

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO TÉCNICO/ECONÓMICO DE LA INYECCIÓN DE N_2 EN EL ÁREA NORTE DE MONAGAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Rodríguez C. María G
Romero G. Ángel A

Caracas, Junio 2004

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO TÉCNICO/ECONÓMICO DE LA INYECCIÓN DE N_2 EN EL ÁREA NORTE DE MONAGAS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Elena Escobar
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Francisco Santos

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Rodríguez C. María G
Romero G. Ángel A

Caracas, Junio 2004

DEDICATORIA

A Dios, nuestros padres, y seres queridos

Agradecimientos

A Dios Todopoderoso. A la Universidad Central de Venezuela, Escuela de Petróleo en donde tuvimos la oportunidad de desarrollar nuestros estudios para convertirnos en profesionales. A la profesora Elena Escobar y al Ingeniero Francisco Santos por orientarnos en la realización de nuestro Trabajo Especial de Grado, brindándonos todos sus conocimientos y apoyo. A ENAGAS en donde personas como Sikiu Bravo, y Jackson Pérez nos facilitaron información desinteresadamente. A Barbara, Rair, Brenda, Luisa, Evelyn, Ana Isabel y la tía Alecia quienes colaboraron en la elaboración de este trabajo de grado.

A mis padres, tíos, primos y hermano, quienes siempre estuvieron conmigo prestándome su apoyo incondicional, durante esta etapa de mi vida., sin ustedes esto hubiese sido un camino muy duro. A mis amigos Evelyn, Emgelberth y Migdalia por ofrecerme una linda amistad. A Tatiana, Jeanine, Germania y Carlos por siempre estar presente. A Ángel por brindarme su amistad y fortaleza en los momentos difíciles.

Gabriela

A mis *Padres*, a mis grandes amores (*Abuelos*), a *Tadeo*, a mis *Tíos*, a las *Niñas*, *Carmen*, *Tere* y *Cristóbal*, por brindarme todo su apoyo para que culminara exitosamente mi carrera. A mis hermanos incondicionales *Román*, *Claudia*, *Marcel*, *Luisa*, y *Juan*, por estar siempre conmigo en lo momentos que mas los necesité. A *Gabi* y *Olga* por todos esos momentos en que no tenía fuerza.

A todos mil gracias

Angel G

Rodríguez C. María G.
Romero G. Ángel A.

ESTUDIO TECNICO/ECONÓMICO DE LA INYECCION DE N_2 EN EL AREA NORTE DE MONAGAS

Tutor Académico: Prof. Elena Escobar. Tutor Industrial: Ing. Francisco Santos. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2004. 138 Pág.

Palabras Claves: Gas Natural, Nitrógeno, Furrial, Recuperación Mejorada, Evaluación Económica Diferencial.

Resumen. La demanda de Gas Natural como fuente de energía se ha incrementado en los últimos años a nivel mundial y la tendencia indica que este comportamiento se mantendrá a largo plazo. En el caso de Venezuela la industria petrolera utiliza un 47% del Gas Natural en la producción de petróleo, lo que disminuye la oportunidad de satisfacer la demanda del mercado industrial y doméstico. Por otra parte, la inyección N_2 surge como una de las alternativas más atractivas para sustituir al Gas Natural seco, debido fundamentalmente a su disponibilidad y bajo costo.

Los resultados de este trabajo soportan, en forma preliminar, la factibilidad técnica y económica de sustituir la inyección de Gas Natural por N_2 en el yacimiento Naricual Superior/Medio del Campo El Furrial en el Norte de Monagas.

En la evaluación técnica se incluyó: estimado de la Presión Mínima de Miscibilidad para el sistema N_2 /Crudo Furrial, comparación de las propiedades volumétricas de ambos gases, observando que para mantener la presión del yacimiento la cantidad de N_2 a inyectar en superficie es 12% menor que la de Gas Natural. Revisión de los proyectos de inyección de N_2 , de los criterios de selección de yacimientos candidatos para la inyección de este gas y las características del Campo Furrial. Se concluye que las características del yacimiento e infraestructura instalada para inyección de gas a alta presión lo convierten en un buen candidato para inyección de N_2 .

Para la evaluación económica se desarrolló un modelo analítico en plataforma Excel que realiza una comparación diferencial de los dos procesos. Esto incluyó un estudio de sensibilidad y un análisis de riesgo sobre las variables con mayor incertidumbre. El algoritmo, permite evaluar la sustitución del Gas Natural por cualquier gas o mezclas de gases, como forma preliminar de evaluación de cualquier proyecto de sustitución de fluidos de inyección en otras áreas de Venezuela. El análisis diferencial determinó

que la opción de sustituir el Gas Natural por N_2 , resulta en un valor agregado de 676 MM US\$ para la vida útil del proyecto, lo que representa un beneficio adicional de 79 MMUS \$ anual para el yacimiento en estudio.

Caracas, 10 de Junio de 2004

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres María G Rodríguez, y Angel Romero, titulado:

“ESTUDIO TÉCNICO/ ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE N_2 EN EL ARÉA NORTE DE MONAGAS”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Enrique Rondón

Jurado

Prof. Armando Azpúrua

Jurado

Prof. Elena Escobar

Tutor Académico

INDICE GENERAL

INDICE GENERAL.....	I
INDICE DE FIGURAS.....	VI
INDICE DE TABLAS.....	VIII
INTRODUCCIÓN.....	1
1. Capítulo I: Visión general del Gas Natural en el ámbito internacional y nacional.....	5
1.1 Situación y Perspectivas del Mercado Internacional del Gas Natural.....	5
1.1.1 Perspectivas de Crecimiento en la Demanda del Gas Natural	4
1.1.2 Producción mundial de Gas Natural 1999 ³	5
1.1.3 Consumo Mundial de Gas Natural 1999 ²	6
1.1.4 Proyección de la Demanda Mundial de Gas Natural 1997-2010 ²	7
1.1.5 Proyección de la Oferta Mundial de Gas Natural 1995-2010	8
1.2 Principales Actividades en Materia de Gas Natural en Centro y Sudamérica	9
1.3 Gas Natural en Venezuela^{5,6}	9
1.3.1 Distribución Geográfica	9
1.3.2 Reservas de Gas Natural en Venezuela ^{5,6}	10
1.3.3 Demanda Nacional de Gas Natural	11
1.3.4 Déficit de Gas en Venezuela	12
2. Capítulo II: Descripción del Área de Estudio.....	19
2.1 Norte de Monagas^{1,4}	15
2.1.1 Descripción del Área en Estudio ^{1,3}	16

2.1.1.1	Características Generales del Campo El Furrial.....	17
2.1.1.2	Reservas estimadas.....	20
2.1.1.3	Historia de producción, inyección y presión.....	20
2.2	Predicciones de la recuperación de crudo por procesos de Inyección en El Furrial.....	22
3.	Capítulo III: Aspectos Fundamentales del N₂ como gas de Inyección en la Recuperación Mejorada de Petróleo.....	31
3.1	Nitrógeno	23
3.1.1	Propiedades Físicas	25
3.1.2	Generación de N ₂	25
3.1.2.1	Separación Criogénica ⁸	26
3.1.2.2	Separación por Membranas ¹⁰	27
3.1.2.3	Comparación de los procesos para generación de N ₂	27
3.2	Procesos Miscibles.....	28
3.2.1	Desplazamientos Miscibles con N ₂	29
3.2.2	Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)	29
3.2.2.1	Correlaciones para estimar la PMM para sistemas N ₂ / crudo ^{7,19} ...	30
	Firoozabadi y Aziz (1986) ¹⁹	30
	HANSEN (1988) ²⁰	30
	HUDGINS et al (1988) ²¹	31
	Glasse (1990) ⁷	31
3.3	Comparación de Propiedades entre el N₂ y el Gas Natural	32
3.3.1	Determinación del factor “z”	33
3.3.2	Factor Volumétrico de Formación (B _g)	34
3.3.2.1	Densidad (ρ _g)	39
3.3.3	Compresibilidad (C _g).....	41
3.3.3.1	Viscosidad (μ _g)	42
3.3.4	Sustitución del Gas Natural por N ₂ – Caso Furrial	42
3.4	Inyección de Nitrógeno en Yacimientos.....	43
3.4.1	Criterios de Selección de yacimientos candidatos a Inyección de N ₂ ¹⁷ ..	44
3.4.2	Primeros Proyectos de Inyección de Nitrógeno ¹³	45

3.4.2.1	Desplazamiento Inmiscible, Campo Rycman Creek.....	50
3.4.2.2	Mantenimiento de la Presión, Campo Yates.....	50
3.4.2.3	Efectos de la Gravedad o Estructura, Campo Hawkins.....	51
3.4.2.4	CO ₂ -Gas de Petróleo Licuado Miscible con Empuje de N ₂ , Campo Fordoche.	51
3.4.2.5	Miscibilidad, Campo Painter.....	51
3.4.3	Planes y Aplicaciones Recientes de Inyección de N ₂	52
4.	Capítulo IV: Fundamentos Teóricos de una Evaluación de Proyectos de Producción de Petróleo.....	55
4.1	Generalidades de la Evaluación Económica de Proyectos^{26,27}	55
4.2	Metodología General de Evaluación de Proyectos^{26,27}	55
4.2.1	Flujo de Caja.....	56
4.2.1.1	Inversiones.....	56
4.2.1.2	Ingresos.....	56
4.2.1.3	Costos	56
4.2.2	Flujo de Caja Neto	59
4.2.3	Horizonte Económico.....	59
4.2.4	Tasa de Descuento.....	59
4.3	Indicadores Financieros.....	59
4.3.1	Indicadores estáticos:.....	60
4.3.1.1	Flujo de Caja Neto Acumulado.	60
4.3.1.2	Período de Recuperación de la Inversión.....	60
4.3.2	Indicadores dinámicos:.....	60
4.3.2.1	Valor Presente Neto (VPN).....	60
4.3.2.2	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	61
4.3.2.3	Valor Anual Equivalente (VAE).....	61
4.4	Análisis de Sensibilidades²⁸	61
4.5	Análisis de Riesgo	62
4.5.1	Árbol de Decisiones ²⁹	63
5.	Capítulo V: Evaluación Técnico/ Económica de la Inyección	

de N₂ como Sustituto del Gas Natural.....	64
5.1 Metodología	64
5.1.1 Premisas	65
5.1.1.1 Premisas Técnicas.....	65
5.1.1.2 Premisas Económicas.....	68
5.1.2 Sensibilidades.....	70
5.1.3 Riesgo.....	70
5.2 Presentación y Discusión de Resultados	71
5.2.1 Modelo Analítico	71
5.2.2 Evaluación del Caso Base.....	75
5.2.3 Análisis de Sensibilidad.....	76
CONCLUSIONES	80
RECOMENDACIONES.....	81
NOMENCLATURA	83
REFERENCIAS.....	84
APÉNDICE.....	89
A.1 Estimado de PMM con N₂ para Furrial	89
Tabla A.1 Propiedades del Crudo El Furrial utilizados para el cálculo de PMM.³⁰	89
B Propiedades Físicas del N₂ y el Gas Natural.....	90
B.1 Cálculo del Factor de Compresibilidad.....	91
B.1.1 Principio de los Estados Correspondientes	91
Tabla B.1 Constantes Físicas	91
B.1.2 Corrección por H ₂ S, CO ₂ y N ₂	92
B.1.3 Correlación de Standing y Katz.....	93

B.1.4	Resultados del Factor de Compresibilidad para el N ₂ y el Gas Natural	94
Tabla B.2	Factor de Compresibilidad del N₂ y el Gas Natural	94
B.2	Factor volumétrico de Formación (Bg)	94
B.2.1	Deducción de la ecuación del Factor volumétrico	94
B.2.2	Resultados del Factor volumétrico del N ₂ a diferentes temperaturas.....	95
Tabla B.3.	95
B.3	COMPRESIBILIDAD DEL GAS, cg:	96
B.4	Densidad (ρ)	96
B.4.1	Deducción de la ecuación de Densidad.....	97
B.4.2	Resultados de la Densidad del N ₂ a diferentes temperaturas	97
B.4.2.	Masa	98
B.5	Viscosidad de una mezcla de gases	98
B.6	Comparación entre los dos gases	99
B.6.1	Resultados del Factor volumétrico del N ₂ y del Gas Natural	100
B.6.2	Resultados de la Densidad del N ₂ y del Gas Natural.	100
B.6.3	Porcentaje de incremento de la Densidad del N ₂ con respecto a la del Gas Natural	101
B.6.4	Porcentaje de incremento de el factor volumétrico del N ₂ con respecto al Gas Natural.....	101

INDICE DE FIGURAS

Figura. 1.1. Entrega de Gas al Mercado Interno.....	10
Figura. 1.2 Países con mayores reservas de gas natural	11
Figura. 1.3 Entrega de Gas por Sectores.....	12
Figura. 1.4. Pronóstico Balance de Gas Natural.....	13
Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Campo el Furrial.....	21
Figura 2.2 Delimitación del Campo El Furrial.....	22
Figura 2.3 Mapa estructural " Arenas de Naricual" campo El Furrial.....	23
Figura 2.4 Marcadores de Lutitas.....	24
Figura 2.5 Comportamiento de la Presión durante el Agotamiento Natural.....	28
Figura 2.6 Predicción de la Recuperación de Crudo por Procesos de Inyección de Fluidos en el Furrial.....	30
Figura. 3.1 Separación Criogénica del aire ⁹	26
Figura. 3.2 Separación del Aire por Membranas. ⁹	27
Figura. 3.3 Factor de compresibilidad, $z @ 290^{\circ}F$	34
Figura. 3.4. Factor volumétrico del N_2 . a tres temperaturas.....	35
Figura. 3.5 Factor Volumétrico del N_2 y el Gas Natural a temperatura de yacimiento.....	36
Figura. 3.6 Variación de la Densidad de N_2 con presión y temperatura.....	40
Figura. 3.7 Densidad del N_2 y el Gas Natural @ $290^{\circ}F$	40
Figura. 3.8 Compresibilidad del N_2 y el Gas Natural.....	42
Figura. 3.9 Proyectos de Inyección de N_2 Realizados entre 1966 y 1982 ¹³	48
Figura. 3.10 Precios del Gas Natural a Nivel Internacional.....	48
Figura. 4.1 Determinación del Valor Mercantil del Gas Natural	58
Figura. 4.2. Gráfico de Sensibilidad.....	62
Figura. 4.3 Árbol de Decisiones.....	63
Figura. 5.1 Representación de la Evaluación Económica Diferencial.....	65
Figura. 5.2 Tasa de Producción y Producción Acumulada ³⁰	67
Figura. 5.3 Ventana de la Entrada de Datos del Sistema.....	72
Figura. 5.4 Evaluación Económica.....	73
Figura. 4.5 Análisis de Sensibilidad.....	74

Figura. 5.6 Análisis de Riesgo.	75
Figura. 5.7 Sensibilidad del VPN.	77
Figura. 5.8 Sensibilidad del VAE.....	78
Figura. 5.9 Análisis de Riesgo. Árbol de Decisiones.....	79

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente 1990 – 2010 (MMM de toneladas de petróleo crudo equivalente)	4
Tabla 1.2 Producción Mundial de Gas Natural Seco 1990-1999	5
Tabla 1.3 Consumo mundial de Gas Natural Seco 1990-1999	6
Tabla 1.4 Proyección del Consumo Mundial de Gas Natural Seco 1990-2010 (miles de millones de metros cúbicos).....	7
Tabla 1.5 Oferta Mundial de Gas Natural 1995-2010	8
Tabla 2.1. Características de algunos de los yacimientos del Norte de Monagas.....	20
Tabla 2.2 Propiedades petrofísicas de Naricual , campo El Furrial.....	25
Tabla 2.3 Zonas de fluidos con respecto a la profundidad.....	26
Tabla 2.4 Reservas Probadas de Petróleo.....	27
Tabla 3.1 Propiedades Físicas del N_2	25
Tabla 3.2 Comparación de los Procesos de Generación de N_2	28
Tabla 3.3 Propiedades del Crudo El Furrial utilizados para el cálculo de	

PMM.	89
Tabla 3.4 Valores de la PMM para el crudo de El Furrial y el N_2	89
Tabla 3.5 Composición del Gas Natural de Inyección	32
Tabla 3.6 Valores experimentales de z para el N_2	33
Tabla 3.7 Relación del Factor z del N_2 y el Gas Natural	38
Tabla 3.8 Propiedades del N_2 y el Gas Natural.....	43
Tabla 3.9.Criterios Considerados para la inyección de N_2	45
Tabla 3.10 Campos bajo inyección de Nitrógeno.....	46
Tabla 3.11 Características de los Yacimientos y del Fluido.....	49
Tabla 3.12 Características de Yacimientos Recientes de Inyección de N_2 ...	53
Tabla 5.1 Composición Molar del Gas Natural.....	67
Tabla 5.2 Precio de Crudo	68
Tabla 5.3 Precio de Gas Natural Seco.....	69
Tabla 5.4 Indicadores Económicos del Caso Base.....	75
Tabla 5.5 Sensibilidad del VPN.....	76
Tabla 5.6 Sensibilidad del VAE.....	76

INDICE DE FIGURAS

Figura. 1.1. Entrega de Gas al Mercado Interno.....	10
Figura. 1.2 Países con mayores reservas de gas natural	11
Figura. 1.3 Entrega de Gas por Sectores.....	12
Figura. 1.4. Pronóstico Balance de Gas Natural.....	13
Figura. 3.1 Separación Criogénica del aire ⁹	26
Figura. 3.2 Separación del Aire por Membranas. ⁹	27
Figura. 3.3 Factor de compresibilidad, z @ 290°F.....	34
Figura. 3.4. Factor volumétrico del N ₂ . a tres temperaturas.....	35
Figura. 3.5 Factor Volumétrico del N ₂ y el Gas Natural a temperatura de yacimiento.....	36
Figura. 3.6 Variación de la Densidad de N ₂ con presión y temperatura.....	40
Figura. 3.7 Densidad del N ₂ y el Gas Natural @ 290°F	40
Figura. 3.8 Compresibilidad del N ₂ y el Gas Natural	42
Figura. 3.9 Proyectos de Inyección de N ₂ Realizados entre 1966 y 1982 ¹³ .	48
Figura. 3.10 Precios del Gas Natural a Nivel Internacional.....	48
Figura. 4.1 Determinación del Valor Mercantil del Gas Natural	58
Figura. 4.2. Gráfico de Sensibilidad.	62
Figura. 4.3 Árbol de Decisiones.....	63
Figura. 5.1 Representación de la Evaluación Económica Diferencial.....	65
Figura. 5.2 Tasa de Producción y Producción Acumulada ³⁰	67
Figura. 5.3 Ventana de la Entrada de Datos del Sistema.	72
Figura. 5.4 Evaluación Económica.....	73
Figura. 4.5 Análisis de Sensibilidad.	74
Figura. 5.6 Análisis de Riesgo.	75
Figura. 5.7 Sensibilidad del VPN.	77
Figura. 5.8 Sensibilidad del VAE.....	78
Figura. 5.9 Análisis de Riesgo. Árbol de Decisiones.....	79

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente 1990 – 2010 (MMM de toneladas de petróleo crudo equivalente).....	4
Tabla 1.2 Producción Mundial de Gas Natural Seco 1990-1999	5
Tabla 1.3 Consumo mundial de Gas Natural Seco 1990-1999	6
Tabla 1.4 Proyección del Consumo Mundial de Gas Natural Seco 1990-2010 (miles de millones de metros cúbicos).....	7
Tabla 1.5 Oferta Mundial de Gas Natural 1995-2010	8
Tabla 2.1 Propiedades Físicas del N_2	25
Tabla 2.2 Comparación de los Procesos de Generación de N_2	28
Tabla 2.3 Propiedades del Crudo El Furrial utilizados para el cálculo de PMM.	89
Tabla 2.4 Valores de la PMM para el crudo de El Furrial y el N_2	89
Tabla 2.5 Composición del Gas Natural de Inyección	32
Tabla 2.6 Valores experimentales de z para el N_2	33
Tabla 2.7 Relación del Factor z del N_2 y el Gas Natural	38
Tabla 2.8 Propiedades del N_2 y el Gas Natural.....	43
Tabla 2.9. Criterios Considerados para la inyección de N_2	45
Tabla 2.10 Campos bajo inyección de Nitrógeno.....	46
Tabla 2.11 Características de los Yacimientos y del Fluido.....	49
Tabla 2.12 Características de Yacimientos Recientes de Inyección de N_2	53
Tabla 4.1 Composición Molar del Gas Natural.....	67
Tabla 4.2 Precio de Crudo	68
Tabla 4.3 Precio de Gas Natural Seco.....	69
Tabla 4.4 Indicadores Económicos del Caso Base.....	75
Tabla 4.5 Sensibilidad del VPN.....	76
Tabla 4.6 Sensibilidad del VAE.....	76

INTRODUCCIÓN

En el marco Internacional y para el caso específico de Venezuela, la demanda de Gas Natural, como combustible energético, se ha incrementado en los últimos años y las tendencias indican que seguirá creciendo en el futuro. Esta realidad obliga a revisar qué se está haciendo para satisfacer dicha demanda y a cuestionar en cuanto a sí se le está dando el uso más rentable a este recurso.

La Industria petrolera utiliza grandes volúmenes de Gas Natural en la producción de petróleo. ¿Por qué no evaluar la posibilidad de utilizar otro tipo de gas sin valor energético, para la producción de petróleo a fin de direccionar el uso de Gas Natural a actividades más rentables y satisfacer la creciente demanda de éste?

La confirmación de la posibilidad de un sustituto para el Gas Natural en la producción de petróleo que cumpla con los requerimientos técnicos y económicos, permite cubrir parte de la creciente demanda de Gas Natural como fuente económica y segura de energía en mercados diferentes a la explotación de petróleo y asegura ingresos adicionales producto de la venta del Gas Natural y del ahorro por el uso de un gas alterno mas económico.

En el *Estudio Técnico/Económico de la Inyección de N_2 en el Área Norte de Monagas* se ha planteado demostrar la factibilidad de utilizar el N_2 como una alternativa más económica en la producción de petróleo, tomando en cuenta las múltiples ventajas y desventajas del uso del N_2 en la explotación de yacimientos petroleros y al hecho de que aún cuando el tema ya ha sido abordado por PDVSA, los resultados no han sido publicados fuera de la industria. Es por ello que el principal interés de este trabajo es revisar el proceso de inyección de N_2 y obtener parámetros económicos propios para la aplicación de este proceso en alguno de los yacimientos del Norte de Monagas. En este sentido, se plantea como objetivo general revisar todo lo concerniente a la inyección de N_2 como método de recuperación mejorada de petróleo, con énfasis en la operatividad del proceso en campo y realizar una evaluación económica de la inyección de N_2 como método de sustitución del Gas Natural en los yacimientos del área Norte de Monagas. Para ello se cubren los siguientes objetivos específicos:

- Revisar en la literatura técnica las características de los yacimientos del Norte de Monagas que están siendo sometidos a procesos de inyección de Gas Natural y selección de uno como objeto de trabajo de este estudio.
- Revisar de los proyectos de inyección de N_2 en el ámbito mundial a fin de obtener referencias en cuanto a la operabilidad del proceso, analogías y diferencias con respecto a la inyección de Gas Natural que puedan ser aplicadas al caso Norte de Monagas (tasa de inyección, presión, temperatura, factor de recobro, características de los yacimientos y de los fluidos, etc.).
- Generar criterios técnicos y económicos para establecer las bases de

comparación entre los procesos de inyección de Gas Natural e inyección de N_2 .

- De ser necesario en la evaluación, obtener los costos de inyección del Gas Natural en el Norte de Monagas, así como la generación e inyección de N_2 y fijar criterios para evaluar el precio del petróleo en los próximos 20 años.
- Estudiar la rentabilidad de ambos procesos y el tiempo de vida de los mismos.

Para documentar el cumplimiento de los objetivos planteados, se ha estructurado el *Estudio Técnico/Económico de la Inyección de N_2 en el Área Norte de Monagas*, en cinco capítulos y tres apéndices. El primer capítulo describe la situación y perspectivas del mercado internacional de Gas Natural para el período 2000 – 2009, indicando el por qué será la fuente de energía de mayor crecimiento. Adicionalmente se estudian las principales actividades en materia de Gas Natural en Centro y Sudamérica. Finalmente, se describen las generalidades del mercado de gas en Venezuela.

En el segundo capítulo describe el área Norte de Monagas, estructura, estratigrafía, características de los yacimientos del área, propiedades petrofísicas y de los fluidos, además se presenta una Figura con las predicciones de la recuperación de crudo por procesos de Inyección de fluidos en El Furrial.

El Tercer capítulo describe los aspectos fundamentales del N_2 como gas de inyección en recuperación mejorada de petróleo, documenta sus propiedades físicas y sus ventajas y desventajas como gas de inyección, así como los métodos de generación de N_2 a partir del aire. También se discute sobre el fenómeno de miscibilidad en sistemas N_2 /petróleo y se comparan las propiedades físicas del Gas Natural y el N_2 . Se hace un breve recuento de algunos proyectos de inyección de N_2 y los criterios de selección de yacimientos candidatos para la inyección de este gas.

Con el objetivo de facilitar la comprensión del lector no experto en finanzas y sustentar la evaluación económica del proyecto, el cuarto capítulo describe los fundamentos teóricos de una evaluación económica de proyectos de producción de petróleo, con énfasis en los indicadores financieros, el análisis de sensibilidades y de riesgo. Incluye definiciones de terminología financiera como flujo de caja, horizonte económico, tasa de descuento, valor presente neto y tasa interna de retorno.

En el quinto capítulo se presenta la evaluación técnico / económica de la inyección de N_2 como sustituto del Gas Natural aplicada al caso específico del yacimiento Naricual Superior/Medio del Campo Furrial. Se detalla la metodología empleada y las premisas técnicas y económicas utilizadas. Por último se presentan y discuten los resultados obtenidos, producto de la evaluación diferencial de dos procesos de inyección: Gas Natural y N_2 , para lo cual se construyó un modelo en Excel que permite comparar y visualizar simultáneamente diferentes escenarios. Los resultados económicos obtenidos son muy estimulantes, ya que éstos, para el caso base,

entre otros resultados positivos, reflejan que la opción de cambiar la inyección de gas natural por N_2 , resulta en un valor agregado de 676 MMUS\$ para la vida útil del proyecto, lo que representa un beneficio adicional de 79 MMUS\$ anual.

Posteriormente se resumen las conclusiones y recomendaciones de este estudio. En adición este trabajo presenta 2 apéndices con información complementaria que facilitan la comprensión de este estudio. El primero describe los cálculos de la presión mínima de miscibilidad para el caso específico de El Furrial. El segundo describe las propiedades físicas del N_2 y el Gas Natural.

1 CAPÍTULO I

Visión general del Gas Natural en el ámbito internacional y nacional.

En este capítulo se discute la importancia del Gas Natural como fuente de energía a nivel mundial. Se revisan los reportes de oferta y demanda para 1999 sí como las respectivas proyecciones al 2010. Adicionalmente, se presenta un resumen de lo referente al caso de Venezuela, describiendo el tipo y magnitud de las reservas de gas, la distribución del consumo del gas natural en los sectores petrolero, industrial y doméstico, el déficit esperado de gas natural en el país y los proyectos en progreso diseñados para revertir esta condición.

1.1 Situación y Perspectivas del Mercado Internacional del Gas Natural^{1,2}

La tendencia internacional en el sector energético muestra un cambio notable en el uso de combustibles para los próximos años, tanto en los países industrializados como en los menos desarrollados. En este cambio, el gas natural ha surgido como un combustible de gran importancia para ayudar a abastecer la demanda de energía mundial, tanto por su eficiencia térmica como por sus ventajas ambientales frente a otros energéticos.

1.1.1 Perspectivas de Crecimiento en la Demanda del Gas Natural

Según el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) y la Agencia internacional de Energía (AIE)^{1,2}, a escala mundial, el gas natural será la fuente de energía primaria con mayor crecimiento en la demanda en el período 2000 - 2009, debido principalmente a sus menores impactos ambientales con respecto a otros combustibles fósiles y por la necesidad estratégica que tienen muchos países de diversificar sus fuentes energéticas para evitar una dependencia excesiva sobre recursos cuya fuente no es segura, como aquéllos no disponibles localmente o irregular, como los hidrocarburos líquidos.

Para el período 1997-2010 se estima el crecimiento mundial de la demanda de gas natural dentro del consumo global de energía primaria total, alcanzará una tasa media anual de 3.3% frente a 1.9% del petróleo y 1.7% del carbón (véase Tabla 1.1). Con ello, el gas natural pasará del tercero al segundo lugar en importancia en la estructura global de consumo de energía después del petróleo.

Tabla 1.1 Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente 1990 – 2010 (MMM de toneladas de petróleo crudo equivalente)

<i>Fuente de Energía</i>	<i>1990</i>	<i>1997</i>	<i>2005</i>	<i>2010</i>	<i>tmca¹</i>
<i>Petróleo</i>	3.4	3.8	4.3	4.8	1.9
<i>Carbón</i>	2.3	2.3	2.7	2.9	1.7
<i>Gas</i>					
<i>Natural</i>	1.9	2.1	2.7	3.2	3.3
<i>Nuclear</i>	0.5	0.6	0.6	0.7	0.6
<i>Otros²</i>	0.6	0.8	0.9	1.0	2.2
Total	8.7	9.6	11.3	12.6	2.1
Mundial					

¹La tasa media de crecimiento anual (tmca) corresponde a la proyección 1997-2010 es el último dato real para estimar la proyección

²Incluye hidroelectricidad y renovables

Fuente: EIA/DOE, *International Energy Outlook 2000*

¹En tablas donde se hacen comparaciones directas entre distintos energéticos, se hace necesario adoptar una unidad común, en este caso, toneladas de petróleo crudo equivalente (tpce)

1.1.2 Producción mundial de Gas Natural 1999³

En 1999, la producción de gas natural continuó en ascenso y registró a escala mundial un incremento de 2.5% respecto a 1998, como reflejo de los aumentos en Argentina, Reino Unido, Argelia, Noruega e Irán, principalmente. Venezuela ocupó el decimoquinto lugar en producción a nivel mundial y el quinto en América (véase Tabla 1.2).

Tabla 1.2 Producción Mundial de Gas Natural Seco 1990-1999¹

		(millones de metros cúbicos diarios)										
<i>País</i>		<i>1990</i>	<i>1991</i>	<i>1992</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>tmca</i>
1	<i>ExURSS</i>	2083	2072	1996	1946	1839	1808	1833	1718	1766	1798	(1.6)
2	<i>Estados Unidos</i>	1409	1398	1410	1426	1484	1465	1485	1488	1480	1481	0.6
3	<i>Canadá</i>	272	289	318	344	372	406	421	428	440	445	5.6
4	<i>Reino Unido</i>	125	139	141	166	177	194	232	237	249	273	9.1
5	<i>Argelia</i>	135	145	151	151	139	157	167	193	207	25	5.9
6	<i>Indonesia</i>	124	141	149	154	172	175	184	185	175	182	4.3
7	<i>Holanda</i>	166	189	189	192	182	184	208	184	174	165	(0.1)
8	<i>Irán</i>	64	71	68	74	87	97	110	129	137	144	9.5
9	<i>Noruega</i>	76	75	81	79	84	85	112	128	131	140	7.0
10	<i>Arabia Saudita</i>	84	88	93	98	103	104	122	124	128	127	4.7
11	<i>Malasia</i>	49	56	62	68	72	79	95	105	112	118	10.3
12	<i>E.A.U</i>	55	65	61	63	71	86	93	99	102	104	7.3
13	<i>México</i>	73	76	76	76	79	77	85	93	100	102	3.8
14	<i>Argentina</i>	49	55	55	59	61	68	73	75	81	92	7.3
15	<i>Venezuela</i>	60	60	59	64	68	75	81	84	88	88	4.3
16	<i>Australia</i>	56	59	64	67	77	82	84	82	83	84	4.5

<i>Subtotal</i>	4880	4978	4974	5027	5067	5142	5386	5352	5453	5566	1.5
<i>Resto del Mundo</i>	576	568	603	642	660	695	730	759	776	816	4.0
<i>Total Mundial</i>	5455	5546	5577	5668	5727	5838	6115	6111	6229	6382	1.8

¹Excluye gas venteado a la atmósfera y utilizado para recirculaciones

Fuente: BP Amoco, *Statistical Review of World Energy*, Junio 200

La producción mundial de gas natural se elevó 1.8% como promedio anual en el periodo 1990-1999; porcentaje superior al del petróleo que fue de 1.1% anual. Los países con mayor tasa de crecimiento fueron Malasia con 10.3%, Irán con 9.5% y Reino Unido con 9.1%. Venezuela tuvo un incremento de 4.3%.

La producción de gas natural de la ex-Unión Soviética representó 28% de la producción mundial, mientras que la de Estados Unidos participó con 23%. Ambos países se mantienen como los líderes.

1.1.3 Consumo Mundial de Gas Natural 1999²

El consumo mundial de gas natural registró en 1999 un aumento de 2,4% respecto a 1998. Durante el período 1990-1999 creció 1,7% anualmente en promedio (véase Tabla 1.3), alza ligeramente superior a la del petróleo crudo que fue de 1,3%.

De acuerdo con la información de *British Petroleum*⁴, los tres países que aumentaron notablemente su consumo de gas natural en 1999 fueron: Argentina con 9,5%, Italia con 7,9% e Irán con 7,5%. Venezuela se coloca en el decimocuarto lugar a escala mundial en el consumo de gas natural.

Tabla 1.3 Consumo mundial de Gas Natural Seco 1990-1999

(millones de metros cúbicos diarios)

País	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Tmca
Estados Unidos	1480	1504	1544	1598	1633	1700	1731	1728	1682	1690	1.5
2 ExURSS	1816	1824	1721	1668	1553	1499	1515	1419	1452	1469	(2.3)
Reino Unido	144	155	155	176	181	193	225	228	237	251	6.4
4 Alemania	164	172	173	182	186	204	229	217	218	219	3.3
5 Japón	140	150	153	154	165	168	181	178	190	204	4.3
6 Canadá	169	173	183	187	194	194	204	205	193	196	1.6
7 Italia	119	127	125	128	124	137	141	146	157	169	4.0
8 Irán	62	62	68	73	87	96	110	129	142	153	10.5
Arabia Saudita	84	88	93	98	103	104	122	124	128	127	4.7

10	Holanda	94	104	101	104	101	104	114	107	106	104	1.1
11	Francia	80	84	86	88	85	90	99	95	101	103	2.8
12	México	76	76	76	77	81	81	85	87	97	97	2.7
13	Argentina	56	61	61	65	67	74	78	78	84	92	5.7
14	Venezuela	60	60	59	64	68	75	81	84	88	88	4.3
15	E.A.U	46	56	52	54	59	68	75	79	83	86	7.1
16	Indonesia	55	59	62	65	75	82	86	87	74	75	3.4
	Subtotal	4646	4754	4712	4782	4762	4869	5075	4993	5033	5122	1.1
	Resto del											
	Mundo	748	737	785	836	878	943	1026	1064	1103	1159	5.0
	Total											
	Mundial	5393	5491	5498	5619	5641	5813	6101	6056	6136	6281	1.7

Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy*, Junio 2000

1.1.4 Proyección de la Demanda Mundial de Gas Natural 1997-2010²

Entre 1997 y el 2010, el consumo mundial de gas natural crecerá 51%, al pasar de 81,5062 MMM pcn a 123,2835 MMM pcn. Esta expansión será más evidente en los países en desarrollo, donde la tasa media de crecimiento anual alcanzará 6,1% frente a 2,6% en los países del ex-bloque socialista y 2,2% en los países industrializados (véase Tabla 1.4).

Tabla 1.4 Proyección del Consumo Mundial de Gas Natural Seco 1990-2010 (miles de millones de metros cúbicos)

País	1990	1997	2005	2010	Tmca ¹
Industrializados	988	1215	1433	1611	2.2
Norteamérica	623	742	824	923	1.7
Estados Unidos	530	623	677	765	1.6
Canadá	68	85	96	105	1.6
México	25	34	51	54	3.6
Europa Occidental	289	382	496	561	3.0
Reino Unido	59	91	116	130	2.8
Francia	28	37	48	57	3.4
Alemania	76	96	122	142	3.0
Italia	48	57	62	68	1.4
Holanda	42	51	59	62	1.6
Otros	34	51	88	102	5.5
Asia Industrializada	76	91	113	127	2.7
Japón	54	65	82	91	2.6
Australasia	23	25	31	37	2.9
Europa del Este/exURSS	796	631	753	881	2.6
ExUnión Soviética	708	558	634	714	1.9

Europa del Este	88	74	119	167	6.5
Países en desarrollo	283	462	765	1000	6.1
Asia	82	159	294	416	7.7
China	14	20	68	110	14.1
India	11	23	48	76	9.8
Corea del sur	3	14	23	31	6.3
Otros de Asia	54	102	156	198	5.2
Oriente Medio	105	170	244	275	3.8
Turquia	3	8	14	17	5.5
Otros de Oriente Medio	102	161	229	258	3.7
Africa	40	51	65	68	2.2
Centro y Sudamérica	57	82	161	241	8.6
Brasil	3	6	23	40	16.1
Otros de Centro y Sudamérica	54	76	139	201	7.7
Total Mundial	2067	2308	2951	3491	3.2

¹Tasa media de crecimiento anual para el período 1997-2010

Fuente: EIA/DOE, *International Energy Outlook 2004*

1.1.5 Proyección de la Oferta Mundial de Gas Natural 1995-2010

Cada mercado de gas natural necesitará una logística especial de aprovisionamiento. En EUA, el abastecimiento dependerá de la producción propia y de las importaciones, provenientes principalmente de Canadá. En Europa Occidental, la construcción de nuevos ductos le permitirá incrementar el volumen que recibe de la ex-Unión Soviética, del norte de África y del Mar del Norte; mientras que Japón y Corea seguirán dependiendo de la importación de GNL proveniente del Oriente Medio y del sureste asiático (véase Tabla 1.5)

Tabla 1.5 Oferta Mundial de Gas Natural 1995-2010

(millones de toneladas de petróleo crudo equivalente)

	1995	2010	tmca*
OCDE	949.9	1329.5	2.3
América del Norte ¹	575.9	704.6	1.4
Europa	301.3	506.1	3.5
Pacífico	72.7	118.8	3.3
No-OCDE	860.7	1391.8	3.3
Economías en transición ²	498.3	646.7	1.8
África	39.2	70.5	4.0
China	16.7	56.6	8.5
Este de Asia	75.8	178.8	5.9
Sur de Asia	33.7	89.9	6.8
América Latina	92.7	185.1	4.7
Oriente Medio	104.3	164.2	3.1
Total Mundial	1810.6	2721.3	2.8

¹Incluye a México

²Incluye a países de Europa no miembros de la OCDE, a la ex-Unión Soviética, Polonia, Chipre, Gibraltar y Malta.
Nota: la información de *World Energy Outlook, 1998*, sólo presenta cifras para los años 1995 y 2010

Fuente: IEA/OECD, *World Energy Outlook, 1998*

*A la fecha las proyecciones disponibles de la oferta mundial de gas natural por región al año 2010 de la Agencia Internacional de Energía, toman como base 1995

Otros oferentes importantes serán Nigeria, Australia, Trinidad y Tobago y Venezuela, cuya lejanía de los grandes centros de consumo exigirá construir ductos de grandes longitudes e instalaciones para exportar GNL.

1.2 Principales Actividades en Materia de Gas Natural en Centro y Sudamérica

Este mercado es pequeño en términos de volumen, pero muestra un crecimiento importante. Entre 1990 y 1997, el consumo de gas en la región creció en promedio más del 5% anual. Las reservas estimadas contabilizan menos del 5% en relación con las reservas mundiales, pero continúan los descubrimientos y aún quedan muchas zonas por explorar. En 1997 la producción y el consumo en la región fueron de 2995,80 MMM pcn aproximadamente y con el inicio de las exportaciones de Trinidad y Tobago, en 1999, el comercio del gas se extendió fuera de Suramérica donde los únicos ductos internacionales operaban entre Bolivia y Argentina y entre Argentina y Chile.

La mayor parte del crecimiento del mercado en Sudamérica se debe a la gran demanda de Brasil, cuyo consumo aumentará de 211,888 MMM pcn en 1997, a 1412,5866 MMM pcn en 2010.

Existe un proyecto de ducto para enviar las reservas potenciales de Colombia hacia Panamá, Costa Rica y Nicaragua que podría competir con el que se proyecta desde México o integrarse a éste. Por su parte, Venezuela tiene interés por exportar gas a Centroamérica o formar una alianza estratégica con Colombia

1.3 Gas Natural en Venezuela^{5,6}

1.3.1 Distribución Geográfica

En Venezuela las actividades de transporte y distribución de gas, son realizadas en gran parte por la empresa estatal PDVSA GAS. La producción de Gas Natural en Venezuela está claramente diferenciada desde el punto de vista geográfico. Con respecto a occidente, la mayor producción de gas está asociada a la producción de petróleo, que se origina principalmente en el Lago de Maracaibo, y con respecto a oriente, igualmente esta asociada a la producción de petróleo y principalmente, la obtenida en el Norte de Monagas, la cual es utilizada por completo para la inyección de gas como método de recuperación secundaria de los importantes yacimientos de hidrocarburos que se encuentran en esa región del país, como lo es el caso del Furrial. La segunda región importante de producción de gas en el oriente del país corresponde

al área de Anaco, en donde todo el gas procesado se destina al mercado interno. Como se observa en la Figura. 1.1, la mayor parte del gas se genera en el oriente del país.

1.3.2 Reservas de Gas Natural en Venezuela^{5,6}

Las reservas probadas de gas natural en Venezuela se estiman en 147 billones de pcn, de las cuales el 52% son reservas probadas, el 34% corresponde a reservas posibles y el 14% a reservas probables. Con respecto a las reservas probadas, el 93% de éstas corresponde a reservas de gas asociado, por lo que un solo 7% corresponde a gas libre. Esta alta proporción de gas asociado en las reservas, hace que el gas en Venezuela sea altamente vulnerable a las variaciones de la producción de petróleo, lo que genera problemas de confiabilidad como fuente de energía primaria.

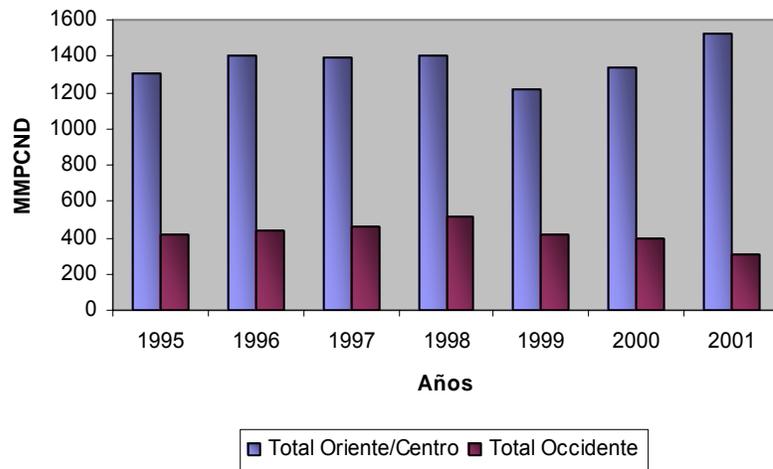


Figura. 1.1. Entrega de Gas al Mercado Interno

Fuente: Ente Nacional del Gas (ENAGAS)

En la Figura 1.2, se muestra la posición que ocupa Venezuela a nivel mundial con respecto a las reservas probadas de gas, observándose que se encuentra en un octavo lugar con un volumen en reservas de gas de 147,6 B pcn.

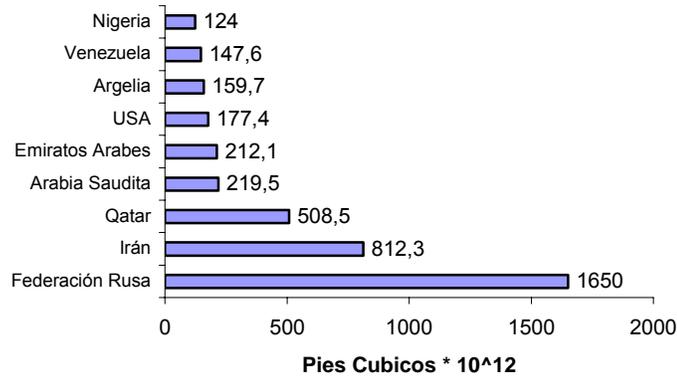


Figura. 1.2 Países con mayores reservas de gas natural

Fuente: Ente Nacional del Gas (ENAGAS)

1.3.3 Demanda Nacional de Gas Natural

El principal cliente de la industria gasífera es la industria petrolera, representando un 71% del consumo total. De este volumen un 47% se destina a la recuperación de crudo, un 24% se utiliza en la producción de combustible, quedando un 9% para la transformación de Líquidos del Gas Natural (LGN) y el resto se distribuye en las demás actividades de la industria petrolera que utilizan al gas como insumo. Con respecto al mercado interno, el 29% de este mercado es abastecido por el Gas Natural, utilizándose principalmente en los sectores industriales, comerciales y domésticos. El desarrollo comercial de este mercado está limitado debido a la fijación de tarifas bajo esquema de subsidios, asignado por políticas de servicio público.

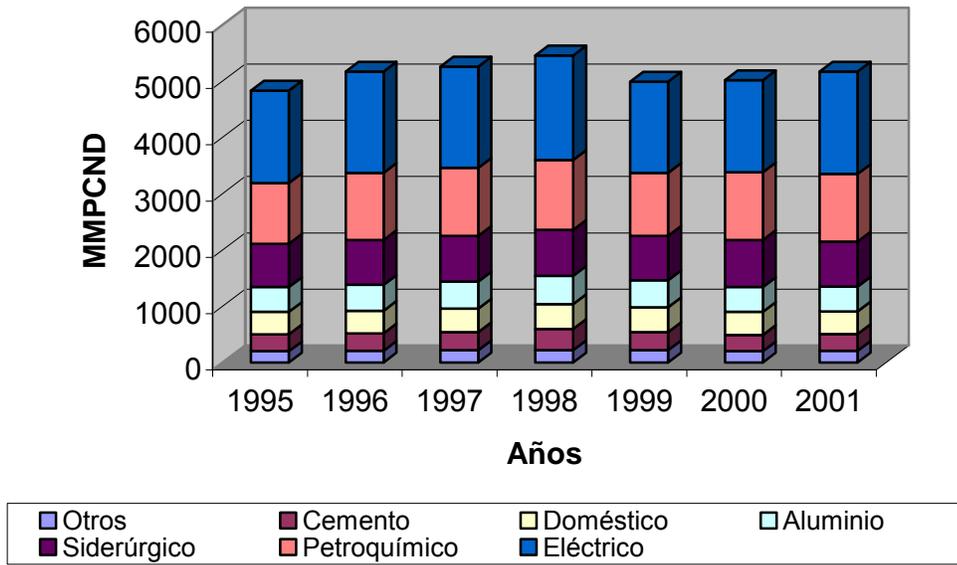


Figura. 1.3 Entrega de Gas por Sectores.
Fuente: Ente Nacional del Gas (ENAGAS)

Esta situación se ha venido corrigiendo desde principios de la década de 1990, alcanzándose nuevos esquemas tarifarios que han colocado al negocio del gas natural en Venezuela como el segundo mejor negocio de la estatal petrolera PDVSA S.A, concentrando su distribución en los sectores siderúrgico, petroquímico, eléctrico, aluminio y otros como se refleja en la Figura. 1.3.

1.3.4 Déficit de Gas en Venezuela

Aún cuando Venezuela se ubica como el octavo país con mayores reservas probadas de gas, y tomando en cuenta que sus reservas pudiesen aumentar debido a la producción del gas no asociado, se proyecta un déficit^{5,6} de gas debido a la alta demanda en el sector petrolero como en los diversos sectores del mercado interno. De acuerdo con el estudio de referencia "Balance Oferta-Demanda Probabilística de Gas" del año 2001 realizado por el Comité del Ministerio de Energía y Minas-ENAGAS-PDVSA, (ver Figura.1.4) se proyecta un déficit promedio de gas natural en el país de aproximadamente 1.000 MM pcd hasta el año 2.004.

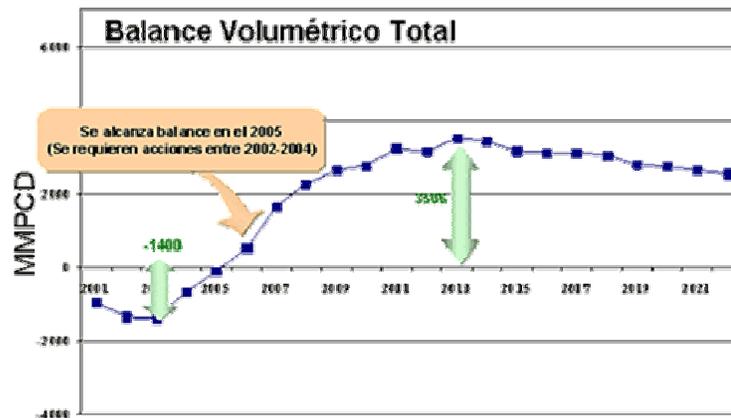


Figura. 1.4. Pronóstico Balance de Gas Natural

Fuente: Ente Nacional del Gas (ENAGAS)

Sin embargo, con los siguientes proyectos, ya iniciados para suministrar volúmenes adicionales de gas natural, se estima que para el año 2.005 el déficit se revertirá. A partir de entonces se estima un excedente promedio de 2.000 MM pcd hasta el año 2.022. Los proyectos considerados para superar el déficit de gas natural son:

- Desarrollo de exploración de gas no asociado y asociado (incluye licencias Ambrosio, Guárico, Cojedes y Barinas) para un volumen de 1.970 MM pcd.
- Inyección de nitrógeno para recuperación secundaria para un volumen de 1.000 MM pcd por proyecto
- Producción de gas natural en el Norte de Paria y Plataforma Deltana.
- La interconexión Centro-Occidente (ICO) como elemento importante para la satisfacción de la demanda de gas en el área de Occidente del país.

Una de las problemáticas actuales del suministro de gas natural proviene de las reservas de gas asociado, ya que la producción de gas se encuentra depende directamente de la producción de crudo. Esta tendencia a futuro afecta la creciente oferta requerida para satisfacer la demanda interna del país. De allí los grandes esfuerzos en la exploración y producción de gas no asociado, así como de estudios para sustituir el gas natural por nitrógeno, N_2 , en los procesos de inyección de gas natural que actualmente se realizan en algunos yacimientos importantes del Norte de Monagas.

Esta última observación inspiró este trabajo de investigación. Donde se estudió, (acotado por algunas suposiciones que simplificaron el problema) desde un punto de vista técnico y económico las implicaciones asociadas a sustituir el Gas Natural por N_2 en los yacimientos del Norte de Monagas.

2 CAPITULO II

Descripción del Área de Estudio

En este capítulo se hace una descripción del área Norte de Monagas y las características de sus yacimientos, para la selección de un campo como objeto de estudio.

2.1 Norte de Monagas³⁷

El Norte de Monagas es un área perteneciente a la Provincia Oriental, específicamente a la subcuenca de Maturín. Los campos principales del área productores de crudos livianos a Medianos son: Jusepín, Santa Bárbara, Mulata/Carito y El Furrial. Orocuai, Manresa, y Pedernales. son campos productores de crudos medianos a pesados

Los campos del Norte de Monagas abarcan un área de más de 400 Km². La estructura es un anticlinal asimétrico, siendo las formaciones Cretácica y Naricual las de mayor interés, ésta ultima, constituye una de las mayores reservas de hidrocarburos de la subcuenca, de 1400 pies de espesor, se caracteriza por una capa de gas condensado de considerables dimensiones y presenta la particularidad de que, en la zona de petróleo, tanto la presión. de rocío como la presión de burbujeo varían con la profundidad, lo cual determina cambios bastante significativos en las propiedades de los fluidos y en el tipo de crudo producido. Después de nueve años aproximadamente de haber comenzado ha producir, el área comenzó a presentar problemas de caída de presión, por lo cual se implementaron diferentes proyectos, entre los cuales están los de inyección de agua y Gas Natural.

A continuación se muestra una tabla (tabla 2.1) comparativa de algunos campos del Norte de Monagas.

Tabla 2.1. Características de algunos de los yacimientos del Norte de Monagas

Características	Campos			
		El Furrial	Carito	Santa Barbara
Presión Inicial (Pi)	(LPC)	10450-11020	11500-11800	11700-12000
Presión del Yacimiento (Py)	(LPC)	6100-7100	7700-8000	7500-7800
Temp. del Yacimiento (Ty)	(°F)	300	300	290-305
Profundidad	(pies)	13500-15000	14500-16000	14500-18000
Porosidad (Φ)	(%)	12-15	6-21	6-14
Permeabilidad (K)	(Md)	50-1450	3-2000	1-300
°API		26	25-31	29-38

Fuente: WEC

Al observar los tres campos representados en la tabla, se hace notorio que el campo El Furrial, presenta el mayor índice de caída de presión, con respecto a los otros dos

campos, ya que presenta una presión actual de yacimiento de 6100 – 7100, comparado con el campo Santa Bárbara con una presión actual de yacimiento de 7500 - 7800. Por lo cual el campo El Furrial es un buen prospecto para un nuevo proyecto de recuperación secundaria, o mejorar el que se encuentra en aplicación.

2.1.1 Descripción del Área en Estudio³⁰

Como se mencionó anteriormente, el Norte de Monagas, a sus nueve años aproximadamente de inicio de producción, fue experimentando una caída de presión, por lo cual se han utilizado diferentes tipos de recuperación secundaria en sus campos, El Furrial ha demostrado tener una declinación mayor con respecto a sus campos vecinos, debido a esto se seleccionó como el área en estudio, de un proyecto de sustitución de fluido de inyección, para así mejorar su recobro, y mantener su presión.

El Campo El Furrial fue descubierto en el año 1986 por LAGOVEN S.A. con la perforación del pozo FUL - 1, el cual probó un potencial de 7500 bls/d de crudo de 26 °API.

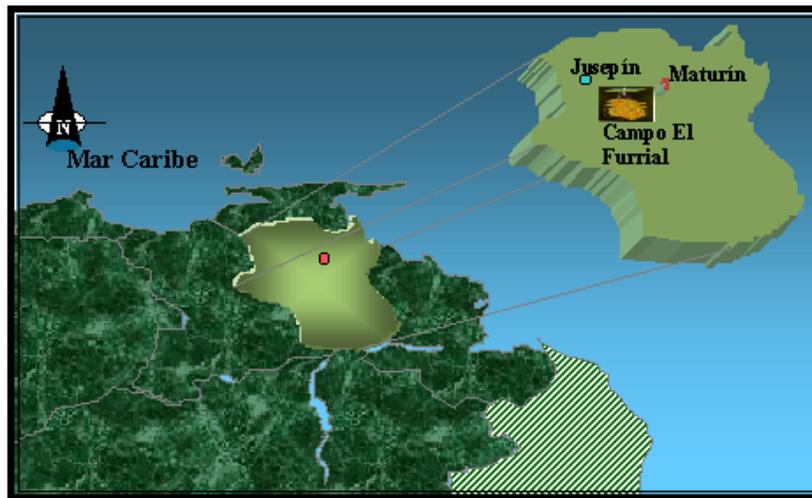


Figura 2.1. Ubicación Geográfica del Campo El Furrial

Fuente: Propia de la investigación

El campo está situado al norte del Estado Monagas a unos 35 Km al oeste de Maturín (Figura 2.1), y tiene aproximadamente 13 Km de largo y 7 Km de ancho. Está limitado por los campos, Jusepín por el norte, Corrimiento El Furrial, por el sur, Corozo por el este, y Carito por el Oeste (Figura 2.2). El Furrial representa el mayor campo productor de petróleo del oriente del país, está compuesto por una sección sedimentaria de 2200 pies de ancho, el cual está dividido en tres yacimientos, los cuales son: Cretaceo, Narigual Inferior, y Narigual Superior/Medio, mencionados desde la base hasta el tope respectivamente.

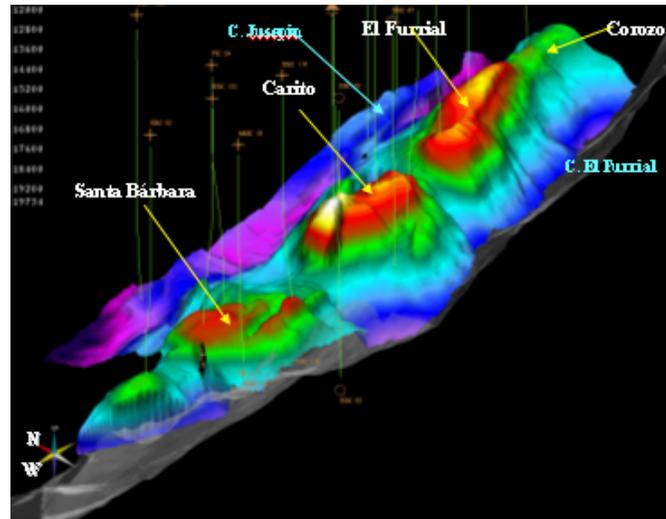


Figura 2.2. Delimitación del Campo El Furrial

Fuente: Trabajo Especial de Grado, Barraez Rair

La columna de hidrocarburos esta constituida por un crudo de naturaleza asfalténica, caracterizado por la variación de su gravedad API, del contenido de asfaltenos y de las propiedades termodinámicas con la profundidad. Los yacimientos son de tipo volumétrico altamente subsaturados, sin capa de gas inicial, habiéndose determinado que la actividad del acuífero se encuentra inhibida por la presencia de una capa de bitumen.

2.1.1.1 Características Generales del Campo El Furrial.

Estructura

La estructura en el tope de las areniscas oligocenas, es decir, el tope de la acumulación, es la de un anticlinal asimétrico de 10 km de ancho por 8 de largo y de rumbo N 70° E. El buzamiento del flanco norte varía entre 18 y 24° y el del flanco sur entre 16 y 21°. Este anticlinal está cortado en sus flancos por fallas inversas aproximadamente paralelas al eje de la estructura: las del flanco norte con el lado descendido al norte y las del flanco sur con el lado descendido al sur. Un sistema de fallas normales de lados descendidos al este cortan transversalmente la estructura. (Figura 2.3). Los límites de los yacimientos al norte y al sur están determinados por una capa de bitumen ("Tar mat") presente en toda la estructura, mientras que al este y al oeste los límites están constituidos por fallas normales que separan El Furrial de los campos adyacentes, El Corozo, y Carito respectivamente.

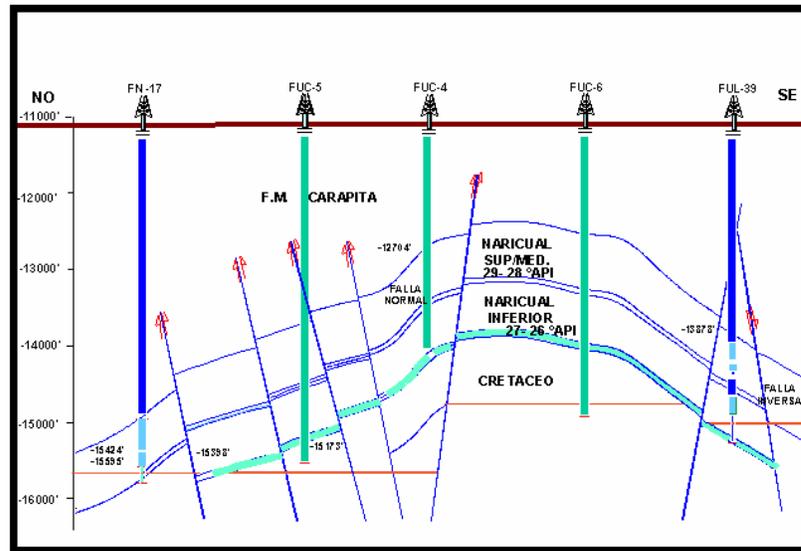


Figura 2.3. Mapa estructural, “Arenas de Naricual”, campo El Furrial
Fuente: Trabajo Especial de Grado, Barraez Rair

Estratigrafía y Sedimentología

La sedimentología y la estratigrafía a lo largo del campo son ligeramente heterogéneas, especialmente en el miembro Naricual Superior, el cual constituye el mejor productor del petróleo

El miembro Cretáceo se formó en el cretáceo tardío y comprende un promedio de 650 pies de sedimentos fluviodeltáicos, provenientes del escudo guayanés. La correlación estratigráfica se hace muy complicada, debido a la poca presencia de marcadores continuos de lutita en el yacimiento. Aunque una ancha sección de lutita, la cual es llamada Areo, está ubicada entre los miembros, Cretáceo y Naricual Inferior, esta sección es de origen marina y representa un marcador muy continuo dentro de la Subcuenca Maturín (ver figura 2.4).

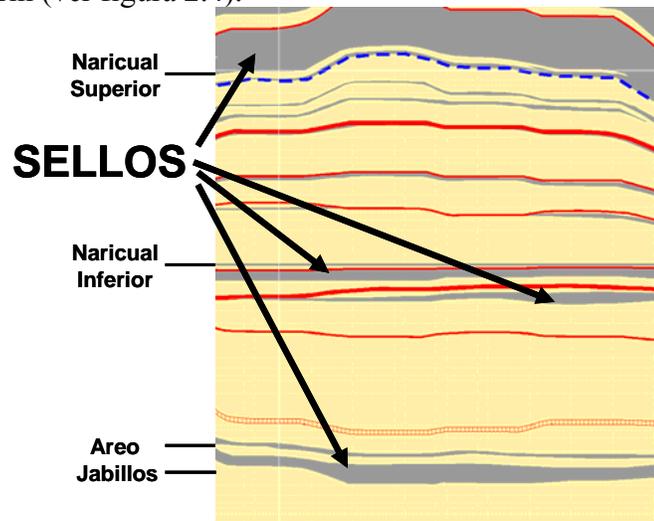


Figura 2.4. Marcadores de Lutitas
Fuente: Propia de la investigación

El miembro Naricual Inferior se formó parcialmente en el cretáceo tardío, y comprende una sección de 650 ft, compuesto principalmente por depósitos deltáicos, como los canales de distribución y barras de desembocadura. Hacia el tope del yacimiento, la sección se convierte más marina, con presencia de una sección gluconítica extensa, la cual se formó en el Eoceno.

El miembro Naricual Superior se formó principalmente en el Oligoceno y representa 850 pies de ancho, con una sección sedimentaria, la cual se dirige a través del norte y noreste, con una fuente de sedimentos asociada al macizo guayanés. Los marcadores estratigráficos están bien definidos en el yacimiento (ver figura 2.5), los cuales ayudan a definir buenas correlaciones estratigráficas y describir el yacimiento. Las buenas propiedades del yacimiento son debido a la presencia de arena gruesa (0.5 a 1 mm), las cuales perciben menos los efectos de la diagénesis.

Propiedades petrofísicas

En la Tabla 2.2 se indican las propiedades petrofísicas promedio para cada paquete de “Arenas de Naricual”.

Tabla 2.2. Propiedades petrofísicas de Naricual”, campo El Furrial³⁰

Propiedades	Miembros		
	Naricual Superior/Medio	Naricual Inferior	
Porosidad (Φ)	(%)	15	14
Permeabilidad (K)	(mD)	60-1450	40-300
Saturación de Agua (Sw)	(%)	7.7	8.3
Arena Neta Petrolera (ANP)	(pies)	382	290

Como se puede observar en la tabla el miembro Naricual Inferior presenta una baja permeabilidad y una arena neta petrolera menor, lo cual refleja que la mayor producción proviene del miembro Naricual Superior.

Propiedades de los Fluidos

Los factores mas importantes que influyen en el comportamiento del campo El Furrial son:

Alta Temperatura y Presión

Contenido de Asfaltenos (4 – 12 %)

Extensión Vertical del Yacimiento.

Los cambios composicionales en la columna de hidrocarburos como lo son la gravedad API, el contenido de asfaltenos, sulfuros, hierro y vanadio son reflejados con el aumento de la profundidad. Esto ha originado la formación de una capa bituminosa de muy alta viscosidad en la base de la estructura, de espesores variables a través de todo el campo. Igualmente se formaron zonas de transición de crudo mediano a bitumen cuyos espesores fueron estimados en unos 350 pies. En la Tabla 2.3 se muestran tres zonas diferentes de fluidos, con las profundidades en pies bajo el nivel del mar (pbnm), El petróleo que se encuentra en la cresta de la estructura posee muy poco contenido de asfaltenos. Igualmente Como resultado de esta variación de composición, la presión de burbujeo varía entre 1300 y 500 psia.

El rango de la gravedad API va desde 29° en la cresta hasta 16° en la zona de crudo pesado. El contacto agua petróleo fue detectado solamente en el flanco sur a 15200 pies bajo el nivel del mar.

Uno de los rasgos mas importante en el comportamiento de las fases de los hidrocarburos en El Furrial, es la precipitación de asfáltenos, la cual reduce la permeabilidad y por ende la productividad del campo.

Tabla 2.3. Zonas de fluidos con respecto a la profundidad¹

Profundidad (pbmm)			
Sector	Tope zona transición	Tope capa bitumen	Nivel crudo 16 °API
Norte	15.400	15.800	15.700
Sur	14.650	14.900	14.800
Este	15.250	15.400	15.300

2.1.1.2 Reservas estimadas.

Mediante análisis realizados al campo, con modelos de simulación tridimensionales, considerando la columna de hidrocarburos con gravedad superior a 16 °API, se determinó la siguiente información (véase Tabal 2.4)

Tabla 2.4. Reservas Probadas de Petróleo

Reservas	Reservas Probadas de Petróleo	
	Miembro Naricual	Miembro Cretáceo
POES (MMBLS)	6886	616
Recuperable (MMBLS)	3512	277
FR Total / Actual (%)	51/22	45/14
Np (MMBLS)	1517	89
Remanentes (MMBLS)	1995	188

Fuente: Artículo de la SPE número 75201.

Como se observa en la tabla el miembro que aporta más petróleo es el Naricual, por lo cual para objetos de este estudio no se tomará en cuenta el miembro Cretáceo

2.1.1.3 Historia de producción, inyección y presión

Inicialmente el método de producción prevaleciente en la formación Naricual y Cretáceo, es el de expansión del sistema roca - fluidos, declinando la presión a 11.1 psi/MMbls, con una producción acumulada de 304 MMbls (ver Figura 2.6), el resultado de esta caída drástica de la presión afecta principalmente a el yacimiento por la floculación de los asfáltenos, el cual ocurre a 6500 psi aproximadamente, trayendo como consecuencia una caída de la producción.

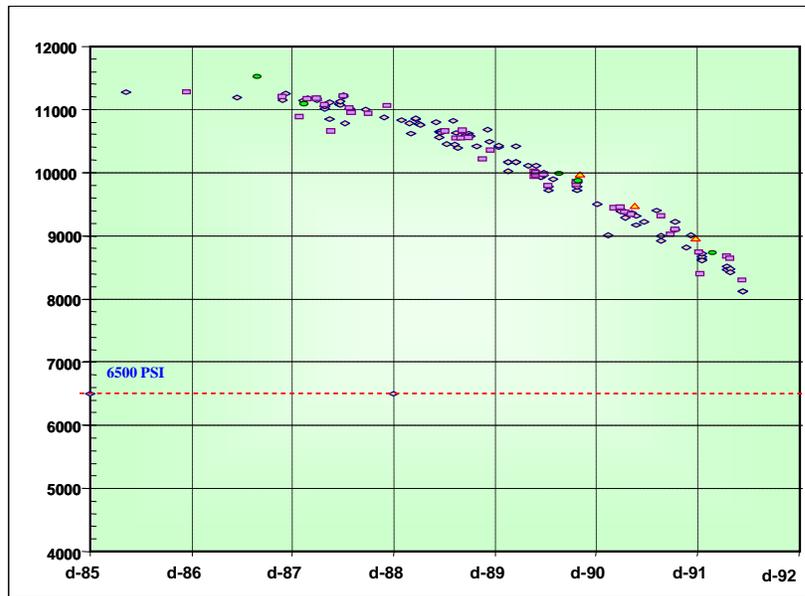


Figura. 2.5. Comportamiento de la Presión durante el Agotamiento Natural³⁰

Para evitar la precipitación de asfáltenos dentro del yacimiento, en Noviembre de 1992 se comenzó un proceso de recuperación secundario para mantener la presión, el cual consistía en la inyección de agua en los flancos del yacimiento, los intervalos de inyección se ubicaron por encima de la capa de bitumen en la zona de petróleo. La inyección se efectuó a una tasa de 450 MbA/d en 32 pozos inyectoros, la tasa de inyección promedio por pozo fue de 15MbA/d. Entre los años 1995 y 1996 se incrementó la inyección de agua a 550 MbA/d con el fin de mantener la presión en 6500 psi y la producción en 400 MbP/d

Estudios realizados a comienzos de 1992, demostraron que la inyección de gas en la cresta del yacimiento, sería un mecanismo eficiente para incrementar tanto la tasa de producción como las reservas totales del campo. En 1998 se inició un proceso de inyección de Gas Natural miscible en la cresta del yacimiento, con 5 pozos inyectoros y 16 nuevos pozos productores a una tasa de 450MMpcn/d. La inyección se realizó desde el tope de la cresta, tomando ventaja de la estabilidad del frente de inyección de gas por efecto de la gravedad y las condiciones de desplazamiento miscible, el cual es un proceso de vaporización bajo múltiples contactos.

Estudios de simulación fueron hechos para evaluar los efectos de la combinación de los proyectos de inyección de gas y agua, el modelo demostró un aumento en las reservas de 7 a 10 % del petróleo original en sitio (POES).

Debido al éxito de la inyección de gas natural en la cresta, y al déficit de este fluido en el mercado. Se desarrolla éste estudios para evaluar la factibilidad de la inyección de Nitrógeno en la cresta del yacimiento, con un desplazamiento miscible, donde el solvente miscible es el Gas Natural y el gas de empuje sería el Nitrógeno.

2.2 Predicciones de la recuperación de crudo por procesos de Inyección en El Furrial.

A continuación se muestra una figura producto de estudios de simulación del campo El Furrial, donde se puede evidencia el volumen asumido de Gas Natural que debería inyectarse en el yacimiento para el mantenimiento de su presión (véase Figura 2.6).

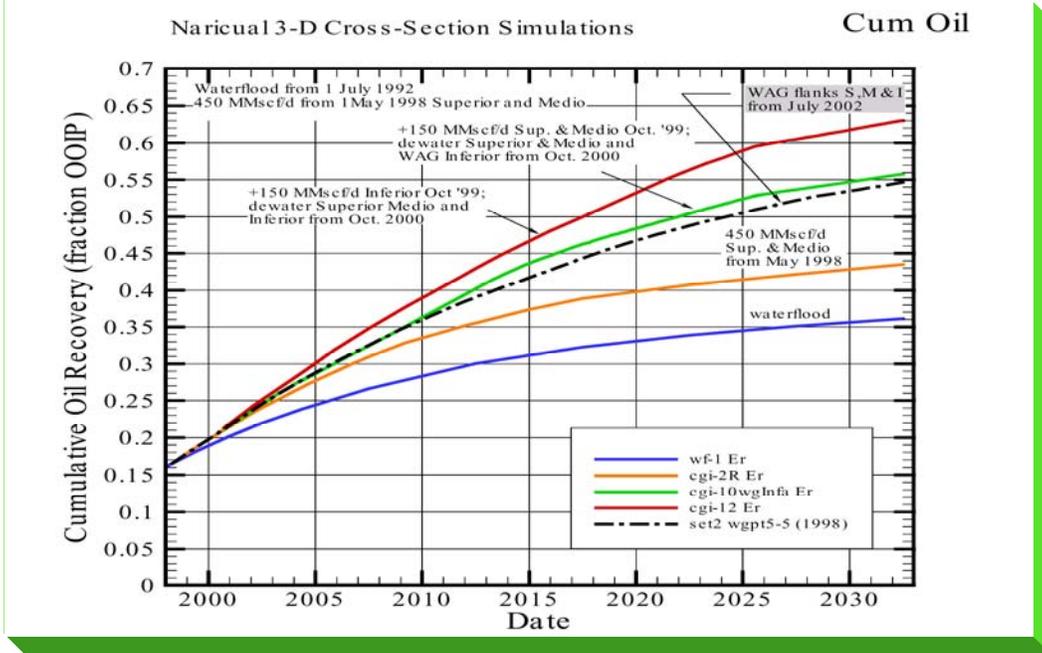


Figura 2.6. Predicción de la Recuperación de Crudo por Procesos de Inyección de Fluidos en El Furrial

Fuente: Artículo de la SPE número 75201

3 CAPITULO III

Aspectos Fundamentales del N_2 Como Gas de Inyección en Recuperación Mejorada de Petróleo.

A continuación se presenta un enfoque técnico del Nitrógeno como un posible gas sustituto del Gas Natural para ser utilizado como fluido de inyección en yacimientos petrolíferos.

3.1 Nitrógeno

El Nitrógeno (N_2) pertenece a un grupo de elementos químicos que desempeñan un papel muy importante en la naturaleza y en la vida del hombre. Desde el punto de vista de recuperación de petróleo, este gas puede comprimirse para ser inyectado a los yacimientos de petróleo y recuperar cantidades de crudos similares a las obtenidas con la inyección de Gas Natural. Al utilizarlo, se podrá mantener la presión del yacimiento y la producción de petróleo y se dispondrá de mayores volúmenes de Gas Natural para ser comercializado en el mercado interno.

Entre las ventajas del N_2 como gas de inyección se tienen las siguientes:

- Su fuente de materia prima (el aire) es confiable (oferta constante) y la planta de extracción de N_2 puede colocarse muy cerca del pozo inyector reduciendo los costos de transporte.
- Compuesto no tóxico y ambientalmente aceptable.
- Es inerte a las condiciones típicas de los yacimientos (es decir, no reacciona con los hidrocarburos ni con el agua).
- No favorece la combustión, siendo mas seguro de manejar que el gas natural.
- No es corrosivo y no se requiere grandes modificaciones en las instalaciones existentes para su aplicación en campo.
- Puede ser utilizado para mantener la presión del yacimiento.
- Corto tiempo para la puesta en práctica del proceso en virtud de ser una tecnología conocida y fácil de aplicar.

- Al ser sustituto del Gas Natural, en la explotación de yacimientos, incrementa la oferta de éste y en consecuencia aumenta el flujo de caja de la empresa operadora.
- Gracias a su mayor factor volumétrico de formación (respecto al Gas Natural) el N_2 ocupa más espacio que el Gas Natural en el yacimiento. Debido a esto la cantidad de N_2 a inyectar para mantenimiento de la presión de un yacimiento será menor en comparación con el gas natural.

Sin embargo, la inyección de N_2 presenta las siguientes desventajas:

- Debido a su despreciable valor calorífico, el N_2 actúa como un contaminante del Gas Natural producido, por lo que se debe invertir en separar el N_2 de la corriente de Gas Natural (Unidades de recicló o reinyección) o en cerrar los pozos productores con alta concentración de N_2 .
- Sí el proceso es miscible, en general, se requerirá una mayor presión de yacimiento, en comparación con el Gas Natural, para obtener condiciones miscibles.
- La inyección de N_2 como método de recobro de crudo, al igual que la inyección de cualquier gas, está afectada por la relación desfavorable de movilidad (M) entre el gas y el crudo, el gas tenderá a moverse mucho más rápido que el crudo debido principalmente a su menor viscosidad. El fenómeno de adedamiento viscoso característico de un frente de desplazamiento inestable reduce considerablemente la eficiencia de barrido. Este fenómeno es más grave en yacimientos heterogéneos, donde el gas rápidamente se canalizará por las zonas de mayor permeabilidad.
- Con relación al punto anterior, se debe también señalar la menor densidad del gas con respecto al crudo, haciendo que el gas tienda a moverse hacia el tope de la estructura (segregación gravitacional) dejando sin contactar el crudo ubicado en las partes bajas del yacimiento. Este fenómeno favorece

el desplazamiento en yacimientos con alto ángulo de buzamiento cuando el gas es inyectado por el tope de la estructura y es adverso en el caso contrario, o en yacimientos de poca inclinación, ya que la eficiencia de desplazamiento vertical se reduce.

- Al ser inyectado para mantener presión en yacimientos de gas retrógrado (condensado), el N_2 puede causar el incremento del punto de rocío del sistema⁷, originando que algunos de los componentes pesados del fluido retrógrado pasen a la fase líquida, quedando atrapados en el yacimiento, sin posibilidad de recuperación.

3.1.1 Propiedades Físicas

La Tabla 3.1 presenta las propiedades físicas del N_2 ,

Tabla 3.1 Propiedades Físicas del N_2

<i>Símbolo Químico</i>	N_2
Peso Molecular	28,01
Temperatura de Ebullición (1 atm)	-195,8 °C
Temperatura Crítica	-146,9 °C
Presión Crítica	33,9 atm
Densidad Gas (20 °C. 1 atm)	1,153 Kg/m ³
Densidad Líquido (p.e. 1 atm)	808,5 Kg/m ³
Peso Específico (aire=1)	0,967
Otras Características	Inerte, Asfixiante

Fuente: Manual de Ingeniería Química, Perry. R²⁴

3.1.2 Generación de N_2

Los gases principales de los que se compone el aire son los siguientes (% en volumen): N_2 : 78.03; Oxígeno, O_2 : 20.95; Argón, Ar : 0.94. El aire contiene también, en cantidades insignificantes CO_2 , H_2 , He , Kr , y Xe . Como se puede observar, dada la alta concentración de N_2 en el aire, este fluido resulta ideal como materia prima para obtener el N_2 .

La separación del N_2 del aire, para su utilización a escala comercial, se lleva a cabo generalmente por los siguientes métodos:

- Separación Criogénica
- Separación por Membranas

3.1.2.1 Separación Criogénica⁸

La Figura 3.1 esquematiza el proceso fundamental que se lleva a cabo en la generación criogénica de N_2 , el cual consiste en enfriar el aire hasta alcanzar la temperatura de licuefacción para la destilación de los diferentes componentes. En la separación de N_2 , el aire es comprimido y purificado para remover contaminantes como el vapor de agua y el CO_2 .

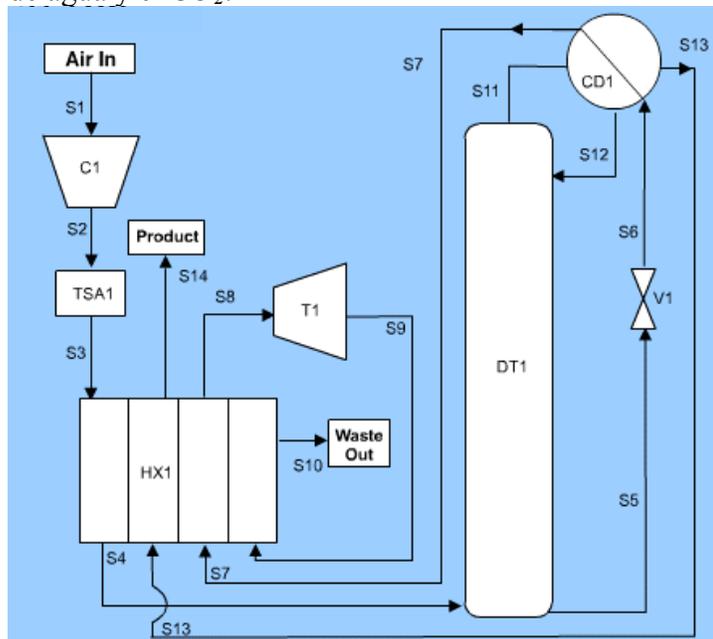


Figura. 3.1 Separación Criogénica del aire⁹

La separación de la corriente de aire purificado en sus componentes principales (N_2 y O_2), se logra a través de una columna de destilación en un proceso de dos etapas. En la primera etapa (licuefacción, alta presión), el aire líquido empieza a ebullicir en la columna inferior, iniciándose el proceso de separación.

El N_2 se dirige hacia la parte superior de la columna, propiciando que el aire líquido, en el fondo de la columna, vaya enriqueciéndose en O_2 , lográndose una separación total de N_2 , O_2 y gases raros.

Los gases de N_2 obtenidos en el domo de la columna inferior (alta presión), se condensan al contacto con el O_2 líquido que se encuentra en el fondo de la columna superior (baja presión).

Una corriente de O_2 residual abandona el fondo de la columna de alta presión y se sub-enfría en un intercambiador de calor. El vapor en la parte superior de la columna,

es condensado por intercambio de calor con la corriente de O_2 residual. El líquido condensado se envía como reflujo hacia la torre y el vapor es N_2 gaseoso de alta pureza. Esta corriente se calienta al pasar a través de los intercambiadores de calor a contraflujo que operan a lo largo del proceso.

3.1.2.2 Separación por Membranas¹⁰.

Las membranas están hechas de polímeros especiales que permiten la separación rápida y selectiva de los gases, reteniendo el O_2 , CO_2 y el vapor de agua y dejando fluir la mayor parte del N_2 a lo largo de ésta como un producto separado de la corriente. El proceso se realiza a temperatura ambiente (véase Figura 3.2).

Este proceso se utiliza generalmente para manejar volúmenes de gas menores que los empleados en la separación criogénica.

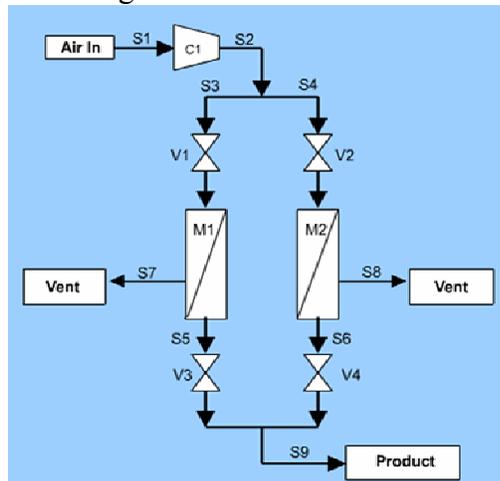


Figura. 3.2 Separación del Aire por Membranas.⁹

3.1.2.3 Comparación de los procesos para generación de N_2

En la Tabla 3.2 se presenta una comparación entre las ventajas y desventajas de los procesos criogénico y por membranas.

Como se puede observar en dicha tabla, el proceso de separación criogénico del aire, luce como el mas recomendado para procesos en el que se necesiten producir grandes volúmenes de N_2 , con una alta pureza, garantizando que el N_2 inyectado no contenga componentes que puedan perjudicar el proceso, como el de vapor de agua, que pudiera ocasionar la formación de hidratos, originando restricciones en el flujo¹¹.

Por las razones antes expuestas, se recomienda al proceso criogénico como la primera opción a revisar para la producción de N_2 en el caso de estudio de este proyecto de investigación.

Tabla 3.2 Comparación de los Procesos de Generación de N₂.

Proceso	Ventajas	Desventajas
Criogénico ⁸	<p>Bajo consumo eléctrico por unidad de N₂</p> <p>Produce N₂ de alta pureza</p> <p>Puede generar N₂ líquido</p> <p>Maneja grandes volúmenes de producción</p>	<p>Mayor uso de espacio físico</p> <p>Altos costos de inversión</p> <p>Utilización de numerosos equipos para su funcionamiento</p> <p>Mayor tiempo para el arranque y la puesta en operación.</p>
Membranas ¹⁰	<p>Bajos costos de Inversión</p> <p>Flexibilidad para variar la pureza y la tasa de producción</p> <p>Rápida instalación e inicio del proceso</p>	<p>Requiere un alto consumo de electricidad para las unidades de N₂.</p> <p>No rentable para altos requerimientos de pureza</p> <p>No rentable para grandes volúmenes de producción</p>

3.2 Procesos Miscibles

El desplazamiento miscible de crudo por gas genera una reducción de la tensión interfacial entre el crudo y el gas a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. La condición de miscibilidad anula las fuerzas retentivas de origen capilar que originan la saturación de crudo residual en desplazamientos inmiscibles. Es por ello, que en la zona contactada por el frente miscible se considera una reducción drástica (valores cercanos a cero) de la saturación de crudo residual. La inyección de N₂ se asemeja a la inyección de un Gas Natural seco, por lo que en general se necesitarán altas presiones y un crudo con buena cantidad de hidrocarburos intermedios para generar miscibilidad a las condiciones del yacimiento.

La generación de un frente miscible dentro del yacimiento se logra por la transferencia de componentes livianos del petróleo hacia la fase gaseosa, (mecanismo de vaporización por múltiples contactos) donde el gas resultante desarrolla miscibilidad con el petróleo. Este proceso es caracterizado por un descenso paulatino de la interfase fluido/fluido, entre el gas de inyección y el fluido del yacimiento. En el límite, cuando la concentración del frente miscible es alcanzada en el yacimiento, la tensión interfacial entre el frente generado y el crudo es cero.

3.2.1 Desplazamientos Miscibles con N_2

En 1.958, Koch y Hutchinson⁷ desarrollaron estudios de laboratorio sobre el desplazamiento miscible entre el petróleo y el N_2 . Ellos encontraron que una concentración elevada de metano en el fluido del yacimiento mejoraba el proceso de miscibilidad vaporizando el gas con N_2 . Además especularon que la presencia de metano en el fluido del yacimiento ayuda a la volatización de la fracción (C_2 hasta C_6) del petróleo dentro del gas.

Rushing et al.⁷ (1990) realizaron pruebas de desplazamiento de petróleo liviano con N_2 . Ellos concluyeron que el petróleo con alto porcentaje de componentes intermedios podría generar un desplazamiento miscible con el N_2 en yacimientos capaces de soportar altas presiones.

En 1.983, Alcocer et al.¹⁸ llevaron a cabo pruebas de desplazamiento con crudo recombinado con Gas Natural, de 0.81 g/cm^3 y gravedad de 43 API , ellos estudiaron el efecto de la temperatura y el gas en solución sobre el petróleo recuperado con inyección de N_2 y demostraron que el petróleo recuperado incrementa con temperatura. Además concluyeron que la distancia para formar una zona de miscibilidad decrece con la temperatura y el gas en solución.

3.2.2 Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)

Los estudios para evaluar la puesta en operación de un proceso de inyección de gas miscible, deben comenzar por determinar si el gas de inyección es o no miscible con el hidrocarburo del yacimiento a las condiciones actuales de presión y temperatura del mismo. La menor presión a la que el gas de inyección genera una condición de tensión interfacial cero con el crudo (petróleo y gas forman una sola fase) a la temperatura del yacimiento se conoce como Presión Mínima de Miscibilidad, *PMM*. Las propiedades que afectan sensiblemente la *PMM* son:

- Temperatura.
- Composición del fluido en el yacimiento.
- Composición del fluido de inyección.

Los métodos experimentales reportados para la determinación de la *PMM* entre el gas de inyección y el hidrocarburo del yacimiento son:

- Pruebas de *Slim-Tube* o tubo delgado.
- Prueba de la burbuja ascendente.
- Pruebas para determinar la tensión interfacial entre el gas de inyección y el hidrocarburo.

En base a los resultados obtenidos en este tipo de pruebas de laboratorio, diferentes investigadores han reportado correlaciones empíricas para estimar la presión mínima de miscibilidad. Sin embargo, son pocas las correlaciones disponibles en la literatura desarrolladas para procesos de inyección de N_2 .

3.2.2.1 Correlaciones para estimar la PMM para sistemas N_2 / crudo ^{7,19}

A continuación se presentan las correlaciones encontradas en la literatura revisada para estimar la *PMM* para sistemas N_2 /Crudo a la temperatura del yacimiento. Estas correlaciones básicamente dependen de:

- La composición original del crudo (concentración de CO_2 , H_2S , CH_4 , C_2 - C_5 y C_2 - C_6).
- Temperatura del yacimiento.
- Peso Molecular del C_7^+ .

Firoozabadi y Aziz (1986) ¹⁹:

$$PMM = 9433 - \left[188000 * \frac{[c_2 - c_5]}{PM_{C_7^+} * T^{0.25}} \right] + \left[14300 * \left(\frac{[c_2 - c_5]}{(PM_{C_7^+} * T^{0.25})^2} \right) \right] \quad (Ec.3.1)$$

Donde:

PMM = presión mínima de miscibilidad, psi

$PM_{C_7^+}$ = peso molecular del C_7^+ , g/mol

T= temperatura del yacimiento, °C

C_2 - C_5 = Porcentaje molar de componentes intermedios

HANSEN (1988) ²⁰:

$$PMM = 75.632 * \left[\frac{[C_2 - C_6]}{\left\{ \left\{ (T - 32) / 1.8 \right\} + 273.15 * T \right\}} \right]^{-0.5236} \quad (Ec.3.2)$$

Donde:

PMM = presión mínima de miscibilidad, psi

C₂-C₆ = Porcentaje molar de los componentes intermedios del crudo (incluyendo el CO₂)

T = temperatura del yacimiento, °C

HUDGINS et al (1988) ²¹

$$PMM = 5568 * e^{-R_1} + 3641 * e^{-R_2} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

$$R_1 = 792.06 \frac{[(C_2 - C_5)]}{PM_{C_{7+}} * T^{0.25}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$R_2 = \frac{2158000 * ([CH_4])^{5.632}}{PM_{C_{7+}} * T^{0.25}} \quad (\text{Ec.3.5})$$

Donde:

PMM = Presión mínima de miscibilidad, psi

C₂-C₅ = Fracción molar del Etano hasta Pentano (incluyendo CO₂ y H₂S) en el petróleo

T = Temperatura, °F

CH₄ = Fracción molar del Metano

Glasso (1990)⁷

$$(PMM)_{API < 40} = 80.14 + 35.25 p^*_{mm} + 0.76 (p^*_{mm})^2 \quad (\text{Ec.3.6})$$

Donde:

$$p^*_{mm} = \frac{M_{C_{7+}}^{0.88} T^{0.11}}{C_{2-6}^{0.64} C_1^{0.33}} \quad (\text{Ec.3.7})$$

$$(PMM)_{API > 40} = -648.5 + 2619.5 p^*_{mm} - 1347.6 (p^*_{mm})^2 \quad (\text{Ec.3.8})$$

Donde:

$$p^* mm = \frac{M_{C_{7+}}^{0.48}}{T^{0.25} C_{2-6}^{0.12} C_1^{0.42}} \quad (\text{Ec.3.9})$$

Donde:

PMM = presión mínima de miscibilidad, bar

$M_{C_{7+}}$ = Peso molecular del C_{7+} , g/mol

T= Temperatura del yacimiento, °F

C_{2-6} = Porcentaje molar de los componentes intermedios del petróleo

C_1 = Porcentaje molar del Metano

Los valores obtenidos de la aplicación de estas correlaciones para el petróleo del Furrial y el N_2 se encuentran en el Apéndice A.

3.3 Comparación de Propiedades entre el N_2 y el Gas Natural

Las propiedades termodinámicas del N_2 son diferentes a las del Gas Natural, por ello resulta interesante comparar propiedades tales como factor volumétrico, compresibilidad, densidad y viscosidad para unas mismas condiciones de yacimiento y discutir sobre las ventajas y desventajas que estas presentan desde el punto de vista de desplazamiento de crudo, mantenimiento de presión y economía del proceso. Para representar el Gas Natural característico de la inyección en los campos del Norte de Monagas, se utilizó una composición de gas ligeramente seco cuya composición se presenta en la Tabla 3.3

Tabla 3.3 Composición del Gas Natural de Inyección³⁰

Componente	% molar
N_2	0,334
CO_2	5,4070
C_1	81,2800
C_2	12,3680
C_3	0,3820
i- C_4	0,0430
n- C_4	0,0740
i- C_5	0,0240
n- C_5	0,0210
C_6	0,0180

C ₇	0,0150
C ₈	0,0070
C ₉	0,0000
C ₁₀	0,0000
C ₁₁	0,0000
Σ	100,0000

3.3.1 Determinación del factor “z”

El factor de compresibilidad *z* de los gases, corrige el volumen del gas real a condiciones de presión y temperatura respecto a lo establecido por la ley de gases ideales. A presiones bajas se considera que el gas tiene un comportamiento similar al de los gases ideales por lo que el factor *z* se aproxima a uno. Por lo antes dicho, este factor afecta las propiedades que dependen del volumen como el factor volumétrico, la densidad y la compresibilidad y por lo tanto debe ser estimado.

Para estimar el factor *z* para la mezcla de Gas Natural reportado en la Tabla 3.3 se aplicó el Principio de los Estados Correspondientes para estimar las propiedades pseudocríticas de la mezcla, a través de la correlación de Standing y Katz.²²

Adicionalmente, se hicieron las correcciones por presencia de CO₂, H₂S y N₂ utilizando las correlaciones de Carr, Kobayashi y Burrows^{2,3}. En el Apéndice B se muestra en detalle el procedimiento empleado y los resultados.

Para el caso del N₂, se emplearon valores experimentales del factor *z* tomados de la literatura²⁴. En la Tabla 3.4 se muestran los valores experimentales seleccionados

Tabla 3.4 Valores experimentales de *z* para el N₂

Factor de Compresibilidad para el Nitrógeno					
	Presión (bar)				
Temp (K)	100	200	300	400	500
350	1,0052	1,0559	1,1422	1,248	1,3629
400	1,0377	1,0926	1,1609	1,2382	1,3216
450	1,043	1,0973	1,1606	1,2303	1,3043

Fuente: Manual del Ingeniero Químico, Perry.R²⁴

Para efectos de comparación se tomó un rango de presión entre 2000 y 7000 psi y una temperatura de 290 °F. En la Figura 3.3, se muestran los valores del factor de compresibilidad del Gas Natural y el N₂ como una función de la presión y la temperatura.

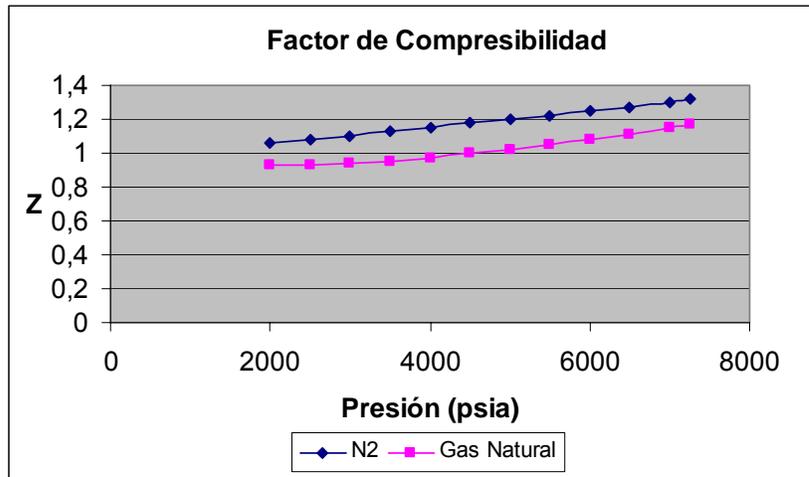


Figura. 3.3 Factor de compresibilidad, z @ 290°F

Se puede observar en dicha figura un comportamiento creciente del factor z para ambos gases a medida que se incrementa la presión. El factor z del N₂ presenta valores superiores a 1 y mayores a los del Gas Natural.

3.3.2 Factor Volumétrico de Formación (B_g)

Se define como la relación entre el volumen del gas a condiciones de yacimiento y el volumen de gas a condiciones de superficie a una temperatura específica. Para un gas real esta relación viene dada por:

$$\beta_g = \frac{0,0282 * z * T}{p} \tag{Ec. 3.10}$$

Donde:

B_g: Factor volumétrico del gas, pc/pcn

z: Factor de compresibilidad

T : Temperatura, R

p: Presión, psia

En el Apéndice B se muestra la derivación de la ecuación para el B_g a partir de la ecuación de estado para los gases reales.

El estudio del comportamiento del factor volumétrico con presión se hizo en un rango amplio de presión (2000 a 7000 psi) y a 3 temperaturas, (200, 250 y 290 °F) con la idea de cubrir posibles condiciones de yacimientos de crudos livianos y medianos y específicamente las condiciones de Furrial (6500 psi y 290°F). Los resultados que se reflejan en la Figura 3.4.

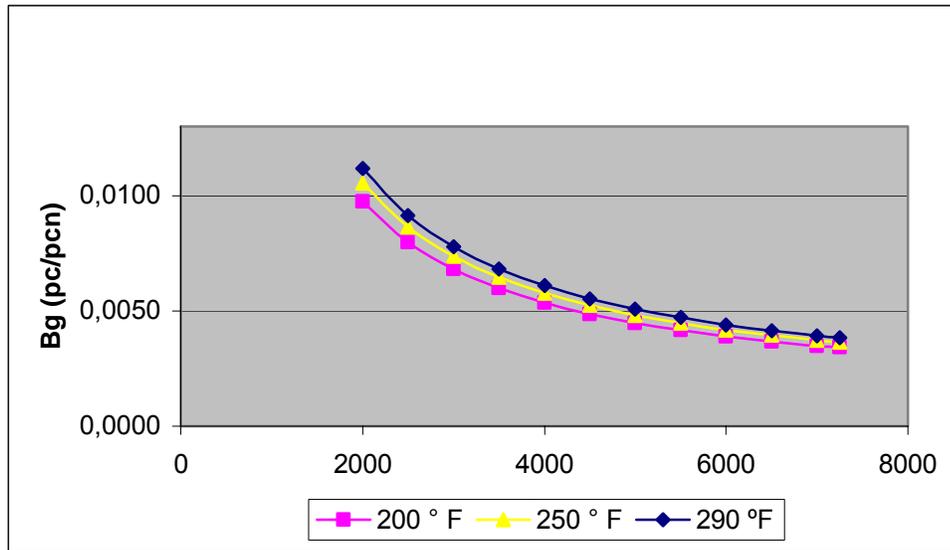


Figura. 3.4. Factor volumétrico del N_2 . a tres temperaturas.

En la Figura 3.4 se representa el comportamiento del B_g del N_2 con presión a las 3 temperaturas, observándose como el B_g aumenta con la temperatura y disminuye con la presión, este comportamiento típico de los gases es similar al observado para el B_g del Gas Natural.

En la Fig. 3.5 se compara el comportamiento del factor volumétrico del N_2 y del Gas Natural a 290 °F. Como se puede observar el B_g del N_2 es en promedio 16% superior al del Gas Natural a lo largo del intervalo de presión considerado.

Si la sustitución de Gas Natural por N_2 se plantea en yacimientos donde se desea mantener la presión del yacimiento, es necesario que el volumen inyectado de N_2 a condiciones de yacimiento sea igual al volumen inyectado de Gas Natural a las mismas condiciones. Sin embargo, dado que el B_g del N_2 es mayor que el del Gas Natural, el volumen de N_2 equivalente a condiciones de superficie será inferior al correspondiente del Gas Natural. Este punto será discutido en detalle dentro de este capítulo y sus implicaciones en la economía del proyecto se discutirán posteriormente en el capítulo 4 del análisis económico.

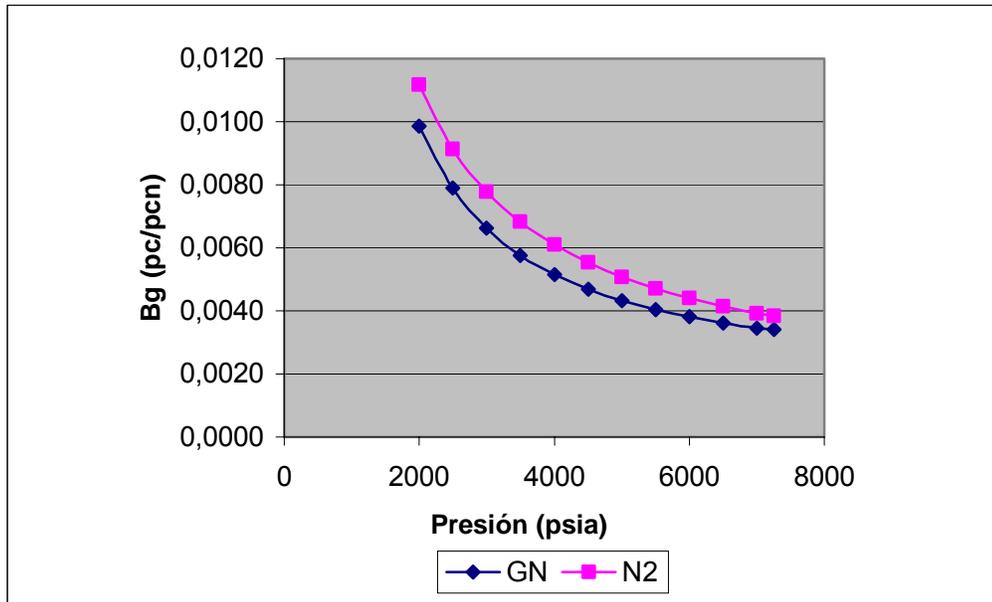


Figura. 3.5 Factor Volumétrico del N_2 y el Gas Natural a temperatura de yacimiento

Otra observación importante, se evidencia en la Figura 3.5, la cual muestra que la diferencia entre los B_g de ambos gases no es constante con la presión. Esta diferencia es ligeramente menor a presiones altas. Esto implica que en la sustitución de Gas Natural por N_2 , el contraste entre las tasas de inyección de ambos gases disminuye con el incremento de la presión.

Con relación al efecto de la temperatura y siguiendo un razonamiento similar al anterior, se puede presumir que la sustitución de Gas Natural por N_2 debe ser mas favorable en la medida que el yacimiento tiene una mayor temperatura.

Sustitución de Gas Natural por N_2 – Mantenimiento de Presión

Estudiando el caso particular en que el N_2 es inyectado en la cresta de la formación con los objetivos de empujar al Gas Natural y para mantener la presión en el yacimiento. A continuación se cuantificará el contraste entre las tasas de inyección en superficie de ambos gases por el efecto que ejercen la diferencia de sus propiedades volumétricas.

Partiendo de la igualdad entre las tasas de inyección del N_2 y el Gas Natural a condiciones de yacimiento,

$$q_{GN/cy} = q_{N2/cy} \tag{Ec. 3.11}$$

donde:

q representa la tasa de inyección del gas a las condiciones de yacimiento, pcy/D.

El subíndice *cy*, representa condiciones de yacimiento.

El subíndice *GN* se aplica al Gas Natural.

Relacionando las tasas de inyección a condiciones de yacimiento con las tasas de inyección, Q_{cn} (pcn/D), de cada gas a condiciones normales y siendo la tasa igual al volumen entre el tiempo, se puede llegar a las siguientes relaciones,

Para el Gas Natural,

$$\frac{Q_{GN/cn}}{q_{GN7cy}} = \frac{V_{GN/cn}}{V_{GN/cy}} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Para el N_2

$$\frac{Q_{N2/cn}}{q_{N2/cy}} = \frac{V_{N2/cn}}{V_{N2/cy}} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Partiendo de la ecuación de estados de los Gases Reales se obtiene, el volumen de N_2 a condiciones de yacimiento y a condiciones normales los cuales vienen dado por las siguientes expresiones:

$$V_{N2/cy} = \frac{n_{N2} * Z_{N2} * T_{cy} * R}{P} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$V_{N2/cn} = \frac{n_{N2} * R * T_{cn}}{P_{cn}} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

donde:

R: Constante universal de los gases

N: representa el número de moles

El volumen de Gas Natural a condiciones de yacimiento y a condiciones normales viene dado por las siguientes expresiones:

$$V_{GN/cy} = \frac{n_{GN} * Z_{GN} * T_{cy} * R}{P_{cy}} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

$$V_{GN/cn} = \frac{n_{GN} * R * T_{cn}}{P_{cn}} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

Dividiendo los volúmenes a condiciones yacimiento entre las condiciones normales de para el N_2 y el Gas Natural se obtiene para las ecuaciones 2.14 y 2.15:

$$\frac{V_{N2/cy}}{V_{N2/cn}} = \frac{Z_{N2} * T_{cy} * P_{cn}}{T_{cn} * P_{cy}} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

$$\frac{V_{GN/cy}}{V_{GN/cn}} = \frac{Z_{GN} * T_{cy} * P_{cn}}{T_{cn} * P_{cy}} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Despejando en las ecuaciones 3.18 y 3.19 el volumen a condiciones de yacimiento se obtiene en forma respectiva:

$$V_{N2/cy} = \frac{Z_{N2} * T_{cy} * P_{cn} * V_{N2/cn}}{T_{cn} * P_{cy}} \quad (\text{Ec.3.20})$$

$$V_{GN/cy} = \frac{Z_{GN} * T_{yac} * P_{cn} * V_{GN/cn}}{T_{cn} * P_{yac}} \quad (\text{Ec.3.21})$$

Igualando los volúmenes de N_2 y Gas Natural a condiciones de yacimiento se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{Z_{N2} * T_{cy} * P_{cn} * V_{N2/cn}}{T_{cn} * P_{cy}} = \frac{Z_{GN} * T_{cy} * P_{cn} * V_{GN/cn}}{T_{cn} * P_{cy}} \quad (\text{Ec.3.22})$$

Resultando así que el volumen de N_2 a inyectar a condiciones de superficie es igual a:

$$V_{N2/cn} = \frac{Z_{GN} * V_{GN/cn}}{Z_{N2}} \quad (\text{Ec.3.23})$$

La relación $\frac{Z_{GN}}{Z_{N2}}$ depende de la presión, y de la temperatura. Tomando los valores

presentados en la Fig. 3.3 para una temperatura de $290^{\circ}F$, en la Tabla 3.5 se presenta el valor de esta relación para el rango de presiones considerado. Como se puede observar para una temperatura de yacimiento de $290^{\circ}F$, el volumen de N_2 a inyectar a condiciones de superficie, para sustituir el equivalente de Gas Natural está en el rango de un 84 a 89% del volumen de Gas Natural a inyectar. En otras palabras, se debe inyectar entre un 11 al 16% menos de N_2 que de Gas Natural a condiciones normales para cumplir con la premisa de igualdad de tasas de inyección a condiciones de yacimiento. Estos porcentajes varían con la temperatura.

También se observa en la Tabla 3.5 que alrededor de 4000 psia se tendrá el mayor contraste entre las tasas de inyección de dichos gases.

Tabla 3.5 Relación del Factor z del N_2 y el Gas Natural @ $290^{\circ}F$

Presión (psia)	Z_{N2}	Z_{GN}	Z_{GN} / Z_{N2}
2.000	1,0566	0,9322	0,8823
2.500	1,0805	0,9329	0,8634
3.000	1,1045	0,9405	0,8515
3.500	1,1284	0,9542	0,8456
4.000	1,1523	0,9729	0,8443
4.500	1,1763	0,9958	0,8466
5.000	1,2002	1,022	0,8515
5.500	1,2241	1,0507	0,8583
6.000	1,2481	1,0815	0,8665

6.500	1,2720	1,1138	0,8756
7.000	1,2960	1,1457	0,8840
7.200	1,3159	1,1672	0,8870

3.3.2.1 Densidad (ρ_g).

La densidad se define como la relación existente entre la masa y el volumen de cualquier fluido a una temperatura y presión específica. Partiendo de la ecuación de gases reales se obtiene la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{p(M_a)}{z * R * T} \tag{Ec. 3.24}$$

Donde:

ρ = Densidad, lbm/pc

p = Presión, psia

z = Factor de compresibilidad

R = Constante, psia*pc/ lbmol* °R

T = Temperatura, °R

M_a = Peso molecular aparente, lb/mol

En la Figura 3.6 se presenta el comportamiento de la densidad del N_2 con respecto a la presión en el mismo rango de presión y temperatura que el discutido para el caso del factor volumétrico. Los datos de esta figura y la deducción de la ecuación de densidad se muestran en el Apéndice 8.1.

En dicha figura se observa, que la densidad aumenta con la disminución de la temperatura. Debido a que a menor temperatura las moléculas pierden energía por lo cual no existe una dispersión entre ellas, ocasionando que el gas ocupe menos volumen.

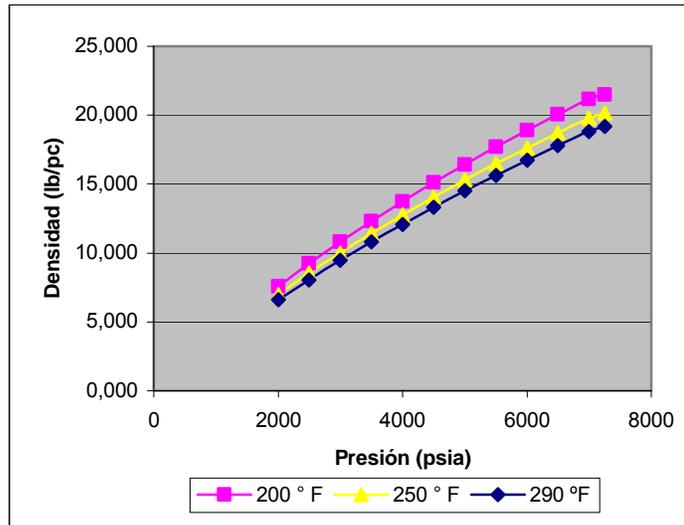


Figura. 3.6 Variación de la Densidad de N_2 con presión y temperatura

La Figura 3.7 muestra la comparación entre las densidades en función de la presión para ambos gases a una temperatura de $290\text{ }^{\circ}F$

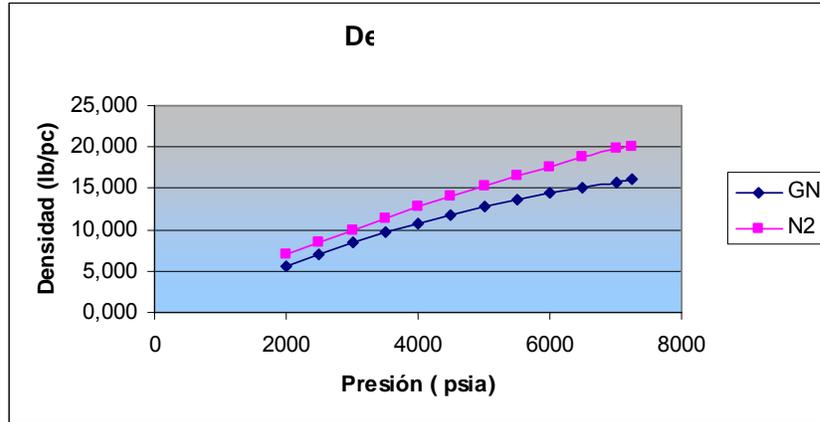


Figura. 3.7 Densidad del N_2 y el Gas Natural @ $290^{\circ}F$

Como se puede observar la densidad del N_2 es mayor que la del Gas Natural para todo el intervalo de presión estudiado. Por otro lado se observa que dicha diferencia no es constante en el intervalo de presión, por el contrario se puede observar como esa diferencia aumenta con la presión.

Analizando este comportamiento para el caso de mantenimiento de presión, podemos observar que para un mismo volumen de gas a inyectar a condiciones de yacimiento, se necesitará incorporar una mayor masa de N_2 que de Gas Natural. En la medida que se aumenta la presión mayor será la masa de N_2 que se debe inyectar para equilibrar los volúmenes a condiciones de yacimiento. Por lo tanto, al igual que para el caso del factor volumétrico, la sustitución del Gas Natural por N_2 se verá favorecida desde un punto de vista económico por menores presiones.

A nivel técnico, para el desplazamiento en arenas de poco buzamiento, la inyección de N_2 tendrá una ligera ventaja respecto al Gas Natural ya que la densidad del N_2 será mayor a condiciones de yacimiento, lo que disminuirá el contraste de densidades entre el gas desplazante y el crudo desplazado, disminuyendo la tendencia a segregar en la cercanía del pozo inyector, lo que podría traducirse en una mejoría en la eficiencia vertical de barrido.

Desde el punto de vista del N_2 como agente de empuje del tapón de Gas Natural actuando desde la cresta del yacimiento (caso en estudio), se puede predecir que debido a su mayor densidad, el N_2 podría no actuar como un pistón perfecto, esto podría tener implicaciones negativas, desde el punto de vista de recobro, al sustituir el Gas Natural, ya que si el desplazamiento con Gas Natural es miscible, el desplazamiento de crudo por N_2 podría ser inmisible a la misma presión, con lo que se tendría un menor recobro. Por otro lado se podría tener la irrupción del N_2 en los pozos productores antes de lo esperado por la inyección de Gas Natural. La manera

de corroborar estas observaciones y de predecir su impacto real en la producción es a través de simulación numérica.

Para efectos de este proyecto, estudiar este efecto en detalle está fuera del alcance, por lo que la manera de tomar en cuenta esta posibilidad fue hacer una sensibilidad en el recobro esperado por N_2 dentro del estudio económico, como se explica en el capítulo 5.

3.3.3 Compresibilidad (C_g)

La compresibilidad isotérmica de un gas, c_g (lpc^{-1}), al igual que la de un líquido, se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante, como se puede observar en la siguiente expresión (en el apéndice B se presenta el desarrollo de la expresión):

$$C_g = -\frac{1}{V} * \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec.3.25})$$

Donde:

C_g : Compresibilidad del gas, lpc^{-1}

P: Presión, psia

Z: Factor de compresibilidad

$\left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)_T$: Pendiente de la curva Z vs Presión

En la Figura. 3.8, se muestra una comparación entre la compresibilidad del N_2 y el Gas Natural con respecto a un rango de presión de 2000 a 7000 lpc a una temperatura de 290 °F, concluyendo que el N_2 y el Gas Natural presentan un comportamiento similar a bajas presiones, por lo contrario a altas presiones, las curvas presentan una pequeña desviación, presentando el N_2 mayores valores de compresibilidad, haciéndolo mas beneficioso ya que ocupará mas volumen en el yacimiento que el Gas Natural.

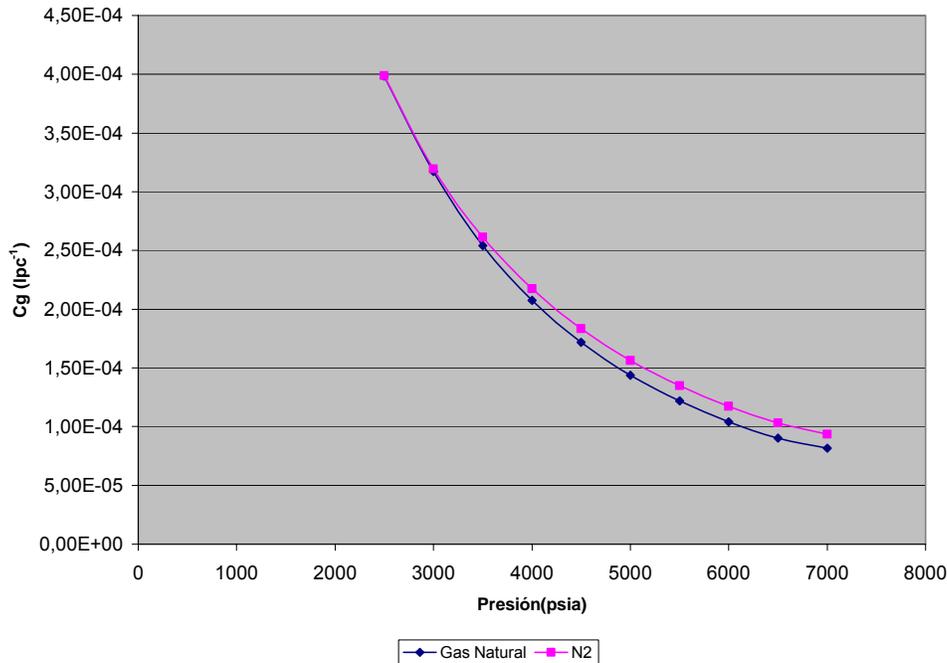


Figura 3.8 Compresibilidad del N_2 y el Gas Natural

3.3.3.1 Viscosidad (μ_g)

El coeficiente de viscosidad es una medida de la resistencia al flujo o desplazamiento ejercida por un fluido a una temperatura y presión específicas.

En este estudio la viscosidad para el Gas Natural seco fue estimada a partir de la correlación de Carr, Kobayashi, y Burrows²⁵, que se utiliza cuando la composición de la mezcla de gas y las viscosidades de los componentes son conocidas a la presión y temperatura de interés. En el apéndice 8.1 se muestra esta correlación y los cálculos realizados.

En el caso del N_2 los valores experimentales de viscosidad registrados en la literatura se presentan en un rango de presión de 14.7 a 2.900 psi, por lo que a presiones mayores de 2.900 psia no se conoce el comportamiento de la viscosidad,

Al analizar la viscosidad se observa que el N_2 posee un valor similar al del Gas Natural a una temperatura de 290 °F, lo que refleja que el N_2 va a presentar una razón de movilidad parecida a la que presenta el Gas.

3.3.4 Sustitución del Gas Natural por N_2 – Caso Furrial

En esta sección se presentan las características de los fluidos en estudio y el estimado de la tasa de N_2 a inyectar para el caso específico del Campo El Furrial.

Como es reportado por Echeverría *et al.*³⁰ en la predicción de producción acumulada de petróleo producido vs tiempo para un horizonte de 20 años para el Campo El Furrial. La base de la predicción para la inyección simultánea de agua (por los

flancos) y gas natural (por la cresta) fija una tasa de inyección de Gas Natural de 450 MMpcn/d en el yacimiento Naricual Superior/medio. Utilizando este valor en la ecuación 3.23 discutida anteriormente, para el caso de una presión de 6500 psia, (mantenida constante por la problemática de asfaltenos y por mantener el yacimiento a la PMM determinada para el Gas Natural) y a 290 °F, temperatura del yacimiento. Se obtiene que la tasa de inyección de N_2 equivalente para sustituir la inyección de Gas Natural en este yacimiento, debería ser de 400 MMpcn/d lo que representa un 12% menor que la tasa de inyección de Gas Natural correspondiente. La Tabla 3.6. compara las propiedades del N_2 y el Gas Natural a las condiciones de presión y temperatura promedios de Furrial³⁰ (T = 290 °F, p = 6500 psia).

Tabla 3.6 Propiedades del N_2 y el Gas Natural @ 290 °F y 6500 psia

<i>Propiedades</i>	<i>Unidad</i>	N_2	<i>Gas Natural</i>
Factor de Compresibilidad (z)	adim.	1,272	1,138
Densidad (ρ)	lb/pc	17,53	14.20
Factor Volumétrico del Gas (B_g)	pc/pn	4,2*10 ⁻³	3,73*10 ⁻³
Tasa de inyección másica (Q_m)	MMlbm/d	29,0797	23,1716
Tasa de Inyección a cy (q)	MMpcy/d	1,6348	1,6348
Tasa de Inyección a cn (Q)	MMpcn/d	400	450

Al analizar las propiedades de los gases expuestos en la Tabla 3.6 se observa, que los valores correspondientes al N_2 son mayores, exceptuando el volumen a inyectar a condiciones de superficie, esto se debe como se explicó anteriormente a la influencia del factor de compresibilidad de este gas sobre los parámetros analizados: Densidad, Factor Volumétrica de Formación, Masa y Volumen. Es importante destacar que el N_2 ocupará un 12% mas espacio poroso que el Gas Natural

3.4 Inyección de Nitrógeno en Yacimientos

La inyección de N_2 , como método de recuperación de crudo, es muy similar a la inyección de Gas Natural seco a alta presión y puede utilizarse como un sustituto del Gas Natural, tanto para desplazar directamente al crudo, como para empujar un tapón de gas rico. Cuando el N_2 contacta al crudo en la formación, vaporiza componentes livianos presentes en el crudo enriqueciendo al gas en cierta magnitud a medida que

avanza el frente de desplazamiento. Con la inyección de N_2 se logra desplazar el banco de crudo hacia los pozos productores.

Al igual que con la inyección de Gas Natural, dependiendo de las condiciones de presión, temperatura, composición del crudo y características petrofísicas y estructurales del yacimiento, los siguientes mecanismos de producción o una combinación de los mismos, pueden estar presentes durante la producción de petróleo por inyección de N_2 :

- Desplazamientos miscibles e inmiscibles.
- Drenaje por gravedad, favoreciendo a los yacimientos con alto buzamiento.
- Vaporización de compuestos livianos del crudo.
- Empuje de tapón de gas miscible.

Este método de empuje de tapón de gas miscible resulta viable¹² para yacimientos de profundidades mayores a los 5.000 pies, a fin de mantener presiones de inyección mayores de 5.000 psi necesarias para incrementar la eficiencia de desplazamiento con el N_2 , sin fracturar la formación y para crudos livianos con un factor volumétrico alto capaz de disolver el gas inyectado a condiciones de yacimiento.

3.4.1 Criterios de Selección de yacimientos candidatos a Inyección de N_2 ¹⁷.

Para determinar cuales yacimientos presentan características favorables para la aplicación del proceso de recuperación mejorada como lo es la inyección de N_2 , se ha realizado la revisión de criterios de selección establecidos a través del tiempo por Taber, PRizeTM y Clancy.

Estos investigadores desarrollaron diferentes simuladores analíticos, en los cuales evalúan técnicamente la potencialidad que presenta los yacimientos para ser sometido a recuperación mejorada, de acuerdo a las características y propiedades del mismo. Estos simuladores se basan en una lista de parámetros del yacimiento, en donde el rango de aplicación de la misma fue seleccionado con base en la experiencia mundial en proyectos exitosos de recuperación mejorada.

Para establecer la predicción respecto a inyección de gases, el PRizeTM, determina la eficiencia de desplazamiento microscópica a través de la aproximación de Buckley-Leverett, mientras que la eficiencia de barrido macroscópica es función de la heterogeneidad del yacimiento y la razón de movilidad entre el petróleo y el fluido inyectado, utiliza también el método de Dykstra Parsons, por otra parte estudia el comportamiento miscible e inmiscible de los fluidos del yacimiento.

La clasificación de Clancy et al. fue muy similar a la hecha pro PRizeTM, a parte de esto concluyeron que el contenido de arcillosidad, permeabilidad, tipo de roca y espesor de arena no son críticos, es decir, no limitan la inyección de N_2

Por otra parte, Taber et al. condujeron la revisión de los criterios propuestos para los proyectos de recuperación mejorada (RM) alrededor del mundo, examinando la información sobre las características óptimas de yacimientos. Los criterios establecidos por PRIZE™, Clancy y Taber se agrupan en una tabla (véase Tabla 3.7) basándose en resultados de campo y mecanismos de recobro de petróleo.

Tabla 3.7. Criterios Considerados para la inyección de N₂

<i>Propiedades/ Características</i>	<i>Unidades</i>	<i>Criterio Recomendado</i>
<i>Petróleo</i>		
Gravedad	(°API)	>35
Viscosidad	(cp)	<0.4
Composición		Alto porcentaje de hidrocarburos livianos
<i>Yacimiento</i>		
Saturación de Petróleo	(%)	>40
Tipo de Formación		Areniscas con canales o fracturas de alta permeabilidad
Espesor Neto	(pies)	Relativamente delgado a menos que la formación presente buzamiento
Permeabilidad Promedio	(md)	No crítico
Profundidad	(pies)	>6000
Temperatura	(°F)	No crítico

Fuente: Trabajo Especial de Grado, Cuevas Rob¹⁷

Al analizar los parámetros mostrados en la tabla anterior y las características del campo El Furrial (Capítulo 2), se concluye que El Furrial es un yacimiento potencial para la aplicación de la inyección de N₂ como un método para el mantenimiento de la presión, y así lograr un buen recobro de los fluidos del yacimiento.

3.4.1 Primeros Proyectos de Inyección de Nitrógeno¹³

Antes de 1.970, el Gas Natural fue el principal fluido utilizado en los procesos de inyección de gas (miscible e inmisible). En los años 1.960 y 1.970 se empezó a buscar fuentes de gas no provenientes de los hidrocarburos, ya que, el Gas Natural era

inaccesible en algunas localidades y los costos de inyección eran muy elevados. Por ello, tanto el CO_2 como el N_2 comenzaron a emerger como sustitutos del Gas Natural. Debido al alto potencial del N_2 como sustituto del Gas Natural, la industria petrolera estudió la posibilidad de inyectar N_2 en los yacimientos como proceso de recuperación de petróleo. A mediados de 1.977¹³ en los Estados Unidos se instaló la primera planta de separación de N_2 del aire en un campo petrolero para sería usado como un método de recuperación secundaria.

La Tabla 3.8, presenta una lista de 30 proyectos de inyección de N_2 , reportados por Clancy, en 1985 En dicha tabla se presentan además del nombre del campo, la compañía operadora, el año de inicio de la inyección del gas, la tasa de inyección diaria, la presión del campo y la fuente del gas de inyección, entre las cuales están la fuente inerte, (la cual consiste en recolectar los gases de la combustión de hidrocarburos, los cuales son: N_2 como producto principal; CO_2 y otros gases como productos secundarios) y la otra fuente es obtenida por plantas de separación del aire. Es de hacer notar que en la Tabla 3.8 no se incluye el proyecto Cantarell (México) considerado a nivel mundial como la mayor aplicación comercial de este proceso, el mismo será discutido en forma particular posteriormente. Las siguientes observaciones se deducen de dicha tabla:

- Los primeros proyectos de N_2 comenzaron en los años de 1970.
- Hasta 1.977, todo el nitrógeno fue obtenido de plantas de gas inerte Fue obtenido del gas efluente de procesos de combustión con aire, donde el nitrógeno aparecía como gas inerte del proceso de combustión.
- Después de 1.980 se pusieron en aplicación otros procesos de generación de N_2 a partir del aire.
- La tasa de inyección de N_2 era en general baja y no excedía los 120 MM pcn/d. Implicando esto, que se trataban de proyectos pequeños en su mayoría a escala piloto.
- El rango de la presión de inyección es, para el valor mínimo 100 psi y para el volar máximo 8.300 psi.

Tabla 3.8 Campos bajo inyección de Nitrógeno¹³

<i>Campo</i>	<i>Operador</i>	Nitrógeno			
		<i>Año de Inicio</i>	<i>Inyección (MMscf/D)</i>	<i>Presión (psi)</i>	<i>Fuente N_2</i>
Andector-Ellenberger, TX	Phillips	1982	2	2000	N_2
Lisbon, UT	Union	1982	6	3000	N_2
Ryckman Creek, WY	Amoco	1981	12	3000	N_2

Stone Bluff, OK	Gula	1981	1	100	N_2
Ventura, CA	Mobil	1973	17	5500	Inerte
Anschutz, WY	Amoco	1982	50	6200	N_2
Yates, TX	Maratón	1976	20	700	Inerte/ N_2
Bay St. Elaine, LA	Texaco	1977	4	4000	Inerte
Calliou Island, LA	Texaco	1974	1	4000	N_2
Iberia, LA	Texaco	1977	2	4000	Inerte
Leeville, LA	Texaco	1979	4	4000	N_2
West Hackberry, LA	Amoco	1979	2	4000	Inerte
Lake Pelto, LA	Texaco	1979	4	4000	N_2
Hackberry East, LA	Amoco	1979	4	4000	Inerte
Vence, LA	Getty	1978	4	4000	N_2
Lake Barre, LA	Texaco	1979	4	4000	N_2
Hawkins, TX	Exxon	1977	120	1700	Inerte
Two Freds, TX	HNG	1981	6	1900	Inerte
Block 31, TX	ARCO	1966	54	4250	Inerte
Fordoche, LA	Sun	1977	10	8300	N_2
Paradis, LA	Texaco	1981	4	4000	N_2
Levelland, TX	Amoco	1979	12	3000	N_2
Willisden Green, Alta	Dome	1981	30	4300	N_2
Painter, WY	Chevron	1980	94	4800	N_2
East Vealmoor, TX	Getty	1981	3	3500	N_2
Jay, FL	Exxon	1982	65	7600	N_2
Blackjardk Creek, FL	Exxon	1982	7	7600	N_2
North Headlee, TX	Mobil	1982	3	5000	N_2
East Binger, OK	Phillips	1977	24	4500	Inerte

En la Figura 3.9, muestra la cantidad de proyectos de inyección de N_2 realizados desde el año 1.966 hasta el año 1.982, en dicho gráfico se puede notar que la mayor demanda en la aplicación de los proyectos de N_2 como método de recuperación de petróleo, se puede evidenciar a finales de la década de los 70's y principios de la década de los 80's mostrando el inicio de operaciones de 6 proyectos tanto en el año 1.979, 1.981 y 1.982. Este comportamiento pudiera tener cierta relación con el aumento registrado en los precios del Gas Natural en este período¹⁴, los cuales se mantuvieron elevados hasta mediados de 1.987 (véase Fig.3.10), Este efecto pudo haber impulsado la búsqueda de gases sustitutos del Gas Natural para inyección en yacimientos. Complementario a la observación anterior, la incorporación al nivel de campo y a escala comercial de procesos de generación de N_2 desde el aire, como por ejemplo la generación por separación criogénica, también puede haber contribuido a impulsar al N_2 como una fuente apropiada para sustituir al gas natural en los procesos de recobro de petróleo por inyección de gas.

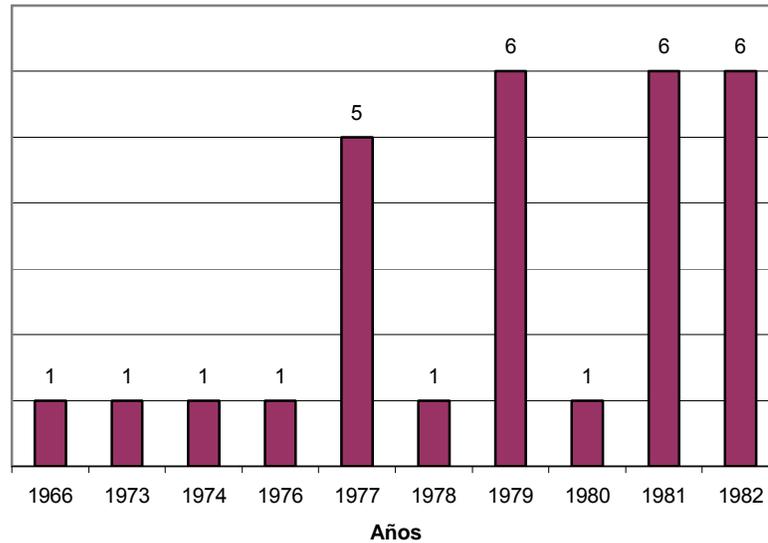


Figura. 3.9 Proyectos de Inyección de N_2 Realizados entre 1966 y 1982¹³

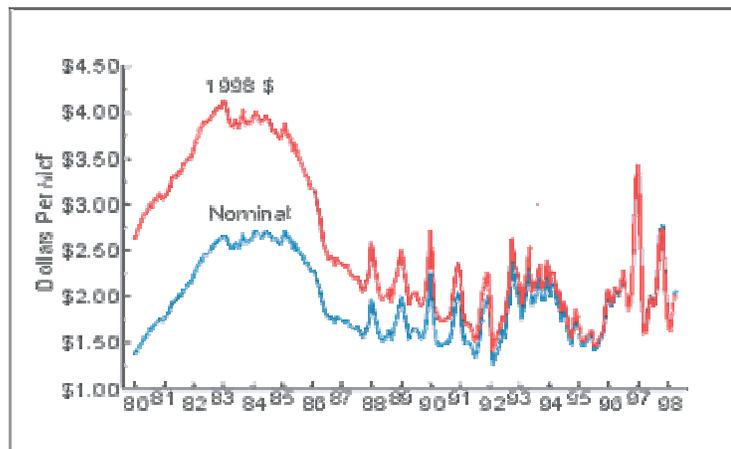


Figura. 3.10 Precios del Gas Natural a Nivel Internacional

Fuente: World Bank Commodity Price Data¹

Respecto a los mismos proyectos listados anteriormente, en la Tabla 3.9 se muestran datos del yacimiento (tipo de roca, permeabilidad, porosidad, espesor, presión, temperatura, estructura del yacimiento) y del fluido ($^{\circ}$ API). Además se presentan los campos agrupados respecto a los mecanismos principales de recuperación de petróleo (mantenimiento de presión, inyección miscible o inmisible, estabilización por segregación gravitacional, empuje de un tapón miscible de CO_2 o LPG)

Tabla 3.9 Características de los Yacimientos y del Fluido³⁰

Campos	Año Descubierto	Area (acres)	Lugar de Inyección	Tipo de Roca	Permeabilidad (md)	Porosidad (%)	Gravedad (°API)	Temp. (°F)	Profundidad (ft)	Espesor (ft)	Estructura	Capa Gas
Desplazamiento Inmiscible												
Andector-Ellenberger	1946	1696	Cresta	Carbonato	2000	4	44	132	8000	515	Anticlinal Fallado	-
Lisbon	1959	5000	Cresta	Carbonato	0.01 a 1100	6	60	140	9000	300	Anticlinal	si
Ryckman Creek	1976	2000	Cresta	Arenisca	72	15	47	150	7000	500	Anticlinal	si
Stonebluff	1920	550	-	Arenisca	300	14	39	80	1200	24	Estrato	si
Ventura	-	-	-	Arenisca	160	23	31	160	6000	-	Anticlinal	-
Mantenimiento de Presión												
Anschutz	1979	3000	Cresta	Arenisca	3	10	49	210	13000	1100	Anticlinal	si
Yates	1926	26423	Capa Gas	Dolomita	1	-	31	-	1200	60	Anticlinal	si
Estabilizados por Segregación Gravitacional												
Bay St. Elaine	1929	*	Fondo	Arenisca	1100	32	33	-	7000	31	Domo de Sal	-
Calliou Island	1930	*	Fondo	Arenisca	1000	32	33	-	5000	90	Domo de Sal	-
Iberia	1917	*	Fondo	Arenisca	1600	33	31	-	5000	90	Domo de Sal	-
Leeville	1931	*	Fondo	Arenisca	1100	30	33	-	7000	45	Domo de Sal	-
West Hackberry	1928	*	Fondo	Arenisca	1000	32	27	-	6600	50	Domo de Sal	-
Lake Pelto	1929	*	Fondo	Arenisca	1600	33	32	-	7000	24	Domo de Sal	-
Hackberry East	1927	*	Fondo	Arenisca	250	25	32	-	11000	30	Domo de Sal	-
Vence	1937	20 a 30	Fondo	Arenisca	700	33	31	-	9000	60	Domo de Sal	-
Lake Barre	1958	1194	-	Arenisca	95	16	35	255	17500	60	6° de buzamiento	si
Hawkins	1940	10666	Capa Gas	Arenisca	3000	28	24	168	4500	108	Anticlinal Fallado	si
CO₂/LPG Miscible												
Two Freis	1957	4392	-	Arenisca	32	20	36	-	4820	16	Monoclinal	-
Block 31	1945	7840	-	Caliza	1	15	46	140	8500	97	Anticlinal	-
Fordoche	1966	3700	-	Arena	6	20	46	278	12700	60	Anticlinal	-
Paradis	-	250	-	Arenisca	700	27	36	198	10000	-	Domo de Sal	-
Levelland	1945	1600	-	Caliza	3	11	30	105	4900	28	Monoclinal	-
Willesden Green	-	25760	-	Arenisca	2	8	39	161	6900	18	-	-
Desplazamiento Miscible												
Painter	1977	2000	Cresta	Arenisca	7	12	46	170	10000	800	Anticlinal	si
East Vealmoor	1950	3358	Cresta	Carbonato	38	10	43	155	7350	-	Anticlinal	-
Jay	1970	1445	-	Carbonato	35	14	51	285	15000	95	-	-
Black Jack	1972	5720	-	Dolomita	112	16	48	286	15800	35	Anticlinal	-
North Headlee	1975	3137	Cresta	Caliza	0.5	4	47	-	12200	76	Anticlinal	Si
East Binger	1975	12960	-	Arena	0.1	8	38	190	10000	-	-	-

Con base en la Tabla 3.9, seguidamente se analizará un campo representativo de cada categoría.

3.4.2.1 Desplazamiento Inmiscible, Campo Rycman Creek

El campo Rycman Creek fue descubierto en 1.976 en los Estados Unidos de Norte América y en 1.977 comenzó la inyección de Gas Natural. El proyecto de inyección de N_2 con características inmiscibles comenzó en 1.981. El petróleo original en sitio fue estimado en 70 MMbbln y 35 MM pcn de condensado en la capa de gas. La producción para esa fecha estaba estimada en más de 10 MM bbl. La última recuperación en la cual se incluye el proyecto de inmiscibilidad fue estimada en más de 40 MM bbl. (con un factor de recobro de 57,14 %).

El yacimiento es una larga estructura anticlinal, con una gran capa de gas. El gas ha sido inyectado en la cresta de la estructura para mantener la presión, para recuperar los hidrocarburos líquidos en la capa de gas, y para estabilizar el contacto gas/petróleo. El N_2 ha sido inyectado por tres pozos, al igual que el gas natural. Igualmente para 1.981, una planta criogénica de separación de aire fue instalada en el campo. El yacimiento recibió aproximadamente 12 MM pcn/d de N_2 , cabe mencionar que para la etapa final del proyecto se habían inyectado 7 billones pc de N_2 . Es esperado que este proyecto inmiscible incremente la recuperación de petróleo en mas de 2.5 MM bbl.

Este proyecto ha sido clasificado como un proyecto de desplazamiento inmiscible, donde el N_2 sirve para mantener la presión del yacimiento, tomando ventaja de la estructura del campo para estabilizar por gravedad el frente de desplazamiento entre el fluido de inyección y el fluido del yacimiento.

3.4.2.2 Mantenimiento de la Presión, Campo Yates

El Campo Yates fue descubierto en 1.926 en los Estados Unidos de Norte América, es un yacimiento compuesto de dolomita, con rangos de permeabilidad entre 1 md a un valor extremadamente grande debido a las fracturas del yacimiento. Originalmente estuvo presente una pequeña capa de gas, con una presión de saturación y una presión de fondo de 7.000 psi. Debido a la necesidad de mantener la presión del yacimiento inicialmente se aplicó en forma combinada inyección de agua e inyección de gas. La inyección de N_2 empezó en 1.976. El petróleo original en sitio fue estimado en mas de 4 MMMbbl. La producción de petróleo para el inicio del proyecto de N_2 fue es de 862 MM bbl, (con un factor de recobro de 21,55 %). Se estima que el volumen adicional de 200 MM bbl (%FR) va a ser recuperado a través de la inyección de gas.

Este yacimiento contaba para el momento de la inyección de N_2 con una amplia capa de gas sobre la columna de petróleo. El N_2 se inyectó para tomar ventaja de la estructura del yacimiento y de los efectos de la gravedad, como también para controlar el crecimiento de la capa de gas.

El N_2 para este proyecto fue producido por generación de gas inerte (16 MM pcn/d), como también de una planta de separación de aire.(3 MM pcn/d) instaladas en 1.982.

Este fue un proyecto que ilustra claramente cómo un proyecto inyección de N_2 en yacimientos de baja presión puede ser aplicado, tanto para mantenimiento de presión (por debajo de la presión de burbujeo), como para tomar ventaja de la estructura y empujar el crudo en forma eficiente debido a estabilización del frente de empuje por segregación gravitacional.

3.4.2.3 Efectos de la Gravedad o Estructura, Campo Hawkins

El Campo Hawkins fue descubierto en 1.940 en los Estados Unidos de Norte América, es un yacimiento conformado por arenisca con permeabilidad relativa alta (3.400 md). Consiste en un gran número de bloques de fracturas que están incomunicadas unas de otras. Para la fecha de inicio del proyecto se habían producido 500 MM bbl de petróleo.

Una característica particular de la formación es que tiene un fuerte empuje por agua. En este particular yacimiento, una capa de asfáltenos entre el petróleo y el agua restringe los efectos de este mecanismo de empuje. En algunos de los bloques fracturados, el empuje de agua tiende a llevar al petróleo dentro de la zona de gas. El gas ha sido inyectado en la capa de gas para prevenir la migración de agua dentro de la zona de gas y para llevar el petróleo buzamiento abajo (6° de buzamiento). Este empuje del gas es capaz de recuperar un 80% del petróleo en sitio, comparado con un 60% de recobro que ocurriría con el empuje del agua solamente.

3.4.2.4 CO_2 -Gas de Petróleo Licuado Miscible con Empuje de N_2 , Campo Fordoche.

El Campo Fordoche fue descubierto en 1.966 en los Estados Unidos de Norte América. El yacimiento se caracteriza por una permeabilidad promedio muy baja (1 a 10 md). Durante la producción primaria, 2 capas de arenas con presiones iniciales de fondo oscilando entre 8.400 a 11.000 psi fueron experimentando un rápido agotamiento en la presión, influyendo en la disminución de la producción. La producción acumulada para 1.969 estuvo alrededor de 19.5 MM bbl.

Inicialmente en 1.969, Gas Natural a altas presiones fue inyectado, el incremento en los costos del gas natural volcó el proyecto a inyección de mezclas de Gas Natural y N_2 , producido por plantas de separación criogénica del aire.

3.4.2.5 Miscibilidad, Campo Painter

El Campo Painter fue descubierto en 1.977 en los Estados Unidos de Norte América. La inyección de gas natural comenzó en 1.978, mientras que la inyección de N_2 y agua comenzó en 1.980. El petróleo y el gas original en sitio se estimó para 1978 en más de 165 MM bbl y 640 B pcn, respectivamente. La expansión de la capa de gas y la recuperación de petróleo fue estimada en 45 MM bbl o 27% del petróleo original en sitio. El agotamiento primario mas el empuje por agua y la capa de gas fueron calculados para recobrar 88 MM bbl o 35 % del petróleo original en sitio.

Este yacimiento para la fecha de la inyección de N_2 tenía una gran capa de gas condensado sobre una columna de petróleo. El N_2 fue inyectado en la parte más alta de la capa de gas. La gravedad estabilizó el avance del frente de N_2 , teniéndose altas eficiencias de barrido y desplazamiento miscible. La inyección de agua en el acuífero se realizaba para prevenir que el petróleo migrara hacia el acuífero.

El N_2 de este proyecto fue producido por plantas de separación criogénica del aire en el campo, 94 MM pcn/d de N_2 es inyectado. El desplazamiento miscible con N_2 , y la inyección de agua en el acuífero, incrementaran el último recobro a 113 MM bbl o 68 % del petróleo original en sitio.

En este caso se llevó a cabo un proyecto simultáneo de inyección de N_2 miscible para el mantenimiento de la presión del yacimiento. En este yacimiento se tomó ventaja de las distintas densidades entre el N_2 y los fluidos de la capa de gas y del alivio vertical de éste.

Es importante mencionar que en la actualidad no se tiene conocimiento de continuidad de estos proyectos, infiriéndose que la puesta en marcha de estos proyectos se debió a proyectos pilotos para evaluar que tan rentable era la evaluación de N_2 , o la inestabilidad en los precios del Gas Natural y el crudo se estabilizó, optándose así por la continuidad en la inyección de Gas Natural.

3.4.3 Planes y Aplicaciones Recientes de Inyección de N_2

La revisión bibliográfica con las herramientas disponibles en la *UCV*, (básicamente base de datos de artículos de la *SPE*) y en Internet, referente a las aplicaciones en campo de proyectos de inyección de N_2 presenta una discontinuidad entre mediados de los 80 hasta el 1997 donde básicamente no se obtuvieron reportes de nuevas aplicaciones en campo. Se estima que la inyección de N_2 en este lapso de tiempo pudo no ser tan activa como en los períodos anteriores. Sin embargo, debido a la limitación de acceso a otras bases bibliográficas esta posibilidad no pudo ser confirmada.

En esta sección se revisan tres proyectos recientes de inyección de N_2 (uno al nivel de aplicación de campo y dos en fase de estudio), dichos proyectos son: Cantarell (Akai), 1996¹⁵ (México), Campo Gandhar Field, 2001¹⁶ (India) y nuestro caso de estudio Campo El Furrial, 2002³⁰. A continuación se hace una breve reseña de cada campo (En el caso de El Furrial véase apéndice 3 donde se dan los detalles de este campo).

El Campo Cantarell fue descubierto en 1976, es el mayor campo petrolero de México. Compuesto de 4 campos: Akal, Nohoch, Chac, y Kutz, ubicado a 60 millas costa afuera (80 km) de la Bahía de Campeche, presentando un crudo pesado Maya el cual contiene azufre y metales. Produjo inicialmente del campo Akal con 29000 bbl/d por pozo, presentó un decaimiento rápido de presión, iniciándose así en 1997 el proyecto de inyección de N_2 para mantenimiento de presión, el N_2 fue seleccionado por su disponibilidad, costo, infraestructura, impacto ambiental, seguridad y aspectos de yacimiento, el sistema de inyección utilizado, posee planta generadora de nitrógeno de 1200 MM pcn/d, plataforma de inyección con 7 pozos inyectoras, y 233 km de

tuberías. Su producción estimada para 2003 es más de 1.3 millones de barriles por día y las estrategias planteadas para este campo son las siguientes:

- Incorporar reservas adicionales de hidrocarburos
- Aprovechar el gas natural producido con el crudo
- Incrementar la producción de crudo y gas
- Perforar 214 pozos y completar otros 50
- Construir 400 km de ductos
- Construir 28 plataformas
- Modernizar la infraestructura

El Campo Gandhar fue descubierto en 1.986, es una de los mayores campos petrolero de la India, presentando un crudo liviano de 42 °API y una gran capa de gas. Hasta la actualidad ha producido 9,768 MM bbl, presentó un decaimiento de presión, iniciándose así en 1991 el proyecto de inyección de agua para el mantenimiento de la presión, en 1.997 se seleccionó al Gas Natural como fluido de inyección para lograr una mejor recuperación del petróleo en sitio. Para 2.001 estudio la factibilidad de inyectar N_2 en la capa de gas, para así recuperar un 40.5% del petróleo en sitio para el 2.015 y un 20.7% de la capa de gas también para el mismo año. La selección del N_2 se debió a sus grandes ventajas, y a su disponibilidad, costo, infraestructura, impacto ambiental, seguridad y aspectos de yacimiento, el sistema de inyección utilizado consiste en la inyección de 17,304 MM pcn/d de N_2 , con 7 pozos inyectoros. A continuación se presenta una tabla comparativa (Tabla 3.10) de los Campos descritos anteriormente.

Tabla 3.10 Características de Yacimientos Recientes de Inyección de N_2

Propiedades/ Características		Ghandhar ¹⁵	Cantarell ¹⁶ (Akal)	Furrial ³⁰
<i>Petróleo</i>				
Gravedad Composición	(°API)	42 Alto porcentaje de hidrocarburos livianos	22 Alto porcentaje de hidrocarburos medianos	26 Alto porcentaje de hidrocarburos medianos
<i>Yacimiento</i>				
Presión Inicial	(lpc)	4300	1707	10450-11020

Tipo de Formación			Arenisca con alto fracturamiento	Arenisca con alto callamiento
Espesor Neto	(pies)	Arenisca 493	3650	700
Permeabilidad	(md)	10-250	50-2000	50-1450
Porosidad	(%)	14-22	10	12-15
Temperatura	(°F)	262	220	290
POES	(MMbbl)	0,0482110	13500	7500
Método de Recuperación Mejorada				
Inyección de Agua	Mbblw/d	8000		450000
Año		1991		1992
Inyección de Gas	MMpcn/d	3,17		450
Año		1997		1998
Proyecto de Inyección de N₂				
Volumen a inyectar	MMpcn/d	17,3	1200	400

Los campos expuestos en la Tabla 3.10 corresponden a crudos livianos y medianos que presentan similitud en el tipo de formación. Tanto Cantarell como Furrial corresponden a campos considerados gigantes por el gran tamaño de sus reservas. Los otros parámetros expuestos muestran marcadas diferencias, lo cual hace difícil realizar una comparación más precisa entre los campos. La inyección de N₂ para los tres campos se presenta como una alternativa viable para el mantenimiento de la presión y así obtener una máxima recuperación del petróleo en sitio.

4 CAPITULO IV

Fundamentos Teóricos de una Evaluación Económica de Proyectos de Producción de Petróleo.

Este capítulo tiene como objetivo definir teóricamente las bases tomadas en cuenta para la realización de una evaluación económica de proyectos de producción de petróleo.

4.1 Generalidades de la Evaluación Económica de Proyectos^{26,27}

Cuando se procede a evaluar los proyectos en ingeniería es necesario tomar en consideración tanto el aspecto técnico como el económico, es decir, se considera el proyecto más rentable aquel que satisface las necesidades con el mejor rendimiento posible y a la vez con el menor costo. De esta forma el objetivo principal de una evaluación económica es medir las ventajas y desventajas de un proyecto al compararlo con otros, con el propósito de utilizar los recursos disponibles en aquellos proyectos que sean más factibles.

Entre los diferentes tipos de evaluación de proyectos, existe la evaluación incremental o diferencial. Este tipo de evaluación presenta un enfoque de comparación entre 2 proyectos y permite determinar la factibilidad técnico-económica entre implantar un nuevo proyecto o continuar con el existente.

El aspecto relevante para determinar la factibilidad económica entre las opciones en estudio es la diferencia futura que pueden presentar éstas. Por lo tanto es necesario considerar los siguientes factores:

- Inversiones efectuadas.
- Tasa de Producción.
- Precios.
- Costos.

4.2 Metodología General de Evaluación de Proyectos^{26,27}

La metodología en la evaluación de proyectos se realiza mediante un modelo matemático-financiero, en el cual se simula las variables económicas y financieras asociadas a cada proyecto durante su operación futura. Esta metodología relaciona los elementos básicos de un negocio como lo son: la inversión, los ingresos y los gastos. Todo esto con la finalidad de obtener como resultados unos indicadores que reflejen la efectividad económica del proyecto bajo un entorno de riesgo determinado. Esta metodología es utilizada en los proyectos de la industria petrolera para la evaluación de cada proyecto en particular. Los conceptos y componentes relacionados a esta metodología se detallan a continuación:

4.2.1 Flujo de Caja

El flujo de caja es el resultado de la cantidad de dinero que ingresa y egresa del capital del inversionista (Ec. 4.1), este puede ser determinado para cualquier período: semana, mes, año, etc.

El dinero que ingresa en caja proviene de las ventas que se realizan y se denomina flujo de ingresos, mientras que el dinero que egresa de caja, se realiza a través de pagos y es llamado flujo de egresos.

$$\text{Flujodecaja} = \text{FlujodeIngresos} - \text{FlujodeEgresos} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

El flujo de ingresos lo componen todas aquellas entradas líquidas generadas por el proyecto, representadas por las ventas de producción, servicios, etc., de manera similar, el flujo de egresos lo componen todas aquellas salidas líquidas que se requieren para la ejecución del proyecto. En la industria petrolera, este se compone principalmente por la inversión, los costos de personal, los costos por mantenimiento y operación, los impuestos, las regalías, el capital de trabajo, etc. El detalle para cada uno de estos componentes y su respectiva forma de cálculo se presenta a continuación:

4.2.1.1 Inversiones

Es el capital necesario para la ejecución del proyecto a evaluar.

4.2.1.2 Ingresos

Se conocen como ingresos los beneficios económicos potenciales que puedan generar los proyectos, éstos se determinan en base al valor de las ventas potenciales de:

- Crudo.
- Gas.
- Carbón.
- Productos derivados.
- Tecnologías y servicios que se espera realizar.

4.2.1.3 Costos

Son todos aquellos costos o gastos necesarios para mantener la operatividad del proyecto durante su vida de producción, y se compone principalmente de los siguientes componentes:

- **Capital de Trabajo:** representa el valor monetario necesario para la puesta en marcha del proyecto y su operación normal.
- **Costo de Operación y Mantenimiento:** representa todos aquellos gastos necesarios para la operación y mantenimiento del proyecto en evaluación.

- **Depreciación:** representa al valor estimado de uso de los activos que componen la propuesta durante su vida útil.
- **Impuesto de explotación o regalía:** Tributo que se paga al estado por el derecho de explotación de los yacimientos, a manera de compensación por el agotamiento de los depósitos de hidrocarburos. La tasa vigente de este impuesto equivale a un 30% del valor mercantil del petróleo extraído fiscalizado, y un 20% del valor mercantil de los hidrocarburos líquidos producidos/derivados del gas natural.

El valor mercantil: es el precio que tiene los hidrocarburos a boca de pozo, los cuales dependen fundamentalmente de la calidad de los mismos, para el caso de los hidrocarburos líquidos, el valor mercantil es función de los precios de los crudos marcadores o de referencias y de su gravedad API, el cual se puede determinar según las siguientes ecuaciones²⁸:

$$VM = 0,945 * PRL - 1,340 \quad \text{°API} < 10 \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$VM = 0,945 * PRL + 0,268 * (G - 15,0) \quad 10 \leq \text{°API} < 22 \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$VM = 0,945 * PRT + 0,280 * (G - 26,0) \quad 22 \leq \text{°API} < 30 \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$VM = 0,945 * PRJ + 0,268 * (G - 31,0) \quad 30 \leq \text{°API} < 42 \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$VM = 0,945 * PRJ + 0,2948 \quad 42 \leq \text{°API} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Donde:

VM: Valor Mercantil del Crudo (US\$/bbl).

PRL: Precios de Referencia del Lagunillas 15 °API.

PRT: Precios de Ref. del Tía Juana Mediano 26 °API.

PRJ: Precios de Ref. del Tía Juana Liviano de 31 °API.

G : Gravedad API del crudo extraído

El cálculo del valor mercantil del gas natural depende fundamentalmente del valor de sus derivados y de los costos de operación, como se muestran en la Figura 4.1.

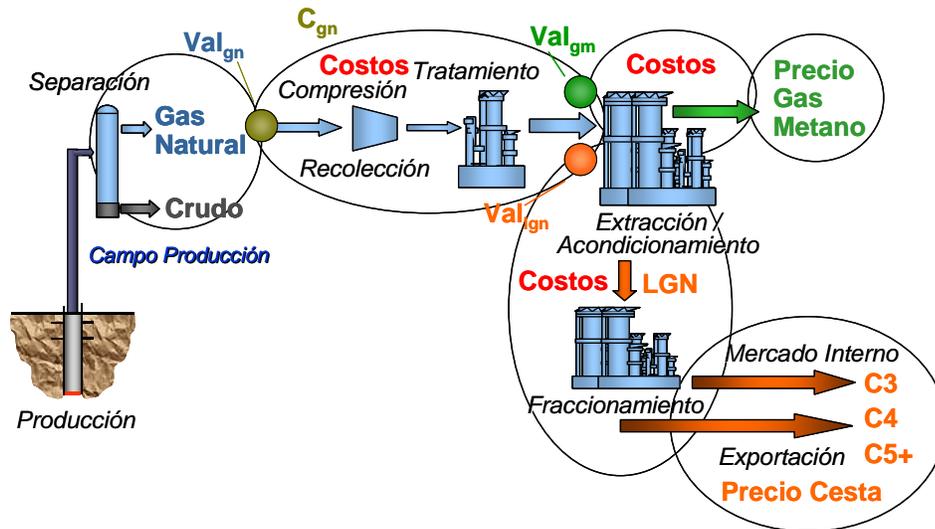


Figura. 4.1 Determinación del Valor Mercantil del Gas Natural

A continuación se presentan las ecuaciones utilizadas para calcular el valor mercantil de gas natural ($Val_{gas\ natural}$)²⁸:

$$Val_{gas\ natural} = Val_{gm} + Val_{LGN} + C_{GN} \quad (Ec. 4.7)$$

$$Val_{gm} = Precio_{gm} \times \left(\frac{\sum_{i=1}^{i=n} \%Molar_i \times P_{cal}_i \times [1 - FR_i]}{1000} \right) - C_{Acond.} \quad (Ec. 4.8)$$

$$Val_{LGN} = \left(\frac{\sum_{i=1}^{i=n} \%Molar_i \times 1000 \times FR_i}{42} \times \left(\frac{PCG_{gas}}{Gal_{Liq}_i} \right) \right) \times (Precio_{Prom\ LGN} - C_{Extrac.} - C_{Frac.}) \quad (Ec. 4.9)$$

$$C_{GN} = C_{Recol} - C_{Comp} - C_{Trat} - C_{Transp} \quad (Ec. 4.10)$$

Donde:

Val_{gm} : Valor del gas metano (US\$/Mpc_{gas natural}).

$Precio_{gm}$: Precio del gas Metano (US\$/Mpc_{metano}).

$\%Molar_i$: Composición Molar del compuesto i del gas natural.

P_{cal} : Poder calorífico del componente i (Btu/pc).

FR_i : Factor de Recobro del líquidos i .

$C_{Acond.}$: Costos del Acondicionamiento Metano (US\$/Mpc_{gas natural}).

Val_{LGN} : Valor de Líquido del Gas Natural (US\$/Mpc_{gas natural})

$\left(\frac{PCG_{gas}}{Gal_{Liq}_i} \right)$: Inverso del GPM de compuesto i (Mpc_{gas} / Gal líquido)

Precio_{Prom LGN} : Precio promedio del Líquido de Gas Natural (US\$/bbl_{LGN}).

C_{Extrac} : Costo de Extracción de líquidos (US\$/bbl_{LGN}).

C_{Frac} : Costo de Fraccionamiento de líquidos (US\$/bbl_{LGN}).

C_{GN} : Costo del Gas Natural (US\$/Mpc_{gas natural}).

C_{Recol} : Costo de Recolección (US\$/Mpc_{gas natural}).

C_{comp} : Costo de Compresión (US\$/Mpc_{gas natural}).

C_{Trat} : Costo de Tratamiento (US\$/Mpc_{gas natural}).

C_{Transp} : Costo de Transporte (US\$/Mpc_{gas natural}).

- **Impuesto Sobre La Renta** : representa el valor estimado, por concepto de pagos de impuesto el cual actualmente corresponde a un 50% de la ganancia bruta del proyecto, en la industria petrolera se efectúa de la siguiente manera:

$$\text{Cálculo del ISLR} = (\text{Ingreso} - \text{Costo}) * \% \text{ISLR} \quad (\text{Ec.4.11})$$

4.2.2 Flujo de Caja Neto

Los flujos de cajas representan la ganancia neta del proyecto.

$$FC = \text{Ingresos} - \text{Costo} - \text{ISLR} - \text{Inversiones} \quad (\text{Ec.4.12})$$

4.2.3 Horizonte Económico

Se refiere al período de tiempo establecido durante el cual se calcularán los flujos de caja de una propuesta de inversión. Incluye el período de inversiones y el período de operación.

4.2.4 Tasa de Descuento

Está representada por el valor al cual un inversionista está dispuesto a arriesgar su capital. La tasa de descuento es diferente para cada proyecto dependiendo de las características de la empresa, las expectativas de cada inversionista y el riesgo asociado a cada inversión.

La industria petrolera utiliza una tasa de descuento promedio que considera el costo del capital, cubre el riesgo promedio que puedan generar proyectos de diferente índole, así como una cuota de participación para los proyectos que no generan ingresos.

4.3 Indicadores Financieros

Los diversos indicadores que se utilizan en el análisis de resultados de las evaluaciones económicas ofrecen una orientación acerca de la factibilidad económica del proyecto. En principio, estos indicadores se agrupan en dos categorías: indicadores dinámicos e indicadores estáticos, los cuales pueden ser o no considerados.

4.3.1 Indicadores estáticos:

No consideran el valor del dinero en el tiempo, se utilizan únicamente como una evaluación preliminar a fin de determinar en una primera instancia, la posible conveniencia de la ejecución de un proyecto. Entre estos indicadores se encuentran:

4.3.1.1 Flujo de Caja Neto Acumulado.

Consiste en sumar todos los cobros realizados menos todos los pagos efectuados durante el horizonte económico del proyecto.

4.3.1.2 Período de Recuperación de la Inversión.

Consiste en calcular los años en que el proyecto tarda en recuperar la inversión inicial.

4.3.2 Indicadores dinámicos:

Consideran el valor del dinero en el tiempo, representan en forma más exacta, el comportamiento de los flujos de caja de los modelos financieros, los más comunes son:

4.3.2.1 Valor Presente Neto (VPN)

Consiste en descontar el valor del flujo efectivo neto de cada periodo de la propuesta a su valor equivalente al período de inversión inicial, utilizando una tasa de descuento previamente establecida. Si el valor presente neto es mayor o igual a cero, la propuesta satisface los requerimientos exigidos y por lo tanto es aceptada. Esto significa que la inversión es recuperable a la tasa de descuento establecida y en el período de tiempo esperado. Si por el contrario el valor presente neto es menor que cero, entonces la propuesta es rechazada por no satisfacer las exigencias mínimas previstas. Matemáticamente, puede expresarse de la siguiente manera:

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{(FC)_i}{(1+Td)^i} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Donde:

- FC : Flujo de Caja
- Td : Tasa de descuento
- n : Horizonte económico
- i : Años

4.3.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define TIR, como aquella tasa que iguala el valor presente de los flujos netos de todos los años del horizonte de evaluación con la inversión inicial, y cuyo VPN es igual a cero.

La TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos.

Partiendo de la definición anterior y utilizando la ecuación (4.12) para el cálculo de VPN se tiene:

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{(FCi)}{(1+TIR)^i} = 0 \tag{Ec. 4.14}$$

Donde:

TIR: Tasa Interna de Retorno

Para que un proyecto pueda considerarse atractivo utilizando el método de la TIR, el resultado de este indicador debe superar la tasa mínima de rendimiento que tenga la empresa o exigida para el proyecto.

4.3.2.3 Valor Anual Equivalente (VAE)

El valor anual equivalente es otra base de comparación con características similares al método del valor presente, diferenciándose en que el VAE es una serie de pagos anuales de igual valor, mientras que el VPN es un pago al final de la vida del proyecto. Se representa matemáticamente de la siguiente forma:

$$VAE = \frac{VPN * i * (1+i)^n}{((1+i)^n - 1)} \tag{Ec. 4.15}$$

Donde:

i : Tasa de descuento / 100

n : Años

Este indicador se utiliza para comparar proyectos con diferentes horizontes económicos

4.4 Análisis de Sensibilidades²⁸

El análisis de sensibilidad es el método no probabilístico más útil y más utilizado, para estimar proyectos. Consiste en determinar que tan sensible es el proyecto ante variaciones de uno o mas parámetros o, en otras palabras, muestra el efecto que sobre la rentabilidad tienen las variaciones en los pronósticos de las variables relevantes. La variación de los parámetros más susceptibles afecta en gran modo, el resultado de la evaluación, además por contener distintos grados de error en su estimación, permitirá decidir sobre la necesidad de realizar estudios más profundos a objeto de mejorar las estimaciones y reducir el riesgo asociado.

Existen dos formas de realizar el análisis de sensibilidad: determinando matemáticamente hasta dónde pueden modificarse las variables para que el proyecto siga siendo rentable o haciendo cambios en los valores de las variables para medir el efecto en los indicadores financieros del proyecto. Los pasos para realizar un análisis de sensibilidad son:

- Determinar las variables a incluir en el análisis. En este sentido, es importante seleccionar aquellas variables que pueden tener mayor incidencia en los resultados económicos del proyecto, ya que no tendría ningún sentido sensibilizar variables cuyo cambio no se prevé factibles en el período correspondiente al horizonte económico.
- Estimar el intervalo de variación para cada una de ellas.
- Calcular individualmente los resultados de los indicadores financieros a medir para diversos valores dentro del intervalo de variación.

En la Figura 4.2, se muestra la representación gráfica del análisis de sensibilidad.

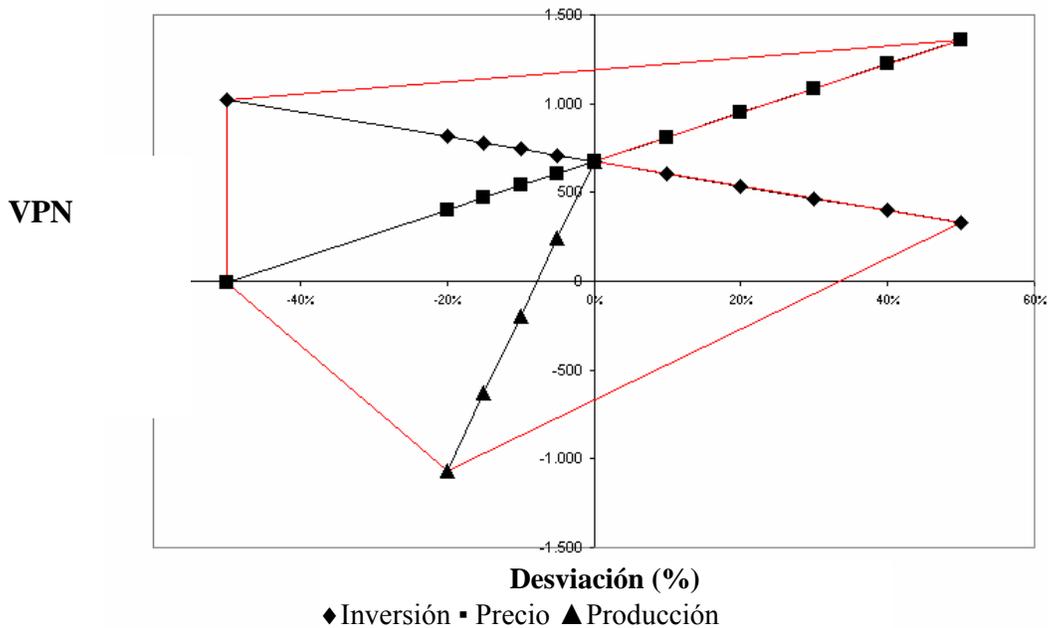


Figura. 4.2. Gráfico de Sensibilidad.

4.5 Análisis de Riesgo

El análisis de riesgo de un proyecto se define como el proceso de obtener distribuciones de probabilidades para características específicas destinadas a una propuesta de inversión, por lo general, se hacen distribuciones de probabilidad para el valor presente, el valor anual o la tasa de rendimiento de una propuesta de

inversión individual. En consecuencia se requieren distribuciones de probabilidad para variables aleatorias tales como los flujos de efectivo, el horizonte económico y la tasa de descuento.

Uno de los métodos de análisis de riesgo probabilística más utilizados es el Árbol de Decisiones, el cual será aplicado en este trabajo especial de grado.

4.5.1 Árbol de Decisiones²⁹.

El árbol de decisión es una técnica gráfica que permite representar y analizar una serie de decisiones futuras de carácter secuencial a través del tiempo, como se puede observar en la siguiente Figura 4.3.

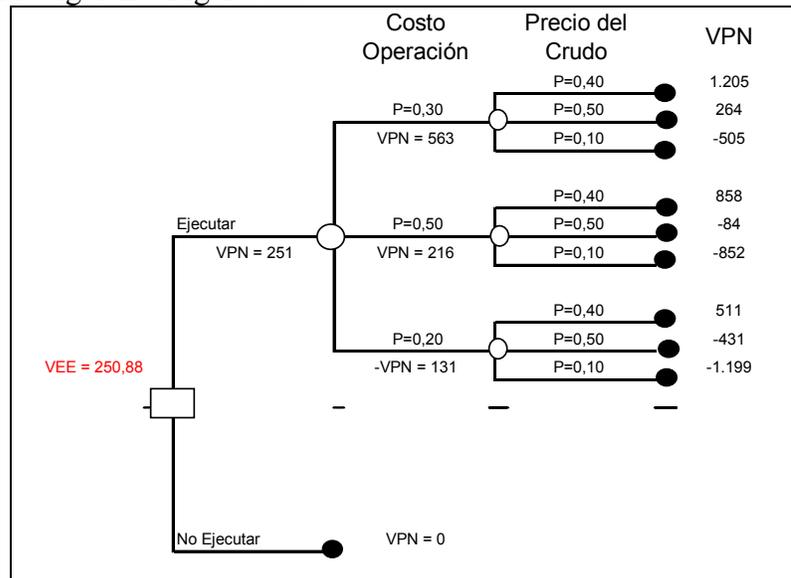


Figura. 4.3 Árbol de Decisiones.

Cada decisión se representa gráficamente por un cuadrado con un número dispuesto en una bifurcación del árbol de decisión. Cada rama que se origina en este punto representa una alternativa de acción. Además de los puntos de decisión, en este árbol se expresan, mediante círculos, los sucesos aleatorios que influyen en los resultados. A cada rama que parte de estos sucesos se le asigna una probabilidad de ocurrencia. De esta forma, el árbol representa todas las combinaciones posibles de decisiones y sucesos, permitiendo estimar un valor esperado del resultado final, como un valor neto, utilidad u otro.

5 CAPITULO V

Evaluación Técnico/Económica de la Inyección de N_2 Como Sustituto del Gas Natural.

En este capítulo se presenta en forma detallada la metodología empleada, las premisas tanto técnicas como económicas para analizar al N_2 como sustituto del Gas Natural en la recuperación mejorada de petróleo y los resultados económicos de la aplicación de esta metodología en el Norte de Monagas, específicamente el yacimiento Naricual Superior/Medio del Campo El Furrial.

Este yacimiento fue seleccionado básicamente por las siguientes razones:

- Desde hace 5 años el yacimiento ha sido sometido a un proceso de inyección de Gas Natural por la cresta.
- El volumen de Gas Natural seco que es inyectado es alto (450 MMpcn/d^{30}), el cual pueda disponerse para reducir el déficit de gas natural que sufre el país en la actualidad.
- El yacimiento cumple con los criterios sugeridos para la aplicación de un proceso de inyección de nitrógeno (véase Tabla 3.7, Capítulo 3).
- En el capítulo 2 de éste estudio se presentó la información referente a las características del Norte de Monagas-Campo El Furrial.

5.1 Metodología

La metodología desarrollada se enfocó en la comparación de dos procesos:

- Inyección de Gas Natural seco
- Inyección de N_2

Para ello se efectuó una evaluación diferencial entre estos dos procesos, para así saber cual de ellos resultaría desde el punto de vista económico, el más rentable. Esta metodología fue plasmada en un modelo matemático desarrollado en Visual Basic para Microsoft Excel[®], el cual realiza de manera automatizada:

- La evaluación económica diferencial entre los dos procesos de inyección de gas.
- el estudio de sensibilidad de las variables con mayor incertidumbre
- el análisis de Riesgo (Árbol de Decisiones)

La Figura 5.1. esquematiza claramente como el modelo determina la factibilidad técnico-económica. Como se puede observar en la figura, el estudio diferencial se

realiza restando la alternativa de Inyección de N_2 menos la opción actual de operación con Gas Natural, por lo tanto si los resultados económicos fueran positivos, la propuesta de sustituir Gas Natural por N_2 será la más atractiva desde el punto de vista económico, en el caso contrario la mejor alternativa sería la situación actual de operación (Inyección de Gas Natural) y si los indicadores fueran iguales a cero, estas propuestas serían económicamente equivalentes.

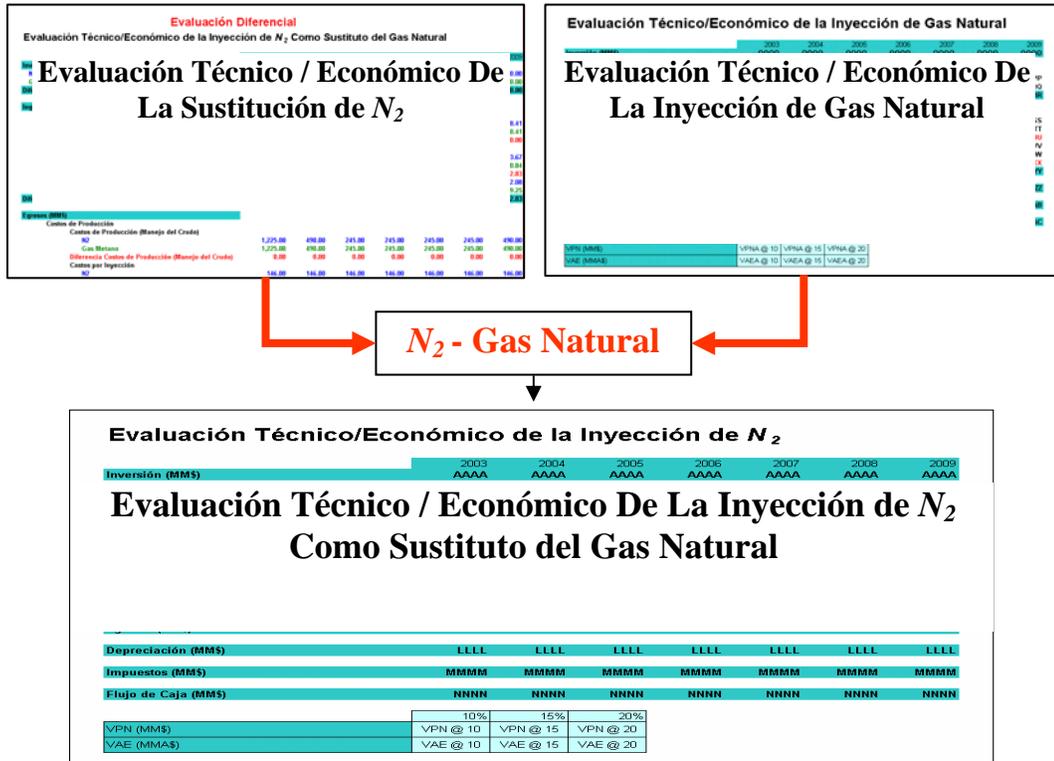


Figura. 5.1 Representación de la Evaluación Económica Diferencial.

5.1.1 Premisas

Para la realización de este estudio se asumieron diversas premisas tanto técnicas como económicas, las cuales servirán de fundamentos para la evaluación diferencial del Caso Base, entendiéndose como caso base, el escenario desde el punto técnico-económico más conservador.

5.1.1.1 Premisas Técnicas

Premisas técnicas consideradas dentro del modelo económico diferencial:

- Para ambos procesos se preserva el esquema actual de mantenimiento de presión, por lo tanto:

- Se mantiene la misma tasa de inyección de Agua³⁰, en los dos procesos de inyección Gas Natural y N_2 .
- La tasa de inyección de ambos gases será la misma a condiciones de yacimiento, como se explicó en el Capítulo 3, esta premisa implica inyectar:
 - 450 MM pcn/d³⁰ de Gas Natural de inyección.
 - 400 MM pcn/d de N_2
- Debido a que durante los 5 años de inyección de gas en Furrial, se ha creado una capa de gas en la cresta del yacimiento, se presume que al sustituir el Gas Natural por N_2 , este último debería actuar empujando a la capa de gas natural por lo que el yacimiento no debería notar la diferencia en el cambio de gases. Por lo tanto se asume Igual producción de petróleo, en los dos procesos de inyección Gas Natural y N_2 . Echeverría *et al.* (2002)³⁰ reportan la predicción acumulada a 20 años manteniendo un esquema de inyección continua de gas natural por la cresta y agua en los flancos del yacimiento (ver capítulo dos). En la Figura 5.2, se presenta la tasa de producción anual de petróleo y la producción acumulada durante el período de estudio. Es de hacer notar que para tomar en cuenta una desviación de esta premisa se hizo un análisis de sensibilidad sobre esta variable.
- Gravedad API del Crudo: 26 API
- Una Relación Gas-Petróleo de 1.300 pcn/bbl.
- Composición Molar del Gas Natural de producción (véase Tabla 5.1)

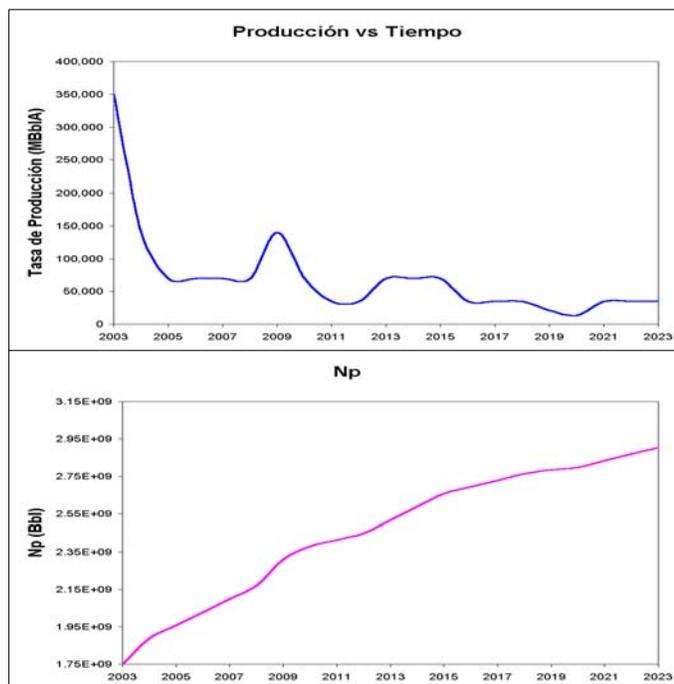


Figura. 5.2 Tasa de Producción y Producción Acumulada³⁰.

Tabla 5.1 Composición Molar del Gas Natural

Componentes	%v/v
Metano (C ₁)	67,68%
Etano (C ₂)	12,71%
Propano (C ₃)	9,01%
i-Butano (iC ₄)	1,55%
n-Butano (nC ₄)	2,75%
i-Pentano (iC ₅)	0,75%
n-Pentano (nC ₅)	0,64%
Hexanos (C ₆)	0,44%
Heptanos (C ₇)	0,22%
Octanos (C ₈)	0,06%
Nonanos (C ₉)	0,01%

Decanos (C ₁₀)	0,00%
CO ₂	3,80%
Nitrógeno	0,38%
Σ	100,00%

Fuente: Composición del Gas de Separador-Pozo Ful-12.El Furrial

5.1.1.2 Premisas Económicas

Se va a realizar una evaluación económica diferencial, por lo cual se considera dentro de las mismas las inversiones, ingresos y costos diferenciales entre la situación actual (Inyección de Gas) y la sustitución por N₂. Dentro de las premisas técnicas se está manteniendo la inyección de agua, por ello, no se van a considerar ni los beneficios ni los costos relacionados con este punto, a continuación se detallan los parámetros seleccionados para realizar la evaluación económica diferencial.

- **Horizonte Económico:** 20 años.
- **Moneda:** Dólar (\$) constante.
- **Paridad Cambiaria:** 1.920 US \$/Bs.
- **% Regalías para el Crudo:** 30%.
- **% Regalías para el Gas Natural:** 20%.
- **% ISLR:** 50%.
- **Tasa de descuento** de 10,15 y 20 %, tanto para el Valor Presente Neto (VPN) como para el Valor Anual Equivalente (VAE), la Tasa Interna de Retorno no se considera, ya que no se esta realizando ninguna inversión.
- **Inversiones:**
Se considera que los pozos inyectores de gas se utilizarán como inyectores de N₂, y las plantas de Inyección Gas Furrial (IGF), se utilizarán para inyectar N₂ sin ninguna modificación. Por lo tanto no se considerará inversión adicional en la infraestructura para la sustitución por N₂, concluyendo que el Δ Inversiones = 0
- **Ingresos**
Crudo: En las bases técnicas se considera que la producción de petróleo para ambos procesos de recuperación mejorada son iguales, el beneficio económico diferencial por la venta de crudo, se estimará igual a cero, obteniendo un Δ Ingresos por Venta de Crudo = 0; a continuación se muestran los valores del precio de crudo que se utilizarán en esta evaluación (véase Tabla 5.2).

Tabla 5.2 Precio de Crudo (US\$/Bbl)³¹

Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008 ⁺
Precio	25,79	26,36	26,94	27,52	28,11	28,70

Gas Natural: Los ingresos diferenciales por venta de gas natural, están dados por la venta de los volúmenes de gas natural seco sustituido por N_2 , resultado el Δ Ingresos por Venta de Gas Natural = Volumen de gas a sustituir multiplicado por el precio del Gas Natural Seco (CH_4), a continuación se muestran los precios del Gas Natural seco que se utilizará en esta evaluación (véase Tabla 5.3).

Tabla 5.3 Precio de Gas Natural Seco (US\$/MPCS)³²

Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008 ⁺
Precio	0,22	0,34	0,49	0,68	0,90	1,17

- **Costos de Producción**

Los costos diferenciales que se tomarán en cuenta son los costos por inyección de fluido, por lo tanto:

$$\Delta \text{Costos por Inyección} = VolN_2 * CostoN_2 - VolGN * CostoGN \quad (\text{Ec. 5.1})$$

donde:

Vol. N₂ : Volumen de Inyección del N_2 , MM pcn

Costo N₂: Precio del N_2 , US\$

Vol. GN: Volumen de Inyección del Gas Natural Seco, MM pcn

Costo GN: Precio del Gas Natural Seco, US\$

Se considera que el N_2 se compra a las condiciones de inyección a un costo de 1 US\$/Mpcn³⁵. Las inversiones necesarias para la generación de N_2 serán absorbidas por terceros.

El costo de producción por manejo de crudo, se asume en 3,50 US\$/Bbl; ya que la tasa de producción son iguales, por ende estos costos son iguales y su diferencia es igual a cero, obteniéndose un Δ Costos de Producción = 0.

- **Regalías**

Crudo: como se especifica en los ingresos para ambos procesos, el volumen de crudo es el mismo por lo tanto las diferencias serán igual a cero. Δ Regalías por Crudo = 0.

Gas Natural: con respecto a las regalías diferenciales por gas también serán igual a cero, ya que el volumen de gas en la boca de los pozos es el mismo. Δ Regalías por Gas Natural = 0.

- **Depreciación**

Ya que no existen inversiones adicionales no se considerará este cálculo dentro de la evaluación económica diferencial

5.1.2 Sensibilidades

El estudio de sensibilidad se realizó sobre los indicadores económicos, para ello se varió los costos del N_2 y del Gas Natural del caso base, un 50% por arriba y por debajo del valor fijado, exceptuando el valor de la producción de petróleo para la inyección de N_2 , que se varió un 20% por debajo, ya que variarlo por encima no es técnicamente viable.

En el caso de la inyección de N_2 , los renglones de la producción de petróleo, relacionados con la venta de crudo, gas, costos de producción y regalías son diferentes a los estimados para la Inyección de Gas Natural, por lo tanto las diferencias entre estos renglones de la evaluación económicas serán distintos a cero, como se estableció dentro de las premisas económicas del caso base.

5.1.3 Riesgo

El estudio del riesgo se basó en la variación de los parámetros del caso base, todos a la vez, tomando en cuenta la probabilidad que suceda cada evento.

Para el caso donde se evalúa la producción de petróleo, se tomaron tres escenarios que representan la eficiencia en la producción de petróleo en una relación N_{p_N2} / N_{p_Metano} los cuales son 0,90; 0,95 y 1,00 con diferentes probabilidades como son 0,40; 0,50 y 0,10 respectivamente. Estos valores de la probabilidad se asumieron después de un análisis técnico del comportamiento del N_2 en el yacimiento, ya que el N_2 al contactar al petróleo extrae los componentes livianos e intermedios del mismo, originando una disminución tanto en el factor volumétrico de formación y en la relación Gas-Petróleo, además incrementa la densidad y la viscosidad del crudo³³. Por ello a la relación N_{p_N2} / N_{p_Metano} igual a 1,00 se le da la menor probabilidad de que ocurra.

Para los costos de N_2 , igualmente se escogieron tres escenarios, los cuales son: 0,50; 1,00 y 1,50 US\$/Mpcn con sus respectivas probabilidades las cuales son: 0,30; 0,50 y 0,20; al ser los volúmenes de N_2 a inyectar considerablemente altos, los costos del N_2 pudieran disminuir y no aumentar por efecto de escalamiento (a mayor volumen inyectado, los costos deberían disminuir).

En el caso referente a los costos de Gas Natural (Metano), se escogieron tres escenarios los cuales son: 2,00; 1,17 y 0,50 US\$/Mpcn con sus respectivas probabilidades de que ocurran iguales a: 0,40; 0,50 y 0,10. Estas probabilidades se

asumieron al analizar los precios del Gas Natural publicado en Gaceta y tomando en cuenta que el costo del gas en Venezuela está regulado por el gobierno y su valor está muy por debajo del costo internacional, el cual es igual a 2 US\$/Mpcn³⁴.

Por esta razón al escenario que presenta un costo de 1,17 US\$/Mpcn, se le da una probabilidad del 50%, ya que este valor está por debajo del costo internacional y por encima del costo actual estipulado en Gaceta el cual es de 0,90 US\$/Mpcn.

5.2 Presentación y Discusión de Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de la Evaluación Técnico-Económica de la Inyección de N_2 como sustituto del Gas Natural.

5.2.1 Modelo Analítico

Como se dijo en la sección 5.1., se desarrolló un modelo analítico en Excel para evaluar desde el punto de vista económico la factibilidad de sustituir Gas Natural Seco por N_2 . Este modelo esta estructurado de la siguiente manera:

- **Entrada de Datos**, en la cual el usuario del sistema o modelo deberá introducir los siguientes datos para realizar la evaluación económica:
 1. Producción Acumulada de Crudo para la inyección de Gas Natural con respecto al tiempo, bbl
 2. Relación $N_{p_N_2} / N_{p_Gas\ Natural\ Seco}$, el cual representa la pérdida volumétrica debido a la inyección de N_2 .
 3. Precio de Crudo, US\$/bbl
 4. Precio de Gas Natural Seco, US\$/Mpcn
 5. Relación Gas – Petróleo.
 6. Volumen de Gas Natural Seco Inyectado, M pcn
 7. Volumen de N_2 Inyectado, M pcn
 8. Costos de producción unitarios, \$/bbl
 9. Costos de N_2 , \$/Mpcn
 10. Gravedad API del Crudo, °API
 11. Composición Molar del Gas Natural, % molar
 12. Precio de los Crudos Marcadores, \$/bbl
 13. Precio de los Líquidos del Gas Natural, \$/bbl
 14. % Regalías del Crudo.
 15. % Regalías del Gas Natural.

16. % Impuesto Sobre La Renta.

Como se puede observar, en la Figura 5.3:

	A	B	C	D	E	F	G
1 Años	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
2 Medida	0,200	0,250	0,270	0,280	0,290	0,300	
3 Np Metano (Ebl)	1,40E+09	1,75E+09	1,89E+09	1,96E+09	2,03E+09	2,10E+09	
4 Producción Anual Metano (MBblA)	0	350.000	140.000	70.000	70.000	70.000	
5 Relación Np N2 / Np METANO	1,00	Se asume que la producción de petróleo, disminuyo ya que la inyec					
6 Np N2 (Ebl)	1,40E+09	1,75E+09	1,89E+09	1,96E+09	2,03E+09	2,10E+09	
7 Producción Anual N2 (MBblA)	0	350.000	140.000	70.000	70.000	70.000	
8 Precio de L Crudo (\$/Ebl)	25,22	25,79	26,36	26,94	27,52	28,11	
9 Precio del Metano (\$/MPC)	0,14	0,22	0,34	0,49	0,68	0,90	
10 RGP	1.300,00	pcn/bbl					
11 Gas Metano Inyección	450.000,00	Mpcn/d					
12 N2 Inyección	400.000,00	Mpcn/d					
13 Costos de Producción por Manejo de Crudo	3,50	\$/Ebl					
14 Costo de N2	1,00	\$/MPCS	Se asume un precio de Nitrogeno de 1 \$/mpcs como v				
15 API	26,00	do					
16							
17 Determinación del Valor Mercantil del Crudo							
18 Regalias	30,00%	Regalias : Fuente Ley de Hidrocarburos Liquidos					
19 Precio de un Crudo de 15 API (\$/Ebl)	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	
20 Precio de un Crudo de 26 API (\$/Ebl)	25,22	25,79	26,36	26,94	27,52	28,11	
21 Precio de un Crudo de 31 API (\$/Ebl)	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	
22 Valor Mercantil Crudo API <= 10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
23 Valor Mercantil Crudo 10 < API <= 22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
24 Valor Mercantil Crudo 22 <= API < 30	23,83	24,37	24,91	25,45	26,01	26,56	
25 Valor Mercantil Crudo 30 <= API < 42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
26 Valor Mercantil Crudo 42 <= API	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
27 Valor Mercantil	23,83	24,37	24,91	25,45	26,01	26,56	
28							
29 Determinación del Valor Mercantil del Gas							
30 Regalias	20,00%	Regalias : Fuente Ley de Hidrocarburos Gaseosos					
31 Buscar Composición del Gas de Producción (Boca Pzo)	Composición Molar (%)	Relación (PCgas/gallq)	Poder Calorífico (Btu/PCgas)	Factor Recobro LGN	GPM ajustado por Factor Recobro (Gallq/MPCgas)	Poder Calorífico Metano ajustado por FR LGN (Btu/PCgas)	

Figura. 5.3 Ventana de la Entrada de Datos del Sistema.

- **Evaluación Económica**, en esta ventana el usuario podrá ver el estudio económico y los resultados del caso base, como se muestra en la Figura 5.4:

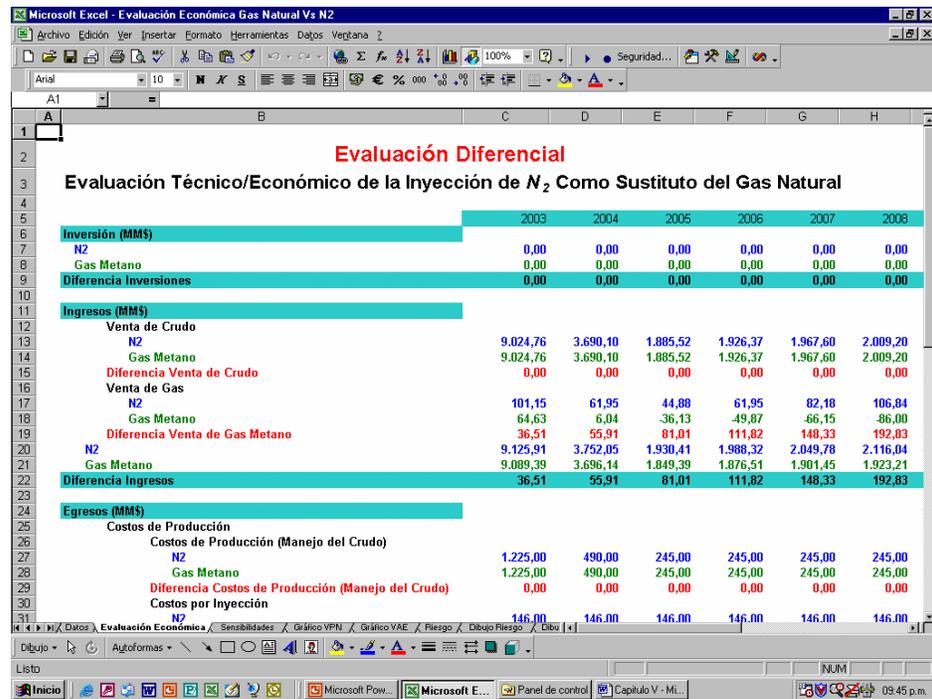


Figura. 5.4 Evaluación Económica.

- **Análisis de Sensibilidad**, en esta ventana el usuario realizará de manera automática (oprimiendo el botón Calcular), el estudio de sensibilidad de las variables con mayor incertidumbre de esta evaluación económica, como lo son: los costos de N_2 , los costos del Gas Natural Seco y la producción del crudo para la inyección de N_2 . En la Figura 5.5, se muestra la ventana del Estudio de Sensibilidad.

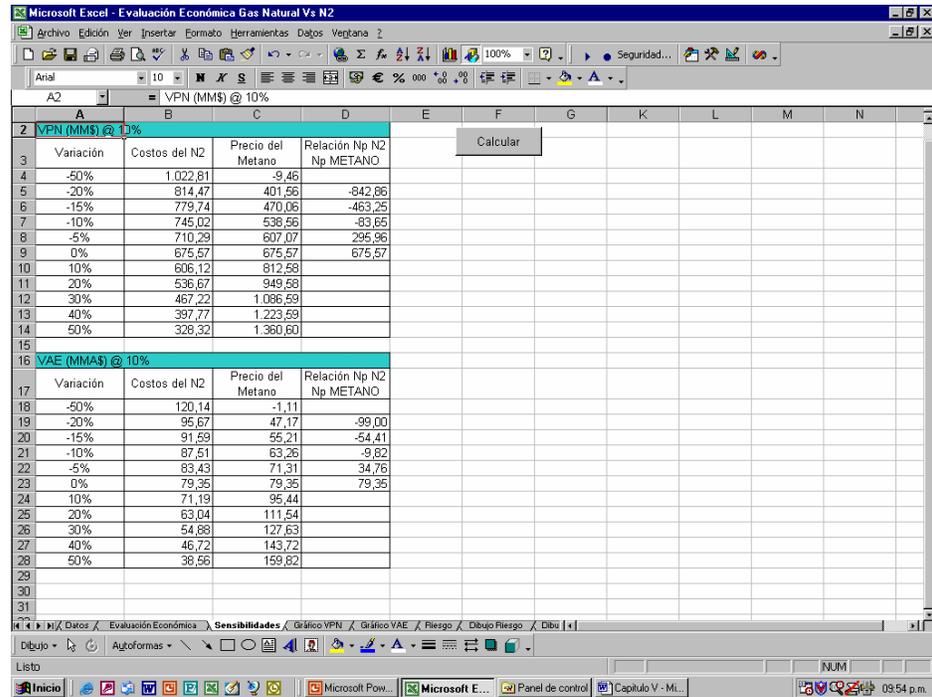


Figura. 5.5 Análisis de Sensibilidad.

- **Análisis de Riesgo**, en esta ventana el usuario realizará el árbol de decisión, el cual permitirá determinar el grado de incertidumbre que tiene el proyecto bajo un escenario de riesgo. El usuario deberá introducir la probabilidad que tiene cada uno de los escenarios planteados, como se observa a continuación en la Figura 4.6:

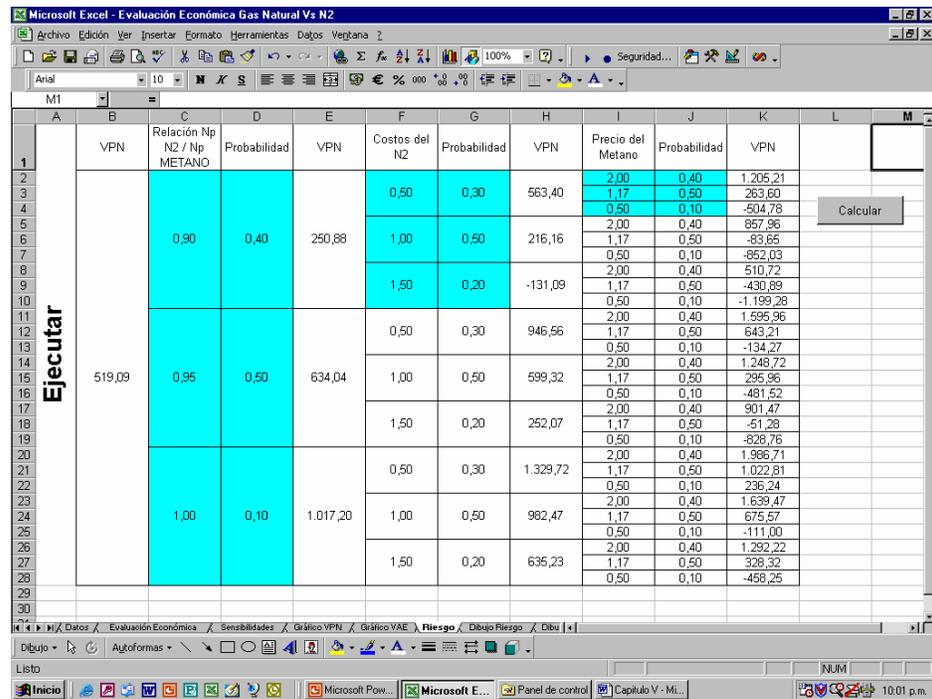


Figura. 5.6 Análisis de Riesgo.

Es de hacer notar que tanto la metodología aplicada a este estudio, como el modelo analítico desarrollado a partir de esta son genéricos para el estudio comparativo de sustituir el Gas Natural por cualquier otro gas diferente al N_2 , por ejemplo CO_2 , gases de combustión, etc. Esto representa un gran aporte para cualquier usuario en el área de producción, ya que con una mínima información técnica podrá evaluar cualquier fluido como un posible sustituto en los procesos de recuperación mejorada de petróleo.

5.2.2 Evaluación del Caso Base

Los resultados económicos basados en las premisas técnicas-económicas fijadas para el caso base reflejan que la opción de cambiar la inyección de Gas Natural por N_2 , es la alternativa con mayor atractivo económico, obteniéndose un valor incremental de 676 MMUS\$, lo que representaría un beneficio adicional de 79 MMUS\$ anuales, en un período de 20 años, estos indicadores económicos están calculados a una tasa de descuento 10%, en la Tabla 5.4 se pueden observar los resultados económicos descontados a unas tasas de 10%,15% y 20%.

Tabla 5.4 Indicadores Económicos del Caso Base

Tasas de Descuentos	10%	15%	20%
VPN (MMUS\$)	676	431	287
VAE (MMUS\$/Año)	79	69	59

5.2.3 Análisis de Sensibilidad

En las tablas 5.5 y 5.6, se pueden observar los resultados económicos del estudio de sensibilidad, los resultados con signos negativos, indican que la alternativa más rentable bajo este escenario sería la opción de Inyección con Gas Natural.

Tabla 5.5 Sensibilidad del VPN

VPN (MMS) @ 10%			
Variación	Costos del N2	Precio del Metano	Relación Np N2 Np METANO
-50%	1.022,81	-9,46	
-20%	814,47	401,56	-842,86
-15%	779,74	470,06	-463,25
-10%	745,02	538,56	-83,65
-5%	710,29	607,07	295,96
0%	675,57	675,57	675,57
10%	606,12	812,58	
20%	536,67	949,58	
30%	467,22	1.086,59	
40%	397,77	1.223,59	
50%	328,32	1.360,60	

Tabla 5.6 Sensibilidad del VAE

VAE (MM\$) @ 10%			
Variación	Costos del N2	Precio del Metano	Relación Np N2 Np METANO
-50%	120,14	-1,11	
-20%	95,67	47,17	-99,00
-15%	91,59	55,21	-54,41
-10%	87,51	63,26	-9,82
-5%	83,43	71,31	34,76
0%	79,35	79,35	79,35
10%	71,19	95,44	
20%	63,04	111,54	
30%	54,88	127,63	
40%	46,72	143,72	
50%	38,56	159,82	

En las Figuras 5.7 y 5.8 se presentan los mismos resultados, pero en forma de gráfica, la línea roja representaría el área de estudio del análisis de sensibilidad, observándose claramente que existen dos zonas dentro esta área, una zona que se encuentra por encima de los valores ceros de los diferentes indicadores, la cual representa el área donde la alternativa de Inyección de N_2 es la mas rentable. La otra zona por debajo, significa que la situación actual de operación (Inyección de Gas Natural) es la más atractiva desde el punto de vista económico. La variable mas susceptible dentro de las analizadas en estas gráficas es la relación $Np N_2 / Np Gas Natural$, ya que pequeños cambios en esta variable representan grandes cambios dentro de los indicadores económicos (Mayor Pendiente), es tanto que una disminución de 10%, haría que estas dos alternativas fueran equivalentes.

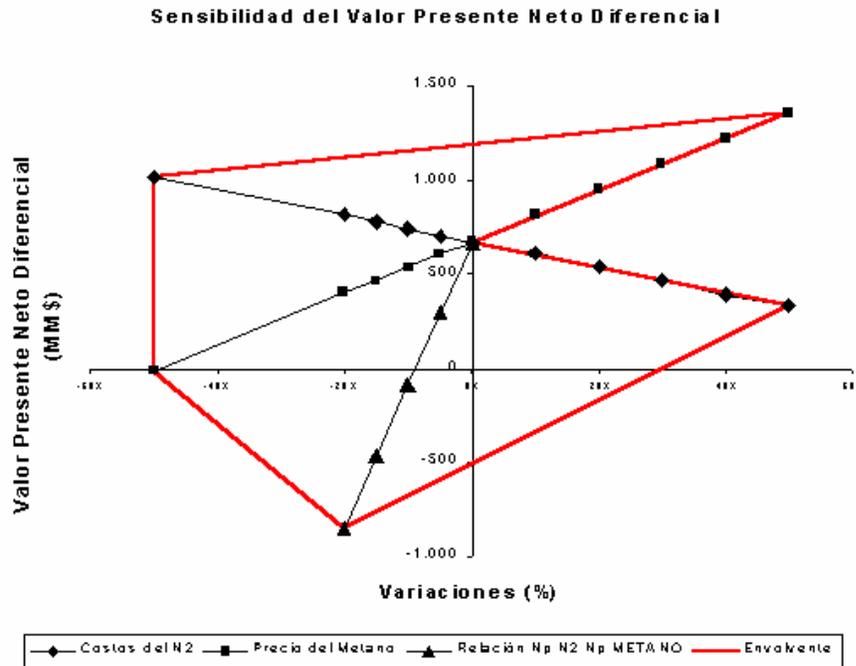


Figura. 5.7 Sensibilidad del VPN.

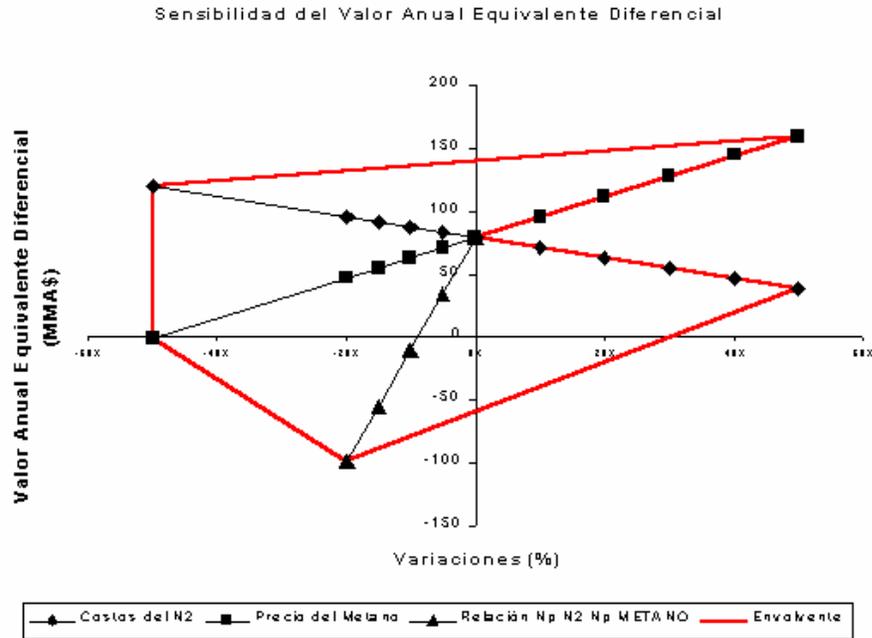


Figura. 5.8 Sensibilidad del VAE.

5.1.1 Análisis de Riesgo

En la Figura 5.9, se puede observar los resultados económicos del estudio de riesgo, utilizando la metodología del Árbol de Decisiones. El Valor Económico Esperado diferencial es de 519 MMUS\$, lo que representa que la alternativa de Inyección de Nitrógeno, a pesar del grado de incertidumbre que tienen estas variables en el proyecto sigue siendo rentable, lo que pudiera indicar que es una buena alternativa a considerar. Existe un riesgo de 23% aproximadamente de no obtener una rentabilidad adicional de 676 MMUS\$.

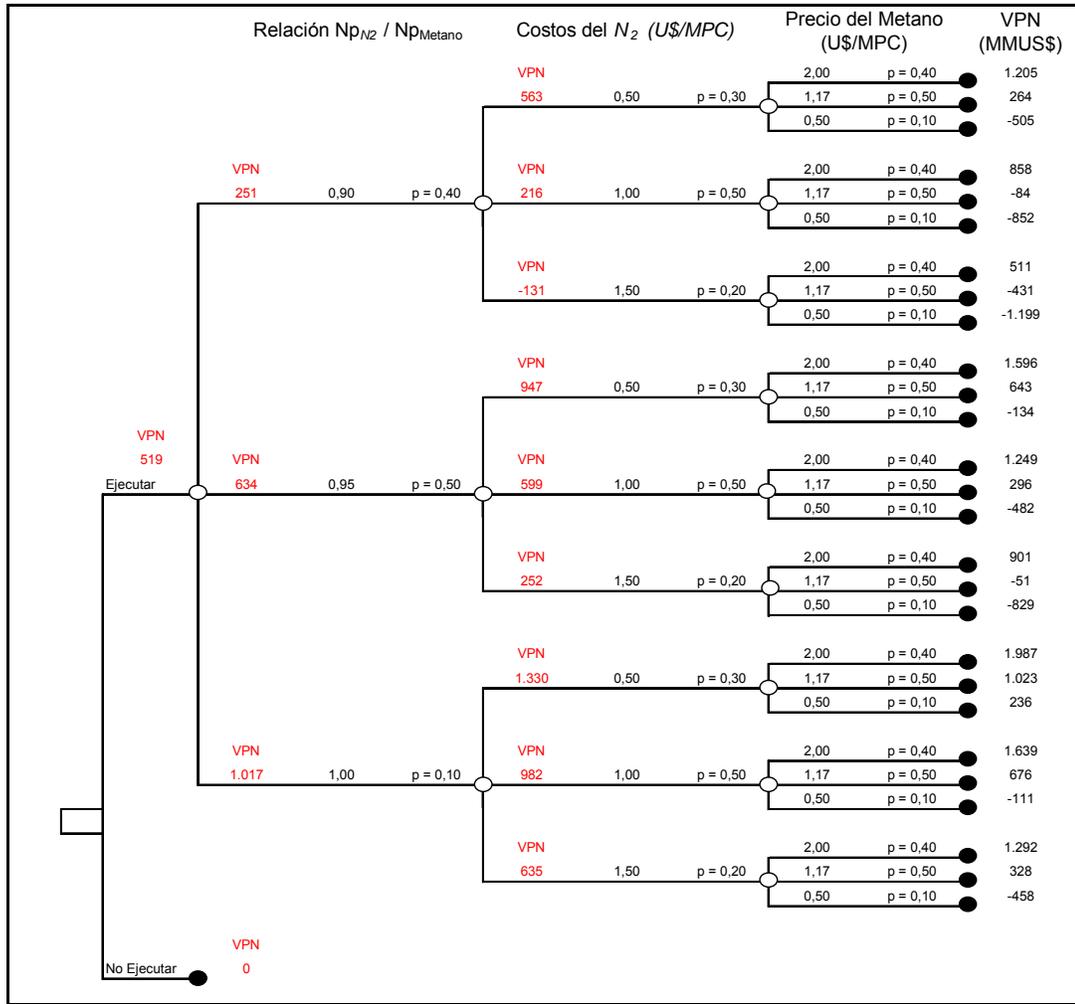


Figura. 5.9 Análisis de Riesgo. Árbol de Decisiones

CONCLUSIONES

Como resultado de la investigación realizada en este proyecto se desprenden las siguientes conclusiones:

- Se ha desarrollado, puesto en operación en plataforma Excel y aplicado a un caso real un modelo matemático que permite evaluar, en forma preliminar, la factibilidad técnico-económica de sustituir la inyección de Gas Natural por N_2 en yacimientos petrolíferos. Bajo las mismas premisas y con un mínimo de información técnica, esta herramienta es suficientemente genérica y flexible para ser aplicada en la fase preliminar de evaluación de cualquier proyecto de sustitución de fluidos de inyección en Venezuela.
- Con base a la información técnica disponible, la aplicación del modelo desarrollado al caso específico del yacimiento Naricual Superior/Medio del Campo El Furrial, favorece la factibilidad de sustituir la inyección de Gas Natural por N_2 como método de mantenimiento de presión y de recuperación mejorada de petróleo. Los resultados mostraron una ganancia incremental de 676 MMUS\$, lo que representaría un beneficio anual adicional de 79 MMUS\$/Año a una tasa de descuento del 10 %, en un período de 20 años.
- Los resultados obtenidos en el estudio de sensibilidad indican que la sustitución por N_2 es la opción más rentable, siendo una variable crítica el recobro de petróleo por inyección de N_2 el cual con solo ser un 10 % menor a la producción predicha para la inyección de Gas Natural haría muy poco atractivo este proyecto.
- El riesgo asociado a este proyecto es de 23 %, lo cual hace que la factibilidad del estudio apunte a obtener un valor económico esperado de 519 MMUS\$, pudiendo ser esto llamativo para un inversionista
- Del análisis de las fluctuaciones del precio del gas y la utilización del N_2 como método de recuperación secundaria, se evidencia que la utilización

del N_2 como sustituto, esta asociado a variaciones de los precios del Gas Natural. Al incrementar los precios del Gas Natural se incrementa el uso potencial del N_2 en la industria petrolera como un posible sustituto en la inyección de fluidos.

- Las propiedades termodinámicas del N_2 , representadas en su mayor compresibilidad, factor volumétrico de formación, densidad y viscosidad a condiciones de yacimiento respecto al Gas Natural favorecen la aplicación del N_2 en procesos de recobro de petróleo por inyección de gas.
- El campo El Furrial al presentar características propias para inyección de gas (presión elevada (6500 psia), gran profundidad (>12000 pies), estructura de anticlinal, crudo liviano en la cresta e infraestructura instalada para inyección de gas a alta presión) y al hecho de que en la actualidad se le está inyectando una importante cantidad de Gas Natural seco (450MMpcn/d), lo hacen un buen candidato para estudiar en detalle la posibilidad de implantar la inyección de N_2 como gas sustituto, convirtiéndolo en un campo modelo, para futuros proyectos de inyección de N_2 en yacimientos con características similares.

RECOMENDACIONES

- En vista de los resultados obtenidos en esta etapa preliminar, los cuales favorecen a la sustitución por N_2 del Gas Natural. El siguiente paso sería evaluar con simulación numérica el comportamiento de la inyección de N_2 en el campo, haciendo
- énfasis en el recobro de petróleo y en la irrupción del N_2 en los pozos productores. Este último punto es importante, ya que al análisis económico se le debería incluir la inversión de plantas de separación de N_2 del gas de

producción o cerrar los pozos con alto corte de N_2 . Por otra parte, la reinyección del N_2 producido permitirá disminuir el volumen de N_2 comprado.

- Utilizar el modelo económico desarrollado para estudiar el efecto de utilizar mezclas de Gas Natural y N_2 , o evaluar la inyección de otros gases como los efluentes de plantas de cemento, termoeléctricas o de la siderúrgica, todas ellas con altos contenidos de CO_2 .
- Seleccionar los yacimientos de crudo L/M venezolanos técnicamente factibles para la inyección de N_2 . Realizar pruebas de determinación de la *PMM* para sistemas N_2 /crudos venezolanos y desarrollar correlaciones empíricas para estimar la presión mínima de miscibilidad a dichos crudos.
- Aplicar el modelo desarrollado como una herramienta en la fase preliminar de cualquier proyecto de sustitución de fluidos de inyección, para así conocer con una mínima información técnica la rentabilidad de proyecto en estudio.
- Realizar un estudio de compatibilidad de N_2 /crudo Furrial para asegurar que el N_2 no sea promotor de la deposición de asfáltenos en el yacimiento.

NOMENCLATURA

<i>API:</i>	American Petroleum Institute
<i>Atm:</i>	atmósfera
<i>Bbl:</i>	Barriles
<i>Bg:</i>	Factor volumétrico de formación
<i>Bpc:</i>	Billones de pies cúbicos
<i>Bpcn:</i>	Billones de pies cúbico normales
<i>Bs:</i>	Bolívares
<i>CO₂:</i>	Dióxido de Carbono
<i>cp:</i>	centipoise
<i>FC:</i>	Flujo de Caja
<i>FR:</i>	Factor de recobro
<i>GAL:</i>	Galones
<i>GN:</i>	Gas Natural
<i>GPM:</i>	Galones por mil pie cúbico
<i>H₂S:</i>	Sulfuro de Hidrógeno
<i>ISLR:</i>	Impuesto sobre la renta
<i>lbm:</i>	Libra masa
<i>lbmol:</i>	Libra mol
<i>LGN:</i>	Líquidos del Gas Natural
<i>lpc:</i>	Libras por pulgadas cuadradas
<i>MbA/d:</i>	Miles de barriles de agua por día
<i>MbP/d:</i>	Miles de barriles de petróleo por día
<i>MMpcn:</i>	Millones de pie cúbico estándar
<i>Mpcn:</i>	Miles de pie cúbico estándar
<i>N₂:</i>	Nitrógeno
<i>Np:</i>	Petróleo Acumulado
<i>pc:</i>	pies cúbico
<i>PCD:</i>	Pies cúbico diario
<i>PMM:</i>	Presión Mínima de Miscibilidad
<i>pcn:</i>	pies cúbicos normales
<i>psia:</i>	Libras por pulgadas cuadradas
<i>RGP:</i>	Relación gas petróleo
<i>tmca:</i>	Tasa media de crecimiento anual
<i>US\$:</i>	Dólar Americano
<i>VAE:</i>	Valor Anual Equivalente
<i>Vcn:</i>	Volumen a condiciones normales
<i>Vcy:</i>	Volumen a condiciones de yacimiento
<i>VPN:</i>	Valor Presente Neto
<i>Z:</i>	Factor de Compresibilidad

REFERENCIAS.

1. Department of Energy/Energy Information Administration. *International Energy Outlook, DOE/EIA*, marzo de 2000, pp. 43-64.
2. International Energy Agency. *World Energy Outlook 1998, IEA/OCDE*, Francia 1998, 475 pp
3. Energy Information Administration, Natural Gas 1999: *A Preliminary Summary*, en Natural Gas Monthly, Mayo de 2000, DOE pp, vii-xvi.
4. BP Amoco, *BP Amoco Statistical Review of World Energy*, Reino Unido, Junio de 2000, 40 pp
5. Ministerio de Energía y Minas Ente Nacional del Gas, *Plan Nacional del Gas: Aspectos Resaltantes*, Venezuela, Mayo de 2002
6. Ministerio de Energía y Minas Ente Nacional del Gas, *Plan Nacional del Gas: Políticas Públicas para el Desarrollo del Sector Gas en Venezuela*, Venezuela, Mayo de 2002
7. Glaso, Olstein, “*Miscible Displacement: Recovery Test UIT Nitrogen*” artículo de la SPE 17378, Febrero 1990.
8. Pike, R. A. Y Young, S.M,: “*The Application of Compressors in the Production & Injection of Nitrogen*”, artículo presentado en la Conferencia sobre Gas, Turbinas y Compresores Costa Fuera, Noruega, Octubre de 1985.
9. “*Procesos de generación de Nitrógeno*”, disponible en: <http://cheme.cmu.edu/course/0632/airsep2/design.html/>, Hora 3:00 pm, Abril 12 de 2004.

10. Evison, Brian,: *“New Developments in Nitrogen in the Oil Industry”*, artículo de la SPE 24313, presentado en el Simposio de Gas de la, Texas, EUA, Abril de 1992.
11. Barder JW y Gomez RD: *“Formation of Hydrates During Deepwater Drillign Operations”*, artículo de la SPE 16130, presentado en la Conferencia de Perforación de la SPE/IADC, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, Marzo 15-18, 1987.
12. Paris. F, Magdalena: *“Inyección de Agua y Gas en Yacimientos petrolíferos”*, Ediciones Astro Data S.A., 2^{da} Edición, Nov. 2001, pag 330.
13. Clancy, J.P: *“Analysis of Nitrogen-Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria”* artículo de la SPE 11902, Junio 1985.
14. Administración de Información de Energía, *“Historia del precio del Gas Natural”*, disponible en: <http://www.worldbank.org/prospects/pinksheets/>, Hora: 11:00 pm, Marzo 2004.
15. Arévalo, J.A, and PEMEX: *“On the Exploitation Conditions of the Akal Reservoir Considering Gas Cap Nitrogen Injection”*, artículo de la paper SPE 35319, presentado en la Conferencia & Exhibición de Petroleo de México, México Marzo 5-7 de 1996.
16. Tiwari, Sanhita y Kumar, Suresh: *“Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas-Cap”*, artículo de la SPE 68716, presentado en la Conferencia de Petróleo y Gas de Asia-Pacífico de la SPE, Indonesia, Abril 17-19 de 2001.
17. Cuevas R, Rob A: *“Estudio de Ajuste y Aplicación de Correlaciones para la inyección de Nitrógeno”*, Trabajo Especial de Grado para optar al Titulo de Ingeniero de Petróleo, Caracas 2002.

18. Alcocer, C.F y Menzie, D.E.: ***“EOR by Nitrogen Injection: the Effect of Increased Temperature and the Amount of Gas in Solution”***, artículo de la SPE 12709, presentado en el Simposio de Recuperación Mejorada de Petróleo de la SPE/DOE , Oklahoma,Tulsa, EUA, Abril 1984.
19. Firrozabadi, A. Y Aziz, K,: ***“Anlysys and Correlation of Nitrogen and Lean Gas Miscibility Pressure”***, SPERE, Nov.1986, pag 575-582.
20. Hanssen, J. E,: ***“Nitrogen as a Low-Cost Replacement for Natural Gas, Reinjection Offshore”***, artículo de la SPE 17709, presentado en el Simposio de Tecnologías de Gas de la SPE, Dallas, Junio 1988.
21. Hudgins, David A. Y Llave, Feliciano M: ***“Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study”***, artículo de la SPE 17372, presentado en el Simposio de Recuperación Mejorada de Petróleo de la SPE/DOE, Tulsa, Abril 1988.
22. Craft, B y Hawkins, M, ***“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”***; Editorial Tecnos, Segunda Edición, 1991.pp 19
23. Banzer S, Carlos, ***“Propiedades Físicas de Fluidos de Yacimientos Petrolíferos (Correlaciones P.V.T)”***, LUZ, Maracaibo 1992. pp 156.
24. Perry, Robert, ***“Manual del Ingeniero Químico”***, Editorial Mc. Graw Hill, Sexta Edición, Tomo I, p 163.
25. Mc Cain,William, ***“Petroleum Fluids”*** PennWellBooks, Segunda Edición
26. White, J y Agge, M,: ***“Técnicas de Análisis Económico en Ingeniería”***, Editorial Limusa, Primera Edición, México, (1981), pp, 524.
27. Sapag, N y Sapag, R,: ***“Preparación y Evaluación de Proyectos”***, Editorial Mc. Graw Hill, Cuarta Edición, Chile (2000), pp 403

28. Corpoven,: ***“Evaluación Económica Proyectos”***, producido pro Gerencia de Evaluaciones Económicas, Financieras y Costos. Caracas mayo de 1995
29. Thuesen, H y Fabrycky, W.,: ***“Economía del Proyecto en Ingeniería”***, Editorial Prentice/may Internacional, Cuarta Edición, USA (1971), p.p. 450
30. Echeverría A, Isaura,:***”Reservoir Management of the El Furrial Field-Venezuela under Enhanced Oil”***, artículo de la SPE 75201, presentado en el Simposio de Recuperación Mejorada de Petróleo. de la SPE/DOE, Tulsa, Abril de 2002.
31. U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, Enero del 2004
32. Resolución de Tarifas del Gas, Gaceta Oficial 37.850, 05 de Enero de 2003.
33. Vogel, John L. Y Yarborough, Lyman,: ***“ Effect of Nitrogen on the Phase Behavior and Physical Properties of Reservoirs Fluids”***, artículo de la SPE 8815, presentado en la primer Simposio de Recuperación Mejorada de Petróleo,Tulsa, Abril de 1980.
34. Tiwari, Sanhita,:***”Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation fo Gas-Cap”***, artículo de la SPE 68716, presentado en la Conferencia de Petróleo y Gas Asia-Pacífico de la SPE, Jakarta, Indonesia, Abril 17-19 de 2001.
35. Necmettini, Mungan: ***“High Pressure Nitrogen Injection for Miscible/Immiscible Enhanced Oil Recovery”***, artículo de la SPE 81008, presentado en la Conferencia de Ingeniería de Petróleo de Latino América y el Caribe de la Spe, Trinidad, Abril 27-30 de 2003.
36. Barraez, Rair, ***“ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN Y DE LA CALIDAD DE ROCA EN EL ÁREA ESTE DEL YACIMIENTO NARICUAL INFERIOR”***.

Trabajo Especial de Grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo, Maturín, 2004.

37. Betancourt, Alí J, y Avila, C, "**A Methodology for Asphaltene Control in Production Facilities in North of Monagas, Venezuela**", SPE 56572, presentado en The SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Houston, Texas.

APÉNDICE.

A.1 Estimado de PMM con N₂ para Furrial

En este estudio se plantea la sustitución del Gas Natural por N₂ en el yacimiento Naricual Superior/Medio del Campo El Furrial. En la literatura³⁰ se hace referencia a la inyección de Gas Natural seco a alta presión que actualmente se aplica en Furrial, generando condiciones miscibles a la presión (6500 psi) y Temperatura (aproximadamente 290 °F) del yacimiento.

Con el fin de tener un valor referencial de la PMM para el petróleo del Furrial y el N₂, se utilizaron las correlaciones expuestas en el capítulo 3 obteniendo así los valores reflejados en la Tabla A.1 para los cuales se tomó en cuenta las características del crudo y la temperatura del yacimiento Naricual Superior/Medio (véase Tabla 2.1)

Tabla A.1 Propiedades del Crudo El Furrial utilizados para el cálculo de PMM.³⁰

Componentes	Símbolo	Yi
Nitrógeno	N ₂	0,102
CO ₂	CO ₂	5,318
Metano	C ₁	71,262
Etano	C ₂	12,579
Propano	C ₃	5,281
N-Butanos	C ₄	2,048
i-Butanos	i-C ₄	0,997
N-Pentanos	n-C ₅	0,682
i-Pentanos	i-C ₅	0,735
Hexanos	C ₆	0,661
Heptanos ⁺	C ₇₊	0,335
	Σ	100,000

Tabla A. 2 Valores de la PMM para el crudo de El Furrial y el N₂ @T_{yac}

Correlación	PMM (psi)
Firoozabadi Aziz	6.523
Anisen	4.342
Hudgins et al	4.926
Glaso	6.811

Analizando los resultados expresados en la tabla A.2 se observa un amplio rango de valores de PMM . Las correlaciones de Hanssen y Hudgins *et al.* predicen condiciones miscibles a la presión y temperatura actuales del yacimiento (6500 psi, 290°F). Estos valores no se consideran aceptables, ya que se conoce que la PMM con Gas Natural³⁰ determinada experimentalmente está en el orden de 6500 psia y se esperaría que la PMM con N_2 debería estar mas próxima y quizás ligeramente mayor, que la obtenida con Gas Natural.

Valores mas aceptables se obtuvieron con las correlaciones de Firoozabadi y Glaso, las cuales indican posibilidad de obtener condiciones miscibles o cercanas a la miscibilidad con el N_2 a las condiciones del yacimiento. Es recomendable verificar experimentalmente (prueba en un tubo delgado) el tipo de desplazamiento (miscible o inmisible) que se obtendrá para el sistema N_2 /crudo Furrial (Naricual Superior/Medio) a las condiciones del yacimiento.

Debido a que las correlaciones están sujetas a ciertos márgenes de error, los resultados anteriores se deben tomar como referenciales pudiéndose interpretar, que el N_2 tendrá un comportamiento inmisible (condición pesimista), pero teniendo la ventaja de una buena transferencia de masa entre el gas y el crudo (debido a la cercanía de la presión del yacimiento a la PMM estimada con N_2) que enriquecerá el gas (mecanismo de vaporización) valor tan bajo como el esperado en un proceso que desarrolla miscibilidad).

Es importante señalar, que en el proceso de sustitución del Gas Natural seco, que actualmente se inyecta en El Furrial, por N_2 , se considera la existencia de una capa de gas, formada por los 5 años de inyección de gas miscible en la cresta del yacimiento Naricual/Superior. Por lo que en este estudio se plantea, que al sustituir la inyección de este gas por N_2 , básicamente el N_2 empujará la capa de Gas Natural miscible, no contactando directamente el petróleo en las etapas iniciales de inyección. Por lo que no se esperaría un cambio apreciable en el factor de recobro al comparar los resultados entre la inyección de N_2 y la inyección de Gas Natural.

Esta suposición se hace como una simplificación del problema, dado que el alcance de este proyecto está limitado por no contar con la posibilidad de realizar diferentes corridas de simulación numérica y estudiar en detalle el caso de la inyección de N_2 para este yacimiento. Sin embargo, como se explicó en el Capítulo del Análisis Económico, la influencia de esta suposición fue evaluada haciendo cierta sensibilidad al factor de recobro para el caso de la inyección de N_2 .

B Propiedades Físicas del N_2 y el Gas Natural.

B.1 Cálculo del Factor de Compresibilidad

B 1.1 Principio de los Estados Correspondientes

A continuación se presenta la tabla B.1 con las constantes físicas de los componentes de la mezcla del gas de inyección que se usa en el campo El Furrial, para calcular las presiones y temperaturas pseudo críticas.

Tabla B.1 Constantes Físicas

Componentes	% molar	Y _i	PM (lbm/lbmol)	T _c (°F)	P _c (psia)	p _{Pc} (psia)	PT _c (°F)
N ₂	0.334	0.0033	28.013	-232.5	492.8	1.6464	-0.7767
CO ₂	5.4070	0.0541	44.010	87.73	1069.5	57.8435	4.7448
C ₁	81.28	0.8130	16.043	-116.6	667	542.284	-94.846
C ₂	12.3680	0.1237	30.070	90.07	707.8	87.5643	11.1429
C ₃	0.3820	0.0038	44.097	205.92	615	2.3499	0.7868
i-C ₄	0.0430	0.0004	58.123	274.41	527.9	0.2271	0.1180
n-C ₄	0.0740	0.0007	58.123	305.51	548.8	0.4062	0.2261
i-C ₅	0.0240	0.0002	72.150	368.96	490.4	0.1177	0.0886
n-C ₅	0.0210	0.0002	72.150	385.7	488.1	0.1025	0.0810
C ₆	0.0180	0.0002	86.177	451.8	439.5	0.0791	0.0813
C ₇	0.0150	0.0002	100.204	510.9	397.4	0.0596	0.0767
C ₈	0.0070	0.0001	114.231	563.5	361.1	0.0253	0.0395
C ₉	0.0000	0.0000	128.258	610.8	330.7	0.0000	0.0000
C ₁₀	0.0000	0.0000	142.285	652.2	304.6	0.0000	0.0000
C ₁₁	0.0000	0.0000				0.0000	0.0000

Fuente: Engineering Data Book. Gas Processors Supplies Association (GPSA)

Donde:

Y_i: Fracción molar

M: Peso molecular

T_c: Temperatura crítica

P_c: Presión crítica

pPc: Presión pseudocrítica

pTc: Temperatura pseudocrítica

Ma; Masa aparente

pPc_m: Presión pseudocrítica de la mezcla

pTc_m: Temperatura pseudocrítica de la mezcla

$$Ma = \sum Y_i * M \quad (\text{Ec. B.1})$$

$$Ma = 19.5473 \text{ lbm}$$

$$pPc_m = \sum Y_i * Pc \quad (\text{Ec.B.2})$$

$$pPc_m = 692.058 \text{ psia}$$

$$pTc_m = \sum Y_i * Tc \quad (\text{Ec. B.3})$$

$$pTc_m = -78.2378 \text{ }^\circ F$$

B 1.2 Corrección por H₂S, CO₂ y N₂

Aplicando la correlación de Carr, Kobayashi, y Burrows se corrigen las presiones y temperaturas pseudo críticas por presencia de H₂S, CO₂ y N₂.

$$pPc' = pPc_m + 4.4 Y_{CO_2} + 6 Y_{H_2S} - 1.7 Y_{N_2} \quad (\text{Ec.B.4})$$

$$pTc' = pTc - 0.8 Y_{CO_2} + 1.3 Y_{H_2S} - 2.5 Y_{N_2} \quad (\text{Ec.B.5})$$

Donde:

Y_{CO₂}: Fracción molar de CO₂

Y_{H₂S}: Fracción molar de H₂S

Y_{N₂}: Fracción molar de N₂

pPc': Presión pseudocrítica corregida

pTc': Temperatura pseudocrítica corregida

$$pPc' = 692.9380 \text{ psia}$$

$$pTc' = 381.3806 \text{ }^\circ R$$

Calculo de las presiones y temperaturas reducidas:

$$Tr = \frac{T}{pTc} \quad (\text{Ec. B.6})$$

$$Pr = \frac{P(\text{psia})}{pPc} \quad (\text{Ec.B.7})$$

Donde:

Tr: Temperatura reducida, °R

Pr: Presión reducida, psia

T: Temperatura del yacimiento, °R

P: Presión del yacimiento, psia

$$Tr = 1.97$$

$$Pr = 9.38$$

B 1.3 Correlación de Standing y Katz

Ajuste de la ecuación de Standing y Katz por el algoritmo de Darnchuck, y Abou-Kssem.²²

$$Z = 1 + C_1 * Tr * \rho r + C_2 * Tr * \rho r^2 - C_3 * Tr * \rho r^5 + C_4(\rho r, Tr) \quad (\text{Ec. B.8})$$

Donde:

$$\rho_r = \frac{0.27 * Pr}{z * Tr}$$

$$C_1 * Tr = A_1 + \frac{A_2}{Tr} + \frac{A_3}{Tr^3} + \frac{A_4}{Tr^4} + \frac{A_5}{Tr^5}$$

$$C_2 * Tr = A_6 + \frac{A_7}{Tr} + \frac{A_8}{Tr^2}$$

$$C_3 * Tr = A_9 * \left(\frac{A_7}{Tr} + \frac{A_8}{Tr^2} \right)$$

$$C_4(\rho_r, Tr) = A_{10} \left(1 + A_{11} * \rho r^2 \right) \left(\frac{\rho r^2}{\rho r^3} \right) \left(e^{-A_{11} * \rho r^2} \right)$$

$$A_1 = 0.3265$$

$$A_2 = -1.0700$$

$$A_3 = -0.5339$$

$$A_4 = 0.01569$$

$$A_5 = -0.05165$$

$$A_6 = 0.5475$$

$$A_7 = -0.7361$$

$$A_8 = 0.1844$$

$$A_9 = 0.1056$$

$$A_{10}=0.6134$$

$$A_{11}=0.7210$$

B.1.4 Resultados del Factor de Compresibilidad para el N₂ y el Gas Natural

$$T= 290^{\circ} F$$

$$P= (2000-7251.8868) \text{ psia}$$

Tabla B.2. Factor de Compresibilidad del N₂ y el Gas Natural

Presión (psia)	Z _{N₂}	Z _{GN}
2000	1.0566	0,9322
2500	1.0805	0,9329
3000	1.1045	0,9405
3500	1.1284	0,9542
4000	1.1523	0,9729
4500	1.1763	0,9958
5000	1.2002	1,0220
5500	1.2241	1,0507
6000	1.2481	1,0815
6500	1.272	1,1138
7000	1.296	1,1457
7200	1.3159	1,1672

B.2 Factor volumétrico de Formación (Bg)

B.2.1 Dedución de la ecuación del Factor volumétrico

Partiendo de La Ecuación de Estado aplicada a las condiciones normales y de yacimiento.

$$V_{cy} = \frac{z * n * R * T}{P} \quad (\text{Ec. B.9})$$

$$V_{cn} = \frac{z_{cn} * n * R * T_{cn}}{P_{cn}} \quad (\text{Ec. B.10})$$

Donde:

V_{cy} : Volumen a condiciones de yacimiento, pc

V_{cn} : Volumen a condiciones normales, pcn

z : Factor de compresibilidad a condiciones de yacimiento

n : numero de moles

P : Presión a condiciones de yacimiento, psia

T : Temperatura a condiciones de yacimiento, ° R

z_{cn} : Factor de compresibilidad a condiciones normales

T_{cn} : Temperatura a condiciones normales, ° R

P_{cn} : Presión a condiciones normales, psia

R : constante universal del gas, (10.73 psia*pc/ lbmol ° R)

Por definición:

$$B_g = \frac{V_{cy}}{V_{cn}} \quad (\text{Ec B.11})$$

Sustituyendo

$$B_g = \frac{V_{cy}}{V_{cn}} = \frac{\frac{z * n * R * T}{P}}{\frac{z_{cn} * n * R * T_{cn}}{P}} \quad (\text{Ec. B.12})$$

Condiciones normales: $z_{cn}=1$, $P = 14.7$ psia, $T= 520$ ° R

$$B_g = \frac{z * T * (14.7)}{(1) * (520) * P} \quad (\text{Ec.B.13})$$

$$B_g = \frac{0.0282 * z * T}{P} = \frac{(pc)}{(pcn)} \quad (\text{Ec.B.14})$$

B.2.2 Resultados del Factor volumétrico del N_2 a diferentes temperaturas

Tabla B.3. Factor Volumétrico del N_2 a diferentes temperaturas

Presión(psia)	Bg(pc/pcn) T=200° F	Bg(pc/pcn) T=250 ° F	Bg(pc/pcn) T=290 ° F
2000	0,0097	0,0105	0,0112
2500	0,0080	0,0086	0,0091
3000	0,0068	0,0074	0,0078
3500	0,0060	0,0065	0,0068
4000	0,0054	0,0058	0,0061
4500	0,0049	0,0052	0,0055
5000	0,0045	0,0048	0,0051
5500	0,0042	0,0045	0,0047
6000	0,0039	0,0042	0,0044
6500	0,0037	0,0039	0,0041
7000	0,0035	0,0037	0,0039
7200	0,0034	0,0037	0,0038

B.3 COMPRESIBILIDAD DEL GAS, cg:

La compresibilidad isotérmica de un gas, cg (lpc⁻¹), al igual que la de un líquido, se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante.

El cambio de volumen con presión para gases a condiciones isotérmicas es expresado por la ley de los gases reales

$$V = \frac{n * Z * R * T}{P} \quad (\text{Ec. B.15})$$

$$V = Cte * \frac{Z}{P} \quad (\text{Ec.B.16})$$

Diferenciando respecto a presión, (T = Cte)

$$\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T = \frac{n * R * T}{P} \left(\frac{\partial Z}{\partial P}\right)_T - \frac{n * Z * R * T}{P^2} \quad (\text{Ec.B.17})$$

$$\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T = V \left[\frac{1}{Z} * \left(\frac{\partial Z}{\partial P}\right)_T - \frac{1}{P} \right] \quad (\text{Ec.B.18})$$

$$C_g = -\frac{1}{V} * \left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P}\right)_T \quad (\text{Ec B.19})$$

Donde:

Cg: Compresibilidad del gas, lpc⁻¹

P: Presión, psia

Z: Factor de compresibilidad

$\left(\frac{\partial Z}{\partial P}\right)_T$: Pendiente de la curva Z vs Presión

B.4 Densidad (ρ)

B.4.1 Deducción de la ecuación de Densidad

Partiendo de la Ecuación de Estado, aplicada para los gases reales

$$P * V = z * n * R * T \quad (\text{Ec. B.20})$$

Por definición:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (\text{Ec B.21})$$

Para el gas:

$$m = n * PM \quad (\text{Ec. B.22})$$

Sustituyendo n (numero de moles) de la Ec. B.22 en la Ec. B.20

$$P * V = \frac{z * m * R * T}{PM} \quad (\text{Ec. B.23})$$

$$\frac{m}{V} = \frac{P * PM}{z * R * T} \quad (\text{Ec.B.24})$$

Igualando la Ec. B.24 con la Ec. B.21

$$\rho = \frac{P * PM}{z * R * T} \quad (\text{Ec.B.25})$$

a continuación se presenta la relación de unidades de la Ec. B.25

$$\rho = \frac{(psia) * (lbm / lbmol)}{(psia * pc / lbmol^{\circ} R)(^{\circ} R)} = \frac{lbm}{pc}$$

B.4.2 Resultados de la Densidad del N₂ a diferentes temperaturas

Tabla B.4 Densidad del N₂ a diferentes temperaturas

Presión(psia)	ρ (lbm/pc) $T=200^\circ F$	ρ (lbm/pc) $T=250^\circ F$	ρ (lbm/pc) $T=290^\circ F$
2000	7,564	6,984	6,589
2500	9,222	8,528	8,054
3000	10,802	10,003	9,455
3500	12,306	11,412	10,797
4000	13,742	12,761	12,084
4500	15,115	14,052	13,317
5000	16,424	15,291	14,502
5500	17,681	16,478	15,640
6000	18,883	17,619	16,734
6500	20,037	18,714	17,788
7000	21,143	19,769	18,801
7200	21,499	20,143	19,183

B.4.2.1 Masa:

Para calcular la masa se utilizó la Ec. B.24

$$m_{GN} = 23.1716 \text{ lb}$$

$$m_{N_2} = 29.0797 \text{ lb}$$

B.5 Viscosidad de una mezcla de gases

Aplicando la correlación de Carr, Kobayashi y Burrows se determina la viscosidad de la mezcla a la temperatura y presión deseadas.

Se determina la viscosidad de la mezcla de gases a la temperatura deseada y presión atmosférica

$$\mu_{ga} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i * \mu_{gi} * M_i^{1/2}}{\sum_{i=1}^n Y_i * M_i^{1/2}} \tag{Ec.B.26}$$

Donde:

μ_{ga} :Viscosidad de la mezcla de gas a la temperatura deseada y presión atmosférica, cp

μ_{gi} : Viscosidad del componente i a la temperatura deseada y presión atmosférica, cp

Y_i : Fracción molar del componente i en la mezcla

M_i : Peso molecular del componente i , lbs/ lbsmol

Calcular la gravedad específica de la mezcla

$$GE = \frac{Ma}{29} \tag{Ec.B.27}$$

Donde:

GE: gravedad específica

Ma: Peso molecular aparente

Determinar la relación μ_g / μ_{ga} a la presión y temperatura reducida en la Figura B.1.

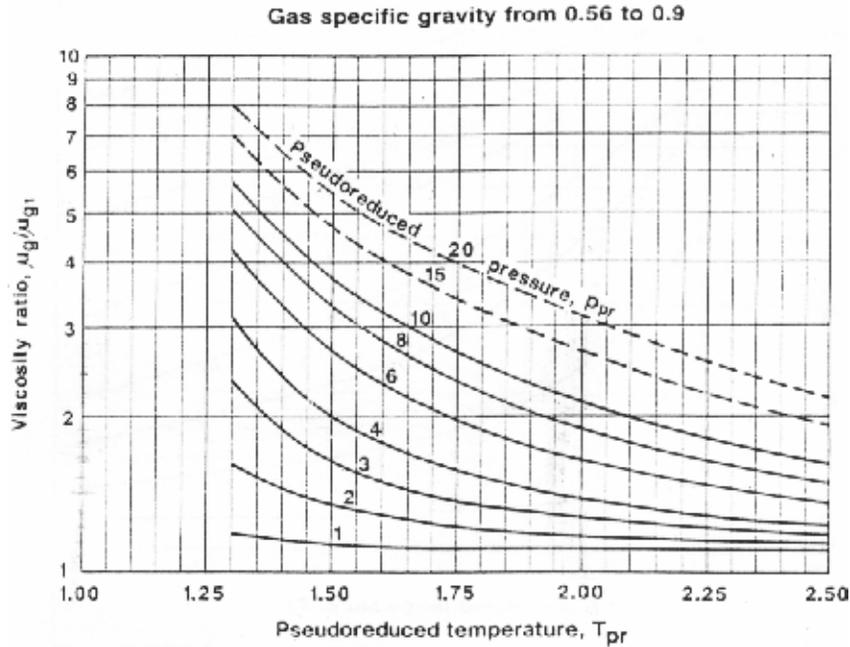


Figura B.1. Rango de viscosidad para gases naturales con gravedad específica desde 0.56 hasta 0.9

Una vez conocida μ_{ga} , y μ_g / μ_{ga} se determina μ_g
 Para las condiciones de estudio, $T=290$ °F, $P=6500$ psia
 $\mu_g= 0.03134$ cp

$$\mu_g = 1 * 10^{-4} * K * e^{x * \rho^y} \quad (\text{Ec.B.28})$$

$$\rho = 1.4935 * 10^{-3} * \frac{P * M}{Z * T}$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607 * M)}{(209.2 + 19.26 * M + T)} * T^{1.5} \quad (\text{Ec.B.29})$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{T} + 0.01009 * M \quad (\text{Ec.B.30})$$

$$Y = 2.447 - 0.2224 * X$$

B.6 Comparación entre los dos gases

Para la realización de estos cálculos se utiliza la temperatura del yacimiento, $T=290$ °F

B.6.1 Resultados del Factor volumétrico del N_2 y del Gas Natural

Tabla B.5 Factor Volumétrico del N_2 y Gas Natural.

<i>Presión(psia)</i>	<i>B_{GN2}(pc/pcn)</i>	<i>B_{GN}(pc/pcn)</i>
2000	0,0112	0,0099
2500	0,0091	0,0079
3000	0,0078	0,0066
3500	0,0068	0,0058
4000	0,0061	0,0051
4500	0,0055	0,0047
5000	0,0051	0,0043
5500	0,0047	0,0040
6000	0,0044	0,0038
6500	0,0041	0,0036
7000	0,0039	0,0035
7200	0,0038	0,0034

B.6.2 Resultados de la Densidad del N_2 y del Gas Natural.

Tabla B.6. Densidad del N_2 y el Gas Natural.

<i>Presión(psia)</i>	<i>ρ_{N_2}(lbm/pc)</i>	<i>ρ_{GN}(lbm/pc)</i>
2000	6,589	5,209
2500	8,054	6,507
3000	9,455	7,745
3500	10,797	8,906
4000	12,084	9,982
4500	13,317	10,971
5000	14,502	11,878
5500	15,640	12,709
6000	16,734	13,470
6500	17,788	14,169
7000	18,801	14,834
7200	19,183	15,085

B.6.2.1 Porcentaje de incremento de la Densidad del N_2 con respecto a la del Gas Natural

Tabla B.7. Porcentaje de la Densidad de N_2 con respecto al Gas Natural

<i>Presión(psia)</i>	<i>%ρ_{N_2}/ρ_{GN}</i> <i>T=200° F</i>	<i>%ρ_{N_2}/ρ_{GN}</i> <i>T=250 ° F</i>	<i>%ρ_{N_2}/ρ_{GN}</i> <i>T=290 ° F</i>
2000	20,22%	24,09%	26,49%
2500	16,66%	21,03%	23,78%
3000	14,75%	19,21%	22,08%
3500	14,12%	18,39%	21,24%
4000	14,43%	18,36%	21,06%
4500	15,41%	18,90%	21,38%
5000	16,80%	19,85%	22,09%
5500	18,51%	21,09%	23,06%
6000	20,50%	22,54%	24,23%
6500	22,21%	23,82%	25,54%
7000	24,26%	25,89%	26,75%
7200	24,22%	25,44%	27,17%

B.6.2.2 Porcentaje de incremento de el factor volumétrico del N_2 con respecto al Gas Natural

Tabla B.8. Incremento del Factor Volumétrico del N_2 con respecto al Gas Natural.

<i>Presión(psia)</i>	<i>%Bg_{N2}/Bg_{GN}</i>	<i>% Bg_{N2}/Bg_{GN}</i>	<i>% Bg_{N2}/Bg_{GN}</i>
	<i>T=200° F</i>	<i>T=250 ° F</i>	<i>T=290 ° F</i>
2000	19,26%	15,54%	13,34%
2500	22,90%	18,46%	15,83%
3000	24,95%	20,27%	17,44%
3500	25,63%	21,10%	18,26%
4000	25,29%	21,13%	18,43%
4500	24,24%	20,59%	18,12%
5000	22,75%	19,63%	17,44%
5500	20,98%	18,40%	16,51%
6000	18,98%	17,01%	15,41%
6500	17,32%	15,79%	14,21%
7000	15,38%	13,89%	13,12%
7200	15,42%	14,30%	12,74%

