



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA

"ESTUDIO TÉCNICO DE LA INYECCIÓN DE UN GAS INERTE
(NITRÓGENO) PARA RECUPERAR HIDROCARBUROS EN
YACIMIENTOS PETROLEROS DE LA SONDA DE CAMPECHE"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

P R E S E N T A :

MÉNDEZ MORALES ISRAEL

ASESOR: ING. RENÉ DE LA MORA MEDINA

MÉXICO

2002

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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.

PAGINACION DISCONTINUA



**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA**

OFICIO: FESZ/JCIQ/061/02

ASUNTO: Asignación de Jurado

ALUMNO: MENDEZ MORALES ISRAEL

P r e s e n t e .

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

Presidente:	I.Q. Gloria Peralta Otañez
Vocal:	I.Q. René de la Mora Medina
Secretario:	I.Q. José Bermúdez Mosqueda
Suplente:	M. en C. José Nuñez Flores
Suplente:	I.Q. Angel Gómez González

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

A t e n t a m e n t e

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

México, D. F., 25 de Julio del 2002

EL JEFE DE LA CARRERA

I.Q. ANDRES AQUINO CANCHOLA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

AGRADECIMIENTOS.

A mi asesor, el Ingeniero
Químico René de la Mora Medina
por su asesoría y apoyo para
la realización de este trabajo.

Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)
por la ayuda económica para la realización
de este trabajo, dentro del programa de becas
de licenciatura.

Mi total reconocimiento a los integrantes
del jurado, por sus atenciones y tiempo
para conmigo durante la revisión de este
trabajo.

A mi padre:
Agustín
por su apoyo y sacrificio
que tienes con nosotros.

A mi madre:
Violeta Rosa María
por su cariño, esfuerzos
y desvelos que tienes
con nosotros.

A mi hermano:
Miltón
con mucho
aprecio y afecto.

A mis tíos:
Alicia, Tere y Ellas
por toda su ayuda y
aprecio.

A todos aquellos profesores
que me dejaron una gran
enseñanza.

A los Ingenieros Alejandro,
Delfino, Félix, Joel, José, Saul
Fis.Candelario y los compañeros
del IMP por su ayuda.

A mis perros Yiyo,
Pelos y Primavera.

A mis amigos y compañeros
del colectivo, de biología, QFB
gracias por todos esos
agradables momentos así como
sus consejos especialmente
Albar, Adolfo, Cesar,
Jazmín, Oscar, Rafael.

A la memoria
de un querido amigo
Hugo Miguel.

A mi novia:
Beatriz
gracias por tu amor,
paciencia, ayuda,
motivación y compañía
durante todo este tiempo.

ÍNDICE	
ÍNDICE	1
INTRODUCCIÓN	3
OBJETIVOS	5
CAPITULO I	
1. GENERALIDADES DEL PETRÓLEO.....	6
1.1 Historia del Petróleo en México.....	6
1.2 Formas en las que se encuentra el petróleo	10
1.3 Tipos de petróleo y la producción en México.....	12
1.4 Procesos a los cuales se somete el petróleo.....	14
1.5 Extracción.....	15
1.6 Principios, ventajas y necesidad del mantenimiento de presión en Cantarell	16
CAPITULO II	
2. TIPOS DE RECUPERACIÓN.....	25
2.1 Fundamentos de recuperación.....	25
2.2 Métodos de recuperación	26
2.3 Tipos de inyección.....	30
CAPITULO III	
3. ANÁLISIS DE LOS PROCESOS DE GASES INERTES	55
3.1 Comparación de las Propiedades de los Tipos de Gases de Inyección	55
3.2 Comparación de Procesos	59
3.3 Características del Fluido Inyectado.....	63
3.4 Especificaciones Económicas de producción.....	64
3.5 Ventajas y Manejo del Gas en Cantarell.....	67
CAPITULO IV	
4. PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DEL NITRÓGENO	72
4.1 Características del nitrógeno.....	72
4.2 Proceso Criogénico.....	74
4.3 Condiciones específicas y requerimientos de la PGN.....	80
4.4 Proceso de Compresión del Nitrógeno.....	83
CONCLUSIONES.....	85
ANEXOS.....	87
A) Proceso de gas de combustión.....	88
B) Proceso de gas de escape de motor de combustión	89
C) Proceso del nitrógeno criogénico	90
D) Planta de Compresión de Nitrógeno Atasta.....	91
ABREVIATURAS.....	92
GLOSARIO.....	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	96
ARTÍCULOS.....	97
PÁGINAS DE INTERNET.....	98
GRÁFICA	
1.1 Historia de Producción.....	19
1.2 Condiciones promedio de operación de B.N en Akal.....	20
TABLAS	
1.1 Clasificación de las mezclas de aceite	13
3.1 Propiedades de los gases de inyección	55

3.2 Por ciento de los gases de combustión	61
3.3 Efectos de las propiedades de los fluidos con respecto a las necesidades del gas	63
3.4 Tipos de conversión de energía	65
3.5 Consumo de energía de los procesos de gas inerte	66
3.6 Precio por unidad de gas de inyección	67
3.7 Ventajas de la inyección de N_2 comparada contra la inyección de otros gases	68
3.8 Comparativo de los costos de las tecnologías considerada	69
3.9 Manejo de gas Cantarell	70
4.1 Propiedades físicas del nitrógeno	73
FIGURAS:	
1.1 Localización de la sonda de Campeche	9
1.2 Características de Cantarell	18
1.3 Necesidad de mantenimiento de presión	24
2.1 Transmisión de agua en el fondo del depósito	29
2.2 Inyección de agua	32
2.3 Depósito de transmisión combinada	33
2.4 Configuración de las inyecciones de agua	35
2.5 Inyección de gas ático	38
2.6 Combustión hacia delante	41
2.7 Tipos de recuperación por combustión	42
2.8 Combustión a contramarcha (reverse)	43
2.9 Inyección de vapor	44
2.10 Transmisión de vapor	45
2.11 Recuperación con CO_2	47
2.12 Miscibilidad del dióxido de carbono	48
4.1 Esquema general de la planta de nitrógeno	77
4.2 Proceso de producción de aceite y gas en la región marina	78

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es describir y seleccionar el sistema de inyección mediante gas inerte para su aplicación en la extracción de crudos de los pozos petroleros.

El mercado del petróleo sigue siendo el más importante con respecto a otros energéticos (energía solar, eólica, eléctrica), pero la producción de los pozos en algunos casos esta disminuyendo la extracción de hidrocarburos por la caída de la presión natural del yacimiento que impulsa la salida del petróleo, por lo que el crudo se queda en el fondo sin poder salir, de tal manera que es importante recuperar estos remanentes de hidrocarburos, ya que resultaría más costoso perforar más pozos en busca de hidrocarburos, por eso se ha pensado en realizar recuperaciones secundarias y terciarias para mantener los pozos de producción de hidrocarburos.

En este trabajo se plantea el estudio de estos métodos de recuperación en los campos de la Sonda de Campeche, principalmente en el complejo Cantarell en el pozo de Akal.

El proyecto Cantarell cubre un área de 134 km² en la Sonda de Campeche y se encuentra ubicado a 90 km. al norte de la Ciudad del Carmen; la profundidad del mar en que se ubica el yacimiento varía de 35 a 40 metros. El complejo comprende cuatro campos adyacentes, Akal, Nohoch, Chac y Kutz de estos el campo Akal es por mucho el mayor, ya que contiene 92% del volumen original y representa sólo el 2% de la producción. Cantarell constituye el yacimiento más grande del país y el sexto en importancia mundial. Representa una proporción sustancial de las reservas, producción y exportación de México. Produjo en 1998, un millón 250 mil barriles por día, esto representa 52% de la producción de la región marina y 40% de la producción nacional. Por su contenido original el campo se clasifica como súper gigante, el volumen original es de 35 mil millones de barriles, de este volumen se han producido 6,014.8 millones de barriles. Al 1º de enero de 1999 se había producido 6,934.4 millones de barriles de aceite y 2,954.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Su reserva remanente probado a la misma fecha es de 12,123.5 millones de barriles y 5,169.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. El volumen producido equivale al 17% de la reserva del volumen original, y los 12,123.50 de la reserva remanente equivalen al 32% de tal manera que se piensa obtener el 49% del volumen original.

En 1990 se busco mantener la presión de los yacimientos a través de la perforación de pozos, vemos que durante este periodo se continuo el decremento de la producción de los pozos. De acuerdo a los datos que se obtuvieron en el mes de junio de 1996 se observo que la presión del yacimiento pasó de un valor original de 270 a 123.7 kg/cm² concluyéndose que era necesario mantener la presión de estos yacimientos para que la tasa de producción máxima final no se viera afectada.

Por lo anterior se considero usar algún método de recuperación secundaria que pudiera aumentar y mantener la presión en los depósitos de Cantarell, debido a las características del yacimiento; se determino que era apropiado inyectar un gas, entonces se

optó por el nitrógeno, ya que representa las mejores condiciones tanto técnicas como económicas para ser empleado en Cantarell en el pozo de Akal. Con el nitrógeno se puede alcanzar hasta un 60% de recuperación en la extracción del petróleo a diferencia del agua que se puede alcanzar hasta un 45% la cual no se puede emplear en estos yacimientos porque es naturalmente fracturado así como otras características del pozo que se describen en este trabajo, al igual que el gas natural y el CO₂ los cuales pueden tener hasta un 50% de recuperación pero su costo y la falta de depósitos cercanos para inyectar estos gases a los depósitos se descartaron estas posibilidades.

Capitulado del trabajo.

La estructura de este trabajo es la siguiente: En primer término el capítulo uno, trata de las generalidades del petróleo desglosándose en la historia del petróleo en México, así como las diferentes maneras de como se conoce el petróleo, los tipos de crudo, los procesos a los que se somete, los usos de los principales productos, su explotación, extracción y las características del complejo Cantarell, así como el problema que presenta este complejo de la caída de presión para continuar extrayendo el petróleo de los pozos.

En el capítulo dos se describe los diferentes tipos de recuperación en la producción de los hidrocarburos, para tratar de ver cual es la mejor solución para abatir la caída de presión de este complejo Cantarell.

Posteriormente en el capítulo tres, después de conocer los tipos de recuperación en la extracción del petróleo, se comienza a analizar los procesos de gases inertes, al igual que la comparación de las propiedades de los tipos de gases de inyección y las especificaciones económicas de producción, de estos tres aspectos se realiza una comparación de los compuestos con respecto al nitrógeno, por lo que se determinó cual era el gas de inyección más conveniente para el yacimiento de Akal.

Una vez conocido el gas de inyección que se va emplear (nitrógeno), se desarrolla en el capítulo cuatro, el sistema de producción e inyección del nitrógeno, el cual abarca el proceso criogénico, las condiciones y los requerimientos específicos de la planta Generadora de Nitrógeno para realizar la compresión e inyección del nitrógeno en el campo de extracción Akal. Por último en el capítulo cinco se presentan las conclusiones del trabajo así como los beneficios que se esperan de la inyección del nitrógeno, además se presenta un glosario, las abreviaturas, los anexos y las referencias bibliográficas, artículos, páginas de Internet requeridas para la elaboración de este trabajo.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

OBJETIVOS

Para el estudio técnico de la inyección de gas inerte (Nitrógeno) para recuperar hidrocarburos en yacimientos petroleros en la sonda de Campeche se planteo un objetivo general y dos objetivos específicos que son los siguientes objetivos:

Objetivo General

- Describir y seleccionar un sistema de inyección mediante gas inerte para su aplicación en la extracción de crudos de los pozos petroleros.

Objetivos Específicos

- Analizar las ventajas de emplear la inyección del Nitrógeno con respecto de la inyección de agua, CO₂, gas natural, entre otros.
- Realizar una recuperación adicional de hidrocarburos remanentes, al emplear la inyección del nitrógeno en los yacimientos.

CAPÍTULO I

1. GENERALIDADES DEL PETRÓLEO

Antes de comenzar con el tema nos hacemos la pregunta ¿Qué es el petróleo?, existen muchas definiciones, no obstante pueden resumirse como sigue: Proveniente del latín (*petroleum*) (*petra*-piedra y *oleum*-aceite), que significa aceite de piedra. Es un compuesto de hidrocarburos, básicamente una combinación de 76% a 86% de carbono y de 10 a 14% de hidrógeno, se encuentra asociado con algunas sustancias como el nitrógeno, el dióxido de carbono, el azufre, y otros elementos. Sin embargo, la magnitud de estos elementos es pequeña comparada con el volumen total de los hidrocarburos⁽¹³⁾. El petróleo corresponde a un grupo de sustancias bituminosas abundantes en la naturaleza, que se encuentran en variadas formas y reciben diversas denominaciones como petróleo en bruto, piedra, asfaltos, nafta, o bien se halla mezclado con materias minerales, como ocurre en las pizarras bituminosas. Asume los tres estados físicos de la materia sólido, líquido y gaseoso, según su composición, temperatura y la presión a la que se encuentre. En forma líquida es aceitoso, inflamable, con amplia variación en su viscosidad y olor fuerte característico, su color varía de amarillo a castaño rojizo oscuro o negro, normalmente exhibe una fluorescencia verdosa distinta, su densidad es menor que la del agua en estado gaseoso es inodoro, incoloro e insípido. Se cree que el petróleo se formó a partir de sedimentos marinos y semimarinados cercanos a la costa sobre los cuales hubo una acción geológica (el mecanismo exacto se desconoce) durante millones de años y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas.

El petróleo se encuentra por todo el mundo, desde los desiertos hasta las regiones árticas y las plataformas continentales. El tipo de sitios o yacimientos de los que se extrae varía desde ciénos superficiales hasta infiltraciones subsuperficiales; también se le encuentra desde arenas y depósitos de alquitrán hasta extractos de rocas situados a profundidades los cuales varían entre decenas a varios miles de metros⁽⁴⁾.

1.1 Historia del Petróleo en México.

Por otro lado, los antiguos mexicanos, tenían conocimiento del petróleo, lo recogían de las chapopoterías (petróleo crudo), era utilizado en sus ceremonias religiosas a manera de incienso. Al parecer le daban empleo como colorante, pegamento y como medicina. También en la época colonial se utilizó el petróleo principalmente para calafatear (tapar con estopa y brea las juntas de las tablas de del casco de un bote) navíos; sin embargo a inicios del siglo XVII el gobierno español vislumbraba la importancia del petróleo, dado que fue incluido en las Leyes de las Indias, como uno de los bienes que se reservaba a propiedad de la Corona Española.

Antes de concluir el siglo XVIII, el petróleo comenzó a utilizarse con diferentes fines. Las primeras exploraciones para encontrar petróleo en México se llevaron a cabo desde el año de 1869 con resultados negativos y lo mismo ocurrió en los años siguientes, hasta que en 1905 se descubrió que México tenía grandes reservas. En 1900 llegó a México el futuro "rey del petróleo", Eduardo Doherty quien creó La Mexican Petroleum Company, que no tardó en convertirse en la compañía petrolera más importante de México. Después

fundó varias filiales, entre las que destacó la Huasteca Petroleum Company, en total sus empresas produjeron 15,020,927 de los 26,235,403 que constituían la producción total del país ⁽²⁾.

La producción de petróleo en nuestro país comienza en 1901 mediante concesiones de la industria extranjera otorgadas por el Gobierno Mexicano de Porfirio Díaz, la producción inicial fue de 10,000 barriles para 1902, la producción aumento a 12,500 barriles anuales, y para 1921 la producción llegó 193 millones de barriles.

Para 1938 México entra a una nueva etapa al lograr la expropiación de las compañías petroleras que controlaban este mercado. A partir de entonces comenzó la historia moderna de México está íntimamente relacionada con el petróleo ya que contribuye de manera significativa al sostenimiento y desarrollo de la industria nacional. El desarrollo de Petróleos Mexicanos de 1938 a la fecha ha sido impresionante, desde el programa de reorganización de la industria para ser administrada por el Gobierno de la República, hasta los logros más modernos.

En los años setentas las alteraciones en la oferta y la demanda se vieron reflejadas en los precios del petróleo en todo el mundo. Sólo hasta fines de 1973 los precios se mantuvieron constantes, a partir de ahí se elevaron significativamente debido a los problemas del medio oriente. En esta década se llevaron a cabo exploraciones marinas, que confirmaron la existencia de una gran riqueza petrolífera bajo la plataforma continental del Golfo de México, esto produjo que las reservas probadas de hidrocarburos de nuestro país ascendieran a 70 mil millones de barriles. El 48% de esta reserva se localiza en la Sonda de Campeche, el 20% en el área de Chiapas-Tabasco y el 32% en el resto del país. Las reservas se integran por 69% de crudos, 21% de gas seco y 10% de líquidos recuperables del gas. México es el quinto país con mayores reservas de crudo y el séptimo lugar en materia de gas ⁽¹⁰⁾.

Este es uno de los motivos por los que se planteo este trabajo sobre la recuperación de la extracción de hidrocarburos en la sonda de Campeche, en particular el Campo de Cantarell.

Se tenía evidencias de la presencia de hidrocarburos en el mar desde 1971, a una distancia de 70 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche, por comentarios de pescadores como Don Rudesindo Cantarell. Como consecuencia, diversos trabajos exploratorios fueron acelerados, incluyendo la realización de actividades geológicas e interpretaciones sísmicas, con preferencia en rocas mesozoicas de la parte continental de los estados de Tabasco, Campeche y Chiapas

El complejo Cantarell se encuentra ubicado en la plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 85 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, en tierras de aguas tirantes entre 35 y 50 metros (figura 1.1). De 1969 a 1970, se efectuó un levantamiento de sismología de reflexión en esa área, que conjuntamente con los trabajos de magnetometría y gravimetría, sugirieron la existencia de una cuenca sedimentaria en la llamada comúnmente Sonda de Campeche. Para la explotación del campo, se cuenta actualmente con 17 plataformas periféricas,

3 complejos de producción. Una plataforma modular y 49 ductos, el sistema está diseñado para que se pueda exportar crudo directamente a través de la estación Cayo Arcas que está ubicado a 81 Km al norte de CANTARELL, o bien, se envíe a la Terminal Dos Bocas. En cambio el gas se envía a ATASTA recibiendo gas residual que opera el sistema de bombeo neumático⁽¹⁴⁾.

CANTARELL es el campo más importante de México, produjo en 1998 un millón 250 mil barriles por día, esto representa de la producción de la región marina el 52% y de la producción nacional el 40%. Por su contenido original el campo se clasifica como súper gigante, ocupando el 6° lugar a nivel mundial, el volumen original del campo es de 35 mil veinte millones de barriles, de este volumen original se han producido 6,014.8 millones de barriles. Al 1 de enero de 1999 se había producido 6,934.4 millones de barriles de aceite y 2,954.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Su reserva remanente probado a la misma fecha es de 12,123.5 millones de barriles de aceite y 5,169.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. El volumen producido equivale al 17% de la reserva del volumen original, y los 12,123.50 de la reserva remanente equivalen al 32%, de tal manera que la recuperación final que se va a obtener, será el 49% del volumen original. Los yacimientos del complejo Cantarell se encuentran en trampas de tipo estructural y con espesores netos de hasta 980 metros.

El Complejo, comprende 4 campos adyacentes que son Akal, Chac, Kutz y Nohoch, de estos el campo Akal es con mucho el mayor, ya que contiene 92% del volumen original y representa el 98% de la producción; los campos Chac y Nohoch son más pequeños y representan sólo el 2% de la producción, el campo Kutz ubicado al noroeste, todavía no tiene producción comercial. En conjunto tienen una extensión de 162 kilómetros cuadrados, donde se han perforado 211 pozos de los cuales 174 están activos. Actualmente el espaciamiento entre ellos varía de 400 a 800 metros de acuerdo a la Asociación Americana de Geólogos Petroleros.

En la porción marina se delinearón 30 estructuras con cierre estructural favorable para la acumulación de hidrocarburos. De las estructuras interpretadas, sobresalieron los del complejo Cantarell, uno de los cuales fue perforada en el año de 1975. El pozo exploratorio Chac-1 confirmó la acumulación de hidrocarburos en la sonda de Campeche, produciendo aceite y gas en dolomías clásticas (brechas) del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior. Su producción inicial diaria de aceite fue de 952 barriles. Este descubrimiento incentivó los trabajos de operación geológica. Posteriormente se perforó en 1977 el pozo exploratorio Cantarell-1 (Akal-1) en el llamado bloque de Akal, resultando productor de aceite y gas en brechas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior, esta perforación, seguida de los pozos exploratorios Cantarell-2011 (Nohoch-1) y Cantarell-2095 (Nohoch-2), descubriendo hidrocarburos.

Con los resultados obtenidos, se incremento la perforación exploratoria en el área, los pozos Akal-1, Akal-2, Akal-3, Akal-501, Akal-601, Akal-701, Akal-801, Akal-1501, Chac-2, Cantarell-1621, Ich-1, Cantarell-2207, Cantarell-2239 y Cantarell-91, aportaron información adicional para evaluar el potencial petrolero del complejo, que una vez conocido originó, en 1979, la etapa de desarrollo y explotación del mismo.



FIGURA 1.1 LOCALIZACIÓN DE LA SONDA DE CAMPECHE.

Hacia 1981 ya se habían perforado 40 pozos alcanzando una producción de 1.2 millones de barriles diarios de aceite. La alta capacidad productiva del complejo se manifestó en algunos pozos, con gastos de más de 50 mil barriles diarios.

Geológicamente, la producción proviene de rocas de edad del paleoceno, del cretácico y del jurásico, el espesor promedio de las formaciones, varía de 141 a 908 mts. Las características productoras excepcionales del campo son resultado de un extenso fracturamiento de una porosidad vugular, la característica principal del yacimiento es un pliegue recubiente con movimiento relativo del oeste hacia el este, el frente de la falla define el límite noroeste del Campo.

Ubicándose en lo que geológicamente se conoce como la Provincia Marina de Coatzacoalcos, la roca almacén es una brecha de clastos de caliza dolomitizados del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior, así como carbonatos dolomitizados del Cretácico Medio, Inferior y Jurásico Superior.

El Jurásico Superior se encuentra comunicado con el cretácico debido a los saltos de fallas que existen dentro del yacimiento, y por carecer de rocas sellos y de espesores significativos entre ambos. El espesor promedio de la columna de aceite en el complejo, varía entre los 141 y los 908 metros. Las cimas de los yacimientos están en promedio a 2,000 metros para Akal; 2,400 metros para Nohoch; 3,450 metros para Chac; y 3,100 metros para kutz, bajo el nivel del mar.

El yacimiento del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior es una brecha sedimentaria dolomitizada y naturalmente fracturada, en donde los procesos diagenéticos han incrementado su porosidad y permeabilidad. Esta brecha tiene una porosidad promedio entre 8 y 12%, la saturación de agua varía de 14 a 21% y su permeabilidad es de 3,000 a 5,000 milidarries. La temperatura del yacimiento en el complejo se encuentra entre 100 y 115 °C (212 y 239°F), y la salinidad del agua de la formación entre las 85,000 y 90,000 partes por millón.

Desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, el campo Akal debe su producción principalmente a los mecanismos de segregación gravitacional, expansión del casquete de gas, expansión de los fluidos y empuje hidráulico, siendo los dos primeros los predominantes; el campo Nohoch, al igual que en Chac, producen en primera instancia por los mecanismos de empuje hidráulico y en parte, por la expansión de los fluidos las presiones originales medidas en estos campos se encuentran entre los 270, 278 y 363 Kg/cm² respectivamente. Asimismo, los contactos agua-acéite son diferentes en los cuatro yacimientos, cuyo análisis de presiones ha permitido establecer su comunicación hidráulica.

1.2 Formas en las que se encuentra el petróleo.

A continuación se presentan las formas en las que se encuentra el petróleo en los yacimientos.

El bitumen natural, el aceite crudo y el gas natural son ejemplos de estas acumulaciones, respectivamente, las cuales son denominadas yacimientos, y pueden ser bitumen, de aceite y gas disuelto; o de gas, dependiendo de la fase en que se encuentran. El gas, si está en contacto con el aceite se le conoce como asociado libre o casquete, y si no lo está, como no asociado.

Aceite crudo. Los yacimientos de aceite crudo están constituidos por hidrocarburos líquidos, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, con una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises. Esta viscosidad es medida a la temperatura original del yacimiento y a la presión atmosférica, como un líquido estabilizado libre de gas.

Gas Natural. Es la porción de hidrocarburos que existe en los yacimientos cuya fase es gaseosa o que se encuentra como solución en el aceite, permaneciendo como gas a condiciones del nivel del mar o en solución con petróleo en depósitos naturales subterráneos y en las condiciones correspondientes a dichos depósitos. Los principales hidrocarburos habitualmente contenidos en la mezcla son metano, etano, propano y pentano, así como gases típicos no hidrocarburos que pueden estar contenidos en los depósitos de gas natural como el dióxido de carbono, helio, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno.

El gas natural también puede ser seco o húmedo. Es seco cuando contienen cantidades insignificantes de hidrocarburos más pesados que el metano que impide su venta comercial, estos hidrocarburos pesados deben ser removidos en una planta de proceso para la comercialización de este gas seco. El gas natural húmedo, en consecuencia, contiene estos componentes pesados los cuales son extraídos para su comercialización.

De la misma manera que el aceite crudo, el gas también puede incluir en menor cantidad algunos sustancias tales como ácido sulfhídrico, nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros. Asimismo, cuando estas sustancias alcanzan valores por arriba de cierta norma, este gas es tratado a fin de eliminar estas concentraciones. Cuando esto sucede, el gas es denominado gas natural amargo. Por el contrario, cuando la cantidad de estas sustancias es mínima para su uso como combustible no corrosivo, este gas es denominado gas natural dulce^(3,4).

Las porciones recuperadas en forma de líquido en el gas de hidrocarburo del depósito, con separadores en la superficie o en instalaciones de plantas, se considera como gas natural líquido. Los depósitos naturales están compuestos de roca porosa, que brinda espacios para la acumulación de los hidrocarburos. Las cantidades económicamente recuperables de hidrocarburos se presentan en los depósitos rocosos porosos en los que las condiciones de deposición o de formación de los estratos han dado lugar a la formación de trampas que ponen fin a la migración subterránea y ocasionan acumulaciones de fluidos y gases de hidrocarburos⁽³⁾. En las condiciones del depósito, el gas natural y las porciones licuables se producen bien ya sea en una sola fase gaseosa en el depósito, o en solución con el petróleo en crudo, y no son distinguibles en aquel momento como sustancia separada. El gas natural se clasifica por el comité AGA en dos categorías, basadas en el tipo de ocurrencia en el depósito, en la siguiente forma:

- **Gas no asociado**, se define como gas natural libre, no en contacto con el petróleo en crudo del depósito.
- **Gas asociado-mezclado**, corresponde al volumen combinado del gas natural que se presenta en el depósito de crudo, bien sea como gas libre (asociado), o como gas en solución en el crudo (mezclado).
- **Gas disuelto**. En casi todos los casos, el petróleo de un depósito subterráneo contiene disueltas cantidades variables de gas, el cual sale de la solución y se expande a medida que la presión del depósito se reduce. Al escapar el gas del petróleo y expandirse, lleva a éste por el depósito hacia los pozos y ayuda a elevarlo a la superficie. Los depósitos en los cuales el petróleo es extraído por acción del gas disuelto que escapa del interior del petróleo y se expande se denominan depósitos de elevación por gas disuelto.

Producción de petróleo de ático. Un yacimiento con buzamiento muy pronunciado, empuje de agua activo y pozos productores aislados puede dejar volúmenes considerables de crudo atrapados por encima del pozo productor. Este petróleo, llamado ático, demasiado profundo y en volúmenes muy pequeños como para justificar la perforación de pozos adicionales de alto riesgo, puede producirse la inyección de gas natural en un solo pozo, a través del desplazamiento por gravedad del petróleo ático por inyectar gas y posteriormente a través del pozo.

Producción del gas de cresta. Frecuentemente, en un depósito existe más gas del que puede tener disuelto el petróleo bajo las condiciones de presión y temperatura existentes en el depósito. Dado que este gas adicional es más ligero que el petróleo, se presenta en forma de cubierta de gas (a veces llamada cresta o casquete de gas) sobre el petróleo. Esa cresta o

casquete de gas es una importante fuente adicional de energía, ya que conforme se realiza extracción de petróleo, gas y conforme la presión del depósito disminuye, dicha cresta o casquete se expande y ocupa los poros antes llenados por el petróleo y el gas extraídos. Cuando las condiciones son favorables, parte del gas que sale del petróleo queda en el depósito mediante un movimiento hacia arriba, donde está la cubierta de gas, lo que hace aumentar el volumen de dicha cubierta. Cuando el suministro de gas natural es menor que la demanda, y consecuentemente, su precio es elevado, posponer la producción del gas de cresta o casquete podría reducir el valor actual neto de ese gas. En contraste con la elevación por gas disuelto, la elevación por cresta o casquete de gas es más efectiva; su rendimiento se indica por la recuperación del petróleo que se obtiene, que va del 25% al 50%.

El proceso de elevación por gas se encuentra típicamente con los pozos discontinuos, limitados o esencialmente cerrados.

Cuando la formación que contiene un depósito de petróleo tiene una porosidad bastante uniforme y es continua en un área grande, en comparación con el tamaño del depósito de petróleo, existen grandes cantidades de agua salada en algunas partes que rodean la misma formación, a menudo en contacto directo con el depósito de petróleo y gas. Dichas cantidades de agua salada se encuentran a presión y representan un gran depósito adicional de energía que ayuda a la extracción de petróleo y gas.

La energía aportada por el agua salada proviene de la expansión del agua al reducirse la presión en el depósito de petróleo debido a la extracción de petróleo y gas. El agua se comprimirá o expandirá cerca de una parte por cada 2500 con un cambio en la presión de 100 psi.

Aunque este efecto es ligero cuando se trata de pequeñas cantidades de agua, el fenómeno se hace importante cuando algún cambio en la presión del depósito afecta grandes volúmenes de agua salada, frecuentemente contenidos en la misma formación porosa junto o alrededor de un depósito de petróleo.

Conforme se expande, el agua se mueve dentro de las regiones de presión disminuida de las zonas saturadas de petróleo y gas del depósito propiciadas por la extracción de estas sustancias, y retarda el descenso de la presión. De este modo, la energía expansiva del petróleo y el gas se conserva. El agua en expansión también se mueve y desplaza petróleo y gas hacia arriba desde las partes más bajas del depósito.

Por este proceso natural, los poros que dejan el petróleo y el gas se llenan con agua, y estas sustancias son desplazadas progresivamente hacia los pozos.

1.3. Tipos de petróleo y la producción en México

En el ámbito mundial el petróleo crudo producido se clasifica de acuerdo a su densidad una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute) API, escala tradicionalmente utilizada en la industria petrolera mundial para expresar la densidad de los hidrocarburos líquidos y calculada de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = 141.5 / \text{densidad relativa} - 131.5$$

Donde la densidad relativa de la fórmula corresponde al cociente de la densidad del líquido y la densidad del agua, medidas ambas a una temperatura de 60°F, (15.5 °C, 520°R).

Por otro lado, en la clasificación también se considera el contenido de azufre del petróleo crudo. Se considera habitualmente como una categoría de bajo azufre si contiene menos de 0.5% en Vol. de azufre. En la industria petrolera los crudos con bajo contenido de azufre se denominan tradicionalmente como "dulces" mientras que aquellos con alto contenido de azufre se les denomina como "amargos".

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

Ligero y otros: 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.

Para el mercado de exportación de México se tienen las siguientes tres variedades de petróleo crudo cada una con calidades típicas en la tabla 1.1 se muestran:

Tipo de Aceite	Clasificación	Densidad Grados API	% de azufre en peso
Maya	Pesado	22	3.3
Istmo	Ligero	32	1.3
Olmecca	Superligero	39	0.8

TABLA 1.1. CLASIFICACIÓN DE LAS MEZCLAS DE ACEITE.

Por otro lado Geológicamente se ubica en el subsuelo se encuentra por lo general encima de una capa de agua, hallándose en la parte superior una de gas. A continuación se presentan algunos conceptos sobre la ubicación del petróleo. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en el subsuelo, en trampas geológicas del tipo estructural y estratigráfico a profundidades entre los 30 y 40 metros.

De tal manera que litográficamente las rocas almacenadoras de hidrocarburos son de origen sedimentario, del tipo terrígeno (areniscas/arcillas) o carbonatadas. Las rocas presentan valores finitos de permeabilidad y porosidad. Estas propiedades proporcionan respectivamente, capacidad de flujo y capacidad de almacenamiento de hidrocarburos. Estas características son fundamentales en cualquier yacimiento. En ausencia de actividad tectónica la formación productora es de porosidad-permeabilidad simple

(yacimiento continuo). La presencia de actividad tectónica en el pasado, genera medios porosos de doble permeabilidad-doble porosidad correspondiente respectivamente a bloques matriz y fracturadas (Yacimientos Naturalmente Fracturado)⁽⁸⁾.

Con respecto a los Fluidos residentes, el caso más general la trampa geológica (medio poroso) coexiste simultáneamente una fase gaseosa (gas natural), una fase líquida orgánica (aceite) una fase acuosa (salmuera). Por efectos de segregación gravitacional, estas fases están separadas en dirección vertical en un casquete de gas (parte superior), zona de aceite (parte intermedia) y un acuífero (parte inferior). Las fronteras están definidas por un contacto gas-aceite y un contacto agua-aceite respectivamente⁽⁸⁾.

Según las condiciones iniciales, al comenzar el desarrollo de un campo petrolero, las temperaturas pueden ser del orden de 60 a 160 °C, dependiendo de la profundidad de la formación productora y del gradiente térmico del subsuelo (aproximadamente (35.6, 36.5 °F) 2 a 2.5 °C/ 100 metros de profundidad). Por otra parte, la presión de la formación productora puede variar entre 80 y 400 kg/cm² si se considera la profundidad y un gradiente hidrostático de 10 kg/cm² por cada 100 metros. Esta presión mas los efectos gravitacionales constituyen el potencial natural del yacimiento para que los fluidos residentes en el medio poroso fluyan hacia pozos productores⁽⁸⁾.

Es necesario que concurren cuatro condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se acumule petróleo y gas:

- Una roca almacenadora porosa y permeable, en forma tal que bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros de tamaño microscópico.
- Una roca impermeable que funcione como sello para que evite el escape del petróleo a la superficie.
- El yacimiento tiene forma de "trampa"; es decir, que las rocas impermeables se encuentren dispuestas en tal forma que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.
- Existen rocas cuyo contenido orgánico se haya convertido en petróleo por efecto de la presión y temperatura.

1.4 Procesos a los cuales se somete el petróleo:

A) Refinación. Es una serie de procesos físicos y químicos a los que se somete el petróleo crudo, (la materia prima), para obtener de él por destilación los diversos hidrocarburos o las familias de los hidrocarburos con propiedades físicas y químicas bien definidas.

Después de la separación a los derivados obtenidos por otros procesos de conversión para obtener de ellos productos valiosos mediante tratamientos con ácidos, álcalis, solventes extractivos, catalíticos con hidrógeno y reactivos en general, a fin de eliminar las impurezas que los hacen impropios para su empleo comercial.

El aceite crudo, de muy diversa constitución según el origen (de base asfáltica, nefténica o mezclada), tiene rendimientos variables en el proceso de destilación y de fraccionamiento, a determinadas condiciones de presión y temperatura.

- B) Procesos de destilación del petróleo crudo. El petróleo crudo está formado por varios hidrocarburos que comprenden desde el gas licuado hasta el asfalto. El procedimiento utilizado consiste en calentar el petróleo crudo a una temperatura a la cual los componentes más ligeros se evaporan, para ser enseguida condensados a diferentes temperaturas. Los hidrocarburos más volátiles se condensan a menor temperatura que los volátiles.
- C) Procesos de desintegración. El residuo de la destilación del petróleo crudo se somete a una nueva destilación al alto vacío para separar componentes menos volátiles que de acuerdo con sus propiedades serán destinados a lubricantes. Los destilados al vacío que no se dedican a lubricantes, se desintegran catalíticamente para convertirse en productos comerciales; gas licuado o gasolina de alto índice de octano y combustible diesel.
- D) Procesos de purificación. Estos procesos eliminan de los productos obtenidos por destilación o por desintegración, algunos compuestos que les causan propiedades inconvenientes. Los principales contaminantes en estos procesos son los compuestos derivados del azufre.

Una vez realizados los procesos a los que se somete el petróleo sus productos se utilizan principalmente, debido a la aplicación de los procesos de refinación del crudo se pueden poner a disposición del consumidor una amplia gama de productos comerciales como las siguientes:

- Energéticos: Combustibles específicos para los transportes, la agricultura, la industria, así como la generación de corriente eléctrica y uso doméstico.
- Productos Especiales: Lubricantes, parafinas, grasas para vehículos, construcción y uso industrial.
- Materias Primas para la industria petroquímica básica.

Por otro lado es importante conocer el tipo de extracción y la necesidad de mantenimiento de los yacimientos petroleros para seguir manteniendo los beneficios que genera el petróleo a los diferentes sectores de la sociedad.

1.5 Extracción.

La finalidad en la explotación o extracción de un yacimiento se relaciona con la recuperación de sus hidrocarburos (aceite y/o gas natural), de tal forma que estos puedan ser utilizados como energéticos o materias primas en la industria. Por la compleja naturaleza de la explotación de un yacimiento, la recuperación de hidrocarburos nunca es total, ni tampoco se realiza a través de una sola etapa⁽⁶⁾. Es conveniente clasificar los

depósitos de petróleo y gas de acuerdo con el tipo de fuerzas y energías naturales disponibles para extraer tales productos. Cuando el petróleo se estaba formando y acumulando en depósitos, también estaba almacenándose presión y energía en gas y agua salada asociados con el petróleo. Posteriormente podría disponerse de dicha presión y energía para facilitar la extracción del petróleo y el gas desde el depósito subterráneo hasta la superficie. El petróleo no puede desplazarse y ascender por sí mismo desde los depósitos a través de los pozos hasta la superficie. Es principalmente la energía contenida en el gas o en el agua salada (o ambos) que actúa como grandes presiones que aporta la fuerza para guiar o desplazar el petróleo por y desde los poros del depósito.

Un pozo petrolero puede ser descrito como un ducto que va de la superficie del suelo a la formación productora de petróleo. Es mediante este ducto como se transporta el petróleo a la superficie. Dicho ducto es una serie de uniones de un tipo especial de tubo (tubería de revestimiento o entubado) atornilladas para formar un tubo continuo (o sarta de tuberías) para que el petróleo.

Los pozos productores de petróleo se clasifican en fluyentes y de producción artificial o bombeo⁽²¹⁾.

- **Fluyentes.** Son aquellos en los que el aceite surge del yacimiento al exterior por energía natural, que puede ser de empuje hidráulico o de gas.
- **Producción artificial o bombeo.** Son aquellos en los que se aplica un sistema de explotación cuando la presión no es suficiente para que el petróleo fluya hasta la superficie.

Según su objetivo y función, los pozos se clasifican en exploratorios (incluyen pozos de sondeo estratigráfico) y de desarrollo (incluyen pozos de inyección). Según su grado de terminación los pozos se clasifican como perforados o terminados.

- **Perforados.** Pozos cuya perforación con la barrena ha sido concluida y cuenta con tubería de ademe o revestimiento ya cementada, pero que todavía no han sido sometidos a las operaciones subsecuentes que permitan la producción de hidrocarburos.
- **Terminados.** Pozos perforados en los que ya se han efectuado las operaciones de terminación, tales como: instalación de tubería de producción; disparos de la tubería de revestimiento para horadarla y permitir la comunicación entre el interior del pozo y la roca almacenada, la limpieza así como la estimulación de la propia roca para propiciar el flujo de hidrocarburos.

Actualmente, cuando un pozo deja de fluir se aplican técnicas de explotación artificial como el bombeo neumático, hidráulico y eléctrico por ejemplo, el sistema de recuperación secundaria de inyectar al yacimiento gas o agua químicamente tratada, ha demostrado que puede aumentar considerablemente la recuperación.

1.6 Principios, ventajas y necesidad de mantenimiento de la presión en el campo Cantarell.

De acuerdo a estudios realizados en el mes de junio de 1996, se observó que la presión del yacimiento pasó de un valor original de 270 Kg/cm^2 a 123.7 Kg/cm^2 y se concluyó que era necesario mantener la presión de éste para que la tasa de producción máxima final no se viera disminuida. El escenario que se plantea es el de agregar la inyección de gas para mantener la presión, y así incrementar la recuperación en la extracción de los hidrocarburos, mejorando el valor económico de Cantarell. La razón de esta clasificación proviene de que el mecanismo de desplazamiento del petróleo por el gas es un proceso ya establecido a través de la expansión del casquete de gas, por las siguientes consideraciones.

Como se mencionó anteriormente con respecto a las condiciones de producción de Akal tiene una alta permeabilidad debido a una extensa fractura de piedras carbonatadas, una gruesa sección del depósito (más de 3000 ft), y un alto relieve en su estructura sin ningún casquete de gas al principio y una presión de fondo del depósito excedente de 3,800 psia según los datos que se obtuvo de la columna de petróleo. Originalmente el yacimiento no contaba con casquete de gas y el contacto agua-aceite solamente se presentaba en el flanco este del yacimiento, a 3200 mts. de profundidad, la presión original del yacimiento fue de 270 kilos por cm^2 , al nivel de referencia de 2,300 mts. Debido a la explotación, se bajó la presión del yacimiento mas allá de la presión de burbujeo que es de 150 kilogramos por cm^2 , y el gas liberado emigró hacia la parte superior del yacimiento, formando un casquete secundario de gas, actualmente el contacto gas-aceite se ubica a 1,794 mts. También debido a la explotación del yacimiento el contacto agua-aceite se ha movido y actualmente se ubica a 2,700 mts.

Durante esta explotación el movimiento de los contactos y la formación del casquete de gas secundario ha desplazado 14% del volumen del yacimiento originalmente ocupado por hidrocarburos, en tanto que el agua ha ocupado 22% del volumen. Así mismo se ha encontrado que la eficiencia de desplazamiento del yacimiento alcanza valores entre 55 y 60% de recuperación del aceite en la parte donde este presente el gas, en tanto que en la zona que ha sido invadida por agua, la recuperación es de 44 a 45%.

Aún cuando tenemos una entrada marginal de agua los mecanismos principales que están actuando en el yacimiento son; por un lado, la expansión del casquete de gas y por otro lado la segregación gravitacional.

PI = presión inicial
Pb = presión de burbuja

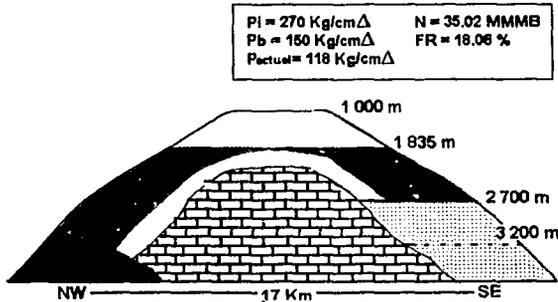


FIGURA 1.2 CARACTERÍSTICAS DE CANTARELL.

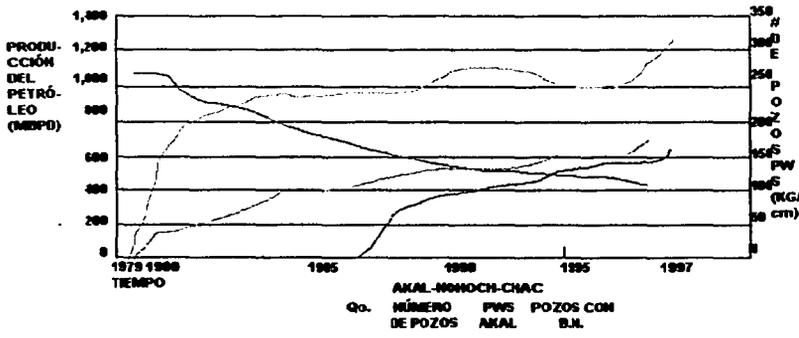
La historia de CANTARELL muestra que ha producido consistentemente durante 15 años, volúmenes que varían entre novecientos mil a un millón de barriles por día, durante esta historia podemos identificar 3 períodos; el 1° que se desarrollo y que va desde el inicio de la producción en 1969, hasta finales de 1981, el 2° período de explotación que va de 1982 a finales de 1990, y el 3° período que es el proyecto CANTARELL, que va de 1990 a 1995.

El primer período, se caracteriza por un desarrollo muy rápido, en menos de 2 años alcanza una producción pico de 1,157,000 barriles por día y esta cifra no fue superada hasta el año de 1997. Esta producción se sostuvo también a través de tan sólo 40 pozos, al final de este período contamos con 45 pozos. Esos pozos eran de alta productividad y el promedio del período era de 35 mil barriles por día, y al final del período, era de 25 mil barriles por día por pozo. Durante este período se produjeron 566 millones de barriles y la presión de referencia se abatió de 270 a 217 kg/cm 2 , un gradiente de 26 kilos por año.

En el siguiente período, de explotación, esencialmente se mantiene la producción alrededor de 900 mil barriles por día, gracias a la perforación de 70 pozos; sin embargo, hay un desplome tremendo de la productividad de los pozos, de 25 mil barriles por día que teníamos al principio del período, alcanzamos al final valores de 8,400 barriles por día por pozo. Se producen durante este período, 2,796 millones de barriles, y la presión de referencia se abate de 217 a 159 kg/cm 2 .

En el siguiente período que es el de explotación, esencialmente se mantiene la producción alrededor de 900 mil barriles por día, gracias a la perforación de 70 pozos; sin embargo, hay un desplome tremendo de la productividad de los pozos, de 25 mil barriles por día que teníamos al principio del período, alcanzamos al final valores de 8,400 barriles por día por pozo. Se producen durante este período, 2,796 millones de barriles, y la presión de referencia se abate de 217 a 159 kg/cm².

El siguiente período, del proyecto CANTARELL, se inicia en 1990 y busca también mantener la producción a través de la perforación de más pozos, vemos que durante este período se continúa el decremento de la productividad de los pozos, se abate la productividad a 1,400 barriles por día por pozo, y se producen 2,227 millones de barriles. La presión continúa su abatimiento y alcanza valores al final de 1995 de 125 kilos/cm².



GRAFICA 1.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN.

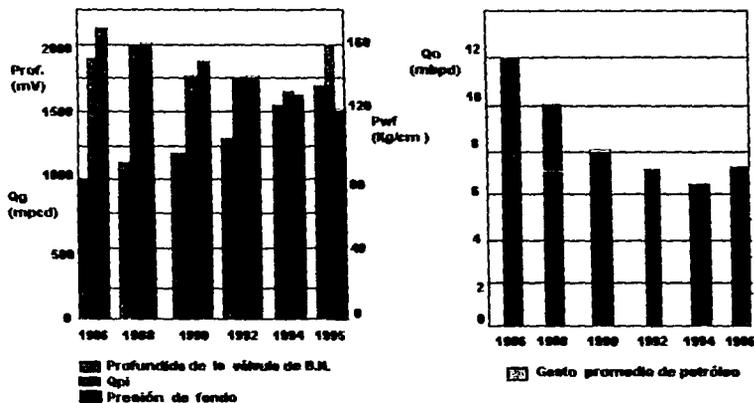
En este período, el hecho de haber reducido la contra presión a los pozos, implicó la instalación de separadores remotos en las plataformas satélites y de equipos de compresión para manejar gas a muy baja presión; en este caso, la operación se tornó inflexible e inestable. Debido a estas modificaciones se obtuvo un incremento de la producción, sin embargo a partir de 1993 se inicia una franca declinación del campo, debido a que no se restituye energía en el yacimiento. Por esta razón en 1995, se reinicia la perforación de pozos de desarrollo como parte de un programa que permita acelerar la recuperación de las reservas, este programa contempla la perforación de 58 pozos de los cuales había 22 horizontales que habían que perforarse de conductores existentes; o bien, de estructuras adosadas a los octápodos actuales; asimismo; en este proyecto se contempló la optimización de la producción de los pozos que comprendía básicamente la optimización de las condiciones geométricas y por otro lado el incremento de los volúmenes de gas para pozos de bombeo neumático.

Para 1996, después de 17 años y más de 5 millones del bbl de producción la presión acumulada del depósito fue declinando hasta en un 60% con una menor presión de 1,520 psia esto según los datos de la columna de petróleo. La productividad del pozo fue también descendiendo en un 25%.

Esta declinación contribuyó a numerosas dificultades de operación, para sostener la velocidad de producción del petróleo (por ejemplo decayeron los niveles de fluido en el pozo, se incremento la necesidad de levantar el gas y la constante necesidad de bajar más la posición de una válvula para elevar el gas).

Lo más importante fue determinar que sin la presión del depósito no era posible sostener el yacimiento, y grandes cantidades de petróleo podrían permanecer sin recuperarse hasta finalmente terminar la vida económica del campo.

Estos factores, más la información del casquete de gas secundario que se mencionó líneas atrás nos presenta una necesidad de mantener la presión para continuar con la recuperación en la extracción del petróleo por separación gravitacional.



GRAFICA 1.2 CONDICIONES PROMEDIO DE OPERACIÓN DE B.N. EN AKAL

Por que es importante mantener la presión del yacimiento en AKAL por lo siguiente:

Debido a que las Reservas del volumen original probado de aceite en el complejo son de 35,323.0 millones de barriles, de los que se han producido al 31 de diciembre de 1998, 6,934.4 millones. Esto representa un factor de recuperación en la extracción actual

del 19.6 por ciento. Al campo Akal, le corresponde un volumen original probado de aceite de 32,086.6 millones de barriles, lo que indica un factor de recuperación presente de 19.7 por ciento.

Al mismo tiempo, el campo esta produciendo el 40% de la producción nacional y contiene 25.7 % de las reservas de petróleo de México. El petróleo producido de estos campos es de tipo Maya de 19-22° API.

Las estrategias consideradas incluyen completar su plan de explotación y desarrollo, contrarrestar la declinación del campo, incrementar su potencial de producción, adecuar el ritmo de extracción de la reserva de acuerdo a su potencial de producción, mejorar los procesos productivos, aprovechar tanto la energía natural como las instalaciones existentes, y la seguridad física del personal así como las instalaciones.

Por lo mencionado anteriormente es necesario mantener la presión del yacimiento, y el por que pero es importante conocer los principios y ventajas proporcionadas por la corrección de presión en los yacimientos.

La influencia de drenaje de un pozo aumenta con la presión diferencial efectiva que se puede mantener entre el yacimiento y el pozo. Por consiguiente, en depósitos en los que la expansión del gas natural constituye la fuerza expulsiva dominante, un pozo desarrolla su radio máximo de influencia en su vida inicial cuando la presión del campo es alta. En el periodo más avanzado de la declinación de productividad, con presiones del depósito más bajas, el área tributaria del pozo debe ser materialmente más pequeña que la que se estaba drenando durante su vida inicial. La cuota de producción del pozo se reduce no sólo por la cantidad de petróleo que disminuye constantemente dentro del área de influencia del pozo, sino también por la región de influencia. Mucho del petróleo que inició su lento y tortuoso viaje a través de la roca de depósito hacia el pozo cuando la presión de gas era alta, es alcanzando por la concentración rápida del área de influencia que resulta por la declinación de presión y queda inmóvil en el yacimiento.

Considérese ahora la gran ventaja obtenida si la presión original del depósito, o una presión no muy inferior a ésta, se pudiera mantener durante la vida productiva del campo. El área bajo la influencia se mantiene en su máximo o cerca de éste. El petróleo que una vez es tributario de un pozo permanece bajo su influencia y continúa fluyendo por la roca de depósito hacia el pozo hasta que se produce. La recuperación de extracción total de petróleo obtenida por el pozo y el porcentaje de recuperación de extracción del petróleo original del depósito se incrementa así grandemente.

La velocidad de flujo del aceite dentro de un pozo es también una función de la presión del yacimiento, siendo mayor durante el período inicial de productividad, cuando la presión del campo es alta y la roca de depósito está saturado por completo. Declina con rapidez al disminuir la presión y la reserva disponible de aceite residual dentro de la región de influencia. Si la presión de gas se mantiene en un punto cercano a su valor inicial dentro de la roca de depósito, la velocidad de flujo inicial no se mantendrá porque la reserva disponible de petróleo drenable en el yacimiento disminuye constantemente; pero

la velocidad de recuperación se mantendrá en una cifra mucho más alta que cuando se permite que la presión del campo decline.

Cuando la presión en un yacimiento de petróleo en proceso de drenado se permite que decline, tiene el efecto de congelar en parte el petróleo residual en la roca del depósito, aumentando la resistencia de los poros al flujo y reduciendo materialmente el volumen de aceite recuperable.

Manteniendo el petróleo residual con baja viscosidad, el mantenimiento de presión favorece la separación por gravedad del petróleo y del gas que, en ciertas condiciones, puede ejercer una importante influencia de drenaje.

Los pozos que se necesitan para inyección, por lo general, se encuentran en el área cresta o del casquete; pero en un campo grande pueden ser necesarios pozos de inyección en varias áreas. Variando el suministro de inyección de gas en distintos pozos, se puede mantener una presión del yacimiento razonablemente uniforme ⁽⁹⁾.

Para concluir esta parte, las ventajas del mantenimiento de presión como un mecanismo de recuperación de aceite se puede resumir como sigue:

1. El mantenimiento correctivo de presión permite una recuperación más rápida del petróleo drenable de un yacimiento.
- 2.- Al mantener la viscosidad y la tensión superficial de los fluidos del yacimiento en valores bajos y al suministrar energía adicional para la expulsión de los fluidos de la roca de depósito, el mantenimiento de presión aumenta la recuperación total de petróleo. Algunos autores creen que la recuperación total puede sustancialmente duplicarse por este medio.
- 3.- Con el mantenimiento correctivo de presión los pozos pueden separarse más sin afectar adversamente la eficacia de recuperación, reduciendo así los costos de desarrollo.
- 4.- Con el mantenimiento correctivo de presión, se puede prolongar el período de flujo natural de los pozos- en algunos campos se pueden evitar por completo el uso del bombeo mecánico- dando por resultado costos de producción más bajos.
- 5.- El mantenimiento correctivo de presión constituye un medio de conservación del gas natural que de otra manera se desperdiciaría, almacenándolo en el yacimiento hasta que ha realizado su función de estimular la producción de aceite, después de lo cual se puede vender lucrativamente. También significa una fuente provechosa de gas húmedo para la recuperación de gasolina natural. En algunos casos las utilidades de la recuperación de gasolina natural son suficientes para pagar el costo total de la operación del proyecto de mantenimiento de presión ⁽⁹⁾.

La explotación de la reserva remanente de hidrocarburos en Cantarell contempla varias etapas:

1. Optimizar el desarrollo del complejo, mejorado y manteniendo la producción de los pozos la producción de los pozos existentes, y realizando perforaciones adicionales.
2. Optimizar los mecanismos de producción con sistemas artificiales para mejorar los flujos de producción por pozo.

Establecer un proceso de mantenimiento de presión para mejorar la explotación del campo ^(16, 17).

El estudio del complejo Cantarell a principios de 1996 determino revisar las técnicas necesarias para mantener la presión del depósito según los requerimientos para modernizar la estructura.

De tal manera que es necesario mantener la presión por varias razones que se mencionan a continuación:

- Al principio, el depósito de BHP tuvo un descenso de la presión original de 3,800 psia a una presión actual de 1,520 psia, una reducción del 60%.
- Los niveles de los fluidos en el pozo continuaron descendiendo, resultando de una reducción de la velocidad de producción de petróleo por pozo. Hay menos altura del líquido verticalmente en las instalaciones por el drenado gravitacional.
- Los volúmenes de gas ligero deben ser continuamente incrementados para sostener la producción de aceite.
- Las válvulas de gas ligero serían movidas por los niveles más bajos en las perforaciones para sostener los rangos de producción de petróleo. Debido a que las válvulas estaban ya a una profundidad de 4,000 – 5,600 ft del suelo marino.
- Mantener la presión del gas de inyección debe ser necesaria para impedir el contacto del agua con el petróleo, y así la migración del agua en la parte sureste del campo la cual no a terminado de desarrollar la elevación de esta gran estructura hacia dentro de los niveles más bajos de la porción noreste del campo.
- El campo Akal tiene favorables condiciones para un efectivo mecanismo de recuperación mediante la separación gravitacional, es decir, por la gran permeabilidad debido a una extensa fractura, en una sección grande del depósito, esto por un relieve estructural grande y una formación de gas asociado secundario como se observa en la figura 1.3.

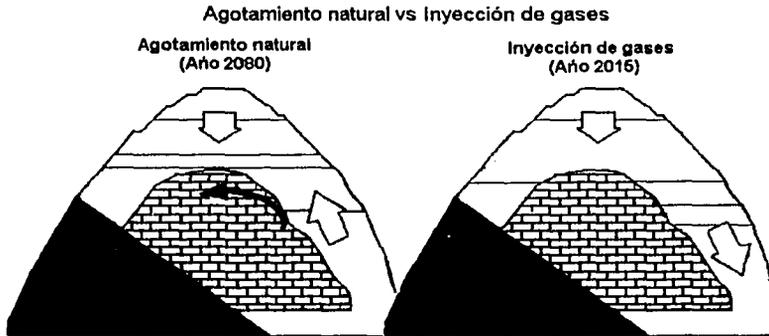


FIGURA 1.3 NECESIDAD DE MANTENIMIENTO DE PRESIÓN

De tal forma que se plantea la necesidad de recuperar estos hidrocarburos que se encuentra en el pozo en la sonda de Campeche mediante algún método de recuperación y así mantener la presión del yacimiento por tal motivo veremos algunos tipos de recuperación que pueden ser empleados para este fin y ver cual es el más adecuado.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CAPÍTULO II

2.-TIPOS DE RECUPERACIÓN.

2.1. Fundamentos de recuperación.

Los Geólogos y los ingenieros petroleros identificaron los mejores métodos de recuperación para los depósitos petroleros. Las ramas de la ingeniería contribuyeron a la determinación e implementación de este plan de recuperación.

Es importante mencionar que el trabajo se enfocara a la recuperación en la producción de los hidrocarburos. Antes de comenzar el desarrollo de las técnicas de recuperación y extracción mencionaremos algunas definiciones generales como son el balance de materia y energía, al igual que el principio de Le Chatelier que aplican para los métodos de recuperación que se describirán a continuación.

Recuperación por medio de balances de masa y energía. Este método es empleado para estimar el volumen de hidrocarburos en un yacimiento y las producciones futuras, supone la existencia de información apropiada de laboratorio, de geología, de presión y de producción. Se basa en la ley de la conservación de la materia. En su forma más simple, la ecuación puede redactarse diciendo que el volumen remanente más el volumen producido es igual al volumen inicial. Cuando se tienen las fases de aceite, gas y agua en un yacimiento, la ecuación de balance de materia puede escribirse para el total de los fluidos o para cualquiera de los fluidos presentes^(16, 17).

En cualquier discusión de métodos de recuperación, dos conceptos son útiles para describir como trabaja cada método de recuperación. Estos son conocidos, uno como balance de energía y otro como balance de materia para los depósitos. Un balance de energía se refiere a la cantidad de energía contenida en un depósito de petróleo. La energía disponible para conducir la salida de fluido del depósito que debe ser igual a la cantidad de energía natural presente, más la energía agregada por el proceso de inyección del fluido, menos la energía retirada cuando el fluido es tomado del depósito. Este balance de energía del depósito puede definirse por la siguiente ecuación:

$$\text{Energía disponible Recuperada} = \text{Energía Natural del Depósito} + \text{Energía de Inyección} - \text{Energía Retirada desde el Depósito}$$

Las formas más comunes de energía en un depósito de petróleo son la presión y el calor.

La cantidad de petróleo que puede ser recuperado desde el depósito, se relaciona a la cantidad de energía presente en el depósito. La inyección de fluido es usada primordialmente para incrementar la cantidad de energía disponible. Sin embargo, ciertas inyecciones de fluido pueden también incrementar la movilidad de los fluidos del depósito, de tal manera que incrementa el porcentaje de estos fluidos los cuales pueden ser recuperados.

El segundo concepto, balance de materia, es una expresión matemática, el cual menciona el estado de la cantidad de materia presente del depósito es igual a la cantidad de fluido original, más el flujo interior natural, más la cantidad agregada del proceso de inyección, menos la producción que se retira del depósito. La siguiente ecuación representa esta expresión:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{El Fluido Presente} & = & \text{Fluido Original} & + & \text{El Fluido Interno} & + & \text{El Fluido - Lo que se Retira} \\ \text{En el Depósito} & & \text{Presente} & & \text{Natural} & & \text{Inyectado del Depósito} \end{array}$$

El término "materia" se refiere únicamente al fluido contenido del depósito, específicamente petróleo, agua y gas.

El balance de materia esta expresado generalmente en términos de volúmenes presentes en los fluidos. En los Estados Unidos, el petróleo y el agua son usualmente medidos en unidades de barriles en campos petroleros. Un barril contiene 42 galones U.S. El gas es medido en unidades de pies cúbicos estándar (SCF), el cual se refiere a la cantidad de gas presente en un pie cúbico de volumen a grandes presiones atmosféricas estándar y temperaturas, a menudo a 14.7 psia (libras por pulgadas cuadradas absolutas) y 60°F. Desde entonces un pie cúbico de gas representa una pequeña unidad comparada con los volúmenes de gas a menudo en el fondo de los depósitos de petróleo, el gas es comúnmente medido en mil pies cúbicos estándar (MSCF) o millones de pies cúbicos estándar. La cantidad de petróleo o gas originalmente presentes en el depósito, presentes durante algún tiempo, durante la producción de este producto, pueden ser determinado por medio de la ecuación de balance de materia.

Principio de Le Chatelier. Para el equilibrio de gases, $A \leftrightarrow B$, por ejemplo, aumentar la presión disminuye el número de partículas de B y aumenta el número de partículas de A, pero lo hace de tal forma que la Cte. de equilibrio permanece constante e inalterable. Lo anterior es un caso especial del principio de Le Chatelier:

Cuando se perturba un sistema en equilibrio, éste responde tendiendo a minimizar el efecto de la perturbación⁽¹⁾.

Cuando se aplica presión a un sistema en equilibrio, el principio implica que el sistema se ajustará para minimizar el aumento; esto puede hacerlo reduciendo el número de partículas en la fase gaseosa, lo que implica un desplazamiento $A \leftarrow 2B$.

2.2. Métodos de recuperación.

Ahora bien, existen métodos para recobrar los hidrocarburos los cuales deben ser la mejor solución. Esta solución se basa en el tipo de reserva de petróleo presente y las fuentes de energía disponibles dentro de dichas reservas. Se clasifican los métodos de recuperación de la siguientes manera:

Recuperación Primaria. Es la producción inicial de flujo de las reservas utilizando únicamente fuentes de energía natural disponibles para recuperar el petróleo o gas.

La producción primaria se define como la recuperación de petróleo asociada a mecanismos naturales de empuje en un yacimiento como gas disuelto, acuífero activo,

casquete de gas o drene gravitacional. En esta etapa la eficiencia de recuperación a nivel mundial es del 5 al 15% del volumen original de hidrocarburos⁽⁹⁾.

Recuperación Secundaria. La recuperación secundaria se refiere a la inyección de agua o gas natural con el propósito de restituir la energía de desplazamiento de aceite en la formación productora. La eficiencia de recuperación es del 15 al 25% del volumen original de hidrocarburos⁽¹⁰⁾.

Es por eso que toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, suministrando al yacimiento una energía externa al depósito, cualquiera que sea el tipo de ella⁽⁶⁾.

Comúnmente, esta energía se imparte al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica: la energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. Como energía se representaría por el producto: (PV), presión por volumen, que implica trabajo o la capacidad para producirlo.

La energía en forma calorífica se imparte al yacimiento cuando se inyecta a este vapor de agua o cuando se desarrolla una combustión en el seno de la roca. Existe además el concepto de calentamiento en el fondo del pozo, que en el aspecto en que afecta al yacimiento en su recuperación, se pueden analizar sus efectos en la recuperación secundaria. La energía en forma calorífica se aplica básicamente con el objeto de disminuir la viscosidad del aceite, con el consiguiente aumento de la movilidad de éste.

Tradicionalmente, en sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia de los yacimientos y disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incoesteable o poco atractiva, se acudió a inyectar: aire, gas natural, gas inerte o agua para represionarlos y aumentar la producción, así como la recuperación final de los hidrocarburos. A esto, es decir a explotar al yacimiento proporcionándole energía después del agotamiento de la propia, esto se conoce por Recuperación Secundaria.

De acuerdo con esto, se encontró que, analizando casos particulares, muchas veces conviene proporcionar esa energía adicional al yacimiento desde etapas de la vida productora anteriores al agotamiento, manteniendo a lo que, durante muchos años se le llamó "Mantenimiento de presión" de la que ya se habló anteriormente.

Muy recientemente con el advenimiento de nuevas técnicas sofisticadas en su operación y costosas algunas de ellas, pero muy efectivas en muchas ocasiones, se ha venido acuñando el término de: "recuperación mejorada" así como otros equivalentes, tendientes a indicar, bajo impulsos comerciales en ocasiones, que se trata de métodos, varios de ellos patentados, que aumenten la recuperación en forma notable. El tipo de energía suele ser combinado e incluye la optimización de la aplicación de las mismas que es proporcionada por los aditivos que los caracterizan, así como por sus combinaciones. El término de Recuperación Secundaria es genérico y representativo de

realizar la explotación de los yacimientos con recursos adicionales a los propios de los yacimientos.

Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que se pretenden es bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos en el yacimiento que no fluyeron por energía propia a la superficie. Estos hidrocarburos fluirán a la entrada del pozo o de los pozos productores, pero no siempre se logrará que estos pozos se conviertan en fluyentes, sino que cuando se requiera se tendrá que ayudarlos por medio de algún sistema artificial de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrífugo, etc.) para sacar los hidrocarburos por medio de los pozos productores. Esto representa energía o potencia aplicadas a los pozos a diferencia de que en la recuperación secundaria se aplica al yacimiento, eso sí, a través de los pozos⁽⁶⁾.

Este incluye métodos usados como complemento natural de energía de reserva para incrementar la recuperación del fluido, generalmente consiste en la inyección de un fluido dentro del depósito.

También se conoce como recuperación mejorada a un término general que describe procesos diferentes a la recuperación primaria. La inyección de agua y de gas son los procesos más comunes y conocidos.

Recuperación mejorada. La recuperación mejorada de petróleo (RMP) se define como la producción de aceite, mediante la inyección de fluidos que normalmente no están presente en un yacimiento. Formalmente, las técnicas de RMP pueden ser aplicadas en cualquier etapa durante la explotación de un yacimiento. De hecho, existen formaciones que por sus características geológicas y petrofísicas solo pueden ser explotadas mediante técnicas de recuperación mejorada de petróleo. La eficiencia de recuperación es del 15 al 25% del volumen original de hidrocarburos.

En promedio en el ámbito mundial, el 65% de todos los volúmenes descubiertos están en el subsuelo. La recuperación secundaria y mejorada son similares en cuanto a que, en ambos casos se inyecta un fluido para desplazar el aceite de la formación hacia los pozos productores⁽⁹⁾.

Recuperación Terciaria. Este método trata del uso de métodos que proveen energía complementaria al depósito en adición con la inyección de algún fluido. Esta inyección incluye vapor, dióxido de carbono, polímeros, fluidos miscibles y combustión en el lugar.

Como se dijo anteriormente en la recuperación primaria no involucra la adición de energía o complemento de agua en el depósito para incrementar la recuperación del fluido, ya que esta cuenta solamente con la energía disponible del depósito. Por otra parte, los métodos de recuperación tanto secundaria como terciaria incluyen la adición de energía dentro del depósito para incrementar la recuperación. Esta adición para recuperar es usualmente compleja, por la inyección de diferentes tipos de fluidos dentro del depósito a través de la inyección del pozo. Existe también una clasificación entre los métodos de recuperación primaria y los procesos

de inyección de fluidos (también llamados métodos de recuperación mejorados). Los procesos de inyección de fluido incluyen tanto los procesos de recuperación secundaria como terciaria.

Como la demanda de petróleo se ha incrementado y el precio del crudo ha crecido, es más conveniente y factible económicamente encontrar el camino de una recuperación adicional a las reservas del crudo en los depósitos existentes. A menudo, dentro de los métodos de recuperación primaria, menos del 30% de los crudo originales producido en su lugar. Desde que los nuevos campos petroleros en el mundo, se convirtieron en difíciles de encontrar, muchas compañías petroleras han regresado a los depósitos para desarrollar y usar los mejores métodos de recuperación para extraer los restos del petróleo⁽³⁾.

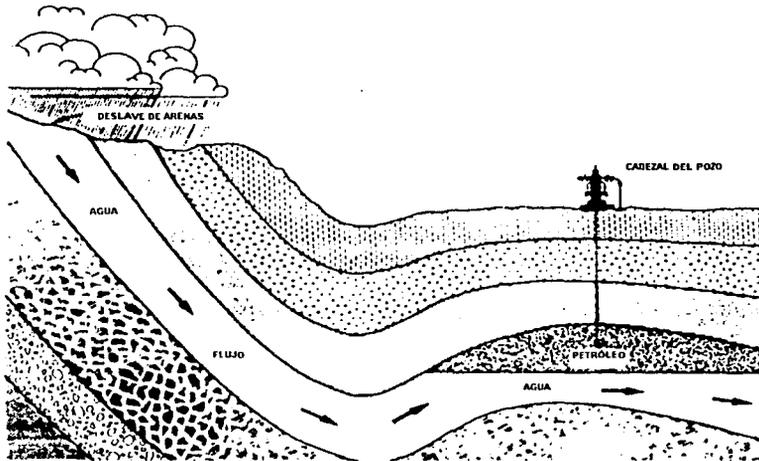


FIGURA 2.1 TRANSMISIÓN DE AGUA EN EL FONDO DEL DEPÓSITO.

La práctica de inyectar o volver a introducir gas y agua al subsuelo ha llegado a ser parte importante de las operaciones de extracción de petróleo como se muestra en la Fig. 2.1 en la cual entra el agua de manera natural y empieza a impulsar el petróleo que se encuentra en el depósito. La inyección de gas dentro de un yacimiento de petróleo incrementa la recuperación y a veces propicia ahorro de gas natural. Se inyecta agua en formaciones subterráneas por dos razones:

1) Para deshacerse del agua salada que se extrae con el petróleo.

2) Para incrementar la salida de la cantidad de petróleo mediante algún método de inyección.

Para la inyección de gas se requiere el empleo de plantas compresoras, a fin de lograr la presión de gas necesarias para introducirlo a los pozos y de aquí a la formación productora. En ocasiones puede inyectarse agua por gravedad en una formación, pero a menudo es necesaria una bomba para inyectarla a la velocidad deseada. Usualmente se requiere bombear cuando se inyecta agua a una formación petrolera en un programa de inundación con agua o de sostenimiento de la presión.

El mantenimiento de la presión primaria es la inyección de fluido en las primeras fases de al vida productiva de un depósito en el que ha habido poca pérdida de energía natural. Dentro de pozos seleccionados se colocan fluidos de composición controlada a la presión encontrada inicialmente o a una cercana, para lograr máxima eficiencia de recuperación. Algunos de los métodos más comunes de inyección de fluidos son los de inundación miscible, elevación por gas a alta presión, y elevación por gas enriquecido, a continuación se presentan estos tipos de inyección.

2.3. Tipos de inyección.

Algunos de estos métodos de recuperación mejorado, los cuales generalmente involucran inyección de fluido dentro del depósito, se describen a continuación. Los procesos de inyección de inyección de fluido tanto para el crudo como para los depósitos de gas pueden ser examinados.

Los métodos más comunes de recuperación son los siguientes:

1.-Inyección de agua

- Desplazamiento inmisible agua-aceite
- Inundación con agua

2.-Inyección de gas

Inyección de gas por dispersión
 Inyección del gas ático
 Inundación de gas
 Inyección de gas (Inmisible)
 Inyección Cristal o de Casquete de Gas.

Miscibles

Inyección de gas a alta presión (Miscible)
 Inyección de gas enriquecido
 Proceso slug miscible

3.-Procesos térmicos

- a) Combustión
- b) Inyección de vapor

- vapor húmedo
 - Procesos de transmisión del vapor
- } Inyección cíclica de vapor
} Inyección continua de vapor

- 4.-Inyección de Dióxido de Carbono
- 5.-Desplazamiento por fluido miscible
- 6.-Inyección Polimérica
- 7.-Inyección Microbial
- 8.-Inyección Alcalina.
- 9.-Gas Inerte.

De cada uno de estos métodos se hablará en este capítulo para conocer y después determinar el mejor método de recuperación que se debe de emplear en Cantarell.

Inyección de agua. El primer caso que se tiene noticia, de la recuperación de petróleo inyección de agua, ocurrió en forma accidental en el campo Bradford, en Pennsylvania USA, hace aproximadamente 110 años. Intempestivamente, un acuífero cercano invadió uno de los pozos, pero incrementó substancialmente la producción de petróleo en pozos cercanos. Dado que inicialmente el campo no presentó empuje hidráulico y el aceite tenía poco gas disuelto, la recuperación de aceite por la inyección accidental de agua resultó mucho mayor a la esperada por abatimiento natural de presión.

Curiosamente esta técnica empezó a popularizarse en USA hasta la década de los 40as y para 1955 ya existían 2280 proyectos de inyección de agua. A la fecha, aproximadamente el 50% de la producción de petróleo en el país, proviene de la inyección de agua. En México, la recuperación por inyección de agua se inicia en 1951, en el campo Poza Rica. Dada la abundancia del fluido desplazante y que esta técnica de recuperación demostró ser económica y de fácil aplicación, rápidamente se extendió a otros campos nacionales. De los 11 sistemas de inyección de agua que operaron en 1989, dos correspondieron a la Zona del Sureste y resto a las Zonas Norte, Centro y Sur. En dicho año se inyectaron en promedio 560,000 barriles de agua por día y se produjeron 228,600 barriles diarios de crudo (8.4% de la producción nacional).

En general, la inyección de agua en un yacimiento tiene probabilidades de éxito, si el mecanismo de la producción primaria fue diferente del empuje hidráulico (existencia de un acuífero activo)⁽¹⁰⁾. La presencia de fracturas o heterogeneidades en permeabilidad del yacimiento, tienden a volver ineficiente la inyección de agua como se describirá a continuación.

El proceso de elevación por agua generalmente se describe de la siguiente manera. Los campos petroleros en los cuales la elevación por agua es efectiva pueden tener un rendimiento de hasta 50% del petróleo in situ original:

- 1) Si la naturaleza física de la roca del depósito y la del petróleo permiten el proceso.
- 2) Si la terminación y el empleo de los pozos se hacen cuidadosamente.
- 3) Dependiendo de la tasa de extracción de petróleo y gas del campo o depósito como un todo.

Estos factores también afectan la eficiencia de la recuperación del petróleo en depósitos de elevación por cresta o casquete de gas. Sin embargo, parece que la tasa de extracción ejerce un efecto mínimo en la recuperación de petróleo que puede obtenerse de campos del tipo de elevación por gas disuelto que se describirá más adelante, excepto donde las condiciones son favorables para que se formen crestas o casquete de gas. En muchos casos, un depósito suele tener la potencialidad para ser elevado por agua o por gas. De este modo, el tipo de operación y la tasa total de extracción determinarán que tipo de elevación será el más efectivo, y de acuerdo con ello afectarán la recuperación del petróleo.

a) **Desplazamiento inmiscible agua-aceite.** La inyección de agua o de flujo acuoso, involucra bombas que impulsan el agua hacia el interior del depósito para estimular la producción. La inyección de agua provee de presión para fortalecer la salida del crudo de entre las rocas al exterior de los pozos de producción. El fluido acuoso, empezó a ser usado desde finales del siglo diecinueve, es uno de los métodos que más se utilizan en los pozos petroleros como se ilustra en la figura 2.2 y 2.3.

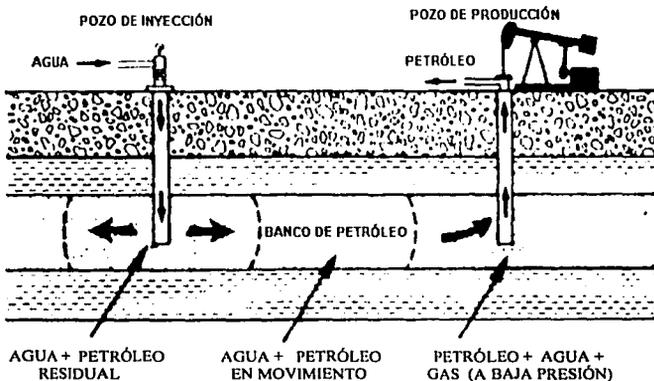


FIGURA 2.2 INYECCIÓN DE AGUA

El fluido acuoso que se inyecta es comúnmente empleado según la localización del pozo de producción. La localización de los pozos a menudo se eligen según algunos patrones de extracción, cada uno tiene cinco-lugares o una línea de conducción. Los fluidos internos, en cada inyección del pozo son localizados alrededor del borde de la acumulación del crudo, así como el fluido irregular provocado por no elegir los patrones adecuados de inyección del pozo se muestra en la figura 2.4.

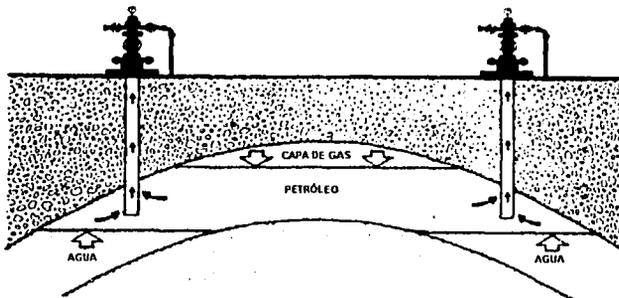


FIGURA 2.3. DEPÓSITO DE TRANSMISIÓN COMBINADA.

Existe un gran número de métodos que son empleados para examinar y predecir las recuperaciones por parte del método del fluido acuoso.

Algunos de los mejores métodos de recuperación conocidos diseñados son llamados con los nombres de los hombres que los desarrollaron como los siguientes: Buckley-Leveritt, Welge, Hurts, Stiles, Dykstra-Parsons, Craig -Geffen-Morse y Higgins-Leighton ⁽⁵⁾.

Los fluidos acuosos son empleados en casi todo tipo de depósitos. Es más convenientes en depósitos relativamente homogéneos con suficiente permeabilidad, permitiendo la inyección de agua, considerablemente razonable.

Como se menciono anteriormente, la inyección de agua es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje del agua. Esta técnica no es usada en campos petroleros que tienen un empuje natural de agua.

Bajo condiciones favorables, la inyección de agua es un método efectivo para recuperar petróleo adicional de un reservorio. Los factores que favorecen una alta recuperación por inyección de agua incluye: baja viscosidad del petróleo, permeabilidad uniforme y continuidad del reservorio. Muchos proyectos de inyección de agua son "patrones de inyección" donde los pozos de inyección y producción son alternados en un patrón regular.

Una de las primeras consideraciones en la planificación de un proyecto de inyección de agua es localizar una fuente accesible de agua para la inyección. El agua salada es usualmente preferida al agua fresca, y en algunos casos se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca para la inyección.

Se sugieren las características siguientes para el agua de inyección:

- 1.-El agua no debe ser corrosiva. El sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas corrosión.
- 2.-El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación. El encostramiento (Scale) se puede formar de la mezcla de aguas incompatibles o debido a cambios físicos que causan que el agua se convierta en súper saturada. El encostramiento mineral depositado por el agua usualmente consiste de uno o más de los siguientes compuestos químicos: BaSO_4 , SrSO_4 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, CaCO_3 , MgCO_3 , FeS y Fe_2S_3 . El encostramiento mineral dentro del sistema de inyección no solo reduce la capacidad de flujo sino también proporciona un medio para que ocurra corrosión.
- 3.-El agua no debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección. Los materiales que pueden estar presentes como material suspendido son los compuestos que forman encostramientos tal como los mencionados en el punto anterior, limo, petróleo, microorganismos y otro material orgánico.
- 4.-El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación. La importancia de esta consideración depende de la cantidad y tipo de minerales arcillosos presentes en la formación, así como de las sales minerales disueltas en el agua inyectada y permeabilidad de la roca.
- 5.-La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación. El agua producida e inyectada debe ser manipulada separadamente, si no son completamente compatibles.

b) Inundación con agua. Los proyectos de inundación con agua se emplean principalmente en campos descubiertos antes de que pudiera visualizarse todos los beneficios del método de sostenimiento de la presión. Algunos o todos los pozos existentes pueden utilizarse, así como otros nuevos cuidadosamente localizados. Se inyecta agua en ciertos pozos para lavar a chorro el petróleo de la roca del depósito. Durante la operación, el agua se bombea de estos pozos de inyección hacia el depósito fuera de éste. Este sistema continúa hasta que el contenido de agua del fluido que se extrae de los pozos petroleros hace que la extracción deje de ser rentable.

La geometría y continuidad del reservorio son importantes consideraciones en el diseño de una inyección de agua. Si el reservorio tiene buzamientos, una inyección periférica podría tener una mayor eficiencia de barrido que un patrón de inyección. La eficiencia de barrido puede ser definida como la fracción de la formación que esta en contacto con el fluido inyectado. La continuidad desde el pozo de inyección hacia el productor es esencial para el éxito de la inyección, y reservorios muy fracturados son frecuentemente pobres candidatos para la inyección con agua.

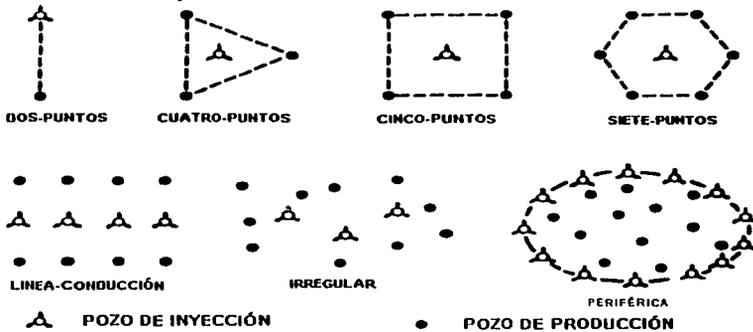


FIGURA 2.4 CONFIGURACIÓN DE LAS INYECCIONES DE AGUA.

La profundidad del reservorio es otro factor que debe ser considerado en el diseño de una inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera que no fracture la formación. Si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción.

La viscosidad del petróleo es la mayor consideración para determinar el comportamiento de la inyección. Si todos los otros factores son los mismos, la recuperación de un petróleo ligero será mayor que para un petróleo pesado. La movilidad de un fluido en una roca es definida como la relación de la permeabilidad efectiva a la viscosidad. La movilidad del petróleo es calculada por:

$$\mu \lambda_o = K_o / \mu_o$$

Donde K_o depende de la saturación del fluido y μ_o es la viscosidad del petróleo a condiciones de reservorio. De igual manera la movilidad para el agua es:

$$\lambda_w = K_w / \mu_w$$

La eficiencia de cualquier proceso de desplazamiento en un reservorio de petróleo es influenciado fuertemente por la relación de movilidad M , definido como la relación de la movilidad del fluido desplazante a la movilidad del fluido desplazante. Esta relación es:

$$M = \lambda_w / \lambda_o$$

La cantidad de petróleo en sitio es directamente proporcional a la porosidad, saturación de petróleo y espesor del reservorio. La magnitud y la variabilidad de la permeabilidad es muy baja no será posible inyectar agua a altas tasas. Capas con alta permeabilidad y que son continuas entre el pozo inyector y productor causarán temprana irrupción del frente de agua en los pozos de producción y dejarán de lado petróleo en zonas de baja permeabilidad. El-Khatib concluyó a partir de un modelo matemático que el flujo cruzado entre capas (crossflow) mejora la recuperación de petróleo para sistemas con relación de movilidad favorable ($\lambda_w / \lambda_o < 1$), pero retarda la recuperación de petróleo en sistemas con relaciones de movilidad desfavorables ($\lambda_w / \lambda_o > 1$) ⁽²⁷⁾.

En primera instancia PEP observo esta opción para mantener la presión: inyección de agua respecto a la inyección de gas.

- Basado en la información de producción de agua por la migración del agua así como este ya había invadido la parte sureste del campo Akal.

Originalmente fue a una profundidad de 10,500 ft debajo del mar y tuvo una altura de 9,000 ft, y en otros lugares de 8,000 ft por debajo del mar en las secciones de la parte suroeste del campo Akal.

Desde entonces actualmente no hay agua en la parte noreste de Akal, esto provoco una mayor preocupación en prevenir el movimiento del agua desde la parte sureste hacia la parte noreste del campo. En adición, muchos de los pozos en la sección noreste de Akal esta completamente debajo de la corriente actual de la migración del agua en la parte sureste.

La fractura natural de este campo impide usar la inyección de agua, porque podría producir canalización a través de las fracturas y el sistema fallaría en la parte noroeste del campo, resultando en la prematura inundación del campo, dejando fuera de producción algunos pozos.

Esto debido al "Fenómeno de Digitación" en donde el agua puede llegar al pozo antes que el petróleo, resultando este en la prematura "salida de agua" en los pozos de producción. Akal esta muy fracturado y el depósito es defectuoso, el cual incrementa la probabilidad de digitación del agua y reduce la recuperación de las reservas.

Los especialistas de PEMEX analizaron, calcularon y estimaron esta digitación del agua, la cual podría reducir la recuperación final del petróleo de Akal en un 15 a 20% del petróleo original.

- Mantener la presión en los pozos a través de la inyección de gas el cual es usado mucho en gran número de campos de petroleros. Entre los más grandes esta la bahía de Prudhov donde el gas natural fue desplazado actualmente por el nitrógeno, en un volumen a proporcional de cuatro a cinco veces más rápido se llevaría acabo en el complejo Cantarell.

Otros grandes campos actualmente utilizan la inyección de gas para mantener la presión, estos son los campos de Fateh en Dubai, Fuhud en Omán, Ekofisk fuera de Noruega, Hassi Messoud en Algeria y Hawkins, Yates en los E.U.A.

El gas de inyección es considerado más efectivo que la inyección del agua porque una de las razones es que impida al agua moverse dentro de la porción noroeste del campo Akal. La inyección de gas tiene otra ventaja que es la separación gravitacional de los procesos de recuperación en los campos donde se realiza.

La eficiencia de la recuperación por transmisión de agua es aproximadamente del 40-45% del petróleo original, mientras que la eficiencia de recuperación por la separación gravitacional es aproximadamente de 55-60% del petróleo original.

Así, la inyección de gas tiene mayor eficiencia comparada con la inyección de agua para un proyecto de recuperación por separación gravitacional y pueda incrementar la recuperación del petróleo aproximadamente en un 15-20% del petróleo original que se tocara en este capítulo más adelante.

Inyección de gas. La inyección de gas para incrementar la productividad del pozo es usualmente definido como "mantenimiento de presión", pero un proceso para incrementar la recuperación de petróleo puede ser clasificado como un proyecto de recuperación mejorada. La inyección de gas es frecuentemente usada en lugar del agua o, en combinación con los fluidos acuosos. La recuperación de petróleo por inyección de gas es un proceso inmiscible a menos que el gas inyectado se efectúe a alta presión o por enriquecimiento con hidrocarburos livianos, entonces el gas de inyección puede ser considerado un proceso de desplazamiento de fluido miscible. La presión requerida para la miscibilidad depende de la composición del petróleo y el gas inyectado. El éxito de un proyecto dependerá de la eficiencia con la que el gas inyectado desplazara al petróleo y de la fracción del reservorio que es barrido por el gas inyectado. Además se conocen diferentes formas de inyección de gas que se presentan a continuación:

a) Inyección de gas por dispersión. Involucra la reinyección del gas según el número de campos localizados, principalmente se utiliza para mantener la presión del depósito. Cada solución de gas en el depósito, permite mantener la presión pudiendo utilizarse para acelerar la recuperación de petróleo. La inyección de gas por dispersión puede ser usada, también como un método para detener el uso del gas natural en la recuperación y emplearlo por completo para su uso comercial usualmente no resulta en una alta recuperación, ya que el gas puede canalizar entre el pozo inyector y productor sin desplazar mucho petróleo.

La inyección por dispersión de gas es apropiada para reservorios con permeabilidad uniforme y poco relieve estructural. Si los pozos de inyección no están muy distanciados de los productores, la respuesta del reservorio a la inyección es rápida.

b) Inyección del gas ático. El petróleo que se encuentra en un pozo localizado en la parte estructuralmente mas alta es frecuentemente llamado "petróleo ático". Bajo condiciones favorables (incluyendo alto buzamiento y permeabilidad) algo de este petróleo puede ser recuperado por inyección de gas. Consiste en inyectar gas hacia el interior del pozo en otra capa de gas existente, o ático, o hacia una zona de petróleo, creando una cápsula. La inyección de gas

ático, es un método que acondiciona o complementario realizando la función de empujar la cápsula de gas para recuperar más petróleo como se muestra en la Fig. 2.5.

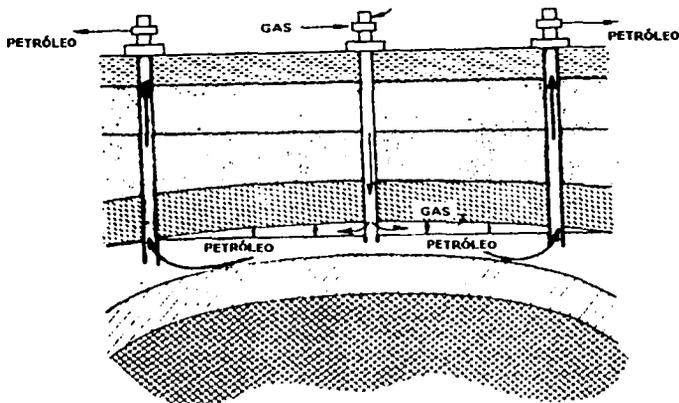


FIGURA. 2.5 INYECCIÓN DE GAS ÁTICO.

c) **Inundación de gas**, es similar a la inundación de agua, el propósito fundamental es alcanzar o precipitar el petróleo por la inyección de los pozos al introducirse en los depósitos. Este proceso normalmente utiliza algunos modelos adaptados a los pozos, como la inundación por agua.

d) **Inyección de gas (Inmiscible)**. El gas puede ser inyectado al reservorio de petróleo, no solo para incrementar la recuperación de petróleo, sino también para reducir la declinación de la tasa de producción de petróleo y conservar el gas para venteo posterior.

e) **Inyección Crestal o de Casquete de Gas**. Un método más eficiente empleado para inyectar gas puede ser usado algunas veces en reservorios que tienen buena permeabilidad vertical y tienen espesor apreciable o alto buzamiento. Bajo estas condiciones el gas puede ser inyectado cerca del tope de la formación productiva (o dentro de la capa de gas) tal que el petróleo es desplazado hacia abajo. Muchos reservorios tienen una permeabilidad vertical menor a 200 md, y

probablemente no sea apropiada para este proceso, que es llamado "inyección crestal o casquete de gas" o "inyección externa de gas".

La inyección crestal o de casquete de gas es usualmente preferida a la inyección de gas dispersa para reservorios con buzamiento y en reservorios de gran espesor con alta permeabilidad vertical. Debido a la baja viscosidad del gas, las variaciones en la permeabilidad del reservorio son muy importantes en un proceso de inyección de gas.

Desde el punto de vista de comportamiento del reservorio, es ventajoso iniciar la inyección de gas antes que la presión del reservorio haya declinado debajo del punto de burbuja. La permeabilidad relativa al gas incrementa con un aumento de la saturación de gas, tal que el problema de canalización llega a ser severo a medida que la saturación de gas libre se incrementa.

¶ Gas Miscible. También llamado método de inundación de solvente o de carga miscible, implica la inyección de una carga o solvente que pueden ser mezclados con el petróleo del depósito. Después de esto se inyecta un líquido desplazado que se mezcla con el solvente. Dicho líquido desplaza el solvente del depósito. El solvente, a su vez, remueve el petróleo de la porción del depósito por la que pasa. Entre los solventes se encuentran propano, butano y mezclas de estos gases con o sin metano. El fluido desplazador es normalmente gas natural a presión suficiente para que tanto la mezcla de solvente como dicho fluido se hagan líquidos. Cuando se emplea agua como fluido desplazador, suele agregársele algunos alcoholes que tienen alta solubilidad tanto en el petróleo como en el agua.

- **Inyección de gas a alta presión (Miscible).** La inyección de gas a alta presión es un proceso miscible, que significa que el gas inyectado se mezclará con el petróleo del reservorio para formar una fase homogénea simple. El proceso de recuperación miscible reducirá la saturación residual de petróleo virtualmente a cero en las partes del reservorio que son barridas por fluido miscible.

Pobres eficiencias de barrido son comunes, sin embargo los procesos miscibles son usualmente más costosos que la inyección de agua o inyección inmisible de gas.

La mínima presión para desplazamiento miscible del petróleo con gas de alta presión es aproximadamente de 3,000 psi; de esta manera la profundidad del reservorio está limitada a un mínimo de 5,000 pies. El petróleo del reservorio debe contener suficiente cantidad de hidrocarburos intermedios (C_2-C_6) y debe estar substancialmente bajo saturado con respecto al gas inyectado a la presión de inyección. La gravedad del petróleo no debe ser menor de 40°API.

La recuperación de petróleo por el proceso de inyección de gas a alta presión es una función de la presión de inyección. Las altas recuperaciones mencionadas en la literatura son las obtenidas en el laboratorio pero no son alcanzadas en el campo, debido principalmente a la baja eficiencia de barrido. Aunque un incremento en la presión incrementará la recuperación de petróleo, esto incrementará también los requerimientos del gas y los costos de inyección⁽⁴⁾.

- **Inyección de gas enriquecido.** La inyección de gas enriquecido es otro proceso miscible. Este método implica la inyección en el depósito de gas enriquecido con

propano y butano. Conforme este gas entra en contacto con el petróleo del depósito parte de sus elementos se condensan en un solvente, barriendo el petróleo, reduciendo su viscosidad y cambiando sus propiedades de fluidez. El petróleo hinchado se mezcla con el gas que se inyecta y se mueve hacia el pozo productor, incrementándose así la recuperación se muestra en la figura 2.12. El gas natural enriquecido con hidrocarburos de peso molecular intermedio (C_2-C_6) es inyectado y los hidrocarburos intermedios son transferidos desde la fase gas a la fase líquido dentro del reservorio.

El proceso de gas enriquecido difiere del proceso de inyección de gas a alta presión principalmente por la forma como los hidrocarburos intermedios son transferidos de una fase a otra. Esta transferencia es del gas al petróleo en el proceso de gas enriquecido y del petróleo al gas en el proceso de alta presión.

Este proceso puede ser operado a menores presiones a alta presión, pero la cantidad de gas enriquecido incrementará con una disminución en la presión del reservorio. La mínima presión para el proceso es de aproximadamente 1,500 a 2,000 psi. Ya que el gas muerto (no enriquecido) es miscible con el gas enriquecido, el gas enriquecido puede ser inyectado como un "slug" o golpe o empuje, seguido por gas muerto. Típicas dimensiones de slugs para gas enriquecido son de 10 a 20% del volumen poroso del reservorio⁽⁵⁾.

- **Proceso slug miscible.** Este proceso consiste de la inyección de un líquido que es miscible con el petróleo del reservorio, seguido por la inyección de gas seco que es miscible con el slug solvente. El agua puede ser inyectada alternadamente con el gas para mejorar la eficiencia de barrido. Los líquidos que pueden ser usados para el slug miscible incluyen hidrocarburos livianos tales como el propano y dióxido de carbono que desarrollan miscibilidad a medida que se mezclan con el petróleo del reservorio.

La mínima presión para el proceso es la presión a la cual el slug y el gas desplazante se convierten en miscibles; esta puede ser tan baja como 1,100 psia. La temperatura del reservorio debe ser menor que la temperatura crítica del slug.

El patrón de barrido para el proceso es controlado principalmente por la relación de movilidad del gas seco al petróleo; esta relación es desfavorable comparada con una inyección convencional de agua. El tamaño requerido por el slug esta influenciado por factores que incluyen heterogeneidad del reservorio y distancia del pozo inyector al productor. Cualquier incremento en la presión de inyección sobre el mínimo requerido tenderá a reducir el tamaño requerido del slug por la mejora en la relación entre las fases. Los típicos tamaños del slug son del 5% en volumen poroso del reservorio. Ya que la eficiencia de barrido es pobre para crudos viscosos, 5 cp, han sido sugeridos como una aproximación del límite superior para la viscosidad del crudo en el reservorio.

Procesos térmicos. Una técnica propuesta registrada consiste en quemar parte del petróleo de un depósito in situ como fuente de energía para incrementar la presión y con ello la cantidad total de petróleo recuperado. En este proceso se utilizaría realmente algo de petróleo que no se extraería por métodos en los que se emplea ya sea agua caliente o vapor para disminuir la

viscosidad y transportar el petróleo. Las inyecciones de vapor pueden emplearse como un mecanismo de desplazamiento o para estimular la producción de pozos en particular.

Todas las técnicas para mejorar la recuperación incluyen métodos para incrementar ya sea las fuerzas y la energía naturales del depósito o bien la recuperación definitiva de éste. Estas técnicas son para recuperación secundaria en un sentido natural; es decir, la inyección de fluido aplicada relativamente tarde en la historia productiva de un depósito, con fines de estimular la producción después de la recuperación por métodos primarios de flujo o elevación artificial, ha llegado a un límite económico.

a) **Combustión.** La recuperación del petróleo puede también ser realizada inyectando aire dentro del depósito y alguna parte del petróleo se quema bajo tierra. El calor generado por la quema de los residuos viscosos del petróleo de descarga, lo que permite incrementar la producción. El aire de inyección también sirve para conservar la presión alta en el depósito para conducir al petróleo a través de los pozos de producción. Los métodos de combustión pueden ser a grandes saturaciones de petróleo como los siguientes, el grueso intermedio (5 a 50 pies), poco profundo (400 a 2000 pies de profundidad), depósitos con un peso medio del petróleo (10 a 35° API).

Se tienen dos tipos de combustión: combustión delantera "forward" y de reserva "reverse". En la combustión delantera, la zona de incineración del petróleo (llamada combustión de enfrente o de incineración) es amplia en la inyección de los pozos de producción. En este proceso, el petróleo es empujado a través de los pozos de producción por medio de la inyección de aire y la combustión de gases la figura 2.6, 2.7 muestra este tipo de combustión.

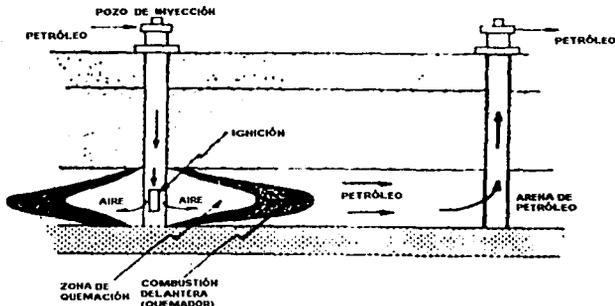


FIGURA 2.6 COMBUSTIÓN HACIA ADELANTE.

Para el proceso "reverse" o retrasada el frente del fuego se mueve desde el pozo de producción hacia el pozo de inyección de aire. Ya que el petróleo producido se mueve a través del frente de combustión, ocurrirá un craqueo térmico y se producirá parte de este como vapor. Este proceso es aplicable principalmente a petróleos de muy alta viscosidad. No se han reportado proyectos comercialmente exitosos, pero la investigación sobre el proceso continua se puede ver en la figura 2.8.

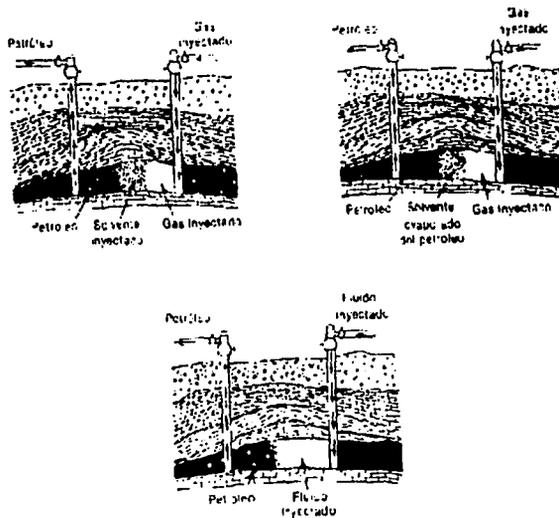


FIGURA 2.7 TIPOS DE RECUPERACIÓN POR COMBUSTIÓN.

La combustión retrasada es útil para el petróleo pesado, el cual opone mayor resistencia al fluido para desplazarse, al quemador donde los pozos lo producen, por la inyección de los

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

pozos. En la combustión retrasada, después de que el petróleo fluye a través de la zona que rodea el calor del quemador el petróleo recibe mucho más calor que en la combustión delantera.

Un tipo especial de combustión delantera, conocida como combustión sofocada o humedad, incorpora la inyección de más agua con aire para conservar la combustión a pesar de las bajas temperaturas. Este proceso requiere menor aire para la combustión.

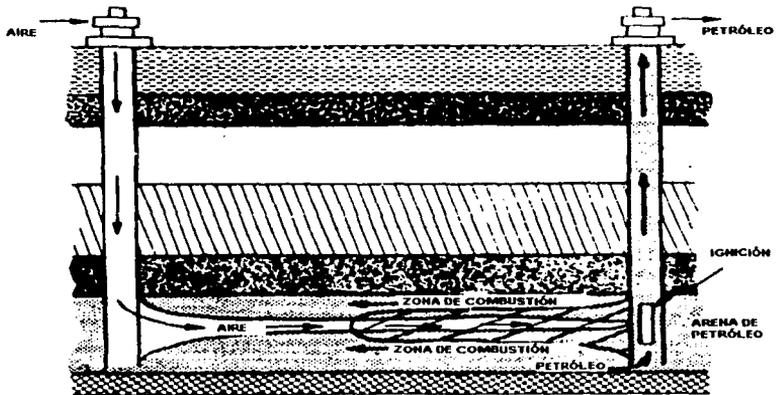
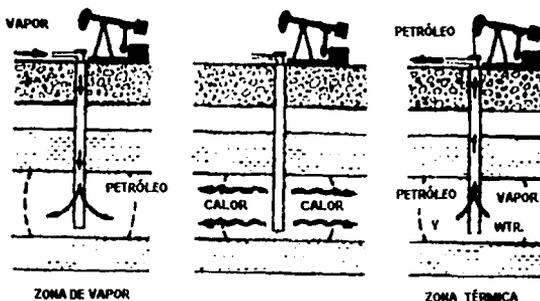


FIGURA 2.8 COMBUSTIÓN A CONTRAMARCHA (REVERSE).

b) **Inyección de vapor.** Los métodos de inyección de vapor comprenden dos grandes categorías: húmedo o por transmisión. Generalmente la inyección de vapor se usa para proporcionar calor en los depósitos de las reservas de petróleo pesado. Este petróleo pesado, que puede ser "grueso" pero como de mantequilla, generalmente llega a ser delgado y con más movilidad por la adición de calor que proporciona el vapor además de la presión, lo que provoca el flujo del fluido.

- **Vapor húmedo** Las operaciones ocasionadas por la inyección de vapor Húmedo dentro del pozo (el ciclo de inyección) permiten reunir el calor que se filtra a través de las rocas (el ciclo de vapor) y finalmente al pozo de producción después de la entrada de vapor (el ciclo del flujo residual). Durante del petróleo pesado que fluye a través de la región tiende a ser calentada durante el ciclo de inyección y el ciclo de vapor. Después de fluir a través de la zona de calor, el petróleo está más caliente y

puede ser extraído a gran velocidad. Después de separarse se produce el consumo de calor durante el ciclo de inyección, permanentemente el calor sirve para disipar la humedad y absorber las reservas del pozo un par de veces durante su vida productiva se muestra en la figura 2.9.



OPERACIÓN DE VAPOR HÚMEDO

Izquierda: Ciclo de inyección. Centro: Humedad Derecha: Ciclo de flujo posterior

FIGURA 2.9 INYECCIÓN DE VAPOR.

- **Procesos de transmisión del vapor**, esta inyección en los pozos empuja los depósitos de petróleo a fuera para su producción, como se muestra en la figura 2.10. En muchos casos, el vapor de transmisión funciona de manera regular en la inyección y producción de los pozos. A medida que los vapores de conducción alcanzan los depósitos de producción del petróleo, el crudo sale del pozo arrastrando algo de vapor siendo necesario destilar el vapor. En la destilación promedio del petróleo tiene algunos componentes que pueden incendiar al petróleo esto por el calor o su estado gaseosos durante el traslado del vapor en la producción de los pozos.

El vapor mejorado puede también encontrarse, a altas temperaturas por medio del cual el vapor causa una baja ruptura química del crudo en sus componentes simples. Los cuales también son empujados en los pozos de producción⁽⁴⁾. La destilación del petróleo puede ocurrir con diferentes procesos pudiendo recuperar el mismo, el vapor de traslado es más eficiente que los flujos de agua en la recuperación del petróleo. Se emplean la aplicación de los vapores de traslado

en los depósitos de petróleo ligero. En tiempos actuales, el vapor húmedo y de traslado se aplican principalmente en la confinación de superficies poco profundas (de 400 a 2000 pies de profundidad), de espesor (20 pies de profundo), esto en las reservas de piedras areniscas en los depósitos de petróleo.

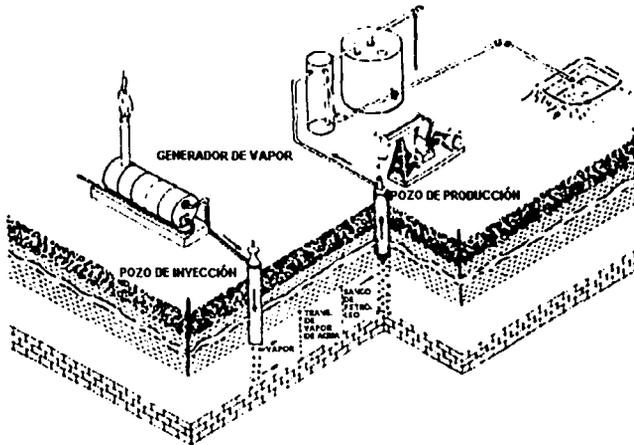


FIGURA 2.10 TRANSMISIÓN DE VAPOR.

Inyección cíclica de vapor. El proceso de inyección cíclica de vapor es a veces llamada "huff and puff" o "steam soak". El método es muy usado en pozos que producen petróleo de baja gravedad API (alta viscosidad). Este es un proceso cíclico en el cual el mismo pozo es usado para inyección y producción.

Un proceso típico involucrando la inyección hacia un pozo de aproximadamente 1,000 barriles de agua por día en la forma de vapor. La inyección continua por dos o tres semanas, después de la cual el pozo es cerrado por unos cuantos días. El período de cierre lo suficientemente largo para que el vapor condense pero no para disipar la presión substancialmente. Después del período de cierre, el pozo será producido por un período de tiempo entre unos meses a un año aproximadamente.

El ciclo de inyección seguido por producción será repetido varias veces, usualmente en cada ciclo se producirá menos petróleo que en el ciclo previo. Algunos proyectos de inyección cíclica de vapor han sido convertidos a inyección continua de vapor después de unos cuantos ciclos de inyección.

Crudos muy pesados (menos de 10^0 API) usualmente no pueden ser producidos económicamente ya sea por inyección cíclica o inyección continua; la cantidad de calor requerido para una adecuada reducción de la viscosidad del petróleo puede ser excesiva.

Entre las ventajas de la inyección cíclica de vapor incluye el bajo costo de probar el proceso en el campo y los costos de desarrollo que son menores que los procesos termales alternativos. Las desventajas del proceso incluyen el riesgo de que la expansión térmica cause daños al casing mientras el vapor esta siendo inyectado.

La recuperación de petróleo por inyección cíclica de vapor es usualmente menor que la que se puede obtener por la inyección continua de vapor.

Inyección continua de vapor. Este tipo de proceso es similar a los patrones de inyección de agua. Este tipo de proceso puede ser usado cuando la viscosidad es muy alta para un desplazamiento eficiente mediante agua.

El espaciamiento entre pozos es frecuentemente menor que para una inyección de agua. Por ejemplo un espaciamiento de cinco acres no es muy usual para este proceso, sin embargo espaciamientos tan pequeños como $\frac{1}{4}$ de acre ha sido usado en reservorios someros.

Los costos de capital son mayores que los de la inyección cíclica pero la recuperación es mayor. El proceso no puede ser usado para profundidades mayores a 5,000 pies, donde la presión hidrostática puede exceder la presión crítica del vapor (3,202).

Las pérdidas de calor pueden ser excesivas si la zona productiva es mayor de 10 pies. Si la viscosidad es alta, puede ser necesario precalentar el pozo con vapor de antes de iniciar la inyección. Electricidad también puede ser usada para el precalentamiento, empleando el reservorio de hidrocarburos como una resistencia.

El calor que es liberado cuando el vapor se condensa es llamado calor latente de vaporización. Un valor grande de calor latente tiende a incrementar la eficiencia térmica de los proyectos de inyección continua y el contenido de calor latente de vapor disminuye con un incremento de la presión alcanzando cero en el punto crítico. De esta manera los proyectos a baja presión tienen a comportarse mejor que proyectos a alta presión.

Se debe tener en cuenta para el diseño de un proyecto, optimizar la cantidad del vapor y la tasa de inyección. La calidad de vapor es definida como la fracción de la masa de agua que es vapor. Un incremento en la cantidad del vapor, incrementará la tasa a la cual el reservorio es calentado, pero incrementará la tendencia a la canalización del vapor.

Un adecuado suministro de agua de alta calidad es esencial. La cantidad requerida es usualmente cercana a 5 barriles de agua por barril de petróleo producido por vapor. Ya que el

vapor condensa en el reservorio, puede no ser factible usar inyección de vapor en formaciones que contienen arcillas que son sensibles al agua fresca.

El proceso forma una región saturada de vapor en la región cercana al pozo. Dentro de esta región la temperatura es cercana o igual a la del vapor inyectado. Detrás de la zona saturada con vapor, el vapor se condensa para formar un banco de agua caliente. Dentro de la zona de vapor, el petróleo es desplazado por vapor destilado y gas (vapor). Los factores que contribuyen al desplazamiento del petróleo desde la zona de agua caliente incluyen reducción de la viscosidad del petróleo, expansión térmica y reducción de la saturación residual del petróleo. También pueden ocurrir cambios en la permeabilidad relativa⁽⁵⁾.

Inyección de Dióxido de Carbono. La inyección de CO_2 es uno de los procesos más usados. A presiones requeridas para recuperación miscible, el CO_2 dentro del reservorio ya sea líquido (a bajas temperaturas) o un fluido supercrítico. Aunque el CO_2 no es miscible con muchos petróleos, este puede crear un frente de desplazamiento miscible en el reservorio a medida que se mezcla con los hidrocarburos. En adición al desarrollo de la miscibilidad, el CO_2 puede también contribuir a la recuperación de petróleo al reducir la viscosidad del petróleo y causar que el crudo del reservorio se hinche. La mínima presión requerida para miscibilidad es cerca de 1500 psi. El volumen de CO_2 requerido frecuentemente es de 5 a 10 MCF por un barril de petróleo recuperado. La factibilidad económica del proceso esta determinado por los precios locales del CO_2 .

Modelos físicos de reservorio y pruebas de laboratorio son usadas para diseñar proyectos de inyección de CO_2 . El comportamiento de fase de la mezcla CO_2 y petróleo es bastante complejo. Cuando altas concentraciones de CO_2 son mezcladas con petróleo, la transferencia de masa de los componentes entre el CO_2 y el petróleo pueden causar la coexistencia de cuatro fluidos separados y fase sólida la figura 2.11 muestra el desplazamiento del CO_2 en el depósito.

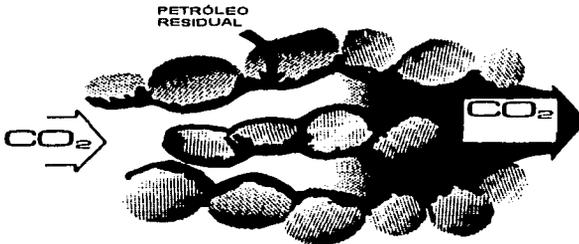


FIGURA 2.11 RECUPERACIÓN CON CO_2 . El Dióxido de Carbono (CO_2) en contacto con el petróleo, empujado al flujo de salida por el estrecho canal del poro para sacar el petróleo.

Usualmente dos fases predominarán: Una fase volátil y rica en CO_2 y una fase menos volátil y rica en hidrocarburos. A temperaturas debajo y cerca de 120°F (48.8°C , 580°R), las dos fases son líquidas; a medida que la presión se reduce, los vapores se liberan primariamente de la fase rica en CO_2 . Por encima de 120°F (48.8°C , 580°R), el sistema completo estará en la fase vapor a alta presión y altas concentraciones de CO_2 ; a medida que la presión se reduce en el sistema, la fase líquida rica en hidrocarburos puede condensar del gas.

El mecanismo por el cual se desarrolla miscibilidad de múltiple contacto entre el CO_2 y el petróleo es controlado por el comportamiento de la fase dependiente de la temperatura.

La inyección de CO_2 ha sido efectuada bajo un amplio rango de condiciones de reservorio. Ha sido usado para varios tipos de roca, para un amplio rango de viscosidad de petróleo, para formaciones delgadas y de gran espesor, así como desplazamiento miscible. Las desventajas del proceso incluyen problemas de corrosión y la tendencia como consecuencia de la baja viscosidad del CO_2 , a canalizar desde el pozo inyector al pozo productor, reduciendo de esta manera la eficiencia de barrido⁽⁵⁾.

se enfrentan al dilema de la disponibilidad de CO_2 y su costo creciente. Con este fin, la atención se ha dirigido hacia el uso del nitrógeno como gas de empuje de porciones de CO_2 . A medida

Desplazamiento por fluido miscible. Los métodos de desplazamiento de fluido miscible son desarrollados para recuperar más petróleo original en los lugares donde sea posible, con los métodos de inyección de agua o gas.

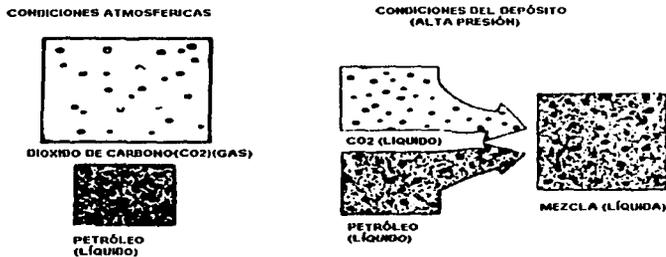


FIGURA 2.12 MISCIBILIDAD DEL DÍOXIDO DE CARBONO A LAS CONDICIONES DEL DEPÓSITO.

La miscibilidad se refiere a la capacidad del fluido para disiparse y el fluido disipado para mezclarse completamente en todas las proporciones. Por ejemplo, el agua es miscible con el alcohol, juntándose para mezclarse y no separarse, independientemente de la proporción en que se mezclan. En la ilustración de la miscibilidad del petróleo y dióxido de carbono a las condiciones del depósito se muestran en la figura.2.12 Porque la miscibilidad entre el fluido desplazado (inyección dentro del depósito) y el petróleo, se aprecia que queda atrás el fluido inyectado con una pequeña saturación de petróleo residual que se encuentra a la izquierda.

Los dos tipos de métodos básicos de desplazamiento de fluido miscible en la inyección continua de un fluido miscible y la inyección de una pequeña cantidad de fluido miscible, conocida como flujo de golpe o de empuje, resultado del fluido disipado anteriormente.

La inyección continua de un fluido miscible puede ser acompañada con altas presiones de gas seco o gas inerte. Todos estos fluidos pueden ser miscibles con el petróleo; por ejemplo, las altas presiones quedan el gas seco que es miscible con la mayoría de los crudos. Sin embargo, desde que el gas se expande incrementa las altas presiones del depósito, lo que provoca ciertos peligros al manejar estas altas presiones, por otra parte las presiones bajas enriquecen al gas, pudiendo ser inyectado formándose el desplazamiento miscible. El gas enriquecido es simplemente gas que contiene más hidrocarburos líquidos.

Algunos alcoholes como el alcohol metílico (alcohol de madera) o alcohol etílico son miscibles en el petróleo. Dependiendo de la disponibilidad y las condiciones económicas se pueden emplear los siguientes compuestos, el dióxido de carbono (en forma de gas de bebida), el gas de chimenea (los gases generados por la combustión del petróleo) o el gas inerte (los que se remueven del aire y se separan del oxígeno) pueden ser usados para efectuar el desplazamiento miscible.

El uso de estos fluidos tiene como función la de expandirse, además de que las cantidades que se requieren para un proyecto de inyección son grandes. Se puede complementar este método, utilizando un fluido de golpe o de empuje (o pequeña cantidad de fluido) miscible, puede ser inyectado, seguido de una inyección continua de un fluido barato, primero con un fluido de empuje o golpe como el alcohol y después con la inyección del agua, o el nitrógeno, los cuales son miscibles con el petróleo, los cuales son más baratos que la inyección continua de alcohol. Este proceso puede ser también usando un fluido de golpe o de empuje como el dióxido de carbono, propano o gas LPG seguidas por una baja o mediana presión de gas seco.

También se puede utilizar Nitrógeno como Gas de empuje para porciones de CO₂ miscibles. El uso del CO₂ recibe actualmente gran atención como medio para mejorar la recuperación. Las compañías petroleras que los proyectos de CO₂ aumentan en tamaño y número, debe pensarse en una alternativa a la duración del proyecto, a fin de llenar las consideraciones económicas y el suministro en escaso de CO₂, especialmente si se inyecta alternadamente con agua.

Inyección Polimérica. Los polímeros son largas cadenas-iguales de moléculas que son flexibles y resistentes, como si fueran muchas ligas de goma. La inyección de polímeros puede ser usada en algunos casos para incrementar la recuperación del petróleo, pudiendo incrementarse la eficiencia de arrastre del fluido inyectado.

Este proceso es relativamente complejo. Simplemente, la inyección del fluido causa que el polímero alcance y se extienda en una parte del depósito, de tal modo que desplace más del petróleo que sé a quedado en el depósito.

Porque los polímeros son extremadamente expansivos, usualmente se utiliza un fluido de golpe o empuje en la inyección de polímeros, seguido por la inyección de otro componente que permitan entrar el pozo y acaben empujando los restos de petróleo que quedan en los depósitos y de esta manera enviar los restos del crudo a los pozos de producción.

Además las soluciones polímeras han sido usadas en tres formas para incrementar la recuperación de petróleo o reducir la producción de agua a continuación se describen:

- (1) Tratamiento con polímeros cerca al pozo ha sido efectuado en pozos de producción e inyección. Los tratamientos en pozos de producción son diseñados para reducir el flujo de fluidos desde zonas que producen cantidades excesivas de agua. Los tratamientos en pozos de inyección son diseñados para reducir el volumen de agua que ingresa a zonas de alta permeabilidad.
- (2) Soluciones polímeras que son usadas para taponar zonas de alta permeabilidad a una distancia prudencial del pozo. Esta técnica involucra la inyección de solución polímera con un catión metálico inorgánico que efectuará una unión (cross-link) entre las moléculas del polímero inyectado y las moléculas que rodean la superficie de la roca.
- (3) Las soluciones polímeras pueden ser inyectadas con el propósito de reducir la movilidad de los fluidos desplazantes, para así mejorar la eficiencia a la cual el petróleo del reservorio es desplazado. Esta aplicación es la que se describe a continuación.

Los polímeros tales como los poliacrilamidas o polisacáridos se pueden adicionar al agua de inyección. Proyectos típicos requieren de 2 a 3 lb., de polímero por barril de petróleo reducido.

Ya que muchas veces el agua de formación afecta a los polímeros adversamente, la solución polimérica es frecuentemente precedida por una solución de baja salinidad (preflush). La solución polímera es usualmente inyectada como un slug o golpe o empuje, seguido por una agua de baja salinidad. Este procedimiento se realiza para reducir la mezcla de la solución polímera con agua de alta salinidad. Para disminuir el contraste de movilidad entre la solución polímera y el agua detrás de esta, la conversión polímera puede ser gradualmente reducida al final de slug o golpe o empuje.

El efecto primario del polímero es hacer densa al agua de tal manera que sea más eficiente en desplazar el petróleo. La inyección polímera probablemente no reduce la saturación residual del petróleo, pero reduce la cantidad de agua que debe ser inyectada antes de alcanzar la saturación residual.

El uso de polímero también puede incrementar el porcentaje del patrón de inyección que es barrido por el fluido inyectado. Algunos procesos usan un slug o empuje surfactante (solución micellar) delante de la solución polímera. Los requerimientos típicos de químicos para este

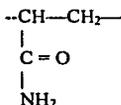
proceso son de 15 a 25 lb. , de surfactante por lb. , de petróleo reducido. Los surfactantes reducen la tensión interfacial tal que la saturación residual del petróleo se reduce.

Las soluciones de poliacrilamida están sujetas a degradación por esfuerzo cortante "shear stress". El esfuerzo de corte tiende a quebrar las moléculas grandes en pequeñas moléculas y así se reduce la viscosidad aparente de la solución. La alta temperatura también tiende a causar degradación en el polímero.

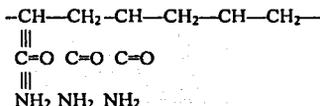
La retención del polímero en la formación es un factor significante para determinar la cantidad de polímero requerido para el proceso. La retención es causada por la adsorción y entrapamiento mecánico. Los valores de retención medidos en el campo están en el rango de 19 a 183 gm, de polímero por metro cúbico de volumen bruto de formación. Los factores que influyen en la cantidad de polímero que será retenido en la formación incluyen tipo de polímero, peso molecular, tipo de rosca, salinidad y dureza de agua, temperatura y tasa de flujo.

Aunque la retención tiende a reducir la propagación de un slug o empuje de polímero en una formación permeable, la solución polimérica quebrara más rápido que una solución efectuada en un núcleo en el laboratorio. Una posible explicación de este fenómeno es que el fluido de la solución polimérica pueda ser confinada a los espacios porosos más grandes del núcleo. La porción del espacio poroso en la cual la solución polímero aparentemente no fluye se denomina "volumen poroso inaccesible". Este volumen a veces excede el 30% del espacio poroso total.

La molécula de poliacrilamida esta hecha de una cadena larga de moléculas monómera acrilamidas. El monómero tiene la siguiente estructura:



Después de la polimerización, la cadena polímera tiene la forma:



El reemplazo de alguno de los grupos amidas (NH₂) por grupos carboxil es llamado hidrólisis. La cantidad de hidrólisis de polímero usadas para recuperación de petróleo varia entre 30 a 60%.

La hidrólisis incrementa la viscosidad aparente de la solución polimérica. La razón para este incremento es la repulsión mutua de los grupos carboxil (COO⁻) cargados negativamente a lo largo de la cadena de la molécula; esta repulsión aniónica tiende a causar que la molécula se desenrolle. El cloruro de sodio y otras sales minerales disueltos neutralizan las cargas negativas en

las moléculas, las que tienden a enrollarse, reduciendo la viscosidad aparente de la molécula. Un décimo de incremento en la salinidad producirá un décimo de reducción en la viscosidad.

Aunque las poliácridamidas hidrolizadas han sido empleadas para muchos proyectos de inyección comercial, los polisacáridos también han sido usados. Estos polisacáridos son formados por un proceso de fermentación, y el polímero puede ser atacado por bacterias después que este ha sido inyectado al reservorio. Los polisacáridos son usados a veces en reservorios donde el agua de formación tiene alta salinidad o dureza, lo cual reducirá la viscosidad de la solución poliácridamida hidrolizada.

Inyección Microbial. La tecnología de la recuperación de petróleo a partir de microbios esta aun en su etapa de desarrollo. Pruebas de laboratorio han demostrado que algunos microorganismos producen químicos que pueden incrementar la movilidad del petróleo en el reservorio.

Se ha demostrado también que estos organismos pueden ser desplazados a través del medio poroso, y que se pueden adaptar a vivir bajo una variedad de condiciones medioambientales.

Los químicos que pueden ser producidos por microorganismos incluyen surfactantes, ácidos, solventes y dióxido de carbono. Se considera como buenos prospectos para inyección microbial los reservorios con temperaturas menores a 160°F (71.1°C, 620°R), saturación residual mayor a 25-30% y permeabilidad mayor que 100 md⁽⁵⁾.

Inyección Alcalina. El agua de inyección puede ser convertida para inyección alcalina adicionando de uno a cinco por ciento en peso de hidróxido de sodio al agua. Otros agentes alcalinos que han sido usados incluyen ortosilicato de sodio, matasilicato de sodio y carbonato de sodio; el pH de la solución inyectada se encuentra en el rango de 11 a 13.

El proceso químico y físico que ocurre durante la inyección alcalina no son completamente comprendidos. Los químicos inyectados reaccionan con los componentes ácidos del petróleo, disminuyendo la tensión superficial entre la fase del petróleo y agua. Otros procesos que contribuyen a la recuperación de petróleo incluyen emulsificación y entrapamiento de petróleo en la fase agua y cambios en la mojabilidad de la roca.

Un petróleo debe contener componentes ácidos para que este reaccione con la solución para inyección alcalina. La acidez del petróleo es específica como "número ácido" y se define como el número de mg. de hidróxido de potasio requeridos para neutralizar un gramo de petróleo. El número ácido debe ser determinado sobre una muestra de petróleo que este libre de cualquier aditivo químico o gases ácidos disueltos (H₂S o CO₂). Se considera que el número ácido mínimo para que un petróleo responda a la inyección alcalina sea del orden de 0.2 a 0.5 mg/g.

Gas Inerte. Normalmente es un gas inactivo, especialmente gas no combustible. En las aplicaciones de campo petrolero, la generación de gas inerte se practica desde hace más de quince años. Los gases inertes de inyección pueden desplazar el petróleo en condiciones de gas asociado lo que en el peor de los casos tendría una presión aproximadamente de 1,520 psia y una temperatura de 190-220°F (87.7-104.4°C).

Inyección de Nitrógeno. El suministro o inyección de Nitrógeno tiene como objetivo el mantener la presión de los pozos a un nivel adecuado de forma que la tasa de producción de crudo no se vea disminuida. A continuación veremos como se emplea el nitrógeno en la recuperación del la producción de hidrocarburos.

a) Aplicaciones del nitrógeno en recuperación mejorada. Como el gas natural se ha vuelto muy valioso y escaso, ha sido sustituido por el nitrógeno. La capacidad de convertir un pie cúbico de gasa natural en hasta ocho pies cúbicos de nitrógeno de alta presión podría permitir a una compañía petrolera, estirar un suministro limitado de gas natural y aumentar la producción de crudo.

b) Recirculación de condensado. Así como el nitrógeno puede reemplazar al gas natural en la conservación de la presión, también puede sustituirlo en yacimientos de condensado. Como el yacimiento está cerca o en el punto de ebullición, la roca podría no detectar diferencias entre las moléculas que sé recirculan, ya sea nitrógeno o metano.

En este caso el nitrógeno, al igual que el gas natural, puede reciclarse a través del yacimiento, conservando la presión y evitando que el condensado se deposite alrededor del recinto del pozo. Si esto es correcto, al evaluar un gas para reciclaje, sólo entra un juego de aspecto económico.

c) Desplazamiento miscible con nitrógeno. Existen ciertos yacimientos que pueden considerarse candidatos para un proceso de empuje miscible con nitrógeno. Los factores que controlan la miscibilidad son yacimientos lo suficientemente profundos como para contener las presiones de miscibilidad necesarias y petróleo suficientemente "liviano" para tornarse miscible con el nitrógeno a las presiones y temperaturas del yacimiento. A fin de lograr miscibilidad del primer contacto, podrán requerirse profundidades de por lo menos 10,000 pies y gravedades de petróleo en el yacimiento de 45⁰ API o mayores. Como en la mayoría de las aplicaciones de recuperación mejorada, se recomienda efectuar pruebas de laboratorio con el proceso usando fluido del campo.

Por lo tanto, si se inyecta nitrógeno en el yacimiento para desplazar el gas de cresta o casquete, ese gas asociado puede aprovecharse más tempranamente en la vida del campo. La persistencia de los precios altos del gas natural, comparados con los precios bajos de la separación del nitrógeno con respecto del gas natural y la producción más temprana del gas de cresta o casquete, dan al nitrógeno una ventaja importante ante al gas natural.

D) Factor de desviación del nitrógeno. Esta propiedad del nitrógeno favorece su utilización como fluido de inyección en un yacimiento, por su alta capacidad de compresión respecto al gas de combustión y al dióxido de carbono, utilizados con el mismo propósito para mantener la presión adecuada y ayudar a mover el hidrocarburo.

Es relativamente insoluble en agua y salmuera esto es importante para operaciones de mantenimiento de presión. La presión, la salinidad son agentes que juegan el papel más importante en su solubilidad, mientras que la temperatura no es tan crítica.

Por estas razones se recomienda usar una inyección de gas para mantener la presión. Después de llegar conocer a grandes rasgos que tipo de gas de recuperación se tienen, a continuación se presenta un comparativo en los diferentes gases para determinar cual es el más adecuado para el proyecto Cantarell. En el siguiente capítulo se analizarán los diferentes procesos de gas, en donde el nitrógeno es comparado con otros métodos de recuperación para ver si es factible su utilización en el complejo de Cantarell.

CAPÍTULO III

3.-ANÁLISIS DE LOS PROCESOS DE GASES INERTES

Después de conocer los tipos de recuperación en la extracción de hidrocarburos y considerar que el gas sea el tipo de inyección más adecuado para el pozo de Akal en el complejo de Cantarell, a continuación se presenta un comparativo de los gases que se pueden emplear en el pozo, para determinar cual es el más factible. Los procesos usados en la producción de gas inerte, se analizarán en esta parte, las características de los fluidos, los procesos de algunos de ellos, así como el aspecto económico para determinar cual es el mejor detallando los factores de selección así como los costos de gas inerte para la inyección a los yacimientos petroleros.

3.1 Comparación de las propiedades de los tipos de gases de inyección.

Aquí retomamos algunos métodos de recuperación pero ahora desde el punto de vista inerte. Entre la mayoría de los gases usados en la inyección esta el gas natural, (seco, dulce, principalmente metano) dióxido de carbono, (CO₂) gas de combustión, (de plantas generadoras de gases de escape, turbina de gas, gas de motor de combustión o calentador) nitrógeno (N₂) y gas asociado (húmedo, agrio, gas producido). La tabla 3.1 enlista las propiedades de varios gases de inyección así como las condiciones existentes en lo alto del gas de casquete.

PROPIEDADES DE LOS GASES DE INYECCIÓN					
Gas de inyección	Gas Natural	Dióxido de Carbono	Gas de Calentamiento	Nitrógeno	Gas Asociado
Temperatura, °F	190	190	190	190	190
Presión, psia	1,520	1,520	1,520	1,520	1,520
Peso Molecular, wt	16.46	44.01	30.93	28.01	23.43
Factor de Compresibilidad, Z	0.9151	0.6888	0.9959	1.0184	0.7920
Densidad, lb / ft ³	3.92	13.93	6.77	6.00	6.45
Volumen, MMscfd	1,336	1,774	1,227	1,200	1,543
Viscosidad, cp	0.0154	0.0243	0.0231	0.0229	0.0173
Flujo Másico, Millones lb / día	57.95	205.73	100.00	88.57	95.26

TABLA 3.1 PROPIEDADES DE LOS GASES DE INYECCIÓN.

Gas Natural. Desde 1970, el gas natural fue el primer medio de inyección usado para mantener la presión del depósito. Después el gas natural por su alto costo en algunas áreas de los pozos deja de ser usado para la reinyección.

Gas Natural. Desde 1970, el gas natural fue el primer medio de inyección usado para mantener la presión del depósito. Después el gas natural por su alto costo en algunas áreas de los pozos deja de ser usado para la reinyección.

Sin embargo se dejó de usar para recuperación porque no era económicamente factible ya que era preferible venderse este gas natural. Durante muchos años, el gas natural producido y separado del crudo se inyectó en el yacimiento a fin de conservar la presión en el depósito. Cuando el gas natural era abundante y barato, volúmenes adicionales de gas natural de los campos gasíferos o de gas residual de plantas procesadoras también se inyectaron en los yacimientos. El gas natural se inyectaba para conservar presión y así aumentar la tasa o cantidad de producción de petróleo.

El gas natural ya sea seco o dulce no es corrosivo y no tiene efectos de suprimir los campos. PEP's necesito calcular para comparar los volúmenes de inyección entre el gas seco, gas asociado y el nitrógeno dando como resultado que para el gas natural y el gas asociado se necesitaba producir entre 10-20% más que el nitrógeno para realizar el desplazamiento de los depósitos de petróleo.

Hoy, el alto precio en el mercado, así como el suministro limitado de gas natural restringe en la actualidad gravemente la cantidad de gas que puede destinarse a la inyección para conservar la presión del yacimiento. La conservación de la presión puede incluir el desplazamiento no miscible, así como la intensificación del drenaje por gravedad. Un gas alternativo, el nitrógeno, puede ser especialmente efectivo para sustituir al gas natural y cuesta entre una cuarta y una tercera parte del precio del gas natural.

La presión dentro del campo de Akal será la misma, cuando se inyecte el gas natural y el nitrógeno, además ambos son inmiscibles con el petróleo, pero el desarrollo que se proyecta del gas natural en México es cada vez más grande por su demanda comercial y el reinyectar este gas puede impedir el desarrollo de otros aspectos en la economía nacional. Si el gas natural no se utiliza para su venta, y se vuelve a reinyectar los yacimientos se incrementarían los costos de operación de los campos. Desde luego se pensó en la opción de inyectar gas natural en lugar del nitrógeno, pero el resultado en el aspecto o económico del proyecto es mayor cuando se emplea nitrógeno, incrementando el factor de recuperación de aceite esto se vera más adelante.

Dióxido de Carbono (CO₂). El dióxido de Carbono (CO₂) se uso como flujo miscible en los yacimientos donde se tenia una baja presión de miscibilidad, una baja viscosidad de un petróleo pesado permitiendo la recuperación del petróleo (EOP) como se menciona anteriormente.

En el campo Akal, la presión es bastante baja esto incluso con la posible inyección del CO₂ el cual podría no ser muy miscible con el petróleo. En este caso, el objetivo principal es mantener la presión mejorando la separación gravitacional. Por ejemplo el CO₂ es usado en los E.U.A porque se dispone de importantes reservas naturales.

Este CO₂ es colectado desde los depósitos y transportado por los conductos a los pozos de inyección. Cuando las reservas de CO₂ se localizan cerca y son disponibles, los

El único método de producción para poder suministrar el CO₂ puede ser con turbinas de gas o las corrientes de gas de combustión los cuales resultan en un proceso muy costoso y complejo, a continuación se describe brevemente este proceso de obtención del CO₂.

Primero, el gas de combustión puede ser generado por calentadores, con motores de gas o turbinas de gas. Cuando este se enfría se quitan las impurezas que contiene NO_x y el SO_x. El gas de combustión se comprime ligeramente y rápidamente es enviado a una unidad de separadores de gas ácido donde el CO₂ es separado a bajas presiones.

La presencia de O₂ en todos los gases combustibles incrementa y dificulta significativamente la operación y el costo de estos tipos de plantas por la separación de los gases ácidos. En realidad, únicamente dos tipos de químicos pueden ser usados con éxito en estas aplicaciones: inhibidores de monothionolamina y aminos que impidan la estereoquímica.

El CO₂ se seca en una unidad de trietilenoglicol y después de ser producido el CO₂ se comprime y transporta con una turbina a las plataformas de inyección. Si el CO₂ no está completamente seco, este puede significar un gran problema de corrosión, al manejar el gas en los sistemas de inyección de gas así como los pozos en donde se inyecta.

Esto puede ser visto en la Tabla 2.1, el CO₂ tiene un muy bajo factor de compresibilidad y una gran densidad que la de otros gases. Esto más los pies cúbicos estándar de CO₂ que generan algunas cantidades de desplazamiento de gas en el depósito. Puede resultar en implementar una mayor planta de CO₂ para tener una mayor inyección de los pozos los cuales requerirán grandes ductos que permitan mantener la presión uniforme que se requiera adicionar.

El CO₂ es ligeramente miscible a estas presiones y por tanto puede ir al principio de las inyecciones, en combinación con el gas asociado y el nitrógeno. También se tiene conocimiento de que causa la precipitación de asfaltenos en los depósitos, el cual puede conducir a taponar la formación.

Incluso aunque el CO₂ este seco, este provocaría humedad en la parte superior del depósito e incrementaría la posibilidad de corrosión en el equipo de producción. Además, el CO₂ interrumpiría la salida del petróleo y este saldría primero con el gas asociado pudiendo incrementar la producción de gas por eso el CO₂ debe ser tratado de las sales antes de inyectarlo.

Debido a la existencia de condiciones corrosivas extremas en la planta de generación de CO₂ hace que este método no sea factible para la inyección de Akal, este fue el factor determinante para no utilizarlo y emplear la planta de nitrógeno.

Gas Húmedo. El gas húmedo se usa en inundación miscible e inmisible en lugar de la inyección de gas natural. Puede ser mejor económicamente que el gas natural

especialmente si se tienen fuentes cercanas de combustión como las plantas generadoras, las turbinas de gas, motores de gas o calentadores.

El gas húmedo puede ser bastante corrosivo, porque contiene NO_x, SO_x, CO, CO₂, H₂O y O₂. En otros campos de petróleo también se usa el gas húmedo para mantener la presión pero al igual que el CO₂ se tienen problemas de corrosión, conduciendo en algunos casos al abandono del proceso.

Aunque un mínimo del gas húmedo podría estar seco. No obstante, los problemas de corrosión en los equipos de producción pueden ocurrir, debido a que otros componentes en el gas húmedo estarían en contacto como el agua en el depósito.

Para poder evitar los problemas de la corrosión, los equipos de producción de la inyección deben ser removidas todas estas impurezas del gas húmedo. Nos referimos particularmente al O₂, porque pueden dañar los depósitos. El resultado de remover estas impurezas es una planta cara y compleja.

Como el CO₂ el gas húmedo es ligeramente más miscible que el nitrógeno puro y por lo tanto puede descomponerse más temprano en el interior del depósito con el gas asociado lo que no ocurre con el nitrógeno. El costo de remover el CO₂ y N₂ de la producción de los gases que se venden debe ser agregado al costo de algunas utilidades en el futuro.

Los estudios de reinyección de Bechtel / IPSI estimaron que si todas las plantas de gas húmedo trabajaran convirtiendo el N₂, las instalaciones pueden sumar aproximadamente \$ 0.40 / mcf del costo total de gas húmedo producido, como se ve sería un costo muy por debajo de lo que se tendría que producir del gas húmedo. Esto también es digno de hacerse notar.

Nitrógeno. Tal vez uno de los métodos más antiguos y simples para recuperar petróleo (inyección de gas) además de ser una aplicación creciente del nitrógeno, el cual ha sido usado con éxito desde hace más de 20 años como mecanismo para mantener la presión y recuperación ambos como proyectos miscibles e inmiscibles, ahora se pretende utilizar en los yacimientos de Akal. La inyección de nitrógeno acelera el proceso de recuperación en la extracción del petróleo de los yacimientos. Existen varios métodos de recuperación de gas y petróleo que pueden utilizar nitrógeno. Van desde las técnicas más simples como la conversión de la presión, hasta las más complejas como son las miscibles. El factor común en todos estos procesos es el uso del nitrógeno.

El nitrógeno es más soluble en aceites de alta densidad API que en los de baja; además, la solubilidad del nitrógeno en el aceite depende de la composición de éste.

Gas Asociado. El volumen máximo de gas natural asociado producido por el complejo Cantarell es menor que el volumen máximo requerido para mantener la presión del campo.

La sustitución del nitrógeno por el gas natural permitirá inyectar mas campos y, en algunos casos, resultara con mayores tasas de recuperación que las esperadas con inyección de gas natural.

De tal modo, se requerirá un gran volumen adicional de gas asociado en Cantarell para ser utilizado mediante la reinyección, de tal manera que enormes cantidades de gas natural pueden ser transportados al campo para apoyar y complementar el gas manteniendo la presión.

Además, el costo para esta producción del gas asociado es aproximadamente entre tres a cinco veces más costoso que el nitrógeno.

3.2 Comparación de Procesos.

Los procesos que convierten los productos de la combustión (nitrógeno, CO₂, vapor de agua, oxígeno residual, óxidos de nitrógeno) son el escape de motores o el gas de chimeneas de calderas en un gas, el cual contiene más de 88% de nitrógeno, CO, niveles mucho menores de óxido de nitrógeno, oxígeno residual, vapor de agua y CO₂.

El creciente valor del gas natural es una de las causas de considerar la producción de gas inerte que constituya el gas de inyección en los proyectos. Tres procesos son los más utilizados en la generación de gas inerte: Gas de combustión de calderas, gas de escape de motor de combustión interna y nitrógeno por separación de aire criogénico.

En la selección del gas inerte entre el nitrógeno criogénico y los que se basan en la combustión, se consideran tres factores importantes con respecto al costo de operación:

- Seguridad del suministro.
- Diferencias en las propiedades de los fluidos.
- Los efectos que produce el gas inerte en la producción de los pozos y el tratamiento del gas en las instalaciones.

Procesos de Gas de Combustión. Barstow describen la producción de gas inerte, con particular énfasis en los procesos de gas de escape por motor de combustión interna. Caraway y Lowrey examinaron el diseño de las plantas de gas de combustión de 54 MMscfd. Para la Universidad de ARCO'S de un bloque de 31 proyectos de desplazamiento miscible. Exxon tiene una planta de gas de combustión de 120 MMscfd en el campo de Hawkins.

Mas adelante en estos se darán detalles de la descripción de los procesos basados en la combustión de los cuales se dará una descripción general del proceso.

Los anexos A y B representan los procesos de gas de combustión y el gas de escape de motor de combustión interna. La diferencia más significativa entre estos procesos es que uno requiere el uso de turbo maquinaria y el otro utiliza maquinaria

reciprocante. Esto determina un tamaño práctico o sencillo en la forma de las instalaciones. El gas de combustión es probablemente poco práctico por su mayor capacidad de 30 MMscfd, mientras el gas de escape de combustión interna es menor porque aproximadamente tiene una capacidad 10 MMscfd⁽¹⁵⁾.

La estequiometría que requieren para realizar la combustión de la producción gas con bajo contenido de oxígeno y que se tenga una economía de combustión razonable, se basa en el control preciso del aire para la combustión, el cual es un factor importante en los procesos de gas de combustión VER ANEXO A.

Después de los resultados de la estequiometría de combustión a una temperatura máxima de combustión, se pueden formar principalmente cantidades significativas de NOx cuando se fija el nitrógeno.

La combustión completa de metano en el aire produce un gas de escape que tiene casi un 19% de agua. La presencia de gases ácidos, como son el CO₂ y el NO₂ hacen imposible que el gas de combustión sea seco, previo a la inyección lo que puede provocar la formación de una corrosión electrolítica.

Debido a los altos costos del gas seco y las bajas presiones, usualmente debajo de 200 psig, se intenta secar con un lecho desecante sólido. Es importante que el agua no se reintroduzca después de que este seco porque según Bowman, describió serios problemas de corrosión encontrados por Shell y Ventura, que resultaron cuando una inyección sencilla en una red de tuberías fue usada como alternativa lenta del gas de combustión.

Los resultados de los instrumentos reportaron corrosión desde el filtro del gas inerte hasta las tuberías de producción⁽¹⁵⁾. Por lo que son necesario algunas compresiones antes de sacar el gas, para limitar las concentraciones de NOx, del gas de combustión antes de que entre al complejo ARCOS realizándose una recirculación para enfriar del gas de escape que sale de la zona de combustión de calderas. Esta baja de temperaturas reduce la formación de nitratos, después se inyecta amonio para neutralizar los remanentes de NOx.

Exxon y POI redujeron la concentración de NOx en los reactores catalítico, que operan aproximadamente 800°F (426.6°C, 1260°R) y una presión atmosférica. Además Exxon tuvo que usar la inyección de amoniaco y los inhibidores de corrosión para tratar los problemas de corrosión.

La composición precisa de los gases de combustión puede variar, dependiendo de la composición de combustión y los procesos usados, en la tabla 3.2 a continuación se muestran las composiciones.

COMPUESTOS	ESTEQUIO- METRIA METANO	POI	EXXON	Shell
N2 y Ar	88.30	86.0	88.2	84.8
CO2	11.70	11.5	11.8	9.4
CO		1.5	0	3.4
H2		1.0	0	2.3
O2			0	0.029
CH4				0.067
C2H4				0.008
H2O				0.001

TABLA 3.2 PORCIENTO DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN.

La operación óptima cercana a los resultados de las condiciones de estequiometría es de 0.5 a 3.5%. Varios autores reportan serios problemas de corrosión que agrietan a varios metales cuando fueron expuestos al CO y CO₂ a presiones parciales altas, o cuando se presenta el agua.

De este modo el gas Húmedo o seco durante la inyección puede ser desastroso para el equipo de producción porque se puede producir un avance de CO.

Generación de Nitrógeno Puro, Se pide que la cantidad de oxígeno que queda en el proceso criogénico del nitrógeno por requerimientos sea de 1-10 ppm lo cual representa un rango típico. Puede contener Argon de 0.1-0.2%(Vol.) en el producto, así como trazas de neon y helio pueden estar presentes. Casi no contiene CO₂ y agua. Para propósitos prácticos se puede considerar al nitrógeno 100% puro.

Ver Anexo C, presenta algunos de los principales elementos de las unidades de criogénica del nitrógeno para una instalación de inyección de gas inerte. NOTA: se necesitan dos compresores; uno de ellos es un compresor de aire el cual se encarga de alimentar a la unidad de separación; y el compresor de nitrógeno el cual aumenta la producción según necesita de la presión que se requiera inyectar.

A diferencia de los ciclos de gas de combustión, cada uno de estos compresores y sus transmisores pueden ser seleccionados sin considerar el aspecto de la producción de gas en el proceso. En muchas aplicaciones, un compresor centrífugo puede ser seleccionado para comprimir el aire y el gas del motor eléctrico de combustión interna del compresor recíprocante puede ser usado para comprimir el nitrógeno.

Se requiera solo una planta para producir el nitrógeno criogénico el cual puede alcanzar en tamaño de cuando menos 1 MMscfd a más de 100 MMscfd. Debajo de 10 MMscfd, se puede tener equipos de enfriamiento los cuales pueden ser organizados de manera sencilla en una serie de "caja de enfriamiento" estos pueden ser transportados por vía marítima al lugar de la planta. La combinación de los módulos de las cajas de enfriamiento puede ser juntos elevando a 30-35 MMscfd la producción, donde se necesitarían tres cajas.

A medida que la planta incrementa su tamaño, el costo de las unidades y la eficiencia termodinámica del compresor de aire puede mejorar la planta. Los compresores de aire centrífugo suelen ser lo más conveniente para estas plantas, pero si son muy grandes las unidades pueden usarse compresores axiales en las dos primeras etapas.

Al incrementarse el tamaño de la planta se pueden fabricar prácticos compresores centrífugos de no ser así, los productos necesitarían ser comprimidos. Un sistema totalmente centrífugo puede dar ventajas por su bajo costo de operación y una alta disponibilidad del sistema.

Por ejemplo, para una planta de 30 MMscfd y una presión de inyección de 7,500 psig, puede ser deseable usar compresores centrífugos de hasta 2,000-2,500 psig y utilizar un compresor recíprocante en las dos últimas etapas.

Si se usa un compresor centrífugo para la compresión del nitrógeno, puede ser práctico y económico usar una sencilla transmisión con herramientas apropiadas para poder comprimir el nitrógeno.

Seguridad del Suministro. La más importante función de las instalaciones de generación de gas inerte es que se puede alcanzar con ellas la cantidad necesaria de gas requerido para los campos de inyección en un tiempo razonable.

Aunque el pozo inyectado no este tan cerca de la planta generadora esta permite que no decline demasiado rápido la presión. Con el tiempo el 90% de los factores de la corriente en depósito pueden ser tolerados durante varias semanas.

La desventaja de este factor de corriente es que baje, debido a que se necesita grandes extensiones para el equipo de lo contrario se tendría una gran pérdida de tiempo en la producción. De tal forma que se necesitaría invertir capital adicional que pueda aumentar la planta hasta alcanzar los costos del gas.

Las instalaciones de gas de caldera de Exxon tienen una capacidad de 120 MMscfd pero en Hawkins tiene una capacidad instalada de 132 MMscdf que supone contar con un factor de corriente de aproximadamente 91%. Aunque se reportaron algunos problemas al poner en marcha la planta, es probable que estas instalaciones, con el uso de turbomaquinas y medidas importantes para el control de corrosión puedan ser capaces de exceder el diseño de baja presión en el factor de la corriente.

Las unidades de separación criogénica comúnmente tienen un factor de corriente en exceso del 98%, si se usa toda la compresión centrífuga. Usando un compresor booster recíprocante puede reducirse esto a un 97%, dependiendo de las necesidades de la planta. Como se mencionó anteriormente esta compresión del gas de combustión totalmente secado puede ser factible. La presencia de algún líquido acuoso en conjunto con el CO₂, CO y el NO_x pueden causar problemas de corrosión en la compresión y el equipo asociado. Pero mientras el agua no reingrese al sistema, el gas de combustión permanecerá inerte. El nitrógeno criogénico es básicamente seco cuando sale de la caja de enfriamiento, y aunque el agua sea reintroducida permanecerá inerte. Esta propiedad hace factible el uso de un sistema sencillo de distribución / inyección⁽¹⁵⁾.

3.3 Características del fluido inyectado.

El CO₂ es mucho más compresible que el nitrógeno, este necesita que el 12% de CO₂ en el gas de combustión quede como gas, no obstante, el nitrógeno puro en la misma cantidad proporciona mejores condiciones al depósito porque no lo contamina. Esto se muestra en la Tabla 3.3, la cual indica que pueda ser necesario inyectar de 2-5% más de gas de combustión que el nitrógeno puro. La presencia de CO₂ en el gas de combustión tiene hacerse más soluble al juntarse con el agua y el petróleo. Esto significa que sea necesario más gas de combustión para ser inyectado y conseguir el volumen de gas requerido en el depósito, eso no ocurre en el caso del nitrógeno. La tabla 3.3 muestra exactamente cuanto se necesita en el depósito para que se emplee algún método de inyección a las condiciones de presión, temperatura, así como el volumen, salinidad del agua y la velocidad del petróleo.

CONDICION ES DEL DEPÓSITO		% DE LA NECESIDAD EXTRA DEL GAS DE COMBUSTIÓN		
PRESIÓN, PSIA	TEMPERATUR A. °F	ÚNICAMENTE EL EFECTO DE	COMPRESIÓN Y EFECTOS DE SOLUBILI DAD (30%) CONTIENE SATURACIÓN DE AGUA)	
3,000	100	4.6		9.9
	200	2.9		7.8
	300	2.0		5.7
4,000	100	4.8		9.5
	200	3.2		8.0
	300	2.3		6.3
5,000	100	4.6		9.0
	200	3.2		7.8
	300	2.3		6.4

TABLA 3.3 EFECTOS DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS CON RESPECTO A LAS NECESIDADES DEL GAS.

De tal manera que el tipo de gas inerte usado puede influir en el costo de conducción cuando se presentan dos problemas; la corrosión en los equipos de producción y el desplazamiento del gas natural hasta alcanzar altos valores de calentamiento.

El recorrido de gas inerte que contiene CO y CO₂ puede resultar en corrosión de los ductos en los pozos de producción, a menos que sean usados los sistemas indicados para prevenir la corrosión. Bowman, menciona el uso de inhibidores y aceros inoxidable. La selección apropiada de las técnicas de prevención de la corrosión puede depender de las restricciones económicas para cada caso.

Esto dificulta la estimación de los costos asociados con estos equipos, incluso otros detalles de los proyectos de inyección. Sin embargo, el nitrógeno criogénico no contiene CO o CO₂ por lo que no tiene estos problemas.

Puede inyectarse un método combinado en donde primero avanza el nitrógeno, y después el CO₂ por su gran solubilidad con el agua y el petróleo puede provocar retrasos en a la salida del pozo de producción. Sin embargo, eventualmente la razón del CO₂/N₂ puede incrementar el gas de inyección a razón de 1/7.

Es por eso que el nitrógeno domina a los gases inertes, la unidad de tratamiento criogénico puede tener la necesidad de quitar el nitrógeno para mantener el valor del calentamiento del gas de reposición. La concentración sustancial de CO₂ en el gas de combustión puede necesitar una alta capacidad en la unidad de absorción de solventes (tal como el MEA o el Selexol) puede instalarse en la parte final de la planta de criogénica. Esto puede aumentar los costos de tratamiento del gas.

En contraste, cuando el nitrógeno puro es usado, quitar el CO₂ puede ser necesario únicamente si el depósito contiene CO₂ antes de la inyección.

3.4 Especificaciones Económicas de Producción

Energía para producir el Nitrógeno Criogénico. El costo del gas inerte únicamente del proceso puede depender de la capacidad de la planta, la duración del proyecto y los costos de energía. Otros Factores importantes son la presión de inyección, así como la localización de la planta.

Se utiliza aproximadamente 14,5 hp.hr / Mcf para producir 3,000 psig de nitrógeno. Empleando una típica conversión de energía del gas de escape de 8,000 BTU/hp.hr, esto correspondería a 116,00 Btu/Mcd.

Los motores eléctricos necesitan usar, aproximadamente 11.2 Kwh. / Mcf. Respondiendo a las pérdidas por transmisión y tomando la ventaja eléctrica del gas de calentamiento con un tipo de conversión de energía de 10,000 Btu / Kwh., esto corresponde a 117,900 Btu / Mcf.

Energía para producir Gas Natural. Los procesos de combustión integran la producción de gas inerte con la generación de energía mecánica para la compresión del gas y así enviar la presión de inyección. Dependiendo del ciclo de eficiencia y el contenido de BTU del gas de combustión, el balance entre la producción del gas inerte y la energía de compresión necesita tener un alcance de entre 1,500 y 4000 psig.

Esta velocidad de presión se puede considerar muy baja pudiendo ser una excepción de la eficiencia de los sistemas de conversión de energía. Esto es el resultado de los hechos de la alta eficiencia esto no es consecuencia de la buena producción de gas inerte.

Desde entonces el control de la composición del gas de escape es la principal proporción pudiendo ser necesario arreglar la eficiencia de conversión de energía del generador de gas inerte. La velocidad de conversión de energía para la variedad de procesos es mostrada en la Tabla 3.4.

TIPOS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA	
	BTU / bhp-hr.
Moderno gas de motor de combustión interna de 4 golpes.....	6,400
Gas de turbina con regenerador.....	7,500
Utilizando electricidad del gas de calentamiento / motor eléctrico.....	7,700
Rendimiento de operación típico del gas de motor de combustión interna de 2 ciclos.....	8,000
Mejores rendimientos reportados del gas de combustión interna / las unidades de gas inerte.....	10,000
Eficiencia operación típica del gas de combustión interna/ la unidad de gas inerte.....	12,000
Gas de combustión de caldera / las unidades de turbina de vapor.....	10,000-14,500

TABLA 3.4 TIPOS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA.

La ignición de la estequiometría del metano produce 8.55 scf de gas inerte por cada scf de metano, i. e., dando 118,140 BTU / Mcf. Un balance de carbonos en la composición del gas inerte entregado por POI muestra estas 130 scf de metano, que pueden ser necesario para cada Mcf de gas inerte. Esto corresponde para una eficiencia de energía de 131,260 Btu / Mcf.

Las plantas de gas de combustión para producir gas inerte disponen de su propio combustible alcanzando de 5.7 a 6.9 a razón de 1 a 177,000 o 146,000 Btu/Mcf, basado en metano combustible. Este dato es resumido en la tabla 3.5.

Consumo de energía de los procesos de gas inerte		
Procesos (Basados en la producción de 10,000 bbl)	Consumo de Energía	
	BTU/Mcf	BTU/ft ³
Nitrógeno Criogénico (moderna transmisión para 4 ciclos de motor de gas de combustión)	92,800	77,000
Nitrógeno Criogénico (Típica transmisión para 2 ciclos de motor de gas de combustión)	116,000	96,000
Nitrógeno Criogénico (Transmisión eléctrica).....	117,000	98,000
Combustión de metano estequiométrico.....	118,140	105,000
POI Proceso del gas de combustión interna (basado en el balance de carbono).....	131,260	117,000
Proceso de gas de calentamiento (Block 31, a razón de 5.7:1).....	177,000	158,000
Proceso de gas de calentamiento (Hawking, a razón de 6.9:1).....	146,000	113,000

TABLA 3.5 CONSUMO DE ENERGÍA DE LOS PROCESOS DE GAS INERTE.

Si los efectos de la compresión de gas inerte y la solubilidad son considerados "energía de consumo por barril de depósito" pueden ser comparados en la última columna de la tabla 3.5 dando resultados para el gas de depósito a 3,000 psig y 200 °F (93.3°C, 660°R) y 30% de agua de saturación. Esto demuestra que el nitrógeno criogénico necesita aproximadamente 15% menos energía que los grandes procesos de gas de combustión.

Los estudios de Bechtel/IPSJ determinaron los costos relativos de los sistemas de gas-inyección (Tabla 3.6). Los caballos de fuerza de compresión estimadas, están basados en la velocidad de compresión necesaria para la presión y la producción de gas en la presión de entrega.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

PRECIO POR UNIDAD DE COMBUSTIÓN DE GAS DE INYECCIÓN		
Gas de inyección	Combustión del flujo de gas / la necesidad de compresión estimada, MMscfd/ hp	Precio por unidad, \$/Mscf
Gas Natural	1,333 / 528,000	2.10-2.20
Dióxido de Carbono	1,774 / 665,500	1.00-1.25
Gas de combustión	1,227 / 510,400	0.55-0.82
Nitrógeno	1,200 / 500,500	0.23-0.56
Gas Asociado	1,543 / 578,600	1.25-1.50

TABLA 3.6 PRECIO POR UNIDAD DE GAS DE INYECCIÓN.

En otras palabras, los hp estimados incluyen todos los caballos de fuerza de compresión.

3.5 Ventajas y Manejo del Gas en Cantarell.

Según la asignación de contrato con CNC, PEP puede recibir de la plataforma de inyección hasta 1.2 bscfd de nitrógeno durante 15 años. El costo de nitrógeno puede consistir en el costo fijo basado en la capacidad de producción, operación y mantenimiento del costo de la planta y una variable dependiente del costo en consumo de combustible.

Se estudiaron varios métodos para el mantenimiento de presión de pozos, entre éstos se encontraba la inyección de gas natural, agua, dióxido de carbono, gas de escape de turbinas o gas inerte como se apreció en los capítulos anteriores. De acuerdo a criterios tanto técnico como económico el último método fue el que resulto más factible en el siguiente capítulo se presentaron el sistema de producción e inyección del nitrógeno. Por estas razones se ha determinado que la inyección de gas (nitrógeno) es la alternativa.

Se planteo a corto plazo como objetivos, incrementar la producción de CANTARELL a 1.4 millones de barriles por día; reducir el envío de gas a la atmósfera; Iniciar la inyección de gas al yacimiento, y contar con instalaciones confiables y flexibles.

Con la inyección de nitrógeno se plantea, maximizar el valor económico del yacimiento, a través de la perforación de pozos y la construcción de las instalaciones requeridas para manejar la producción adicional, que sería dos complejos de producción otros de interconexión de sistema flotante de almacenamiento, para mantener la presión del yacimiento a través de la inyección de Nitrógeno, y la eliminación total de la quema de gas.

La inyección del nitrógeno

INYECCIÓN DEL NITRÓGENO VS. INYECCIÓN DE OTROS GASES

VENTAJAS

- Disponibilidad ilimitada en el aire
- Proceso rentable
- Fluido inerte
- Tecnología probada como proceso de recuperación mejorada
- Seguridad industrial: No corrosivo, no inflamable
- Impacto ambiental: No contaminante

TABLA 3.7 VENTAJAS DE LA INYECCIÓN DE N₂ COMPARADA CONTRA LA INYECCIÓN DE OTROS GASES.

Del estudio que se hizo para el plan de corto plazo, se desarrollo lo que se debía de hacer; en el caso de las plataformas satélites, la redistribución de las corrientes, principalmente la instalación de separadores remotos, la sustitución de separadores remotos en la plataforma, la automatización de estas plataformas; la instalación de las plantas de tratamiento de aguas amargas, la instalación de un separador en el complejo Nohoch-A, y la conversión de la primera etapa a segunda en Akal-C. El problema más complejo es el manejo de gas, el gas de CANTARELL se incrementa rápidamente no solamente por la meta de incrementar la producción a 1.4 millones, sino por la optimización de la producción de los pozos que conlleva un incremento en los volúmenes de gas que se usa para pozos de bombeo neumático.

Se contemplo que para 1998, se incrementaron los volúmenes de bombeo neumático a 3 millones de pies cúbicos por pozo, el crecimiento da valores solamente de gas de bombeo neumático para el año 2,000 a 2,001 fue de 600 a 7000 millones de pies cúbicos de gas, aquí el problema es que las instalaciones para el manejo de gas, requeriría más tiempo en entregarse y casi siempre van atrás de las instalaciones para manejo de crudo. Para el manejo de gas, contemplado a largo plazo, la plataforma de compresión en Akal C, se vislumbraron también para obtenerlo rápidamente, la opción de renta de servicios de compresión, en Akal G, la instalación de compresores booster en Akal J, C y G, el revamp de los compresores booster y de alta presión existentes, el revamp de las plantas deshidratadoras que ya tenían varios años de no estar operando, y los procesos que estamos usando para deshidratar con TEG y el endulzamiento con mdea.

Conviene resaltar que a corto plazo se va a manejar el gas producido en CANTARELL, el cual se va a mezclar con el gas de bombeo neumático y esencialmente se

divida en dos corrientes, una de ellas se maneje en forma tradicional, una corriente se comprime, se deshidrata y se envía a Atasta, y otra parte de este gas, alrededor de 700 millones de pies cúbicos se tratan, comprimen, endulzan, deshidratan, se tiene un proceso de enfriamiento de propano y se va enviar para bombeo neumático.

Este gas da vueltas, sin embargo, durante el proceso de endulzamiento, se produce gas ácido y también, del enfriamiento con propano se recupera condensados, ambas corrientes de gas ácido y de condensados se incorporan a la corriente que va hacia Atasta.

Para el manejo de gas, en la plataforma de Akal C, donde se tiene una capacidad de 400 mmpc de manejo en alta presión de 400 millones de pies cúbicos a través de 4 módulos de alta presión, donde el proceso tiene capacidad de endulzamiento, deshidratación y recuperación de condensados de 700 millones de pies cúbicos, además con los servicios de compresión se tienen dos plataformas, tendrán 250 millones de pies cúbicos de capacidad para manejo de gas en baja y alta presión, la inyección de gas se logra a través de la instalación de 4 compresores de alta presión, así como la instalación de plataformas habitacionales con capacidad para 450 personas.

LA INYECCIÓN DEL NITRÓGENO	
TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS	
GAS DE INYECCIÓN	Costo total *(USD/MPC)
Gas Natural	2.66
Bióxido de Carbono	3.20
Gas de Combustión	2.92
Aire	2.82
Nitrógeno	0.40

*Costo del gas en el sitio de inyección, compresión, almacenamiento, preproceso, post-proceso, encogimiento y corrosión.

TABLA 3.8 COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS.

En el Akal-N se tiene un cambio de filosofía, porque se estabiliza aceite y se bombea para exportación directamente, de tal manera que le quitamos carga a Akal J. De las obras que se

requieren para el complejo Akal-J, Akal-C destacan la nueva plataforma de compresión la instalación de ductos necesarios para manejar las corrientes segregadas. La instalación de ductos para exportación de crudo que va a una unidad de almacenamiento flotante, (un ducto de 30 kilómetros de 36") y también se instala otro gasoducto para gas residual de bombeo neumático de Atasta a Nohoch.

A largo plazo, se contemplan la instalación de 9 plataformas de perforación, de las cuales 7 se localizan en la parte norte de Cantarell y 2 se encuentran en el flanco sur, en estas plataformas se tendrá separadores remotos y la producción de estas nuevas plataformas se manejará a través de 2 principales complejos nuevos, uno es el de Akal L y el otro Akal B, se necesitan dos plataformas para ubicación de los pozos de inyección, una en Akal A y otra en Akal C. En estas plataformas tenemos, un anillo de bombeo neumático, el sistema para inyección de nitrógeno y un sistema para recolección y distribución de los fluidos producidos.

La planta de nitrógeno, esta diseñada para entregar 1,200 millones de pies cúbicos por día a una presión de 1,500 lb/pulg², el terreno es de 30 hectáreas se cuenta con 3 derechos de vía de 150 mts. de ancho y 18 Km. de longitud para los ductos que llevan directamente nitrógeno producido a las instalaciones costa afuera, y otros ductos que llevan el nitrógeno que va Atasta, donde se usa el ducto que se instalo para bombeo neumático. El agua de enfriamiento requiere de un volumen de 1.5 m³/s, requiere agua potable de 8 m³/día, de un consumo de gas de 80 millones de pies cúbicos por día. Cabe destacar que esta planta es muy eficiente en la producción de nitrógeno.

MANEJO DE GAS EN CANTARELL (MMMMPC)	
Volumen original de gas disuelto:	16.9
Volumen de gas producido, 1979-1997	2.7
Volumen de gas en el casquete a 1997	1.6
Nitrógeno a inyectarse al año 2015	4.4
Volumen de gas en el casquete al final del año 2015: 6.3 (70% N₂, 30% gas HC)	

TABLA 3.9 MANEJO DE GAS EN CANTARELL.

Después del anterior análisis a continuación se presenta los capítulos que presentan los antecedentes, análisis y desarrollo de los pozos de Cantarell en el cual se esta aplicando el método de inyección de gas inerte en el depósito de Akal que es el mayor de los pozos en Cantarell.

CAPÍTULO IV

4.- PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DEL NITRÓGENO.

4.1. Características del nitrógeno.

Una vez elegido el nitrógeno como el gas de inyección se presenta en este capítulo algunas características de este compuesto, así como el proceso que se utiliza para suministrar esta presión en los yacimientos así como las instalaciones en donde se desarrollará este método de inyección.

La principal fuente de nitrógeno es el aire, el cuál contiene 78% de nitrógeno, 21% de oxígeno y 1% de otros gases. En su forma gaseosa, el Nitrógeno es un gas inerte. No tiene color, olor y no es tóxico. A presión atmosférica y a una temperatura menor a -196°C (-320°F , 139.2°R), es un líquido incoloro, un poco más liviano que el agua. Además no es inflamable y no alimenta la combustión; por su escasa actividad química, es usada como protector inerte contra contaminación atmosférica en varias aplicaciones en que no se presentan altas temperaturas.

Lo podemos encontrar en otros lugares con diferentes formas, tales como:

- Formando parte de la corteza terrestre (p.e. formando nitratos, etc.)
- En formas orgánicas (en el ciclo de la vida y muerte de las plantas u organismos que forman el humus), en forma mineral (amonio) y como fertilizante de suelos.

Efecto Fisiológico. Como mencionamos al principio, es un gas incoloro, y no tóxico pero cuando se trabaja con él si los espacios no son ventilados el Nitrógeno representa un riesgo tendiendo a desplazar el Oxígeno del aire bajando a los niveles por debajo del 19%, pudiendo las personas que estén en dicha área ser afectadas hasta el punto de asfixiarse.

El excesivo frío del N_2 es de sumo cuidado para la piel u ojos cuando están expuestos al N_2 líquido causa daños cutáneos si permanecen en contacto por un buen tiempo como los producidos con quemaduras con llamas.

Para evitar todos estos riesgos, se debe tener las siguientes precauciones:

1. Las áreas deben estar ventiladas.
2. Usar lentes o caretas de seguridad para su manejo.
3. Uso de guantes con aislamiento que puedan ser quitados rápidamente.
4. Usar impermeables de tipo aislante.
5. Si alguien tiene contacto en la piel u ojos con N_2 líquido deberán llamar de inmediato a un médico y las lesiones deberán ser atendidas con agua fría y no caliente.
6. En caso de asfixia, deberá colocarse inmediatamente un aparato respiratorio que se requieran para el caso y llamar al médico.

Propiedades Físicas. A continuación se presentan las propiedades físicas del nitrógeno de manera general en la tabla 4.1 con los respectivos sistemas de unidades.

	Unidades U.S.	Unidades S.I.
Fórmula Química	N ₂	N ₂
Pesos Moleculares	28.01	28.01
Densidad del gas a 70°F y 1 Atm	0.072 lb / ft ³	1.153 Kg / m ³
Gravedad específica del gas a 70°F y 1 Atm.	0.967	0.967
Volumen específico a 70°F a 1 Atm.	13.89 ft ³ / lb	0.867 m ³ / Kg
Densidad del líquido en el punto de ebullición y 1 Atm.	50.47 lb / ft ³	808.5 Kg / m ³
Punto de ebullición a 1 Atm.	-320.4°F	-195.8°C
Punto de fusión a 1 Atm.	-345.8°F	-209.9°C
Temperatura crítica	-232.4°F	-146.9°C
Presión crítica	493 psig	3.399 Kpa (abs.)
Densidad crítica	19.60 lb. / ft ³	314.9 Kg. / m ³
Punto triple a 1.81psig	-346 °F	-210°C
Calor latente de vaporización en el punto de ebullición.	85.6 Btu / lb	199.1 kj / Kg
Calor latente de fusión en el punto de fusión.	11.1 Btu / lb	25.1 kj / kg
Calor específico del gas a 70°F y 1 Atm.	0.4877 Btu / lb°F	2.042 kj / kg°C
Cp	0.249 Btu / lb	1.04 kj / kg
Cv	0.177 Btu / lb.	0.741 kj / Kg.
Peso del líquido a punto de ebullición.	71.23 lb / gal	808.5 kg / m ³

TABLA 4.1 PROPIEDADES FÍSICAS DEL NITRÓGENO⁽¹⁾.

Aplicaciones. Podemos decir que el Nitrógeno posee innumerables aplicaciones y sobre todo basada en sus características, el Nitrógeno como gas bajo condición de inerte es utilizado en sistemas eléctricos en la industria química, y en la industria alimenticia en empacamientos, también se utiliza para proteger aceites, en vinos para evitar su oxidación. Para protección de sistemas en los cuales es probable que existan explosiones usando gas protector y se purga etc.

El Nitrógeno como líquido, aprovechando sus condiciones de refrigerante es utilizado en las industrias metalmeccánica, industrias de goma, plásticos, en los transportes frigoríficos, enfriamiento de secciones químicas, congelación de alimentos, así como en uso medicinal y veterinario.

El Nitrógeno producido por separación del aire y comprimido a grandes presiones tiene muchas aplicaciones potenciales para intensificar o aumentar la recuperación de gas y petróleo.

Se puede utilizar como gas de empuje del limitado y costoso dióxido de carbono, en algunos casos, desplazamiento miscible.

Como ya se menciona pueden considerarse en aplicaciones como el desplazamiento del gas de cresta de un yacimiento, la producción de yacimientos de tope, la recirculación de yacimientos de condensado, así como la conservación de la presión del yacimiento entre otras.

El nitrógeno puede producirse casi en cualquier sitio usando tecnología comprobada y diversas fuentes de energía. Dependiendo de la presión, la cantidad y la ubicación del sitio, el nitrógeno puede costar entre una cuarta parte y la mitad del precio del gas natural. Mediante el uso de tecnología moderna, el nitrógeno puede separarse del gas natural asociado que se produce.

Las compañías petroleras que encuentran mayores usos para el nitrógeno en proyectos de recuperación mejorada, han escogido la separación del aire como fuente de nitrógeno; y, la información sobre la separación del nitrógeno del aire y su compresión a presiones elevadas es limitada. Otros aspectos que se consideran del nitrógeno son los siguientes:

4.3 Proceso Criogénico

Por otro lado el proceso mediante el cual se produce el nitrógeno se describe a continuación.

a) **Separación del aire.** El proceso criogénico (licuefacción y destilado del aire) es producto de un gas consistente en 99.99% de nitrógeno, argón y otros inertes.

b) **Compresores de Aire.** El factor más importante al seleccionar los compresores principales para suministro de aire en una planta criogénica de nitrógeno, es la necesidad de tener aire totalmente libre de aceite. Esto no sólo evita los riesgos de la presencia de aceite en la caja fría, sino también elimina los riesgos y problemas de retirar el aceite de la corriente de aire.

El requisito de pureza y disponibilidad de los conjuntos compresores de aire centrífugos unificados de etapas múltiples y eficientes para los requisitos de carga de aire de una planta de nitrógeno (gran volumen, relajación baja), hacen que la mayoría de los casos se escoja el tipo de compresor centrífugo. En plantas sumamente grandes con flujos de aire de más de 100,000 ft³/min. Puede usarse el compresor axial tipo dinámico. Otros factores a considerarse en la selección y diseño del compresor principal son:

- **Eficiencia.** Es la consideración clave, debido a que el compresor consume por lo menos la mitad de la energía necesaria para producir nitrógeno de alta presión dentro de la planta. La energía es con mucha ventaja el componente más caro de los costos de funcionamiento.
- **Flexibilidad de reducción.** En vista que la variación de las condiciones climáticas y el control de carga parcial, es necesario regular el flujo de aire. Esto mismo se logra eficientemente por medio de válvulas estranguladoras, en la mayoría de los tamaños de los compresores centrífugos y mediante aspas guías en las unidades desusadamente

grandes. Las condiciones frías de invierno podrían requerir reducciones de 20 a 30% en el flujo de aire de entrada, para estar acorde con las características de la caja fría. En algunos conjuntos compresores centrífugos unificados puede lograrse una reducción del flujo de 20 a 30%. La capacidad puede reducirse todavía más, aproximadamente 50%, usando control automático de derivación.

- **Compresores múltiples o simples.** A través del análisis de vapor neto actual, no es difícil establecer si es más adecuado un compresor de plena capacidad o dos de capacidad mediana. La mayoría de las aplicaciones de recuperación mejorada requieren plena capacidad por muchos años, con reducciones necesarias en el futuro. Los mayores costos de funcionamiento, mantenimiento y capital que producen dos unidades, aunado a de menor eficiencia de las unidades de tamaño mediano, favorecen la selección de una sola unidad de plena capacidad en la mayoría de los casos.

c) Compresores de nitrógeno. Para la compresión de nitrógeno, uno de los factores que afectan constantemente la selección del compresor es: el gas de nitrógeno 100% limpio y seco. Otros factores son variables y deben tenerse en cuenta la selección del compresor de nitrógeno, algunos son:

- Flujo o volumen de entrada requerido y la relación de compresión. Esta indicará si un compresor centrífugo es práctico para una aplicación. Muchos módulos de plantas de nitrógeno para recuperación mejorada están por debajo de 20 a 30 MMp³ estandar/d, donde los tipos de movimiento alternativo son generalmente de costo más eficiente. Incluso para esos volúmenes grandes casi siempre es necesario usar un compresor de movimiento alternativo en serie con el compresor centrífugo, para la compresión final a alta presión. Si el tipo centrífugo fuera práctico, como entonces debe efectuarse una evaluación comparando los costos de energía, funcionamiento, instalación y capital, así como la confiabilidad demostrada.
- La presión de entrada es decir la presión de salida de la caja fría, puede variar con la atmosférica a casi 100 lb./pg² man. dependiendo del diseño específico del proceso. Los volúmenes grandes y las relaciones bajas favorecen a los compresores centrífugos.
- Las presiones de descarga varían con la presión requerida en el yacimiento o bien pueden ajustarse a la presión típica de oleoducto (1,000 lb/pg²man. o menos) para distribuirse a una ubicación distante del compresor inyector. Muchas aplicaciones de recuperación mejorada requieren presiones relativamente altas -3,000 a 8,500 lb./ pg² man. que indican la necesidad de compresores de movimiento alternativo por lo menos para la etapa final de compresión.
- Enfriamiento, es importante la disponibilidad de agua de reemplazo para la torre de enfriamiento, debido a que la refrigeración del compresor con agua proporciona considerable ahorro de energía en comparación con el enfriamiento por el aire. Muchas localidades de campos petroleros no cuentan con volúmenes apreciables de agua y el enfriamiento debe ser por aire.

Si los factores mencionados indican la selección de compresores de movimiento alternativo, entonces puede optarse por unidades de velocidades bajas (300 a 400 rpm) o de velocidades altas (770 a 1000 rpm). Algunos factores a tomarse en cuenta son:

-Presión de descarga. Para presiones altas (5,000 a 8,500 lbs/pg²man. O más), el tipo de velocidad baja ha demostrado dar buen tiempo de funcionamiento, con costos generales de funcionamientos bajos, aunque el capital necesario y los costos de instalación son mayores. Los costos generales de funcionamiento bajos son función de la mayor eficiencia y los menores costos de mantenimiento de las máquinas de velocidad baja y servicio pesado en comparación con las de alta velocidad.

-Tamaño o volumen. A presiones moderadas en tamaños pequeños, el compresor de alta velocidad ofrece ventajas de costos bajos de instalación y traslado unificado, especialmente donde se aplica enfriamiento por aire. Sin embargo, en unidades de gran caballaje -más de 1,500 HP- deben tenerse en cuenta los compresores de baja velocidad debido a los posibles ahorros a largo plazo en energía y funcionamiento.

Por otro lado el nitrógeno se envía a los campos para su inyección, tiene una purificación pequeña de 10 ppmv de oxígeno. Esta concentración de O₂ no provoca reacción con los fluidos de los yacimientos o con los aceites de los tubos de compresión que provoquen precipitación y productos indeseables como se menciona en el capítulo anterior.

Además, la formación del material ancorobio es minimizada, de este modo reduce la necesidad de inhibidores de bioácidos.

Como se dijo anteriormente el nitrógeno no es corrosivo. Por lo tanto no requiere materiales especiales para los equipos de inyección, no son necesarios agregar protecciones como inhibidores de corrosión al equipo existente, así como los materiales no serán rápidamente remplazados los equipos existentes de producción.

También se obtiene fácilmente del aire, una planta puede localizarse casi en cualquier lugar. El nitrógeno se produce por la separación del aire mediante criogénica una tecnología probada por más de 80 años como se describe en el proceso de obtención del nitrógeno en la figura 4.1 se puede ver.

Debido a que la naturaleza de nitrógeno de ser inerte y no corrosivo, así como una corriente disponible para estas plantas en un rango de 95-99%, además de tener un programa para dar mantenimiento en poco tiempo a la planta. Esto hace del nitrógeno una fuente de ayuda importante para ser el gas de inyección y así mantener la presión del depósito de Akal.

Usar el nitrógeno como gas de inyección en lugar de gas natural asociado el cual queda libre para su venta. Para algunos yacimientos, la inyección de agua requiere control por el movimiento o desplazamiento del yacimiento. Un sencillo sistema de distribución del yacimiento para el nitrógeno puede ser usado porque el nitrógeno criogénico

instalación en la superficie llamada plataforma satélite, para continuar su camino hacia una instalación de mayor tamaño denominada complejo de producción, donde el crudo y el gas son separados y enviados a través de ductos a las terminales de almacenamiento y distribución. La fase gaseosa se envía a la estación de Atasta, y el aceite a la Terminal Marítima de Dos Bocas y a la Terminal Cayo Arcas.

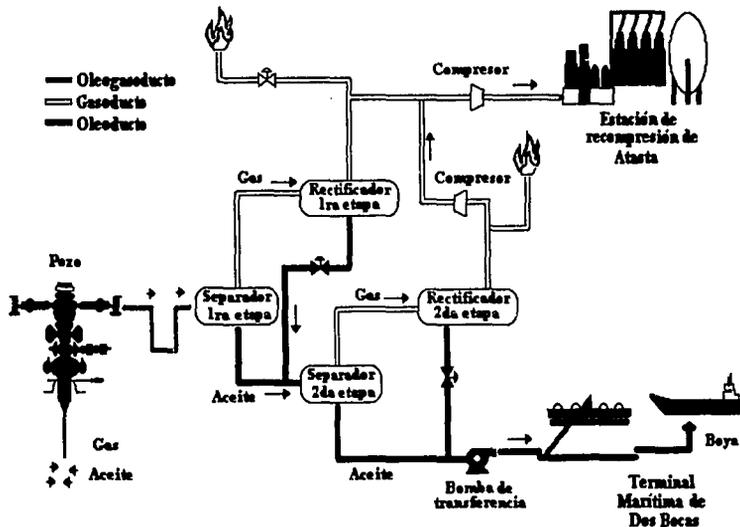


FIGURA 4.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y GAS EN LA REGIÓN MARINA NORESTE.

La producción de aceite recibida en la Terminal Marítima de Dos Bocas tiene dos destinos. Se exporta por dos monoboyas cercanas a la terminal, y se envía a Nuevo Teapa para consumo nacional y exportación. También, se maneja parte de la producción de aceite pesado en el centro de distribución de la terminal de Cayo Arcos.

La producción de gas se entrega en la estación de recompresión de Atasta, para posteriormente ser enviado a PEMEX Gas y Petroquímica Básica en sus plantas de Ciudad PEMEX, Nuevo PEMEX y Cactus. Asimismo, a las últimas dos plantas se les

envía el volumen de condensados producido en la región, que es un líquido originado de la precipitación de componentes del gas al reducirse su presión y temperatura. En esta estación de recompresión es manejado el total del gas producido de las dos regiones marinas.

Para el procesamiento, manejo del crudo y gas producido, se utilizan plataformas de producción, de perforación, recuperadoras de pozos, de compresión, de enlaces, habitacionales, de tratamiento, monobayas, así como estructuras de apoyo como quemadores, soportes intermedio y puentes.

La distribución de los hidrocarburos se realiza a través de 1,607 kilómetros de ductos, de los que 1,286 kilómetros son marinos y 321 kilómetros son terrestres. Asimismo, de acuerdo con el servicio que proporcionan, 782 kilómetros son oleoductos, 103 kilómetros son oleogasoductos, 617 kilómetros son gasoductos, 8 kilómetros son de acueductos y 97 kilómetros son gasolinoductos.

La producción proviene de 10 campos, con un total de 212 pozos productores. El número de pozos asciende a 307, con un total de 212 pozos productores de los cuales 19 son fluyentes, 181 con sistema artificial de bombeo neumático y 12 con sistema de bombeo electrocentrífugo, 4 pozos inyectores, y 91 pozos cerrados con posibilidad de explotación.

Estación de recompresión Atasta. Se localiza en la costa del estado de Campeche, en la jurisdicción del municipio de Ciudad del Carmen, a 40 kilómetros de ella. Esta instalación tiene un papel fundamental en las actividades operativas manejando el gas natural de las regiones marinas a través de tres gasoductos. El primero proviene del complejo Pol A y dos más de Nohoch-A.

La rehabilitación y el mantenimiento básico a los ductos e instalaciones en el sistema de distribución y transporte, serán importantes para incrementar su vida útil. Este proyecto abarca los campos ubicados dentro de la Sonda de Campeche, e inicia en el complejo de producción costa afuera Nohoch-A y termina en la planta de recompresión y bombeo de Atasta. En junio de 1996 el Corporativo Bechtel y su filial IPSI LLC (IPSI) propuso usar la inyección de nitrógeno en los campos para mantener la presión del depósito después de estudiar las posibles alternativas se pretende inyectar al depósito de 1.2 bscfd de nitrógeno.

Dentro de los procedimientos seleccionados para estas licitaciones, el contrato fue otorgado en Octubre de 1997 a la Compañía de Nitrógeno de Cantarell (CNC) así como la construcción, operación y mantenimiento de la planta, de igual forma como el suministro de nitrógeno para inyectar los sitios de los campos petroleros durante 15 años. CNC es un consorcio internacional conformado por cinco compañías (Gases BOC, Corp. Marubeni, Westcoast Energy, ICA Fluor Daniel, Linde) además del líder de los consorcios de Gases BOC.

En mayo del 2000 comenzó, el primero de cuatro unidades de proceso criogénico de 300 MMscfd fue encargado en programar la planta de generación de Nitrógeno (PGN) en la Península de Yucatán donde se encuentra Atasta, en el Estado de Campeche.

Referente a la integración de la comisión en diciembre del 2000 que planearon la generación de la planta de N₂ con una capacidad de más del doble de la planta existente en todo el mundo. Esto lo llevará a cabo Bechtel en asociación con Petróleos Mexicanos (PEMEX), realizan el proyecto Cantarell.

La PGN tiene en total 30 hectáreas donde se ubican cuatro unidades de proceso en paralelo, cada una genera 300 MMscfd de Nitrógeno altamente purificado además tiene tres unidades de generación de electricidad, esta energía es generada por gas de turbina, cada una conectada a un recuperador de calor, el sistema genera vapor.

Los requerimientos de las instalaciones del propio PEP para completar el enlace de la inyección de nitrógeno se especifican en el contrato, a continuación se presentan algunos aspectos generales del mismo el cual estará direccionado de acuerdo a PEP. Consiste en una línea de 36 in OD de entrega de nitrógeno, una plataforma de inyección de nitrógeno y siete pozos de inyección de nitrógeno.

4.4 Condiciones específicas y requerimientos de la PGN.

Específicamente, la PGN tiene las siguientes condiciones y requerimientos específicos:

- Capacidad de 1.2 bscfd.
- Presión de distribución de 1,685 psia (máximo), 1,385 psia (mínimo) en los límites (Atasta) y 1,605 psia (máxima), 1,305 psia (mínimo) en la plataforma de inyección.
- Temperatura de distribución de 140°F (600°R) máximo (60°C máximo). Esta temperatura esta limitada por el recubrimiento del ducto y el yacimiento.
- En el factor de la corriente; 95% del factor de corriente necesita las unidades de generación de energía adicional.
- Sé probó el funcionamiento de las instalaciones al iniciar los equipos de manera individual por 72 hrs. Y después sé amplio el funcionamiento de las instalaciones durante 7 días al iniciarse las operaciones.
- Se consideró un tipo de turbina de gas a una temperatura de: 91.4°F (33°C, 551.4°R).

Los factores importantes considerados en la selección del equipo para su optimización en la operación y el costo instalado en el proyecto incluye:

- Maximización en la disponibilidad de la corriente de la planta, considerando la localización de un lugar remoto.
- Restricciones físicas en los lugares de los equipos para permitir transportarlo hacia Europa, los E.U.A. y México.
- Imponiendo limitaciones en el lugar, sobre la escala y la historia de operación de equipos que cumplan con los requerimientos contenidos en las directrices de la oferta.

- Condiciones climáticas locales, incluyendo temperatura promedio, humedad relativa y la proximidad del entorno marino.
- La falta de agua dulce en el área.

El nitrógeno producido desde la PGN puede contener menos de 10 ppmv de oxígeno y 0.5% como máximo del total de los contaminantes que contiene el flujo del nitrógeno (CO₂, CO, NOx y SOx) debido a las siguientes causas que provoca al proceso.

- El O₂ y el H₂S puede reaccionar en el depósito produciendo azufre sólido el cual provoca un taponamiento potencial en el pozo de inyección.
- El O₂ produce la reducción de sulfatos y otras bacterias pudiendo resultar en un grave proceso de corrosión y taponamiento del yacimiento. Históricamente, esto puede ser controlado con la inyección de bioácidos e inhibidores de corrosión, esto se adiciona al costo de operación, principalmente en las plataformas.
- El O₂ puede reaccionar con el N₂ produciendo NOx que después se combina con el agua produciendo concentraciones de ácido nítrico que es muy corrosivo. Por ejemplo, 1 MMcsfd de gas combinado con 10 ppmv de NOx puede producir 1.5 lb de ácido nítrico concentrado.
- El O₂ puede oxidar el aceite lubricante del compresor, resultando también en productos de combustión sólidos en el pozo de inyección.

Asimismo, todos estos problemas son acumulativos con el tiempo y se necesitaría controlar continuamente, de tal manera que sería necesario eliminar el O₂ del proceso de inyección para cumplir con las especificaciones.

Una de las principales razones por lo que se eligieron las plantas criogénicas de nitrógeno es que reemplazan el uso del gas combustible que es el método preferido para mantener la presión, es que este proceso contiene de 1-10 ppm de O₂ de estos procesos, este tiene un costo marginal en el precio.

La corriente de producción de nitrógeno desde la planta criogénica puede contener 0.1-0.2% de argón, trazas de neón y helio. Casi no contienen CO₂ y agua⁽⁸⁾.

Para todo propósito práctico, la producción puede ser considerada 100% nitrógeno puro. Este nitrógeno puro puede minimizar absolutamente o totalmente cualquier reacción entre el O₂, y el H₂S, o el O₂ y el N₂. Además, el yacimiento de Cantarell tiene una temperatura aproximada de 190°F (87.7°C, 650°R). Debido a esta temperatura las reacciones pueden ser insignificantes⁽⁹⁾.

La inversión estimada para el proyecto es de 850 millones de dólares para obtener una capacidad de planta de 33,98 Mm³/d (millones de pies cúbicos estándar por día), en tres módulos de operación.

El sistema se compone por dos elementos principales:

- La planta de generación de Nitrógeno (PGN₂). El total de caballos de fuerza para comprimir el aire y el nitrógeno excede los 500,000 hp. El total de recuperación de nitrógeno rebasa el 90%. El fluido restante, contiene más del 70% de oxígeno, este es enviado a la atmósfera. El nitrógeno producido es comprimido a unas 1,685 psia en Atasta

El sistema de entrega de nitrógeno (2 líneas de 36" de diámetro), este recorre 53 millas a través de la costa a las plataformas marinas en dos ductos de 36 in OD para la inyección al interior en la corona del casquete de gas. La plataforma de inyección de nitrógeno consiste en siete pozos, (octópodos) plataformas de perforación con ocho patas cada una. Los pozos de inyección tiene un diámetro de 9 ½ in aproximadamente a 4,600 ft de profundidad⁽¹⁰⁾.

- Un ducto de Nitrógeno de aproximadamente 80 kilómetros el cual conecta la planta con la plataforma de entrega ubicada en el Campo Cantarell.
- Un ducto lateral de Nitrógeno de aproximadamente 10 kilómetros éste corre de la planta al punto de interconexión del ducto de PEP, el cual es una línea de gas natural que será convertida a conducción de nitrógeno.
- Además también incluye un ducto de 12 in de gas de combustión de aproximadamente 10 kilómetros de largo, la cual transporta gas natural desde el ducto principal de PEP con la estación de Atasta a la planta de nitrógeno, también requiere una línea para la succión y descarga de agua de enfriamiento.

También se tiene un:

- Un ducto terrestre de transporte de gas natural en acero al carbón, de 609.6 mm (24 pulg.) De diámetro nominal, API-5L-X70, para manejar un volumen de 8.49 Mm³/d a una temperatura de 322.04 K (48.9°C, 120.02°F) y un rango de presión de 4.89 a 5.31 Mpa (710 a 770 psig). Este ducto tiene una longitud total de 14.5 Km e inicia en el centro de proceso y Transporte de Gas Atasta (CPTGA) y finaliza en la PN2.
- Sistema de enfriamiento de agua ya sea usando agua marina o aire como fluido de enfriamiento, que opera como agua de enfriamiento combinado con agua de mar y un sistema de agua dulce cerrado proporciona enfriamiento en su totalidad a la planta. El abastecimiento de la planta de enfriamiento debe ser aproximadamente de 2,800 Mmbtu/hr.
- Ducto terrestre y marítimo de transporte de agua de mar de 3048.0 mm (120 pulg.) De diámetro nominal, para manejar un volumen de 1.73 Mm³/d a una temperatura de 310.65 K (37.5°C, 99.5°F). Este ducto tiene una longitud total de 12.3 km. e inicia en la PGN₂ y finaliza en un punto mar adentro.
- Intercambiador enfriado por aire.
- En un futuro, PEMEX Exploración y Producción planea construir una o más plataformas de inyección en la cercanía de los complejos de las plataformas de producción en el Activo Cantarell, Akal-C / Akal-J, las cuales usarán el Nitrógeno producido en la PGN₂.
- Se estima que durante la operación, la PGN₂ requerirá aproximadamente 2 MW de energía eléctrica.

- Estación de regulación y medición de gas natural.
- Una cuarta unidad de generación, esta destinada como reserva, sirve para mejorar el tipo de flujo en la PGN.
- Un sistema de recirculación

El programa de inyección de nitrógeno desde su generación hasta la última etapa que es la inyección dentro del depósito, requiere ciertas instalaciones que se estén operando por CNC, así como su distribución son descritos a continuación.

La parte que posee CNC del proyecto consiste de cuatro grandes elementos: producción de nitrógeno (PGN), suministro de energía, asociación de provisiones y entrega por tuberías, así como requerimientos de infraestructura y preparación de terreno como se describió anteriormente.

En otras palabras, el CNC es responsable de todo el proceso dentro de los límites de la PGN. Esta planta de nitrógeno criogénico consiste primordialmente en la entrada del aire atmosférico y la compresión de este, la producción de la compresión del nitrógeno, mediante la generación de energía asociada, cuenta además con instalaciones de enfriamiento y otras actividades necesarias de la empresa que sirven de apoyo a las instalaciones.

4.5 Proceso de Compresión del Nitrógeno.

Desde el punto de vista económico como ya se menciona en el capítulo anterior, la destilación criogénica es la tecnología más efectiva para la producción de grandes cantidades de Nitrógeno puro. Como materia prima, el proceso utiliza el aire ambiente y produce Nitrógeno gaseoso a alta presión y Oxígeno a presión atmosférica.

A continuación se describen las etapas para la obtención criogénica de Nitrógeno:

1.-Compresión. Este proceso inicia al aspirar el aire atmosférico, por medio de un filtro y entonces se envía a un proceso de compresión.

2.-Enfriamiento. El aire comprimido es enfriado primero por aire y después a través de un intercambiador de calor que opera a contraflujo. El exceso de vapor de agua es removido en un enfriador de tambor. El agua es eliminada y el gas (N_2) pasa a la etapa de purificación.

3.Purificación. Se elimina el dióxido de carbono residual, vapor de agua y otros contaminantes que pudieran congelarse durante el proceso por medio de intercambiadores de calor o mallas moleculares.

4.-Compresión y enfriamiento. El aire purificado y seco pasa a través de intercambiadores de calor (perdiendo temperatura) hasta casi alcanzar el punto de rocío de aire, 110 K (-163.16°C, -261.688°F), se alimenta al fondo de la columna de destilación de alta presión, lo cual propicia que el aire se licue dentro de la torre.

5.Separación. La separación de la corriente de aire en sus componentes principales (Nitrógeno y Oxígeno), se logra a través de una columna de destilación en un proceso de dos etapas. En la primera etapa (licuefacción, alta presión), el aire líquido empieza a ebullición en la columna inferior, iniciándose el proceso de separación.

El Nitrógeno se dirige hacia la parte superior de la columna, propiciando que el aire líquido, en el fondo de la columna, vaya enriqueciéndose en Oxígeno, lográndose una separación total de Nitrógeno, Oxígeno y gases raros.

Los gases de Nitrógeno obtenidos en el domo de la columna inferior (alta presión), se condensan al contacto con el oxígeno líquido que se encuentra en el fondo de la columna superior (baja presión).

Una corriente de Oxígeno residual abandona el fondo de la columna de alta presión y se subenfrija en un intercambiador de calor. El vapor en la parte superior de la columna, es condensado por intercambio de calor con la corriente de Oxígeno residual. El líquido condensado se envía como reflujo hacia la torre y el vapor de Nitrógeno gaseoso de alta pureza. Esta corriente se calienta al pasar a través de los intercambiadores de calor a contraflujo que operan a lo largo del proceso.

En el fondo de la columna de baja presión se obtiene una corriente residual la cual contiene 72% de Oxígeno. Esta corriente es subenfriada en un intercambiador de calor a contraflujo. El gas residual a la salida del condensador y a su paso por los diferentes intercambiadores que operan a contraflujo, cede frío a las corrientes de entrada, logrando así su transformación a la fase de gases.

6.-Compresión y envío. El Nitrógeno producto de la torre de baja presión se alimenta a una etapa de tren de compresores. La corriente de salida de esta etapa se transporta a través de un ducto de 914.4 mm (36 pulg.), de diámetro y de aproximadamente 80 Km. de longitud, hasta la válvula de entrega en el campo Cantarell (a una temperatura de 344.26 K o 71.1°C, 159.98°F) y una presión de 12.4 MPa (1800 psig). Ver anexo D

CONCLUSIONES.

Una vez realizado el trabajo, el cual fue una recopilación bibliográfica de los diferentes tipos de recuperación, desarrollando principalmente el método de inyección del nitrógeno en los campos de Cantarell, se concluye con lo siguiente:

- a) En los depósitos es necesario el mantener la presión en CANTARELL, y extraer el volumen original de CANTARELL, el cual se estima en 35 millones de barriles de crudo.
- b) El bloque Akal se presentan condiciones favorables para la recuperación por separación gravitacional, esto es por su alta permeabilidad y por las fracturas de grandes espesores, alto relieve estructural y casquete de gas secundario.

Los problemas de la caída de presión del campo Akal, nos indican que cada vez será más difícil mantener los ritmos de producción de los pozos, porque habría que bajar el punto de inyección de las válvulas de bombeo neumático, y en algunos casos no se podrían realizar lo anterior por la geometría de los pozos; el nivel del crudo que se extraía cada vez más era menor en producción, de tal forma que se necesitaría perforar más pozos para mantener la presión por lo que el aspecto económico determino gran parte de la elección del tipo de inyección. Vemos que para incrementar la capacidad de producción del yacimiento, se recomienda implantar un proceso de mantenimiento de presión y que proporcione un volumen adicional a la producción del nitrógeno. Hay que tomar en cuenta que si no realiza nada para mantener la presión del yacimiento, el agua seguía avanzando en los pozos de producción de Akal con una eficacia de recuperación menor comparándola con los gases de inyección (Gas Natural, Gas seco, CO₂, N₂). A través de la inyección de gas y no de agua, se espera una mayor eficiencia de recuperación, del orden del 50 al 55%, en tanto que con el agua tenemos un 40 a 45% además que los reservorios donde se encuentra el petróleo en Cantarell están muy fracturados lo que es otro punto en contra del empleo de agua. El riesgo que existe con la inyección de agua, sería la canalización que se ha observado en otros campos tanto de México como del mundo.

La inyección de gas, en este caso el nitrógeno en CANTARELL es el más adecuado para mantener la presión del yacimiento por los siguientes aspectos.

La inyección de nitrógeno es muy semejante a la inyección de gas, de hecho el gas que esta en el casquete ya contiene poco menos de 1% de nitrógeno, no debemos esperar canalizaciones, porque no se conocen otras canalizaciones en el mundo, al inyectar el nitrógeno, así como tampoco se escape a través de las fracturas del depósito, de otra manera no se habría formado el casquete. Tiene algunas ventajas el uso de Nitrógeno en lugar de otro gas, una de ellas es que requerimos menos nitrógeno que el gas Natural, CO₂ para ocupar el mismo volumen en el yacimiento, debido a razones de compresibilidad por lo cual requerimos 15% menos de volumen de nitrógeno.

Finalmente, se concluye que la inyección de nitrógeno es menos costosa que la inyección de gas natural o cualquier otro tipo de inyección llámese CO₂, Gas Húmedo o Gas Asociado, porque el Nitrógeno cuesta alrededor de 40 centavos el millar de pie cúbico

incluyendo los gastos de combustible que se usan para su generación, en tanto que el gas nos cuesta alrededor de 2 dólares por millar de pies cúbicos, además del valor del gas habría que agregar las inversiones que se requieren para transportarlo, comprimirlo e inyectarlo. Comprendería casi la 3ª parte de la inversión que estamos haciendo en la planta de Nitrógeno.

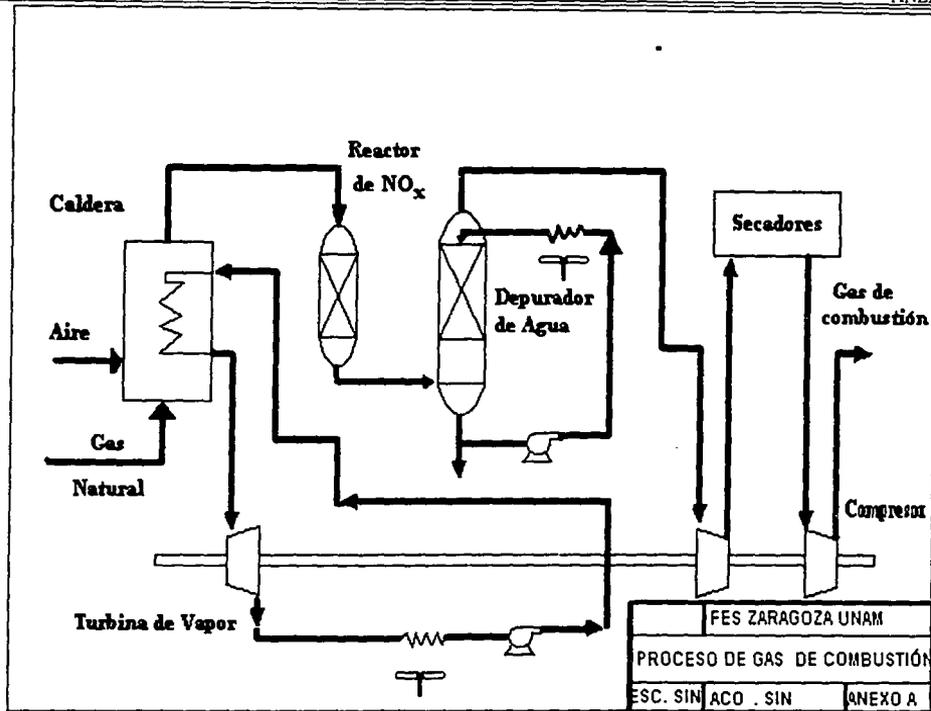
Por otro lado se espera incrementar la producción de CANTARELL a 1.4 millones de barriles por día; reducir el envío de gas a la atmósfera; contar con instalaciones confiables y flexibles además de que no es un gas contaminante.

Cabe mencionar que a pesar de que no se cuenta con suficiente información se alcanzaron a desarrollar los objetivos planteados al inicio del programa, además podemos considerar algunos beneficios esperados de este proyecto.

BENEFICIOS ESPERADOS

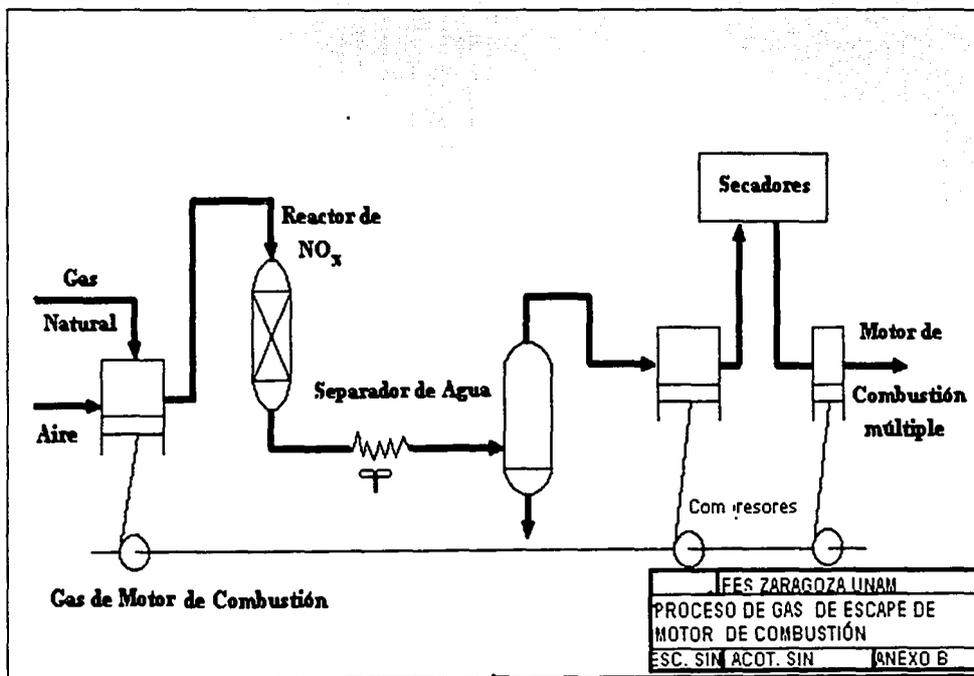
- Recuperación adicional de hidrocarburos, al utilizar una tecnología ya probada en otros yacimientos.
- Oportunidad en la recuperación de petróleo para aprovechar la vida útil de las instalaciones marinas.
- Disponibilidad futura de nitrógeno para otros proyectos en el área.
- Aumentaría el valor económico de los yacimientos en Cantarell.

ANEXOS



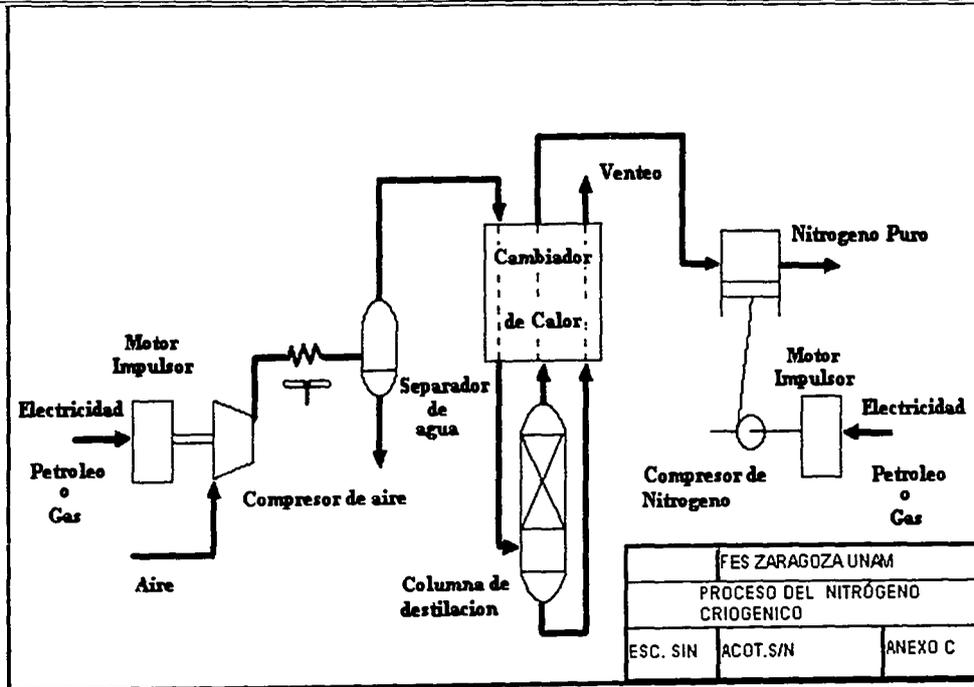
ANEXO A. PROCESOS DE GAS DE COMBUSTIÓN.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



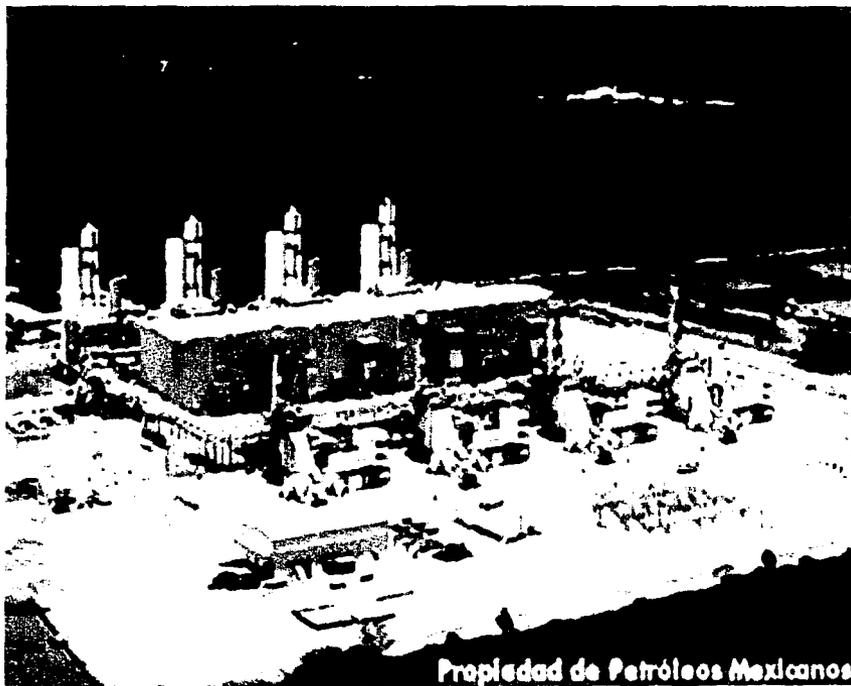
ANEXO B. PROCESOS DE GAS DE ESCAPE DE MOTOR DE COMBUSTIÓN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



ANEXO C. PROCESOS DEL NITRÓGENO CRIOGÉNICO.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



ANEXO D. DE LA PLANTA DE COMPRESIÓN DE NITRÓGENO EN ATASTA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ABREVIATURAS.

%	Por ciento
\$/Mscf	Pesos entre Mil pies cúbicos de gas
AGA	Asociación Americana de Gas (American Gas Association)
API	Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute)
°API	Grados API (ver API)
atm	Atmósferas
BFPH	Barriles de fluido por hora (Barrels of fluid per hour)
BHP	Presión de fondo (Bottomhole Pressure PF.)
Bl	Barrites
B.N.	Bombeo Neumático
Bscf/d	Billón de pies cúbicos por día
BTU/hp.hr	Unidad Térmica Británica entre caballos de fuerza por hora
BTU/lb	Unidad Térmica Británica entre libra
BTU/lb ° F	Unidad Térmica Británica entre libras grados Fahrenheit
BTU/Mcd	Unidad Térmica Británica entre Milidarcy
BTU/Mcf	Unidad Térmica Británica entre Mil pies cúbicos de gas
BTU/kwh	Unidad Térmica Británica entre Kilowatt por hora
BTU/kg°C	Unidad Térmica Británica entre kilogramos por grados centígrados
CNC	Compañía de nitrógeno Cantarell
CPG	Gas licuado de petróleo (Liquefed Petroleum Gas)
° C	Grados centígrados
° F	Grados Fahrenheit
° K	Grados Kelvin
ft	Pies
ft ³ /lb	Pies cúbicos por libra
ft ³ /min.	Pies cúbicos por minuto
Hp	Caballos de fuerza (Horse Power)
hp.hr/Mcf	Caballos de fuerza por hora (Horse Power) entre Mil pies cúbicos de gas
Hrs.	Horas
in	Pulgadas
IPSI	Empresa de Inyección de nitrógeno (IPSILLC)
Kg/cm	Kilogramos por centímetro
Kg/cm ²	Kilogramos por centímetro cuadrado
Kg/m ³	Kilogramo por pie cúbico
Kj/Kg	Kilojoule por kilogramo
Kj/Kg ° C	Kilojoule por kilogramos grado centígrado
Km	Kilómetros
Km ²	Kilómetros cuadrados
Ko	Saturación del fluido
Kpa (abs)	Kilopascales (absoluta)
Kwh/Mcf	Kilowatt por hora entre Mil pies cubicos de gas
lb	Libras
lbs/ft ³	Libras por pie cúbico
lbs/gal	Libras por galón
lbs/pg ²	Libras por pulgada cuadrada

m	Metros
m ³ /d	Metros cúbicos por día
m ³ /Kg	Metros cúbico por kilogramo
m ³ /s	Metros cúbicos por segundo
McF	Mil pies cúbicos de gas
Md	Milidarcy
mg/g	Milligramos entre gramos
mm	Milímetros
Mm ³ /d	Millones de pies cúbicos estándar por día
Mmhtu/hr	Millones de unidades térmicas británicas entre horas
MMSCFD	Miles de Miles de Pies Cúbicos Estándar por Día
MMscfd/hp	Millón de pies cúbicos a condiciones estándar entre caballos de fuerza.
Mo μ	Moi viscosidad del petróleo
Mpa	Megapascal
MSCF	Mil pies cúbicos estándar
MW	Megawatts
OD	Diámetro
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y producción
PGN2	Planta Generadora de Nitrógeno
pH	Unidad de medida de la condición ácida o alcalina
ppm	Partes por millón
Psi	Libras por pulgada cuadrada (Pouns Per Square Inch lb/pg ²)
psia	Libras por pulgada cuadrada absoluta (Pouns Per Square Inch absolute lb/pg ² abs)
psig	Libras por pulgada cuadrada manometradas (Pouns Per Square Inch Gauge, lb/pg ²)
RMP	Recuperación mejorada de petróleo
Rpm	Revoluciones por minuto
SCF	Pies cúbicos estándar (Estándar Cubic Foot)
slog	Punto que equivale a la presión manométrica más la presión atmosférica.
BaSO ₄	Sulfato de Bario
C ₂ -C ₆	Hidrocarburos pesados
CaCO ₃	Carbonato de Calcio
CaSO ₄ * 2 H ₂ O	Sulfato de Calcio Bihidratado
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
COO-	Grupo carboxil
MgCO ₃	Carbonato de magnesio
N ⁺	Nitrógeno
NH ₂	Grupo amida
NO _x	Oxido de Nitrógeno
FeS	Sulfuro de Hierro
Fe ₂ S ₃	Persulfuro de Hierro
SO _x	Óxidos de azufre
SrSO	Sulfato de Estroncio

GLOSARIO^(12,7)

Acrilamida	Cristales incoloros e inodoros, solubles en agua, alcohol, acetona; insoluble en benceno, heptano. Es estable a temperatura ambiente, pero se polimeriza al fundir. Es tóxico por absorción cutánea. Se utiliza en la síntesis de colorantes, adhesivos, encolados para papel y tejidos, agentes acondicionadores de suelo, flocuantes; tratamiento de aguas residuales y desechos. Se obtiene por reacción del acrilonitrilo con el ácido sulfúrico (84.5%) y neutralización. Formula $\text{CH}_2\text{CHCONH}_2$.
Bitumen natural	Sustancia de color gris oscuro a negro que está compuesta casi exclusivamente por carbón e hidrógeno con cantidades muy pequeñas de oxígeno, nitrógeno y azufre. Se presenta en forma natural, aunque también puede obtenerse por descomposición química.
Bombeo neumático	El proceso de elevar l fluido de un pozo mediante la Inyección de gas a través de la tubería de producción o del espacio anular y la tubería de revestimiento. El gas inyectado gasifica al líquido (aceite o aceite y agua) para que ejerza una mayor presión del yacimiento obligando a salir al fluido el pozo.
Canalización	Disminución y sustitución del flujo de aceite en un campo con empuje hidráulico debido a una invasión errática o no controlada de agua. La tendencia de canalización se ve afectada por ritmos de producción excesivamente altos, los cuales provocan invasiones prematuras de agua.
Carboxilo, grupo	Es el grupo químico característico de los ácidos carboxílicos que incluyen los ácidos grasos y los aminoácidos. Normalmente ocupa la posición terminal en la molécula y es capaz de coger una carga negativa haciendo que la fina de la molécula sea hidrosoluble. Está compuesto por un grupo carbonilo ($\text{C}=\text{O}$) y un grupo hidroxilo (OH). Formula COOH
Emulsificación	Mezcla en la cual un líquido, denominado fase dispersa, se distribuye uniformemente (generalmente como glóbulos diminutos) en otro líquido, denominado fase continua o medio dispersante. Las emulsiones agua-aceite, producto típico de pozos de aceite, también se emplean como fluido de perforación.
Estereosómeros	Compuestos que tienen constitución química idéntica, pero difieren en relación con la disposición de os átomos o grupos en el espacio. Incluyen dos grandes clases: isómeros ópticos e isómeros geométricos (<i>cis-trans</i>)
Stereoquímica	Subdisciplina de la química orgánica dedicada al estudio de las configuraciones espaciales tridimensionales de las moléculas. Un aspecto del sujeto trata de los compuestos estereoisoméricos.

Gas de casquete	También llamado gas asociado, es el gas natural que se produce con el aceite crudo en el yacimiento.
Micellar	Mejor conocido como inundación química. Método para una mayor recuperación de aceite en la cual una mezcla de detergentes, alcoholes y otros disolventes son bombeados hacia depósitos.
Monómero	Molécula o compuesto que suele contener carbono y relativamente bajo peso molecular y estructura sencilla, susceptible a convertirse en polímeros, plásticos o resinas sintéticas o elastómeros, mediante combinación consigo misma o con otros compuestos o moléculas similares.
Poliacrilamida	Sólido blanco, hidrosoluble, polímero alto. Se obtiene por la polimerización de acrilamina con N, N'-metileno bisacrilamida. Es usado como agente espesante, agente suspensor; aditivo para adhesivos e incluso como aditivo de alimentos. Fórmula. $(CH_2CHCONH_2)$.
Saturación	Punto de equilibrio entre el soluto y el solvente en una solución.
Solución	Mezcla homogénea, líquida, sólida o gaseosa, cuyos componentes líquidos, sólidos o gases o una combinación de ellos, están uniformemente distribuidos en toda la mezcla. En una solución la sustancia disuelta se dice que es soluble y la sustancia en la que se disuelve se llama solvente.
Surfactante	Sustancia que afecta las propiedades de la superficie de un líquido o sólido al concentrarse en la capa superficial. Son útiles en cuanto a que su uso puede asegurar que la superficie de una sustancia u objeto esté completamente en contacto con la superficie de otra sustancia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- 1.- B.C. CRAFT and F. HAWKINS, Apped Petroleum Reservoir Engineering, Second Edition, Edit., Prentice Hall, U.S.A. 1991, pp. 389.
- 2.- COLMENARES ISMAEL, MIGUEL ÁNGEL GALLO, Cien Años de Lucha de Clases en México (1876-1976) tomo 1, Ediciones quinto sol, México DF. 1991. pp.372.
- 3.- DUOGLAS M. CONSIDINE, P.E., Tecnología del gas natural, Edit., Mc Graw Hill, México DF. 1987, pp 356.
- 4.-DUOGLAS M. CONSIDINE. Tecnología del Petróleo., Edit., Mc Graw Hill, México 1988, pp.229.
- 5.-FRANCIS A. GIULIANO. Introduction to oil and Gas Technology, Third Edition, Edit., Prentice Hall, Denver Colorado E.U.A., 1989 pp. 267.
- 6.- GERALD L. LANGNES. JOHN O. ROBERTSON, Jr. GEORGE V. CHILINGER, Secondary Recovery and Carbonate Reservoirs, Elsevier. New York, London, Amsterdam, pp 234.
- 7.-HAWLEY, Diccionario deQuímica y de Productos Químicos, Ediciones Omega, Barcelona España 1990, pp.1170
- 8.-LAKE, L. W., "Enhanced Oil Recovery", Prentice Hall, New Jersey, U.S.A. 1989, pp369.
- 9.- LESTER CHARLES UREN Ingeniería de Producción de Petróleo, Compañía Editorial Continental., S.A. México, Junio 1965, pp.415.
- 10.-PEMEX, El Petróleo de México. TOMO 1, Edición conmemorativa, México DF., 1988, Pág. 221.
- 11.-P.W.ATKINS Fisicoquímica, Tercera Edición, Editorial Addison-Wesley Iberoamericana, S.A., Wilmington, Delaware, E.U.A., 1986, pag. 253.



12.- THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN, Dictionary of Petroleum Terms, edit., Burnet Road, Texas E.U.A., 1990, pp.108.

ARTICULOS.

13.-CRAIG, F.F., "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding", Monograph Volume 3 SPE Henry L. Doherty Series, 1971.

14.-DR. TOMAS LIMÓN HERNÁNDEZ, "Conferencia Proyecto Cantarell", Asamblea del C.I.P.M., México D.F. Octubre 31, 1997.

15.-J.C. KUO, JAVIER LUNA-MELO, JOSE B. DE LEON PEREZ. DUOGLAS G. ELLIOT, "World's Largest N2 Generation Plant, Oil & Gas Journal Mar. 12.2001. Volumen 99.

16.-J. B. DE LEON, A. ARGÜELLES, R.M. MORALES, "Installations Critical in Cantarell", Oil & Gas Journal, Agosto 27.2001. Volumen 99.

17.-KEITH WILSON, "Enhanced-Recovery Inert Gas Processes Compared", Oil & Gas Journal, Julio 31,1970.

18.-Publicación de PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP), "Las Reservas de Hidrocarburos de México", México DF., 1999.

19.-Publicación de PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP), "Los Principales Campos de Petróleo y Gas de México", México DF., 1999.

20.-Revista PETRÓLEO INTERNACIONAL, "Inician Monumental Inyección de N2", México DF., Febrero 2001.

21.-SPE, "EOR Field Case Histories", Reprint Series No. 23, Richardson, TX, U.S.A. (1987).

PAGINAS EN INTERNET.



- 22.-Engelhard at (732) 205- 6979 o por vía mail a molecular. Gate • engelhard.com.(17/02/02)
- 23.-Instituto Nacional de Ecología, México, <http://www.ine.gob.mx/boletín.htm>, (15/12/01).
- 24.-Oxicar , <http://www.oxicar.com/htm>, (07/11/01).
- 25.-PEMEX hoy, <http://www.Pemex.com/boletin992001.htm>, (25/05/02).
- 26.-Proyecto Cantarell , <http://www.cddhcu.gob.mx/8.htm> , (12/10/01).
- 27.-Universidad Nacional de Ingeniería, España , [http:// quipi.uni.e.../introducción](http://quipi.uni.e.../introducción)., (23/08/01)