



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“NITRÓGENO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS”

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

ALEJANDRO AREVALO VILLEGAS

JAVIER MIGUEL SÁNCHEZ LOERA

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MARIO BECERRA ZEPEDA



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA

2014



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.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	3
1. ANTECEDENTES.....	4
1.1 Yacimientos.....	4
1.1.1 Registros Geofísicos.....	4
1.1.2 Pruebas de Presión.....	5
1.1.3 Propiedades de los Fluidos.....	8
1.1.4 Propiedades de la roca.....	16
1.2 Ciclo de vida de un yacimiento petrolero.....	21
1.2.1 Acumulación y formación del crudo.....	21
1.2.2 Levantamientos geológicos.....	23
1.2.3 Perforación exploratoria y delimitación.....	24
1.2.4 Producción y plan de desarrollo.....	24
1.2.5 Desarrollo del campo.....	25
1.2.6 Producción y ventas.....	25
1.2.7 Abandono del campo.....	25
1.3 Panorama energético actual de México (aceite y gas).....	26
1.4 Recuperación Mejorada.....	33
1.4.1 Recuperación Mejorada por Inyección de Gas.....	35
1.5 Historia de la Inyección de Nitrógeno.....	39
1.6 Uso de nitrógeno en PEMEX.....	41
2. CARACTERÍSTICAS DEL NITRÓGENO.....	44
2.1 Propiedades físico-químicas del nitrógeno.....	44
2.2 Procesos para la obtención de nitrógeno.....	47
2.2.1 Separación criogénica del aire.....	48
2.2.2 Adsorción por cambio de presión (PSA).....	55
2.2.3 Separación por membranas.....	56
2.3 Unidad Recuperadora de Nitrógeno.....	58
2.4 Criterios de selección del Nitrógeno para la Recuperación Mejorada.....	60
2.4.1 Método de Variación Exponencial de Diferencias.....	60
2.4.2 Método de las Características.....	61
2.4.3 Método Estadístico.....	61

2.4.4	Criterio de Clancy et al. ^[3]	62
2.4.5	Criterio de Taber et al. ^{[4][5][6]}	63
2.4.6	Criterio PRIZE TM ^[7]	63
2.5	Aplicación de la recuperación secundaria y mejorada por inyección de Nitrógeno 64	
3.	INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN MÉXICO.....	66
3.1	Región Marina Noreste	67
3.1.1	Información general de los yacimientos.....	67
3.1.2	Mecanismos de Producción.....	70
3.1.3	Agotamiento Natural y Mantenimiento de Presión	72
3.2	Región Sur	78
3.2.1	Información general de los yacimientos.....	79
3.2.2	Mecanismos de Producción.....	82
3.3	Presencia de Nitrógeno en la producción y sus efectos.....	82
3.4	Procesamiento de Nitrógeno asociado a la producción	86
	CONCLUSIONES	95
	TABLA DE IMÁGENES.....	97
	REFERENCIAS	100

INTRODUCCIÓN

La demanda energética de la sociedad va incrementándose día con día, por lo que la industria petrolera requiere desarrollar proyectos con mayor exigencia y dificultad constantemente. Aunado a esos proyectos, existe un gran potencial para elevar la eficiencia energética y disminuir las deficiencias operativas que permitirán optimizar la producción de hidrocarburos.

En los últimos años, se han implementado importantes acciones para mejorar el entorno del sector energético nacional: multiplicar las inversiones en actividades exploratorias, la reconfiguración de refinerías y el incremento en la infraestructura para el manejo y transporte de gas natural, son ejemplo de ello. Sin embargo, aún quedan por mejorar ciertas prácticas existentes en la extracción, manejo y aprovechamiento de los hidrocarburos producidos.

En la industria petrolera mexicana, el nitrógeno es empleado durante la fase de perforación y terminación de pozos para llevar a cabo cementaciones y limpiezas, en la fase de producción ayuda a incrementar el factor de recuperación de aceite mediante su inyección a yacimientos para mantener e incrementar la presión, también puede ser empleado como gas para bombeo neumático y en algunas ocasiones es utilizado para realizar mantenimiento a los ductos.

La inyección de nitrógeno ha sido una de las alternativas más atractivas para llevar a cabo procesos de mantenimiento de presión, fundamentalmente por su costo y gran disponibilidad. Este tipo de prácticas brindan información muy importante sobre los yacimientos como el comportamiento de la presión y de la producción, gasto de fluidos inyectados, manifestación con la producción de los fluidos inyectados, entre otros que pueden ser útiles en la explotación y desarrollo de yacimientos con características geológicas similares para maximizar el factor de recuperación y la producción de aceite.

Sin embargo, aún no existe suficiente experiencia en la inyección de nitrógeno en yacimientos gigantes y súper gigantes en el mundo, por otro lado para cumplir con los estándares de calidad establecidos por las normas vigentes se han identificado aspectos a solucionar para el manejo y control de impurezas presentes en los hidrocarburos que se producen, que requieren el desarrollo de metodologías y procedimientos que ayuden al control de nitrógeno en la producción de los hidrocarburos para poder extender su uso a diferentes campos del mundo.

1. ANTECEDENTES

1.1 Yacimientos

Desde el punto de vista de la geología, un ambiente de depósito comprende un cierto ambiente geográfico dado con características morfológicas específicas. En este ambiente, se lleva a cabo el depósito de sedimentos, que se ven afectados en su desarrollo por las condiciones externas de manera constante, originando un depósito característico.

La información geológica necesaria para la explotación de un yacimiento comprende el tipo de ambiente sedimentario, estructuras sedimentarias y geológicas, procesos diagenéticos, facies, estratigrafía y las características geológicas locales. La estructura en rocas sedimentarias más característica es la disposición en capas o estratificación. Estas estructuras primarias resultan de la energía que el medio ambiente ejerce sobre los sedimentos al momento de su depósito, las más importantes son la estratificación cruzada y las rizaduras.

En la evaluación estructural adecuada de un campo productor, se deben tener en cuenta las características de las estructuras productoras, las fracturas y sus características, tipo de fallas geológicas y los bloques estructurales.

Para definir una unidad estratigráfica o conjunto de estratos es necesario identificar el conjunto de características litológicas y paleontológicas que la definirán. Este conjunto de características se define como "facies", y describen al conjunto de particularidades genéticas reinantes en el momento del depósito. Comúnmente se divide a las facies en dos grupos: biofacies y litofacies. Las biofacies definen las características paleontológicas de los estratos, ya que son un reflejo de las condiciones biológicas que imperaron en el depósito. Las litofacies denominan al conjunto de características físico-químicas de un grupo de estratos al momento de su depósito.

Para poder determinar con la mayor precisión posible las características geológicas de un yacimiento, es necesario precisar los aspectos estratigráficos, sedimentológicos y estructurales de la roca almacenadora. Los parámetros que constituyen una gran fuente de información para este análisis son:

- Litología
- Tipo de trampa
- Geometría y límites del yacimiento
- Heterogeneidad
- Profundidad, relieve estructural y buzamiento
- Distribución inicial de los fluido

1.1.1 Registros Geofísicos

Para la caracterización adecuada de un yacimiento es necesaria una gran cantidad de información petrofísica y una de las herramientas con mayor utilidad para ello, es la de los registros geofísicos de pozo. En la evaluación de los yacimientos, los principales parámetros físicos que se miden son la porosidad, la permeabilidad, el espesor de las zonas permeables y la saturación de hidrocarburos; y pueden ser inferidos mediante la utilización de registros acústicos, eléctricos o nucleares.

Un registro geofísico se define como la representación gráfica de una propiedad física de la roca contra la profundidad. Constituyen una de las fuentes de información básica que se obtiene durante la perforación de un pozo y además de determinar propiedades petrofísicas de la roca, ayudan a definir su capacidad productora y la calidad de las rocas almacén y sello. También son indispensables en la interpretación geológica-económica de áreas que se están explorando, en el desarrollo de campos y evaluación de las reservas.

La obtención de un registro se hace a partir de una sonda o emisor que se desplaza a lo largo de la trayectoria del pozo y envía una señal (eléctrica, electromagnética, radioactiva o acústica) y de uno o varios receptores que perciben esa señal y miden la respuesta de la formación. El tipo de registro que se realiza, depende de las necesidades de investigación, clase de sonda, la propiedad que se desea medir, condiciones y profundidad del pozo. Los registros miden las propiedades físicas y químicas de las rocas que pueden ser correlacionadas con núcleos que se obtienen durante la perforación, mas no identifican cuantitativamente el tipo de roca que atraviesa el pozo.

1.1.2 Pruebas de Presión

Para obtener información del sistema roca-fluidos y del pozo, las variaciones de presión constituyen una herramienta fundamental. Básicamente consisten en generar variaciones de presión en los pozos y medirlas con respecto al tiempo, en otras palabras, son una medición continua de la presión de fondo y el gasto de un pozo. La información obtenida incluye permeabilidad, porosidad, presión media y daño.

Las pruebas de presión pueden dividirse en dos grupos:

- a) Pruebas en un solo pozo.

Permiten evaluar las diferentes condiciones del yacimiento en los alrededores del pozo, dando como resultado valores promedio de propiedades en la vecindad del pozo, los patrones que presentan el flujo y el factor de daño (eficiencia en la terminación de un pozo). Ejemplos de estas pruebas son las de incremento, decremento, gasto variable e inyección.

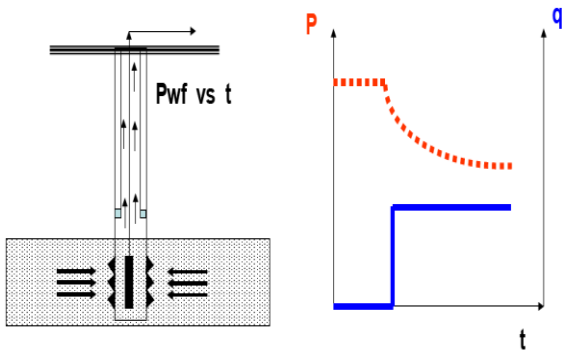


Figura 1.1 Prueba de decremento

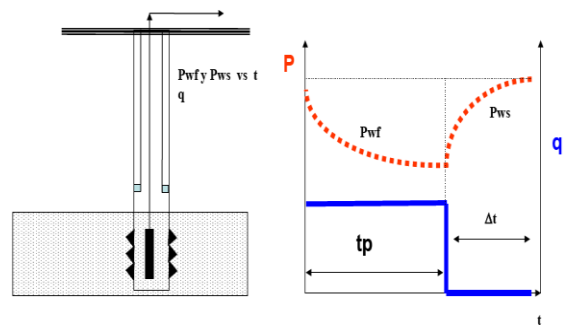


Figura 1.3 Prueba de incremento

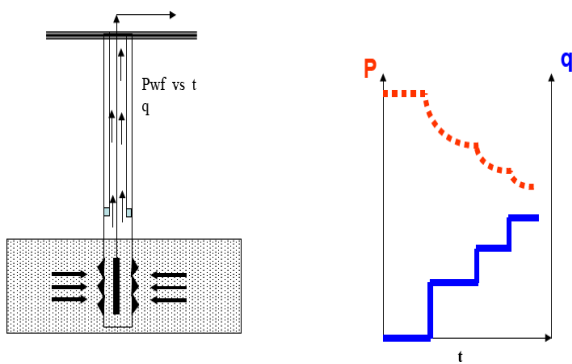


Figura 1.2 Prueba de gasto variable

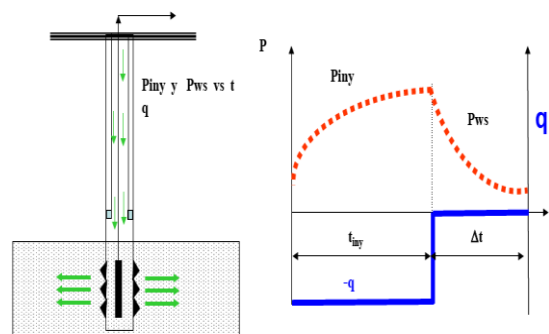


Figura 1.4 Prueba de inyección (pozo cerrado)

b) Pruebas en dos pozos (multi-pozos).

Brindan información acerca del nivel de comunicación entre las diferentes partes del yacimiento. La información obtenida, ayuda a determinar los valores de compresibilidad total y permeabilidad.

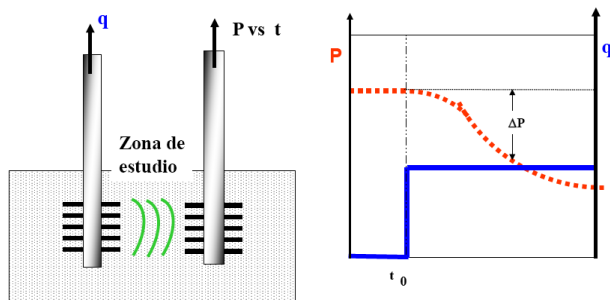


Figura 1.5 Prueba de interferencia horizontal

1.1.2.1 Pruebas de incremento

Se destacan por la importancia que tienen para caracterizar las propiedades del yacimiento. Consiste en producir a un gasto constante durante un periodo de tiempo determinado y cerrar el pozo. Esto provoca que la presión de fondo se incremente y medirla con respecto al tiempo.

Con esa información, es posible realizar estimaciones de la permeabilidad de la formación, caracterizar el daño (positivo o negativo), la presión media en el área de drenaje y las fronteras del yacimiento.

Para interpretar esta prueba, uno de los métodos gráficos más comunes es el de Horner. En la realización de este análisis, se debe tener en cuenta que el método de Horner es estrictamente aplicable para yacimientos considerados como infinitos; sin embargo la interpretación de esta gráfica se puede hacer correctamente con yacimientos finitos considerando este aspecto en la interpretación de resultados.

El procedimiento para desarrollar una prueba de presión comprende:

1. Efectos del flujo y su duración posterior al cierre.
2. Determinación del valor de permeabilidad.
3. Estimación del daño a la formación.
4. Obtención del valor de presión media de la formación.
5. Identificación de las fronteras del yacimiento.

1.1.2.2 Pruebas de decremento

Esta prueba se lleva a cabo en un pozo produciendo, considerando que inicia con una presión uniforme en el yacimiento y registrando el gasto y la presión en función del tiempo. La etapa ideal para realizarla es al principio de la explotación, por eso tienen la particularidad de ser aplicables a pozos exploratorios y nuevos, pozos con un largo periodo de cierre que ha permitido la estabilización en la presión y pozos en los que debido al estado mecánico, sea difícil registrar presiones de fondo después del cierre.

Los objetivos de una prueba de decremento son la determinación del factor de daño a la formación y los límites, aunque usualmente también incluyen la obtención de valores de permeabilidad.

Para modelar una prueba de decremento idealizada a gasto constante en un yacimiento infinito, se emplea la aproximación logarítmica de la solución de la ecuación 1.1 :

$$P_{wf} = P_i + 162.6 \left(\frac{qB\mu}{Kh} \right) \left[\log \left(\frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{Kt} \right) - 0.869s \right]$$

Ecuación 1.1 Presión de Fondo Fluyendo

A comparación de las pruebas de incremento, las pruebas de decremento presentan una complejidad mayor ya que presentan tres etapas distintas en función de la respuesta de los datos de presión: temprana, mediana y tardía; lo que dificulta el análisis de tendencia en la línea recta que se pretende extrapolar.

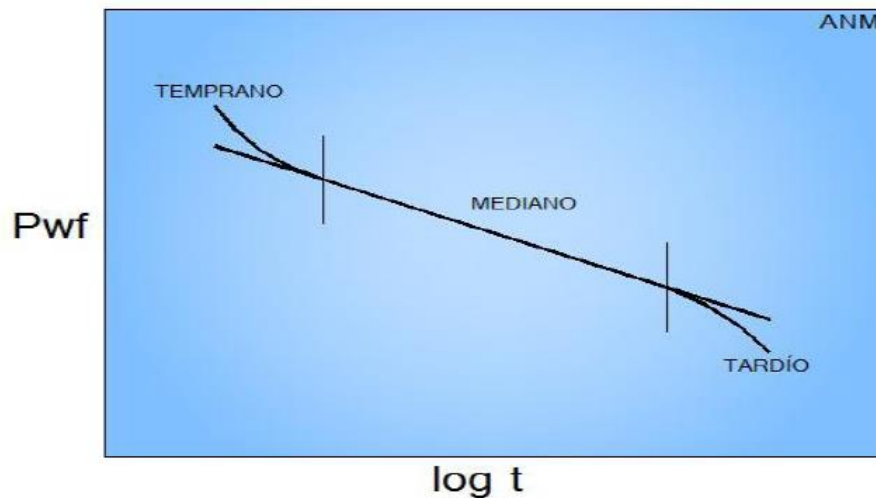


Figura 1.6 Gráfica de una prueba de decremento de presión con las tres etapas de respuesta (Jhon Lee)

1.1.3 Propiedades de los Fluidos

Dentro de las pruebas que se deben realizar en el laboratorio, se encuentran las realizadas a los fluidos presentes en el yacimiento: hidrocarburos (aceite y gas) y al agua de formación. En el caso de los hidrocarburos, las pruebas son diseñadas para brindar información de las propiedades físicas que se requieren en la caracterización de un yacimiento y en los cálculos de balance de materia.

Las propiedades más importantes de los hidrocarburos obtenidas en las pruebas de laboratorio son:

- Presión de burbujeo (P_b)
- Factor de volumen del aceite (B_o) y del gas (B_g)
- Relación del gas disuelto en el aceite (R_s)
- Factor de volumen total (B_t)
- Compresibilidad isotérmica del aceite (C_o) y del gas (C_g)
- Viscosidad del aceite (μ_o) y del gas (μ_g)

1.1.3.1 Presión de burbuja (Pb)

Es el valor de presión al cual se libera la primera burbuja de gas, consecuencia de la disminución de presión en un aceite bajosaturado. Este valor de presión varía de acuerdo a la temperatura para cada mezcla particular de hidrocarburos.

También es llamada presión de saturación, ya que una pequeña disminución provocará la liberación del gas disuelto en el aceite.

1.1.3.2 Factor de volumen del aceite y del gas (Bo y Bg)

El volumen de aceite que se encuentra a condiciones atmosféricas en el tanque de almacenamiento es menor que la cantidad de volumen de aceite fluyendo desde el yacimiento hacia un pozo productor. Esto se debe a diferentes factores como, por ejemplo, la liberación del gas disuelto en el aceite a medida que disminuye la presión del aceite en su camino a la superficie.

El factor de volumen del aceite, Bo, se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para producir un barril de aceite a condiciones atmosféricas (C.S.). El volumen de aceite del yacimiento incluye el gas disuelto en el aceite.

$$B_o = \frac{(\text{volumen de aceite} + \text{gas disuelto})@c.y. \left[\frac{m^3@c.y.}{m^3@c.s.} \right] \left[\frac{bbl@c.y.}{bbl@c.s.} \right]}{\text{volumen de aceite}@c.s.}$$

Ecuación 1.2 Factor de Volumen del Aceite

O bien,

$$B_o = \frac{V_o@c.y.}{V_o@c.s.}$$

Ecuación 1.3 Factor de Volumen del Aceite

Para valores superiores a la presión de burbuja Bo disminuye conforme se incrementa la presión, por la compresibilidad del aceite; para presiones inferiores a la de burbuja, Bo va disminuyendo conforme lo hace la presión por la liberación de gas en el yacimiento y vaporización de componentes ligeros.

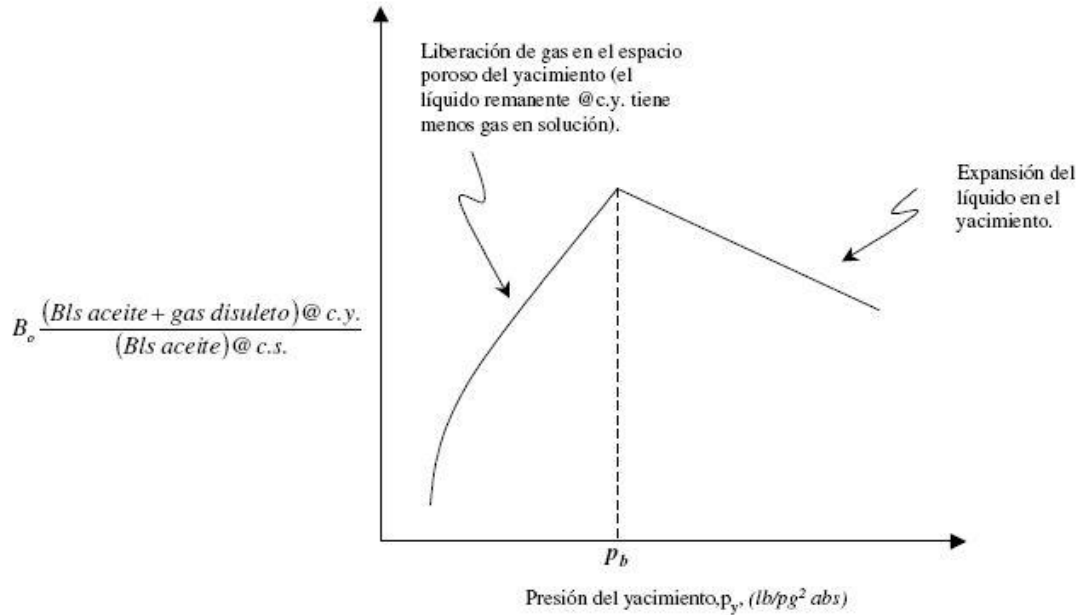


Figura 1.7 Variación del factor de volumen del aceite con respecto a la presión, a temperatura del yacimiento.

Por su parte, el factor de volumen del gas (B_g) se define como la relación del volumen de una cantidad de gas a condiciones del yacimiento, al volumen de la misma cantidad de gas a condiciones estándar.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de gas @ c. y.} \left[\frac{m^3 @ c. y.}{m^3 @ c. s.} \right] \left[\frac{pies^3 @ c. y.}{pies^3 @ c. s.} \right]}{\text{Volumen de gas @ c. s.} \left[\frac{m^3 @ c. s.}{m^3 @ c. s.} \right] \left[\frac{pies^3 @ c. s.}{pies^3 @ c. s.} \right]}$$

Ecuación 1.4 Factor de Volumen del aceite

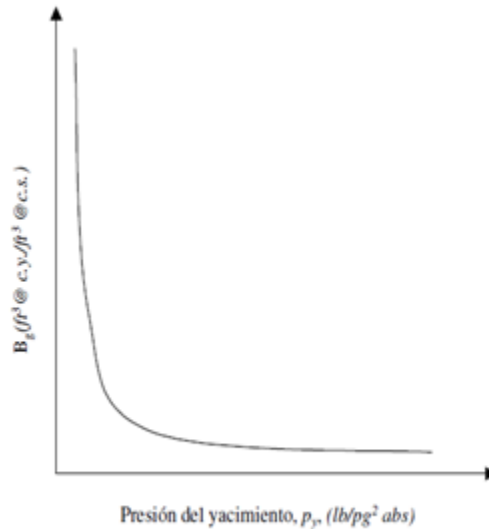


Figura 1.8 Variación del factor de volumen del gas de formación con respecto a la presión del yacimiento de manera isotérmica.

1.1.3.3 Relación del gas disuelto en el aceite (R_s)

Se define como la relación del volumen de gas producido a condiciones atmosféricas respecto al volumen de aceite producido medido a condiciones atmosféricas. Es la cantidad de gas que se libera del aceite desde el yacimiento hasta las condiciones de presión y temperatura de superficie.

$$R_s = \frac{V_{gd@C.S.}}{V_o @ C.S.}$$

Ecuación 1.5 Relación de gas disuelto en el aceite

Donde: V_{gd} es el volumen de gas disuelto en el aceite.
 V_o es el volumen de aceite.

Para presiones del yacimiento por encima de la presión de burbuja, existe una relación de solubilidad constante debido a que no hay liberación del gas disuelto; cuando la presión del yacimiento está debajo de la presión de burbuja R_s disminuye conforme la presión del yacimiento lo hace, debido a la mayor cantidad de gas disuelto que es liberado en el yacimiento y que se queda en el casquete.

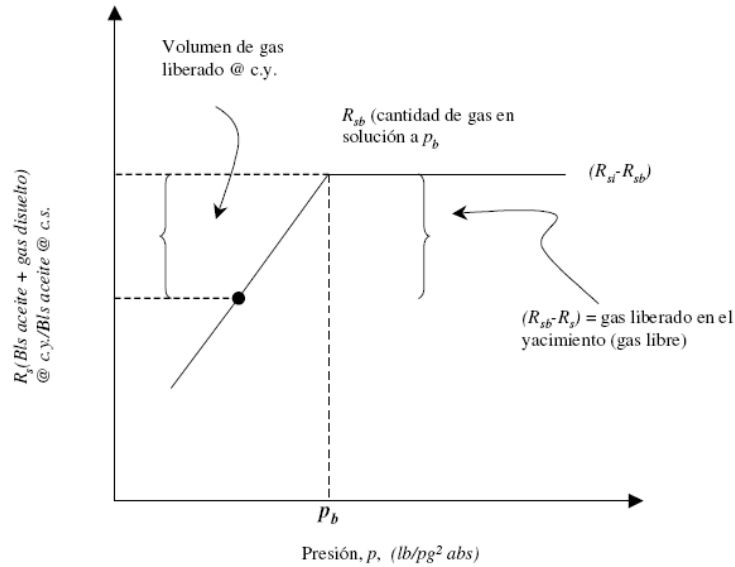


Figura 1.9 Relación del gas disuelto en el aceite (Rs)

1.1.3.4 Factor de volumen total (B_t)

Es el factor de volumen de la fase líquida y gaseosa; hace referencia a la relación que existe entre el volumen de aceite que contiene gas disuelto más el volumen de gas liberado, ambos a condiciones de yacimiento, dividido entre el volumen de aceite medido a condiciones de superficie (c.s).

$$B_t = \frac{V_o + V_{gd} + V_{gl}@C.Y.}{V_o@C.S.}$$

Ecuación 1.6 Factor de volumen total

Donde: V_o es el volumen de aceite.

V_{gd} es el volumen de gas disuelto en el aceite.

V_{gl} es el volumen de gas libre.

$$B_t = \frac{[bbls \text{ de aceite y gas en solución} + bbls \text{ de gas libre}]@ C.Y.}{bbls \text{ de aceite} @ C.S.}$$

Ecuación 1.7 Factor de volumen total

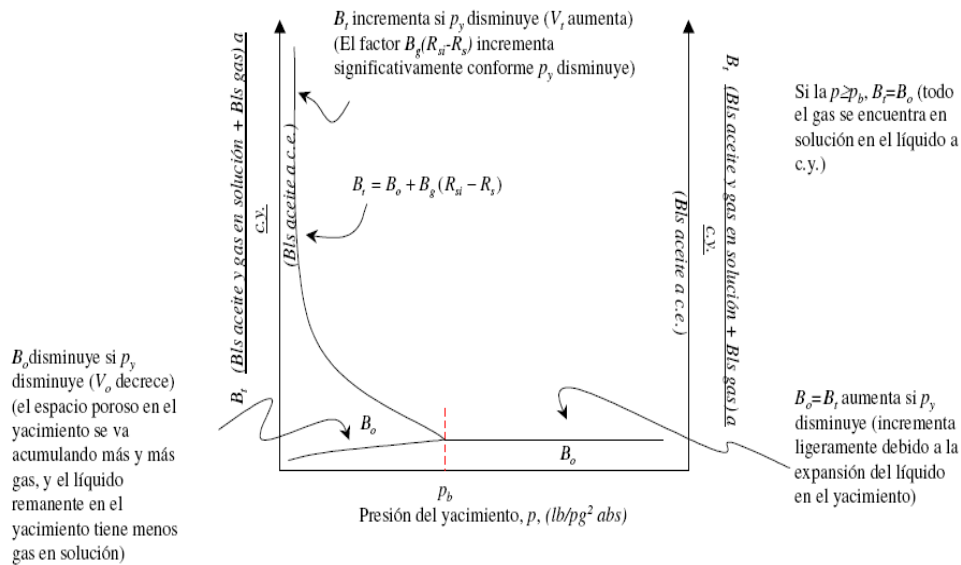


Figura 1.10 Comportamiento del B_t y B_o para un aceite negro en función de la presión del yacimiento, de manera isotérmica.

1.1.3.5 Compresibilidad isotérmica del aceite (C_o) y del gas (C_g)

Es el cambio de volumen que sufre el aceite por cada unidad de variación en la presión del yacimiento a temperatura constante, entre su volumen promedio. El cálculo de este cambia en el P_b debido a la liberación del gas disuelto.

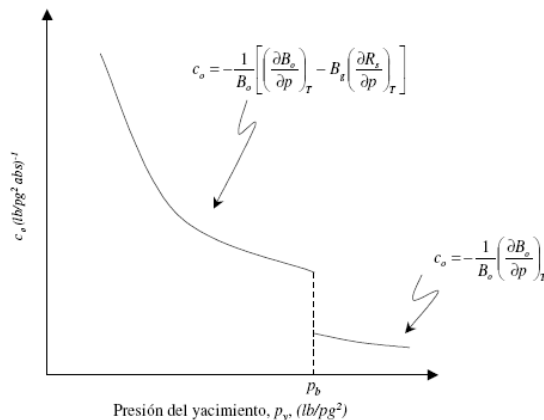


Figura 1.11 Comportamiento de la C_o como una función de la presión del yacimiento a temperatura constante.

Cuando el valor de la presión del yacimiento es mayor que la presión de saturación la compresibilidad del aceite (C_o) se define como la compresibilidad del gas (C_g). Cuando la presión del yacimiento está por debajo de la presión de saturación, el volumen de líquido decrece conforme a la presión; el volumen ocupado que originalmente era en su totalidad líquido, aumenta debido a la liberación del gas disuelto.

En tanto que la compresibilidad del gas (C_g) se define como, el cambio de volumen experimentado por un volumen unitario de gas por cada unidad de variación de presión a una temperatura constante.

La siguiente gráfica expresa el comportamiento del coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas; por cada unidad de presión que incrementa, se observa un decremento en fracción de volumen del gas.

$$C_g \cong -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

Ecuación 1.8 Compresibilidad del gas

.Compresibilidad isotérmica del gas, expresada en función del volumen.

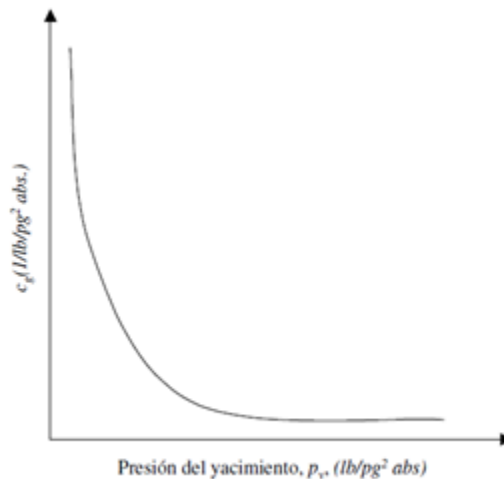


Figura 1.12 Comportamiento del C_g en función de la presión del yacimiento a temperatura constante.

1.1.3.6 Viscosidad del aceite (μ_o) y del gas (μ_g)

La viscosidad del aceite es la medida de resistencia que opone el aceite a fluir y varía con respecto a la temperatura y la presión. Se utiliza ampliamente en diferentes aspectos técnicos y operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica, como en el cálculo del índice de productividad y comportamiento de afluencia, diseño de bombas y tuberías, cálculos de reservas, determinación de la calidad del aceite, etcétera.

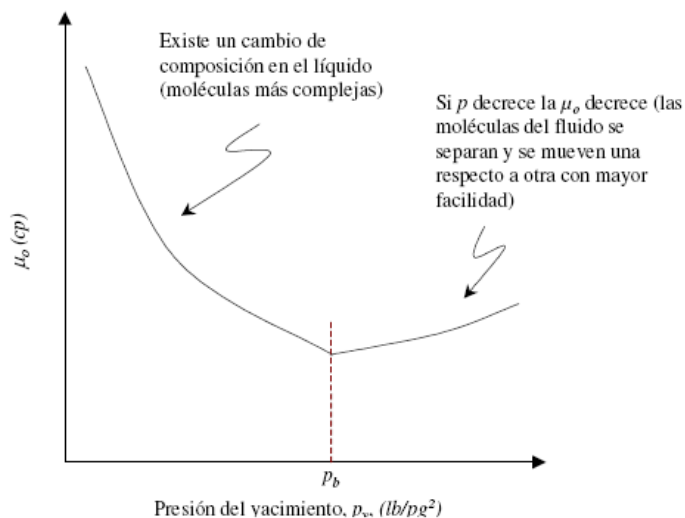


Figura 1.13 Variación de la viscosidad del aceite en función de la presión y temperatura en el yacimiento.

Como se aprecia en la fig. 1.13, la viscosidad del aceite disminuye conforme aumenta la presión hasta la P_b debido a la compresión de las moléculas, después de la P_b la viscosidad del aceite aumenta debido a la disminución en la densidad del aceite gracias a la liberación del gas disuelto.

Al igual que en el aceite, la viscosidad del gas indica la resistencia al flujo que presenta el gas. Generalmente se incrementa si aumenta la presión, con excepción de valores muy bajos de presión en donde la viscosidad es independiente del valor de presión.

A diferencia de los líquidos, para valores de presión bajos, la viscosidad del gas incrementa conforme la temperatura se incrementa, y viceversa, a presiones altas la viscosidad del gas disminuye conforme la temperatura aumenta.

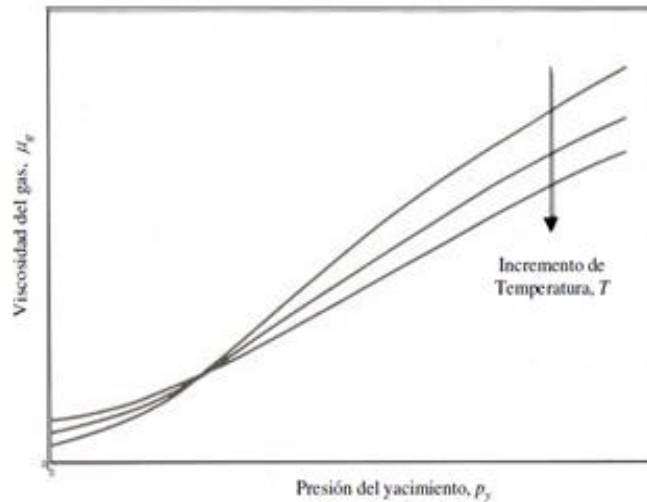


Figura 1.14 Comportamiento de la viscosidad del gas como función de la presión con tres valores de temperatura.

El fluido que siempre se encontrará junto con los hidrocarburos en un medio poroso es el agua congénita, agua de formación o agua intersticial. El conocimiento de sus propiedades es de suma importancia porque constituyen gran parte de los parámetros que se necesitan conocer de un yacimiento.

Las propiedades que se deben conocer del agua congénita son:

- Densidad.
- Composición.
- Factor de volumen.
- Viscosidad.
- Compresibilidad.
- Tensión interfacial agua/hidrocarburos.
- Solubilidad con hidrocarburos.

1.1.4 Propiedades de la roca

Para describir y entender el comportamiento e interacciones de la roca con los fluidos durante la explotación de un yacimiento, es necesario conocer las atribuciones físicas que posee.

Las propiedades que determinan el comportamiento de la roca son:

- Porosidad (total, interconectada, potencial, efectiva)

- Permeabilidad (absoluta, efectiva, relativa)
- Saturación
- Resistividad
- Mojabilidad

1.1.4.1 Porosidad

Se define como la relación del volumen de huecos, espacios o poros de un material poroso (roca) con respecto a su volumen expresada en fracción o porcentaje. Existen diferentes tipos de porosidad:

- a) Porosidad absoluta: considera el volumen de poros total de la roca, despreciando si están o no interconectados.
- b) Porosidad efectiva: es la relación del volumen poroso interconectado con respecto al volumen total de roca. Este tipo de porosidad es la que da un parámetro de la capacidad de la roca para dejar pasar los fluidos a través de ella.
- c) Porosidad primaria: es la que se genera en el momento del depósito de sedimentos y que se mantiene aún después del proceso de litificación de estos.
- d) Porosidad secundaria: se genera a través de procesos que alteran a la roca, los más comunes son fracturamiento, dolomitización y disolución.
- e) Porosidad total: es el volumen total de los poros presentes en un volumen de roca. Incluye a los poros que no están interconectados entre sí.

1.1.4.2 Permeabilidad

Se define como la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos a través de ella. Existen tres tipos de permeabilidad: absoluta, efectiva y relativa. Permeabilidad absoluta hace referencia a la facilidad de flujo de un fluido que satura al 100% a un medio poroso, que depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.

La permeabilidad efectiva a un fluido indica la facilidad con que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando no se satura al 100%. Se identifican tres tipos de permeabilidad efectiva: permeabilidad efectiva al gas, permeabilidad efectiva al aceite y permeabilidad efectiva al agua.

Por otra parte, la permeabilidad relativa a un fluido es la capacidad de flujo de un determinado fluido con respecto a la máxima capacidad de flujo en el medio poroso. Es decir, es la relación de la permeabilidad efectiva a un fluido entre la permeabilidad absoluta de un medio poroso.

1.1.4.3 Saturación

Se define como el volumen de poros de una roca (expresado en fracción) que se encuentra ocupado con un fluido (aceite, agua o gas).

Se determina al dividir el volumen del fluido a condiciones del medio poroso entre el volumen de poros intercomunicados presentes en el.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots \text{ecuación 1.8.}$$

Donde: V_f es el volumen de fluido a condiciones del medio poroso.

V_p es el volumen de poros intercomunicados.

Existen dos tipos de saturación: de agua y de hidrocarburos. La de agua puede ser de agua congénita, crítica, inicial, intergranular, intersticial, irreductible, final y residual. Por su parte, la de hidrocarburos se divide en: crítica, inicial, final y residual. En un yacimiento, el espacio poroso siempre estará saturado con algún fluido como el aceite, agua, gas o la combinación de ellos.

1.1.4.4 Resistividad

Es la medida de la oposición que presenta una sustancia o material al paso de la corriente eléctrica. El valor de la resistividad de la roca depende de la cantidad de agua presente en los poros, de la mojabilidad, de la temperatura, de la litología, de la presión y de la textura de la roca.

Aunque no precisamente se le considera como una propiedad petrofísica, determinar su valor es de gran importancia para conocer el grado de saturación de agua mediante el análisis de registros eléctricos, además de que también ayuda a determinar el factor de formación.

Al valor de saturación de una roca saturada 100% de agua se le denomina R_o y matemáticamente se expresa como:

$$R_o = f(R_w, \Phi) \dots \text{ecuación 1.9}$$

Dónde: R_w es la resistividad del agua en Ω -m.

Φ es el valor de porosidad expresada en fracción.

Por lo que R_o se encuentra relacionado con R_w por un factor de formación F :

$$R_o = F * R_w \dots \text{ecuación 1.10.}$$

Archie determinó un valor de F para diferentes tipos de roca mediante el análisis de muestras en el laboratorio, y determinó la siguiente relación:

$$F = a / \Phi^m$$

Ecuación 1.9 Ecuación general de Archie

$$F = 1 / \Phi^2$$

Ecuación 1.10 Ecuación de Archie para carbonatos

$$F = 0.62 / \Phi^{2.15}$$

Ecuación 1.11 Ecuación de Archie para formaciones suaves

$$F = 0.81 / \Phi^2$$

Ecuación 1.12 Ecuación de Archie para arenas

1.1.4.5 Mojabilidad

Este fenómeno es de gran importancia para determinar el flujo de aceite a través de un medio poroso. La mojabilidad de la formación define numerosos aspectos de su desempeño, particularmente la selección y aplicación de técnicas de recuperación secundaria y mejorada, por lo que es determinante para maximizar la recuperación de hidrocarburos.

La mojabilidad define la preferencia de un material (medio poroso) por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Si la roca es mojable por agua, la permeabilidad al aceite es mucho mayor que cuando la roca es mojable por aceite, ya que las gotas de aceite se concentran en el centro de los poros; esto se debe a que la fase mojante se adhiere a la roca, lo que disminuye su movilidad. En el caso contrario, el aceite es el que se adhiere a las paredes en los poros y el agua permanece en el centro. Hay un tercer escenario, se dice que existe mojabilidad mixta cuando el aceite desplaza al agua de algunas superficies pero aun así algunos poros siguen siendo mojados por agua, por lo que el aceite permanece en el centro de ellos.

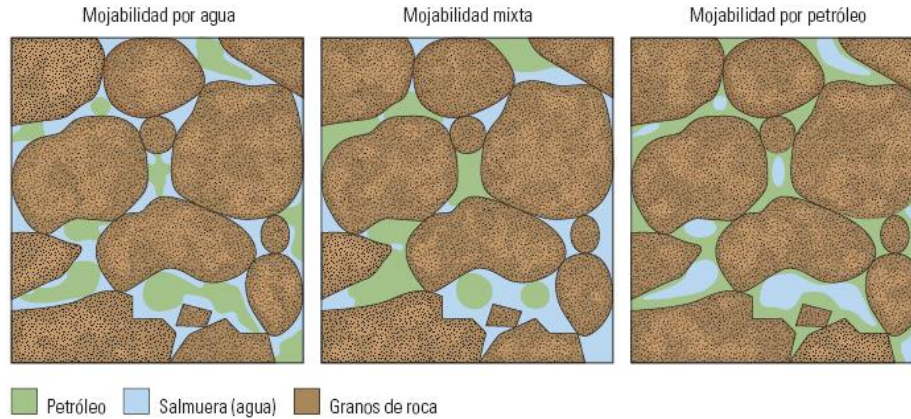


Figura 1.15 Escenarios de mojabilidad en un medio poroso

La mayor parte de los yacimientos son mojados por agua antes de que los hidrocarburos comiencen a migrar y presentan una zona de transición larga, en esta zona la saturación va cambiando gradualmente desde que el aceite predomina y agua irreductible en el tope de la zona de transición hasta presencia total de agua en la base; para los yacimientos mojados por aceite, el perfil de saturación es distinto, porque se presenta la máxima saturación de aceite en dirección a la base del yacimiento. Por ello, para una mejor producción del yacimiento es conveniente que la roca se mojada por agua para incrementar la movilidad del aceite a través de ella.

1.1.4.6 Presión capilar

De manera normal los fluidos no son miscibles entre sí, por ello al ponerlos en contacto exhiben una interfase, que presenta un presión diferencial a su alrededor. Esta diferencia de presión entre ambas fases (aceite y agua) es lo que se conoce como presión capilar.

La presión capilar se define comúnmente como la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Ecuación 1.13 Presión Capilar mojante – no mojante

En el caso particular del agua y aceite:

$$P_c = P_o - P_w$$

Ecuación 1.14 Presión Capilar para agua y aceite

$$P_c = (\rho_o - \rho_w)gh$$

Ecuación 1.15 Presión Capilar

Donde: P_o y P_w son las presiones del aceite y del agua.

ρ_o y ρ_w son las densidades del aceite y del agua.
g y h son la gravedad y altura respectivamente.

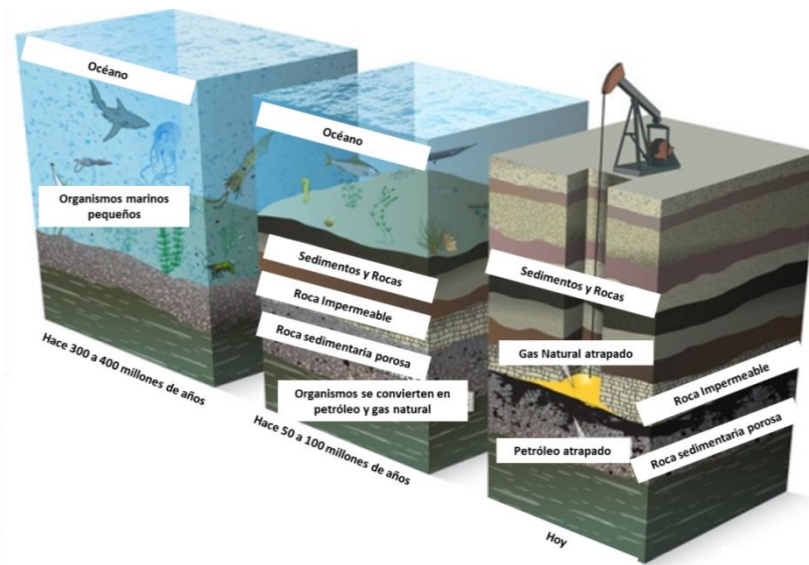
1.2 Ciclo de vida de un yacimiento petrolero

Como todo recurso no renovable, todos los pozos, yacimientos y campos petroleros tienen también su ciclo de vida, comenzando desde antes que inicie la búsqueda de los hidrocarburos. Tiene origen con la formación de los hidrocarburos por la sedimentación de los residuos orgánicos y su sello por otros que cae sobre estos para continuar con la sedimentación de rocas que darán las condiciones de presión y temperatura necesarias

para la formación de los hidrocarburos; seguido de esto, los hidrocarburos migran a diferentes partes, una de las cuales podría ser la denominada trampa petrolera de donde serán extraídos los hidrocarburos en el futuro hasta un límite económico en el que la zona es abandonada y queda en espera del avance de la tecnología para poder ser recuperado con nuevos métodos que sean económicamente rentables.

1.2.1 Acumulación y formación del crudo

Existen diferentes teorías acerca de la génesis de los hidrocarburos, pero la más ampliamente aceptada es la teoría orgánica, la cual estipula que el aceite crudo es formado de materia orgánica que ha sido depositada y enterrada en diferentes ambientes de deposición, por ejemplo en el fondo del océano, en arcillas y lodos, etc. Cuando estos estratos de materia orgánica son sometidos a altas temperaturas y presiones, el aceite crudo es formado.



La teoría inorgánica que según los trabajos de Berthelot (1866), Mendeleiev (1897), y Moissan (1902), la formación de los aceites minerales es consecuencia de la descomposición de carburos muy profundos que reaccionan con agua. El agua migrante que llega a encontrar carburos presentes en estratos profundos del subsuelo, provoca una reacción que da como resultado los hidrocarburos saturados, cada vez más complejos.

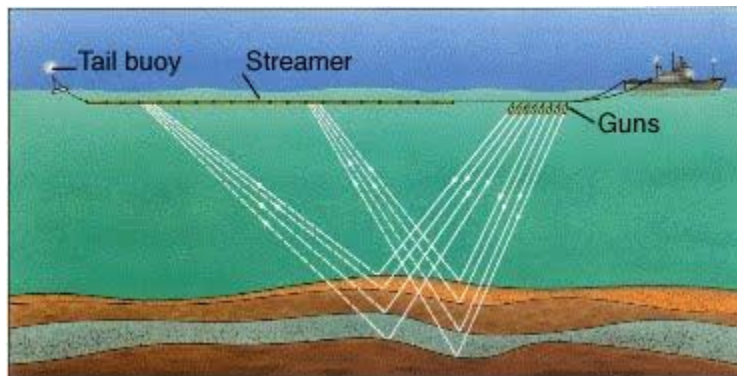
Algunos otros geólogos han tenido la idea de atribuir también la generación de hidrocarburos a procesos volcánicos debido a los residuos de hidrocarburos encontrados en los restos de terrenos eruptivos. De igual forma, se ha comprobado que en el curso de las erupciones, existe un desarrollo de hidrocarburos gaseosos que podrían polimerizarse en el curso de algunos fenómenos post volcánicos. Aunque esta hipótesis deja de lado la descomposición de los hidrocarburos por la temperatura manejadas en estos ambientes.

La teoría micro orgánica dice que es probable que la génesis del petróleo derivase, por lo menos en alguna medida, de formas animales y vegetales primitivas como algas, diatomeas y protozoarios. La descomposición por el agua del plancton marino de las profundidades constituido por plantas y animales microscópicos, podría proporcionar petróleo en ciertas condiciones. Lo que parece confirmar esta idea es la coexistencia de antiguas líneas costeras o de formaciones marinas, con ciertos yacimientos.

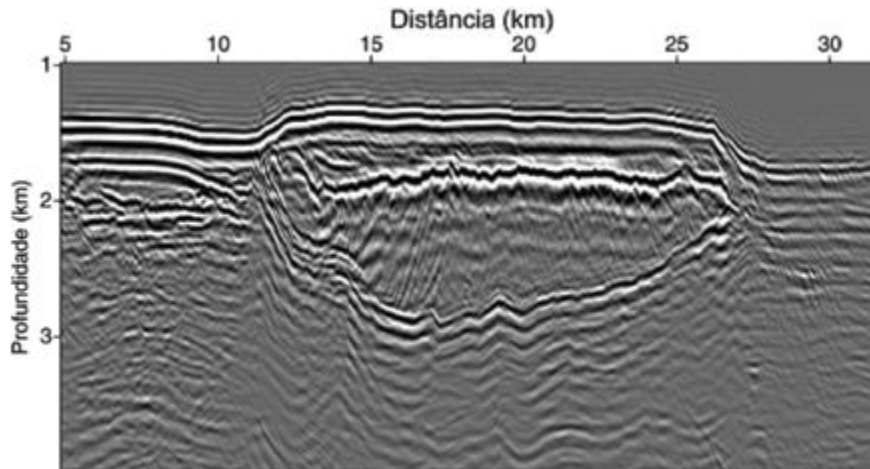
La mezcla de aceite crudo, gas natural y agua salada migra muy lentamente a través de las zonas porosas permeables de las rocas durante algunos miles de años, teniendo esta migración generalmente dos diferentes resultados; Puede migrar hasta llegar a la superficie a veces formando lo que se conoce como chapopoterías u otras formas de manifestaciones, o puede navegar entre las rocas hasta encontrar una roca con una porosidad y permeabilidad que no le permita continuar viajando, así que comienza a acumularse debajo de esta roca sello. A este arreglo entre una roca almacenadora y roca sello en las cuales se acumulan los hidrocarburos, se le conoce como trampa petrolera.

1.2.2 Levantamientos geológicos

Buscar hidrocarburos es un proceso complicado. Primeramente, mapas y modelos geológicos y geofísicos de un área deben ser preparados usando diferentes métodos directos e indirectos, siendo uno de los más comunes la sísmica. En este método se preparan en la superficie, ya sea marítima o terrestre, diferentes equipos de recepción colocados estratégicamente para poder interpretar las señales lo más claramente posible. Una vez instalados los geófonos, se detonan ya sean las cargas explosivas u otros métodos de percusión según sea el caso y estos generan ondas sonoras que viajan a través de las diferentes capas del subsuelo. Con cada cambio en el tipo de roca, un diferente tiempo de retorno es calculado por los instrumentos de audición y así, es posible determinar los grosores y cambios de facies de los estratos del subsuelo. Se puede recurrir a otros métodos tales como la gravimetría o magnetometría.



Toda la información recabada durante estos estudios, sirve para poder recrear un modelo geológico de la zona de interés y poder escoger el lugar de perforación con la mayor probabilidad de éxito. Cabe resaltar que nunca se sabe a ciencia cierta si se encontrarán hidrocarburos en algún lugar hasta perforar y llegar a ellos, y aún después de esto, debemos esperar que las condiciones en las que se encuentran, sean económicamente rentables. Estos estudios se hacen con un grupo multidisciplinario en el que intervienen geólogos, geofísicos, petroleros y otros especialistas.



1.2.3 Perforación exploratoria y delimitación

Teniendo seleccionadas las zonas con los más altos índices de probabilidad de éxito. Se perfora un pozo exploratorio que puede tardar de uno y medio a tres meses dependiendo de diferentes factores como el tipo de roca, localización, disponibilidad de equipo, etc. Las muestras recolectadas son analizadas continuamente durante la perforación para ir generando una columna geológica que nos indica en qué edad geológica nos encontramos, esto es importante para poder correlacionar y saber con qué tipos de roca podríamos encontrarnos.

Si aceite o gas son descubiertos, se realizan diferentes tipos de estudios al aceite y al pozo para conocer su presión temperatura y capacidades, también se perforan pozos delimitadores para determinar la extensión del yacimiento encontrado. La información obtenida de la perforación es analizada y se hacen cálculos para determinar el volumen de aceite que está contenido en el yacimiento y así poder saber si es o no económicamente rentable el desarrollo de este para producción. Puede tomar de cuatro a diez años desde el momento en que es descubierto el hidrocarburo hasta el primer día que comienza la producción de un campo. Una vez que se han descubierto estos hidrocarburos, una compañía puede definirlos como recursos contingentes.

1.2.4 Producción y plan de desarrollo

Una vez que la operadora ha decidido desarrollar un campo, se crea un plan de producción y desarrollo. Un campo debe ser capaz de producir durante varios años

incluso durante tiempos en los que el precio del aceite es bajo. La petrolera busca entonces soluciones operativas y de desarrollo que reduzcan los costos de todo el proceso. Unidades de producción flotantes, reúso de instalaciones y soluciones submarinas que contribuyan a minimizar los costos resultan en una mayor ganancia y por lo tanto incrementan las oportunidades de desarrollo de descubrimientos de aceite menores. Las autoridades del país deben aprobar el plan de producción y desarrollo. Una vez aprobado, una licencia de plan de desarrollo es concedido. Una vez tomada la decisión de desarrollar un campo, el aceite puede ser definido como reservas.

1.2.5 Desarrollo del campo.

Antes de que el campo sea desarrollado, los materiales y servicios deben ser producidos y todo debe ser instalado. Un sistema para transportar el aceite producido debe ser construido. Esto se puede llevar a cabo por la misma operadora o por compañías de servicios. Los pozos de producción pueden ser perforados horizontal o verticalmente. Hasta cuarenta pozos pueden cubrir un área de más de diez kilómetros cuadrados. Una vez que se ha concluido la perforación, las instalaciones son probadas y ajustadas para alcanzar un ritmo de producción estable. Toma alrededor de un año desarrollar un campo en tierra y alrededor de tres a siete años costa fuera, dependiendo del tamaño del campo.

1.2.6 Producción y ventas.

Cuando un campo ha comenzado la producción, la producción es normalmente incrementada por cierto periodo de tiempo hasta que se alcanza el pico de producción. Usualmente la compañía puede mantener este nivel por un periodo antes de que la producción comience a declinar naturalmente. Esto es llamado declinamiento natural de la presión del yacimiento que continúa hasta que el campo es cerrado debido a la baja producción. Cuando la producción decrece, una medida puede ser la perforación de pozos de inyección e inyectar agua o gas al yacimiento para aumentar la presión, o instalar equipos de bombeo. Una medida a un plazo mayor de tiempo puede ser perforar nuevos pozos de producción en yacimientos vecinos y conectar estos a las instalaciones de producción. Esta es una manera de prolongar la vida de un campo.

1.2.7 Abandono del campo

Una vez que un campo no aporta una cantidad de aceite que justifique continuar con las operaciones, la compañía es obligada a taponar los pozos, dismantelar y remover todos los equipos del sitio y restaurar el área de ser necesario.

1.3 Panorama energético actual de México (aceite y gas)

Los hidrocarburos son la fuente de energía más importante para nuestro país actualmente, al ser recursos no renovables su aprovechamiento debe optimizarse al máximo en los procesos involucrados para su producción, distribución y consumo para obtener los mayores beneficios. México tiene uno de sus retos más grandes en poder contar con energía cada vez más barata y más limpia, y en últimos años se ha identificado el gran potencial que se tiene para mejorar en cuanto a eficiencia energética se refiere, por lo que se han puesto en marcha diferentes acciones y políticas públicas que potencialicen el funcionamiento del sector energético para agilizarlo y dotarlo de la capacidad de adaptar su oferta a la demanda de productos de mayor calidad a precios competitivos.

En este contexto, el interés que se ha puesto en actividades exploratorias permitió detener la disminución de las reservas ya que para 2013 se restituyeron las reservas probadas en una tasa igual o mayor al 100%.

Esto refleja el incremento en la investigación y desarrollo tecnológico, derivado de las condiciones actuales que enfocan gran parte de las actividades al desarrollo de recursos no convencionales.

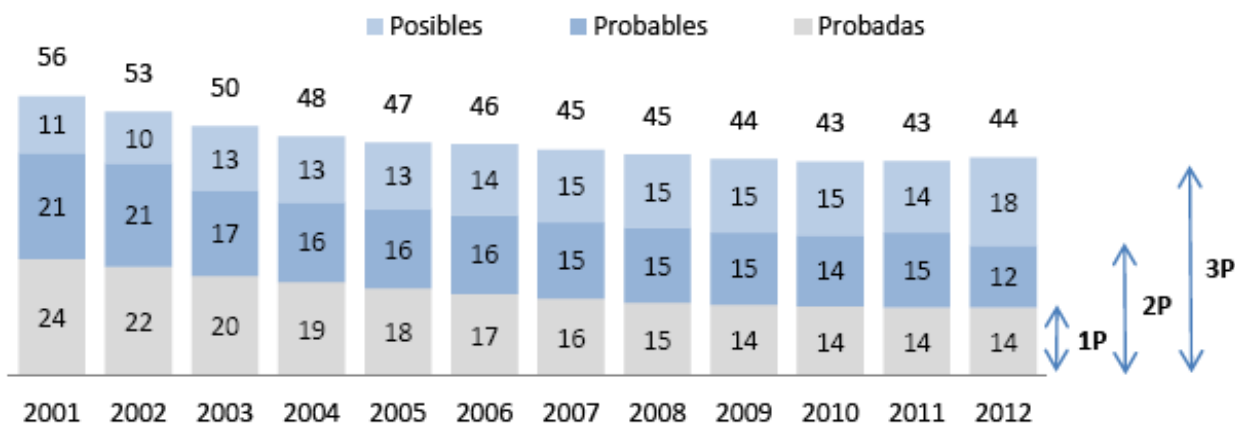


Figura 1.16 Reservas de hidrocarburos totales al 31 de diciembre de 2012

Como consecuencia de la declinación natural de los campos maduros, México a perdido su posición dentro de los países con mayor producción de crudo cayendo del sexto al noveno lugar de 2004 a 2012. Esta caída se ha visto disminuida por la mayor inversión

que, desde 2005, se ha enfocado a las actividades de exploración y producción, alcanzando los niveles mas altos de la historia.

Durante el periodo de enero a septiembre de 2013 se adquirieron mas de 12,114 kilómetros cuadrados de sísmica 3D enfocada en su mayoría al Golfo de México Profundo, 2,512.2 kilómetros de información sísmica 2D principalmente de la Región Norte y se terminaron 631 pozos, 20 pozos son exploratorios con éxito geológico promedio de 60% y 611 de desarrollo, como resultado de las actividades de perforación en los activos de Burgos, Poza Rica-Altamira y Samaria-Luna.

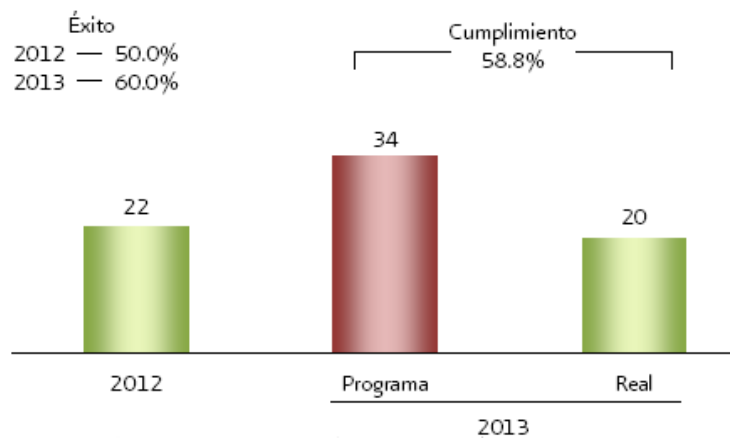


Figura 1.17 Pozos exploratorios terminados durante 2012 y al 30 de septiembre de 2013 Nota: No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados

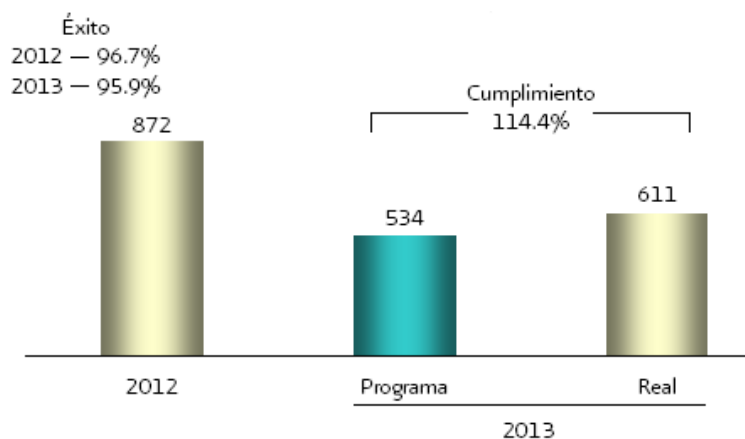


Figura 1.18 Pozos de desarrollo terminados durante el año 2012 y al 30 de septiembre de 2013

También destaca la terminación de 86 pozos de desarrollo no convencionales (todos horizontales) situados en los Activos Poza Rica-Altamira (44), Aceite Terciario del Golfo (31), Burgos (5), Samaria-Luna (3), Bellota-Jujo (1), Macuspana-Muspac (1) y Cantarell (1).

Es necesario continuar con importantes inversiones para sostener el ritmo de producción y respaldar con la energía que el país demanda día a día. Las reservas cobran con ello, una gran relevancia ya que con ellas se hace frente a los retos futuros y son la base de la riqueza petrolera mexicana. Por eso, es necesario priorizar y definir las zonas a explorar, así como el alcance y la forma de llevar a cabo las actividades de exploración y desarrollo de los recursos descubiertos. Se debe reducir el tiempo comprendido entre el descubrimiento y la producción de un campo nuevo, ya que actualmente ese lapso de tiempo es de cinco años.

Con la ayuda de estudios geológicos y geofísicos, se estima la presencia de amplios recursos prospectivos y contingentes de hidrocarburos en México, por ello hay que incrementar y orientar los esfuerzos para encontrarlos y convertirlos en reservas ya que su valor se estima en 54.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En la mayoría de los casos, la explotación de estos recursos representa dificultades técnicas y operativas, lo que impide alcanzar los niveles de eficiencia y seguridad estándares en la industria. Desde que se identificaron los recursos prospectivos, se han acelerado las actividades para generar mayor conocimiento de las áreas con gran potencial y poder concluir con éxito las actividades de exploración de estas áreas con recursos considerados de “alto riesgo”.

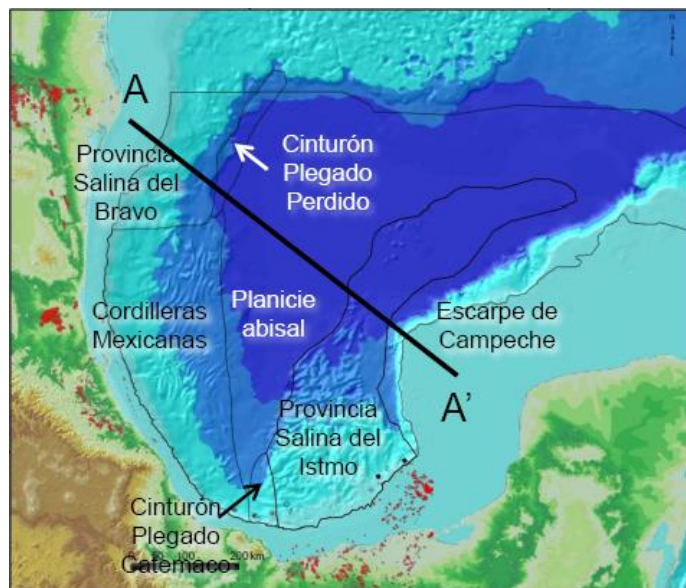


Figura 1.19 Golfo de México Profundo

La zona en donde se han estimado la mayor parte de los recursos prospectivos es en aguas profundas, lo que derivó en dividir al Golfo de México en siete provincias

geológicas : Cinturón Plegado de Catemaco, Salinas del Istmo, Cinturón Plegado Perdido, Escarpe de Campeche, Cordilleras Mexicanas, Salina del Bravo y Planicie Abisal. Por esto, desde 2008 se iniciaron actividades para desarrollar los proyectos exploratorios de Golfo de México Sur, Golfo de México B y el Área de Perdido.

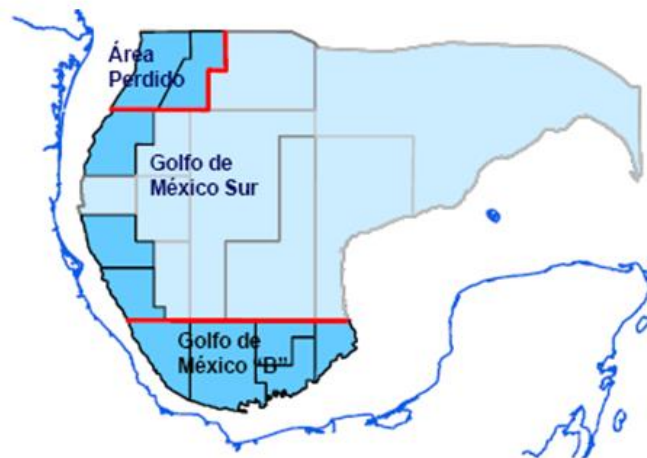


Figura 1.20 Proyectos exploratorios Área Perdido, Golfo de México Sur y Golfo de México B

Las actividades en aguas profundas se concretan en 25 pozos terminados con el 56% de éxito exploratorio, y con importantes descubrimientos de aceite ligero en el Área Perdido.

En el caso de los recursos prospectivos no convencionales, particularmente hidrocarburos de lutitas, se ha estimado un volumen de 60.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de los que el 53% corresponden a aceite y 47% a gas húmedo y gas seco. Se continúa trabajando en la adquisición de información sísmica 3D para tener una mayor certidumbre de dichas estimaciones y así, programar la perforación de pozos exploratorios. Como consecuencia de la declinación natural de campos maduros y principalmente de Cantarell, a partir de 2005 la producción de crudo ha disminuido. En contraste, la producción de gas aumentó por la implementación de estrategias que han promovido actividades de exploración y desarrollo de campos de gas no asociado hasta el año 2009, donde comenzó a registrar una reducción debido, principalmente, al precio de este hidrocarburo en el mercado internacional.

Por ello, Pemex se fijó la meta de sostener e incrementar actividades de descubrimiento, desarrollo y producción, manteniendo niveles competitivos en su costo. Se ha logrado mantener la producción promedio con ligeras variaciones del orden de 1%, para aceite el ritmo de producción se encuentra entre 2.6 y 2.9 millones de barriles diarios mientras que para el gas natural oscila entre 5.6 y 6.3 miles de millones de pies cúbicos diarios, promedio que pretende mantener en el lapso 2013-2017. En el periodo de enero a septiembre de 2013 la producción de crudo tuvo un valor promedio de 2,521.7 miles de

barriles por día, 21.9 miles de barriles diarios menor respecto al mismo periodo en el año anterior que representa una caída del 0.9% de la producción diaria de aceite. Esto se debe, principalmente, a la declinación natural e incremento en el flujo de agua en activos como Samaria-Luna, Litoral de Tabasco y Cantarell.

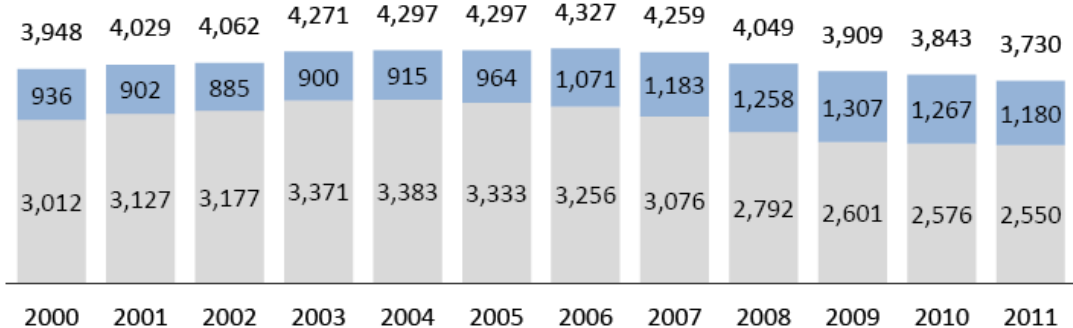


Figura 1.21 Producción total de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2011

Desde enero hasta el mes de septiembre de 2013 la extracción de crudo pesado fue de 1,371 mil barriles por día, 1.1% menor al mismo periodo del año anterior debido principalmente a la baja de la producción en Cantarell; por otra parte, la producción de crudo ligero se ubicó en 841.1 miles de barriles diarios que representó un incremento de 1.4% respecto al mismo lapso de tiempo en el año anterior; para el crudo superligero se produjeron 309.7 miles de barriles diarios, disminuyendo en 5.5% con respecto a los primeros nueve meses del año 2012.

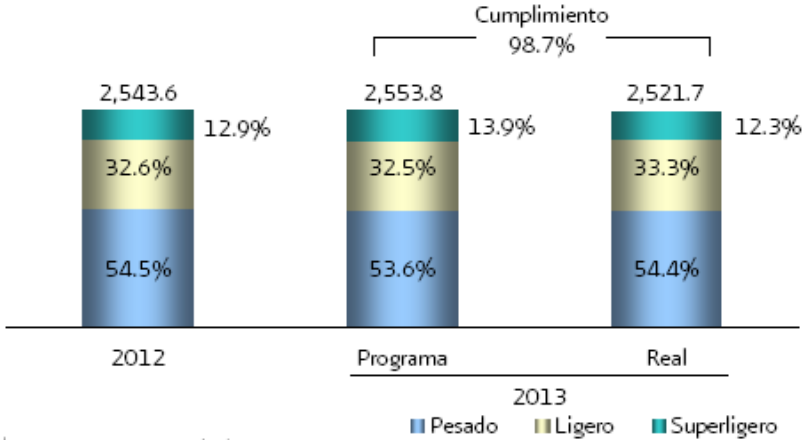


Figura 1.22 Producción total de aceite (mbpd) en 2012 y al 30 de septiembre de 2013

Durante el periodo enero-septiembre de 2013, la producción de gas natural disminuyó 0.6% respecto al año anterior ubicandose en 6,355.1 millones de pies cúbicos por día que incluyen 701.5 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno asociado a la producción. Se registró un incremento en la producción en la region marina Noreste y en la Suroeste, mientras que en las regiones Norte y Sur el escenario fue opuesto.

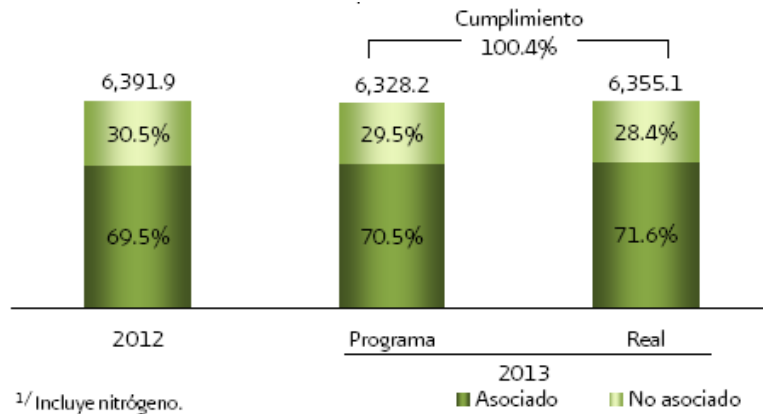


Figura 1.23 Producción total de gas (mmpcd) en 2012 y al 30 de septiembre de 2013

En cuanto al procesamiento del gas natural, en los primeros nueve meses del 2013 se tuvo un promedio de 4,401.7 millones de pies cúbicos por día de los cuales el 75% corresponde a gas húmedo amargo y el 25% a gas húmedo dulce. Esta cifra es menor en 1.4% respecto a la del año anterior, debido fundamentalmente a la disponibilidad menor de gas húmedo amargo proveniente del sureste. La producción de gas licuado elaborado en los complejos procesadores se registró en 177.5 miles de barriles al día, cifra 1.3% menor al año anterior, debido a la baja en la recepción de gas húmedo amargo del sureste y de condensados.

De enero a septiembre de 2013, el gas seco alcanzó la cifra de 3,704.6 millones de pies cúbicos producidos al día; esto consecuencia del incremento en la producción de gas húmedo dulce en la cuenca de Burgos.

En este contexto, la producción de gas natural toma una importancia especial. Desde hace mas de diez años, el sector eléctrico nacional ha basado su expansión en la operación de plantas de ciclo combinado en base a gas natural, para aprovechar las mayores ventajas y eficiencias que ofrecen estas plantas, y la disminución en el impacto ambiental.

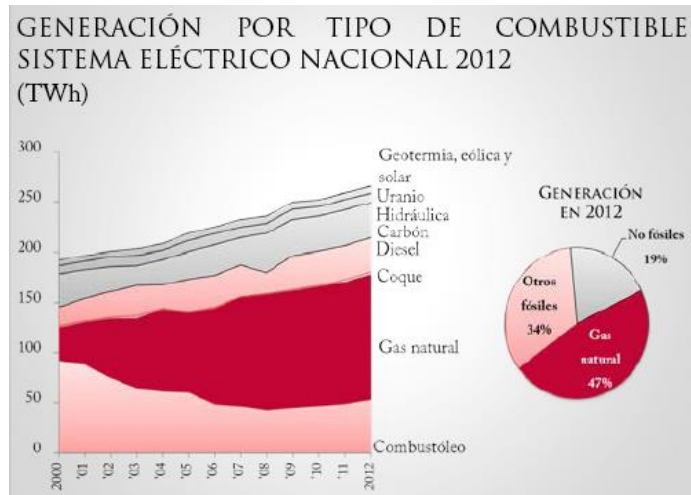


Figura 1.24 Generación de energía eléctrica con base al tipo de combustible empleado

Esta expansión debe ser acompañada por la mayor disponibilidad y calidad de gas natural, además de un incremento en la infraestructura para su transporte. La planeación eléctrica nacional se realiza actualmente bajo el criterio de mínimo costo, por lo que el crecimiento del empleo plantas de ciclos combinados con base en gas natural rebasaría el 100% con respecto al año 2010.

Este escenario, debe ser respaldado por una producción adecuada y autónoma de gas, para que México no se convierta en un importador neto de este combustible y se exponga a la volatilidad de los precios o demás factores políticos y sociales.



Figura 1.25 Escenario para la generación de energía eléctrica al 2027

1.4 Recuperación Mejorada

Generalmente se dice que los hidrocarburos que requieren tecnologías de producción con una marcada diferencia con respecto a las prácticas más comunes de explotación son considerados como no convencionales. Según el “Petroleum Resources Management System” (Marzo, 2007) aprobado por la SPE, la definición de recursos convencionales y no convencionales son:

Recursos convencionales: existen en acumulaciones discretas de petróleo relacionados con una característica estructural geológica y/o condición estratigráfica, típicamente con cada acumulación limitada por un contacto descendente con un acuífero y que están afectados significativamente por las influencias hidrodinámicas como la flotabilidad del petróleo en el agua. El petróleo se recupera a través de los pozos y típicamente requiere un mínimo de procesamiento antes de su venta.

Recursos no convencionales: existen en las acumulaciones de petróleo que son dominantes a lo largo de un área grande y que no se afectan significativamente por influencias hidrodinámicas (también llamada “depósitos de tipo continuo”). Generalmente dichas acumulaciones requieren tecnología especializada de extracción y el petróleo extraído puede necesitar procesamiento significativo antes de la venta.

También existen otros criterios para hacer dicha separación, algunos expertos toman como parámetro a la densidad API, otros la viscosidad del aceite y también hay quienes consideran la permeabilidad de la formación que contiene a los hidrocarburos (es el caso de shale oil y shale gas). La realidad, es que la producción de hidrocarburos de fácil acceso o convencionales tiene una clara tendencia a disminuir por lo que la incorporación de recursos no convencionales, sumada a los nuevos descubrimientos, tiene gran importancia.

La aportación de la Recuperación mejorada (EOR por sus siglas en inglés) a la producción mundial en el futuro será fundamental para mantener e incrementar la tasa actual, esto hace que el desarrollo tecnológico en las técnicas y métodos de recuperación de los hidrocarburos avancen constantemente para poder incorporarlos a esquemas de Recuperación Avanzada (IOR por sus siglas en inglés). Históricamente los procesos de recuperación se han separado en tres categorías: Primaria, Secundaria y Terciaria.

En la etapa de recuperación primaria los hidrocarburos son producidos por la energía propia del yacimiento, que está gobernada por las fuerzas que influyen en el movimiento de los fluidos a través de la roca: capilares, viscosas y gravitacionales, y por el comportamiento del yacimiento debido a sus características geológicas, mecánica de fluidos, tipo de empuje y propiedades del sistema roca-fluidos. A medida que esta energía (presión) disminuye al punto de no ser capaz de moverlos hacia los pozos productores, otro tipo de fluidos (agua o gas) pueden ser inyectados para incrementar la presión en el yacimiento.

Para llevar a cabo las operaciones de inyección se requiere que algunos pozos se adecuen y pasen de ser productores a inyectoras, una vez que comienzan a inyectarse fluidos para mantener la presión del yacimiento, se dice que comienza la etapa de recuperación secundaria. En esta etapa se desea sustituir de manera total o parcial, un mecanismo primario de producción por uno que logre un desplazamiento inmisible entre los hidrocarburos y los fluidos inyectados (comúnmente agua), llegando a tener factores de recuperación de hasta un 70% del volumen original in situ. [“El Futuro de la Producción de Aceite en México, Recuperación Avanzada y Mejorada”, CNH. 2012. Pág. 24].

Cuando se pasa a una etapa de producción donde pueden emplearse gases de forma miscible, energía térmica y/o productos químicos para una producción adicional de aceite, se hace referencia a un proceso de Recuperación Terciaria o Mejorada; estos métodos hacen posible que volúmenes de aceite, que no son viables económicamente por métodos convencionales, puedan ser extraídos del yacimiento siempre y cuando su precio sea alto debido a que los costos de su implementación son elevados. Involucra técnicas y prácticas para inyectar materiales al yacimiento que no se encuentran en él en condiciones normales, o también, materiales que puedan encontrarse en el yacimiento pero que deben ser inyectados a condiciones muy específicas para crear una alteración en el comportamiento de los fluidos, tanto físico como químico.

Para poder aplicar los métodos de EOR los hidrocarburos no deben tener características físico-químicas limitadas, por el contrario, estas técnicas pueden aplicarse para crudos volátiles de baja viscosidad y alta gravedad API hasta aceites con gravedad API muy baja y con alta viscosidad; así mismo, los yacimientos pueden tener características geológicas muy diversas: yacimientos carbonatados de profundidad considerable y baja permeabilidad, hasta yacimientos someros de arenas. Lo que toma relevancia entonces, son las condiciones a las que se encuentra el aceite en el yacimiento: distribución, saturación y composición, por mencionar las más significativas.

La implementación de los procesos de EOR requiere de un estudio muy detallado y particular del sistema roca-fluidos, además de tomar en cuenta las operaciones de recuperación primaria y, de ser el caso, secundaria, para diseñar el que proporcione la mayor eficiencia y beneficio económico.

La mayor eficiencia de la Recuperación Mejorada podría obtenerse si se aplicara después de las operaciones primarias de recuperación, ya que la saturación de aceite puede tener un rango de 50% al 60%, en una sola fase continua con condiciones favorables para la producción y poder minimizar el volumen de aceite remanente. Existe una clasificación general para los métodos de Recuperación Mejorada que los separa en dos grupos:

Métodos Térmicos: Inyección de agua caliente, vapor y combustión.

Métodos No-Térmicos: Inyección de polímeros, surfactantes, gases miscibles e inmiscibles.

Generalmente los métodos térmicos se emplean en aceites pesados y extra-pesados, mientras que la inyección de productos químicos y gases para aceites ligeros y medianos.

Por su complejidad, la inyección de químicos tiene un mayor grado de incertidumbre, pero si se diseñan de manera adecuada pueden alcanzar tasas de recuperación excelentes; los métodos térmicos son los de mayor certidumbre, es por esto que cerca del 70% de la producción mundial por EOR proviene de ellos. [“El Futuro de la Producción de Aceite en México, Recuperación Avanzada y Mejorada”, CNH. 2012. Pág. 25].

1.4.1 Recuperación Mejorada por Inyección de Gas

Para implementar un proyecto de inyección de cualquier tipo de fluidos al yacimiento, es necesario un trabajo muy extenso por parte de las áreas de ingeniería de producción y de yacimientos. Estas áreas son las que se encargan del diseño de la inyección y la predicción de su comportamiento.

París de Ferrer ^[1] clasifica en dos grupos a las operaciones de inyección de gas: Inyección de gas interna o dispersa, e inyección de gas externa.

El proceso de inyección de gas interna hace referencia a que el gas se inyecta dentro de la zona de aceite, generalmente se emplea en yacimientos homogéneos con empuje por gas disuelto sin casquete inicial; requiere un número elevado de pozos inyectoros y que la permeabilidad relativa del gas sea baja. En la siguiente tabla se enlistan algunas ventajas y desventajas que ofrece este método.

Ventajas	Desventajas
<p>El volumen de gas inyectado puede optimizarse controlando la producción e inyección de gas.</p> <p>Se puede orientar el gas que se inyecta hacia las zonas más apropiadas.</p>	<p>Se logra una menor eficiencia en el barrido, comparada con la inyección de gas externa.</p> <p>Los pozos de inyección que se requieren hacen que aumenten los costos de operación.</p> <p>A causa del relieve estructural o el drene gravitacional y de la formación de canales por alta velocidad del flujo, la eficiencia en la recuperación puede mejorar poco o nada.</p>

La inyección de gas externa se realiza en el casquete, generalmente en yacimientos donde el empuje predominante es por segregación gravitacional. Se aplica cuando el valor de la permeabilidad vertical es alto (mayor a 200mD) y cuyo relieve estructural sea alto. Las ventajas y desventajas de este método se mencionan a continuación:

Ventajas	Desventajas
<p>Mayores beneficios obtenidos a causa de la segregación gravitacional.</p> <p>Mayor eficiencia en el barrido areal y vertical, comparado con la inyección interna.</p>	<p>Requiere un constante control de la producción del gas libre en la zona de aceite.</p> <p>Es necesaria una buena permeabilidad vertical en el yacimiento.</p> <p>Las barreras de flujo e intercalaciones de</p>

	lutitas, representan un gran obstáculo para la inyección.
--	---

Ya sea interna o externa, la inyección de gas aumenta el flujo de aceite en el yacimiento debido a tres factores principales y que se explican a continuación:

- a) Incremento en la energía del yacimiento. El gas que se inyecta provoca que la energía del yacimiento se incremente, es un efecto transitorio de corta duración sobre todo cuando los periodos en que se realiza la inyección son reducidos.
- b) Disminución de la viscosidad. A causa de la inyección, el gas se disuelve en el crudo reduciendo su viscosidad y aumentando capacidad de flujo, sobretodo en el entorno del pozo inyector formando un banco de aceite de menor viscosidad a su alrededor. Para obtener los mayores beneficios de este mecanismo se debe tener una alta eficiencia en el contacto del gas de inyección con el aceite.
- c) Eliminación de residuos sólidos. El flujo de aceite irá incrementándose conforme los residuos sólidos como asfaltenos y parafinas, se vayan eliminando.

El desplazamiento de aceite que causa la inyección de gas en el yacimiento, se desarrolla mediante procesos de tipo miscible o inmisible. Aunque el gas natural y el aceite son inmiscibles, se presenta una ligera solubilidad que depende directamente de la presión de inyección del gas que da origen a la formación de dos fases, una líquida y una gaseosa separadas por una interfase.

Cuando existe desplazamiento de dos fluidos que son inmiscibles, puede llevarse a cabo de dos maneras:

1. Desplazamiento pistón con fuga: el aceite remanente en la zona invadida presenta cierta movilidad y existe flujo de las dos fases en la zona donde la saturación de aceite es mayor que la saturación residual. Cuando el gas se manifiesta en los pozos productores sigue existiendo un gasto variable de aceite en ellos.
2. Desplazamiento pistón sin fuga: el aceite remanente de la zona invadida no presenta movilidad por lo que se considera como saturación residual y el valor de la saturación de gas es máxima. Se emplea el término de "irrupción" cuando el gas comienza a manifestarse en los pozos productores.

En ambos tipos de desplazamiento, se identifican dos fases. Una fase inicial (antes de la irrupción) responsable de la mayoría de la producción de aceite y que no contiene gas inyectado, y una fase subordinada (después de la irrupción) donde se considera que el gas arrastra aceite por su trayectoria de flujo.

Cuando dos fluidos pueden ser mezclados en la totalidad de sus proporciones y en una sola fase resultante, se considera que son miscibles entre sí. Como la mezcla presenta una sola fase, no existe tensión interfacial entre los fluidos; hablando del caso del aceite en un yacimiento, esto provoca que la saturación de aceite residual se ve reducida al mínimo posible. Algunos fluidos que se emplean en la inyección a yacimientos para el

desplazamiento miscible, se mezclan totalmente con el aceite en el yacimiento formando una mezcla que permanece en una sola fase y se denomina “miscibilidad al primer contacto”. Por otra parte existen fluidos que se inyectan para desplazamientos miscibles y forman una mezcla de dos fases con los fluidos presentes en el yacimiento, presentan una zona de transición desplazante que se caracteriza por la variación de sus componentes, variando desde los componentes del aceite hasta la composición del fluido inyectado. La miscibilidad alcanzada en el contacto del aceite y el fluido inyectado, es provocada por la transferencia de masa *in situ* de sus componentes y se denomina “miscibilidad dinámica” o de “múltiple contacto”. Ambos tipos de desplazamiento, de primer contacto o múltiple contacto, son igual de efectivos en el barrido tanto para formaciones mojadas por agua o por aceite.

Existen varios mecanismos que actúan en la miscibilidad de múltiples contactos para el desplazamiento con gas, su diferencia radica en el análisis de las condiciones de temperatura, presión y composición de los fluidos (inyectado y del yacimiento).

El primer mecanismo es la condensación, en el que la miscibilidad dinámica es el resultado de la transferencia *in situ* de componentes intermedios, en cuanto a su peso molecular, del gas que se inyecta hacia el aceite. Esto resulta en un enriquecimiento del aceite en el yacimiento con componentes intermedios (generalmente de etano a butano), hasta que se logra la miscibilidad con el gas inyectado. En el diseño para efectuar esta operación hay dos variables que pueden ser ajustadas, la composición del gas y la presión del yacimiento; dada la composición del gas que se va a inyectar, existe un valor de presión mínima a la cual se puede alcanzar la miscibilidad dinámica.

El segundo mecanismo para lograr la miscibilidad dinámica es la vaporización *in situ* de los componentes que tienen un peso molecular intermedio; la vaporización se efectúa del aceite en el yacimiento hacia el gas de inyección, creando una zona de transición miscible. En este proceso se puede emplear gas de combustión, gas natural o nitrógeno, incluso el CO₂ logra la vaporización de componentes del aceite en el yacimiento pero de mayor peso molecular, a diferencia del gas de combustión, gas natural y Nitrógeno que logran extraer principalmente de metano a pentano.

A continuación se presenta la Tabla 1.1 que resume los criterios de desplazamiento miscible presentados por Stalkup^[2] estos criterios aplican para miscibilidad al primer contacto, condensación y vaporización; su uso y aplicación dependen de los diversos factores técnicos y económicos particulares de cada proyecto.

	Primer Contacto	Condensación	Vaporización
Viscosidad (cp)	< 5 aprox. < 1 preferible	Mismo criterio de primer contacto	< 3 aprox. < 1 preferible
Gravedad (°API)	< 30 (limitaciones de viscosidad generalmente excluyen estos yacimientos)	Mismo criterio de primer contacto	> 40
Presión Mínima de Miscibilidad (lpc)	1100 - 1300	1500 - 3000	> 3500
Profundidad (pies)	1500 - 2500	2000 - 3000	> 5000
Estructura del Yacimiento	- Permeabilidad vertical baja en yacimientos horizontales. - Yacimientos con relieve estructural substancial y alta permeabilidad.	Mismo criterio de primer contacto	Mismo criterio de primer contacto. Espesores menores a 10 pies
Saturación de Petróleo (%)	> 25% del VP	Mismo criterio de primer contacto	Mismo criterio de primer contacto
Composición del Crudo en el Yacimiento	-	-	Rico en componentes de peso molecular intermedio
Otras	Fracturas extensivas, capa de gas, fuerte empuje de agua y alto contraste de permeabilidades incrementan el riesgo del proyecto.	Mismo criterio de primer contacto	Mismo criterio de primer contacto

Tabla 1.1 Criterios de selección para el proceso por desplazamiento miscible según Stalkup [2]

Para transportar los hidrocarburos producidos, petroquímicos y productos petrolíferos desde los yacimientos, complejos procesadores de gas, unidades petroquímicas y refinerías hasta su destino final (terminales de almacenamiento y marítimas, zonas industriales y puntos fronterizos) se emplea un sistema integrado de ductos.

Está constituido por una red de gasoductos, oleoductos, ductos de petroquímicos y poliductos que corren, en su mayoría, a través de la costa del Golfo de México hacia el sureste; por la costa del Pacífico hacia el centro y centro-occidente hasta el norte y noreste, donde se interconectan con el sistema de ductos de Estados Unidos.

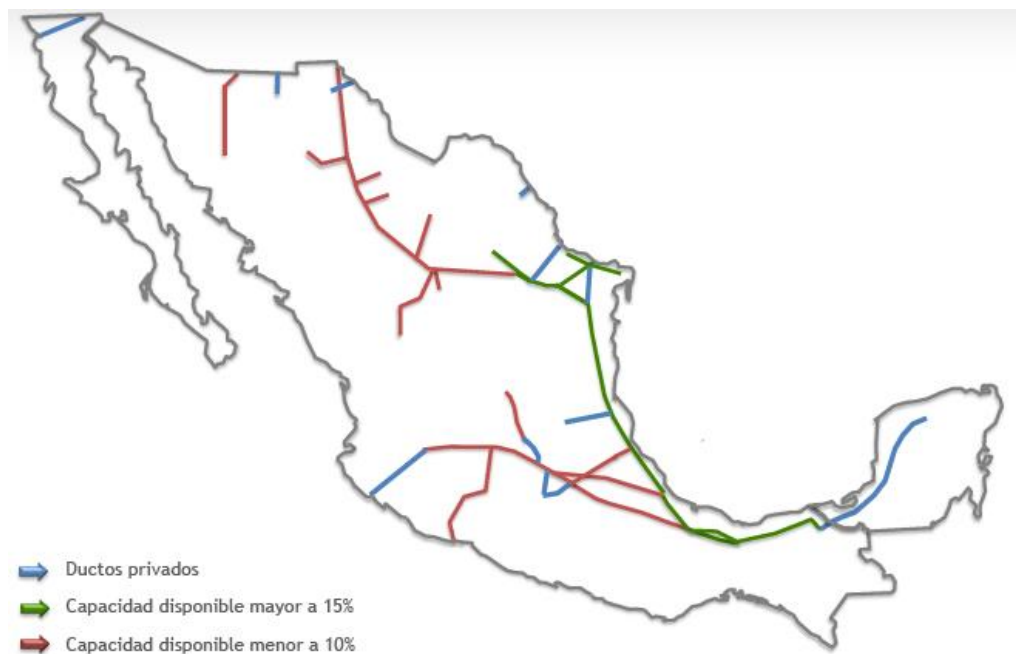


Figura 1.26 Infraestructura actual de gas natural en México.

FUENTE: Oportunidades de negocio en la expansión del Sistema Nacional de Gasoductos. (ExpoForo PEMEX, Julio 2012)

1.5 Historia de la Inyección de Nitrógeno

Desde la década de los años 60, se comenzó a aplicar la técnica de inyección de gas en los pozos, y el gas natural fue la principal alternativa de inicio. Sin embargo, en la década de los 70 los operadores iniciaron a contemplar la posibilidad de inyectar gases no hidrocarburos, ya que el gas natural no siempre estaba disponible en ciertas localizaciones geográficas o, por su precio, su reinyección resultaba incosteable.

Se comenzaron a utilizar procedimientos para obtener volúmenes considerables de estos gases inertes (principalmente Nitrógeno y un poco de CO₂); mediante la quema del gas natural en motores de combustión interna para procesarlo, remover las impurezas, vapor de agua y calor, y posteriormente ser bombeados mediante compresores (comúnmente accionados por los motores de combustión interna o por vapor). Se buscaron fuentes de Nitrógeno que no dañaran los equipos por procesos de corrosión y que resultaran más económicas, por lo que en 1977 se puso en operación la primera planta de separación y tratamiento de aire.

Para 1985, aproximadamente 30 campos en EUA (Tabla 1.3) comenzaban a utilizar el nitrógeno como proceso de recuperación mejorada. Entre las aplicaciones principales que se le dieron al nitrógeno en sus inicios estaban: favorecer al desplazamiento miscible e inmisible, como fluido motor de un bache miscible y para el drenado por gravedad.

CAMPO	Nitrógeno					FUENTE DE N ₂
	OPERADOR	AÑO DE ARRANQUE	INYECCIÓN (MMscf/D)	PRESIÓN		
				(kpa)	(psi)	
Andector-Ellenberger, TX	Phillips	1982	2	1379X10 ⁴	2000	N ₂
Lisbon, UT	Union	1982	6	1068X10 ⁴	3000	N ₂
Ryckman Creek, WT**	Amonco	1981	12	1068X10 ⁴	3000	N ₂
Sone Bluff, OK	Gulf	1981	1	6895X10 ²	100	N ₂
Ventura, CA	Mobil	1973	17	3792X10 ⁴	5500	Inerte ^s
Anschutz, WY	Amonco	1982	50	4275X10 ⁴	6200	N ₂
Yates, TX**	Marathon	1976	20	4826X10 ³	700	Inerte/N ₂
Bay St. Elaine, LA	Texaco	1977	4 [‡]	2748X10 ^{4*}	4000*	Inerte ^s
Calliou Island, LA	Texaco	1974	1 [‡]	2748X10 ^{4*}	4000*	N ₂
Iberia, LA	Texaco	1977	2 [‡]	2748X10 ^{4*}	4000*	Inerte ^s
Leeville, LA	Texaco	1979	4 [‡]	2748X10 ^{4*}	4000*	N ₂
West Hackberry, LA	Amonco	1979	2 [‡]	2748X10 ^{4*}	4000*	Inerte ^s
Lake Pelto, LA	Texaco	1979	4 [‡]	2748X10 ^{4*}	4000*	N ₂
Hackberry East, LA	Amonco	1979	4 [‡]	2748X10 ^{4*}	4000*	Inerte ^s
Venice, LA	Getty	1978	4 [‡]	2748X10 ^{4*}	4000*	N ₂
Lake Barre, La	Texaco	1979	4 [‡]	2748X10 ^{4*}	4000*	N ₂
Hawkins, TX**	Exxon	1977	120	1172X10 ⁴	1700	Inerte ^s
Two Freds, TX	HNG	1981	6	1310X10 ⁴	1900	Inerte ^s
Block 31, TX	ARCO	1966	54	2930X10 ⁴	4250	Inerte ^s
Frodoche, LA**	Sun	1977	10	5723X10 ⁴	8300	N ₂
Paradis, La	Texaco	1981	4	2748X10 ⁴	4000	N ₂
Levelland, TX [†]	Amonco	1979	12	1068X10 ⁴	3000	N ₂
Willisden Green, Alta.	Dome	1981	30	2968X10 ⁴	4300	N ₂
Painter, WY**	Chevron	1980	94	3309X10 ⁴	4800	N ₂
East Vealmoor, TX	Getty	1981	3	2413X10 ⁴	3500	N ₂
Jay, FL	Exxon	1982	65	5240X10 ⁴	7600	N ₂
Blackjack Creek, FL	Exxon	1982	7	5240X10 ⁴	7600	N ₂
North Headlee, TX	Mobil	1982	3	3447X10 ⁴	5000	N ₂
East Binger, OK	Phillips	1977	24	3103X10 ⁴	4500	Inerte ^s

*N₂=separador de aire N₂

** Esta a discusión en mas detalle como casos representativos de cada proceso.

† La planta localizada en Levelland provee nitrógeno a la unidad Slaughter Estate y al Campo Levelland.

‡ Estimado

s inerte= N₂ de un generador de gas inerte (gas fluyente o un gas de proceso)

Tabla 1.2 Campos que utilizaron la inyección de Nitrógeno en la década de los 70 y 80

En Europa se presentó un caso de inyección de nitrógeno en un yacimiento carbonatado. Era el campo Coulommès-Vaucoirtois, perteneciente a un yacimiento de París que llevaba produciendo cerca de 25 años nada más una cuarta parte de su volumen original de aceite, principalmente por empuje hidráulico.

Se realizaron los análisis de laboratorio y se concluyó que, por sus características, el yacimiento era buen candidato a la inyección de CO₂ y nitrógeno; y en 1983 se perforó el pozo inyector que fue ubicado en medio de cuatro pozos que ya producían. Se inyectaron alrededor de 1.4x10⁶ m³ de CO₂ y 1.5x10⁶ de nitrógeno, y un par de meses después uno de los pozos productores incrementó su producción por cuatro mientras que los tres pozos restantes, presentaron un incremento mínimo y produciendo gas en pequeñas cantidades. Concluyeron que por su gran solubilidad, el CO₂ queda atrapado en los fluidos del yacimiento, entorpeciendo el frente de desplazamiento del nitrógeno.

1.6 Uso de nitrógeno en PEMEX

Durante hace ya un largo tiempo, el uso del nitrógeno ha sido algo común en la industria petrolera variando sus usos como agente de limpieza, de inertización y generación de presión utilizando equipos especializados de alta presión para la inyección del nitrógeno. Específicamente en PEP, sus usos más comunes son: Perforación bajo balance, Inducción, Disparos y sobre balance, Estimulación y fracturamiento, Corrida de diablos en ductos, Bombeo Neumático, EOR.

Actualmente el uso del nitrógeno se ha extendido a las ramas de la perforación, terminación, reparación y el mantenimiento de pozos, así como al almacenamiento y distribución de los hidrocarburos.

En los procesos de perforación bajo balance (Tabla. 1.4) en yacimientos depresionados o zonas que presentan síntomas de alta pérdida de circulación se hace necesario el uso de fluidos de inyección con densidades específicas. Es en estos casos que se usa el nitrógeno inyectándolo junto con los fluidos para regular la densidad hasta alcanzar cierta densidad para evitar estas pérdidas de circulación.

Una vez alcanzada la profundidad deseada en cada etapa de los pozos, es necesaria la introducción de tubería de revestimiento y el bombeo de una lechada de cemento de baja densidad para fijar la tubería a la formación y sellar el espacio anular. Esto sirve para soportar el peso de la misma tubería, disminuir los problemas de corrosión y evitar los derrumbes del pozo.

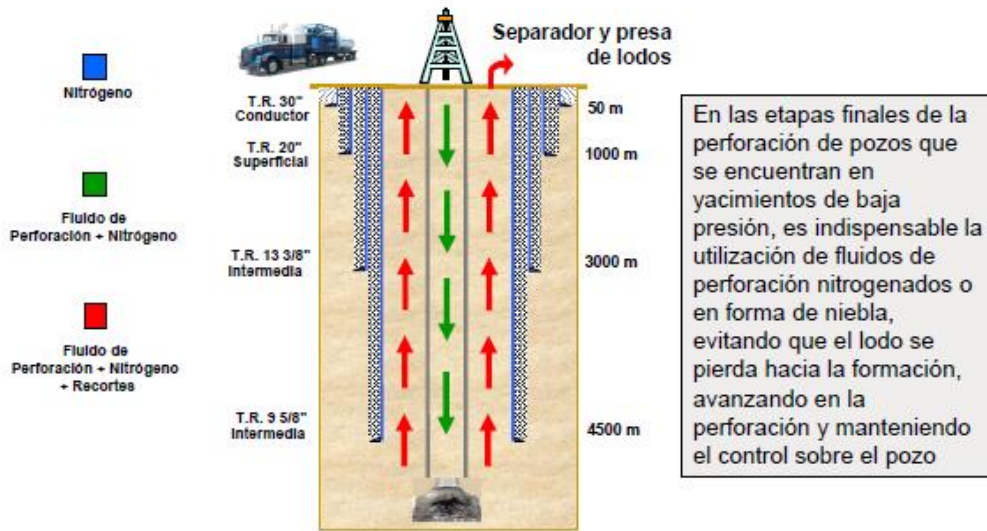
Cuando la zona que se está trabajando presenta pérdidas de fluidos y se va a cementar alguna tubería de revestimiento, es recomendable utilizar una lechada de cemento espumada mezclada con nitrógeno para que la operación tenga éxito y evitar cementaciones forzadas que incrementen los costos.

Se utiliza también en los procesos de limpieza y vaciado del pozo (Tabla 1.5), así como para represionar el pozo una vez que se introducen las pistolas para realizar los disparos que comunicarán el pozo con la formación. Se utiliza también el nitrógeno en diversos trabajos de estimulación como la limpieza de tuberías, removiendo materiales que obstruyan la tubería como los asfaltenos, parafinas, arenas y otras mugres.

Se hacen necesarios a veces los trabajos de inducción de un pozo cuando los yacimientos presentan poca energía y los fluidos no fluyen solos, esta inducción puede ser realizada a través de una tubería flexible para lograr un efecto sifón que promueve la producción de los hidrocarburos.

Se puede utilizar el nitrógeno también en fracturamiento hidráulico, inyecciones continuas para represionar el yacimiento o en pruebas neumáticas en tanques de almacenamiento.

Perforación bajo balance



1.3 Perforación bajo balance

Lavado de pozo con nitrógeno

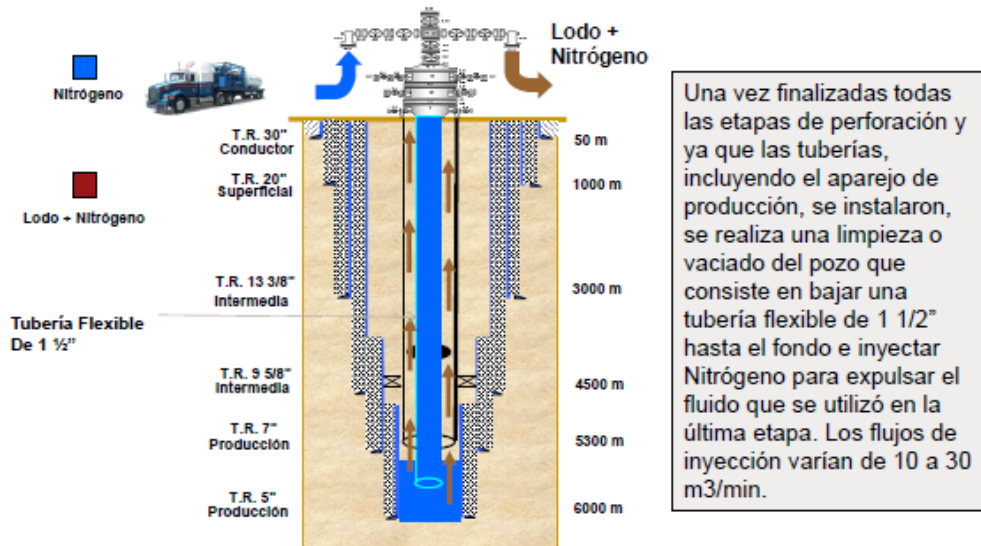


Tabla 1.4 Lavado de pozo con nitrógeno

Dentro de la cadena de valor de Pemex, el nitrógeno es utilizado principalmente en producción, perforación y terminación de pozos, ya sea en operaciones Terrestres o marinas. El servicio de transporte e inyección de nitrógeno difiere considerablemente en regiones terrestres y marinas. La producción del nitrógeno mundialmente se realiza mediante dos procesos:

- Criogénico: 70% de la producción mundial utilizando ASU (Unidad de separación de aire), destilación.

- No criogénico: 30% de la producción mundial utilizando PSA (Adsorción por cambio de presión).

El transporte del nitrógeno es realizado de forma ya sea terrestre mediante pipas que tienen un tiempo de llenado de 2 horas, o marítima mediante barcos estimuladores con un tiempo de llenado de 2 días. En ambos casos, la inyección del nitrógeno se realiza mediante equipos especializados a través de nitroductos.

Existen diferentes fuentes de consumo de nitrógeno en PEP, la principal de estas es del tipo N_2 (líquido y gaseoso).

El Nitrógeno gaseoso se usa en las operaciones AOR (Advanced Oil Recovery) para el mantenimiento de presión. Es el principal consumo de PEP para aumentar la presión del yacimiento y así mejorar la productividad. Se consume a través de ductos conectados a plantas de Cantarell, Bellota y Samaria, principalmente. Actualmente, se está estudiando la posibilidad de utilizar producción de nitrógeno de Cantarell para bombeo neumático.

El Nitrógeno líquido es utilizado en diferentes operaciones marinas y terrestres, servicios integrales de perforación y operaciones con tubería flexible. El de Operaciones Marinas, Servicios de Perforación y Tubería Flexible está incluido en contratos para otros servicios, ofrecidos por otros proveedores. El terrestre representa el Nitrógeno líquido que es contratado independientemente y directamente con productores de Nitrógeno.

Como ya se dijo antes, en PEP, el AOR es la principal fuente de consumo de nitrógeno con 50 MM $m^3/día$ mientras que las operaciones con nitrógeno utilizan solo 1 MM $m^3/día$. La Región Sur concentra el 90% del monto de los contratos para Operaciones con Nitrógeno terrestre.

En el 2012, se estima que la Región Sur concentró 94% de la demanda de nitrógeno, el alto consumo de la Región Sur se debe a las características de los pozos (profundidad, presión etc.) y a que incluye el bombeo neumático. En la Región Sur se inyectaron en promedio 696 M $m^3/día$ de Nitrógeno, mientras que en la región Norte se utilizaron solo 41 M $m^3/día$. De estos 690 M $m^3/día$ usados, el 50% es utilizado para el bombeo neumático y el 40% para servicio a pozos, mientras que el resto es gastado en operaciones en ductos.

En las regiones marinas, los barcos estimuladores y los equipos encarecen significativamente el precio, llegando a ser 50% del costo total solo el precio por el barco, 30% el precio del servicio de bombeo y el resto el precio neto del N_2 .

2. CARACTERÍSTICAS DEL NITRÓGENO

La atmósfera terrestre (a nivel del mar) tiene una composición aproximada de 78% de nitrógeno, 21% de oxígeno y 1% de diferentes gases como dióxido de carbono, argón, neón y helio. El nitrógeno es un gas inerte que bajo condiciones normales de presión y temperatura es incoloro, insípido e inodoro.

Dentro de la inyección de gas a alta presión, la inyección de nitrógeno tuvo un repunte a partir de los años 80 debido a las grandes ventajas que ofrece. Entre los motivos para emplear nitrógeno destacan su gran disponibilidad debido a que proviene del aire, por lo que es prácticamente infinito; por ser un fluido inerte no se combina químicamente con los fluidos del yacimiento, es mucho más barato el costo de inyección comparado con el del gas natural o bióxido de carbono. Su principal desventaja es el mejor coeficiente de compresibilidad a diferencia del gas seco o amargo.

2.1 Propiedades físico-químicas del nitrógeno.

Poco soluble en agua, es un gas incoloro, inodoro e insípido; es considerado como inerte, por lo que no es flamable ni favorece la combustión como puede apreciarse en la Tabla 2.1.

Es generado en grandes volúmenes por destilación criogénica en forma de gas o líquido, con un alto grado de pureza.

9. Propiedades Físicas y Químicas

APARIENCIA:	Gas incoloro
OLOR:	Inoloro.
UMBRAL DE OLOR:	No disponible.
ESTADO FÍSICO:	Gas a temperatura y presión normales.
pH:	No aplicable.
PUNTO DE FUSIÓN a 1 atm:	-346°F (-210°C)
PUNTO DE EBULLICIÓN a 1 atm:	-320.44°F (-195.80°C)
PUNTO DE INFLAMACIÓN (método de prueba):	No aplicable.
RANGO DE EVAPORACIÓN (Acetato de Butilo = 1):	No aplicable.
INFLAMABILIDAD:	No Inflamable.
LÍMITES DE INFLAMABILIDAD EN EL AIRE, % por volumen:	INFERIOR: No Aplicable SUPERIOR: No Aplicable
DENSIDAD DE LÍQUIDO a punto de ebullición y 1 atm:	50.7 lb/ft ³ (808.5 kg/m ³)
PRESIÓN DE VAPOR a 68°F (20°C):	No aplicable.
DENSIDAD DE VAPOR a 70°F (21.1°C) y 1 atm:	0.0724 lb/ft ³ (1.160 kg/m ³)
GRAVEDAD ESPECÍFICA: (H ₂ O = 1) a 19.4°F (-7°C):	No disponible.
GRAVEDAD ESPECÍFICA (Aire = 1) a 70°F (21.1°C) y 1 atm:	0.967
SOLUBILIDAD EN AGUA vol/vol a 32°F (0°C):	0.023
COEFICIENTE DE PARTICIÓN: n-octanol/agua:	No disponible.
TEMPERATURA DE AUTOIGNICIÓN:	No aplicable.
TEMPERATURA DE DESCOMPOSICIÓN:	No disponible.
POR CIENTO DE VOLÁTILES POR VOLUMEN:	100
PESO MOLECULAR:	28.01
FÓRMULA MOLECULAR:	N ₂

Tabla 2.1 Propiedades físicas y químicas del nitrógeno

La tabla 2.2 muestra las propiedades termodinámicas del N₂, para complementar la información en la figura 2.2 se muestra el diagrama su Diagrama de fase.

Propiedades termodinámicas del N₂	
Calor específico C_p	Gas: 1.039 J/Kg °C
	Líquido: 2.042 J/Kg°C
Calor específico de formación	Gas: 0 KJ/g °C
Calor específico de vaporización	0.1988 KJ/g °C
Calor específico de fusión	0.025 KJ/g °C
Presión Crítica	3.39 MPa
Temperatura Crítica	126.2 K

Tabla 2.2 Propiedades termodinámicas del N₂

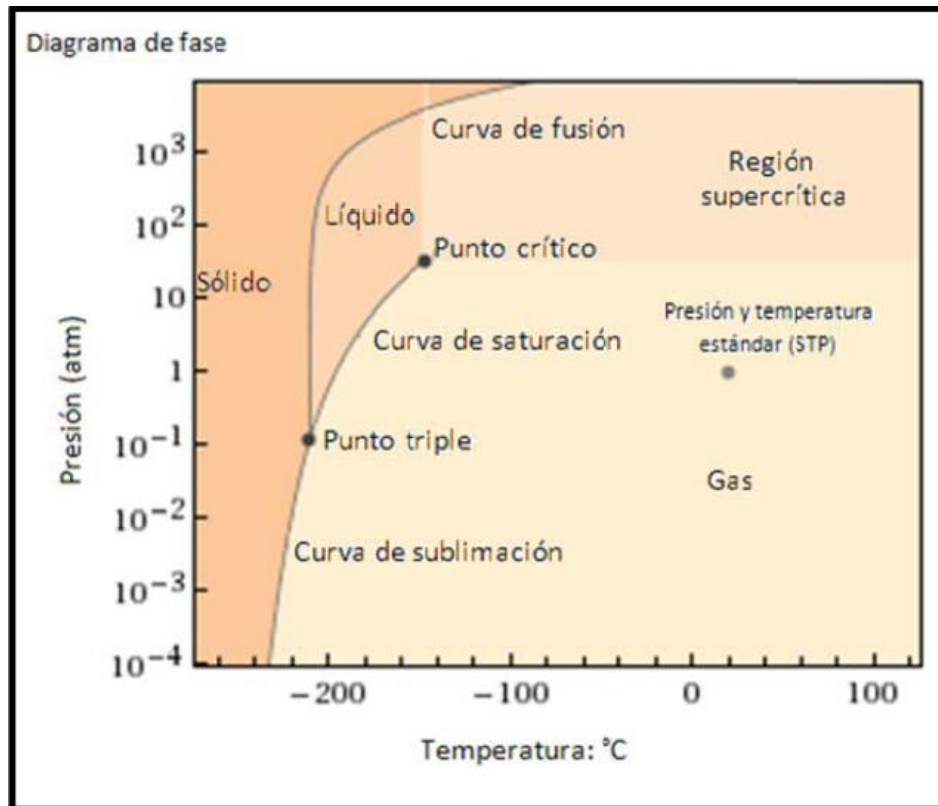


Figura 2.1 Diagrama de fase del nitrógeno

Como gas inerte, no es dañino para las personas, pero su empleo presenta ciertos riesgos si no se toman las medidas de seguridad adecuadas. Entre los principales riesgos que se producen por el manejo del nitrógeno se encuentran:

Suboxigenación (desplazamiento del aire en cierta atmósfera de trabajo.): Puede provocar asfixia si desplaza al aire en una atmósfera, ya que disminuye su contenido de oxígeno; la asfixia por el empobrecimiento de oxígeno de la atmósfera se produce más fácilmente si hay poca renovación en el aire. El empleo de nitrógeno líquido implica un alto riesgo de suboxigenación debido a la gran cantidad de gas generado por la gasificación del líquido, esto debido a que se encuentra a muy bajas temperaturas (-200°C aproximadamente) y cuando se encuentra a temperatura ambiente comienza a evaporarse a la atmósfera.

Quemaduras criogénicas: Debido a la utilización del gas en su fase líquida y las bajas temperaturas requeridas para su almacenamiento. En contacto con la piel, el líquido criogénico o equipos a temperaturas aproximadas pueden producir una quemadura parecida a la originada por calor; al igual que el líquido, el gas resultante de su evaporación es extremadamente frío y también puede producir quemaduras. Al contacto con algún material no especializado podría hacerlo quebradizo. Las instalaciones y equipos son diseñados para que el contacto con las superficies frías sea nulo.

Riesgo por presión: Las tuberías, accesorios, válvulas y equipo en general que trabajan en los sistemas a presión están diseñados para resistir cierta presión de operación. A causa del mal funcionamiento, averías en los elementos de control de presión u operación

a presiones superiores a las de diseño, los equipos tienen riesgo de estallido por la falta de resistencia mecánica de sus componentes. Es importante comprobar que el nitrógeno líquido no se queda atrapado entre dos puntos del equipo o instalación ya que, al gasificarse provoca un incremento considerable de presión que puede derivar en rupturas o fractura del equipo.

La recepción que realizan las plantas procesadoras de gas y refinerías es con una concentración de nitrógeno normalmente constante, las fluctuaciones que llegan a ocurrir se deben a la variación de este elemento y otros contaminantes en los productos que alimentan estos centros procesadores. En el caso específico del nitrógeno, su remoción de los hidrocarburos es necesaria por diferentes circunstancias como:

- Remoción del nitrógeno asociado al gas natural para su re-utilización en los procesos de recuperación mejorada.
- Producción de corrientes de gas de alta calidad
- Estabilización de crudo
- Recuperación de helio.

2.2 Procesos para la obtención de nitrógeno

Existen tres procesos básicos para obtener nitrógeno: separación por membranas, adsorción por cambio de presión (PSA por sus siglas en inglés) y destilación criogénica. En el caso específico de la separación de nitrógeno presente en la producción de hidrocarburos, la siguiente tabla muestra una comparación de los procesos básicos:

Procesos	Rangos de Flujo		Recuperación de	
	Mm ³ /d	Complejidad	Hidrocarburos	Etapas de Desarrollo
Destilación Criogénica	>400 [15]	Complejo.	En el gas producido.	Madura.
PSA	60 - 400 [2 - 15]	Simple, operaciones por lotes, requiere cambiar la cama.	En el gas de la regeneración.	Comercialización temprana.
Membranas	15 - 700 [0.5 - 25]	Operación continua simple.	En el gas producido.	Comercialización temprana.

Tabla 2.3 Procesos de remoción de nitrógeno

Para seleccionar un ciclo de generación de nitrógeno se deben tomar en cuenta diferentes factores: costos en consumo de energía, presión de entrega requerida, volumen demandado, proyecciones futuras, etc. La mayoría de las fuentes de oxígeno y nitrógeno comercial están basadas en la separación del aire por destilación y licuefacción, la separación criogénica representa mejor alternativa en la mayoría de los casos.

El proceso de licuefacción del aire se desarrolla a presión atmosférica a una temperatura de -193.9°C (-317°F); al incrementarse la presión del sistema el aire pasará a líquido a mayor temperatura, cuyo máximo valor será el de la temperatura crítica; llegando a este punto la temperatura de licuefacción no incrementará su valor por más que se aumente la presión, por ello el aire debe enfriarse a temperaturas considerablemente por debajo de la temperatura ambiente, esto se logra bajo procedimientos que realizan una transferencia del calor al entorno del sistema mediante la expansión del aire a alta presión.

2.2.1 Separación criogénica del aire.

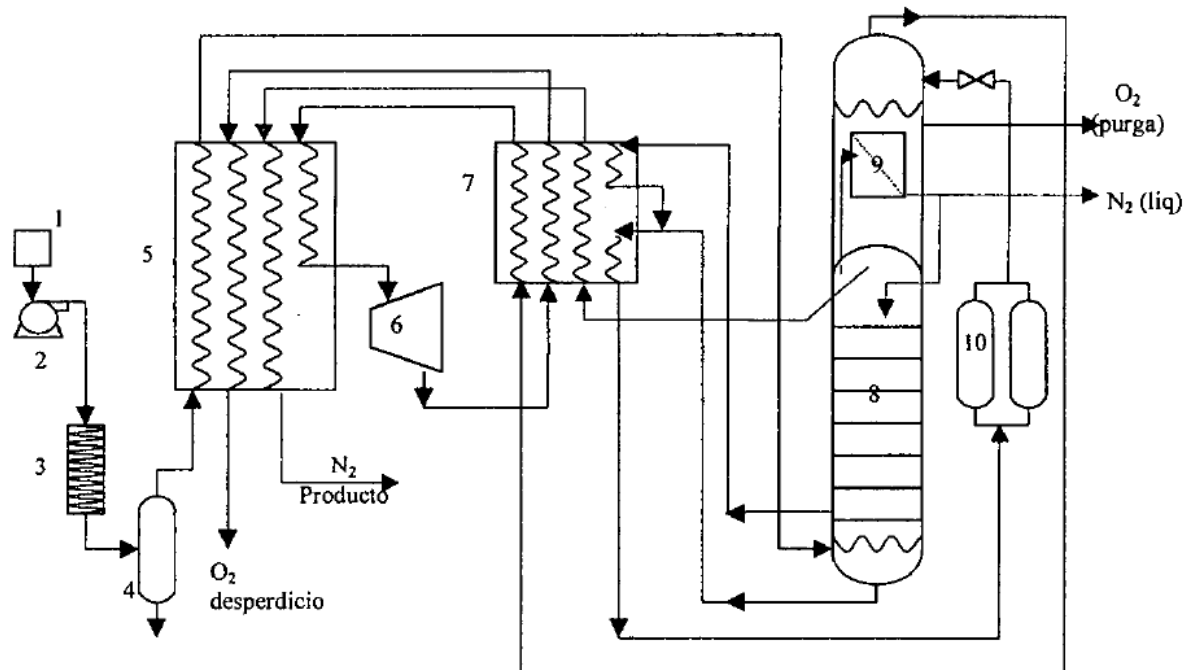
Existen dos maneras para obtener nitrógeno mediante la separación criogénica del aire, mediante el ciclo de expansión de gas de desperdicio y por el ciclo de expansión del aire. Los procedimientos criogénicos son los que brindan un mayor rendimiento a bajo costo, sobre todo cuando se trata de manejar grandes volúmenes de aire y para separarlo del gas natural.

Ciclo de expansión de gas de desperdicio. Es uno de los ciclos más empleados para obtener nitrógeno ya que posee una gran flexibilidad en sus características. El proceso comienza con la entrada de aire a través de un filtro hacia el compresor principal, donde se lleva a un valor de presión de 100KPa. Esta compresión conlleva al calentamiento del gas, lo que hace necesario enfriarlo a través de un intercambiador de calor (post-enfriador), para conducirlo a un separador de condensado donde la humedad del aire será removida y llevarlo a un intercambiador reversible. En las paredes de dicho intercambiador el aire cede el calor a la corriente de gas de desperdicio, que es rica en oxígeno, y a la corriente de salida del nitrógeno que está, en promedio, a -128.8°C (-200°F).

La corriente de aire contiene dióxido de carbono y agua residual, que no puede ser removida por el separador de humedad, estos componentes se congelan y depositan en las paredes del intercambiador. Debido a que las corrientes de aire de entrada y de gas de desperdicio se alternan, estas impurezas que se van depositando se evaporan y regresan a la atmósfera; esta operación de "limpieza" evita que se formen depósitos sólidos que puedan entorpecer el flujo. Una vez que la corriente del aire ya se encuentra fría, se conduce a una columna de destilación donde se divide en dos corrientes: una rica en oxígeno por el fondo y otra de nitrógeno por el domo. Del nitrógeno puro en el domo, parte se lleva a los intercambiadores intermedios del intercambiador reversible hasta que alcanza una temperatura ambiente, y se entrega como producto final. La parte restante, se condensa en un "re-hervidor" (condensador) para el reflujo de la columna de destilación.

Del fondo de la columna se toma el oxígeno líquido de desperdicio, se sub-enfría y es conducido al adsorbedor de fase líquida que eliminan los hidrocarburos presentes en el aire de alimentación, además de algunos residuos de dióxido de carbono que el intercambiador reversible no retuvo. Esta corriente se expande de manera "flash" a través de una válvula de control hasta una presión intermedia, y es conducida al re-hervidor donde se evapora para que el nitrógeno puro se condense. La corriente de desperdicio del re-hervidor recibe calor por el intercambiador reversible, para ser expandida (casi isotrópicamente) por un turboexpansor y proveer los requerimientos para

la refrigeración de la planta. Finalmente la corriente fría y expandida, a través de los cambiadores intermedios e intercambiadores reversibles se calienta de nuevo y se libera a la atmósfera.



Lista de equipo:

1.- Filtro de aire; 2.- Compresor principal; 3.- Posenfriador; 4.- Tanque separador de condensado; 5.- Intercambiador reversible; 6.- Turbo expansor; 7.- Intercambiador intermedio; 8.-Columna de destilación; 9.- Rehervidor/condensador; 10.- Adsorbedor de hidrocarburos (fase líquida).

Figura 2.2 Diagrama del proceso del ciclo de expansión de gas de desperdicio

Existe un método alternativo para purificar el aire a la entrada del ciclo, que emplea mallas moleculares de adsorción para el dióxido de carbono y el agua. Se emplea un "post-enfriador" para bajar la temperatura del aire comprimido hasta 4.4°C; el agua se condensa y se elimina en el separador, y el aire frío ingresa a la columna de mallas moleculares para que el vapor de agua y el dióxido de carbono sean adsorbidos en su superficie. Una vez limpio, el aire entra al intercambiador de calor principal y se enfría a una temperatura cercana a su punto de rocío, debido a la absorción de calor de las corrientes de desperdicio y de nitrógeno producto.

Para que los sistemas de mallas moleculares funcionen, se requiere de una cama doble para que mientras una está siendo regenerada la otra se encuentre en operación, esto sucede porque la corriente de desperdicio que es rica en nitrógeno sale del intercambiador principal y pasa a través de la cama que se encuentra en regeneración.

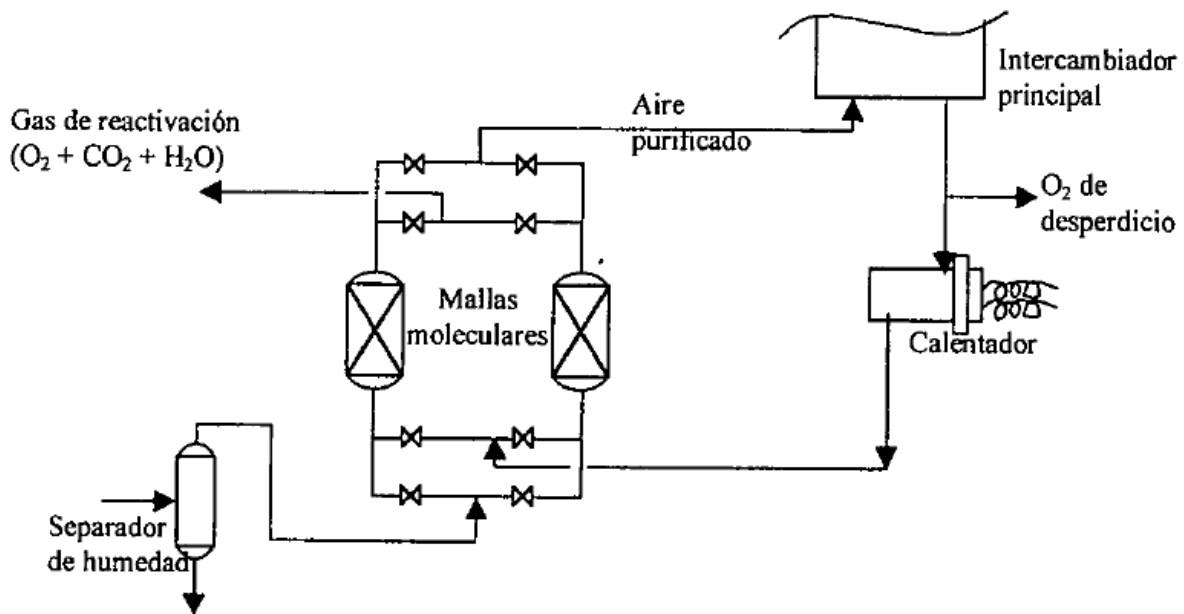
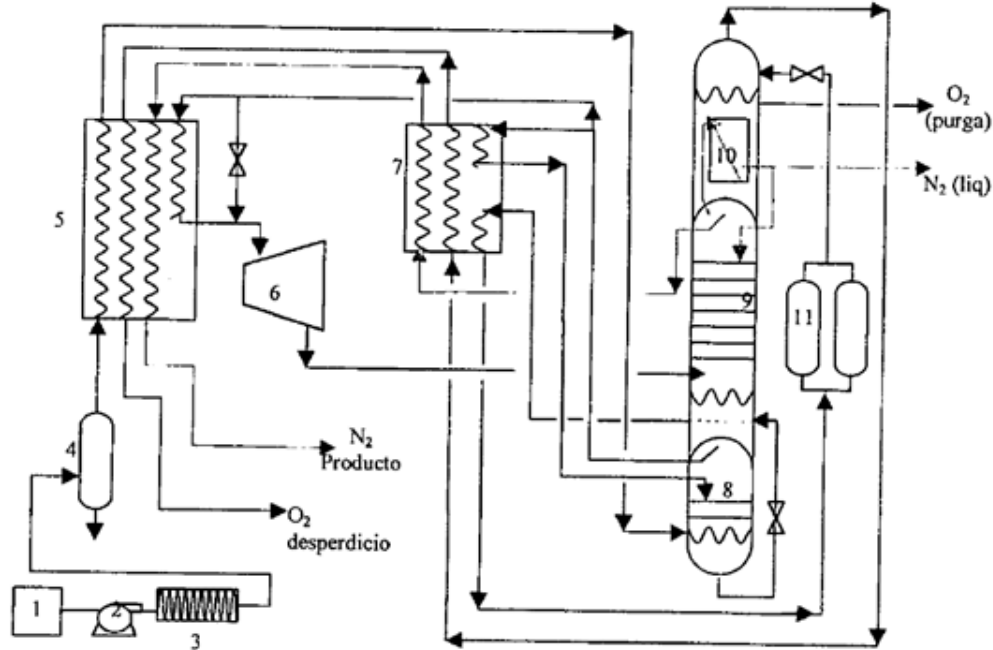


Figura 2.3 Diagrama de purificación del aire empleando mallas moleculares

La recuperación de nitrógeno presente en el aire que se logra por el ciclo de expansión de gas de desperdicio, es del orden del 35% al 40%. Este volumen de gas es entregado en un rango de presión entre 550KPa y 960KPa. Es importante señalar que la producción de nitrógeno se llevará de manera adecuada si las presiones de aire a la entrada no se encuentran entre 650KPa y 1060KPa; si la presión de entrada se encuentra por debajo, el poder refrigerante puede ser insuficiente para producir nitrógeno líquido, y si la presión está por encima puede causar un exceso de poder refrigerante, logrando solamente un 10% de nitrógeno líquido.

Ciclo de expansión de aire: A diferencia del ciclo de expansión de gas de desperdicio, este ciclo suministra la refrigeración mediante la expansión politrópica del aire. La separación de nitrógeno del aire se realiza en una columna de destilación similar a la utilizada en el ciclo de expansión de desperdicio.

Después de salir del intercambiador reversible, el aire comprimido entra a la columna de destilación (Scrub) en donde se elimina el dióxido de carbono remanente a través de un reflujo de aire líquido. Después se calienta parcialmente en el intercambiador intermedio para que pueda ser expandido por el turboexpansor, brindándole la capacidad de refrigeración a la planta. Cuando sale del turboexpansor, la corriente entra a una columna de alta presión, donde el nitrógeno "final" se recupera en el domo con un procedimiento muy similar al del ciclo de expansión de gas de desperdicio. El fondo se encuentra rico en oxígeno, por lo que se sub-enfría y se expande en el re-hervidor (condensador), el vapor que sale es calentado hasta alcanzar una temperatura ambiente por medio del intercambiador reversible y posteriormente es liberado a la atmósfera.



Lista de equipo:

1.- Filtro de aire; 2.- Compresor principal; 3.- Posenfriador; 4.- Tanque separador de condensado; 5.- Intercambiador reversible; 6.-Turboexpansor; 7.- Intercambiador intermedio; 8.- Columna Scrub; 9.- Columna de alta presión; 10.- Rehervidor/condensador; 11.- Adsorbedores de hidrocarburos (fase líquida).

Figura 2.4 Diagrama del ciclo de expansión del aire

Este ciclo tiene una eficiencia de recuperación de nitrógeno del 50%, la razón principal es que la presión en la columna de destilación es significativamente menor; esto ocasiona que haya equilibrio entre el líquido de desperdicio y el aire en el fondo provocando más concentración de oxígeno líquido, por ende, mayor cantidad de nitrógeno puede ser recuperado en el domo de la columna.

Las presiones de entrega para este ciclo, varían desde 270KPa hasta 410KPa. Para regular la refrigeración, se controla la relación de presiones a la entrada y salida del expansor; aumentando esta relación (disminuyendo la presión de salida) el poder de refrigeración se incrementa y puede brindar hasta 8% de nitrógeno líquido para ser almacenado. Además, el ciclo incorpora un intercambiador reversible para eliminar dióxido de carbono y agua presentes en el aire de alimentación.

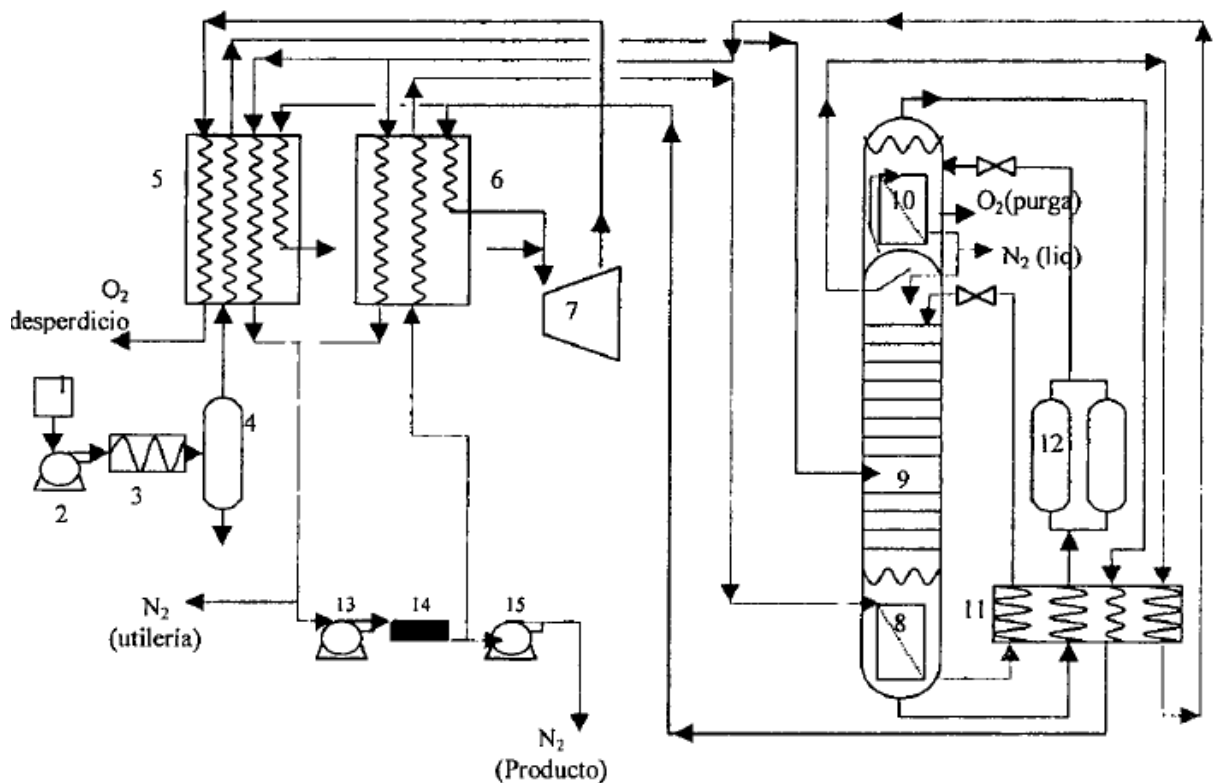
Generación de nitrógeno en grandes cantidades: Cuando la demanda de nitrógeno es en volúmenes considerables, las plantas deben elegir el ciclo de mayor efectividad en cuanto

a recuperación, costos y consumo de energía. Generalmente las plantas de gran capacidad tienen un diseño especial para satisfacer necesidades específicas.

Una modificación del ciclo de expansión de gas de desperdicio puede producir hasta un 70% en la recuperación de nitrógeno, además de que brinda la ventaja del bajo consumo de energía ya que la presión del nitrógeno final es menor a la presión en la salida del compresor. El aire comprimido pasa al intercambiador reversible y es enfriado para mandarlo a la columna de destilación, la expansión del oxígeno de desperdicio presente en el turboexpansor y que sale del re-hervidor, provee el poder de refrigeración.

El nitrógeno que se encuentra en el domo de la columna de refrigeración se calienta hasta que alcanza temperatura ambiente en el subenfriador, cambiadores de recirculación y en el intercambiador reversible. Posteriormente la corriente de nitrógeno se divide en dos, una para recirculación y otra de producto final; la corriente de recirculación es conducida a los cambiadores de recirculación para enfriarse de nuevo y condensar en el re-hervidor en el fondo de la columna, finalmente vuelve a sufrir un enfriamiento en el subenfriador.

En la columna hay un re-hervidor donde el nitrógeno de re-circulación cede calor y es condensado, provocando que en el fondo exista una vaporización continua; esta etapa del proceso es conocida como "Boil-up" y contribuye de manera significativa al incremento en la recuperación de nitrógeno.



Lista de equipo:

1.- Filtro de aire; 2.- Compresores principales; 3.- Post-enfriador; 4.- Tanque separador de condensados; 5.- Intercambiador reversible; 6.- Intercambiador de recirculación; 7.- Turboexpansor; 8.- Rehervidor (Rehervidor/condensador 1); 9.- Columna de destilación; 10.- Condensador (Rehervidor/condensador 2); 11 Subenfriador de recirculación; 12.- Adsorbedor de hidrocarburos; 13.- Compresor de recirculación; 14.- Interenfriador de compresores finales; 15.- Compresor de producto.

Figura 2.5 Diagrama de un ciclo típico para mayor recuperación de nitrógeno

El nitrógeno que se destina para inyectarlo a pozos petroleros como sistema de recuperación mejorada es de una pureza y presión muy altas, por lo que es necesario un análisis en el diseño de la planta, sobre todo si se construirá en el sitio que se encuentran los pozos. Para controlar la calidad del aire que alimenta a la planta, se requerirán de análisis específicos que aseguren su funcionamiento adecuado y seguro:

- Para prevenir altas concentraciones de acetileno, se debe analizar periódicamente en oxígeno líquido en el fondo de la columna de destilación, para que no pase de 0.2 ppm.
- Cada mes se debe realizar cromatografía al oxígeno líquido para construir una historia de monitoreo y poder identificar, a lo largo del tiempo, contaminantes inexistentes al arranque de la planta. Servirá también para asegurar el funcionamiento correcto de los sistemas de eliminación de hidrocarburos.

- Cuando la contaminación por hidrocarburos es potencialmente alta (localizaciones cercanas a pozos petroleros) es necesario un análisis continuo de la concentración total del oxígeno y metano en el condensador de la columna de destilación.

En la Tabla 2.4 se muestran la información que puede arrojar el análisis continuo de la calidad en el aire:

Concentración de hidrocarburos	Observación	Procedimiento
50-100 ppm	Normal	
200-500 ppm	Medio/Alto	Incrementar la purga líquida. Instalar adsorbedor regenerado.
>500 ppm	Inaceptable	Eliminar líquido contaminado. Paro de la planta.

Tabla 2.4 Parámetros observados por el análisis en la calidad del aire.

La seguridad de las plantas de nitrógeno destinado para recuperación mejorada tienen, además de los análisis descritos arriba, que poner en marcha acciones para evitar los riesgos en dos de sus procesos principales: expansión del gas de desperdicio y compresión de nitrógeno.

En el caso de la expansión del gas de desperdicio, hay que considerar que esta corriente es rica en oxígeno por lo que el turboexpansor debe adecuarse a esta característica. La expansión de este fluido es la fuente de refrigeración del sistema, que además produce trabajo que servirá para generar energía eléctrica o para acoplarse al compresor del sistema. Por ello el turboexpansor debe diseñarse bajo características particulares como: monitoreo de vibraciones, mayor espacio entre la parte estacionaria y la rotatoria, consola de aceite lubricante lejos del expansor, elección de los materiales que son compatibles con el oxígeno en partes críticas del sistema, doble laberinto de nitrógeno en el sistema de sellado entre el oxígeno y el aceite, sistema de eliminación de oxígeno y de aislamiento rápido del expansor.

Para los compresores reciprocantes de nitrógeno las especificaciones son diferentes. El nitrógeno contiene porciones mínimas de oxígeno lo que evita que el aceite lubricante se oxide, pero debido a esta contaminación hay la posibilidad de alguna reacción violenta o explosión. Para prevenir esto, hay que monitorear y controlar la lubricación además de verificar la operación en las válvulas del sistema mediante acciones confiables y rápidas como: instalación de dos analizadores de oxígeno en la corriente de entrada al compresor que detectará posibles fugas en los intercambiadores, elaboración de una bitácora detallada de los chequeos, comparación de los analizadores de oxígeno para detectar pérdida o variaciones en la calibración, mantenimiento preventivo a detalle de todos los elementos que componen el sistema.

Todas estas acciones siempre orientadas a conservar el alto grado de pureza que requiere el nitrógeno destinado a la inyección en pozos y para conservar la seguridad en las acciones de la planta.

2.2.2 Adsorción por cambio de presión (PSA)

Es, probablemente, el método más utilizado después de los procesos criogénicos para la obtención de nitrógeno. La efectividad en la adsorción depende de la temperatura, la presión parcial de las especies adsorbidas, las especies que serán adsorbidas y el adsorbente en sí.

La adsorción en la separación se define por las diferencias entre la polaridad de las especies que serán adsorbidas y el tamaño. Definidos el adsorbente y las especies que serán adsorbidas, las variables que rigen el proceso son la presión y temperatura. El proceso de adsorción regenerativa en separaciones industriales involucran dos etapas, la primera es la adsorción para la separación de las especies y la segunda es la desorción y remoción de las especies adsorbidas para reutilizar el adsorbente.

El sistema está compuesto por dos camas para hacer la separación de una mezcla de dos componentes "A" y "B", se asume que "A" es más fuertemente adsorbido que el componente "B". La corriente de alimentación ingresa a la cama de adsorción a alta presión (P_1) y a temperatura ambiente, en "A" la fase que será adsorbida es enriquecida y el contenido de "A" es disminuido del gas que sale de la cama. Para evitar que la concentración de salida de "A" incremente debido al rompimiento de la cama, está se cambia al modo de regeneración junto con la corriente de alimentación para que pueda continuar el ciclo.

Esta regeneración se realiza por la caída de presión en la cama, causando desorción de gas y quitando el que fue adsorbido de manera previa, a esto se le conoce como el purgado de la cama. La adsorción se lleva a cabo de manera isotérmica, la concentración final en "A" está en equilibrio con la del gas "A" que es purgado a la presión P_2 y no puede ser removida en su totalidad de la cama por lo que sus residuos se cargan cuando se pone de nuevo en servicio de adsorción y se equilibra a la presión P_2 . El gas sale de la cama durante la adsorción a la presión P_2 y puede ser reducida a cero si el gas de purga no contiene la fase "A"; en consecuencia la cama podrá reducir el nivel de "A" a niveles muy pequeños.

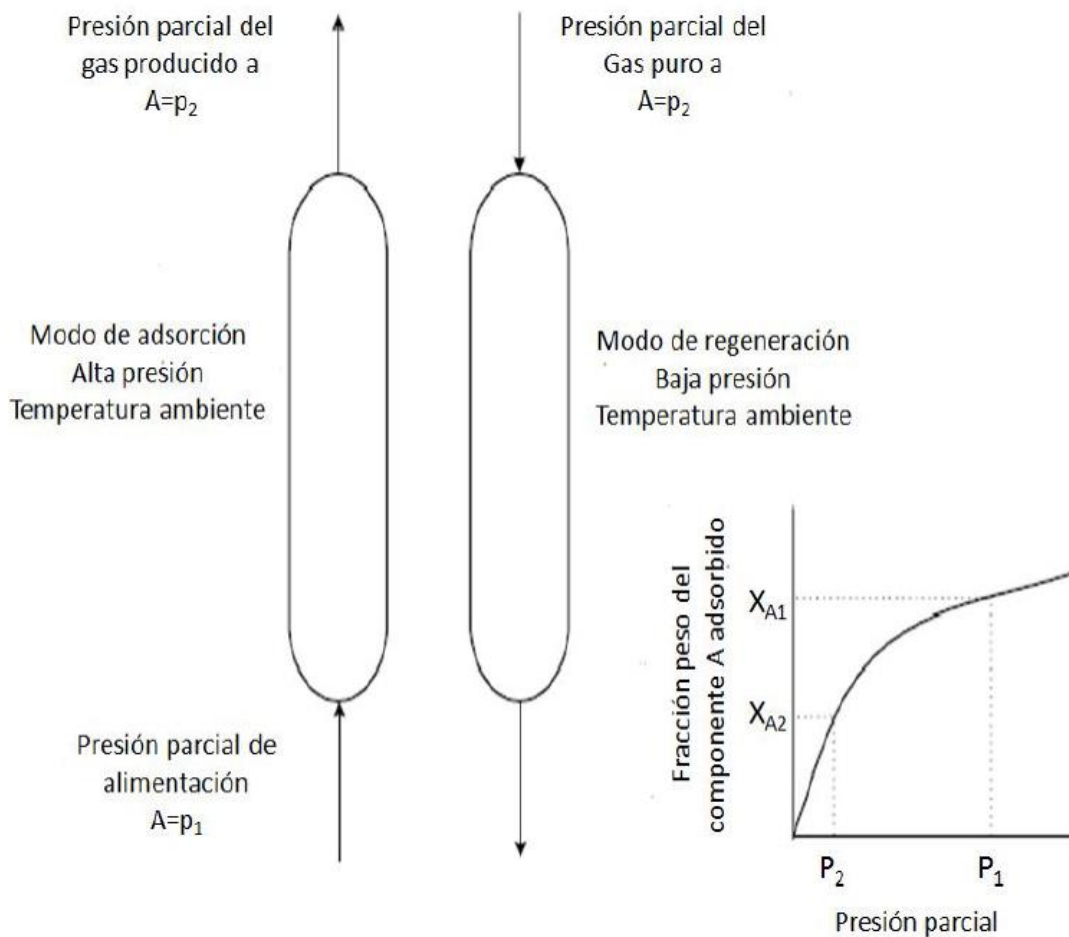


Figura 2.6 Esquema de un sistema simple de Adsorción por cambio de presión

Hay otra unidad de adsorción descrita por D'Armico et al. (1993) que emplea tamices moleculares de carbón con tratamiento especial (CMS por sus siglas en inglés) para la separación de nitrógeno y se prepara mediante el procesamiento del carbón. De manera general, este proceso utiliza un tipo de tamiz nuevo que son moleculares, hechos de silicato de titanio con un tamaño de poro de 3.7 amstrongs permiten una mejor separación entre el nitrógeno y el metano.

El adsorbente es aplicado en un sistema de adsorción por cambio de presión u oscilación, que funciona modificando la presión de un punto de alimentación a alta presión para eliminar el nitrógeno adsorbido. El nitrógeno pasa a través del poro de la cama ya que el metano pasa por su tamaño mayor.

2.2.3 Separación por membranas.

Las membranas que se emplean de manera tradicional para la remoción de CO₂ son hechas de un solo polímero, poliimida, acetato de celulosa o triacetato de celulosa; son conocidas como asimétricas, sus poros subyacentes le brindan fortaleza mecánica y la capa delgada es la que define las propiedades de separación.

Para fabricar membranas con mayor calidad hay que combinar resistencia con el rendimiento, y este tipo de membranas tienen especial aplicación en el mercado de gas natural. Constan de tres capas, una no tejida que sirve como red de apoyo, una de microporos duros y durables que sean resistentes a solventes y provean apoyo mecánico sin resistencia para transferir masa, y una capa no porosa, libre de defectos y selectiva que realiza la separación.

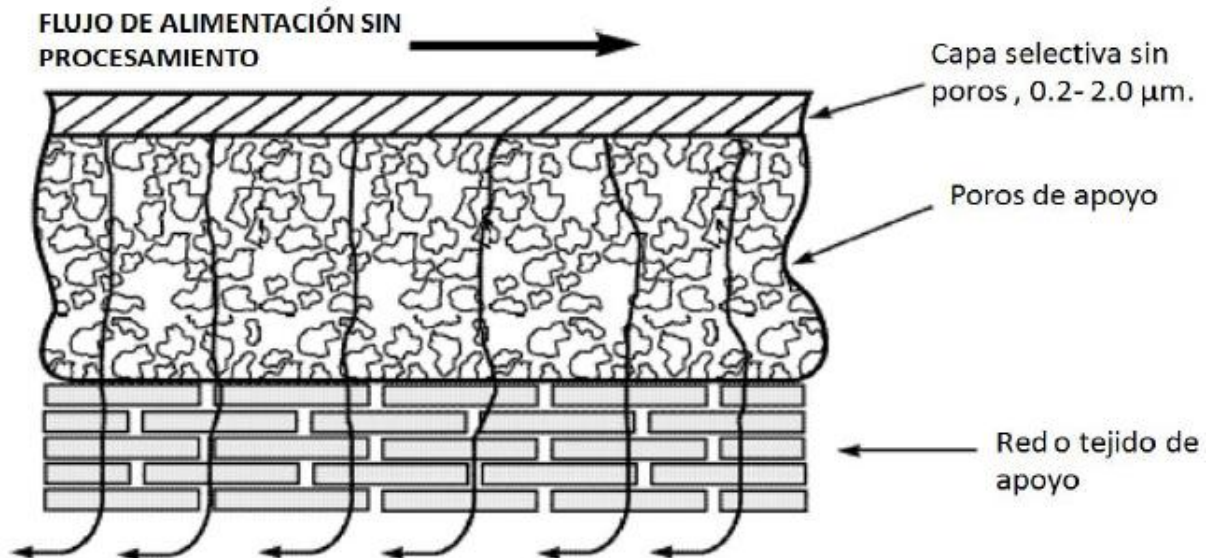


Figura 2.7 Sección de una membrana de separación

Con este arreglo las capas pueden elegir independientemente su función y optimizarla: capas de apoyo para estabilidad mecánica y química, la capa de selección para el flujo alto y la selectividad. En el caso de separaciones puntuales, se deben emplear capas específicas de selección.

El principio de las membranas, es aplicado a la separación del nitrógeno y el gas natural. El proceso más representativo fue presentado por Hale y Lokhandwala (2004) que separa ambos gases y obtener una producción de gas natural con alta calidad.

En este proceso el gas entra con baja presión, es comprimido y conducido a los orificios de la membrana. Un gasoducto de la primera etapa incluye la recuperación de la mayoría de las fracciones pesadas de hidrocarburos, para que en la segunda etapa se recupere mayor cantidad de metano para que se recicle en la entrada del compresor. El gas rechazado en la segunda etapa y que contiene nitrógeno, es ajustado en su composición para que pueda ser empleado como combustible para el compresor.

Este sistema es capaz de procesar gas con alto contenido de nitrógeno, y depende del número de etapas que incluya para que la calidad en el gas y la recuperación de hidrocarburos sea mayor, alcanzando concentraciones de nitrógeno por debajo del 2%.

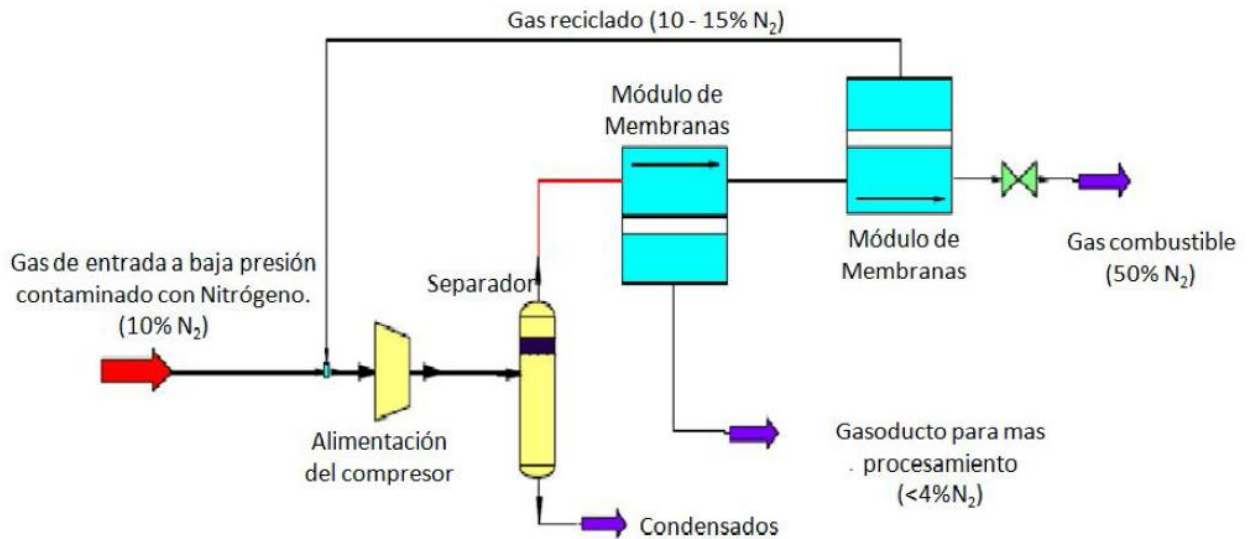


Figura 2.8 Esquema de flujo del proceso descrito por Hale y Lokhandwala (2004) para la separación de nitrógeno del gas natural

2.3 Unidad Recuperadora de Nitrógeno

La diferencia fundamental entre una planta convencional para generar nitrógeno y una planta para generar nitrógeno destinado a proyectos de recuperación mejorada, es que en esta última la concentración del nitrógeno presente en el gas de alimentación se tiene con una proyección que va en aumento con el tiempo.

Cuando se inician los procesos de recuperación, el nitrógeno es conducido por pozos inyectores hacia el yacimiento para que ayude al movimiento de aceite a los pozos productores; con el tiempo la concentración de nitrógeno presente en la producción incrementa debido a su movilidad y a que se mezcla con los fluidos presentes en el yacimiento. Las plantas destinadas a separar el nitrógeno de la producción son criogénicas, de columna simple o doble, aunque las de doble columna tienen la ventaja de manejar con mayor eficiencia cambios muy drásticos en la concentración de nitrógeno.

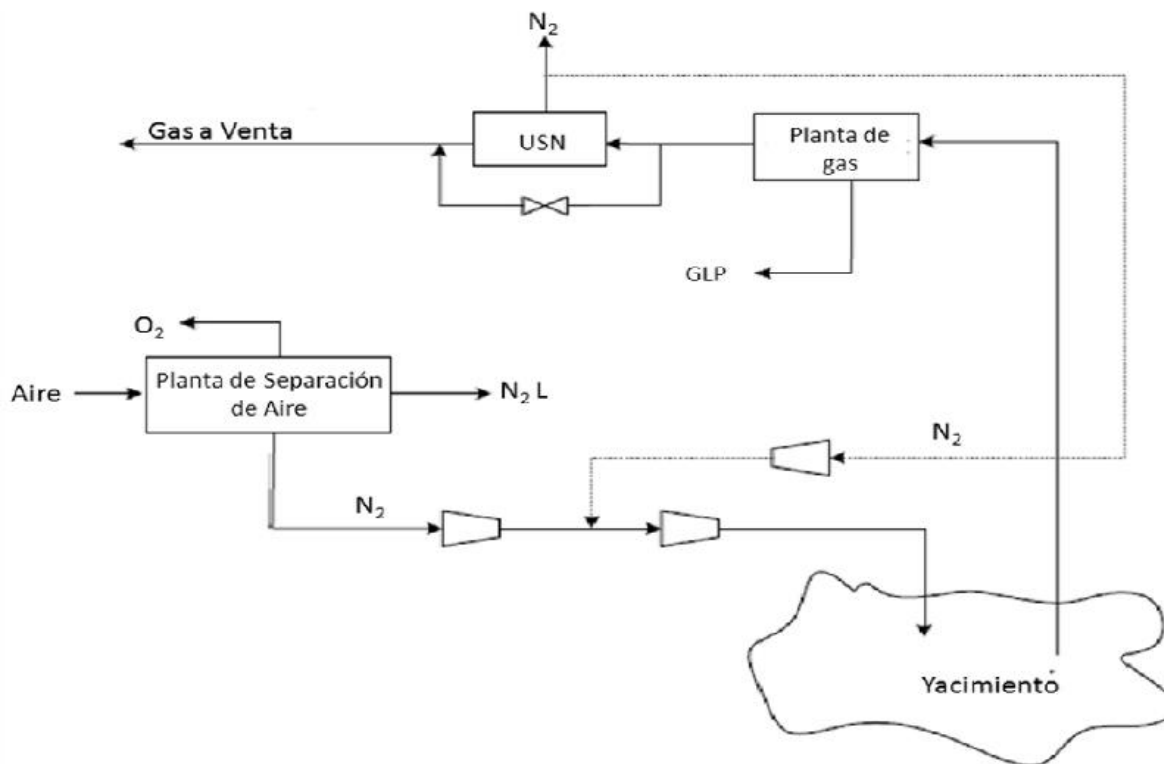


Figura 2.9 Esquema de las unidades que componen una planta para la generación de nitrógeno en proyectos de recuperación mejorada

En el mes de marzo del 2008 la planta eliminadora de nitrógeno (NRU) en Ciudad Pemex inició su operación bajo un sistema de Contrato de Servicios, siendo capaz de procesar 630 millones de pies cúbicos al día en el Complejo Procesador de gas en Ciudad Pemex. Fue diseñada y construida con tecnología basada en un proceso criogénico de alta eficiencia para la separación y eliminación de nitrógeno a la atmósfera con bajas emisiones de hidrocarburos (0.8% mol de metano). El propósito de la planta es eliminar el nitrógeno que está contenido en el gas asociado del Activo Integral Cantarell, además de servir como apoyo en el proceso de extracción de crudo mediante bombeo neumático y regular la calidad del gas natural para venta manteniéndolo dentro de las especificaciones de la NOM-001-SECRE-2003.

Con un costo de 1, 700 millones de pesos, la planta es capaz de procesar gas que contiene nitrógeno hasta en un 19.1% para disminuirlo hasta una concentración del 1.2% e incorporarlo a otras corrientes en el Sistema Nacional de Ductos para obtener la calidad en el gas natural requerida para su venta a los sectores industrial, eléctrico y doméstico.

Para aprovechar al máximo la capacidad de la planta, fue necesario ajustar las condiciones de operación debido al incremento paulatino en el contenido de nitrógeno presente en el gas. El primer ajuste comprendió la rehabilitación de tres bypasses para incrementar el volumen de nitrógeno recibido en el gas amargo pasando del 12% al 14%. La segunda fase se enfocó en descender paulatinamente la corriente de gas residual en la Caja Fría para poder operar de manera segura la sección criogénica construida en

acero al carbón, logrando un equilibrio térmico en las corrientes de proceso para asegurar la máxima recuperación de licuables.

Esta planta también ha servido para la segregación de corrientes de gas amargo, provenientes de Atasta; desde enero del 2011 se iniciaron las operaciones para disminuir el contenido de N_2 en el gas amargo, pasando de 7.1%mol en el cuarto trimestre de 2010 a 4.7%mol en el primer trimestre de 2011. La planta consume 232 millones de BTU al día para llevar a cabo sus operaciones.

Se tenía proyectada la construcción adicional de dos plantas en la región sur, una en Cunduacán y otra en Jujo. Ambas estaban pronosticadas con base a la producción y requerimientos de PEP, la NRU-Jujo tendría una capacidad de acondicionamiento de 150 millones de pies cúbicos diarios y la NRU-Cunduacán sería capaz de acondicionar 125 millones de pies cúbicos al día. Se evaluaron los planes y especificaciones para su construcción, aunque se priorizó la opción de administrar la producción y controlar la inyección de nitrógeno.

Según el informe anual de PEMEX 2012, a partir de ese año los porcentajes del contenido de nitrógeno en el gas producido se han mantenido por debajo del 8% del volumen, cumpliendo así con la norma NOM-001-SECRE-2010 que regula la calidad en el gas natural. Esto se ha logrado a través de acciones enfocadas a reinyectar el gas con alto contenido de nitrógeno para el control de pozos y su estrangulamiento, por ello las plantas previstas para Cunduacán y Jujo fueron suspendidas.

2.4 Criterios de selección del Nitrógeno para la Recuperación Mejorada

Para determinar si un yacimiento es apto para la inyección de nitrógeno, se puede realizar un análisis de su potencial mediante la adaptación de algunos modelos analíticos, como el Método de Variación Exponencial de Diferencias, el Método de las Características y Estadístico; y criterios de selección que han sido desarrollados a lo largo de los años como los de Clancy, Taber y PRIZE™. Estos modelos son herramientas muy valiosas para poder tomar una buena decisión sobre el empleo de la recuperación mejorada por inyección de nitrógeno en un yacimiento, se describen de manera general a continuación.

2.4.1 Método de Variación Exponencial de Diferencias.

Este método es una adaptación ya que originalmente fue desarrollado para evaluar a yacimientos candidatos para la inyección de CO_2 . Se basa en un estudio paramétrico desarrollado de manera sistemática para determinar la respuesta de las propiedades de los yacimientos a la inyección de nitrógeno.

Emplea un simulador numérico en el que primero se introducen los datos de las propiedades del yacimiento, después se realiza un análisis de sensibilidad que cuantifique la influencia de cada propiedad que se evalúa en el proceso de la inyección de nitrógeno. El resultado de este análisis proporciona los escenarios de referencia, “óptimo” y

“pésimo”, que serán la referencia de la clasificación de los yacimientos dependiendo de la respuesta que tengan.

El método emplea también una expresión exponencial que normaliza las variables, ya que los intervalos y unidades que se emplean difieren considerablemente. A cada variable se le asigna un peso dependiendo del resultado del análisis de sensibilidad, este peso reflejará la importancia de cada una por lo que ninguna podrá tener el mismo valor. La suma de los valores de importancia de todas las propiedades, deberá ser igual a 1.

Para ordenar la factibilidad de la inyección de nitrógeno sobre un conjunto de yacimientos, el método le asigna a cada yacimiento un valor que varía desde 0 para el escenario “pésimo” hasta 100 para el escenario “óptimo”. A medida que las características de un yacimiento se acercan más a las del escenario óptimo, su puntaje será mayor.

2.4.2 Método de las Características.

Está basado en un método diseñado originalmente para interpretar múltiples variables en geofísica, geología y geoquímica, teniendo su mayor aplicación en la localización de zonas adecuadas para la extracción de minerales.

Para desarrollarlo, se realiza una selección de ciertas propiedades de yacimientos en donde ya se tenga experiencia con la inyección de nitrógeno; se elabora una tabla con las propiedades seleccionadas y se le asigna un puntaje a cada intervalo de la propiedad basándose en todos los datos y experiencia asociada a los yacimientos estudiados. Después de esto se organiza al conjunto de yacimientos de acuerdo a su viabilidad para la inyección de nitrógeno mediante un valor que irá de 0 hasta 100, donde 0 es el valor que se le asignará al yacimiento que presente las condiciones menos favorables para la inyección de nitrógeno y 100 para el yacimiento con las condiciones más favorables.

2.4.3 Método Estadístico.

Este método aplica elementos y conceptos estadísticos para realizar una clasificación de los yacimientos; originalmente se aplicó en la selección de yacimientos en los que se pretendía aplicar la recuperación mejorada mediante la inyección cíclica de vapor.

Propiedades como presión y temperatura tienen una relación directa dentro del yacimiento, por ello hay que establecer y medir cuáles tienen más impacto en la inyección de nitrógeno. Esta medición se hace a partir de un coeficiente de variación (CV), para comparar la dispersión de estos valores del promedio; conforme el valor del CV de una propiedad es mayor, los datos correspondientes a dicha propiedad se encuentran más dispersos por lo que se concluye que dicha propiedad es poco relevante.

Por esto, mientras menos es el valor de CV para una propiedad específica, su importancia es mayor; para normalizar las propiedades se toma el inverso del CV, ya que la medición desea establecer que tan grande es el peso de cada propiedad, expresándose mediante la siguiente ecuación:

$$Peso(\%) = \frac{CV^{-1}(\text{de la propiedad evaluada}) * 100}{\sum CV^{-1}}$$

Ecuación 2.1 Peso (%)

Mientras el valor obtenido mediante la ecuación sea más cercano a 100, existe una mayor probabilidad de éxito por el empleo de recuperación mejorada mediante la inyección de nitrógeno.

2.4.4 Criterio de Clancy et al. [3]

Clancy et al. llevó a cabo la revisión de treinta y tres proyectos de campo que habían sido reportados en distintas fuentes de literatura, que se clasificaron en cinco categorías:

1. Desplazamiento inmisible de los fluidos del yacimiento en la zona de aceite y/o gas por nitrógeno.
2. Mantenimiento de presión (incluido el reciclamiento de la capa de gas) de los fluidos en el yacimiento en un nivel igual o mayor a la presión de rocío o burbuja (dependiendo el caso) para mantener a los hidrocarburos en una sola fase.
3. Recuperación mejorada por medio de gravedad, el potencial de drene gravitacional se encuentra en yacimientos con cierto buzamiento o capas de espesor considerable. El nitrógeno, con menor densidad que los hidrocarburos presentes en el yacimiento, se inyecta en la cresta del yacimiento y mejora el desplazamiento y la producción de fluidos o la estabilidad del tapón miscible.
4. Desplazamiento miscible por múltiple contacto (nitrógeno-hidrocarburos).
5. Desplazamiento de un tapón miscible de CO₂, gas natural o algún otro solvente con uso de nitrógeno como fluido de empuje.

Proceso	Gravedad (°API)	Presión (lb/pg ²)	Temperatura (°F)	Profundidad (ft)	Estructura
Mantenimiento de presión	≥30	>P _{rocío} >P _{burbuja}	Sin restricción	Sin restricción	Ventaja en estructuras con alto buzamiento
Empuje inmisible	≥30	Sin restricción	Sin restricción	Sin restricción	Ventaja en estructuras con alto buzamiento
Recuperación mejorada por gravedad	≥25	Sin restricción	Sin restricción	Sin restricción	Requiere estructuras con alto buzamiento
Múltiple contacto	≥25	Sin restricción	Sin restricción	Sin restricción	Requiere estructuras con alto buzamiento
Empuje miscible	≥41	>4 500	Sin restricción	>7 000	Sin restricción
Tapón CO ₂	≥27	>1 300	<250	>2 300	Sin

					restricción
--	--	--	--	--	-------------

Tabla 2.5 Criterios de selección para inyección de nitrógeno sugeridos por Clancy et al.

Clancy et al. determinó ciertos parámetros “no críticos”, concluyendo que no limitan la inyección de nitrógeno como: tipo de roca, contenido de arcillas, espesor en las capas de arena y permeabilidad. En la siguiente tabla se muestran los criterios para la selección de la inyección de nitrógeno que estableció Clancy et al.

2.4.5 Criterio de Taber et al. ^{[4][5][6]}

Tras realizar los criterios propuestos para proyectos de recuperación mejorada en todo el mundo, Taber et al. examinó la información sobre las óptimas características, tanto del yacimiento como de los fluidos, para que dichos proyectos fueran exitosos. Los criterios que estableció, se basaron en resultados de campo y factor de recuperación de aceite; en la siguiente tabla se muestran los criterios que Taber et al. consideró para la inyección de nitrógeno miscible.

Propiedad / Característica		Criterio Recomendado
Aceite		
	Gravedad (°API)	> 35
	Viscosidad (cp)	< 0.4
	Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos livianos.
Yacimiento		
	Saturación de aceite (%)	> 40
	Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con canales o fracturas de alta permeabilidad
	Espesor neto (ft)	Relativamente delgado excepto cuando la formación presenta buzamiento
	Permeabilidad promedio (md)	No crítico
	Profundidad (ft)	> 6000
	Temperatura (°F)	No crítico

Tabla 2.6 Criterios para la inyección de nitrógeno según Taber et al.

2.4.6 Criterio PRIZE™ ^[7]

Es un simulador analítico que fue diseñado y desarrollado por el Petroleum Recovery Institute de Canadá, que permite establecer el potencial de un yacimiento para ser sometido a 14 procesos de recuperación mejorada dependiendo de sus características y propiedades.

Este modelo emplea un criterio basado en un listado de parámetros del yacimiento, cuyo rango de aplicación se determinó con base en la experiencia de proyectos de recuperación mejorada con éxito a nivel mundial.

El simulador establece las predicciones con respecto a la inyección de gas determinando la eficiencia en el desplazamiento a nivel microscópico mediante la aproximación de Buckley-Leverett; para la eficiencia en el desplazamiento a nivel macroscópico se toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y la razón de movilidad entre el aceite y el fluido de inyección, además de apoyarse en el método de Dykstra Parsons.

Criterio / Proceso de Recuperación Mejorada	Nitrógeno miscible	Gas inmiscible
Profundidad (ft)	> 5905.5	> 656
Saturación de aceite (%)	> 35	>50
Presión inicial (lb/pg ² ABS)	> Presión mínima de miscibilidad	
Densidad del aceite (lb/ft ³)	< 53	<61
Viscosidad del aceite (cp)	< 2	< 600
Capa de gas	Restringido	Restringido
Acuífero de fondo		Restringido
Empuje hidráulico activo		Restringido

Tabla 2.7 Criterios de Selección Nitrógeno-Gas inmiscible

2.5 Aplicación de la recuperación secundaria y mejorada por inyección de Nitrógeno

Uno de los grandes puntos que se deben tomar en cuenta antes de seleccionar definitivamente un método de EOR, en el caso de la inyección de gases es la disponibilidad de este mismo, en el caso del gas natural o el CO₂ su difícil acceso en ciertas locaciones los convierte en métodos un poco menos convenientes. A pesar de poder tener mayores factores de recuperación que el N₂ o algunos gases de combustión, resulta mejor económicamente el uso de gases como el nitrógeno, disponibles en cualquier lugar gracias a que, en caso del nitrógeno, este compone más del 70% del aire de la atmósfera.

Es esta gran disponibilidad del gas, lo que hace que la inyección de Nitrógeno parezca una de las mejores y más viables opciones cuando se trata de evaluar métodos de mantenimiento de presión, ya que de ser necesario se puede aumentar drásticamente la cantidad de gas inyectado sin afectar en gran medida la rentabilidad de un proyecto.

El método de inyección de N₂ es un proceso de recuperación Mejorada que tiene como propósito el desplazamiento del crudo usando el frente de nitrógeno para mover el crudo hacia los pozos productores. Esta clase de procesos pueden ser miscibles o inmiscibles dependiendo del gas, la temperatura y presión del sistema.

En procesos de Recuperación Mejorada la inyección de N₂ tiene como mecanismos principales el desplazamiento inmiscible, desplazamiento miscible, y drenaje gravitacional. El nitrógeno también puede ser empleado como fluido de empuje de baches de otros gases como el CO₂, gas natural o licuado, en procesos de desplazamiento miscible [Fereidooni 2012].

En el proceso de inyección de N_2 interactúan diferentes mecanismos :

- Empuje por gas.
- Mejoramiento del drene gravitacional.
- Vaporización de componentes ligeros del crudo y generación de una zona de transición miscible, cuando la presión es suficientemente alta.

Durante el proceso de inyección de nitrógeno, podemos diferenciar 4 zonas en el yacimiento (Fig X):

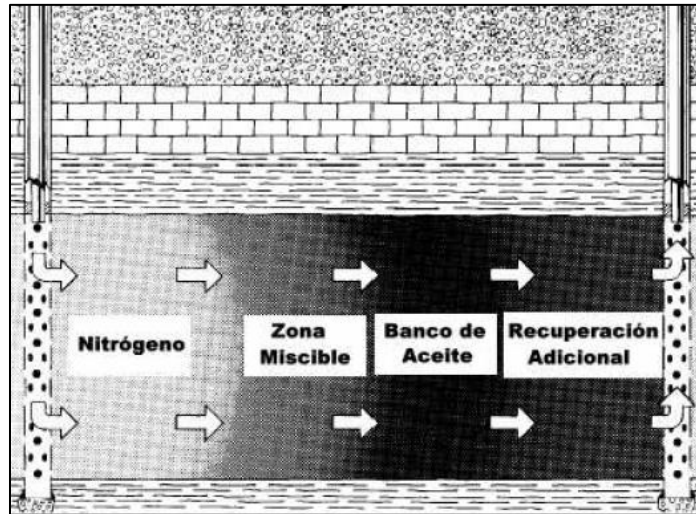


Figura 2.10 Zonas características dentro del yacimiento durante la inyección de N_2

3. INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN MÉXICO

Un proyecto de recuperación mejorada, según el Code of Federal Regulations ⁸, se compone de: “Operaciones de mantenimiento de presión, recuperación secundaria y terciaria, recirculación de gas, y operaciones de recuperación similares que alteran las fuerzas naturales de un yacimiento para incrementar su recuperación final de aceite o gas”. Un proceso que permite recuperar la mayor parte del volumen de aceite remanente en el yacimiento es el desplazamiento miscible de aceite, bajo ciertas condiciones que favorezcan su desarrollo ha logrado alcanzar eficiencias de recuperación más allá del 60% del volumen original de hidrocarburos.

Para alcanzar la miscibilidad entre el nitrógeno que se inyecta al yacimiento y el aceite, se logra cuando se logra una sola fase de la mezcla de ambos fluidos. Para alcanzar la miscibilidad del nitrógeno en el aceite es necesaria la vaporización de componentes ligeros (etano a hexano) para que se incorporen a la fase gaseosa. El valor mínimo de presión que es necesario para lograr la miscibilidad, es definida como la presión mínima de miscibilidad y es definido por el punto de inflexión o de curvatura máxima en la gráfica de recuperación de aceite contra presión, considerando la inyección de nitrógeno en un valor igual a 1.2 veces el volumen de poros. Uno de los procedimientos más comunes para llevar a cabo pruebas de miscibilidad es la de realizar desplazamiento de aceite en tubos enrollados y delgados, con una longitud entre los 25 y 35 metros empacados con arena malla 140/200. No existe un procedimiento general para determinar el valor de la presión mínima de miscibilidad, pero se ha observado al incrementar la longitud de los tubos empacados y disminuir la velocidad en el desplazamiento del aceite, se incrementan los factores de recuperación.

En la industria petrolera mexicana, el nitrógeno es empleado durante la fase de perforación y terminación de pozos para llevar a cabo cementaciones y limpiezas; en la fase de producción ayuda a incrementar el factor de recuperación de aceite mediante su inyección a yacimientos para mantener e incrementar la presión, también puede ser empleado como gas para bombeo neumático y en algunas ocasiones es utilizado para realizar mantenimiento a los ductos.

En este capítulo se explica el uso y consumo del nitrógeno (en su mayoría gas) enfocado principalmente, a aumentar la presión en los yacimientos; los activos de Cantarell, Bellota y Samaria son los que demandan la mayor parte del volumen de nitrógeno para sus operaciones. El alto consumo en la Región Sur se debe a las características de los pozos

como la profundidad y la presión, además del requerimiento de gas empleado en las operaciones de bombeo neumático.

3.1 Región Marina Noreste

La mayoría de los yacimientos de esta región son naturalmente fracturados, están formados por calizas dolomitizadas con abundantes cavidades por disolución o vugulos que impactan al comportamiento de flujo de los hidrocarburos. La porosidad vugular de los yacimientos proporciona una mayor capacidad para almacenar fluidos, debido a su alta permeabilidad y efectos capilares casi despreciables el aceite contenido en este sistema de porosidad secundaria es fácilmente recuperable.

Una característica particular de algunos campos en la región es la interferencia de producción de los yacimientos que comparten el mismo acuífero, esto debe ser un punto muy importante a considerar en la planeación del desarrollo y estrategias de su explotación. La Región Marina Noreste tiene al campo con la acumulación de hidrocarburos más importante con que cuenta México: Akal que pertenece al complejo Cantarell además de otro complejo importante como Ku-Maloob-Zaap, por lo que es prioritario alargar la vida de los pozos e incrementar la recuperación de las reservas.

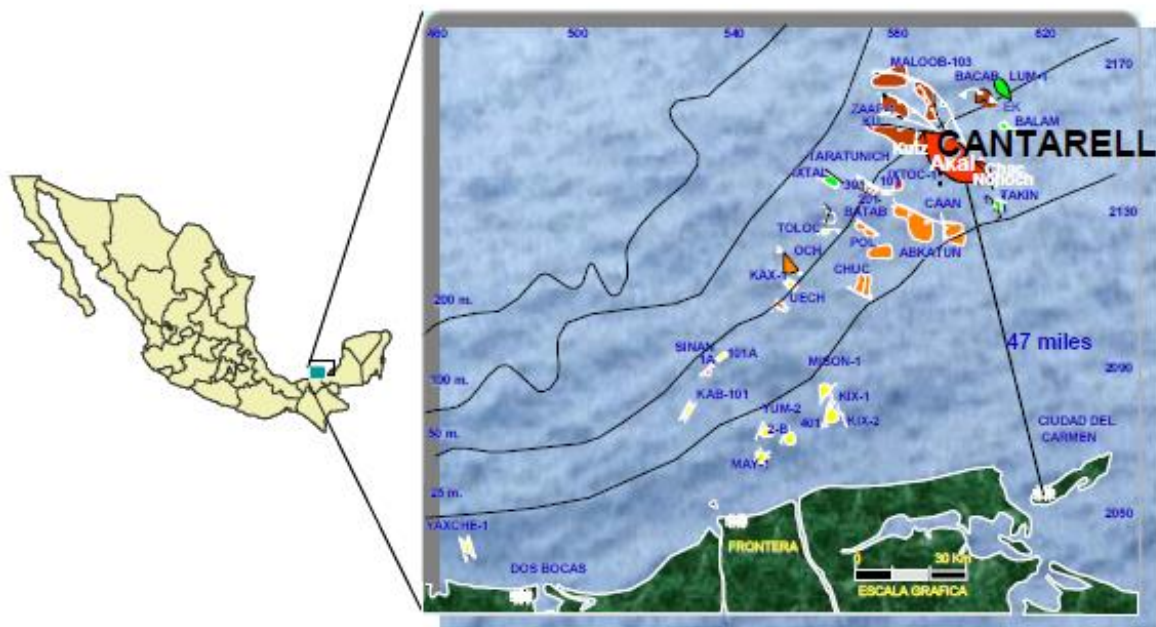


Figura 3.1 Localización del complejo Cantarell

3.1.1 Información general de los yacimientos.

Los yacimientos de esta región se encuentran en seis formaciones, cuya breve descripción se da a continuación comenzando con el de mayor antigüedad hasta el más reciente en el tiempo geológico:

- Jurásico Superior Oxfordiano. La roca almacén se constituye por arenas de grano fino a grueso, pobremente cementadas, bien redondeados y con un espesor desde los 40 m hasta los 115 m, la porosidad efectiva está en un rango de 18% a 25%. La formación subyace a una secuencia evaporítica y sobreyace a una capa salina.
- Jurásico Superior Kimeridgiano. En algunos campos se encuentra con intercalaciones de lutitas y limolitas, su espesor varía desde 300m a 600m. Está constituida por calizas dolomitizadas y dolomías, presentan disolución y fracturamiento regular por lo que la porosidad efectiva va desde 4% al 9%. Subyace al Jurásico Superior Titoniano y sobreyace al Jurásico Superior Oxfordiano.
- Jurásico Superior Titoniano. Está formado por calizas negras, por el alto contenido en materia orgánica, y lutitas. Presenta, tanto el parte superior como inferior, calizas dolomitizadas fracturadas cuya porosidad efectiva varía del 4% a 7% además de que su capacidad de almacenamiento ha sido probada exitosamente en varios pozos. Es la principal roca generadora en la zona del Golfo de México, con espesores de 100m hasta 300m. Sobreyace al Jurásico Superior Kimeridgiano y subyace al Cretácico Inferior.
- Cretácico. Sobreyace al Jurásico Superior titoniano y subyace al Paleoceno Inferior del Terciario. Está dividido en tres secuencias:
 - Cretácico Inferior. Es una formación muy heterogénea en espesor (50 m a 600m) y porosidad (4% a 12%). Se constituye por calizas dolomitizadas, dolomías y calizas bentoníticas.
 - Cretácico Medio. La porosidad varía entre 4% y 10%, le espesor va de 120m a 200m. está formada por dolomías, calizas dolomitizadas y calizas bentoníticas.
 - Cretácico Superior. Constituida por brechas calcáreas dolomitizadas con intenso fracturamiento y disolución, es la principal roca almacén. El espesor varía de 150m a 300m y la porosidad de 5% a 14%.
- Eoceno-Paleoceno Terciario. Su espesor varía de 30m a 90m con porosidades de 7% a 20%, se constituye de arenas calcáreas parcialmente dolomitizadas con fracturamiento y disolución regular. Subyace al Paleoceno Inferior del Terciario y sobreyace al Cretácico Superior.
- Eoceno-Medio Terciario. Formada por arenas calcáreas parcialmente dolomitizadas con fracturamiento de pobre a regular, tiene espesores que van desde los 30m hasta los 80m, la porosidad varía entre 7% y 20%. Sobreyace al Eoceno Inferior y subyace al Eoceno Superior del Terciario.

Con la información existente se ha logrado conformar mapas regionales de isopropiedades que contienen parámetros como porosidad total, volumen de arcilla, saturación de agua, fracción volumétrica de la porosidad secundaria y dolomitización.

Estos mapas sirven de apoyo en la elaboración de modelos estáticos y mallas de simulación numérica, dan certidumbre a la certificación de volúmenes originales y reservas de campos nuevos con información limitada.

Un rasgo que comparten las rocas carbonatadas en los campos de la región es la mojabilidad, ya que varía entre intermedia y preferentemente mojable por aceite, característica fundamental en la selección e implementación de procesos de recuperación mejorada.

En las tablas 3.1 y 3.2. se muestran los parámetros sobresalientes de los yacimientos más importantes de la Región Marina Noreste.

Campo	Vol. Original aceite (MMB)	Presión Inicial (Kg/cm²)	Temperatura (°C)	°API	Espesor neto (m)
Akal	30,434	270	120	22	1,000
Ku	4,110	323	116	22	814
Maloob	5,184	293	112	13	634
Zaap	3,802	207	115	13	702
Ek-Balam BKS	1,984	304	100	12	260
Kutz	333	173	120	22	254
Nohoch	2 011	278	110	22	423
Chac	530	365	122	22	320

Tabla 3.1 Parámetros de los campos de la RMNE

Campo	Φ Total (%)	Φ fracturas (%)	k fracturas (mD)	k matriz (mD)	Swi (%)
Akal	7.5	2.8	2,000	10.0	20
Ku	8.2	2.8	2,000	7.5	14
Maloob	8.6	3.0	3,500	7.5	13
Zaap	9.2	3.2	3,500	7.5	14
Ek-Balam BKS	9.0	4.0	1,560	5.0	20
Kutz	6.0	1.2	5,673	137.0	10
Nohoch	6.9	2.6	17,000	5.0	13
Chac	7.0	3.1	3,350	5.0	15

Tabla 3.2 (continuación) Parámetros de los campos de la RMNE

3.1.2 Mecanismos de Producción

Los mecanismos de producción en los yacimientos de esta región se dividen en convencionales (se presentan en cualquier tipo de yacimiento) y no convencionales (ocurren en yacimientos naturalmente fracturados), hay que tener en cuenta que diferentes mecanismos pueden actuar a lo largo de la vida de un yacimiento e incluso, llegar a presentarse de manera simultánea.

A continuación se da una breve explicación de los mecanismos convencionales de producción y los factores de recuperación que se les asocia por agotamiento natural.

- Segregación gravitacional: se presenta en yacimientos con permeabilidad de moderada a alta, como sucede en el sistema de fracturas, espesores grandes y/o relieves estructurales de extensión considerable. Mantiene al gas, aceite y agua segregados con flujo por gravedad estable. Puede llegar a un factor de recuperación cercano al 60%.
- Gas disuelto liberado: ocurre desde que se llega a la presión de saturación, debido al empuje que provoca el gas que se libera del aceite y permanece disperso en él. Alcanza un factor de recuperación del 22%.
- Casquete de gas: actúa cuando la presión inicial es menor que la presión de burbuja y existe un casquete de gas inicial. A medida que la presión del yacimiento disminuye, la expansión del gas aporta la energía necesaria para producir el aceite, logrando factores de recuperación de hasta un 30%.
- Expansión del sistema roca-fluidos: actúa sobre todo cuando el aceite se encuentra bajosaturado. La compresibilidad del aceite, de la roca y del agua de formación determinan el impacto de este mecanismo; comparado con los otros mecanismos, los factores de recuperación obtenidos son relativamente bajos (entre 5-7%).
- Entrada de agua: debido a la expansión del acuífero asociado al yacimiento se produce la entrada de agua, que por lo general es una fuente muy importante de energía para el yacimiento. El factor de recuperación es de aproximadamente 35%.

Por lo general, los yacimientos naturalmente fracturados tienen grandes espesores y alto relieve estructural que, sumados a la permeabilidad por el fracturamiento, provocan que estática y dinámicamente los hidrocarburos y agua del yacimiento estén segregados en las fracturas. Por ello, aunados a los mecanismos convencionales de producción en estos yacimientos, se presenta el drene gravitacional de aceite y la imbibición de agua que a su vez, tienen asociados fenómenos conocidos como procesos de interacción bloque a bloque que impactan en el ritmo y comportamiento de la producción, como la continuidad capilar y la reinfiltración de aceite.

El drene gravitacional de aceite ocurre en el casquete de gas. Los bloques de matriz, inicialmente saturados por agua irreductible y aceite, son rodeados por gas que fluye a través del sistema de fracturas hacia estructuras más bajas; el flujo de gas es provocado por la expansión del casquete o por operaciones de mantenimiento de presión mediante inyección de gas. Lo que provoca el drene de aceite de la matriz a las fracturas es la diferencia de densidades entre este y el gas presente en las fracturas.

El drene gravitacional del aceite resulta por la interacción de las fuerzas gravitacionales y las capilares, que tratan de retenerlo en la matriz, siempre y cuando dominen las primeras. El aceite que es segregado, fluye hacia la columna de aceite a través de los bloques de la matriz y de las fracturas debido a la reinfiltración.

La reinfiltración tiene lugar porque en su trayecto hacia la columna de aceite, parte del aceite liberado vuelve a infiltrarse en bloques de matriz que se encuentran a lo largo de su trayectoria de flujo. Mediante simulación numérica se ha mostrado que, considerando una zona de gas con bloques apilados de manera vertical, el aceite que se libera por un bloque de matriz es reinfiltrado en su totalidad en el bloque contiguo inferior; este efecto da origen a una cascada de aceite fluyendo a través de los bloques hasta la columna de aceite. Por otra parte, la imbibición ocurre en la zona del yacimiento que está invadida por agua. Los bloques de matriz que están saturados originalmente por aceite y agua intersticial son rodeados por agua, debido a la expansión de un acuífero o de agua inyectada en proyectos de recuperación secundaria, que fluye a través del sistema de fracturas.

La mojabilidad de la roca adquiere una importancia considerable en el desarrollo de ese mecanismo. Cuando la roca es mojada por agua, el intercambio de fluidos entre la matriz y las fracturas tiene mayor relevancia; el agua presente en las fracturas se embebe espontáneamente hacia la matriz que expulsa un volumen equivalente de aceite hacia las fracturas que es segregado hacia la columna de aceite y posteriormente hacia los pozos productores.

Si la roca es de mojabilidad intermedia, se limita la imbibición del agua en la matriz. Este es el caso más común en las rocas carbonatadas de la Región Marina Noreste, lo que resulta en una menor recuperación de aceite en la zona invadida por agua que en la zona invadida por gas. Mediante pruebas de desplazamiento de laboratorio se ha comprobado que la saturación de aceite residual al gas es menor comparada a la del agua, en un rango de 10% a 14%.

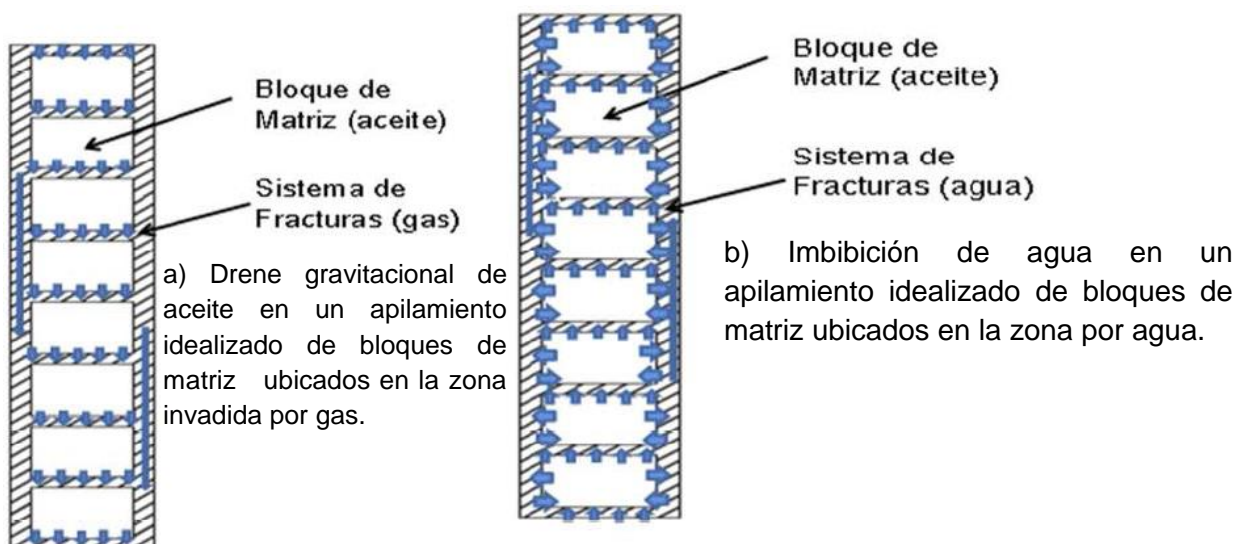


Figura 3.2 Ilustración de los fenómenos de drene gravitacional e imbibición

Para las rocas mojadas por aceite, la imbibición es prácticamente inexistente. Cuando se expansiona un acuífero e invade al yacimiento, el aceite queda atrapado en la matriz sin posibilidad de flujo a través de ella o de las fracturas.

Otro aspecto fundamental en el flujo de aceite, es el contacto físico entre los bloques de matriz que se encuentran apilados y es conocido como continuidad capilar. Esta característica brinda una mayor recuperación de volumen de aceite proveniente de la matriz; entre mayor altura logren los bloques apilados, menos volumen de aceite residual se tendrá.

3.1.3 Agotamiento Natural y Mantenimiento de Presión

La primera etapa de explotación de los campos es la del agotamiento natural de la presión. En esta etapa, los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados producen los hidrocarburos mediante energía propia. Esta energía proviene de la roca del yacimiento, de los fluidos que contiene, acuífero(s) asociado(s) y/o casquetes de gas que sufren una expansión en su volumen a causa del declinamiento de presión por la extracción de hidrocarburos y fluidos asociados del yacimiento. Como resultado de la disminución en esta energía, la capacidad del yacimiento para aportar fluidos a los pozos productores también disminuye; el ritmo con que la presión decrece está en función de la naturaleza del acuífero asociado y de su potencial.

En la Región Marina Noreste (Akai y Ku-Maloob-Zaap) se tienen identificados tres acuíferos regionales de potencia diferente.

Para algunos yacimientos de Akai y Ku-Maloob-Zaap se tiene un acuífero limitado, por lo que el soporte de presión que brinda al yacimiento es parcial. En un periodo inicial el yacimiento se encuentra bajosaturado, conforme es mayor el abatimiento de presión que experimenta el efecto se va transmitiendo al acuífero lo que provoca su expansión, y paulatinamente la invasión del yacimiento. El contacto agua-aceite es desplazado hacia estructuras superiores; durante su ascenso el agua fluye preferentemente por las fracturas rodeando los bloques de matriz y dando origen a la imbibición. Cuando se llega a la presión de saturación, inicia la liberación del gas disuelto y la segregación gravitacional del aceite a la parte más alta del yacimiento, además de la formación de un casquete de gas secundario que se incrementa con el paso del tiempo y el abatimiento de la presión.

Los yacimientos que cuentan con acuíferos de potencia moderada en Akai y Ku-Maloob-Zaap, suelen tener un valor de presión de fondo fluyendo que resulta insuficiente para conducir el aceite a la superficie por lo que es necesaria la implementación de diferentes sistemas artificiales de producción para aportar la energía faltante. El comportamiento de presión-producción en los yacimientos de estos campos se toma como referencia para los

yacimientos naturalmente fracturados de la región. Debido a su productividad elevada, es posible compensar la baja en la producción de los pozos y del campo con la perforación de pozos adicionales, mostrando que cuando un yacimiento es de productividad alta el volumen de aceite producido es restringido por las condiciones operativas y características de los pozos y no por la capacidad del yacimiento de entregar fluidos a los pozos. En el caso particular de Akal, fue posible sostener la plataforma de producción en un aproximado de 1 MMBPD durante 15 años (hasta 1996) gracias a la perforación de 105 pozos durante la declinación de la presión del yacimiento de 220 Kg/cm² a 120 Kg/cm² y una producción promedio desde 22,500 BPD hasta 6,750 BPD.

Cuando la energía que el acuífero aporta al yacimiento es alta, la presión y la producción de los pozos logran mantenerse naturalmente. El ejemplo más claro es el campo Chac (Cantarell) donde la presión ha logrado mantenerse con una variación mínima respecto al valor inicial, siendo tan efectivo que se ha mantenido por arriba de la presión de saturación, inhibiendo el drene gravitacional (muy efectivo en Akal y Ku) y evitando que se forme un casquete de gas secundario; el suministro de agua ha provocado que el contacto agua-aceite avanzara notablemente a estructuras más altas quitándole espesor a la columna de aceite y ocasionando problemas de conificación prematura. La influencia del potente acuífero se refleja en los factores de recuperación a la fecha y final esperado que tiene Chac, 34.6% y 35.3% respectivamente.

Cuando es necesario realizar operaciones de mantenimiento de presión, hay que analizar la naturaleza de los yacimientos para seleccionar las técnicas más adecuadas.

Yacimientos naturalmente fracturados

En la región, la mayoría de los yacimientos son naturalmente fracturados por lo que los fluidos se mantienen segregados y el flujo dominado por fuerzas de gravedad; el mantenimiento de presión debe priorizar a la condición de flujo estable por gravedad para evitar canalizaciones del fluido inyectado a los pozos productores. Las operaciones de inyección no buscan desplazar el aceite de las fracturas a los pozos, mas bien buscan reemplazar el aceite que se extrae con su volumen equivalente de fluido inyectado para que la presión en la columna de aceite y el ritmo de producción se mantengan constantes sin variar la diferencia entre la presión media del yacimiento y la presión de fondo fluyendo en los pozos. Esta característica hace que mantener la presión en yacimientos naturalmente fracturados se conozca como Recuperación Acelerada de Aceite, logrando el mayor beneficio produciendo anticipadamente el aceite que de otra manera tardaría años en ser producida mediante agotamiento natural. Si se selecciona gas como fluido de inyección, se inyecta en el casquete de gas (estructuras más altas) a diferencia del agua que es inyectada directamente en el acuífero o en la zona invadida por él.

Para seleccionar el fluido de inyección la primera característica a tomar en cuenta es la mojabilidad de la roca, debe estar sustentada en estudios de laboratorio y verificar su viabilidad económica para seleccionar agua o gas.

En este tipo de yacimientos, se presentan dos tipos de roca: mojable por agua y de mojabilidad intermedia preferentemente mojada por aceite. Si es mojable por agua debe evaluarse la eficiencia del drene gravitacional de aceite en el casquete contra la eficiencia

de la imbibición del agua en la zona invadida por el acuífero, mediante el factor de recuperación obtenido en cada proceso. Para rocas de mojabilidad intermedia la opción más conveniente es inyectar algún tipo de gas gracias a la casi nula afinidad de la roca del yacimiento hacia el agua.

Yacimientos no fracturados

Cuando los yacimientos no están fracturados (Ek y Balám JSO) la inyección se realiza mediante la determinación de un patrón de pozos productores e inyectores para lograr el desplazamiento inmisible del aceite. Hay que tener muy claras las características del yacimiento, espesor, relieve estructural, patrones de flujo y relación de movilidad para lograr el máximo de recuperación de aceite.

Cuando se decide inyectar gas a un yacimiento para el mantenimiento de la presión se tiene conocimiento de que una consecuencia inevitable es que se suprime la expansión del acuífero, anulando el avance del contacto agua-aceite y la entrada natural de agua en el yacimiento; esto solamente sucede cuando se incrementa la presión en el casquete de gas y se mantienen la presión en la columna de aceite a medida que el contacto gas-aceite se mueva a estructuras más bajas y al mismo tiempo se reduzca el espesor de la columna de aceite. Reconocer los factores antes mencionados permitirá diseñar correctamente los volúmenes de inyección de gas y sus requerimientos de compresión, ya que aumentaran conforme al tiempo con la presión del casquete. También hay que tener en cuenta que el contacto gas-aceite se desplazará con el tiempo mientras que el contacto agua-aceite se mantendrá estático, lo que tendrá que ser considerado durante la perforación y terminación de pozos nuevos sabiendo que la columna de aceite reducirá su espesor, planeando también la administración y control de sobreproducción de agua y/o gas (problemas de conificación) para llegar al máximo en el periodo de vida útil de un pozo.

Para aplicar un programa de mantenimiento de presión oportunamente debe hacerse un estudio técnico-económico, en el que deben considerarse dos aspectos principales: el nivel de presión del yacimiento y el costo de oportunidad. El primero de estos factores toma relevancia mayor cuando se desea inyectar gases ya que el volumen de aceite reemplazado requiere un mayor volumen de gas (a condiciones de superficie) conforme la presión del yacimiento sube, aunado a mayores requerimientos de compresión que impactan de manera negativa la rentabilidad del proyecto. El costo de oportunidad es el que se asocia a prescindir del uso de sistemas artificiales de producción para que la presión de fondo en los pozos se mantenga por encima de la requerida para conducir los fluidos a superficie.

Las directrices de un proyecto de mantenimiento de presión deberán ser:

- ✓ Priorizar la condición de flujo gravitacionalmente estable con el fin de evitar que el fluido inyectado se canalice a los pozos productores.

- ✓ Brindar el soporte de energía que los yacimientos requieren para mantener los niveles de producción exigidos y obtener el máximo factor de recuperación posible, incorporando premisas económicas durante el análisis del proyecto.
- ✓ Cuando se inyectan gases, la presión en la columna de aceite deberá mantenerse constante para impedir la invasión del acuífero al yacimiento y favorecer el drene gravitacional del aceite.
- ✓ Cuando la roca presente mojabilidad intermedia con preferencia a ser mojada por aceite, se emplearan gases inmiscibles en operaciones de inyección.
- ✓ Corroborar la existencia de planes óptimos para enfrentar posibles dificultades de carácter físico/químico cuando la producción se obtiene por debajo de la presión de saturación, como formación de asfaltenos y depósito de carbonatos.
- ✓ Sustentar el momento oportuno para aplicar un programa de mantenimiento de presión mediante un análisis técnico-económico, considerando el nivel de presión del yacimiento (los volúmenes, requerimientos y costos de compresión de gas aumentan con la presión) y el costo de oportunidad para no implementar un sistema artificial de producción.
- ✓ Si buscando maximizar la recuperación se decide producir el yacimiento debajo del punto de saturación, se optimizaran el gasto de producción, la presión y la ubicación de los pozos para no tener problemas de canalización de gas o conificación.

El esquema de explotación actual de Akal basa sus operaciones de mantenimiento de presión en la inyección de nitrógeno. Se estima que con estas operaciones puede lograrse una recuperación aproximada del 50% del volumen original de aceite, lo que implicaría un volumen remanente estimado de 15,000 MMB; estimaciones similares se realizaron en el complejo Ku-Maloob-Zaap concluyendo un volumen remanente estimado de 7,500 MMB. El potencial que tiene la recuperación mejorada en estos campos es importante, porque se estima que puede lograr una producción incrementar de aceite de 150 000 barriles por día en un periodo de 20 años lo que se traduciría en un total de 1,125 MMB al final de dicho periodo.

La aplicación de procesos de recuperación mejorada en Ku-Maloob-Zaap y Cantarell inició en 2006 identificando procesos que tenían gran potencial de aplicación en los yacimientos de estos campos. Se optó por la inyección de CO₂ en los campos Zaap y Maloob, mientras que en Ku y Cantarell se decidió que la mejor opción era el uso de químicos.

Las pruebas de laboratorio para inyección de CO₂ (Maloob y Zaap) resultaron con un excelente desempeño del desplazamiento en núcleos apilados y de diámetro completo con aceite de 13.7°API y 12 cp de viscosidad. Las pruebas fueron desarrolladas a temperatura y presión del yacimiento, imitando las condiciones de flujo esperadas (dominado por fuerzas capilares y gravitacionales) obteniendo un factor de recuperación de 55%. También se efectuaron pruebas con inyección de mezclas N₂ y CO₂ (50%-50%) con recuperaciones hasta del 48% de aceite, abriendo una alternativa de inyección cuando las cantidades disponibles de CO₂ sean limitadas. En el caso de la inyección de N₂ puro, se obtuvieron recuperaciones aproximadas del 33%.

Para maximizar el valor económico de los campos pertenecientes al complejo Cantarell, un proyecto sin precedentes para el mantenimiento de presión fue puesto en marcha. Con estudios técnicos y económicos se concluyó que el mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno era la mejor opción; además de la tecnología para inyección de gas existente, se seleccionó al nitrógeno considerando su disponibilidad, costo, infraestructura requerida y factores de seguridad y ambientales. Las estimaciones iniciales indicaban que el costo del nitrógeno sería aproximadamente de \$1.1USD por cada millón de pies cúbicos que, comparados con los \$2.66USD del gas natural (la segunda mejor opción), daba un escenario más favorable; aunque el costo final por los servicios de generación de nitrógeno fue de \$0.36USD por cada millón de pies cúbicos.

La simulación de varios escenarios de inyección-producción arrojó que el mejor resultado sería lograr un gasto diario de 2MMBD de aceite, siendo posible mantenerlo por un periodo de 4 años lo que requeriría la inyección de 1,200 MMBD de nitrógeno. Después de este periodo, se pronosticó una caída en la producción a la par de la inyección de nitrógeno, y el exceso podría ser canalizado e inyectado a otros campos costa afuera. Así se tomó la decisión de iniciar la recuperación adicional de aceite (2,324 MMB) y gas (870 BPC) en Akal mediante la inyección de nitrógeno en el casquete de gas para mantener la presión en la columna de aceite.

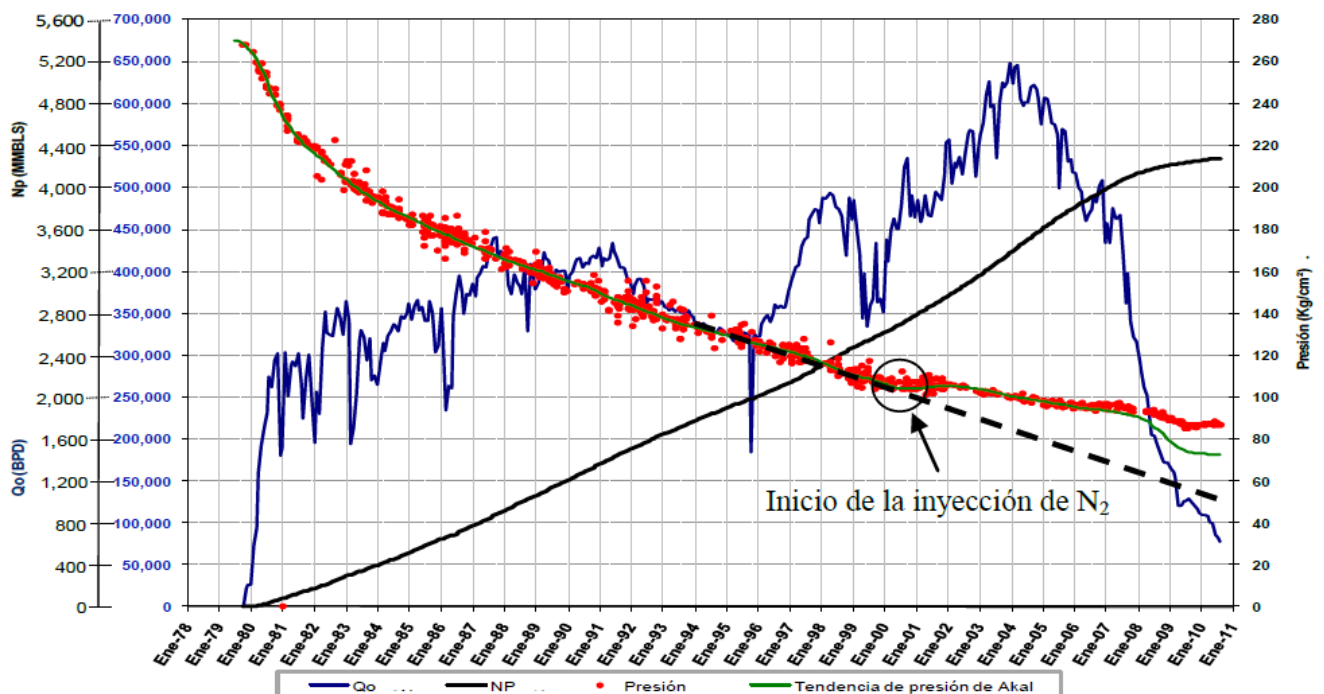


Figura 3.3 Presión del yacimiento Akal

La instalación de equipo a gran escala inició en 1997, el sistema de inyección está compuesto por una planta generadora de nitrógeno con capacidad de 1,200 MMBD, una

plataforma que cuenta con siete pozos inyectoros y una red de ductos para el manejo de nitrógeno con una longitud de 233km. El mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno arrancó en mayo del 2000 con la inyección de 300 MMBD y para diciembre de ese año se llegó a la meta propuesta de 1,200 MMBD. La inyección se realiza a través de siete pozos perforados y terminados en la cima del yacimiento (casquete de gas), además se implementó un programa para monitorear la presión y concentración así como para evaluar la respuesta que tendría Cantarell a las operaciones de inyección de nitrógeno.

Dada la falta de información previa acerca de la implementación de un proyecto para mantenimiento de presión de la magnitud y características de Cantarell, se dieron algunas ideas preliminares para realizar pruebas piloto, sin embargo no pudieron realizarse por la falta de zonas establecidas que pudieran contar con condiciones similares a las del campo Akal. Las pruebas intentaban aclarar ciertos problemas y aspectos fundamentales de la administración de yacimientos que se identificaron desde el inicio del proyecto porque podrían impactar de forma negativa su éxito y que serán analizados más adelante.

Se realizó una prueba preliminar de inyección en el pozo C-57A inyectando nitrógeno con gastos desde 20 MMBD hasta 40 MMBD, los valores de presión de fondo fluyendo y los gastos de inyección durante la prueba fueron utilizados para construir el modelo hidráulico del pozo. Cuando se calibró el modelo, fue utilizado para predecir los gastos de inyección de nitrógeno para diferentes presiones de operación en la cabeza del pozo y diámetros de tuberías y cuyos resultados se muestran en la siguiente tabla.

Diámetro de la tubería (pulgadas)	Gasto de inyección (MM pies ³)		
	Pwh= 70.3 Kg/cm ²	Pwh=105.5 Kg/cm ²	Pwh=140.6 Kg/cm ²
4 ½ - 5 ½	20.4	56.3	85.9
4 ½ - 7	28.4	78.0	119.4
7	39.2	107.4	163.3
9 5/8	101.4	274.9	429.2

Tabla 3.3 Diámetros de tubería vs Gastos de inyección

Los resultados del modelo, con otras consideraciones mecánicas, fueron usados en la ingeniería del diseño de los pozos de inyección. Se seleccionó la tubería de 9 5/8 con una presión en la cabeza del pozo de 111 Kg/cm², requiriendo seis pozos para inyectar 1,200 MMBD de nitrógeno a Cantarell. Sin embargo se decidió la perforación de un pozo adicional para hacer frente a cualquier contingencia.

Con el objetivo de obtener información que permitiera representar de mejor forma la dinámica de flujo en la simulación numérica, particularmente de la convección térmica y la difusión molecular, se diseñaron dos pruebas de trazadores no convencionales para la inyección de nitrógeno. En la primer prueba se inyectó tolueno líquido en la interface gas-aceite a través del pozo C-86 de la plataforma Akal-G, el trazador fue detectado desde 12 hasta 83 días después de la inyección a través de cuatro pozos productores localizados entre 0.8 km y 2 km al sur del pozo inyector. En la segunda prueba metano y Kriptón-85 fueron inyectados en el casquete de gas a través del pozo C-52 de la plataforma Akal-E, y se analizó a través de siete pozos de gas y tres de aceite durante tres meses.

Se diseñaron programas para monitorear a detalle, la respuesta del yacimiento hacia la inyección de nitrógeno y la composición del gas producido. La presión se ha medido en doce pozos estratégicamente localizados (en el casquete, columna de aceite y acuífero) y sus resultados preliminares fueron consistentes con la simulación de yacimientos de aceite negro y conforme se obtuvieron más datos se confirmó la alta transmisibilidad de Akal. La respuesta más clara del comportamiento de la presión es en el casquete de gas, donde solamente hay una fase movable entre los pozos de monitoreo e inyección; entre más fases movibles estén presentes la respuesta de la presión será más pobre. Los análisis mostraron que la presión tiende a incrementar 6.7 Kg/cm^2 en el casquete de gas y 2.5 Kg/cm^2 en la columna de aceite por año, lo que implica que el contacto gas-aceite se desplace aproximadamente 57m en el mismo lapso de tiempo. La cromatografía del gas ha sido aplicada para monitorear la concentración de nitrógeno a lo largo del tiempo y su invasión, observando en 151 pozos (horizontales y verticales) en todo el campo Akal; los resultados que se han obtenido inicialmente son concentraciones molares de 1.1% a 1.3% en el casquete, y de 0.4% a 0.6% en el gas producido (gas asociado y gas de bombeo neumático), aunque es evidente que estos resultados pueden variar con el tiempo.

El reto para la aplicación de recuperación mejorada en la Región Marina Noreste es adaptar las tecnologías e impulsar nuevos desarrollos. Mención especial merecen las fracturas, pues es el sistema mediante el cual ocurre el flujo del yacimiento al pozo y viceversa, y el primer medio de transporte para el fluido de inyección al yacimiento con el objeto de liberar el aceite de la matriz a las fracturas para ser segregado por gravedad a la columna de aceite. Debido a que el flujo de los fluidos en el yacimiento es por segregación, es importante que el concepto de arreglos de pozos inyectoros y productores no se aplique de manera tradicional; la inyección deberá efectuarse en zona que hayan sido invadidas por el casquete de gas o por el acuífero (ahí se aloja el aceite residual), la ubicación de pozos inyectoros deberá lograr el máximo barrido volumétrico en estas zonas. El aceite que se liberará de la matriz incrementará el ritmo de engrosamiento de la columna y la producción, por lo que los pozos productores deberán localizarse en la ventana de aceite, sus condiciones operativas determinarán el ritmo de producción.

3.2 Región Sur

La región sur cuenta con una superficie aproximada de 390 mil kilómetros cuadrados y abarca parte de los estados de Guerrero, Oaxaca y Veracruz, así como la totalidad de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo y Chiapas. Limita al norte con el Golfo de México, al sur con el Océano Pacífico y al este con el Mar Caribe.

Operativamente está dividida en un activo regional exploratorio y los activos integrales Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac.

La producción promedio anual de petróleo crudo, fue de 491 mil 318 barriles por día y la de gas natural fue de 1 mil 352 millones de pies cúbicos por día.

En el transcurso de 2006, la actividad exploratoria estratégica de mayor importancia se obtuvo en cuatro proyectos de exploración: Cuichapa, Julivá, Reforma y Simojovel; y las componentes exploratorias de los dos proyectos integrales Comalcalco y Macuspana.

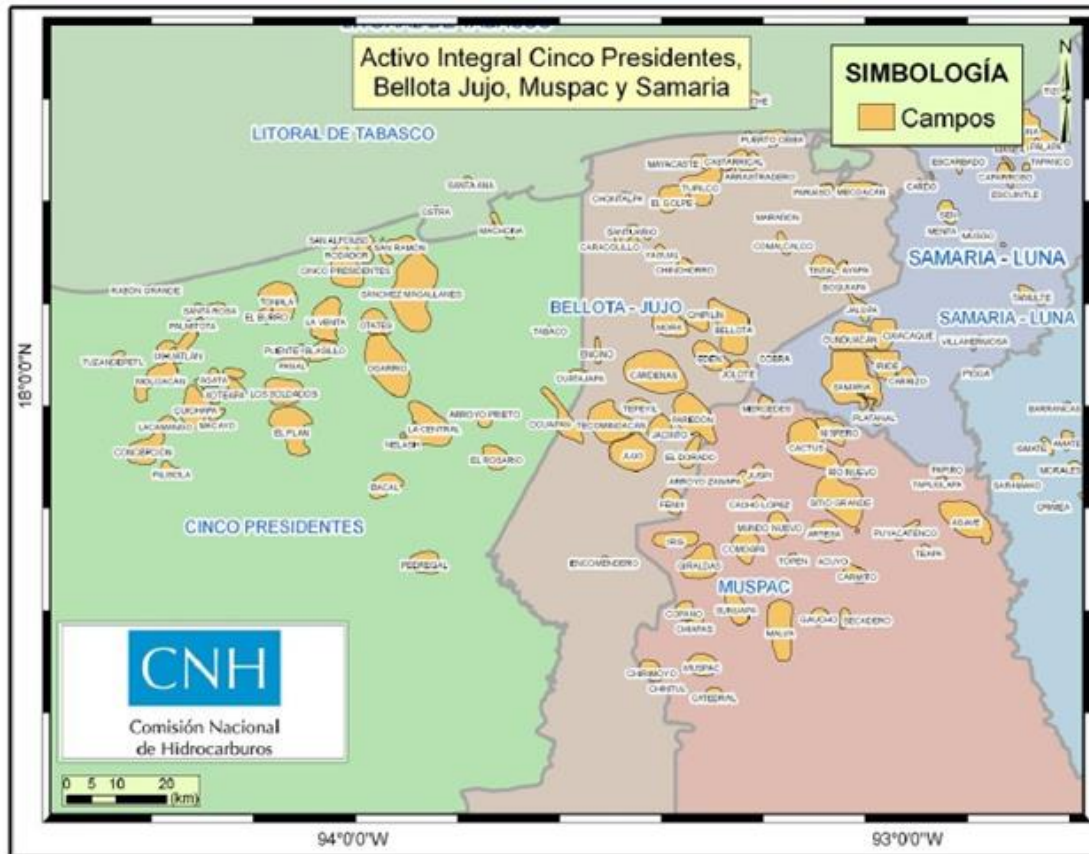


Figura 3.4 Mapa de los campos de la Región Sur

3.2.1 Información general de los yacimientos

Geológicamente, Cinco Presidentes se encuentra ubicado en la cuenca Salina del Istmo, esta abarca desde el frente de la Sierra de Chiapas en el Sur teniendo como límite al oriente la Cuenca de Veracruz y al este el Pilar Reforma-Akal. La parte más importante del sistema petrolero de este activo se encuentra en el Tithoniano-Paleógeno-Neógeno. Las rocas almacén se encuentran principalmente en el Mioceno Superior, en la formación Encanto formada por Lutitas ligeramente arenosas variando sus porosidades del 15-25%.

El activo integral Bellota-Jujo se localiza principalmente en el Área Mesozoica Chiapas-Tabasco, la cual cubre una superficie de 23 400 km² constituye geológicamente el cinturón Plegado Reforma – Akal en su posición central – norte, al oriente está la subcuenca de Macuspana y al Este-Norte la de Comalcalco, la sierra de Chiapas al sur y al Norte el Golfo de México. Las rocas almacenadoras constituyen principalmente las dolomías fracturadas distribuidas en el kimmerigiano, Tithoniano y Cretácico Inferior. Las de edad correspondiente al Tithoniano presentan fracturamiento menor al del Kimmerigiano, sin embargo su permeabilidad es muy buena.

La cuenca de Macuspana se ubica al oriente de Villahermosa, Tabasco, comprende parte de los municipios Tabasqueños de Centla, Centro, Jalapa, Jonuta y Macuspana y Carmen y Palizada en Campeche. Geológicamente se encuentra localizado en la provincia de las cuencas Terciarias del Sureste, sus principales campos petroleros son: Narváez, José Colomo, Cobo, Tepetitán, Chilapilla, Shishito, Viche, Saramako, Nuevos Lirios Usumacinta, Rasha Vernet, Hormiguero, Cafeto y Acahual.

Los campos de la Región sur abarcan en general tres provincias geográficas de México que son: Salina del Istmo, Pilar Reforma-Akal y Macuspana.

La provincia de Salina del Istmo corresponde a la porción sur de la Provincia Salina del Istmo, que abarca desde el frente de la Sierra de Chiapas en el sur hasta la isobata de 500 m al norte, limitando al oeste con la Cuenca de Veracruz y al este con el Pilar Reforma-Akal. Esta provincia incluye en su porción sureste a la sub-cuenca de Comalcalco, por su origen asociada a la carga de sedimentos y evacuación de sal. Estructuralmente se caracteriza por diapiros, paredes, lengüetas y toldos de sal que dieron lugar a la formación de cuencas por evacuación de sal, tales como la de Comalcalco, y minicuenas entre cuerpos salinos. Las rocas mesozoicas y paleógenas están estructuradas ya sea por plegamiento y fallamiento con dirección noreste-suroeste y vergencia hacia el noroeste o por rotación de capas en los pedestales de los diapiros salinos; mientras que en el Terciario se presentan estructuras dómicas asociadas a masas salinas, fallas lístricas con inclinación al noroeste que afectan incluso hasta el Mesozoico y fallas lístricas contra-regionales.

El Pilar Reforma-Akal se ubica en el estado de Tabasco, parte del estado de Chiapas y se extiende costa afuera hacia la plataforma continental del Golfo de México, con orientación noreste-suroeste. Esta provincia está caracterizada por una columna estratigráfica formada por rocas terciarias y mesozoicas presentando una gran cantidad de estructuras plegadas y falladas relacionadas a tectónica salina y deformación Chiapaneca. Está limitada al noroeste por el sistema de fallas Comalcalco, al sureste por el sistema de fallas Frontera, el alineamiento diapírico de Amate-Barrancas y la falla Topén-Níspero y al sur por el Cinturón Plegado de Chiapas.

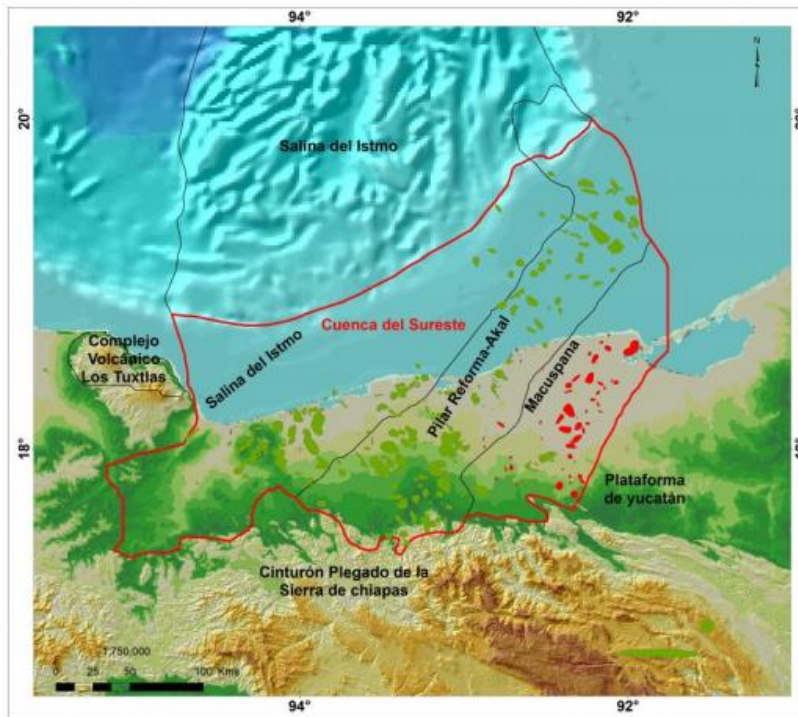


Figura 3.5 Mapa de las provincias de la Región Sur

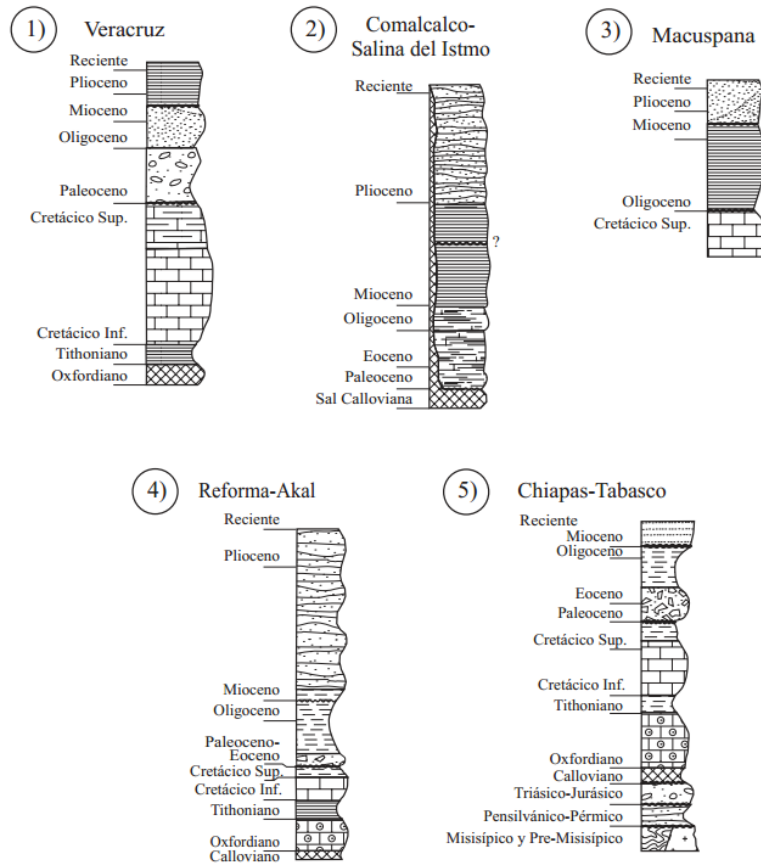


Figura 3.6 Columnas estratigráficas de los campos de la Región sur generalizadas por Padilla y Sánchez (2007).

Como se puede apreciar, el interés petrolero de esta zona es grande ya que aporta 500 MBD a la producción total diaria del país (PEMEX, 2013) o casi 20% de la producción diaria, aunque al 2013 es al que menos reservas probadas tiene con tan solo 1,500 de los 13,000 MMBPCE que se reportan en el Anuario Estadístico de Pemex 2013. Las rocas del Tithoniano fueron las generadoras de hidrocarburos, mismos que se almacenaron en trampas estratigráficas y estructurales del Jurásico Kimmeridgiano), Cretácico Superior-Paleoceno y el Neógeno.

3.2.2 Mecanismos de Producción

En la mayoría de los campos de esta zona se utilizan mecanismos de producción del tipo Expansión Roca – Fluido, Empuje Hidráulico y gas disuelto liberado. Esta Región ha disminuido significativamente su presión de yacimiento y por consecuencia su producción y actualmente existen diferentes planes para continuar con la extracción primaria con la perforación de nuevos pozos y el taponamiento de otros, pero se ha tomado muy seriamente la implementación de sistemas artificiales en la región con motivos de mantenimiento de presión y aligeramiento de la columna de fluidos, tales como el Bombeo Neumático, mecánico y cavidades progresivas.

Las actividades en general que componen el plan de explotación para los campos de esta región son por ejemplo: Instalación de sistemas de artificiales de producción, Perforación de pozos intermedios (no convencionales), reparaciones mayores y menores, Inyección de vapor, implementación de un sistema de recuperación mejorada mediante la inyección de vapor y otras intervenciones, como estimulaciones a pozos.

3.3 Presencia de Nitrógeno en la producción y sus efectos

Alrededor del mundo no existe suficiente experiencia sobre la inyección de nitrógeno en yacimientos gigantes, por esto la necesidad de metodologías y procedimientos para controlar el contenido de nitrógeno son necesarios, para poder extenderlos hacia otros campos.

Para poner en marcha estos procedimientos, es necesario que se lleve a cabo un muestreo y análisis de la concentración de nitrógeno en pozos, plataformas, separadores, ductos, etc. Las muestras y análisis cromatográficos ayudan a identificar el decremento o incremento de la concentración de nitrógeno ya que, asociado al gas producido, impacta de manera negativa en su calidad. La simulación del flujo a través de ductos de gas producido que tiene alta concentración molar desde los pozos brinda información para estimar la calidad del gas y su concentración molar de nitrógeno en los puntos de entrega. El nitrógeno también sirve como un trazador ya que ayuda a observar el comportamiento del contacto gas-aceite y como se mueve dentro del yacimiento, lo que es muy útil en la generación de perfiles de producción y simulación numérica de los yacimientos.

Al planear el proyecto de mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno, se identificaron ciertos aspectos que podrían impactar su desarrollo y en consecuencia, en los resultados deseados. Dada la naturaleza de los yacimientos, algunos aspectos deberían tener especial atención en el desarrollo del proyecto, estos aspectos serán explicados de manera breve a continuación.

Región Marina Noreste

Agregación de asfaltenos: Se analizaron problemas relacionados con el comportamiento termodinámico de la mezcla resultante entre el nitrógeno y los fluidos del yacimiento, particularmente aquellos con respecto a la vaporización del aceite y la posible precipitación de asfaltenos. El resultado de estos estudios indicó que los asfaltenos, disueltos inicialmente en el aceite, tienen a agregarse cuando disminuye la presión por lo que el efecto de la disolución del nitrógeno en el crudo se pensó casi despreciable.

Canalización de nitrógeno: Se consideró poco probable la posibilidad de que el nitrógeno se canalizara basado en los estudios de simulación realizados, la evidencia de campo con el tiempo mostró que la segregación gravitacional ha sido muy efectiva en Akal. Por eso se decidió realizar la inyección en la cresta del yacimiento, lejos del contacto gas-aceite para que no representara ningún riesgo la posibilidad de canalización del nitrógeno hacia pozos productores.

Invasión del nitrógeno: Con las evidencias de campo de la convección térmica en Akal se consideró importante incluir este fenómeno en los estudios de simulación señalando hacia la posible invasión de nitrógeno. Se efectuaron análisis de núcleos especiales, estudios PVT para la mezcla de fluidos con el nitrógeno y experimentos difusión-dispersión en celdas y núcleos PVT. La información obtenida se usó para el desarrollo de un modelo que tomara en cuenta todos los mecanismos de flujo involucrados en el proceso de inyección de nitrógeno en un yacimiento naturalmente fracturado de doble porosidad.

Como se esperaba, los resultados de la simulación mostraron que la afluencia de nitrógeno depende de la posición de las plataformas de inyección con respecto al contacto gas-aceite y el punto de inyección. La plataforma Akal-D localizada por debajo del contacto gas-aceite y cercana a la zona de inyección debería comenzar a producir nitrógeno hacia el 2002 y alcanzaría concentraciones molares que superarían el 13% mientras que la Akal-R localizada lejos del contacto gas-aceite apenas presentaría producción de nitrógeno con concentraciones molares del 1%. Los resultados de la producción total de Cantarell, considerarían la mezcla de los flujos de todas las plataformas mostrando que el nitrógeno sería evidente después de tres años de iniciada la inyección; también se predijo que las concentraciones de nitrógeno a partir de 2010 serían del 5% y permanecerían en ese rango durante el resto del proyecto, esto sería vital para planificar los tratamientos del gas natural producido con presencia de nitrógeno.

Concentración molar de nitrógeno en el gas producido: A causa de que el nitrógeno es uno de los componentes naturales de los fluidos en Cantarell, la concentración molar en el casquete de gas y en el gas producido fue distinguido como prioridad en la inyección de nitrógeno. Las concentraciones que se han obtenido varían de 1.1% a 1.3% en el

casquete, y de 0.4% a 0.6% en el gas producido, lo que indicaría que las predicciones iniciales de que el nitrógeno inyectado no estaría presente en la producción son acertadas.

Impacto de la inyección de nitrógeno en campos vecinos: Debido a las evidencias de comunicación hidráulica en los yacimientos costa afuera de la bahía de Campeche debido a que comparten uno o varios acuíferos regionales. Se encontraron valores de presión inicial en yacimientos, que iniciaron su producción recientemente, que son muy similares a los que registraron los campos maduros al inicio de su producción además de dos tendencias muy marcadas de presión lo que indican la existencia de, al menos, dos grandes acuíferos. Debido a esto se requirió armar un modelo regional que considerara la comunicación hidráulica de varios campos cercanos a Cantarell y el impacto que tendría en ellos la inyección de nitrógeno.

Región Sur

A partir de los aspectos que se explicaron en los párrafos anteriores, se propuso una metodología (desarrollada en su mayoría por la experiencia adquirida en el complejo Cantarell) para interpretar la concentración molar del nitrógeno en el yacimiento (profundidad, estado mecánico y operativo de pozos) e instalaciones superficiales (plataformas de producción, tanques de almacenamiento, ductos); esta metodología está compuesta de diversas actividades multidisciplinarias que se explican a continuación:

VALIDACIÓN Y REVISIÓN DE LA CROMATOGRAFÍA DEL GAS.

Con el propósito de actualizar adecuadamente la base de datos y filtrar la información, se debe revisar y validar las pruebas cromatográficas en el laboratorio junto con ingenieros de yacimientos. Esta información permite detectar la tendencia en el comportamiento del nitrógeno en nodos estratégicos y que es básica para el análisis global del sistema de producción. La actividad de muestreo puede ser realizada de manera semanal para cubrir toda el área del campo y el mínimo de muestras requeridas para que sean representativas y poder observar el comportamiento del nitrógeno en las instalaciones superficiales.

TOMA Y ANÁLISIS DE MUESTRAS CROMATOGRÁFICAS EN PUNTOS ESTRATÉGICOS.

El primer punto de análisis es en la estación de entrega de la producción que proviene de los campos y conocer la calidad del gas (en el caso de Cantarell, el punto de entrega es el complejo procesador de Cd. Pemex que permite una concentración molar máxima de nitrógeno de 5%). El gas pasa a través de un ciclo de flujo para endulzarlo, desde el inicio hasta el final del ciclo se realizan diferentes análisis para conocer la composición del gas que se está procesando:

- Cromatografía del gas en el punto de entrega.
- Gas suministrado para su uso en bombeo neumático en plataformas.
- Cromatografía del gas en los separadores.
- Cromatografía de la producción total del campo o complejo.
- Cromatografía del gas en las estaciones de compresión.

Cuando el análisis cromatográfico muestra que la concentración molar de nitrógeno está por encima del valor permitido, se procede a identificar primero el complejo de producción, después el separador y por último el pozo origen de la producción con alta contaminación. Este análisis sirve como evidencia en los registros de producción para identificar pozos contaminados con nitrógeno y poder evaluar su operación y programar la toma de muestras periódicamente para monitoreo.

AVANCE DEL CONTACTO GAS-ACEITE.

Después de que el nitrógeno es inyectado al yacimiento, fluye hasta el fondo del casquete de gas ya que tiene un mayor peso molecular que el metano. Cuando se comienza a registrar el incremento en la concentración de nitrógeno es porque el contacto gas-aceite ha alcanzado la zona de los disparos en el pozo.

El análisis del contacto gas-aceite es la base para elaborar programas enfocados a evitar la invasión de gas a los pozos mediante simulación numérica y registro del avance del contacto en el tiempo. El avance del contacto gas-aceite genera un incremento en los valores de RGA; en el caso de los pozos que producen con la ayuda de bombeo neumático, el incremento de RGA obliga a la suspensión del bombeo ya que los pozos fluyen muy bien de manera natural durante un periodo breve, hasta que el flujo de aceite declina y se convierten en pozos productores de gas únicamente.

Monitorear la posición del contacto gas-aceite es importante tanto para el análisis cromatográfico, como para tomar acciones que eviten la pérdida de energía por la invasión de gas hacia los pozos productores complementando con el cierre parcial de pozos que registren altos valores de presión en la cabeza (lo que indica comunicación con el casquete de gas). La profundidad del contacto gas-aceite es relevante para calibrar los modelos de simulación del yacimiento y establecer la ventana operativa de los pozos e ir adecuando la profundidad de la terminación mediante registros geofísicos.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO.

En términos generales, muestra la comunicación total del yacimiento mediante el comportamiento de la presión. Esta caracterización ayuda a clasificarlo en zonas o bloques que presentan comunicación total o parcial, se ayuda de registros especiales para conocer la profundidad del contacto gas-aceite y poder identificar las zonas comunicadas.

En Cantarell se observó que en la zona este, el contacto gas-aceite está entre 40m y 50m por encima del contacto gas-aceite de las zonas norte y sur (que presentan una mayor producción que la zona este) debido a que se encuentra mayormente fracturada, por lo que puede ser dividida en bloques o compartimentos parciales para su estudio.

SIMULACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN MOLAR DE NITRÓGENO EN INSTALACIONES SUPERFICIALES.

Cada pozo tiene una profundidad diferente que ayuda a elaborar el programa para la invasión de gas, a medida que el casquete de gas se expande, mediante el simulador.

Después de ser inyectado al yacimiento, el nitrógeno fluye hacia el fondo del casquete y sirve como trazador para detectar la invasión de gas hacia los pozos mediante el análisis de la concentración molar en los centros procesadores de gas. A causa del progreso del contacto gas-aceite, se identifican cierto número de pozos “problemáticos” (normalmente de 1 a 4), por lo que su cierre y apertura durante ciertos periodos genera picos en la concentración de nitrógeno del gas producido.

Por esta razón y dependiendo del volumen de gas que se maneje, la simulación para observar la concentración molar de nitrógeno debe de analizar:

- Gas proveniente de los pozos problema.
- Gas de formación
- Gas proveniente de los diferentes campos o complejos que se desean simular.
- Gas recibido para su uso en bombeo neumático.
- Mezcla de gas realizada de la producción de diferentes pozos.

Como resultado de este procedimiento será posible determinar el gasto de gas producido por cada pozo “problema” basado en los picos de concentración de nitrógeno que se detecten; la simulación es una imagen operacional válida por un periodo de tiempo corto, por lo que debe estar actualizándose de manera constante para ajustarlo a las condiciones específicas de cada día de operación y lograr una mejor predicción de la producción de gas proveniente de los pozos “problema”.

El ajuste y calibración constante del modelo de simulación es una de las herramientas más confiables que permite controlar la concentración de nitrógeno en el gas y tomar medidas adecuadas en el control de calidad del gas que se vende.

Determinar la concentración molar de nitrógeno en diferentes pozos y profundidades permite conocer de manera cualitativa cómo se comporta el nitrógeno cuando es inyectado al yacimiento, controlar la calidad de gas conforme las normas y requerimientos establecidos para su venta y distribución.

3.4 Procesamiento de Nitrógeno asociado a la producción

El manejo y tratamiento de la producción son aspectos que contribuyen a cumplir con las especificaciones de calidad requeridas para la comercialización de gas y de crudo. Mediante ciertos parámetros se puede definir el impacto que tiene la inyección de nitrógeno en la estabilización del aceite y composición del gas, para optimizar y/o adecuar los procesos de acondicionamiento y manejo que son realizados en los complejos procesadores de gas y aceite. El crudo se maneja a través de una red de ductos para conducirlo hasta las instalaciones donde se llevarán a cabo los procesos de separación gas-líquido, desalado, manejo y acondicionamiento del gas, estabilización, almacenamiento, bombeo y deshidratación.

A mediados de 2003 se percibió un incremento notable en la corrosión de las gasolinas estabilizadas y del condensado producido en algunos centros procesadores de gas y plantas estabilizadoras de condensados. Desde esa fecha se estudió el problema para

encontrar sus causas e implementar medidas para su erradicación y evitar así, problemas de rechazo de producto, daño a las instalaciones y penalizaciones. Se realizó un programa de muestreo en la zona de Atasta y puntos intermedios, así como de las condiciones de las plantas de proceso que se encuentran en la zona. Se consideró que debía de monitorearse el contenido de O_2 y H_2S para evitar futuros contratiempos en la calidad de los productos y estudiar nuevamente el uso de plantas de membranas para producir N_2 para emplearlo en bombeo neumático y que no afectara el proceso de los hidrocarburos.

La generación de nitrógeno por medio de membranas ha sido empleada en algunos campos de la Región Marina Suroeste, y constituye una fuente considerable de oxígeno asociado. Al entrar en contacto oxígeno con ácido sulfhídrico en condiciones de humedad se generan reacciones de corrosión en el sistema de transporte de la producción, por lo que esta es una de las causas raíz de la corrosividad de los condensados estabilizados.

El más claro ejemplo es el campo Batab en la Región Marina Noreste. Debido a la falta de infraestructura para inyección de gas seco como fluido para el bombeo neumático, se implementaron plantas portátiles de generación e inyección de nitrógeno que ayudaron a poner en producción cuatro pozos del campo. La planta suministraba un volumen aproximado de 2MM de pies cúbicos diarios de N_2 con un 98.2% de pureza, mediante la simulación de las condiciones de flujo en el sistema de producción y transporte se identificó que al incrementar la calidad del N_2 inyectado se presenta una reducción en la corrosividad de la producción que manejan las plantas procesadoras.

Para el caso de Cantarell se observó que debido al proceso criogénico de generación de nitrógeno, la pureza del gas era de 99.99% lo que disminuía la cantidad de oxígeno asociado; además el N_2 es empleado como sistema de mantenimiento de presión y no como un sistema artificial de producción (el caso del bombeo neumático). La variación del oxígeno asociado a la inyección de nitrógeno era considerable, mientras el sistema de membranas inyectaba una cantidad de oxígeno de 35 mil pies cúbicos al día, el proceso criogénico solamente inyectaba 10 500 pies cúbicos diarios; y esta cantidad de oxígeno era directamente reflejada en la calidad de las corrientes de crudo y gas de la región.

La presencia de oxígeno en los sistemas de producción a boca de pozo es de una consideración importante, ya que en la mezcla aceite-gas que proveniente de los pozos están presentes compuestos como COS y H_2S (que son derivados del azufre) además de agua, oxígeno y nitrógeno que son los elementos más importantes que favorecen la corrosión. Esto es porque el agua (libre o en emulsión) que lleva la mezcla de hidrocarburos además de los compuestos y elementos mencionados forman sulfuro de hidrógeno y dióxido de azufre que se ioniza con el agua favorecida con las condiciones de presión y temperatura formando ácidos.

Sin embargo no fue posible definir con precisión el tiempo en el que se lleva a cabo la reacción de formación de los compuestos del azufre durante la inyección de nitrógeno, además de que se observó también la reacción del oxígeno con el hierro de las tuberías y ductos por lo que se decidió dar seguimiento a la cantidad de oxígeno presente en la corriente de hidrocarburos desde la boca de pozo hasta las plantas procesadoras. Se instalaron separadores para realizar pruebas para el oxígeno en los diferentes puntos del

sistema de transporte y poder monitorear así la concentración de oxígeno presente en la producción.

Derivado de esta problemática, también fue necesario hacer un estudio de los procesos para llevar a cabo la separación y estabilización de los fluidos producidos. El proceso de separación puede llevarse a cabo mediante tres alternativas: separación por etapas, separación Flash y separación diferencial. El proceso de separación por etapas se divide comúnmente en tres, en la primera el líquido es separado a una presión inicial y sucesivamente, va siendo separado a presiones más bajas en dos etapas para entrar al tanque de almacenamiento posteriormente. La separación Flash o instantánea sucede mediante un proceso de expansión a temperatura del yacimiento y composición de la mezcla constante, aplicando cambios de presión se obtiene el valor de la presión de saturación; arriba de ese valor de saturación se mide la compresibilidad del fluido (en una sola fase) y por debajo, el volumen relativo de las dos fases como una función de la presión. La separación diferencial se realiza a volumen constante, principalmente aplicable en yacimientos de gas y condensado y aceite volátil ya que es el que reproduce de manera más exacta el comportamiento de estos fluidos; durante la declinación de la presión se extrae parte del gas que es liberado a presiones menores que la de saturación, obteniendo al final de cada etapa de agotamiento un volumen bifásico (aceite y gas) que es igual al que ocupa a la presión de saturación.

De las centrales donde se lleva a cabo la separación se obtiene crudo pesado y ligero, esta producción se envía a centrales de proceso y distribución para almacenarla y posteriormente a estaciones de bombeo para transportarlas a refinerías y/o plantas petroquímicas, o para su exportación.

Los problemas ocasionados por contaminación de nitrógeno son, en su mayoría, los que afectan al gas. Por un lado está la contaminación del gas al inyectar N_2 en el casquete y por otro la irrupción del gas inyectado en los pozos productores, lo que conlleva a la necesidad de aplicar tratamientos para el gas producido.

Para llevar a cabo la estabilización del crudo, una de las técnicas más empleadas es la de Incremento de temperatura; se añade calor a la corriente de entrada (aceite-agua) para separar las fases, lo que permite reducir la viscosidad del aceite y su asentamiento de manera más rápida, también se disuelven los cristales de parafinas y asfaltenos para evitar sus efectos emulsificantes. Las temperaturas para llevar a cabo este proceso tienen un rango entre 37.7°C y 71.1°C para crudos ligeros, mientras que para crudos pesados puede alcanzar una temperatura de 148.9°C .

Al añadir calor puede provocarse una pérdida importante de hidrocarburos, ya que la energía que se aplica a las moléculas incrementa las colisiones entre ellas permitiendo que la fase gaseosa se separe de la líquida, provocando que los hidrocarburos más ricos y ligeros del aceite sean removidos; de eso resulta una pérdida de volumen del aceite (encogimiento) y aumento en su viscosidad es por ello que no debe incrementarse el valor de la temperatura a la cual ocurre el proceso, para no impactar el valor del aceite recuperado por ser más pesado y alterar las condiciones de operación del separador (el incremento de temperatura puede provocar la disminución de la densidad específica del aceite y del agua que desean separarse).

Por otra parte, el gas que se libera al calentar el aceite debe ser considerado al diseñar el equipo de tratamiento. En tratadores verticales puede crearse una turbulencia y disturbio en la sección de extracción de niebla, donde se separan del gas las pequeñas gotas de líquido que no fueron eliminadas en las etapas primaria y secundaria del separador, para formar gotas de mayor volumen que puedan ser drenadas a la sección de acumulación de líquido. Es de suma importancia la extracción de la mayoría de gotas de líquido a la corriente de gas para evitar daños o perjudicar el funcionamiento del equipo que maneja el gas en las etapas subsecuentes.

Para llevar a cabo la estabilización de un aceite volátil se debe incluir al proceso un cambiador de calor, el aceite producido en el tanque de almacenamiento presenta una ligera reducción en su volumen debido al desprendimiento de gas en el separador, pero se compensará con el aumento del volumen de gas natural, de propano licuado y gasolinas, con lo que se obtendrá un mayor rendimiento económico por cada barril que se extraiga a condiciones de yacimiento.

Para aceites volátiles o condensados la estabilización se lleva a cabo mediante columnas fraccionadoras (estabilizadores) donde los componentes ligeros son vaporizados para obtener en el fondo aceite o condensado; estos equipos tienen funciones casi idénticas a las de un tren de separadores en serie (con decrementos de presión), así, un tren de separación entre cuatro y seis etapas puede obtener el mismo volumen de líquidos que empleando un estabilizador.

Los factores que determinan el proceso de estabilización del crudo son básicamente dos: *tiempo de residencia y reducción de presión.*

El tiempo de residencia es el tiempo promedio que una molécula de líquido debe permanecer dentro del separador, y asegura que el equilibrio entre líquido y gas se logre. Se ve afectado por la viscosidad del líquido, la composición de la mezcla y la presencia de emulsiones y sólidos, se determina mediante la siguiente ecuación:

$$t_r = \frac{V_L}{Q_L} \quad \dots \text{ecuación x.x}$$

Donde:

t_r es el tiempo de residencia del líquido en el separador (minutos)

V_L es el volumen de líquido que reside en el separador (pies³)

Q_L es el gasto de líquido que maneja el separador (pies³/minuto)

El tiempo de residencia tiene un rango promedio entre 30 segundos y 3 minutos, pero cuando el crudo forma espuma el tiempo de residencia puede cuadruplicarse; es una manera indirecta de fijar las dimensiones que requiere un separador para manejar determinado gasto de líquido, que está directamente relacionado con el volumen de gas manejado (por la relación gas-aceite).

La siguiente tabla muestra los tiempos de residencia promedio para diferentes sistemas de separación:

Sistema	Tiempo de Residencia
---------	----------------------

	(minutos)
Separador convencional gas-aceite	2 - 3
Tanque igualador de alimentación fraccionada	8 - 15
Tanque igualador de aceite absorbente	10 - 15
Tanque igualador refrigerante	4 - 7
Refrigerante economizador	2 - 3

Tabla 3.4 Rangos de tiempo de residencia para diferentes sistemas de separación

Otro criterio para el tiempo de residencia en la separación gas-aceite, es el que establece la norma API-12J:

Densidad Relativa del Aceite	minutos
< 0.85	1
0.85 - 0.93	1 - 2
0.85 - 1.00	2 - 4

Tabla 3.5 Pautas establecidas para la separación del aceite según norma API-12J

La reducción de presión ocurre porque generalmente el crudo es almacenado en tanques que están expuestos al sol, la presión de vapor del aceite al entrar al tanque puede ser mayor que la presión atmosférica por lo que no ocurre vaporización al inicio; pero el tanque se calienta gradualmente (por el sol y el medio ambiente) provocando que la presión de vapor del aceite incremente y pueda llegar a ser mayor que la presión atmosférica, dando inicio a la vaporización.

Este fenómeno tiene su explicación en que cualquier líquido contenido en un recipiente abierto hervirá cuando se caliente al nivel en que su presión de vapor sea la presión atmosférica, pero el líquido no hervirá si la presión de vapor no supera el valor de la atmosférica. Por ello mediante diferentes análisis es importante determinar la presión de vapor verdadera (presión ejercida sobre un líquido por su vapor en condiciones de equilibrio a una temperatura dada); hay procedimientos para determinar este valor, los procedimientos estáticos permiten que el líquido alcance su presión de vapor sin ningún disturbio y los dinámicos hacen hervir al líquido o hacen que una corriente de gas inerte pase a través de él. La presión de vapor se mantiene constante a una temperatura dada, pero se incrementa si llega al punto crítico del líquido.

Estabilización del crudo

Para seleccionar el proceso de separación y estabilización del crudo hay que tener especial cuidado en la determinación de los factores en los que se determinará el método más efectivo. Los costos de operación, inversión, recuperación adicional de aceite y su comercialización son algunos aspectos que influyen en la selección de algún proceso particular.

Los altos costos en la estabilización del crudo promueven diseños cada vez más complejos, ejemplo de esto son la rectificación del gas en dos etapas y la separación a altas temperaturas que originalmente se aplicaban a crudo amargo y en la actualidad son aplicables a cualquier tipo de crudo.

Lo que se busca al aplicar los procesos de separación de hidrocarburos es la máxima recuperación de aceite crudo en el tanque de almacenamiento y obtener la mayor

gravedad API posible conservando las políticas de conservación del medio ambiente. Los aspectos técnicos que deben ser considerados en la selección de cualquier método para la estabilización del crudo son:

- Flexibilidad.
- Seguridad.
- Confiabilidad.
- Protección del medio ambiente.
- Simplicidad en la operación y mantenimiento.
- Requerimientos de peso y espacio.

Lo métodos más utilizados en nuestro país para estabilizar el crudo son: proceso al vacío, separación multietapa con estabilización elevada y variación de temperatura cuya descripción se realizará a continuación. Un proceso adicional es el de torre estabilizadora, pero su costo es muy elevado en comparación con los otros debido a que se requeriría una torre de dimensiones altamente considerables para manejar volúmenes de crudo muy grandes, sin embargo para el manejo de condensado es altamente recomendable.

❖ Proceso de Estabilización Elevada con Presión de Vacío

Actualmente existen dos maneras de llevar a cabo este proceso de estabilización, utilizando compresores y utilizando bombas de vacío con anillo líquido (el anillo líquido es el medio para generar la presión vacuométrica de separación), en ambos casos el manejo de la producción es muy similar y tiene una capacidad promedio de 338,000 BPD.

Este proceso se compone de separación multietapa, el líquido proveniente de la etapa de baja presión pasa por un separador elevado que opera a una presión menor a la atmosférica gracias a una bomba de vacío o a un sistema de compresores y eyectores que impulsan los vapores extraídos del aceite. Estos equipos son capaces de manejar aceite, gases comunes, aire, medios corrosivos y mezclas de vapores (condensables o no), lo que permite su aplicación en procesos de filtrado, desgasificación-desaireación y evaporación-destilación.

La presión de vacío es condicionada por la temperatura y presión de vapor de los fluidos manejados, así, altas temperaturas reducen la eficiencia en la operación del equipo. El equipo es capaz de succionar partículas de sólidos y gotas de líquidos lo que impacta en el consumo de energía, este consumo está en función de la relación de compresión y del volumen de gas que se succiona. El equipo de vacío determina su presión de operación después de realizarse un análisis detallado en la simulación del comportamiento de las fases a la temperatura de trabajo, el análisis consiste en variar la presión vacuométrica de separación para obtener el valor de la presión de vapor verdadera a la temperatura de 37.7°C (100°F – se eligió arbitrariamente esta temperatura por ser la que puede esperarse para un tanque de almacenamiento durante los meses de verano), deteniéndola cuando no ocurra vaporización alguna.

El aceite descargado procedente de la etapa de baja presión entra a un separador elevado de baja presión y después pasa a un separador elevado de presión de vacío, de

donde se obtiene el aceite estabilizado que es transportado al tanque de almacenamiento; el gas liberado en esta última etapa es succionado por un equipo vacuométrico, que brinda la presión necesaria para integrar esta corriente al demás volumen de gas.

❖ Separación Multietapa con Estabilización Elevada

La mezcla de hidrocarburos (líquidos y gas) producidos en los pozos son conducidos hacia una etapa de separación de alta presión para alcanzar el equilibrio líquido-vapor, el líquido que se obtiene pasa a una etapa de separación intermedia y posteriormente a la etapa de baja presión para pasar a través de un separador colocado en una estructura metálica con cierta elevación desde el piso y después es descargado en el tanque de almacenamiento para que pueda ser bombeado hacia alguna central de tratamiento y distribución. La elevación del separador es necesaria para proporcionar la carga neta positiva de succión (necesaria para impulsar el crudo adecuadamente a centrales de almacenamiento y bombeo) y está en función de la densidad del líquido, tomando en cuenta todas las pérdidas por fricción desde la descarga en este separador hasta las bombas.

El objetivo que tiene el separador elevado es disminuir la presión para liberar el gas que aun permanezca disuelto en el aceite para que no se libere llegando al tanque de almacenamiento; el vapor obtenido se integra a la corriente de gas que se descarga en la etapa de separación de baja presión. La presión a la que opera esta etapa depende del equipo empleado para recuperación de vapores, algunas instalaciones de producción en México emplean equipos con presiones de succión de 19.67 lb/pg².

El gas proveniente del separador de alta presión pasa a un enfriador para reducir su temperatura hasta una cercana al medio ambiente y entra a un rectificador de alta presión; el gas rectificado pasa por un medio totalizador y uno de envío, con el propósito de obtener el flujo que será enviado a un quemador y el resto a una planta petroquímica. La corriente que proviene del separador de presión intermedia también pasa por un enfriamiento y un rectificador, donde vuelve a medirse con un medio totalizador y uno de envío y es comprimido para reintegrarlo a la corriente que proviene de la etapa de alta presión. La corriente que sale del separador de baja presión es medida y pasa hacia un compresor para brindarle la energía necesaria e integrarlo a la corriente de alta presión.

Los condensados obtenidos en las etapas de enfriamiento (alta, baja e intermedia) y rectificación del gas pasan a un separador para eliminar el agua que puedan contener y pasar a una etapa de estabilización elevada. Después, el condensado es desalojado de forma automática de este separador a través de bombas para transportarlo hasta complejos petroquímicos con las condiciones y especificaciones requeridas.

❖ Estabilización Elevada con Transferencia de Calor

Se diferencia del método de estabilización elevada porque el líquido que se descarga de la etapa de baja presión para por una serie de intercambiadores de calor antes de ingresar al separador elevado. El propósito de estos intercambiadores es provocar un aumento en la temperatura de la corriente que alimenta al separador elevado para permitir la liberación del gas disuelto en el aceite, evitando que dicha liberación se lleve a cabo en

el tanque de almacenamiento. Este vapor se enfría y comprime para integrarlo a la corriente de gas que es descargada por la etapa de baja presión.

Para la estabilización del crudo es necesaria la presencia de separadores trifásicos (gas-aceite-agua) con el objetivo de eliminar el agua y evitar incrustaciones de sales en los intercambiadores de calor, que requieren de tres equipos para enfriar y estabilizar el aceite y los vapores.

Después de separar las tres fases, el aceite pasará por tres etapas: la primera de precalentamiento y las siguientes dos de transferencia de calor, donde se logra la temperatura de estabilización del aceite. El calentamiento en la última etapa se logra haciendo pasara a contracorriente el gas caliente de alta presión a través de los intercambiadores de calor. El aceite calentado para a un separador horizontal elevado de baja presión, donde se separará y estabilizará a una presión de vapor Reid (procedimiento estándar de prueba para determinar el grado de estabilidad del crudo, gasolina, condensado y demás productos procedentes del petróleo que se almacenan en tanque atmosféricos) requerida en las especificaciones del crudo, para después ser descargado por el segundo intercambiador de calor y enfriarse de forma adecuada para no presentar vaporizaciones en el tanque de almacenamiento.

Los vapores liberados en el separador pasaran por rectificadores y recuperadoras de vapores para reincorporarlos a la corriente de gas de baja presión y ser llevados a las estaciones de compresión. Los condensados que se recuperan en la primer etapa de rectificación de vapores serán transportados hasta un separador trifásico de condensados.

El constante monitoreo de todos los factores y procesos descritos con anterioridad son la base para mantener a la gasolina dentro de las especificaciones de calidad de Pemex Gas y Petroquímica básica y PMI (para gasolinas de exportación) que establecen un valor mínimo entre 5 y 10 ppm de oxígeno para la oferta a plantas. En el caso del gas, la calidad es establecida por la NOM-001-SECRE-2010 y cuyos valores se muestran a continuación:

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del País
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH ₄)-Min.	% vol	NA	NA	83,00	84,00
Oxígeno (O ₂)-Max.	% vol	0,20	0,20	0,20	0,20
Bióxido de Carbono (CO ₂)-Max.	% vol	3,00	3,00	3,00	3,00
Nitrógeno (N ₂)-Max.	% vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO ₂ y N ₂)-Max.	%vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Etano-Max.	% vol	14,00	12,00	11,00	11,00
Temperatura de rocío de hidrocarburos- Max.	K (°C)	NA	271,15 (-2) ⁽¹⁾	271,15 (-2)	271,15 (-2) ⁽¹⁾
Humedad (H ₂ O)-Max.	mg/m ³	110,00	110,00	110,00	110,00
Poder calorífico superior-Min.	MJ/m ³	35,30	36,30	36,80	37,30
Poder calorífico superior-Max.	MJ/m ³	43,60	43,60	43,60	43,60
Indice Wobbe-Min.	MJ/m ³	45,20	46,20	47,30	48,20
Indice Wobbe-Max.	MJ/m ³	53,20	53,20	53,20	53,20
Indice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Acido sulfhídrico (H ₂ S)-Max.	mg/m ³	6,00	6,00	6,00	6,00
Azufre total (S)-Max.	mg/m ³	150,00	150,00	150,00	150,00

Tabla 3.6 Especificaciones del gas natural según norma NOM-001-SECRE-2010

⁽¹⁾En los ductos de distribución y transporte que reciben gas natural del Sistema Nacional de Ductos el límite máximo de temperatura será 271.15K a partir del 1 de Julio de 2011.

CONCLUSIONES

Los proyectos que involucran operaciones para la recuperación mejorada de hidrocarburos tienen poca aplicación y desarrollo en México, siendo las más comunes la inyección de agua. Se debe seguir trabajando en la tecnología requerida, reglamentos de operación y costos operativos para hacer de estos procesos alternativas altamente rentables para la industria petrolera.

Como el factor "Z" del nitrógeno es mayor que el del gas natural a las mismas condiciones de temperatura y presión, la cantidad de nitrógeno que se requiere, para ocupar un determinado volumen poroso a condiciones del yacimiento, es menor comparada con la cantidad de gas natural.

El mayor problema en cuanto a la presencia de nitrógeno en el aceite se origina porque el nitrógeno se presenta en los pozos productores y fluye junto con la producción hacia los separadores con la corriente de gas, por lo que esta corriente requiere tratamiento especial para eliminar el nitrógeno presente en ella. La concentración de nitrógeno en el tanque de almacenamiento es casi despreciable.

Existen otras dos alternativas en cuanto a la inyección de gas se refiere: CO₂ y gas natural. Dependiendo de las características del yacimiento y de los fluidos presentes en el se pueden obtener mayores factores de recuperación que inyectando nitrógeno. Sin embargo, la principal ventaja del nitrógeno se encuentra en que forma parte de la atmósfera por lo que se puede generar a gran escala. Por ser un gas inerte no reacciona con los componentes del crudo mientras que la inyección de CO₂ provoca formación de ácidos que requieren adecuaciones a las instalaciones de producción existentes.

La destilación criogénica del aire es la mejor opción para generar nitrógeno, por costos y la calidad del gas obtenido (99.99% de pureza). La pureza del nitrógeno es un factor que influye en la presencia de oxígeno en los hidrocarburos, lo que interviene directamente en la estabilización y corrosividad del aceite en la superficie.

El nitrógeno es un gran sustituto del gas natural para mantener la presión en yacimientos de aceite y gas volátiles, y de gas y condensado.

Dentro del casquete, el nitrógeno es un medio efectivo para desplazar al gas natural hacia los pozos productores.

Las operaciones de mantenimiento de presión tienen impacto negativo en los mecanismos naturales de desplazamiento que pueda presentar el yacimiento (entrada de agua, expansión del sistema roca-fluidos, expansión del casquete de gas, liberación de gas disuelto).

Como gas de inyección, la principal ventaja del Nitrógeno es su amplia disponibilidad en la atmósfera además de su bajo costo. Sin embargo, requiere de presiones mayores que el gas natural y el CO₂ para lograr condiciones de miscibilidad con los hidrocarburos en el yacimiento; por lo que, si la disponibilidad y costo de estos gases hace rentable su aplicación, son agentes de recuperación más eficientes que el nitrógeno.

TABLA DE IMÁGENES

Figura 1.1 Prueba de decremento.....	6
Figura 1.2 Prueba de gasto variable	6
Figura 1.3 Prueba de incremento.....	6
Figura 1.4 Prueba de inyección (pozo cerrado).....	6
Figura 1.5 Prueba de interferencia horizontal	6
Figura 1.6 Gráfica de una prueba de decremento de presión con las tres etapas de respuesta (Jhon Lee).....	8
Figura 1.7 Variación del factor de volumen del aceite con respecto a la presión, a temperatura del yacimiento.....	10
Figura 1.8 Variación del factor de volumen del gas de formación con respecto a la presión del yacimiento de manera isotérmica.....	11
Figura 1.9 Relación del gas disuelto en el aceite (Rs).....	12
Figura 1.10 Comportamiento del Bt y Bo para un aceite negro en función de la presión del yacimiento, de manera isotérmica.....	13
Figura 1.11 Comportamiento de la Co como una función de la presión del yacimiento a temperatura constante.....	13
Figura 1.12 Comportamiento del Cg en función de la presión del yacimiento a temperatura constante.....	14
Figura 1.13 Variación de la viscosidad del aceite en función de la presión y temperatura en el yacimiento.....	15
Figura 1.14 Comportamiento de la viscosidad del gas como función de la presión con tres valores de temperatura.....	16
Figura 1.15 Escenarios de mojabilidad en un medio poroso	20
Figura 1.16 Reservas de hidrocarburos totales al 31 de diciembre de 2012	26
Figura 1.17 Pozos exploratorios terminados durante 2012 y al 30 de septiembre de 2013	
Nota: No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.....	27
Figura 1.18 Pozos de desarrollo terminados durante el año 2012 y al 30 de septiembre de 2013	27
Figura 1.19 Golfo de México Profundo.....	28
Figura 1.20 Proyectos exploratorios Área Perdido, Golfo de México Sur y Golfo de México B.....	29
Figura 1.21 Producción total de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2011	30
Figura 1.22 Producción total de aceite (mbpd) en 2012 y al 30 de septiembre de 2013... 30	
Figura 1.23 Producción total de gas (mmpcd) en 2012 y al 30 de septiembre de 2013.... 31	
Figura 1.24 Generación de energía eléctrica con base al tipo de combustible empleado 32	
Figura 1.25 Escenario para la generación de energía eléctrica al 2027	32
Figura 1.26 Infraestructura actual de gas natural en México.....	39
Figura 2.2 Diagrama de fase del nitrógeno	46
Figura 2.3 Diagrama del proceso del ciclo de expansión de gas de desperdicio.....	49
Figura 2.4 Diagrama de purificación del aire empleando mallas moleculares	50
Figura 2.5 Diagrama del ciclo de expansión del aire	51
Figura 2.6 Diagrama de un ciclo típico para mayor recuperación de nitrógeno	53
Figura 2.7 Esquema de un sistema simple de Adsorción por cambio de presión	56
Figura 2.8 Sección de una membrana de separación	57

Figura 2.9 Esquema de flujo del proceso descrito por Hale y Lokhandwala (2004) para la separación de nitrógeno del gas natural	58
Figura 2.10 Esquema de las unidades que componen una planta para la generación de nitrógeno en proyectos de recuperación mejorada	59
Figura 2.11 Zonas características dentro del yacimiento durante la inyección de N ₂	65
Figura 3.1 Localización del complejo Cantarell	67
Figura 3.2 Ilustración de los fenómenos de drene gravitacional e imbibición	71
Figura 3.3 Presión del yacimiento Akal	76
Figura 3.4 Mapa de los campos de la Región Sur.....	79
Figura 3.5 Mapa de las provincias de la Región Sur	81
Figura 3.6 Columnas estratigráficas de los campos de la Región sur generalizadas por Padilla y Sánchez (2007).	81

Tabla 1.1 Criterios de selección para el proceso por desplazamiento miscible según Stalkup [2].....	38
Tabla 1.3 Campos que utilizaron la inyección de Nitrógeno en la década de los 70 y 80.	40
1.4 Perforación bajo balance	42
Tabla 1.5 Lavado de pozo con nitrógeno	42
Tabla 2.1 Propiedades físicas y químicas del nitrógeno.....	45
Tabla 2.2 Propiedades termodinámicas del N ₂	45
Tabla 2.3 Procesos de remoción de nitrógeno.....	47
Tabla 2.4 Parámetros observados por el análisis en la calidad del aire.	54
Tabla 2.5 Criterios de selección para inyección de nitrógeno sugeridos por Clancy et al.	63
Tabla 2.6 Criterios para la inyección de nitrógeno según Taber et al.	63
Tabla 2.7 Criterios de Selección Nitrógeno-Gas inmisible	64
Tabla 3.1 Parámetros de los campos de la RMNE.....	69
Tabla 3.2 (continuación) Parámetros de los campos de la RMNE.....	69
Tabla 3.3 Diametros de tubería vs Gastos de inyección.....	77
Tabla 3.4 Rangos de tiempo de residencia para diferentes sistemas de separación	90
Tabla 3.5 Pautas establecidas para la separación del aceite según norma API-12J.....	90
Tabla 3.6 Especificaciones del gas natural según norma NOM-001-SECRE-2010.....	94

Ecuación 1.1 Presión de Fondo Fluyendo.....	7
Ecuación 1.2 Factor de Volumen del Aceite.....	9
Ecuación 1.3 Factor de Volumen del Aceite.....	9

Ecuación 1.4 Factor de Volumen del aceite	10
Ecuación 1.5 Relación de gas disuelto en el aceite	11
Ecuación 1.6 Factor de volumen total	12
Ecuación 1.7 Factor de volumen total	13
Ecuación 1.8 Compresibilidad del gas	14
Ecuación 1.9 Ecuación general de Archie	19
Ecuación 1.10 Ecuación de Archie para carbonatos	19
Ecuación 1.11 Ecuación de Archie para formaciones suaves	19
Ecuación 1.12 Ecuación de Archie para arenas.....	19
Ecuación 1.13 Presión Capilar mojante – no mojante	20
Ecuación 1.14 Presión Capilar para agua y aceite.....	20
Ecuación 1.15 Presión Capilar	20
Ecuación 2.1 Peso (%)	62

REFERENCIAS

CAPÍTULO 1

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Anuario Estadístico 2013". Gerencia de Integración de Información Institucional, PEMEX. Disponible en: www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/anuario_estadistico_2013/anuario-estadistico_2013_131014.pdf [acceso 24/09/2013]

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Informe Anual 2012". Disponible en: www.gaceta.diputados.gob.mx/Gaceta/62/2013/abr/InfAnualPemex-20130402.pdf [acceso 24/09/2013]

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Informe de Avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios al Cuarto Trimestre de 2012". Disponible en: www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/peo/2012/informe_peo_4t-2012_%20vfinal.pdf [acceso 07/11/2013]

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Informe de Responsabilidad Social 2012". Dirección Corporativa de Operaciones, PEMEX. Disponible en: www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/irs2012_130715_01.pdf [acceso 13/08/2013]

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Tercer Informe Trimestral 2013". Disponible en: www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/Articulo%2071/Tercer_Informe_Trimstral_2013Version_Final.pdf [acceso 09/12/2013]

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Programa de Reducción de Emisiones (NAMA) en Sistemas de Procesamiento, Transporte y Distribución de Gas Natural a través de la Reducción de Emisiones Fugitivas". Disponible en: www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/nama_130325.pdf [acceso 07/11/2013]

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Programa Estratégico Tecnológico 2013-2027". Disponible en: www.pemex.com/acerca/quienes_somos/Documents/pet_2013-2027_121113.pdf [acceso 13/08/2013]

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2027". Disponible en: www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/pn_13-27_131031.pdf [acceso 13/08/2013]

SECRETARÍA DE ENERGÍA (2012). "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026". Disponible en: www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PGN_2012_2026.pdf [acceso 10/10/2013]

SECRETARÍA DE ENERGÍA (2013). "Estrategia Nacional de Energía 2013-2027". Disponible en: www.energia.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/ENE_2013-2027.pdf [acceso 13/08/2013]

SECRETARÍA DE ENERGÍA (2013). "Estadísticas destacadas del sector energético Septiembre 2013". Disponible en: www.sener.gob.mx/portal/estadisticas_destacadas_del_sector_energetico [acceso 09/12/2013]

SÁNCHEZ SALAZAR MARÍA TERESA y MARTÍNEZ LAGUNA NORMA (2008). "Infraestructura Industrial de PEMEX". Disponible en: www2.inecc.gob.mx/publicaciones/libros/629/infra.pdf [acceso 13/08/2013]

CAPÍTULO 2

PRAXAIR, INC (2013). "Propiedades físicas y químicas del nitrógeno". Disponible en: www.praxair.com.mx/~media/North%20AmerAme/Mexico/Documents/Safety%20Data%20Sheet/Nitrogeno%20HDS%20P4631H%202020.ashx [acceso 05/02/2014]

CLAVERÍA VILA PEDRO LUIS, LOZANO SERRANO MIGUEL ANGEL y HOMBRADOS SÁNCHEZ ANDRÉS (2001). "Modelización y Simulación de Plantas Criogénicas de Separación de Aire con HYSYS". Universidad de Zaragoza. Zaragoza, España.

CUEVAS R. ROB A (2002). "Estudio de Ajuste y Aplicación de Correlaciones para la Inyección de Nitrógeno". Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

CRUZ VELÁZQUEZ JUAN (2005). "Factibilidad Técnica-Económica para la Inyección de Nitrógeno en Pozos de la Plataforma BATAB generando In-Situ a través de Membranas". Facultad de Ingeniería UNAM. Distrito Federal, México.

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Informe Anual 2012". Disponible en: www.gaceta.diputados.gob.mx/Gaceta/62/2013/abr/InfAnualPemex-20130402.pdf [acceso 24/09/2013]

CASTRO MAÑÓN JORGE, SANCHEZ ANGULO ALFREDO y LÓPEZ REYES ANTONIO (2011). "El uso de nitrógeno en los Procesos de PEMEX, Mitos y Realidades". Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos. Disponible en: www.imiq.com.mx/convención/web/SESIONES/VM-5-4.pdf [acceso 28/10/2013].

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (2012). "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR". Disponible en: www.cnh.gob.mx/_docs/IOR_EOR.pdf [acceso 17/01/2014]

SCHLUMBERGER (2007). "Fundamentos de la Mojabilidad". Disponible en: www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p44_61.pdf [acceso 24/02/2014]

MORALES SALAZAR JUAN PEDRO (2011). "Inyección de Nitrógeno como Proceso de Recuperación de Hidrocarburos". Facultad de Ingeniería UNAM. Distrito Federal, México.

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Tercer Informe Trimestral 2013". Disponible en: www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/Articulo%2071/Tercer_Informe_Trimestral_2013Version_Final.pdf [acceso 09/12/2013]

SECRETARÍA DE ENERGÍA (2012). "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026". Disponible en: www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PGN_2012_2026.pdf [acceso 10/10/2013]

PETRÓLEOS MEXICANOS (2013). "Proyectos de Recuperación Mejorada de PEMEX EyP: Retos y Oportunidades". V Congreso Anual Conjunto de Asociaciones del Sector Energético. Acapulco, Guerrero, México.

ESCOBAR UNDA ALEJANDRO (1999). "Separación Criogénica de Nitrógeno: Análisis de Sensibilidad de Operación y en Consumo Energético". Facultad de Química UNAM. Distrito Federal, México.

CAPÍTULO 3.

PETROLEOS MEXICANOS (2012). "ABC de la Administración de Yacimientos de la Región Marina Noreste". Subdirección de Producción Región Marina Noreste. Ciudad del Carmen, Campeche, México.

GARAICOCHA FRANCISCO y RIVERA RODRÍGUEZ JESÚS (2013). "Inyección de Nitrógeno al Campo Sen: Una Alternativa para Incrementar la Recuperación de Hidrocarburos Mediante el Establecimiento de un Proceso Miscible de Desplazamiento". Congreso AIPM, México.

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (2013). "Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cantarell (Modificación Sustantiva)". Disponible en: www.cnh.gob.mx/_docs/dictamenes/Dictamen_Modificacion_Sustantiva_Cantarell_Julio_2013.pdf [acceso 17/01/2014]

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (2013). "Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Antonio J. Bermúdez (Modificación Sustantiva)". Disponible en: www.cnh.gob.mx/_docs/dictamenes/Dictamen_Tecnico_del_Proyecto_de_Explotacion_Antonio_J_Bermudez_MS.pdf [acceso 17/02/2014]

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (2012). "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR". Disponible en: www.cnh.gob.mx/_docs/IOR_EOR.pdf [acceso 17/01/2014]

DIAZ GARCIA FELIPE DE JESÚS (2002). "Valoración de la Concentración del Nitrógeno y del Ácido Sulfhídrico en la Estabilización del Crudo". Facultad de Ingeniería UNAM. Distrito Federal, México.

LIMÓN HERNÁNDEZ T., GARZA PONCE G. y LECHUGA AGUIÑAGA C. (2001). "Status of the Cantarell Field Development Program: An Overview". OTC 13175. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA.

DE LEÓN J.B., ARGUELLES A. y MORALES R.M. (2001) "Cantarell Field: Modernization and Expansion of the Pipeline Network". OTC 13176. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA.

KETTLES RON, KUO J.C. y RUBIO JAVIER (2001). "Cantarell's Akal C Complex: the World's Largest Offshore Gas Treating and Lift Gas Generation Platforms". OTC 13177. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA.

RODRÍGUEZ F., ORTEGA G., SÁNCHEZ J.L. y JIMÉNEZ O. (2001). "Reservoir Management Issues in the Cantarell Nitrogen Injection Project". OTC 13178. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA.

SANDOVAL ZAPOTITLA JORGE, CRUZ CASTRO JESÚS y MONTES ANGEL FRANCISCO (2001). "Management of Production Operations at the Akal C Complex in the Cantarell Field". OTC 13179. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA.

Evison Brian y GILCHRIST R.E. (1992). "New Developments in Nitrogen in the Oil Industry". SPE 24313. SPE Mid-Continent Gas Symposium. Amarillo, Texas, USA.

ASTUDILLO ABUNDES A., MIGUEL HERNANDEZ N., URRIZA VERGARA A. y JIMENEZ BUENO O. (2004). "Methodology to Detect Nitrogen Concentration at Surface Facilities and in the Reservoir

Gas Cap in the Akal Field During Nitrogen Injection”. SPE 92112. SPE International Petroleum Conference. Puebla, México.

SÁNCHEZ J.L., ASTUDILLO A., RODRÍGUEZ F., MORALES J. y RODRÍGUEZ A., (2005). “Nitrogen Injection in the Cantarell Complex: Results After Four Years of Operation”. SPE 97385. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Rio de Janeiro, Brasil.

HAJIZADEH ALIREZA, ROSTAMI RAVARI REZA y AMANI MAHMOOD (2009). “The Comparison of Effects of Injection of Natural/Nitrogen Gases on Asphaltene Precipitation Process”. SPE 123368. SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference. Abu Dhabi, EAU.

DOELMAN JAN y VLUGTER JOHANNES CORNELIS (1963). “Model Studies on the Catalytic Hydrogenation of Nitrogen-Containing Oils”. Section III- Paper 12- PD 7. Technological University, Delft. Amsterdam, Holanda.

HAINES W.E., COOK G.L. y DINNEEN G.U. (1954). “Techniques for Separating and Identifying Nitrogen Compounds in Petroleum and Shale Oil”. Laramie Petroleum Research Center. Laramie, Wyoming, EUA.