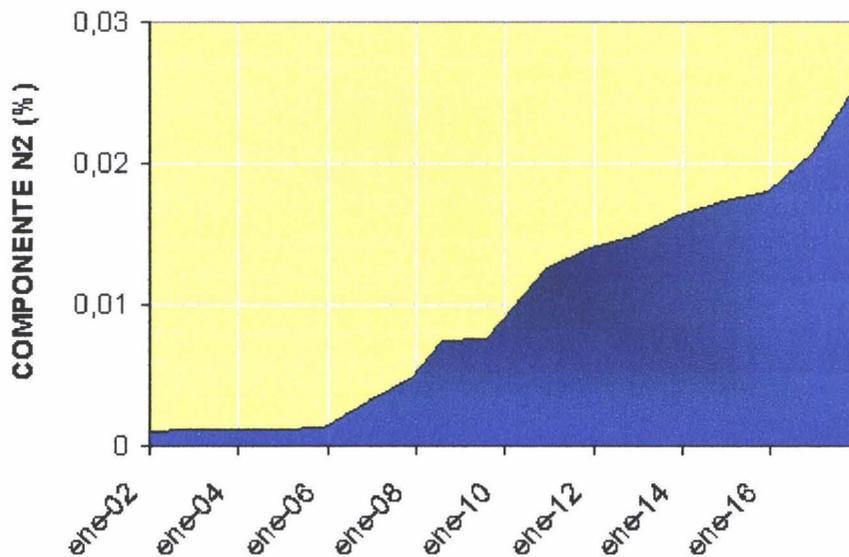


Figura 22. Variación de nitrógeno dentro de la fase aceite

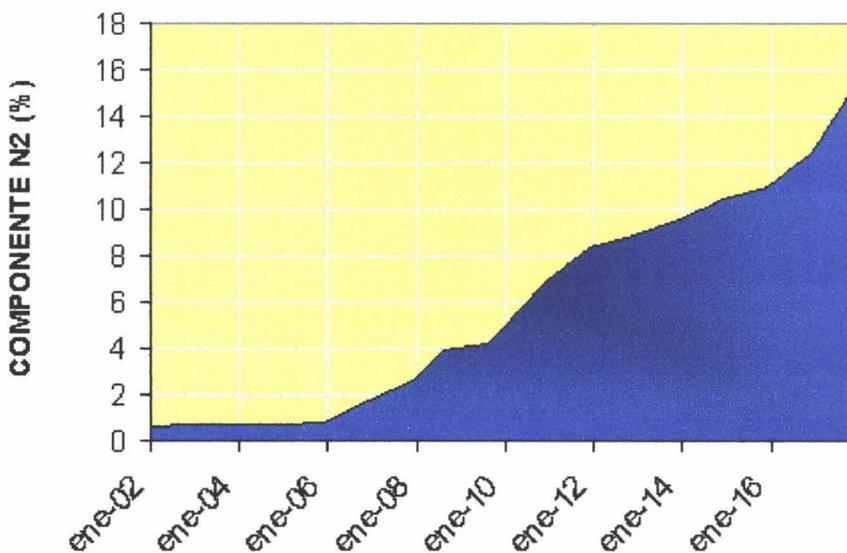


Figura 23. Variación de nitrógeno dentro de la fase gas

ESTA TESIS NO SALE DE LA BIBLIOTECA

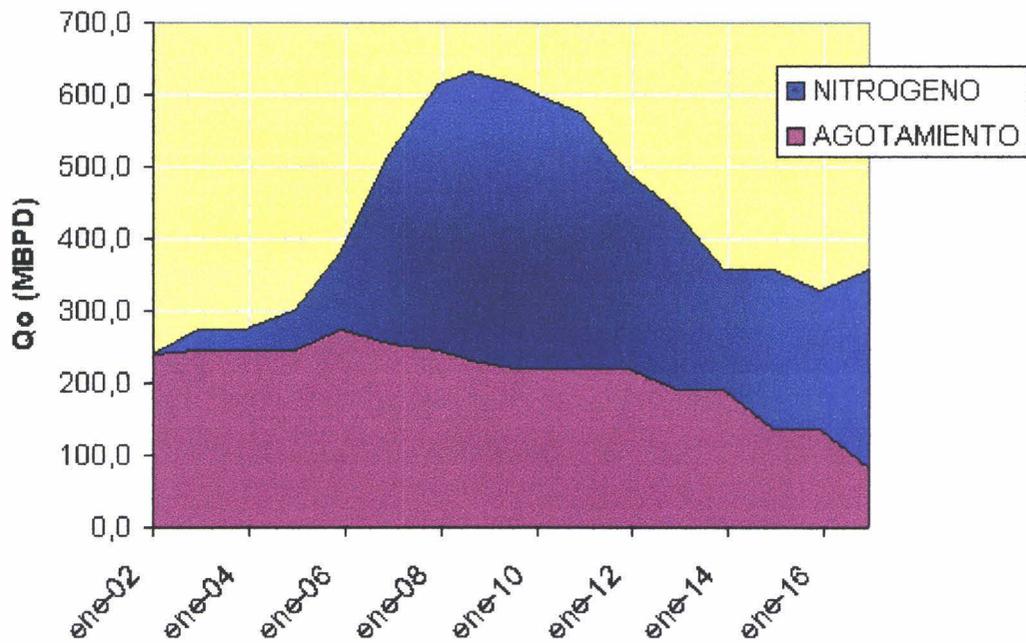


Figura 24. Pronósticos de producción de aceite

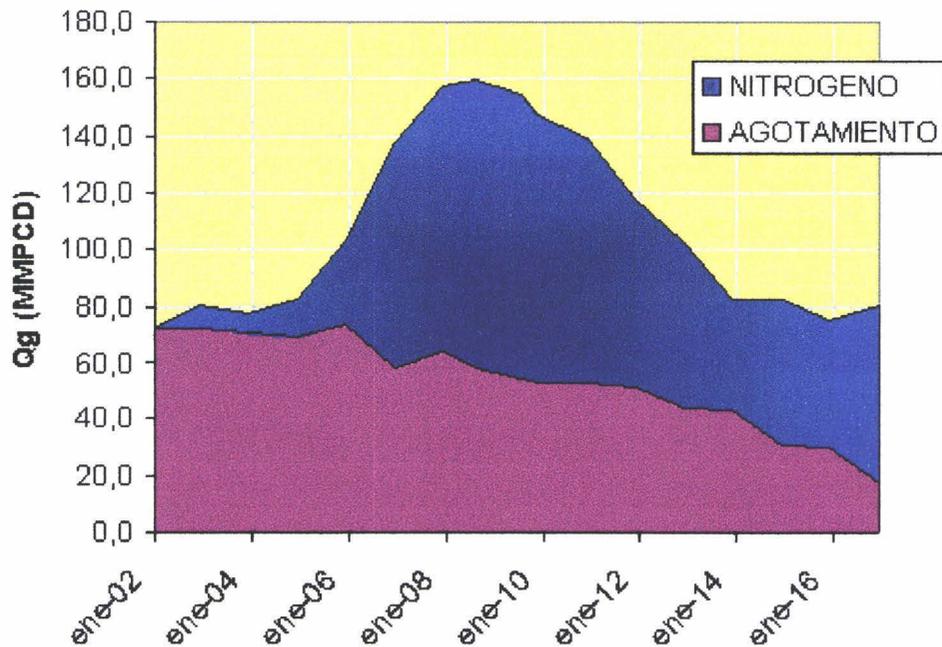


Figura 25. Pronósticos de producción de gas

Indicadores economicos

Costo de producción	CE =	2.78	dls/bpce
	CE =	0.56	dls/mpc
Valor Presente Neto	VPN =	98,178.76	mm pesos
Valor Presente de la Inversión	VPI =	9,156.04	mm pesos
Relación	VPN / VPI =	10.723	peso/peso
Tasa Interna de Retorno	TIR=	>800	
Periodo de Recuperación	PR =	0.0	años
Beneficio Costo	B/C =	5.17	peso/peso
Valor Presente de la Inversión	VPI =	9,156.04	mm pesos
Valor Presente de los Ingresos	VPIng=	143,208.22	mm pesos
Valor Presente de los Costos	VPCos=	15,252.82	mm pesos
Valor Presente de los Egresos	VPEgr=	24,408.85	mm pesos
Valor Presente del financiamiento	VFinanciamiento	-16,931.46	mm pesos

Tabla 3. Indicadores económicos para el escenario de agotamiento natural

Indicadores economicos

Costo de producción	CE =	3.76	dls/bpce
	CE =	0.75	dls/mpc
Valor Presente Neto	VPN =	191,655.41	mm pesos
Valor Presente de la Inversión	VPI =	32,804.55	mm pesos
Relación	VPN / VPI =	5.842	peso/peso
Tasa Interna de Retorno	TIR=	>800	
Periodo de Recuperación	PR =	0.0	años
Beneficio Costo	B/C =	4.47	peso/peso
Valor Presente de la Inversión	VPI =	32,804.55	mm pesos
Valor Presente de los Ingresos	VPIng=	245,572.40	mm pesos
Valor Presente de los Costos	VPCos=	23,697.82	mm pesos
Valor Presente de los Egresos	VPEgr=	56,502.36	mm pesos
Valor Presente del financiamiento	VFinanciamiento	6,717.05	mm pesos

Tabla 4. Indicadores económicos para el escenario con inyección de nitrógeno.

Analizando las tablas anteriores se puede ver que con la opción de inyección de nitrógeno se ganarán 93,476.65 mmpesos más que con la opción de agotamiento natural.

Es importante mencionar que el proyecto de inyección de nitrógeno en Ku Maloob Zaap comprende la perforación y terminación de 82 pozos (78 de desarrollo y 4 para la inyección de nitrógeno), la conversión de 3 pozos a inyectoros, considera la instalación de 16 plataformas nuevas: 7 de perforación, 5 de producción/enlace y 4 habitacionales; 8 sistemas de separación, 5 sistemas de compresión y 5 de bombeo. Adicionalmente se instalarán aproximadamente 162 km de ductos para el manejo de la producción, el transporte de gas de bombeo neumático y la inyección de nitrógeno. Además, se consideran los programas operacionales, los cuales contemplan el mantenimiento a pozos y la infraestructura existente.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de analizar los resultados obtenidos de la simulación y del análisis económico podemos concluir que:

- El modelo de simulación aún no está ajustado por lo que los resultados no se pueden tomar para un análisis real del campo.
- Existen limitaciones en el software, lo cual hace más complicado el trabajo de simulación.
- Para modelos tan complejos como el de Ku Maloob Zaap el hardware impone varias restricciones, principalmente en el tiempo de máquina necesario para correr una simulación.
- En un proyecto de inyección de nitrógeno un modelo composicional es lo más adecuado para simular el yacimiento
- El análisis técnico de simulación de yacimientos muestra que la inyección de nitrógeno aporta beneficios de explotación para las brechas de Ku Maloob Zaap.
- Mediante el desarrollo de los campos del activo Ku Maloob Zaap y de la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de presión de los yacimientos de la brecha, se logrará disminuir el efecto de declinación de la plataforma de producción de crudo pesado.
- Los indicadores de rentabilidad manifiestan que el proyecto de inyección de nitrógeno es altamente rentable ya que genera un importante valor económico.

Finalmente se recomienda analizar los problemas que se tuvieron para la conversión del modelo de aceite negro a composicional para poder obtener un modelo composicional ajustado que sea confiable en sus pronósticos.

REFERENCIAS

1. PEMEX Exploración y Producción. Las reservas de hidrocarburos de México 2002.
2. CanPetro, Ku Maloob Zaap Integrated Reservoir Study
3. Pérez Martínez, Ernesto. Cálculo del volumen original del acuífero del complejo Ku-Maloob-Zaap en el horizonte Cretácico. Artículo AIPM, junio2001.
4. PEMEX, Comportamiento y manejo del nitrógeno en el campo, Gerencia de reparación y terminación de pozos. Enero 1990.
5. Ortega G, H, Sánchez B, J Proyecto Cantarell. Ingeniería petrolera, Mayo 1998.
6. NSAI, Advisor study of the Ku Maloob Zaap complex located in the bay of Campeche, México, Enero 1999.