

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETRÓLEO, GAS
NATURAL Y PETROQUIMICA**



**“RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)
MEDIANTE INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL
NOROESTE PERUANO”**

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

ELABORADO POR:

LUIS ALBERTO FLORES YENQUE

PROMOCIÓN 2009-1

LIMA – PERU

2009

RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR) MEDIANTE INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL NOROESTE PERUANO

INDICE

SUMARIO	3
1.- INTRODUCCIÓN	5
2.- OBJETIVO	7
3.- JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	7
4.- FUNDAMENTO TEÓRICO PARA LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO	8
4.1 Métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR)	8
4.2 Consideraciones para definir Métodos EOR	8
4.2.1 Propiedades Físicas del Petróleo y Gas	9
4.2.2 Tipo y Geología del Reservorio	9
4.2.3 Propiedades Petrofísicas de la Roca Reservorio	9
4.2.4 Disponibilidad del fluido para la inyección	10
4.3 Tipos de Desplazamiento	10
4.3.1 Desplazamiento Miscible	11
4.3.2 Desplazamiento Inmiscible	11
4.3.3 Fluidos Miscibles	11
4.3.3.1 Factores que afectan la eficiencia del Desplazamiento.	
4.3.3.2 Tensión Interfacial (TI)	12
4.3.3.3 Número Capilar (Nc)	12
4.3.3.4 Ratio de Movilidad (M)	13
4.3.4 Procesos de Desplazamiento Miscible	15
4.3.4.1 Proceso Miscible de primer contacto	15
4.3.4.2 Proceso Miscible de múltiples contactos	15
4.4 Inyección de gas Inerte	15
4.4.1 Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂)	15
4.4.2 Inyección de Nitrógeno (N ₂)	17
4.4.3. Procesos de Desplazamiento Inmiscible con Nitrógeno	18
4.4.3.1 Mantenimiento de Presión	18
4.4.3.2 Inyección Cíclica	18

4.4.3.3 Producción de Gas desde la Capa de Gas	18
4.4.3.4 Mejoramiento Gravitacional	19
4.4.3.5 Empuje de Gas	19
4.4.4 Proceso de Desplazamiento Miscible con Nitrógeno	20
4.4.4.1 Comportamiento de la fase Nitrógeno-petróleo del Reservorio	20
4.4.4.2 Efectos del Nitrógeno en las propiedades físicas de los fluidos del Reservorio	22
4.4.4.3 Factores que afectan la Miscibilidad Oil-Nitrógeno en el Reservorio	22
4.5 Producción de Nitrógeno para Inyección	24
4.6 Tipos de Reservorio para su aplicación	25
5.- PLANTA PRODUCTORA DE NITRÓGENO	26
5.1 Planta de Separación Criogénica de Separación de Gases	26
5.1.1 Descripción de una Planta Criogénica de Separación de Gases del Aire	28
5.1.2 Etapas del proceso de separación de gases del aire	28
5.2 Planta de Separación del Aire por Presión (PSA)	30
6.- APLICACIONES DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO EXITOSAS.	32
6.1 Inyección de Nitrógeno en Campo Cantarell – México.	32
6.2 Proyecto de Recuperación por Inyección de Nitrógeno Campo Jay	32
7.- COSTOS DEL PROYECTO	38
7.1 Estudios de Ingeniería	38
8.- FACTORES DE RIESGOS E INCERTIDUMBRE DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO	43
8.1 Factores de Riesgos Externos	43
8.2 Factores de Riesgos Internos	44
9.- CONCLUSIONES	49
10.- ANEXOS	50
11.- BIBLIOGRAFÍAS	62

Sumario

En la industria del petróleo siempre ha sido de vital importancia la maximización de la recuperación del petróleo y gas que se encuentra en el reservorio.

Los factores de recuperación dependen no solo de las condiciones del fluido y calidad del reservorio, sino también de la tecnología con la que se cuenta, para poder extraer el mayor porcentaje de los hidrocarburos.

Es por ello que se han desarrollados numerosos métodos o técnicas de recuperación mejorada (EOR) las cuales han sido apoyadas por los cambios tecnológicos ocurridos a lo largo de los últimos 80 años.

La técnica de inyección de gas data de los años 20 e inicialmente se empezó a experimentar inyectando aire y gas natural.

Conforme se dieron los resultados se empleo el gas natural y se descarto el aire por contener oxígeno, que al inyectarlo al reservorio era fuente de corrosión y explosiones.

Otros gases fueron utilizados tiempos después, como el dióxido de carbono y el nitrógeno, los cuales por sus características de trabajar como un gas inerte (no reacciona químicamente) se convirtieron en los ideales par este tipo de aplicación.

Debido al incremento de los precios, el gas natural se esta dejando de utilizar como fuente par inyección al reservorio.

El presente trabajo pretende mostrar la factibilidad técnica-económica de utilizar el gas nitrógeno como fuente para la inyección en un campo petrolero de Talara- Perú.

Los capítulos 1, 2 y 3 se describen la introducción, objetivos, justificación del proyecto.

En el capítulo 4 se describen los fundamentos teóricos para la inyección de nitrógeno, donde se explican las consideraciones que se deben tener en cuenta para este estudio.

Se explican detalladamente los tipos de desplazamiento miscible e inmisible del nitrógeno en el reservorio.

En el capítulo 5 se hace una descripción de los tipos de plantas utilizados para la producción de nitrógeno.

En el capítulo 6 se describen dos experiencias exitosas de inyección de nitrógeno, una de ellas en el campo Cantarell de México donde se ha desarrollado el proyecto mas importante del mundo en esta técnica.

En el capítulo 7 se determinan los costos del proyecto para la inyección en un reservorio pequeño e ideal ubicado en la cuenca talara.

Se hace una descripción de los costos de inversión inicial y de los costos operativos y de mantenimiento involucrados.

En el capítulo 8 se describen los factores de riesgo que deben tenerse en cuenta y algunas recomendaciones para minimizarlos.

En el capítulo 9 se ofrecen las conclusiones generales.

1. INTRODUCCIÓN

La inyección del gas nitrógeno al reservorio se hace con el objetivo principal de recuperar los hidrocarburos que aun se encuentran atrapados en el subsuelo y constituye una técnica que ha tomado mucha importancia en los últimos 30 años.

La determinación del tipo de gas a inyectar se define por las consideraciones del costo del gas, disponibilidad en el campo, condiciones del reservorio y requerimientos de medios ambientales.

Inicialmente se utilizó el gas natural como fluido de inyección para incrementar o mantener la presión del reservorio.

Es en los últimos 15 años donde se empezó a utilizar masivamente el nitrógeno conjuntamente con el dióxido de carbono (CO₂) para la recuperación mejorada del petróleo (EOR) en otros países.

En los últimos 2 años, hemos visto el incremento sustancial de los precios internacionales del petróleo en aproximadamente US \$ 78.00 por barril en promedio, por lo cual se puede realizar dicho proyecto de EOR.

Numerosos yacimientos petrolíferos ubicados en la cuenca de Talara y que se encuentran en una avanzada etapa de depleción, reúnen las características idóneas para proponer un proyecto de recuperación mejorada.

Sobre estos campos se puede decir que se tiene una buena cantidad de información que a lo largo de sus años de producción se han obtenido.

Esto ayudara a determinar los perfiles de producción esperados a lo largo de la vida de este proyecto.

Asimismo, han aparecido nuevas tecnologías para producir el gas nitrógeno en forma económica.

El uso de los generadores de nitrógeno ha reducido sustancialmente los costos de inversión inicial y los costos operativos de un proyecto.

En el Perú aun no se ha desarrollado proyectos para recuperación de petróleo utilizando gas nitrógeno.

Solo se tiene información y excelentes experiencias respecto a la inyección del gas como fuente de empuje para la recuperación en la cuenca Talara. Se ha llegado a recuperar en algunos casos hasta el 75% del petróleo original insitu.

El presente proyecto de tesis pretende demostrar que actualmente se tienen las mejores condiciones para desarrollar un proyecto piloto de inyección de gas nitrógeno.

Este proyecto servirá como un ejemplo de los beneficios que se podrían obtener para el incremento de la producción de petróleo si se llevaran a cabo numerosos proyectos de este tipo.

2. OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo es mostrar la viabilidad técnico-económica para implementar un proyecto de recuperación mejorada EOR por medio de la inyección de nitrógeno en un reservorio de la cuenca Talara.

Los objetivos específicos desde el punto de vista del reservorio son:

- a) Restaurar y/o mejorar la presión inicial del reservorio con la finalidad de recuperar la producción de petróleo.
- b) Mejorar el proceso de desplazamiento inmisible en las zonas de petróleo y gas.
- c) Mejorar el drenaje por gravitación.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La justificación del proyecto se basa en que en nuestro país, específicamente en la cuenca de Talara se encuentran yacimientos de petróleo con un alto grado de depletación, muchos de los cuales llegan a los 100 años de producción.

Estos yacimientos vienen produciendo utilizando métodos de levantamiento artificial a bajas ratas de producción.

Las condiciones geológicas, de entrapamiento, conocimientos de las propiedades del reservorio, calidad del petróleo, data histórica de producción y precios actuales del petróleo nos permite deducir que estamos en las mejores condiciones para poner en ejecución el primer proyecto de inyección de nitrógeno para la recuperación mejorada de petróleo en nuestro país.

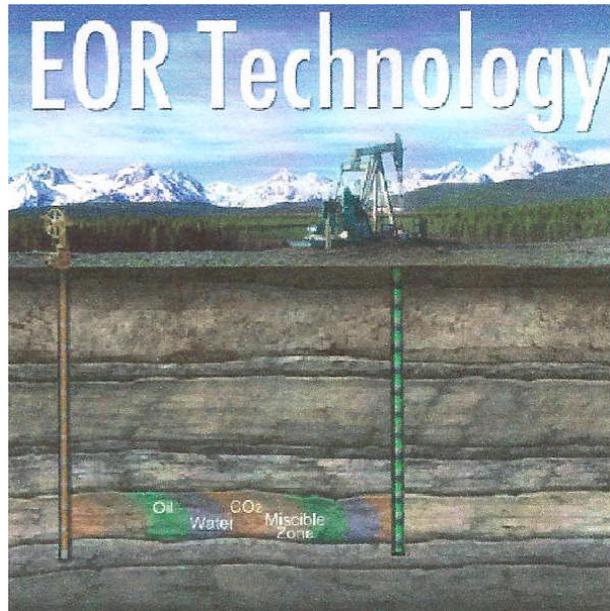
Con la finalidad de seguir explotando estos yacimientos en forma económica, en un futuro no muy lejano será necesario utilizar métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), entre los cuales se encuentra la inyección de nitrógeno.

El alcance de este trabajo se centra en proponer un estudio sobre la viabilidad de implementar un proyecto piloto de recuperación mejorada de petróleo por inyección de nitrógeno en la cuenca de Talara, minimizando los riesgos e incertidumbres que se pudiera tener.

4. FUNDAMENTO TEÓRICO PARA LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

La técnica de recuperación mejorada de petróleo EOR (Enhanced oil Recovery) han sido utilizadas por décadas en la industria del petróleo con la finalidad de incrementar la productividad de los reservorios petrolíferos.

La técnica se basa en la inyección a presión de un fluido y mezcla de fluidos (fase líquida y/o gas) al



reservorio con la finalidad de recuperar o mejorar la presión inicial del reservorio creando en forma artificial las condiciones de surgencia del petróleo que aun se encuentra atrapado.

4.1 Métodos de recuperación Mejorada de Petróleo (EOR)

Los métodos mas conocidos son:

- Inyección de agua
- Inyección de vapor
- Inyección de gas natural
- Inyección de gas inerte (CO₂ O N₂)
- Combustión in situ
- Inyección de polímeros
- Inyección de mezcla de agua y gases

4.2 Consideraciones para definir método EOR a utilizar

La decisión de utilizar uno o varios de los métodos dependerá del conocimiento y la información geológica, petrofísica y del comportamiento de la producción que se tenga del yacimiento candidato.

La utilización de estudios de simulación basados en este conocimiento se torna esencial.

La información histórica obtenida del yacimiento se puede clasificar de acuerdo con lo siguiente:

- Propiedades físicas del petróleo y gas
- Tipo y geología del reservorio
- Las propiedades de la roca reservorio
- Disponibilidad del fluido para inyección
- Factor recuperación esperada

4.2.1 Propiedades físicas del petróleo y gas

La calidad del petróleo y/o gas del reservorio es importante considerar:

- ❖ API
- ❖ Viscosidad
- ❖ GOR
- ❖ FVF del petróleo y gas

4.2.2 Tipo y Geología del Reservorio

Existen reservorios que por su morfología son candidatos para aplicar la recuperación mejorada de petróleo EOR.

- Reservorios anticlinales
- Reservorios de segregación gravitacional
- Reservorios con capa de gas

Se debe considerar también la conductividad del reservorio a fin de definir la ubicación de los pozos inyectores y productores.

Asimismo es importante considerar el buzamiento de los estratos, orogénesis, tipo de roca reservorio.

4.2.3 Propiedades Petrofísicas de la Roca Reservorio

Las propiedades que se deben tener en cuenta son:

- Saturación de agua, petróleo y gas
- Saturación irreducible
- Permeabilidad (horizontal, vertical)
- Porosidad
- Temperatura

- Movilidad
- Mojabilidad
- Presión (inicial, fluencia)

4.2.4 Disponibilidad del fluido para inyección

La disponibilidad del fluido de inyección es un factor importante que se debe considerar en un proyecto de recuperación mejorada del petróleo (EOR).

Los fluidos mas utilizados para inyección son el agua y el gas natural. La utilización de estos dos fluidos dependerá de la disponibilidad en volumen y calidad que se tenga en el lugar en donde este ubicado el yacimiento.

El agua debe de ser tratada, libre de bacterias y oxigeno, y presentar problemas de precipitaciones de sales o carbonatos y cloruros.

La utilización del gas natural será de acuerdo al remanente que exista en el lugar. Se debe considerar que el gas es un subproducto que tiene un valor comercial.

4.3 Tipos de desplazamiento

4.3.1 Desplazamiento Miscible

Se define la miscibilidad por el grado de solubilidad de un fluido en otro.

En los sistemas gas-liquido la miscibilidad dependerá de la similaridad química entre los fluidos, la presión y temperatura de los sistemas. La similaridad química implica que los hidrocarburos serán más solubles en hidrocarburos que en soluciones acuosas.

En un sistema gas-liquido a temperatura constante, la solubilidad del gas en el líquido se incrementa con el incremento de la presión.

A presión constante, la solubilidad del gas decrece a medida que se incrementa la temperatura.

En el caso de los sistemas liquido-liquido, los fluidos pueden ser:

- miscibles
- inmiscibles

4.3.2 Desplazamiento Inmiscibles

Los fluidos inmiscibles fluyen en dos fases distintas con una frontera de interfase entre las dos fases. La interfase representa la existencia de una tensión superficial entre los fluidos.

Cuando el agua desplaza al petróleo en un medio poroso, el comportamiento del flujo se caracteriza por ser un desplazamiento inmiscible.

Los factores que afectan el desplazamiento inmiscible son:

- a) Permeabilidad relativa
- b) Saturación de fluido
- c) Estructura geométrica de los poros
- d) Mojabilidad
- e) Tensión superficial

En un proceso de recuperación de petróleo por desplazamiento, el fluido inyectado desplaza solo una porción del petróleo en contacto.

Una mayor saturación residual permanece en el medio poroso posterior a un desplazamiento inmiscible son relativamente bajas.

4.3.3 Fluidos Miscibles

Los fluidos miscibles se caracterizan por permanecer en una sola fase a mezclarse dos o más fluidos en cualquier proporción.

La ausencia de una película interfase nos indica la ausencia de una tensión superficial.

En un medio poroso, cuando el petróleo es desplazado con un fluido miscible, el comportamiento del flujo es independiente de la permeabilidad relativa y la mojabilidad del medio poroso.

4.3.3.1 Factores que afectan la eficiencia del desplazamiento miscible

La eficiencia del desplazamiento miscible depende de muchos factores tales como la tensión interfacial, capilaridad, relación de movilidad, inestabilidad de la viscosidad, eficiencia de barrido y eficiencia de desplazamiento.

4.3.3.2 Tensión Interfacial (TI)

La tensión interfacial o superficial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas que interactúan en la frontera de dos fases.

Las fuerzas de atracción de Van Der Waals es uniforme a lo largo del fluido, a excepción de la superficie o interfase.

Este desbalance de las fuerzas de atracción tiende a mover las moléculas hacia la superficie o interfase, lo que resulta en la formaron de una superficie similar a una membrana con una curvatura.

La fuerza de atracción entre las moléculas es directamente proporcional al producto de las masas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellos.

La tensión interfacial depende de la temperatura. **TI** tiende a incrementarse conforme se incrementa la temperatura.

Asimismo, la TI puede controlarse por medio de los aditivos que incrementan o reducen su valor.

Por ejemplo, los surfactantes son efectivos para reducir o eliminar la TI.

Si añadimos químicos alcalinos al agua, reducimos la TI entre agua- petróleo.

4.3.3.3 Numero Capilar (Nc)

En un desplazamiento inmisible de petróleo de un medio poroso, el petróleo residual resultante después del desplazamiento se determina por el número capilar, que esta definido como:

$$N_c = \mu v / \sigma$$

Donde: v = Velocidad Darcy, m/s

μ = Viscosidad del fluido desplazante, cp.

σ = TI entre fluido desplazante y desplazado, N/m

N_c es una cantidad adimensional, es un ratio que expresa la relación de la viscosidad (μ_v) y las fuerzas capilares (σ) que actúan en un medio poroso.

Se ha correlacionado el número capilar como función de la tensión interfacial entre el agua como fluido desplazante y el petróleo como fluido desplazado.

La fracción del petróleo residual que queda después del desplazamiento se ha planteado como función del número capilar.

Existe un valor crítico debajo del cual la saturación residual del petróleo se alcanza cuando el número capilar es 10^{-5} o mayor.

Esto significa que se necesitaría un incremento de 4 o 5 veces del número capilar para movilizar y recuperar el petróleo residual por inundación de agua.

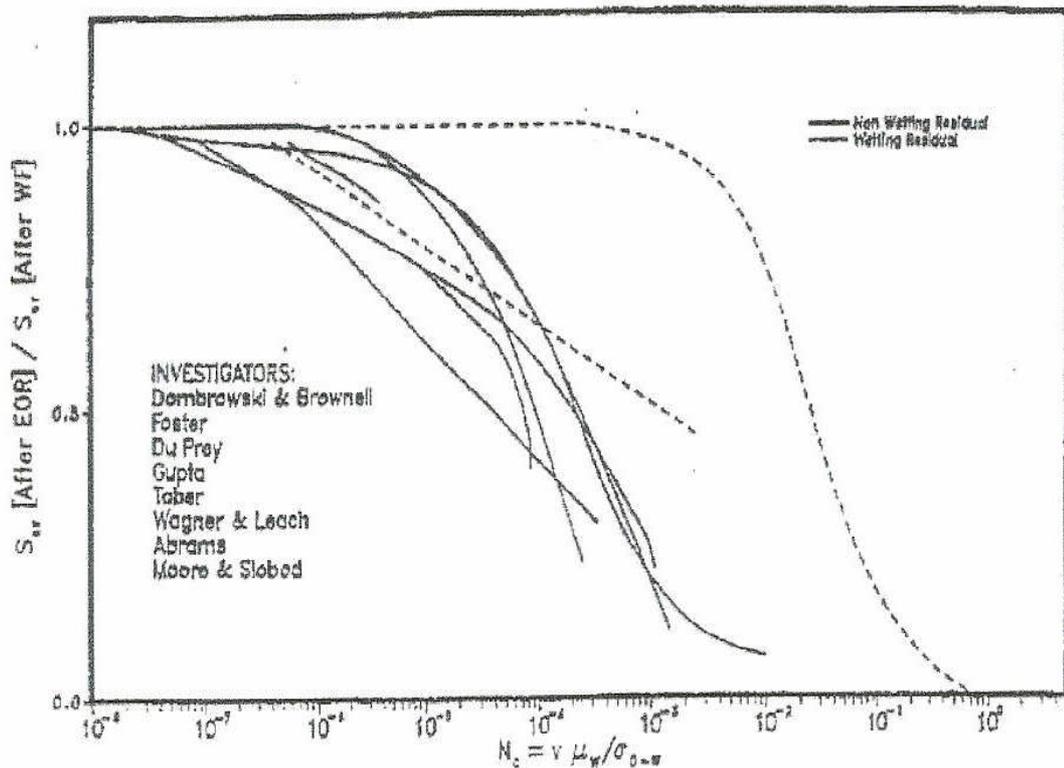


Figure 4.6 – Effect of capillary number on residual oil saturation¹⁵

4.3.2.4 Ratio de Movilidad (M).

La movilidad de un fluido se define como el ratio de la permeabilidad efectiva del fluido y su viscosidad.

$$\lambda = k_{\text{eff}} / \mu$$

k_{eff} = Permeabilidad efectiva

μ = Viscosidad

El ratio de movilidad (M) viene a hacer la relación que existe entre la movilidad del fluido desplazante y el fluido desplazado:

$$M = \lambda_{\text{ing}} / \lambda_{\text{ed}}$$

$$M = k_{\text{rw}} \mu_o / k_{\text{ro}} \mu_w$$

Para valores de $M > 1$, el fluido desplazante fluye mas rápidamente que el fluido desplazado. Para valores $M < 1$, el fluido desplazado fluye mas rápidamente que el fluido desplazado.

Las permeabilidades relativas están presentes en un desplazamiento inmisible.

En ausencia de permeabilidad relativa, como es el caso de un desplazamiento miscible, el ratio de movilidad viene a ser el ratio de las viscosidades entre el fluido desplazado y el fluido desplazante.

$$M = \mu_{\text{ed}} / \mu_{\text{ing}}$$

Existen otros factores que influyen en un desplazamiento inmisible como la inestabilidad viscosa, gravity tonguing, la eficiencia de barrido y eficiencia de desplazamiento, pero están más relacionados a la inyección de líquidos.

4.3.4 Procesos de Desplazamiento Miscibles

Existen dos categorías en el proceso de desplazamiento miscible:

- a) Proceso miscible de primer contacto
- b) Proceso miscible de contactos múltiples.

4.3.4.1 Proceso Miscible de Primer Contacto

Algunos solventes y aceites son miscibles en primer contacto bajo las condiciones del reservorio.

Para ello se inyecta un primer tapón con un fluido de baja viscosidad (por ejemplo el GLP). Puede usarse otro gas como el metano. Seguidamente se inyecta el nitrógeno.

La dispersión tiene lugar en la interfase solvente-aceite y se desarrolla una zona de mezcla.

La presión de miscibilidad GLP-aceite esta entre 100 y 200 psi. Presiones entre 1100 y 1300 psi se requiere para asegurar la miscibilidad entre el GLP y el nitrógeno.

4.3.4.2 Proceso Miscible de Múltiples Contactos

En este proceso, la miscibilidad entre el aceite del reservorio y el gas inyectado de genera a través de la transferencia de masa de los componentes y después de múltiples contactos entre los dos fluidos.

Existen dos tipos de miscibilidad de múltiples contactos:

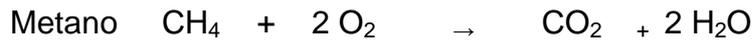
- Empuje de gas condensado
- Empuje de gas vaporizado

4.4 Inyección de Gas Inerte

Cuando no es posible utilizar los fluidos mencionados, entonces se utilizan otros como el dióxido de carbono (CO₂) o el nitrógeno (N₂) o una mezcla de ambos.

4.4.1 Inyección de Dióxido de carbono (CO₂)

El CO₂ se puede obtener en el campo por la combustión completa del gas natural u otro combustible, de acuerdo con la siguiente formula:



EL CO₂ se recupera mediante los filtros que condensan el agua (secadores o dryers) y mediante tamices moleculares.

El CO₂ tiene propiedades que lo hacen ideal para ser utilizados en proyectos de inyección en yacimientos petrolíferos.

Por ejemplo es un gas que tiene una alta solubilidad. Su solubilidad en agua es 2.000 mg/l, comparado con el nitrógeno que tiene 20 mg/l. Para determinar la presión de inyección se debe tener en cuenta la curva de presión de vapor del CO₂.

Propiedades físicas del Dióxido de Carbono (CO₂)

Peso molecular	44
Temperatura de fusión (°C)	-56.60
Temperatura de sublimación (°C)	-78.50
Temperatura crítica (°C)	30
Densidad relativa al aire (aire = 1)	1.52
Presión de vapor a 20 °C	57.30
Solubilidad en agua (mg / l)	2000
Apariencia y color	Gas incoloro
Olor	Inodoro

La disponibilidad de CO₂ en campo dependerá de la disponibilidad del combustible (gas natural u otro) que exista también en campo.

4.4.2 Inyección de Nitrógeno (N₂)

El nitrógeno es un gas inerte presente en la naturaleza principalmente en el aire. La composición natural del aire a condiciones normales (1 atm. de presión y 25 °C) es:

Nitrógeno 78%

Oxígeno 21%

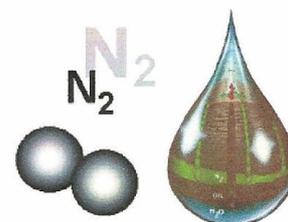
Argón 1%

El nitrógeno se presenta en el aire en forma de molécula de N₂. Bajo esta condición, se comporta como un gas noble, es decir no reacciona con ningún otro elemento, salvo en condiciones de muy alta presión y/o alta temperatura, donde forma compuestos nitrosos como el NO o el NO₂.

Estos compuestos se encuentran, por ejemplo en los gases de escape de chimeneas de hornos de fundición.

Propiedades Físicas del Nitrógeno

Peso Molecular	28
Temperatura de fusión (°C)	-210
Temperatura de ebullición (°C)	-196
Temperatura crítica (°C)	-147
Presión Crítica (psi)	492
Volumen crítico (pie ³ / lb.-mol)	1.4290
Densidad relativa al aire (aire = 1)	0.97
Factor de compresibilidad	0.288
Presión de vapor a 20°C	No aplicable
Solubilidad en agua (mg/ l)	20
Apariencia y color	Gas incoloro
Olor	Inodoro



4.4.3 Procesos de Desplazamiento Inmiscible con Nitrógeno

El nitrógeno ha sido utilizado exitosamente para reemplazar el gas natural en la recuperación de petróleo.

Los procesos que existen son:

- a) Mantenimiento de Presión
- b) Inyección cíclica
- c) Producción de gas desde la capa de gas
- d) Mejoramiento gravitacional
- e) Empuje de gas

4.4.3.1 Mantenimiento de Presión

Este proceso consiste en inyectar el gas con la finalidad de incrementar la presión del reservorio hasta por encima de su presión de burbuja. Se utiliza mucho en reservorios con buena segregación gravitacional.

4.4.3.2 Inyección Cíclica

En un reservorio de condensados de gas, la producción en las cercanías de su presión de rocío requiere la inyección de gas para mantener la presión del reservorio por encima de la presión de rocío, de manera de prevenir el fenómeno de la condensación retrograda.

El uso del gas natural como una fuente de inyección cíclica ha venido en una practica común, pero últimamente y debido al incremento de los precios del gas natural, se viene utilizando al nitrógeno como una fuente económica para este tipo de presurización.

4.4.3.3 Producción de Gas desde la capa de gas

Debido al incremento de los precios del gas, la producción de gas natural presente en la capa de gas se ha venido en una necesidad. La depleción natural del reservorio hace que este gas se encuentre atrapado por largos años hasta que la producción de petróleo se haya logrado en su máximo nivel.

En este proceso la idea es reemplazar el gas natural presente en la capa de gas por gas nitrógeno con la finalidad de recuperar el gas natural para venderlo y seguir manteniendo la presión del reservorio para la producción de petróleo.

4.4.3.4 Mejoramiento gravitacional

Reservorios de condensados con empuje de agua (water drive) tienden a atrapar el petróleo por encima de los pozos de producción en áreas aisladas.

La inyección de nitrógeno puede lograr desplazar el petróleo hasta el pozo productor.

Esto debido a que el factor de compresibilidad del gas es considerablemente menor que el gas natural.

De esta manera se deduce que el volumen de nitrógeno a usar es mucho menor que el gas natural que se necesitaría inyectar al reservorio.

Además el nitrógeno es menos denso que el condensado de gas, por lo que asegura un desplazamiento por gravedad muy estable.

4.4.3.5 Empuje de Gas

La disponibilidad limitada y los costos de los fluidos miscibles como el CO₂, GLP, propano, etc., hace que la inyección continua de estos fluidos sea económicamente no rentable.

A un cierto volumen poral (1-5% PV) del fluido miscible, se ha comprobado que el empuje por agua o gas natural o gas natural ha sido mejorado.

El gas nitrógeno es una excelente alternativa ya que reduce la pérdida de CO₂ debido a la disolución en el agua y reduce los problemas de corrosión.

4.4.4 Proceso de desplazamiento Miscible con Nitrógeno

En los últimos años, el nitrógeno ha recibido aun considerable atención como un agente de desplazamiento miscible para la recuperación mejorada de petróleo (EOR).

El nitrógeno no esta presente como un fluido miscible de primer contacto con el reservorio de petróleo.

El nitrógeno puede desarrollar miscibilidad con el petróleo del reservorio a través de transferencias de masa y después de múltiples contactos.

El mecanismo es similar al empuje de gas por vaporización, donde los componentes intermedios del petróleo se vaporizan desarrollándose la miscibilidad en la fase gas.

Sin embargo, el nitrógeno requiere mayor tiempo y un mayor numero de contactos para desarrollar miscibilidad.

Se requieren altas presiones para generar miscibilidad entre el petróleo del reservorio y el nitrógeno a la temperatura del reservorio.

Petróleos ligeros o volátiles en reservorios profundos a menudo ofrecen las mejores condiciones favorables par el desplazamiento con nitrógeno.

Los factores que controlan el fenómeno del desplazamiento miscible con nitrógeno son:

- a) Comportamiento de la fase nitrógeno-petróleo del reservorio, y
- b) Presión mínima de miscibilidad (PMM)

4.4.4.1 Comportamiento de la fase nitrógeno-petróleo del reservorio

Las características del comportamiento de fase de un reservorio de petróleo toman cambios significativos cuando están en contacto con el nitrógeno.

Vogel y Yarborough observaron que el gas nitrógeno origina un incremento del punto de roció de los petróleo volátiles y condensados.

Si tenemos un reservorio de gas saturado, el contacto con nitrógeno puede originar la presencia del fenómeno de condensación retrograda.

De otro lado, reservorios de gas insaturados (presión encima del punto de rocío) algo de nitrógeno puede mezclarse con el petróleo antes que ocurra la condensación retrógrada.

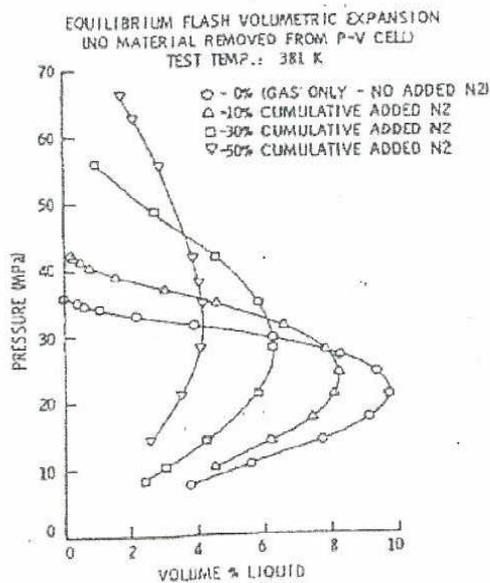


Fig. 11.1 – Effect of N₂ on the dew pressure of gas 1.⁸

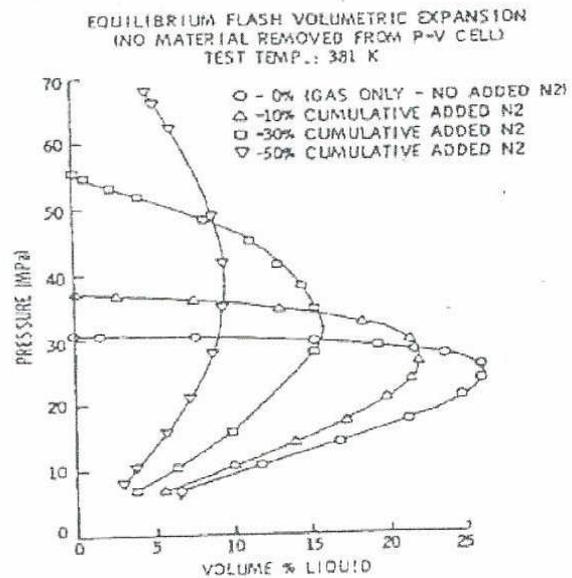


Figure 11.2 – Effect of N₂ on the dew point pressure of gas 2.⁸

El nitrógeno es un elemento común presente en los reservorios de petróleo, sin embargo es inmisible en la mayoría de condiciones de reservorio.

La solubilidad del nitrógeno es relativamente baja en el petróleo; sin embargo, puede desarrollar miscibilidad en ciertos tipos de petróleos bajo condiciones especiales de presión y temperatura.

A presiones mayores a 5.000 psi, el nitrógeno puede vaporizar los hidrocarburos intermedios (C₂ – C₆) del petróleo y desarrollar miscibilidades después de múltiples contactos con el petróleo.

Los cambios composicionales en las fases vapor y líquido cuando el nitrógeno está en contacto con el petróleo es la clave para desarrollar miscibilidad.

La fase vapor llega a ser progresivamente rica en hidrocarburos $C_2 - C_6$ hasta que la composición crítica se haya alcanzado.

Efectos del Nitrógeno en las propiedades físicas de los fluidos del reservorio

Los fluidos del reservorio desarrollan cambios significativos al entrar en contacto con el gas nitrógeno.

Estos cambios incluyen propiedades como el factor de volumen de formación, GOR, densidad, viscosidad y gravedad de gas en solución.

El factor de volumen de formación y el GOR decrecen al entrar en contacto con el nitrógeno.

La densidad y viscosidad del petróleo se incrementan al entrar en contacto con el nitrógeno.

Factores que afectan la miscibilidad Petróleo-Nitrógeno en el reservorio

La composición del petróleo, temperatura y presión del reservorio son los mayores factores que influyen en el desarrollo del frente de desplazamiento miscible con nitrógeno.

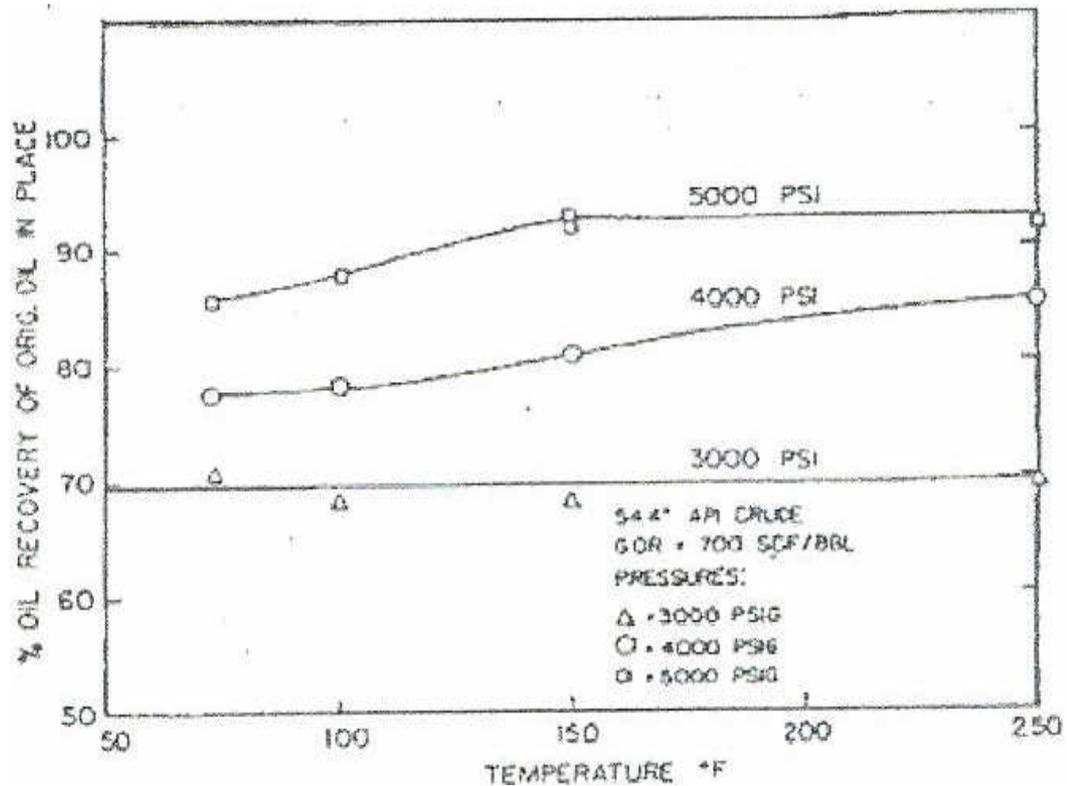
El mecanismo primario en el desarrollo de la miscibilidad es la vaporización de los componentes intermedios del petróleo hacia la fase gas.

Por tanto, un alto contenido de componentes intermedios y ligeros en el petróleo es un requisito importante para el desarrollo de la miscibilidad con nitrógeno.

Un colchón rico en gas se desarrolla por la vaporización de los componentes intermedios de petróleo hacia la fase gas.

La vaporización de estas fracciones se lleva a cabo a altas presiones, usualmente mayores a 5.000 psi.

Hay una presión mínima debajo de la cual no ocurre la vaporización.



La figura muestra el efecto de la presión y temperatura en la recuperación de un petróleo de 52.4° API con un GOR de 700 scf. / BBL.

Nótese que la recuperación de petróleo es insensible a la temperatura 3.000 psi.

Los cambios en la temperatura se observan cuando se incrementa la presión.

La determinación de la presión requerida para asegurar la miscibilidad es un dato importante para diseñar un desplazamiento miscible.

4.4.4.2 Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)

El nitrógeno requiere mayores presiones, temperaturas y mayor tiempo de contacto.

Los factores que afectan la PMM del nitrógeno son la composición del petróleo y el GOR.

La temperatura también tiene una influencia moderada en este valor.

Una alta saturación de componentes intermedios facilita el desarrollo de la miscibilidad. El PMM es una función directa del GOR.

4.5 Producción de Nitrógeno para Inyección

El nitrógeno se puede obtener a escalas industriales mediante la separación física del aire.

Para ellos se utiliza plantas criogénicas que separan el nitrógeno de los otros componentes del aire, almacenándolo en su forma líquida para su posterior traslado al lugar de inyección.

Asimismo se viene utilizando Plantas de separación por membranas o PSA (Planta On Site de separación por presión), los cuales separan el nitrógeno del aire en forma inmediata en el lugar de la inyección.

Este tema lo trataremos más al detalle en el capítulo correspondiente a los métodos de obtención del nitrógeno.

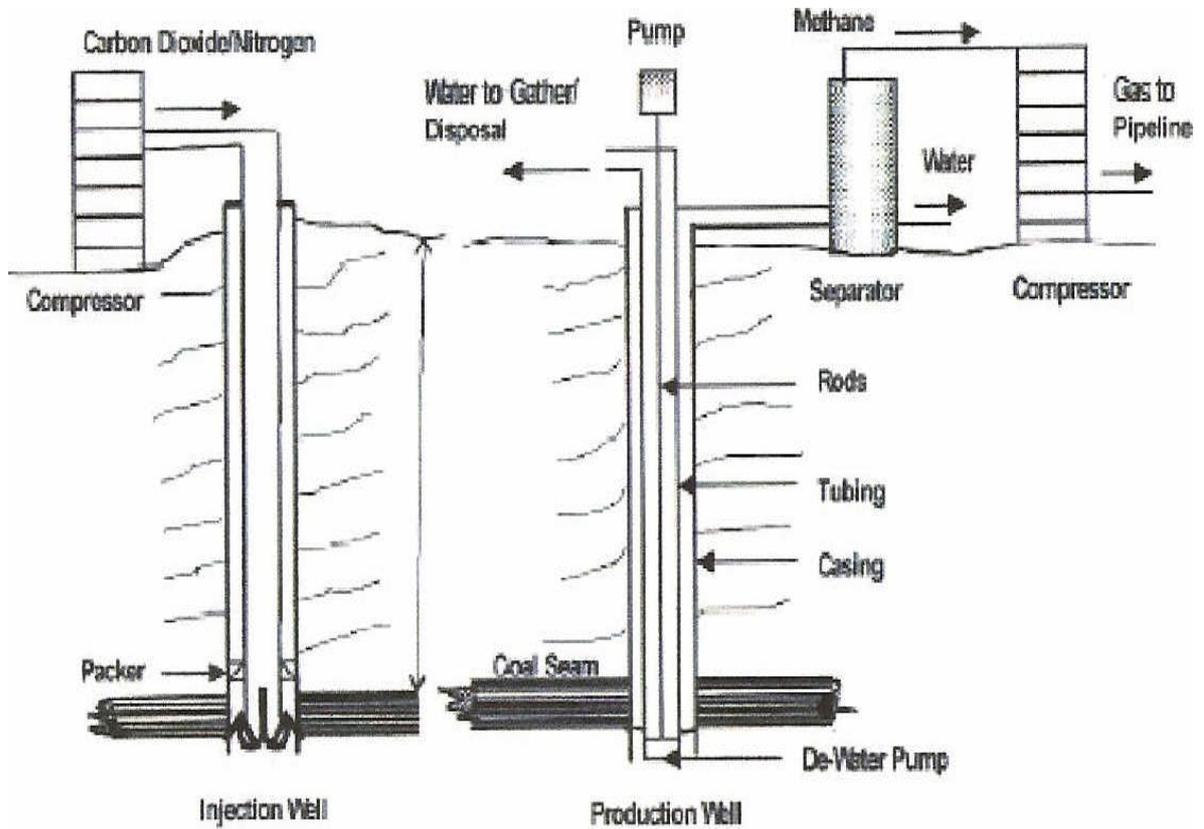
El método que consiste en la inyección continua de nitrógeno a alta presión a través de un tubing.

El nitrógeno se inyecta directamente en la zona de la capa de gas con la finalidad de elevar la presión del reservorio por encima de la presión de burbuja del yacimiento.

El tiempo de inyección para alcanzar la presión de surgencia y producción del primer barril de petróleo dependerá del volumen del reservorio, la densidad del petróleo, la porosidad, permeabilidad y el tipo de desplazamiento que se logre.

4.6 Tipos de reservorios donde se puede aplicar

- a) Reservorios con capa de gas
- b) Reservorios con Segregación Gravitacional



5. LA PLANTA PRODUCTORA DE NITRÓGENO

Para la inyección de nitrógeno en yacimientos petrolíferos, es necesario producirlo en forma económica.

El nitrógeno se produce en Plantas de separación de gases de aire y puede ser de dos tipos:

- a) Plantas criogénicas
- b) Planta On Site de separación por presión (PSA)

La utilización de uno u otro método de separación dependerá del volumen y caudal de nitrógeno que se debe inyectar.

En plantas criogénicas, costo de producción del nitrógeno dependerá del tamaño de la planta. Normalmente las plantas criogénicas obtienen nitrógeno en forma económica con producciones por encima de los $24000 \text{ Nm}^3 / \text{h}$.

5.1 Planta de separación criogénica de gases del aire

Las plantas de separación criogénica de gases producen nitrógeno, oxígeno y argón a través de la separación física de los componentes presentes en el aire.

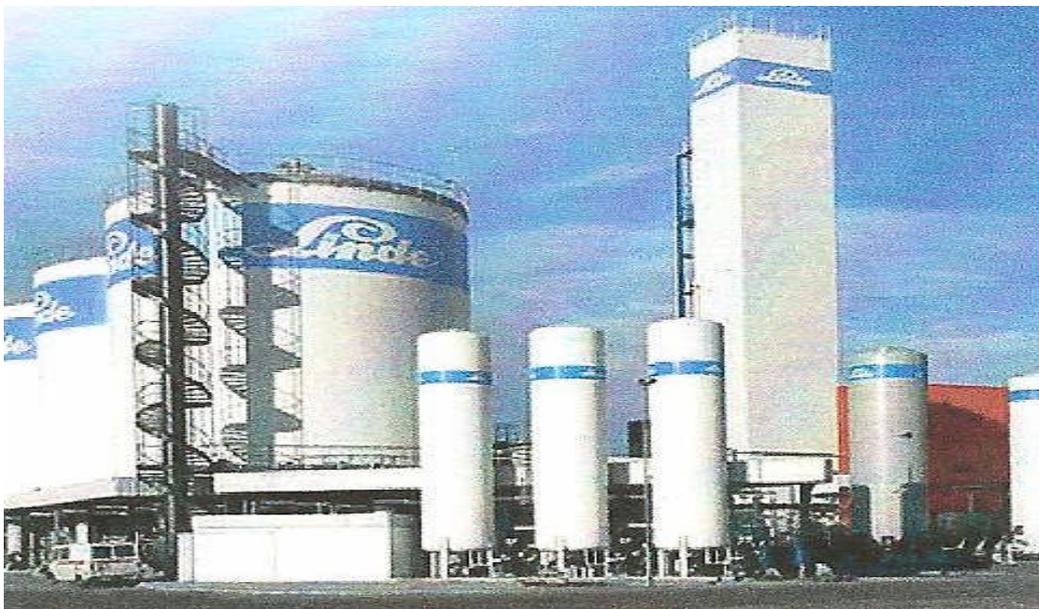


Figura: De una planta criogénica

Para ello el proceso consiste en lograr bajar la temperatura del aire mediante procesos termodinámicos de expansión – compresión hasta alcanzar el punto de ebullición, donde el aire cambia de fase gaseosa a fase líquida.



A presiones normales, el punto de ebullición del aire es -182°C .

Una vez que se obtiene el aire en su fase líquida, este ingresa a la caja de frío (cold box) donde se realiza la separación física, similar a la torre de destilación en una refinería de petróleo, aprovechando los diferentes puntos de ebullición de sus componentes.

Puntos de ebullición de los componentes del aire:

- Oxígeno : -183°C
- Nitrógeno: -196°C
- Argón: -186°C

De esta manera se obtienen los productos oxígeno, nitrógeno y argón en forma líquida y con una pureza mayor a 99.99%.

Estos productos son luego almacenados en tanques criogénicos como el que se muestra en la foto para su posterior distribución.

5.1.1 Descripción de una Planta Criogénica de Separación de Gases del Aire

Los diseños de las plantas de separación de gases (ASU) dependen de los productos y cantidad de los productos que se desea obtener:

- Nitrógeno u oxígeno
- Nitrógeno y oxígeno
- Nitrógeno, oxígeno y argón

Depende también de la pureza requerida por cada uno de los productos, la presión de distribución de los productos gaseosos y la cantidad de producto líquido que se desea obtener.

Todas las plantas de separación criogénicas tienen similares etapas de procesos.

Las variaciones pueden reflejar las mezclas de gases a obtener y las prioridades del usuario. Algunos diseños minimizan el costo del capital, otros minimizan el uso de energía, otros maximizan la recuperación final del producto y otros permiten una mayor flexibilidad operativa a fin de cambiar la producción de cada uno de los productos.

5.1.2 Etapas del proceso de separación de gases del aire

A) Filtración y compresión

El aire obtenido del medio ambiente se filtra a fin de retener las partículas de polvo.

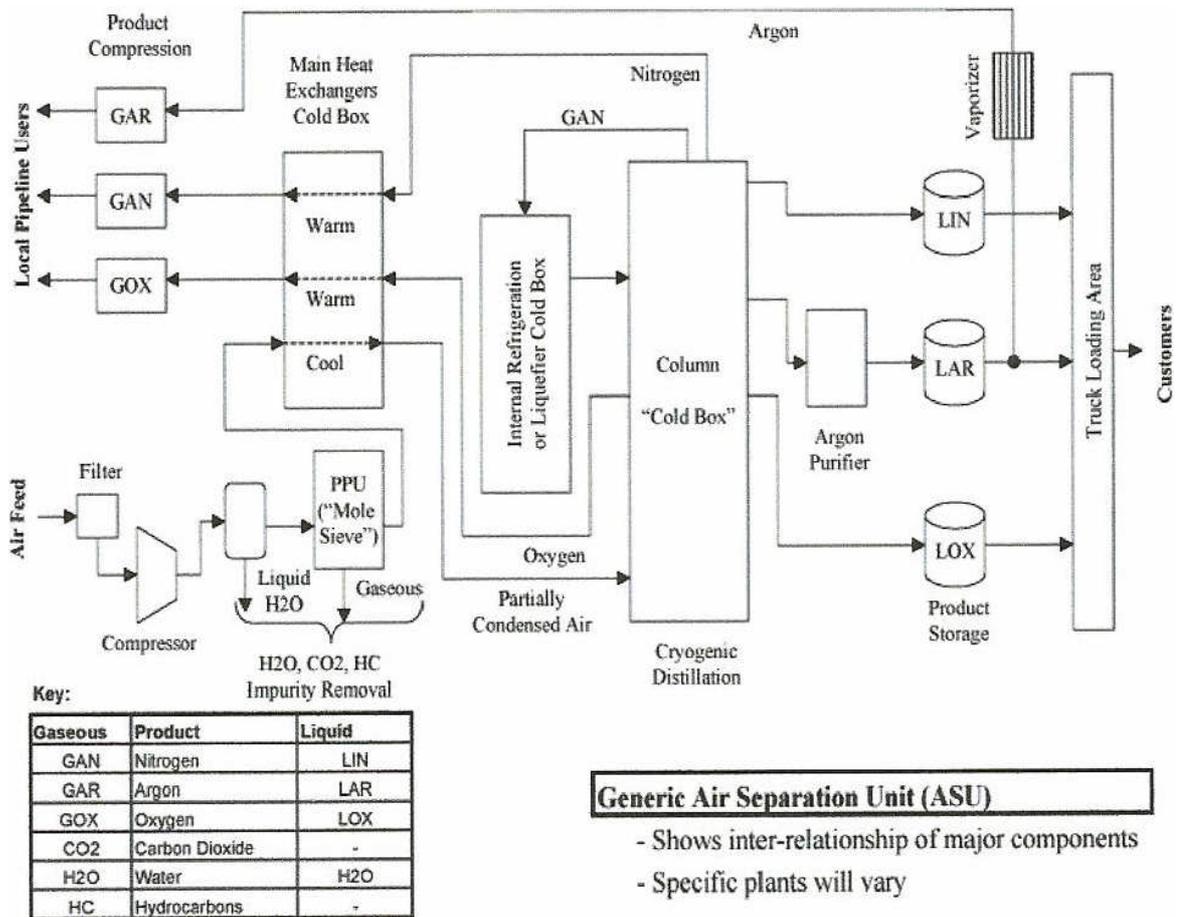
El aire entonces se comprime a una presión de 90 psig (6 bar). El aire comprimido es luego enfriado a cerca de la temperatura ambiente por medio de intercambiadores de calor de agua o aire. Bajo este proceso, el agua que se condensa se remueve.

B) Remoción de vapor de agua y Dióxido de carbono

Mediante el uso de secadores de aire (air dryers) se procede a retirar el remanente de humedad y de partículas de dióxido de carbono, los cuales podrían taponar o condensarse en las partes más frías de la Planta.

Otros contaminantes como los hidrocarburos también son removidos.

Seguidamente una serie de procesos de compresión-expansión.



Originan que el aire descienda hasta una temperatura de -185°C donde se produce el cambio de fase o punto de ebullición (boiling point).

La separación física de los componentes del aire se realiza en el lugar denominado "Cold box", donde el aire es separado en sus componentes principales por diferencias de puntos de destilación.

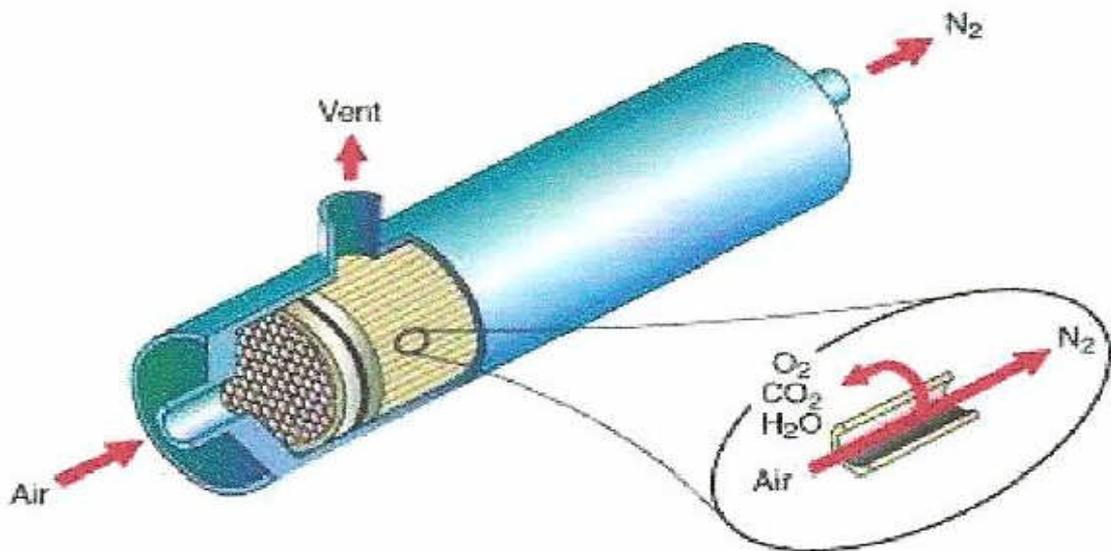
Los productos obtenidos pueden almacenarse en estado líquido o gaseoso para su distribución.

Las plantas diseñadas para producir nitrógeno solo poseen una columna de destilación de alta y baja presión donde el oxígeno impuro que viene de la columna de alta presión recibe una purificación que viene de la columna de baja presión. Debido a que los puntos de

ebullición del oxígeno y el argón son casi similares, las plantas que producen oxígeno con alta pureza.

5.2 Planta de separación del aire por presión (PSA)

PSA (Pressure Swing Absorption) son plantas de separación de gases que utilizan la presión para separar el aire a través de un tamiz molecular llamado zeolita con la finalidad de separar el nitrógeno.



En este proceso no es necesario bajar la temperatura del aire hasta su punto de ebullición.

Este tipo de plantas produce en forma inmediata el nitrógeno sin necesidad de una planta típica de separación por membranas; consta de las siguientes partes:

- Un compresor de tornillos
- Un dryer o deshumecedor de aire
- Filtros de polvo, e HC
- Membrana de separación
- Acumulador o Buffer
- Compresor o booster de alta presión
- Líneas de conexión



Tanques Criogénicos



6. APLICACIONES EXITOSAS DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO

6.1 Inyección de Nitrógeno en Campo Cantarell-México

El campo Cantarell, perteneciente a PEMEX exploración y producción (PEP) se encuentra ubicado a unos 80 km al NNO costa afuera de Ciudad del Carmen, península del Yucatán, Golfo de México.

Se trata de un mega yacimiento de crudo pesado, el más grande de México y el sexto más grande del mundo.

La profundidad de sus aguas bordean los 35m en el sur y 40m en el norte del yacimiento.

Cantarell comprende cuatro campos adyacentes conocidos como Akal, Chac, Kutz y Nohoch, siendo Akal el más importante en producción.

Cantarell poseían en sus inicios unas reservas de petróleo in situ de 35MMM de barriles de petróleo (Bbo) equivalente.

Representa alrededor del 26% de las reservas totales de petróleo de México. El crudo producido en Cantarell tiene un API promedio de 19 a 22.

La explotación del campo comenzó en junio de 1979, alcanzando un pico de 1.1157 MMBod en abril de 1980 con 40 pozos de producción.

Esta producción promedio fue sostenida hasta inicios de 1996 mediante la perforación de 139 pozos de desarrollo, el uso de gas lift y mediante las restricciones de presión en boca.

El campo Cantarell también produjo gas asociado a un caudal de 430MMscfd, en 1996. Parte del cual se utilizaba para operaciones de gas lift.

El campo Akal contribuye con cerca del 90% de la producción de Cantarell. Akal fue descubierto en 1977 y empezó su producción en 1979.

El campo Chac tiene menos del 4% de la producción, fue descubierto en 1976 y no empezó a producir sino hasta 1991.

El campo Kutz ya no tiene producción a escala comercial.

El campo Nohoch con 5% de la producción fue descubierto en 1978 y empezó a producir en 1979.

La producción se realiza a través de 16 plataformas. Parte de la producción es exportada directamente y una tercera parte se transporta vía oleoducto a la costa. El gas producido es enviado directamente a la costa para su tratamiento y consumo. El remanente es devuelto para gas lift.

Geología del Reservorio

La geología de Cantarell es compleja. Esta formada por varias fallas. La estructura es un largo anticlinal orientado NO-SE. La configuración geológica es resultado de procesos tectónicos originados por la ruptura e interacción de las placas tectónicas en las costas del Pacífico.

Las arenas de producción son de origen Cretáceo inferior, Cretáceo medio. El basamento es el Cretáceo superior Eoceno medio.

Durante los 19 primeros años de producción, el campo Cantarell redujo su presión al interior del yacimiento hasta cerca del 60% de su valor inicial. La productividad inicial por pozo de 7000 bopd cayó hasta 3000 bopd. La presión del reservorio declinó de 270 kg/cm^2 hasta 113 kg/cm^2 .

La declinación de la presión del yacimiento fue resultado de la extracción del fluido del reservorio, aun a pesar de haber una intrusión del agua del lado sur del campo.

A fin de contrarrestar el proceso de declinación y disminución de la productividad del yacimiento, y considerando que el agua de intrusión que venía del flanco sur tiene una menor eficiencia de desplazamiento, la empresa PEP decidió establecer un programa de mantenimiento de la presión a través de la inyección del nitrógeno.

Las condiciones del yacimiento Akal fueron favorables para la inyección de nitrógeno:

- Drenaje por gravitación
- Alta permeabilidad por fracturamiento
- Buen espesor del reservorio
- Capa de gas

La presión de fondo BHP también declino a cerca del 42% del valor inicial.

Esto ha resultado en problemas operaciones al hacer muy difícil sostener la producción de petróleo debido a la caída de los niveles de fluido en los pozos, el incremento de la necesidad de gas lift y los requerimientos de profundizar mas los asientos de las válvulas de gas lift.

Con la finalidad de incrementar la capacidad de producción de petróleo y la recuperación final de petróleo se recomendó un programa de mantenimiento de presión. El incremento de la recuperación final se estimo en 2MMM bbl.

Seguidamente se realizo el estudio técnico-económico para definir el tipo de fluido que se utilizaría para mantener la presión.

Principalmente se opto por utilizar el agua mezclado con algún gas. El uso de agua fue descartado pues no es un método eficiente en yacimientos altamente fracturados como Cantarell e implicaba un mayor riesgo debido a su tendencia a canalizarse a través de las fracturas sin desplazar el petróleo contenido en la roca.

Estudios de simulación de reservorios y de laboratorio determinaron que la mejor recuperación final de petróleo se obtenía mediante la inyección de gas.

Con la inyección de gas se logrará:

- a) Incrementar los beneficiosos efectos de la capa de gas (gas cap)
- b) Disminuir o evitar los efectos de la intrusión de agua
- c) Sostener la productividad de los pozos

Selección del Gas de Inyección

Una vez que se decidió por la inyección de gas para mantener la presión del reservorio, se eligieron los siguientes tipos:

- Gas natural
- Dióxido de carbono
- Gas de combustión
- Aire
- Nitrógeno

Para elegir el tipo de gas se analizaron diversos aspectos como: disponibilidad, costo de gas, costo de infraestructura del proyecto, costos de inyección, medio ambiente y regulaciones de seguridad, y por ultimo los efectos del reservorio.

Producto de este estudio se concluyó que la inyección de N_2 era la mejor opción (\$1.1/MSCF) comparado con el gas natural (\$2.6/Mscf) producto de esta selección y de las negociaciones con los operadores de la planta de nitrógeno, el precio final del gas nitrógeno se estableció en \$0.36/Mscf

El contrato se estableció por un periodo de 15 años a una caudal de 1200 MMscfd de nitrógeno.

Las ventajas de usar N_2 fueron:

- a) Ninguna contaminación del reservorio
- b) Disponibilidad ilimitada del N_2
- c) N_2 es un gas inerte, no se esperan daños al medio ambiente
- d) La inyección de N_2 evitara retornar al reservorio cerca de 1400MMscf de gas natural que será vendido al mercado.

La planta productora de nitrógeno es de propiedad de un consorcio internacional denominado Compañía de Nitrógeno Cantarell conformado por las empresas British Oxygen, Westcoast, Marubeni, Linde e ICA-Fluor Daniel.

Programa de Perforación.

El desarrollo del plan considera la perforación de 205 pozos productores y 8 pozos inyectores de N₂ a ser completados entre 1997 y 2005.

Para ello se han construido 6 extensiones de plataformas en plataformas existentes y 10 nuevas plataformas de perforación.

Asimismo se han hecho esfuerzos para completar pozos de gran diámetro.

63 pozos productores serán completados con casing de 9 5/8" y 18 pozos productores actuales serán convertidos de 7" a 9 5/8".

Planta de Generación de Nitrógeno.

La planta de generación de nitrógeno esta situada en la península Atasta, Campeche. El contrato implica el suministro de 1200 MMscfd (44.5 Ton/D) de nitrógeno en boca de pozo por un periodo de 15 años.

La planta de generación de nitrógeno cuenta con cuatro módulos de generación y compresión de gases.

Cada modulo tiene una capacidad de producción de 300 MMscfd comprimidos a 1500 psi. Asimismo cuenta con una Planta de Generación Eléctrica de 500 MW para mover 4 turbinas de gas.

Así mismo la planta considera 100km de tuberías costa afuera y costa adentro, sistema de enfriamiento por agua de mar, distribución eléctrica, sistema automatizado e infraestructura necesaria.

Resultados Obtenidos

El proyecto Cantarell fue llevado a cabo con los siguientes logros alcanzados:

- a) Se alcanzo mantener la presión del reservorio con resultados positivos
- b) Se logro un record de producción de 1.69 MMBbod, 66% mayores al caudal de producción que cuando el proyecto empezó.
- c) Incremento de un 60% de capacidad de disponibilidad de gas natural que al inicio del proyecto
- d) Construcción de instalaciones de almacenamiento y exportación de petróleo lo suficiente como para asegurar una operación continua.

6.2 Proyecto de Recuperación por Inyección de Nitrógeno Campo Jay

El Campo Jay fue descubierto en junio de 1970 y se encuentra situado en la frontera de los estados de Alabama y Florida. La profundidad del reservorio es de 15000 pies.

El espesor del reservorio es de 350 ft y la presión inicial de 7850 psia. Y una temperatura de 285°F. La porosidad promedio es de 14% y la permeabilidad promedio es de 20 md. El crudo obtenido tiene un API de 51°.

El petróleo es bajo saturado @5000 psi. La estimación del petróleo original es de 830 000 STB.

En 1981 se inicio la inyección de nitrógeno. El caudal actual de inyección de nitrógeno es de 77 MMscfd y el caudal de inyección de agua de 170 000 B/D. Se espera un incremento en la recuperación de petróleo del orden del 7-10% del petróleo inicial, con una recuperación final de petróleo original de 60%.

7. COSTOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

7.1. Estudios de Ingeniería y Pre-factibilidad

Para el estudio de Ingeniería y pre-factibilidad se necesitara la conformación de un grupo de consultores organizados de la siguiente manera:

- a) Especialista en Ingeniería de Reservorios
- b) Especialista en aplicaciones y manejo de plantas de gas nitrógeno alta presión.
- c) Especialista en costo de proyectos.

El plazo para la realización de los estudios y elaboración del proyecto de pre-factibilidad será de seis meses.

Los gastos de Inversión serán de la siguiente manera:

Honorarios Profesionales

Profesionales	\$ / mes	Meses	Sub-total (\$)
Especialista en Ingeniería de Reservorios	2 500	6 meses	15 000
Especialista en Gas Nitrógeno	2 500	6 meses	15 000
Especialista en Costo de Proyectos	1 500	3 meses	4 500
Especialista en Medio Ambiente	2 500	3 meses	7 500
Personal Auxiliar (2)	500	6 meses	6 000
TOTAL			48, 000

Mobiliario y Alquiler de Oficinas

	\$ / mes	Meses	Sub-total (\$)
Alquiler oficina	1 500	6 meses	9 000
Muebles y Equipos de computo			7 000
Pagos Servicios (Teléfono, luz, agua)	1 000	6 meses	6 000
TOTAL			22 000

El costo total de los estudios de Ingeniería será :

$$\text{\$ 48 000} + \text{\$ 22 000} = \text{\$ 70, 000}$$

- Costo de Planta de Nitrógeno

Para el presente proyecto se ha considerado la compra de una planta de generación de nitrógeno PSA con un caudal de producción de 500 NM 3/h de gas nitrógeno de 95% de pureza máxima.

Esta planta de generación de nitrógeno deberá estar completada con un compresor de tornillo, un secador de aire, filtros, tanque de almacenamiento de nitrógeno producido y un compresor booster para inyectar el nitrógeno al reservorio a una presión máxima de hasta 2500 psig.

La inversión de la Planta es como sigue:

Equipos	Sub-total (\$)
Compresor de aire tipo Tornillo (150HP @ 100 psig):	43 571
Secador de Aire (dryer) (150 HP @ 60 psig)	9 588
Planta PSA de Nitrógeno (475 NM 3/H @	327 500
Analizador de Oxígeno	1 500
Tanque de almacenamiento de nitrógeno	20 000
Compressor Booster (2500 psig output pressure)	96 026
TOTAL	498 185

	Total (\$)
Total Costos	498 185
Flete y Seguros	12 500
Arancel (12%)	36 370
IGV (19%)	59 637
Gastos Administrativos	2 500
Transportes Lima-Talara	2 500
TOTAL	611, 692

Costos de Montaje

	Total (\$)
Estudio de suelo	3 500
Alquiler grúas y maquinas	45 000
Contratista	20 000
Oficinas y Servicios	12 000
Gasto Personal Especializado	40 000
Tendido línea electricidad (480V)	18 000
Otros (seguridad, mallas, etc.)	10 000
TOTAL	148 500

El costo total del Montaje y puesta en marcha es : \$ 611, 692 + \$ 148, 500
= \$ 760, 192

- Perforación y Reacondicionamiento de Pozos Productores e Inyectores.

Para el presente proyecto se necesita reacondicionar dos pozos: uno será acondicionado como pozo inyector y el otro será acondicionado como pozo productor

Acondicionamiento de pozo inyector \$ 120 000.00

El acondicionamiento consistirá en hacer una limpieza química del pozo, bajar un packing @ 2500 pies de profundidad y bajar un tubing de alta presión hasta la zona de inyección

Acondicionamiento del pozo productor \$ 80 000.00

El acondicionamiento del pozo productor consistirá en hacer una limpieza química del fondo del pozo, trabajo de estimulación del pozo y las líneas de producción hasta la batería.

El total de reacondicionamiento de los pozos será de : \$ 200 000

Estudio de Impacto Ambiental	\$
- Estudio del agua, aire, suelo	7,500
- Estudio de la flora y Fauna	4,000
- Equipo contra Incendio (6 unidades)	786
- Extintor de CO2 de 12 Kg (6 unidades)	800
- Extintor de 15 lb (3 unidades)	261
- Extintor Tipo Rodante de 150 lb. (4 unidades)	2,620
- Cisterna de 147 bbl (Electrobomba y manguera contra incendio)	18,000
- Apoyo Logístico	5,000
- Acondicionamiento del Suelo y Reforestación	4,000
- Incinerador de Residuos Sólidos.	5,000
- Sistema REDFOX (Planta de Tratamiento de Aguas hervidas).	6,000
- Tanque de Almacenamiento de Lodo (Pre-fabricado)	5,000
- Plan de Abandono	3,000
- Equipo de Seguridad	3,500
- Equipo para control de SO ₂	8,500

- Seguridad al equipo de Instalación de Plataforma.	5,000
- Capacitación Ambiental para el personal de la Empresa.	5,500
- Construcción de carteles alusivos al Medio Ambiente.	1,000
- Construcción de 2 pozas API	16,000
- Instalación de cilindros de desfogue.	1,500
-Costo de Energia Electrica (3000 x 6 meses)	18,000
TOTAL	120,967

Costo Inicial

Estudios de Ingeniería y Pre-factibilidad	\$ 70,000
Planta de Nitrógeno	\$ 760,192
Acondicionamiento de pozos	\$ 200,000
Estudio de Impacto Ambiental	\$ 120,967

Total : \$ 1'151,159.00

Costos de Mantenimiento

Los costos de mantenimiento son mínimos, debido a que por tratarse de una planta que utiliza el proceso de separación de aire por presión, posee pocas partes móviles.

Los costos de mantenimiento se limitan al cambio de lubricante de los compresores y al cambio de los filtros de aire, polvo y humedad.

Costo anual de mantenimiento de compresores	: \$ 3 500.00
Costo anual de mantenimiento de filtros	: \$ 1 500.00
El costo total de mantenimiento será de	: \$ 5 000.00 / año

- Costos de Energía

Los equipos a utilizar tienen los siguientes requerimientos de consumo de energía:

Compresor de aire tipo tornillo	50 KWh
Secador de aire	25 KWh
Planta PSA	2 KWh
Compresor Booster	60 KWh
Total :	137 KWh

$$137 \text{ KWh} \times 0.08\$/\text{KWh} \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ días} \times 12 \text{ meses} = \$ 94 695$$

Costo de Energía Anual será de : **\$ 94 695.00**

8. FACTORES DE RIESGOS E INCERTIDUMBRE DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO

En todo proyecto de inversión existen factores de riesgo que se deben de tomar en cuenta. Este proyecto no es ajeno a esta situación. Por ello es importante describir y analizar estos factores con la finalidad de minimizar su efecto en el desarrollo y ejecución del mismo.

Se ha clasificado los factores de riesgo como:

- Factores de riesgos externos
- Factores de riesgos internos

8.1 Factores de Riesgos Externos

Los factores de riesgo externo son aquellos factores que inciden directa o indirectamente en el proyecto y que no podemos controlar o no tenemos una influencia directa sobre ella. Entre estos se han identificado los siguientes

Marco Legal y Estabilidad Política

El marco legal de la actividad esta dado por las siguientes disposiciones legales:

Ley 26221	Ley Orgánica de hidrocarburos
DS 017-2003-EM	Nueva metodología para el cálculo de regalías
DS-046-93	Reglamento para la protección ambiental en las actividades de Hidrocarburos

Precios internacionales del crudo

Los precios internacionales del crudo están dados por el mercado internacional. Actualmente el barril se cotiza en 78 dólares y se espera (ver nota de prensa de Europa Press) que el precio internacional no se mueva por debajo de los 60 dólares durante los próximos 10 años.

Medio ambiente

Las consideraciones del medio ambiente como el fenómeno del Niño, o alguna catástrofe natural tiene un impacto en la inversión y producción de petróleo en los campos de Talara.

Asimismo es necesario realizar un estudio de impacto ambiental a fin de evaluar los efectos de la instalación de una Planta de Producción de Nitrógeno en dicho lugar.

8.2 Factores de Riesgos Internos

Son aquellos que se originan con la actividad o inicio del proyecto y que podemos de alguna manera influenciar. Se han identificado los siguientes, entre los mas importantes:

Conocimiento del Negocio

El conocimiento del negocio en un proyecto de inversión petrolera es fundamental. Las empresas involucradas deben ser conscientes que la esperada alta rentabilidad del negocio está directamente relacionada con los altos niveles de riesgo en esta actividad.

En el Perú, un proyecto de inyección de nitrógeno para EOR se mantendrá en niveles altos en su etapa inicial, debido a que no se tienen experiencias previas en esta técnica.

También se hace importante en el nivel de capacitación de los administradores de reservorios. Actualmente existen en el mundo entidades educativas que capacitan en administración de proyectos de inyección de nitrógeno.

Asimismo, se dispone de abundante información sobre aplicaciones exitosas de inyección de nitrógeno en importantes yacimientos en el mundo. Toda esta información puede servir como una base referencial para definir el nivel de riesgo de una inversión de este tipo en el Perú.

Riesgo Tecnológico.

Actualmente existe en el mundo la tecnología para la producción de nitrógeno a gran escala y a precios económicamente rentables para reemplazar al gas natural.

Para escalas menores de inyección. Como el presente caso, se utilizan generadores PSA de nitrógeno. Para proyectos de gran envergadura es más económico la construcción de Plantas Criogénicas de Separación de Gases del aire.

Actualmente existen empresas en el mundo que brindan la asesoría del caso en la implementación de proyectos de este tipo.

Conocimiento del Reservorio

La información que se pueda recopilar del reservorio candidato es fundamental para tener un conocimiento del mismo.

Como hemos explicado en este trabajo, existen reservorios candidatos y condiciones de reservorio ideales para hacer que esta aplicación tenga éxito. Para ello es importante recopilar la siguiente información:

- Petróleo original In situ del Reservorio
- Producción diaria, anual y acumulada de petróleo y gas
- Espesor de arena productiva
- Datos PVT de los fluidos y del reservorio (porosidad, permeabilidad, saturación, ratio movilidad, etc.)
- Datos geológicos del reservorio

Estimación de la recuperación esperada de Petróleo

Para realizar una estimación confiable de la producción esperada en un periodo de tiempo de corto plazo (ya que el petróleo crudo está alrededor de \$ 78), se requiere hacer un minucioso estudio de simulación y caracterización del reservorio.

En vista que se trata de un campo conocido con producción decreciente, se puede contar con información geológica y de PVT que nos permita estimar con un alto grado de confianza la recuperación esperada a corto plazo.

Niveles de Inversión Involucrada. Estimación de la rentabilidad a corto plazo

Queda claro que todo proyecto de recuperación mejorada de petróleo por inyección de nitrógeno es considerado como de largo plazo, siempre en cuando el precio del petróleo se considere bajo, pero en la actualidad si se puede considerar rentable a corto plazo, por el precio del barril de crudo.

Por ello, con ayuda de los precios internacionales del crudo y gas, la inversión de equipos estimada para iniciar el proyecto y las regalías que se deben de pagar, se debe hacer un análisis económico de la rentabilidad del negocio.

Datos de Reservorio

Reservorio con desplazamiento por segregación gravitacional, con uniformidad de capas, buzamiento ligero y uniforme. El área estimada es de unas 100 Hectáreas.

Características de la Roca Reservorio

Porosidad 12%

Permeabilidad 10 – 15 md

Datos del Fluido

API: 35°

Temperatura: 140°F

Presión: 800 psi

Producción anual esperada en proximo10 años

La producción diaria que se espera es de: 80 a 90 barriles por día, a partir del tercer año:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
BBL	29200	31025	32850	31025	29200	27375	23725	23725	21900	21900

Precios Internacionales del Crudo

De acuerdo a nota de prensa, se estima que los precios internacionales estarán por encima de \$60/BBL. En este sentido se ha considerado el siguiente cuadro con \$ 78/bbl:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
\$/BBL	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78

Inversión Inicial

De acuerdo al punto 7.1.1 el nivel de inversión inicial es de \$ **1´151,159.00**

Costos Financieros

El valor del dinero se estima en 10% anual. Luego aplicamos la siguiente formula.

$$VP = C \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^n} \right)$$

$$1151,159 = C \left(\frac{1}{0.1} - \frac{1}{0.1(1+0.1)^{10}} \right)$$

$$C = \$ 187,346 \text{ al año}$$

Costos Administrativos

Se considero el 20% del costo de la producción anual:

$$CA = 0.20 * 32850 \text{ bl.} * 78 \text{ \$/ bl.} = \$ 512, 460$$

Depreciación de los Equipos

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{CAE} - 10\% \text{ CAE}}{n}$$

Donde:

CAE = Costos de la inversión

n = 10 años

$$\text{Depreciación} = \frac{\$ 1151,159 - 0.1 * \$ 1151,159}{10}$$

Depreciación = \$ 103, 604 por año.

Costo de la Regalías

Por considerarse un proyecto de productividad adicional se estima que el valor de las regalías es de 15%

Con estos datos se han realizado la siguiente evaluación económica (ver siguiente cuadro):

PARAMETROS CONSIDERADOS

Costo inicial	1'151,159	ÚS \$
Mantenimiento Equipos	5,000	US \$/año
Costo Energia	94,695	US \$/año
Costo Financiero	187,346	US \$/año
Costos Administrativos	512,460	US \$/año
Depreciación	103,604	US \$/año
Producción Inicial	300 BOPD @	800 PSI API=30
GOR _i =3000 scf/bl.	GOR _f =1000 scf/bl	
Incremento de Producción al 1er año de Inyección N2	= 60 BOPD	
Producción Actual	20 BOPD	

9. CONCLUSIONES.

- En la actualidad los altos precios internacionales del crudo, así como la disminución de los costos de inyección del gas nitrógeno favorecen la rentabilidad del negocio en el corto plazo.
- Dados que los yacimientos de la cuenca Talara son relativamente superficiales, y que las presiones de reservorio no son muy altas, el tipo de desplazamiento a aplicar será del tipo Inmiscible. El nitrógeno adquiere la miscibilidad con el petróleo a presiones mayores a los 3,000 psi.
- Considerando este proyecto como un plan piloto y un caudal de inyección de nitrógeno de 500NM³/h, el tipo de planta de producción de nitrógeno a utilizar será del tipo PSA por ser más económico y de fácil mantenimiento.
- La planta de nitrógeno y el sistema de inyección deberán construirse en las cercanías del punto de inyección. Se debe asegurar el suministro continuo de energía eléctrica.
- Se hace necesario e indispensable la recopilación de la mayor cantidad de información del reservorio elegido, así como la realización de estudios de simulación y caracterización del reservorio con la finalidad de obtener una data confiable de producción anual esperada de 10 años.
- Dado que los precios internacionales se mantendrán estables en el largo plazo, la rentabilidad del negocio esta relacionada directamente a la producción esperada del reservorio. Los bajos niveles de inversión estarán plenamente asegurados por la rentabilidad esperada.

10. ANEXOS

DS Nº 017 – 2003 – EM, artículo 256 y artículo 257: Recuperación Secundaria de Hidrocarburos.

CAPÍTULO III

OPERACIONES DE PRODUCCIÓN

Artículo 240°.- Desperdicios

El Contratista tomará las medidas adecuadas para evitar el desperdicio de los Hidrocarburos producidos.

Artículo 241°.- Recolección de Gas Natural

No debe operarse los Pozos con la válvula de la Tubería de Revestimiento abierta al aire. El Gas Natural debe ser recolectado, usado o enviado a las Baterías de Producción.

Artículo 242°.- Prohibición de fumar

No debe permitirse fumar a menos de cien (100) metros del Pozo, Separadores, Tanques y otras posibles fuentes de gas combustible no protegidas. Está prohibido el uso de fuego abierto a menos de cien (100) metros de un Pozo.

Artículo 243°.- Recuperación de condensados en diversos procesos

El Condensado recuperado en algún proceso de compresión o recuperación de líquidos debe ser incorporado al sistema de Hidrocarburos Líquidos, si no es utilizado o comercializado.

Artículo 244°.- Uso de Gas Natural

El uso del Gas Natural está determinado en el artículo 44° de la Ley y de las disposiciones sobre el control de contaminación del aire que están contenidas en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

El Gas Natural podrá ser Inyectado o Re-Inyectado a Reservorios propios o de otro Contratista siempre que reúnan las características técnicas adecuadas para cada caso. Las Operaciones de Inyección o Re-inyección podrán hacerse incluso luego de haberse extraído del Gas Natural los líquidos que pudiera contener y para cualquiera de los siguientes usos específicos:

- a) Mantenimiento de la presión de estos Reservorios.
- b) Permitir la recuperación secundaria de estos Reservorios.
- c) Almacenamiento del Gas Natural que en el momento de su producción no tenga uso comercial.
- d) Para cualquier otro uso que constituya práctica en la industria petrolera.

Los programas de venteo y/o quemado realizados de acuerdo a la capacidad productiva de cada batería, serán presentados a PERUPETRO, para su aprobación.

Estos programas a su vez deben ser comunicados a OSINERG.

Artículo 245°.- Quema de Gas Natural

En caso de no haber obtenido la aprobación para quemar Gas Natural, contemplada en el artículo 44° de la Ley, el Contratista podrá hacerlo en los casos de evaluación de los Pozos y de emergencia comprobada, sujeto a dar cuenta de este hecho, inmediatamente al OSINERG y a PERUPETRO. En todo caso se procederá conforme a lo dispuesto en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

Artículo 246°.- Regímenes de producción

- b) Proteger adecuadamente los medidores de la posible interferencia de personas no autorizadas y del ambiente.
- c) Instalar válvulas en el "by-pass", cuando exista éste en los medidores, que sellen en forma efectiva el paso de los fluidos.
- d) Cuando se abra el "by-pass" debe registrarse esta operación en la boleta de medición.
- e) Debe proveer una forma de medida o registro de temperatura para incorporarlo al sistema de medición.
- f) Debe existir un procedimiento para estimar en forma razonable los volúmenes de Gas Natural no medidos por deterioro accidental de sus medidores.

Artículo 255°.- Instalación de medidores de orificio

La instalación de medidores de orificio se hará de acuerdo con las normas del APIMPMS, al igual que lo referido en el artículo 288° de este Reglamento, y el Reporte N° 3 de AGA.

Artículo 256º.- Recuperación Mejorada

Las Operaciones de Recuperación Mejorada se pueden llevar a cabo mediante la inyección de agua, polímeros, nitrógeno, Gas Natural o cualquier fluido que sea adecuado, de acuerdo con las prácticas de la industria petrolera.

Si en las Operaciones de Explotación de Hidrocarburos se requiere de grandes cantidades de agua para proyectos de Recuperación Mejorada, el operador deberá atenerse a los siguientes criterios:

- a) Usar preferentemente la misma agua de formación o agua de mar.
- b) Se podrá usar agua dulce de subsuelo o fuentes superficiales sólo cuando se cuente con la autorización de la Autoridad Competente en materia de recursos hídricos. Copia de la autorización debe ser remitida a PERUPETRO y a OSINERG por el Contratista.

Artículo 257º.- Proyectos de Recuperación Secundaria - Sistema de Inyección.

Si el Contratista desea efectuar un proyecto de Recuperación Secundaria debe comunicarlo a PERUPETRO. El Sistema de Inyección deberá por lo menos llenar los requisitos siguientes:

- a) Sistema de Recolección, que está compuesto por una fuente de suministro del fluido adecuado independiente, de reprocesamiento de agua producida o mixta.
- b) Una planta de tratamiento que adecue el fluido para las condiciones de inyección contando con los controles, recipientes, bombas, desareadores, filtros y tratamiento químico necesario.
- c) Facilidades de almacenamiento de fluidos para una operación normal y de emergencia.
- d) Sistema de Inyección de volúmenes de fluidos adaptados al proyecto, compatibles con los de la formación donde se inyectará y de corrosividad controlada, múltiples de Inyección, control, bombas, Cabezales de Pozos y Pozos.
- e) Planes de mantenimiento correspondientes.

Las Operaciones de Inyección de Gas Natural no están sujetas a los requerimientos estipulados en los literales a) y c) de éste artículo.

Artículo 258°.- Servicio de Pozos

Cuando en un Pozo, sea necesario realizar un trabajo de reparación, Servicio de Pozos, Rehabilitación o Reacondicionamiento, se planeará el trabajo basado en el problema encontrado, condiciones que se quieren cambiar y comportamiento de los Pozos vecinos y su influencia en el trabajo proyectado.

Artículo 259°.- Trabajos de Rehabilitación o Reacondicionamiento

Cuando un Contratista necesite efectuar trabajos de Rehabilitación o Reacondicionamiento a Pozos que están ubicados dentro o sobre plataformas de Producción, deberá informar a OSINERG, antes de dar inicio a dicha actividad.

Artículo 260°.- Servicio de Pozos en instalaciones

El Contratista podrá llevar a cabo operaciones de Servicio de Pozos según su programa y las necesidades operativas, observando las medidas necesarias en materia ambiental y de seguridad.

Artículo 261°.- Responsabilidades en Servicio de Pozos

El Contratista también es responsable del trabajo que ejecute la Unidad de Servicio de Pozos, Suabeo (Swab) o de cable (Wire Line), de la limpieza de los equipos y que éstos se encuentren en condiciones operativas. Estos equipos tendrán una capacidad y equipamiento suficientes para el trabajo programado y estarán dotados de Personal idóneo y experimentado provisto de los implementos de seguridad que requiera la operación.

Artículo 262°.- Operaciones nocturnas de Suabeo

Las Operaciones de Suabeo de Hidrocarburos no deberán ser efectuadas de noche.

De ser ello necesario, deberá ser informado a OSINERG y se realizarán usando lubricador con empaquetadura hidráulica ("oil saver"). En cualquier caso, se deberá observar las siguientes medidas:

a) Evitar la contaminación del suelo con salpicaduras de petróleo utilizando membranas impermeables u otro material, verificando el buen ajuste de las conexiones, el lubricador debe estar instalado adecuadamente y los empaques en buen estado.

b) En caso de derrames, el suelo debe limpiarse retirando la tierra contaminada, transportándola al lugar de residuos y en su lugar colocar tierra limpia del mismo lugar.

c) El agua extraída de los Pozos intervenidos debe ser transportada junto con el petróleo a los descargaderos autorizados.

Artículo 263º.- Normas para el equipamiento de unidades de Servicio de Pozos

Son de aplicación para el equipamiento de la Unidad de Servicio de Pozos, los artículos 117º, 118º, 119º, 120º y 134º de este Reglamento.

Artículo 264º.- Seguridad operativa

El Contratista deberá asegurarse que, en adición a las medidas contempladas en las normas correspondientes, se efectúen las siguientes medidas de seguridad operativa:

a) Verificar que el tipo de Cabezal del Pozo sea el adecuado para la operación, caso contrario, reemplazarlo.

b) Que se use BOP acorde con las presiones esperadas en el trabajo. Su instalación, uso y mantenimiento será el indicado por el manual del fabricante.

c) Que se disponga del fluido que controle las presiones de trabajo en el Pozo, en cantidad suficiente para garantizar una operación segura.

d) Que en el área de trabajo sólo se permita la presencia del Personal autorizado y con los elementos de seguridad pertinentes.

e) Que la Ubicación quede limpia después de efectuado el trabajo.

Artículo 265º.- Reporte de trabajos

El Contratista debe exigir al subcontratista de la Unidad de Servicio del Pozo un informe diario en donde consten los trabajos efectuados al Pozo, incluyendo el movimiento y armado de la unidad de servicio, los reemplazos de equipos, las horas trabajadas y el estado final del equipo con las profundidades de asentamiento de los Taponos (Packers), bombas, número de elementos en las diferentes sartas (Tubería de Producción, varillas, etc.), así como también las horas de parada, espera, mantenimiento y los accidentes de ser el caso. De ocurrir derrames éstos deben reportarse en el informe como un Accidente ambiental.

Artículo 266º.- Registro de servicios

Basado en el informe indicado en el artículo precedente el Contratista mantendrá, para cada Pozo, un registro de los Servicios y Reacondicionamientos efectuados. En este registro se mostrará, al final, la instalación y situación actualizada del Pozo y deberá llevarse durante la etapa productiva, hasta su abandono.

Artículo 267º.- Derrames

Se considera derrame, sujeto a informe, cuando las siguientes cantidades se pierden, por derrame o fuga.

Para Hidrocarburos Líquidos: 1,6 m³ (10 barriles).

Para Gas Natural: 8 495,1 m³ (300 000 pies³).

Artículo 268º.- Plan de Contingencia

El Contratista tiene la obligación de presentar a PERUPETRO, con copia a OSINERG y a la DGH, el Plan de Contingencia para Derrames de Petróleo y Emergencias indicado en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Este plan será revisado anualmente.

Artículo 269º.- Prácticas API

En las actividades establecidas en este capítulo se deben emplear las prácticas recomendadas por el API (última edición) o cualquier otro instituto de prestigio internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera, como son:

SPEC 4E/4F, RP 4G, SPEC 8A, 8B, 8C.

SPEC 6A, 6 AR, 6D, 6 FA, 6 FC, 6 FB, RP 14H/14D,

SPEC 14A/17D, RP 14B/14C

RP 545, SPEC 5B, RP 5B 1/5C1, BULL 5C2/5C3, RP 5C5, SPEC 5CT, RP 15A4, SPEC 15AR. Prácticas recomendadas para inspección de Tubería de Revestimiento nueva. Tubería de Producción y tubería de perforar.

RP 7A1, SPEC 9A, RP 54.

RP 11AR, SPE 11AX, SPEC 11B, RP 11BR, SPEC 11C, RP 11S1, RP 11S2, RP 11S3, RP 11V5.

SPEC 11N Especificaciones para equipo de transferencia automática (LACT).

SPEC 11P Especificaciones para compresores compactos para gas.

RP 11PGT Prácticas recomendadas para turbinas a gas.

RP 17A Prácticas recomendadas para diseño y Operaciones de producción submarinas.

RP 38 Análisis biológico de agua de inyección.

RP 39 Procedimiento para evaluar fluidos de Fracturamiento Hidráulico.

RP 41 Procedimiento para informar el comportamiento de equipo de Fracturamiento Hidráulico.

RP 42 Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de agentes activos de superficie para Estimulación de Pozos.

RP 44 Prácticas recomendadas para muestrear fluidos del Reservorio.

RP 45 Prácticas recomendadas para análisis de aguas de campos petroleros.

RP 56 Prácticas recomendadas para probar arena para Fracturamiento Hidráulico.

RP 57 Prácticas recomendadas para operaciones de Completación, Servicio, Reacondicionamiento, Taponeo y Abandono en Pozos costa afuera.

RP 58 Prácticas recomendadas para uso de arena en Engravamiento.

RP 60 Prácticas recomendadas para probar materiales, empaquetaduras de alta resistencia al Fracturamiento Hidráulico.

RP 61 Prácticas recomendadas para evaluar conductividad de elementos empaquetantes en Fracturamiento Hidráulico.

RP 63 Prácticas recomendadas para evaluación de polímeros usados en Recuperación Mejorada.

MPMS Manual de Mediciones Estándar para Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standard)

AGA Reporte N° 3, Medición de Gas. Natural y otros fluidos de hidrocarburos (requerimientos para especificaciones e instalaciones).

Artículo 270°.- Pozas API

El Contratista usará Pozas de diseño API, sistemas de tratamiento intermedio, avanzado o sistemas similares para separar el agua de producción del petróleo y dispondrá que esta agua de producción no contamine el agua de superficie o del subsuelo. La disposición del agua se efectuará preferentemente por Re-inyección, o en superficie, empleando el

sistema aprobado en el Estudio de Impacto Ambiental o PMA, conforme al Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos. El diseño y uso de las pozas API se encuentran descritos en las siguientes publicaciones actuales API, o las que puedan sustituirlas: PUBL 420 Manejo del agua de descarga: Química de coagulación y floculación (Reemplaza al Manual de disposición de agua de Refinería - "Manual of Disposal of Refinery Waste").

PUBL 421 Manejo de descargas de agua: diseño y operación de los Separadores Agua - Petróleo.

Artículo 271°.- Pruebas de hermeticidad en líneas de agua producida

Las líneas de descarga del agua producida deben estar construidas de forma que se puedan hacer pruebas de hermeticidad.

Adicionan metodologías para determinar la Regalía en los Contratos de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos al artículo 5° del Reglamento aprobado por D.S. 049-93-EM

DECRETO SUPREMO N° 017-2003-EM

Que, el artículo 47° de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, dispone que por Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas, se dictarán las normas que regulen la aplicación de la regalía y retribución, en base a una escala variable la cual estará en función de factores técnicos y económicos que permitirá determinar los porcentajes de la regalía y retribución en todo el territorio nacional. Así mismo, la norma agrega que en cada

contrato se aplicará el porcentaje de regalía y retribución que corresponda; Que, mediante Decreto Supremo N° 049-93-EM se aprobó el Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros, al amparo de lo dispuesto en el mencionado artículo 47° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos; Que, la exploración de hidrocarburos constituye una actividad de alto riesgo y requiere de inversiones considerables, lo que hace necesario se desarrollen programas que incentiven tal actividad; Que, para tal efecto, se requiere ampliar la aplicación de regalías, diferente a las mínimas establecidas en el citado Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros, con nuevos esquemas que permitan incentivar y promover la contratación, así como fomentar las inversiones en las actividades para la exploración y explotación de hidrocarburos; Que, en tal sentido, con el establecimiento de nuevos esquemas competitivos de regalías, se generarían mayores incentivos para la inversión, las mismas que se harían efectivas mediante la suscripción de Contratos de Licencia; con el objetivo final de lograr descubrimientos comerciales y aumentar la producción de hidrocarburos en el territorio nacional, permitiendo, a su vez, que la Balanza Comercial negativa de hidrocarburos del país sea revertida; En uso de la facultad conferida por el numeral 8 del artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Adicionar al artículo 5° del Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros, aprobado mediante Decreto Supremo N° 049-93-EM, las siguientes metodologías para determinar la Regalía en los Contratos de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos:

a) Metodología por Escalas de Producción: Será aplicada de acuerdo a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos en una determinada Área de Contrato, según los niveles y porcentajes que se establecen en el artículo 3° del presente Decreto Supremo.

b) Metodología por Resultado Económico – RRE: Será aplicada de acuerdo a la siguiente relación:

RRE = Regalía Fija + Regalía Variable

Regalía Variable %t = $((X_{t-1} - Y_{t-1}) / X_{t-1}) * (1 - 1 / (1 + \text{Factor R}_{t-1} - \text{Factor R Base}))$

Donde:

X : Ingresos Acumulados.

Y : Egresos Acumulados.

X t-1 : Ingresos correspondientes a la información del período anual anterior al momento en el cual se hace el cálculo de la “**Regalía Variable %t**”.

Y t-1 : Egresos correspondientes a la información del periodo anual anterior al momento en el cual se hace el cálculo de la “**Regalía Variable %t**”.

Factor R : Es X/ Y.

Factor R t-1 : Es el Factor R, que se calcula considerando Ingresos y Egresos acumulados hasta incluir los correspondientes X t-1, Y t-1.

Los ingresos Acumulados resultarán de la valorización de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos que le corresponde al Contratista en los Contratos de el cálculo del Factor R.

Otros ingresos será detallados en el Procedimiento Contable de cada Contrato. La oportunidad de registro de dicha valorización y la aplicación de otros ingresos, se establecerán en el contrato y en su Procedimiento contable respectivo.

Los Egresos Acumulados estarán conformados por las inversiones y Gastos realmente incurridos y acumulados hasta el periodo en que se efectúa el

cálculo del factor R; para ello, se tendrá en cuenta las normas y prácticas contables existentes en el país, con excepción de los rubros que no se incluirán en el cálculo del Factor R t-1 siguientes:

- Inversiones y Gastos en Ductos después del Punto de Fiscalización.
- Impuesto a la Renta.
- Depreciación y amortización.
- Gastos financieros en general.
- Montos que se paguen por incumplimiento de contrato o de obligaciones tributarias.
- Otras inversiones y gastos no relacionados con las operaciones del Contrato, cuyo detalle se incorporará en el Procedimiento Contable del Contrato.

Los Ingresos y Egresos a considerar serán los efectuados a partir de la Fecha de Suscripción del Contrato y se registrarán en Dólares de los Estados Unidos de América.

La Regalía Fija y el Factor "R" Base, se establecen en el artículo 4° del presente Decreto Supremo.

Artículo 2°.- Las metodologías establecidas en el artículo precedente, serán aplicables según se indica a continuación:

a) El contratista optará por la futura aplicación de una u otra metodología al momento de efectuar la Declaración de Descubrimiento Comercial de Hidrocarburos, y dependerá de sus estimados de inversión y costo que pudiera realizar en el Área de Contrato; luego de lo cual, no podrá efectuar cambio de metodología.

b) Determinada la tasa porcentual de Regalía a aplicar según la metodología decidida por el Contratista, el procedimiento para el cálculo y pago del monto de la Regalía será el establecido por los artículos 13° Y 14° del Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros, aprobado por Decreto Supremo N° 049-93-EM.

Artículo 3°.- Los niveles de Producción Fiscalizada y los porcentajes para determinar la Regalía, según la Metodología por Escalas de Producción para Hidrocarburos Líquidos, son los siguientes:

Niveles de Producción Fiscalizada del Lote MBPDC	Regalía en Porcentaje %
< 5	5
5 –100	5 – 20
> 100	20

Para el rango de Producción Fiscalizada entre 5 y 100 mil barriles por día calendario (MBPDC), a 5 MBPDC le corresponde 5% de Regalía, para las producciones intermedias se aplica la interpolación.

Artículo 4°.- Para la determinación de la Regalía, aplicando la metodología por Resultado Económico – RRE, para la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos, se

establecen los parámetros siguientes:

- **La Regalía Fija** es igual a 5%.
- **El Factor “R” Base** es igual a 1.15.
- La Regalía Variable se aplica a partir que el Factor “R t-1” alcanza un valor de 1.15.
- La Regalía Variable se aplica en el rango de :
 $0 < \text{Regalía Variable} < 20\%$
- Se calculará la Regalía Variable con la información disponible sobre los Ingresos y Egresos del año anterior.
- El cálculo de la Regalía se efectúa en dos momentos en el año; uno, luego del término del ejercicio fiscal anterior, con información de Ingresos y Egresos de enero a diciembre; y otro, a mitad de año con información de julio del año anterior a junio del año corriente. De ser necesario, se utilizará información preliminar mientras se obtiene la información definitiva, en cuyo caso se efectuarán los ajustes que se requieran.

Artículo 5°.- Los Contratistas que se encuentren en la fase de exploración a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto Supremo, también podrán acogerse a lo dispuesto en esta norma, al momento en que efectúen la Declaración de Descubrimiento Comercial de Hidrocarburos.

Artículo 6°.- Déjese sin efecto el Decreto Supremo N° 015-2000-EM.

Artículo 7°.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas y por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiocho días del mes de mayo del año dos mil tres.

11.- BIBLOGRAFIA

- Craff, B,C, Hawkins, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Editorial Tecnos, Madrid, 1969.
- Thomas, S; Miscible and Inmiscible Gas Injection for Oil Recovery, perl Canada Ltda. July, 2004.
- Linde, AG, Wrksgruppe Technische, gase, On-site Nitrogen Supply; Ecovar supply Concept, June 1999.
- Messer Gases Nitrogen Services; Nitrogen Delivery Systems for the Oil and Gas Industries.
- Alcover, Charles F. High and low pressure nitrogen Injection in pressure maintenance and enhanced oil recovery. Curse.
- On Site gas Systems. PSA Series: Nitrogen Generators, pressure Swing Adsorption. Abril de 1998.
- Young, S.M. Maloney, J.J; Enhanced Reservoir value through Nitrogen Rejection.
- Licenciado Lajous, Adrián, El Proyecto Cantarell, Petróleos Mexicanos S.A. 2002.
- Air Liquid, "Overview of Cryogenic Air Separation and Liquefier System".
- Osinerg, Tabla de costos tarifarios energía eléctrica- Talara.