



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“INYECCIÓN DE NITRÓGENO COMO
PROCESO DE RECUPERACIÓN DE
HIDROCARBUROS”**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A:

JUAN PEDRO MORALES SALAZAR

**DIRECTOR DE TESIS:
ING. ISRAEL CASTRO HERRERA**

**CO-DIRECTOR DE TESIS
M. EN I. HERÓN GACHUZ MURO**

CD. UNIVERSITARIA, D.F. OCTUBRE 2011





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	
PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL NITRÓGENO	
1.1 UTILIZACIÓN DEL NITRÓGENO EN LA INDUSTRIA EN GENERAL	7
1.2 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL NITRÓGENO.....	8
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 1.....	11
CAPÍTULO 2	
HISTORIA DE LA APLICACIÓN DEL NITRÓGENO COMO PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA	
2.1 PERCEPCIONES HISTÓRICAS DE LA INYECCIÓN DE GAS NITRÓGENO.....	12
2.1.1 Aplicaciones en Campo de la Recuperación Mejorada (EOR) con Nitrógeno.	14
2.2 APLICACIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON NITRÓGENO.....	14
2.2.1 Percepciones generales.....	14
2.2.2 Experimentos en laboratorio de Recuperación Mejorada (RM) con Nitrógeno.....	17
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 2.....	20
CAPÍTULO 3	
PROCESOS DE GENERACIÓN Y/O SEPARACIÓN DEL NITRÓGENO	
3.1 TIPOS DE SEPARACIÓN DEL NITRÓGENO.....	22
3.2 DESTILACIÓN CRIOGÉNICA.....	23
3.2.1 Procesos generales de una planta de Gas Natural.....	23
3.2.2 Destilación Criogénica en el Gas Natural.....	26

3.2.3 Destilación Criogénica en la separación del Aire.....	28
3.3 ADSORCIÓN POR CAMBIO DE PRESIÓN (PSA).....	29
3.4 MEMBRANAS.....	32
3.5 SEPARACIÓN DEL NITRÓGENO PARA LA RECUÉRACIÓN MEJORADA (RM ó EOR).....	35
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 3.....	38

CAPÍTULO 4

MÉTODOS DIVERSOS DE INYECCIÓN DEL GAS

4.1 TIPOS DE DESPLAZAMIENTO EN PROCESOS DE RECUPERACIONES SECUNDARIA Y MEJORADA DE HIDROCARBUROS	39
4.1.1 Desplazamiento Inmiscible en la Formación Productora.....	39
4.1.2 Desplazamiento miscible.....	42
4.1.3 Desplazamiento con Gas Nitrógeno.....	43
4.1.4 Definición de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).....	43
4.1.5 Factores que afectan la PMM con Nitrógeno.....	44
4.1.6 Correlaciones para estimar la PMM con Nitrógeno.....	45
4.1.6.1 Correlación de Glaso.....	46
4.1.6.2 Correlación de Firozabadi y Azis.....	47
4.1.6.3 Correlación de Hanssen.....	49
4.1.6.4 Correlación de Hudgins.....	50
4.1.6.5 Correlación de Sebastian y Lawrence.....	51

4.2 NITRÓGENO COMO GAS DE EMPUJE PARA DESPLAZAMIENTO DE BACHES MISCIBLES DE BIÓXIDO DE CARBONO Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO.....	56
4.3 REDUCCIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE EN NÚCLEOS MEDIANTE LA INYECCIÓN DE UN SURFACTANTE Y NITRÓGENO	56
4.4 RECIRCULACIÓN O INYECCIÓN CÍCLICA DE NITRÓGENO POR EL GAS NATURAL PRODUCIDO EN EL YACIMIENTO DE GAS Y CONDENZADO.....	57
4.5 PRODUCCIÓN DE GAS DEL CASQUETE.....	58
4.6 FRACTURAMIENTO DE LA FORMACIÓN CON NITRÓGENO.....	58
4.6.1 El Nitrógeno en Fluidos Espuma.....	60
4.6.2 El Nitrógeno como Fluido Energizante.....	61
4.7 OPERACIONES DE COMPRESIÓN DE NITRÓGENO CON TUBERÍA FLEXIBLE.....	62
4.7.1 Inducción del Pozo.....	62
4.7.2 Descarga de un Pozo por levantamiento generado por Gas	63
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 4.....	65

CAPÍTULO 5

EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

5.1 MANTENIMIENTO DE PRESIÓN EN EL YACIMIENTO AKAL DEL COMPLEJO CANTARELL..	66
5.1.1 Condiciones de Explotación del Yacimiento Akal considerando Inyección de Nitrógeno en el Casquete de Gas.....	66
5.1.1.1 Ubicación.....	66
5.1.1.2 Geología Estructural y descripción de la Producción.....	67
5.1.1.3 Separación Criogénica del Aire.....	69
5.1.1.4 Modelos de descripción, área de estudio y datos iniciales.	71

5.1.1.5 Resultados de la Simulación de los experimentos pVT.....	73
5.1.1.6 Resultado de la Simulación del Yacimiento.....	76
5.1.1.7 Efectos del Nitrógeno de Inyección en el comportamiento del Yacimiento.....	78
5.1.2 Nitrógeno del proceso de separación del Aire para mantenimiento de Presión y para RM en el Yacimiento Akal.....	82
5.1.2.1 Estudio de mantenimiento de Presión.....	82
5.1.2.2 El Proyecto y su alcance.....	83
5.1.2.3 Configuración inicial del Proceso.....	85
5.1.3 Cuestiones relacionadas con la administración del Yacimiento Akal en el Proyecto de Inyección de Nitrógeno.....	86
5.1.3.1 Estado del Proyecto de Akal en Cantarell para el año 2001.....	88
5.1.3.2 Cuestiones acerca de la administración del Proyecto de Inyección en Akal.....	88
5.1.4 Metodología para detectar la concentración de Nitrógeno en las Instalaciones Superficiales durante la Inyección de Nitrógeno en Akal.....	99
5.1.4.1 Revisión y validación del Análisis Cromatográfico de Gas.....	100
5.1.4.2 Análisis Cromatográfico de muestras en puntos estratégicos.....	101
5.1.4.3 Avance del contacto Gas-Aceite.....	109
5.1.4.4 Simulación del Nitrógeno en las Instalaciones Superficiales.....	110
5.1.5 Resultados de la Inyección de Nitrógeno en el Yacimiento Akal del Complejo Cantarell después de cuatro años de aplicación (2004).....	111

5.1.5.1 Programa de Inyección de Nitrógeno.....	111
5.1.5.2 Programa de Monitoreo.....	111
5.1.6 Resultado del Proyecto de mantenimiento de Presión.....	117
5.2 EJEMPLO DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO A ALTA PRESIÓN.....	119
5.2.1 Descripción del Campo.....	119
5.2.1.1 Descripción del Yacimiento.....	119
5.2.1.2 Petrofísica.....	119
5.2.1.3 Descripción de las Propiedades de los Fluidos.....	120
5.2.1.4 Desempeño pasado del Yacimiento.....	120
5.2.2 El proceso de Recuperación Mejorada (EOR).....	121
5.2.2.1 Estudios de Miscibilidad.....	122
5.2.3 Pruebas individuales de Pozo en Campo.....	125
NOMENCLATURA.....	127
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 5.....	128
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	130
APÉNDICE A	

TABLAS

Tabla 1.1 Propiedades físicas y químicas del Nitrógeno.....	9
Tabla 1.2. Factores de volumen del Nitrógeno.....	9
Tabla 2.1. Campos clave para recibir Nitrógeno entre la segunda mitad de la década de los 70's y comienzos de la década de los 80's.....	13
Tabla 2.2. Datos de los fluidos y de la roca de los campo.....	15
Tabla 2.3 Parámetros considerados para la elección de EOR con Nitrógeno.....	16
Tabla 3.1 Comparación de los Procesos de Remoción del Nitrógeno.....	23
Tabla 4.1 Fluidos del yacimiento usados en el desarrollo de la correlación de la PMM.....	48
Tabla 4.2 PMM del N ₂ para varios aceites.....	51
Tabla 5.1 Costos del Equipo para la generación y compresión del Nitrógeno.....	70
Tabla 5.2 Análisis Composicional del Aceite de Akal, datos Iniciales de los Fluidos y del Yacimiento.....	72
Tabla 5.3 Tazas predichas de Inyección de Gas.....	89
Tabla 5.4 Datos Cromatográficos Validados.....	100

FIGURAS

Fig. 1.1 Diagrama de Fase del Nitrógeno.....	10
Fig. 1.2 Curva de equilibrio líquido-vapor, la presión está dada en bar, 1 bar= 1.01968 kg/cm ² ó 0.1 MPa, temperatura en K o °C. El punto crítico se indica por un punto negro en la curva.....	10
Fig. 3.1 Bloque Esquemático de varios Procesos que se realizan en una Planta de Gas.....	26
Fig. 3.2 USN con la utilización de dos columnas de destilación criogénica (Handwerk, 1990). Las válvulas son válvulas J-T.....	27
Fig. 3.3 Esquema del Ciclo de Expansión de Residuos.....	28
Fig. 3.4 Sistema simple de PSA.....	30
Fig. 3.5 Esquema del tamaño de poro adsorbente del MOLECULAR GATE y del tamaño relativo de la molécula.....	31
Fig. 3.6. Diagrama de flujo del MOLECULAR GATE.....	32
Fig. 3.7 Sección transversal de una membrana compuesta.....	33
Fig. 3.8 Esquema de flujo de un proceso típico NitroSep TM para la separación del N ₂ del gas natural utilizando membranas.....	35
Fig. 3.9 Esquema general de las plantas utilizadas para la RM.....	36
Fig. 4.1 Comparación entre el Desplazamiento Inmiscible y Miscible.....	40
Fig. 4.2 Correlación de la PMM para el N ₂ o gases naturales de combustión, obtenida por Firozabadi y Azis.....	48
Fig. 4.3 Comparación de la Correlación de Firozabadi y Azis vs. Datos Experimentales.....	52
Fig.4.4 Comparación de la Correlación de Hudgins vs. Datos Experimentales.....	53
Fig. 4.5 Comparación de la Correlación de Glaso vs. Datos Experimentales.....	53
Fig. 4.6 Comparación de la Correlación de Hannsen vs. Datos Experimentales.....	54
Fig. 4.7 Comparación de la Correlación de Sebastian y Lawrence vs. Datos Experimentales.....	55
Fig. 5.1 Localización del Campo Cantarell.....	66
Fig. 5.2 Complejo Cantarell Mostrando los bloques Akal, Chac, Kutz y Nohoch.....	67
Fig. 5.3 Bloque Akal.....	68
Fig. 5.4 Celdas de Simulación para el área de drene de la plataforma E.....	73
Fig. 5.5 Comparación de Volumen Relativo (Separación Flash).....	74

Fig. 5.6 Vaporización en el Aceite de Akal.....	75
Fig. 5.7 Prueba de Miscibilidad de los fluidos de Akal.....	76
Fig. 5.8 Match Histórico y Predicción de la Presión. Pozo 31, Estrato 3.....	77
Fig. 5.9 Match Histórico y Predicción de la RGA. Pozo 31, Estrato 3.....	77
Fig. 5.10 S_0 vs. Prof. Después de 36 meses de Inyección de Nitrógeno.....	79
Fig. 5.11 S_g vs. Prof. Después de 36 meses de Inyección de Nitrógeno.....	79
Fig. 5.12 S_0 vs. Tiempo. (Para la Capa Superior).....	80
Fig. 5.13 Variación del Promedio de la Presión en el Casquete de Gas de Akal vs. Tiempo.....	81
Fig. 5.14 Variación de la Presión vs. Prof. (Después de 36 mese de Inyección de Nitrógeno).....	81
Fig. 5.15 Esquema del Sistema de Inyección de Nitrógeno. Complejo Cantarell.....	86
Fig. 5.16 Comportamiento Presión-Producción de Akal.....	87
Fig. 5.17 Taza de Inyección de Nitrógeno.....	88
Fig. 5.18 Producción Prevista de Nitrógeno.....	91
Fig. 5.19 Monitorización de la Presión en los Pozos.....	92
Fig. 5.20 Comparación de la Presión Medida y Simulada.....	93
Fig. 5.21 Comportamiento de la Presión de fondo de un Pozo de Gas durante la Inyección de Nitrógeno....	93
Fig. 5.22 Comportamiento de la Presión de fondo de un Pozo en la zona de Aceite durante la Inyección de Nitrógeno.....	94
Fig. 5.23 Comportamiento de la Presión de fondo de un Pozo invadido por Agua durante la Inyección de Nitrógeno.....	94
Fig. 5.24 Concentración medida de Nitrógeno del Casquete de Gas.....	96
Fig. 5.25 Comportamiento de la Presión de los Campos costa afuera de la Bahía de Campeche.....	97
Fig.5.26 Comportamiento Presión Producción del Campo Caan.....	98
Fig. 5.27 Modelo Regional de Simulación.....	98
Fig. 5.28 Ciclo de Actividades para el Análisis de Información Cromatográfica disponible en Laboratorio de las muestras de Gas tomadas en Cantarell.....	99
Fig. 5.29 Muestreo para el Análisis Cromatográfico en las Instalaciones de Producción y en las Plataformas Remotas.....	101

Fig. 5.30 Nodos para muestreo del Campo Cantarell.....	102
Fig. 5.31 Cromatográfico de Gas a la llegada de Cd.PEMEX y de Atasta desde Nh-A utilizado para Gas lift en el Complejo Cantarell.....	102
Fig. 5.32 Concentración de Nitrógeno en Gas Amargo en Cd. PEMEX.....	103
Fig. 5.32A Cromatográfico de muestras de Gas de Pozos de Akal-F.....	104
Fig. 5.33 Comportamiento Histórico del Cromatográfico de Gas en el Complejo Akal-J de la Plataforma Akal-F.....	105
Fig. 5.34 Comportamiento Histórico del Cromatográfico de Gas en el Complejo Akal-B de la Plataforma Akal-L.....	105
Fig. 5.35 Comportamiento Histórico del Cromatográfico de Gas en el Complejo Nh-A de la Plataforma Akal-GC.....	106
Fig. 5.36 Comportamiento del porcentaje mol de Nitrógeno en el Pozo C-8D (Akal-FR).....	106
Fig. 5.37 Comportamiento del porcentaje mol de Nitrógeno en el Pozo C-1002 (Akal-LR).....	107
Fig. 5.38 Comportamiento del porcentaje mol de Nitrógeno en el Pozo C-2H (Akal-GR).....	107
Fig. 5.39 Incremento representativo de la producción de Pozo (C-86D) cuando el contacto Gas-Aceite alcanzan a los disparos del Pozo.....	108
Fig. 5.39A Cromatográfico obtenido en separadores remotos donde todos los pozos producen juntos en plataforma.....	109
Fig. 5.40 Localización del monitoreo de presión de los Pozos en el área.....	112
Fig. 5.41 Localización vertical de los pozos para el monitoreo de presión.....	112
Fig. 5.42 Evolución de la presión medida de varios Pozos ubicados en el Casquete de Gas.....	113
Fig. 5.43 Evolución de la presión medida de varios Pozos ubicados en la zona de Aceite.....	113
Fig. 5.44 Concentraciones de Nitrógeno medidas de varios ubicados en el Casquete de Gas.....	115
Fig. 5.45 Evolución de la concentración de Nitrógeno en el gas producido de Cantarell.....	115
Fig. 5.46 Monitoreo del contacto Gas-Aceite en Akal.....	116
Fig. 5.47 Prueba Especial: Composicional de muestras de fondo de aceite a diferentes tiempos, elaboradas en Pozos con disparos cercanos al contacto Gas-Aceite.....	117
Fig.5.48 Impacto del proyecto de mantenimiento de Presión y de la construcción de nuevas instalaciones en la Producción de Aceite.....	118
Fig. 5.50 Presión Capilar del Nitrógeno/Aceite medida, psi.....	119

Fig. 5.51 Efecto del Banco de C ₂ -C ₆ en la Disminución de la PMM en las pruebas de desplazamiento de tubo delgado.....	123
Fig. 5.52 Recuperación de Aceite a distintas Presiones de Inyección de Nitrógeno en un tubo de 1 m de longitud, con un núcleo homogéneo de 10 milidarcys de permeabilidad.....	124
Fig. 5.53 Recuperación de Aceite con 5% de VP C ₂ -C ₆ mas Inyección de Nitrógeno a diferentes presiones en un tubo de 1 m de longitud, con un núcleo homogéneo de 10 milidarcys de permeabilidad.....	124
Fig. 5.54 Prueba de Campo Individual de Inyección/Producción en el yacimiento.....	125
Fig. 5.55 Prueba de Campo Individual de Inyección/Producción en el yacimiento.....	126

INTRODUCCIÓN

El Nitrógeno es un gas que provee grandes ventajas en su uso a la industria petrolera, ya sea en los proyectos de Ingeniería de Yacimientos dentro de las Recuperaciones Secundaria y la Recuperación Mejorada, como en las etapas de terminación de pozos, también se puede encontrar su aplicación en la etapa de producción de los campos.

La decisión de inyectar un gas a los campos petroleros depende de muchos factores; interviene la geología del yacimiento, la mineralogía, el tipo de formación y las características especiales del yacimiento. La permeabilidad y porosidad juegan otro papel fundamental, ya que se debe valorar detalladamente si el gas que será inyectado tendrá un buen barrido si existiesen canales preferentes de flujo dentro del yacimiento.

Respecto a los fluidos del yacimiento, se espera que el gas de inyección no reaccione con los fluidos de la formación, pudiendo dañar al yacimiento o a las instalaciones de producción como podría ser el aparejo de producción. En esto intervienen las diversas composiciones y concentraciones de impurezas que se encuentran en los fluidos, que están dentro de una gran gama de aceites presentes en el mundo.

Las instalaciones juegan otro papel muy importante cuando se ejecuta un proyecto de inyección de gas; la disposición de energía y la fuente principal de suministro del gas tienen una gran trascendencia en el proyecto.

La recuperación adicional esperada por la ejecución de la inyección del gas junto con los costos, son los aspectos más importantes en un proyecto, ya que son los dictaminadores principales de la inversión provista en él.

En este trabajo de tesis se enuncian diversas formas de aplicación para la inyección de Nitrógeno y su utilización dentro de la industria petrolera; tanto en los procesos de recuperaciones secundaria o mejorada (que tienen una intervención directa en el yacimiento) como en las inducciones del pozo y en operaciones de terminación como en el fracturamiento de la formación.

OBJETIVO: Documentar y analizar diversos procesos de inyección del gas Nitrógeno en los campos petroleros; con la finalidad de conocer la efectividad del Nitrógeno como gas de inyección, reflejada en la recuperación adicional de aceite al final de un proyecto de inyección de Nitrógeno y en los costos de inversión.

PROBLEMA CENTRAL DE LA INVESTIGACIÓN

¿La aplicación de la Inyección de Nitrógeno fue viable en el Yacimiento Akal del Complejo Cantarell?

HIPÓTESIS: Entre otras razones que se exponen en la tesis, la Inyección de Nitrógeno fue viable en el Complejo Cantarell por su accesibilidad en la obtención del gas, ya que está presente en la atmósfera terrestre en grandes cantidades.

INTRODUCCIÓN

El trabajo de tesis se divide en 5 capítulos los cuales se enuncian y describen a continuación:

CAPÍTULO 1: PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL NITRÓGENO

En este capítulo se abordan las características físicas y químicas del Nitrógeno, y algunas aplicaciones en la industria en general.

CAPÍTULO 2: HISTORIA DE LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DEL NITRÓGENO COMO PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

En esta parte del trabajo se proporciona un contexto histórico sobre la aplicación de la inyección de Nitrógeno en procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada, se citan trabajos realizados desde la década de los 70's, también se habla de una clasificación de los proyectos de inyección los cuales pueden ser para Desplazamiento miscible, mantenimiento de presión, segregación gravitacional, contacto múltiple miscible de los hidrocarburos por el Nitrógeno y desplazamiento de un bache de CO₂, así como los parámetros considerados para la aplicación de cada una. También se mencionan los experimentos más importantes citados en la literatura acerca de la Recuperación Secundaria con Nitrógeno que se han llevado a cabo en laboratorio. Por citar algunos se cita el trabajo que realizaron Koch y Hutchinson en 1958, Rushing en 1976 y 1977, Paterson en 1978, A. Hudgins, Feliciano L. Lave y Frank T.H. Chung en 1990, etc.

CAPÍTULO 3: PROCESOS DE GENERACIÓN Y/O SEPARACIÓN DEL NITRÓGENO

En este capítulo se habla de los tipos de separación del Nitrógeno, los cuales son: destilación criogénica, adsorción y separación por membranas. También se cita una tabla comparativa de éstos procesos de separación.

En la destilación criogénica se tratan los procesos generales que se llevan dentro de una planta de gas natural describiendo a cada uno de manera general y, describiendo a mayor detalle, el proceso de remoción del Nitrógeno del gas natural aplicando la destilación criogénica. También se habla de la destilación criogénica en la separación del aire.

Se menciona la separación del Nitrógeno generada por la adsorción por cambio de presión (PSA), y se habla de una tecnología llamada Molecular Gate™ la cual utiliza un nuevo tipo de tamices moleculares de silicato de titanio de 3.7° (amstrongs).

Se cita el proceso de separación del Nitrógeno por medio de membranas; se mencionan algunos fundamentos teóricos y una tecnología llamada NitroSep™.

Por último se aborda la separación del Nitrógeno en las Recuperaciones Secundaria y Mejorada de hidrocarburos.

CAPÍTULO 4: MÉTODOS DIVERSOS DE LA INYECCIÓN DEL GAS

Podría decirse que este capítulo es el corazón del trabajo de tesis; aquí es donde se mencionan diversos métodos de inyección de Nitrógeno en la industria petrolera, se habla de las inyecciones inmisible y miscible; y la diferencia entre ambas, así como la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), se citan las correlaciones creadas por los autores más respetados en la literatura especializada como Glasó, Firoozabadi y Azis, Hanssen, Hudgins y por último Sebastian y Lawrence. Se cita al Nitrógeno como gas de empuje para baches de miscibles de CO₂ y GLP. Se habla de la reducción de la saturación de aceite remanente en núcleos mediante la inyección de un

surfactante y Nitrógeno realizado en el IMP. La recirculación o inyección cíclica de Nitrógeno por el gas natural producido en yacimientos de gas y condensado también se menciona, así como la producción de gas del casquete. Respecto a la terminación de pozos se trata el fracturamiento de la formación con Nitrógeno así como el Nitrógeno como fluido espuma, también se trata al Nitrógeno como fluido energizante. En operaciones con tubería flexible se habla de la inducción y descarga del pozo originadas por la inyección del Nitrógeno.

CAPÍTULO 5: EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

En esta última parte del trabajo se trata la inyección de Nitrógeno aplicada en el yacimiento Akal del Complejo Cantarell en la bahía de Campeche, México; realizada por PEMEX. Se citan los fundamentos de la aplicación, las simulaciones realizadas para el desplazamiento, también se habla del por qué se decidió utilizar el Nitrógeno y no otro gas. Se puede ver también, un seguimiento realizado durante los primeros años de implementación del proyecto así como en los años consecutivos, se habla de los procesos implementados por PEMEX para el monitoreo y control de la concentración del Nitrógeno, así como de la infraestructura ocupada para realizar el proyecto de inyección.

Por último se trata un ejemplo de aplicación de Recuperación Mejorada con Inyección de Nitrógeno a Alta Presión.

Este trabajo de tesis no ahondará en cuestiones específicas acerca de química ni de los costos necesarios para un proyecto de inyección de Nitrógeno.

AGRADECIMIENTOS

Primero que nada le quiero agradecer a esa fuerza creadora del universo, algunos la llaman Dios, otros Naturaleza y algunos otros Big Bang; por permitirme la vida, por obsequiarme una personalidad e individualidad de la cual me siento orgulloso aunque a algunos incomode, por darme una gran y peculiar familia a la cual amo con toda mi alma y por regalarme la música.

Quiero agradecer a mi mamá **María Estela Salazar García** por haberme traído al mundo, por ser el mejor ejemplo que un hijo loco como yo pudiera haber tenido, por ser una gran persona, de noble corazón y de espíritu gigante; por cobijarme cuando tuve frío y por cuidar de mí y mis hermanos cuando niños. Por esos regaños que definieron mi persona y que hoy me hacen ser lo que soy. Por permanecer en la ralla, rifándose el físico, al pie del cañón sin importar lo que suceda. Por todo esto y mucho más, **¡Gracias Jefa! Te amo desde lo más profundo de mi corazón.**

Gracias a mi padre **Santiago Morales Bergara**, gracias por ser mi amigo, por jugar con migo de niño, por ser un guía de ideales, por soportarme cuando no me portaba bien, por cuidar de mí para que no me expulsaran de la secundaria; por creer en mí aun cuando me sacaron de bachilleres y por ayudarme casi obligarme a seguir estudiando la prepa. Gracias por apoyarme para estudiar la universidad, porque aun después de que la vida nos jugó una mala broma, seguimos siendo buenos amigos, **¡Jefe te quiero un resto!**

Gracias a mis hermanos **Santiago Isaac Morales Salazar** y **Ariadna Grisell Morales Salazar**, por haber jugado conmigo, aunque se divertían y se reían de mí por ser el más chico. Gracias a mi hermano Isaac por haber sido el primero en mostrarme el hermoso mundo que es la música, por acercarme a grandes bandas, por cuidarme y criticarme en el momento preciso, por ser un gran ejemplo y un gran amigo. Gracias a mi hermana Ari por ser la más hermosa persona que un ser humilde como yo, podría haber tenido como hermana; por cuidarme y divertirse conmigo, por asustarme de chamaco, por ser mi amiga y confidente, por cuidarme cuando mi madre no podía y por consentirme cuando se podía. **¡Los amo con todo lo que soy!**

Gracias a toda mi familia, a mi abuelita **Zenaida García** por ser la mujer más luchona que conozco y por haberme dado al ángel que tengo por mamá.

A mis tías, **Lucina Morales**, **Martha Morales**, **Elba Morales** y **Clara Morales** por ser un gran ejemplo de fuerza, entereza y perseverancia que no se deja vencer aunque la vida se torne difícil. Gracias a mis tíos **Jesús Salazar**, **Epifanio Salazar**, **Gregorio Salazar** y **Marcos Salazar**, así como a mis tías, **Elisa Ramírez** y **Guadalupe Medrano** por ser una gran familia, mi familia, con sus altibajos como todo, pero siempre sacando adelante a sus hijos; gracias por mostrarme un ejemplo de vida y por ser muy tolerantes conmigo. Gracias a mi tío **Epifanio Salazar** por ser quien me introdujo de manera más directa a la música, por enseñarme los primeros acordes y solos, por prestarme su batería cuando andaba tocando (la cual rompí y no he podido reponer je je). Gracias por ser un ejemplo de músico, el cual no importa cuánto dinero o riquezas tengas, sino que tengas lo suficiente para vivir, que ames lo que haces y que seas feliz.

Quiero decirle a todos mis primos que los amo, a **Julian Salazar**, **Miguel Salazar**, **Julio Salazar**, **Carla Salazar**, **Nancy Salazar**, **Laura Salazar**; gracias por mostrarme lo bello y hermoso de mi pueblo y por ser grandes amigos. Gracias a mis primos **Yair Morales**(el barri, el char, el goldo), **Yutzele Almanza** (yuyabú), **Joksan Roa** (jositan), **Yuritzi Roa**(yuri), **Claudia Campos**, **Jorge Campos**

(jorgito), **Elva Piña** (elvita) y **Jocelyne Piña** (la pepe) (ambas conocidas en el bajo mundo del empleado como las guachas), y a la reciente adquisición de la familia ailas “**EL PRIMO MANOLO**”, por ser amigos entrañables, por regalarme momentos hermosos de mi niñez y por seguir siendo tan buena onda conmigo, gracias por ser mis amigos y por brindarme mucho cariño.

Gracias a toda la bandita de cuerna, a todos los amigos que he tenido a lo largo de la vida, a mis amigos de la infancia, a la banda del pocho; a **Lucero Ulloa Gomez** que es otra hermana para mi, **Antonio Estrada** (toñin), **Yaidth Ruiz** (choky), **Oscar Guzmán** (choko), **Rafael Carriche** (rafiky), **Miguel Rodriguez** (el mike), **Ivan Ortega** (clon), **Isaac Aguilar** (coton), **Marco A. Ureña** (el dark), **Karen Loyola** (loy), **Arturo Cortez** (el micro), al cuarteto más divertido del mundo comenzando por la shaparrita **Maribel Espinoza**, **Erandeni Dac**, **Abigail Hernández** y **Marisol Alquisira**, **Josemar** (kikiño), al **Gus**, al **Cesarín**, a **Alina Mendoza** y a **Marco Salgado**; a mis amigos de la secundaria, gracias a todos.

Gracias a la banda de la UNAM tanto de la FI como de la ENM, gracias a la bandita loca **German Soto** (el germen) gracias carnal por apoyarme al final de la tesis, por abrirme las puertas de tu casa y tu familia, a **Leonardo Minchaca** (el machakala), **Ricardo Hernadez** (picardín), **Arturo Acosta** (R2), **Jorge Cirio** (el play), **Erika Lopez** (ñerik), **Mauricio Salmerón** (monkey), **Uriel** (paquito), **Andres Omassi** (toallin), **Ricardo Escobio** (el rich), **Edgar Alonso** (chente), **Mauricio Diaz** (el maumer), **Ana Cortez** y **Álvaro** (alvarín, alvadrug).

Gracias a toda la petro-banda, **Adriana Uribe**, **Karla Segura**, **Ricardo Herrera**, **José Luis Martínez** (el kléver), **Daniel Díaz** (el matute), **Cesar Villegas** (el capi), **Fabiola Olivares**, **Veronica Hernández**, **Jaime García** (la albóndiga), **Aldo Obregón** (el Marroco), **Julio Trejo** (el intenso), **Alejandro Vázquez** (el Chiapas), **Adán Tello**, **David Llitteras**, **Alberto Lopez M.** (Wilson), **Victor López** (el pin pon), **Aldo Romero** (el pato), **Victor Morales**, **Salvador Morales**, **Norberto Briones**, **Eder Uriostegui**, **Jorge Nuñez**, **Karla Sánchez**, **Joselin Percastegui**, **Victor Tejero** (el chido), **Marco Salmerón** (chapadrink), **Josue Rivero** (el ross), gracias a todos, lo más seguro es que me falten, pero por insuficiencia de espacio, aunque saben todos que pueden contar conmigo.

Gracias a mi alma máter, la **Universidad Nacional Autónoma de México**, por haberme brindado la oportunidad de estudiar en la mejor universidad del país, por despertar mi consciencia y por permitirme estudiar en la **Escuela Nacional de Música** la cual, ha sido el complemento ideal para mi **Facultad de Ingeniería**. Gracias a la **Facultad de Ingeniería** por nutrir mi alma con conocimiento, ideas y disciplina, los cuales utilizare en beneficio de mi patria que amo con toda el alma, **MÉXICO**.

Gracias al **M. en I. Herón Gachúz Muro** por haberme guiado en la elaboración de este trabajo de tesis y al **Ing. Israel Castro Herrera** por ayudarme con la tesis frente a la universidad, gracias a todos mis sinodales el **Ing. Manuel Villamar Viguera**, **Ing. Israel Castro Herrera**, **Dr. Rafael Rodríguez Nieto**, **Dra. Rocío De la Torre Sánchez** y al **Dr. Erick E. Luna Rojero** por regalarme un poco de su tiempo al revisar este trabajo de tesis.

Y por último, no por menor importancia sino todo lo contrario, gracias a **Arely Guerrero Villanueva**, gracias por ser mi ángel guardián, por apoyarme incondicionalmente, por ser mi musa, mi confidente, mi amiga, por ayudarme en los momentos más difíciles, gracias por darme la mano, regalarme alegrías, sonrisas, enojos; por aceptarme como soy aun cuando ni yo me agrado.

INTRODUCCIÓN

Gracias por salvarme hasta de mi mismo, y no dejarme caer el abismo, gracias por inspirar mi música y mi guitarra, gracias por ser el eje central de mi líricas, gracias por hacerme pensar en ti a diario, **¡Gracias por qué eres mi amor mi música y todo; y en la calle codo a codo somos mucho más que dos!**

CAPÍTULO 1

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL NITRÓGENO

1.1 UTILIZACIÓN DEL NITRÓGENO EN LA INDUSTRIA EN GENERAL

Más de cien años después del descubrimiento del Nitrógeno, un método para licuar el nitrógeno fue desarrollado en 1883 por Wroblewski y Olszewski. Hoy la producción comercial del Nitrógeno líquido se obtiene de la destilación fraccionada del aire líquido. El aire es licuado por compresión y progresiva refrigeración a una presión de 46.7651 kg/cm² (665 psi.), y el Nitrógeno líquido se evapora a -195.805 °C (-320.45 °F). Solo recientemente materiales y equipos han sido desarrollados para manejar líquidos muy fríos como el Nitrógeno a un nivel comercial. El campo de la ciencia que trata con la tecnología del manejo de líquidos más fríos que -121.66°C (-187 °F) es llamada criogénica. Todos los líquidos y el equipo para manejar estos líquidos fríos son considerados equipos y líquidos criogénicos. Aluminio y aceros especiales son los materiales de construcción criogénica más ampliamente usados; sin embargo, aleaciones de cobre y bronce también son usados para aplicaciones específicas.

El Nitrógeno constituye el 78% en volumen de la atmósfera terrestre, en donde se presenta como moléculas de N₂, aunque el Nitrógeno es un elemento para la vida, los compuestos de Nitrógeno no son particularmente abundantes en la corteza terrestre. Se puede encontrar en:

- La corteza terrestre en cantidad limitada (nitratos).
- Bajo la forma orgánica (en las plantas y en organismos vivos o muertos que conforman el humus)
- Bajo la forma mineral (amoníaco) permitiendo contribuir a la fertilidad del suelo.

El Nitrógeno (N₂) es un gas incoloro, inoloro e insípido que forma el 78.09% del aire que respiramos. El Nitrógeno es un gas no inflamable y no sostiene la combustión.

El Nitrógeno es ligeramente más liviano que el aire y ligeramente soluble en agua. Se tiene el concepto de que es un gas inerte y también es utilizado como tal. Éste forma óxido nítrico y dióxido de Nitrógeno con oxígeno, amoníaco con hidrógeno y sulfuro de Nitrógeno con azufre. Los compuestos de Nitrógeno se forman a través de procesos biológicos. Los compuestos se forman también a altas temperaturas o a moderadas temperaturas con ayuda de un catalizador. A altas temperaturas el Nitrógeno se puede combinar con metales activos como el litio, el magnesio y el titanio para formar nitruros. El Nitrógeno es necesario para varios procesos biológicos, y se utiliza como un fertilizante, usualmente del amoníaco o compuestos basados en amoníaco.

El Nitrógeno se condensa en líquido incoloro que es más ligero que el agua, su punto de ebullición es -195.8°C (-320.4°F).

El Nitrógeno es producido en grandes volúmenes, en forma de gas y en forma líquida, esto se logra por destilación criogénica; volúmenes más pequeños se pueden producir en forma de gas por oscilación en la presión de adsorción (PSA) o la difusión de los procesos de separación¹.

Los procesos criogénicos pueden producir Nitrógeno de alta pureza. La adsorción y los procesos de difusión se utilizan normalmente para hacer el producto con menor pureza, en cantidades relativamente pequeñas. Esto resulta atractivo a los usuarios cuando la pureza no es crítica y las alternativas (compra de Nitrógeno líquido a granel, los cilindros de Nitrógeno de alta presión, o la producción local criogénica) son más caras o muy difíciles.

El Nitrógeno se obtiene en cantidades comerciales mediante la destilación fraccionada del aire líquido. Cerca del 1.6×10^{10} kg (18 millones de toneladas) de N_2 se producen anualmente tan sólo en los Estados Unidos.

Las sales del ácido nítrico incluyen importantes compuestos como el nitrato de potasio (nitro o salitre empleado en la fabricación de pólvora) y el nitrato de amonio fertilizante.

Los compuestos orgánicos de Nitrógeno como la nitroglicerina y el trinitrotolueno son a menudo explosivos. La hidracina y sus derivados se usan como combustible en cohetes.

Debido a que tiene una baja reactividad, se emplean grandes cantidades de N_2 como una cubierta inerte gaseosa para excluir el CO_2 durante el procesamiento y empaqueo de alimentos, la producción de sustancias químicas, la fabricación de metales y la producción de aparatos electrónicos.

La industria química es el usuario más grande de Nitrógeno. Una porción larga del uso de su Nitrógeno es para la fabricación de amoniaco para fertilizantes. Algunos usos más pequeños del amoniaco son los electrónicos, aviación, refinería, utilidad pública, misiles e industrias de procesamiento de alimentos. Desarrollos recientes con Nitrógeno líquido, para la preservación de alimentos muestran un gran crecimiento potencial en esta industria.

El interés en el Nitrógeno para trabajos de estimulación, está enfocado en la fuente compacta de gas de alta energía disponible a un costo razonable. Sin un equipo de compresión caro, el gas a 1054.85 kg/cm^2 (15 000 psi) de presión está disponible para la estimulación de pozos a través de Nitrógeno líquido y sus dispositivos de manejo criogénico (Dowell (1982), Barber (2005))².

1.2 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL NITRÓGENO

Las propiedades gaseosas del Nitrógeno (**Tabla 1.1**) son la principal razón para su uso en los tratamientos de estimulación así como el los de Recuperación Mejorada (EOR). La **Tabla 1.2** muestra los factores de volumen del Nitrógeno a presión y temperatura³.

Tabla 1.1 Propiedades físicas y químicas del Nitrógeno¹.

Unidades Métricas			Punto de Ebullición		Propiedades de la Fase Gaseosa			Propiedades de la Fase Líquida		Punto Triple		Punto Crítico		
			@ 101.325 kPa		@ 0° C & @ 101.325 kPa			@ B.P., & @ 101.325 kPa						
			Temp.	Calor latente o Vaporización	Gravedad Específica	Calor Específico (Cp)	Densidad	Gravedad Específica	Calor Específico (Cp)	Temp.	Presión	Temp.	Presión	Densidad
Substancia	Símbolo Químico	Peso Molar	°C	kJ/kg	Air = 1	kJ/kg ° C	kg/m3	Agua = 1	kJ/kg ° C	°C	kPa abs	° C	kPa abs	kg/m3
Nitrógeno	N ₂	28.01	-195.8	199.1	0.9737	1.04	1.2506	0.808	2.042	-210	12.5	-146.9	3399	314.9

Unidades Inglesas			Punto de Ebullición		Propiedades de la Fase Gaseosa			Propiedades de la Fase Líquida		Punto Triple		Punto Crítico		
			14.7 Psia		@ 32°F & @1 atm			@ B P & @ 1 atm						
			Temp.	Calor latente o Vaporización	Gravedad Específica	Calor Específico (Cp)	Densidad	Gravedad Específica	Calor Específico (Cp)	Temp.	Presión	Temp.	Presión	Densidad
Substancia	Símbolo Químico	Peso Molar	° F	BTU/lb	Air = 1	BTU/lb °F	lb/cu. ft	Agua = 1	BTU/lb °F	°F	psia	°F	psia	lb/cu ft
Nitrógeno	N ₂	28.01	-320.4	85.6	0.9737	0.249	0.07807	0.808	0.4877	-346	1.81	-232.4	493	19.6

Tabla 1.2. Factores de volumen del Nitrógeno³.

Factores de volumen (scf* N2/bbl [std m3/m3])							
Presión		Temperatura °F[°C]					
psia	kpa	100	[38]	200	[93]	280	[138]
1000	6895	353	[64]	295	[53]	262	[47]
2500	17237	850	[153]	704	[127]	623	[112]
5000	34475	1482	[267]	1253	[226]	1120	[202]
10000	68948	2254	[406]	1985	[358]	1817	[327]

En la Fig 1.1 se puede observar el diagrama de fase del Nitrógeno, con la presión medida en atmósferas y la temperatura en °C, se distingue la región del Nitrógeno sólido, región de líquido y la región del gas Nitrógeno, así como la región de dos fases (líquido-gas). En la Fig. 1.2 se distingue la curva de equilibrio líquido-vapor medida con la presión en bar o MPa y la temperatura en °C ó K.

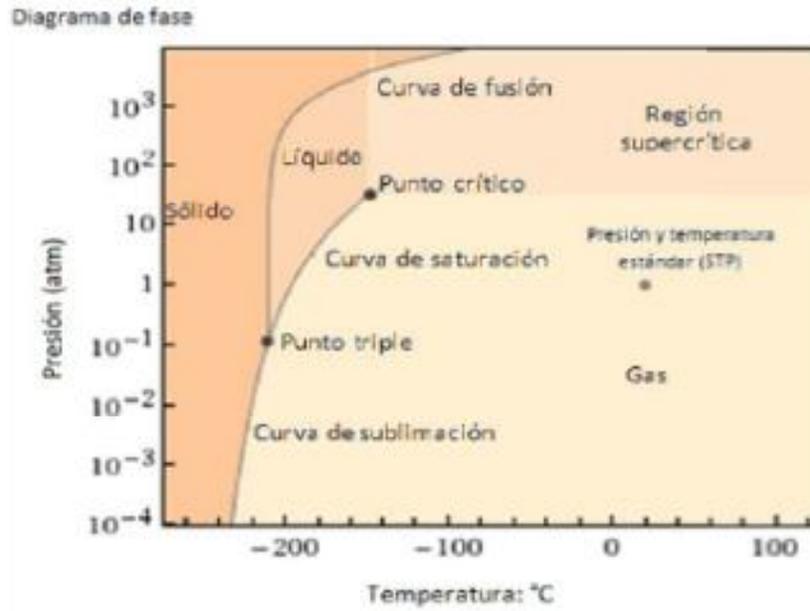


Fig. 1.1 Diagrama de Fase del Nitrógeno².

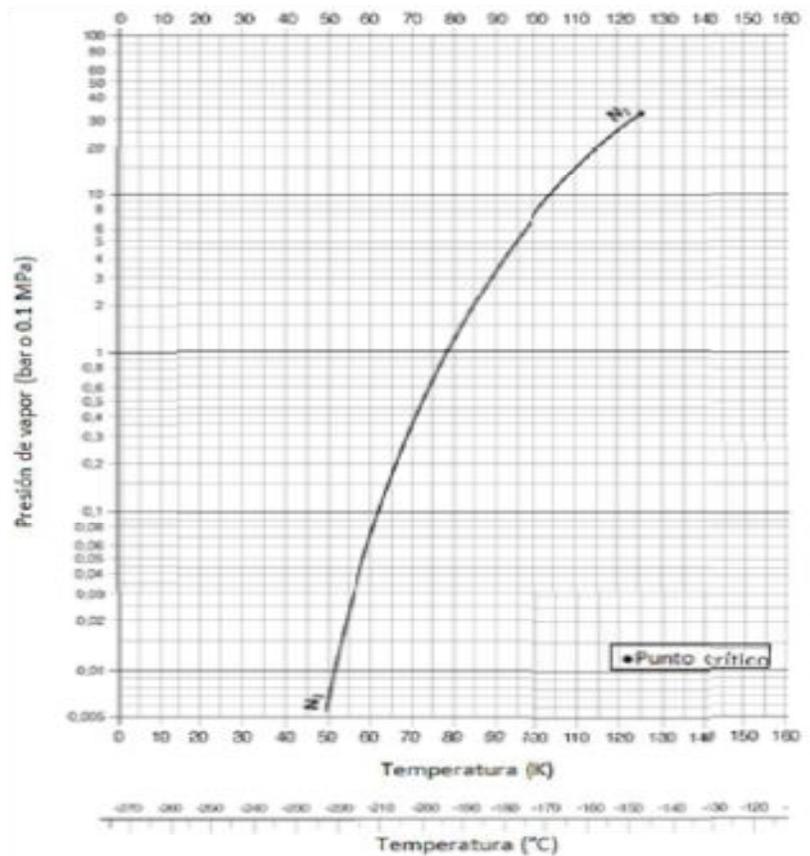


Fig. 1.2 Curva de equilibrio líquido-vapor, la presión está dada en bar, 1 bar= 1.01968 kg/cm² ó 0.1 MPa, temperatura en K o °C. El punto crítico se indica por un punto negro en la curva².

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 1.

¹ <http://www.ugi.com/nitrogen.html>

² Hernández Mendoza, Oscar D., y Vicencio Martínez, Alan G.: "Fracturamiento a la Formación con CO₂ y N₂", Tesis UNAM, Facultad de Ingeniería, 2010, p. 74-78.

³ Ward, Victor L.: "N₂ and CO₂ in the Oil Field: Stimulation and Completion Applications", SPE No.12594, Julio de 1986, p. 275-278.

CAPÍTULO 2

HISTORIA DE LA APLICACIÓN DEL
NITRÓGENO COMO PROCESO
DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA
Y MEJORADA

En 1982 más de 14×10^6 m³/d [500×10^6 ft³/D] de Nitrógeno fueron inyectados en yacimientos de aceite y/o de gas. Para 1985, 30 campos habían utilizado el Nitrógeno como recuperación mejorada de aceite (EOR) o de gas (EGR)^{4 5}.

Para estos campos se le dieron cinco aplicaciones principales al Nitrógeno: desplazamiento inmisible, desplazamiento miscible, drenado por gravedad y como fluido motor de un bache miscible. Sin embargo no se utilizaron las aplicaciones en solitario, sino que, se combinaron dos o más mecanismos (aplicaciones).

Los métodos de recuperación primaria y secundaria (inyección de agua o reinyección del gas natural producido) en promedio, producen menos de un tercio del volumen original de aceite.

2.1 PERCEPCIONES HISTÓRICAS DE LA INYECCIÓN DE GAS NITRÓGENO.

Antes de 1970, para los operadores el gas natural fue la principal alternativa de inyección de gas (miscible o inmisible). En la década de los 60's y los 70's, los operadores comenzaron la búsqueda de fuentes de gases no hidrocarburos porque el gas natural no estaba disponible en algunas áreas geográficas o, era muy costoso para su reinyección. El CO₂ y el Nitrógeno comenzaron a destacar como substitutos del gas natural.

En los 60's y al comienzo de los 70's, buscaron volúmenes adicionales de gases inertes (la mayor parte era Nitrógeno pero, también contenía algo de CO₂ y otros productos de combustión) quemando el gas natural en boilers o motores de combustión interna; procesando el tubo de gas o el gas de los motores, respectivamente, para remover el agua, calor y subproductos de combustión indeseables; comprimiendo después el gas procesado con compresores accionados a vapor o por los propios motores de combustión interna.

A mediados de la década de los 70's, los operadores buscaron una fuente de Nitrógeno que no fuera corrosiva, de gran confiabilidad y que fuera una económica.

En 1977 apareció la primera planta de separación de aire en los campos petroleros. Subsecuentemente muchas plantas de separación de aire fueron instaladas y operadas.

CAPITULO 2. HISTORIA DE LA APLICACIÓN DEL NITRÓGENO
COMO PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

Tabla 2.1. Campos clave para recibir Nitrógeno entre la segunda mitad de la década de los 70's y comienzos de la década de los 80's.

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

*N₂=separador de aire N₂

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

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

‡ Estimado

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

2.1.1 Aplicaciones en Campo de la Recuperación Mejorada (EOR) con Nitrógeno

La **Tabla 2.1** presenta una lista de los proyectos realizados con inyección de Nitrógeno para esas fechas. Excepto algunos de los proyectos más antiguos que ya han sido completados. Revisando la **Tabla 2.1** se pueden notar muchos factores los cuales son:

1. Los primeros proyectos de Nitrógeno emergieron en la década de los 70's.
2. Hasta 1977 todo el Nitrógeno se tomaba en el sitio de las plantas de gas inerte.
3. Después de 1980 la mayoría de los proyectos de Nitrógeno obtenían el gas de las plantas de separación de gas.
4. El volumen total de los proyectos es en exceso $14 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{D}$ [$500 \times 10^6 \text{ de ft}^3/\text{D}$].
5. Los rangos en la presión de inyección estaban entre $7.03 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$ (100 [psi]) como lo más bajo hasta, $583.5 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$ (8300 [psi]) como lo más bajo.

2.2 APLICACIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON NITRÓGENO.

2.2.1 Percepciones generales

La **Tabla 2.2** muestra que los proyectos de inyección de Nitrógeno pueden ser clasificados dentro de las siguientes categorías.

1. **Desplazamiento miscible** de los fluidos del yacimiento en la zona de aceite y/o en la zona de gas por el nitrógeno.
2. **Mantenimiento de Presión** se refiere a mantener la presión del fluido del yacimiento en/o arriba de su respectivo punto de rocío o punto de burbuja, o a una presión existente mientras se mantenga una sola fase de hidrocarburo dentro del yacimiento.
3. **Segregación Gravitacional** utilizando el potencial gravitatorio de drenado, se genera un barrido en la zona de hidrocarburos (El nitrógeno que es usualmente de menor densidad que los fluidos del yacimiento, cuando se inyecta en la cresta del yacimiento o se le permite migrar a la cresta, este mejorará el barrido hacia abajo logrando una mejora en la producción de los fluidos del yacimiento y también lograra una mejora en la estabilidad del casquete de gas dentro del yacimiento.)
4. **Múltiple Contacto de Desplazamiento Miscible** de los hidrocarburos del yacimiento por el nitrógeno.
5. **Desplazamiento de un bache miscible de CO_2** , o de gas natural enriquecido utilizando el nitrógeno como fluido motor.

CAPITULO 2. HISTORIA DE LA APLICACIÓN DEL NITRÓGENO COMO PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

Tabla 2.2. Datos de los fluidos y de la roca de los campos que recibieron Inyección de Nitrógeno, agrupados en una de las cinco categorías.

Campo	Año de descubrimiento	Area (km ²)	Localización de la inyección	Tipo de Roca	Perm. (mD)	Poros. (%)	Grav. (API)	Temp. (°C)	Prof. (m)	Espesor (m)	Estructura	Capacidad de GAS
Desplazamiento inmiscible												
Andector – Ellenberger	1946	6.784	Desconocido	Carbonato	2000	4	44	55.44	2438.4	156.972	Anticlinal fallado	-
Lisbon	1959	20	Cresta	Carbonato	0.01 a 1100	6	60	59.89	2743.2	91.44	Anticlinal	si
Ryckman Creek	1976	8	Cresta	Arenisca	72	15	47	65.44	2133.6	152.4	Anticlinal	si
Stonebluff	1920**	2.2	-	Arenisca	300	14	39	26.56	365.76	7.3152	Strato	si
Ventura	-	-	-	Arenisca	160	23	31	71	1828.8	-	Anticlinal	-
Mantenimiento de Presión												
Anschutz	1979	12	Cresta	Arenisca	3	10	49	98.78	3962.4	335.28	Anticlinal	si
Yates	1926	105.692	Casquete de gas	Dolomita	1	-	31	-	365.76	18.288	Anticlinal	si
Gravedad												
Bay St. Elaine	1929	*	Abajo del casquete	Arenisca	1100	32	33	-	2133.6	9.4488	Domo Salino	-
Calliou Island	1930	*	Abajo del casquete	Arenisca	1000	32	33	-	1524	27.432	Domo Salino	-
Iberia	1917	*	Abajo del casquete	Arenisca	1600	33	31	-	1524	27.432	Domo Salino	-
Leeville	1931	*	Abajo del casquete	Arenisca	1100	30	33	-	2133.6	13.716	Domo Salino	-
West Hackberry	1928	*	Abajo del casquete	Arenisca	1000	32	27	-	2011.7	15.24	Domo Salino	-
Lake Pelto	1929	*	Abajo del casquete	Arenisca	1600	33	32	-	2133.6	7.3152	Domo Salino	-
Hackberry East	1927	*	Abajo del casquete	Arenisca	250	25	32	-	3352.8	9.144	Domo Salino	-
Venice	1937	0.08 a 0.144	Abajo del casquete	Arenisca	700	33	31	-	2743.2	15.24	Domo Salino	-
Lake Barre	1958	4.776	-	Arenisca	95	16	35	123.8	5334	18.288	26° de pendiente	Si
Hawkins	1940	42.664	Casquete de gas	Arenisca	3000	28	24	75.44	1371.6	32.9184	Anticlinal Fallado	Si
CO₂/LPG miscible												
Two Freds	1957	17.568	-	Arenisca	32	20	36	-	1469.1	4.8768	Monoclinal	-
Block 31	1945	31.36	-	Caliza	1	15	46	59.89	2590.8	29.5656	Anticlinal	-
Fordoche	1966	14.8	-	Arena	6	20	45	136.6	3871	18.288	Anticlinal	-
Paradis	-	1	-	Arenisca	700	27	36	92.11	3048	-	Domo Salino	-
Levelland	1945	6.4	-	Caliza	3	11	30	40.44	1493.5	8.5344	Monoclinal	-
Willesden Green	-	103.04	-	Arenisca	2	8	39	71.56	2103.1	5.4864	-	-
Desplazamiento miscible												
Painter	1977	8	Cresta	Arenisca	7	12	46	76.56	3048	243.84	Anticlinal	si
East Vealmoor	1950	13.432	Cresta	Arrecife	38	10	43	68.22	2240.3	-	Arrecife	-
Jay	1970	5.78	-	Carbonato	35	14	51	140.4	4572	28.956	-	-
Black Jack	1972	22.88	-	Dolomita	112	16	48	141	4815.8	10.668	Anticlinal	-
North Headlee	1975	12.548	Cresta	Caliza	0.5	4	47	-	3718.6	23.1648	Anticlinal	Si
East Binger	1975	51.84	-	Arena	0.1	8	38	87.67	3048	-	-	-

* Número limitado de yacimientos en el total del campo

**Estimado

En la **Tabla 2.2** se agrupan los campos en una de las cinco categorías de EOR con Nitrógeno proporcionadas previamente. En la mayoría de los casos, dos o más mecanismos están operando paralelamente. Los campos fueron ubicados de acuerdo al mecanismo primario que actuaba en cada uno, con el fin de que estuviera mejor representado.

CAPITULO 2. HISTORIA DE LA APLICACIÓN DEL NITRÓGENO
COMO PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

En la **Tabla 2.3** se muestran algunos parámetros generales para la elección del proceso adecuado dentro de las categorías de EOR con Nitrógeno⁶.

Tabla 2.3 Parámetros considerados para la elección de EOR con Nitrógeno.

	Gravedad del Aceite (°API)	Punto de rocío (kpa)	Punto de Burbuja (kpa)	Presión (kpa)	Tipo de roca (Arenisca, Caliza, etc)		
Mantenimiento de Presión	≥30	arriba	arriba	**	**		
Empuje inmiscible de gas	≥30	-	-	**	**		
Drene por Gravedad	≥25	-	-	**	**		
Recuperación del aceite en la cima	≥25	-	-	**	**		
Miscible							
N ₂	≥41	-	-	>31026,51	**		
N ₂ - Empuje CO ₂	≥27	-	-	>8963,21	**		
	Prem. (mD)	Tipo de Arcilla(s)	Temp. (°C)	Tipo de Estructura	Prof. (m)	Grosor en la Zona (m)	Tipo de Corrosión
Mantenimiento de Presión	**	**	**	ventajosa	**	**	Ninguna
Empuje inmiscible de gas	**	**	**	ventajosa	**	**	Ninguna
Drene por Gravedad	**	**	**	requerida	**	**	Ninguna
Recuperación del aceite en la cima	**	**	**	requerida	**	**	Ninguna
Miscible							
N ₂	**	**	**	**	>2133	**	ninguna
N ₂ - Empuje CO ₂	**	**	<121.11	**	>701	**	ninguna

* Un caso especial de drene por gravedad

** sin restricciones

Un caso europeo en la inyección de Nitrógeno es el que se realizó con la interpretación de pruebas de inyección de campo de CO₂/N₂ en un yacimiento carbonatado moderadamente fracturado.

Se trataba del campo *Coulommès-Vaucoirtois* operado por *Petrorep* y localizado en el basamento de París el cual se encontraba cerca del abandono. Durante 25 años de producción, un cuarto del volumen original de aceite había sido producido debido a un fuerte empuje hidráulico. Estudios de ingeniería de yacimientos y mediciones de laboratorio mostraron que las características del yacimiento eran adecuadas para realizar una inyección de CO₂ y N₂.

En 1983, se perforó un pozo inyector en medio de cuatro pozos productores ya existentes. Durante la primavera y el verano de 1984, se inyectaron 1.4 X10⁶ std m³ [49X10⁶ PCS] de CO₂ seguidos de 1.5X10⁶ MCS [54X10⁶ PCS] de N₂. Después de dos meses y medio de inyección, el gas se manifestó en un pozo lejano al área modelo descrita. Después de un corto tiempo, un pozo productor del área modelo, tuvo un incremento de cuatro veces en su producción de aceite. Los otros tres pozos exhibieron respuestas más

suaves, con producciones de pequeñas cantidades de gas. Se observaron decrementos significativos de RGA y aumento en la producción de aceite. Análisis de gas realizados, mostraron que el área abarcada por la burbuja de gas fue 15 a 20 veces más grande que el área modelo y el CO_2 y N_2 no se propagaron en la misma dirección.

Una de sus conclusiones fue que estos experimentos de campo confirmaron la extrema precaución que se debe tener cuando se planea inyectar un bache de CO_2 y N_2 . En efecto, el CO_2 queda atrapado en los líquidos del yacimiento por su gran solubilidad y puede terminar con un frente de desplazamiento de N_2 , como se observó en el pozo BG 22 cuando los dos gases se manifestaron al mismo tiempo (con gran concentración de N_2). El mismo efecto puede parecer cuando se inyecta CO_2 impuro con trazas no legibles de N_2 .

Al final, la recuperación total adicional de aceite que se obtuvo como resultado de la inyección de gas fue de 7360 Bls [1170 m^3]. Esto se produjo con una relación de 2490 std m^3 de gas inyectado/ m^3 de aceite recuperado [14000 PCS de gas inyectado/barril recuperado de aceite]⁷.

2.2.2 Experimentos en laboratorio de Recuperación Mejorada (RM) con Nitrógeno

En 1928, Power⁸ realizó un estudio de laboratorio para determinar si el aire es mejor que el gas natural o viceversa como un medio motor. Power también utilizó Nitrógeno en este experimento. Sus conclusiones fueron que:

1. La solubilidad en el aceite del gas natural, es mucho mayor a la del Nitrógeno a iguales condiciones de presión y temperatura y la solubilidad del nitrógeno es muy aproximada o casi igual a la del aire.
2. Volumen por volumen, el gas natural es inferior que el Nitrógeno como un agente propulsor a todas las presiones.

En 1958, Koch y Hutchinson⁹ condujeron un estudio de laboratorio sobre desplazamiento miscible utilizando un flujo de gas. Los resultados confirmaron que la composición del gas desplazante es relativamente irrelevante cuando se alcanza la presión de miscibilidad para cualquier fluido del yacimiento dado. Ellos también reportaron que arriba de la presión de miscibilidad el rompimiento es constante.

Entre 1976 y 1977, Rushing^{10 11 12} condujo trabajos experimentales. Estos estudiaban en su mayor parte el efecto de la presión de inyección del Nitrógeno en la recuperación de aceite. Estos concluyeron que "los crudos ligeros con algo de gas en solución, presentan una mayor respuesta a una alta presión de inyección del Nitrógeno".

En 1978, Paterson¹³ dirigió pruebas de laboratorio de recuperación de aceite crudo por Nitrógeno. El modelo fue saturado con aceite crudo y desplazado por en Nitrógeno a 33232 [kpa] (4820 [psi]) a temperatura de yacimiento. Los resultados mostraron que la miscibilidad se alcanzó después de múltiples contactos y una recuperación del aceite de 90% después de una inyección de casi 90% PV de N_2 .

En 1975, Hardy y Robertson¹⁴ reportaron la historia de un caso de campo, dentro del campo Bloque 31 en Texas. En el Bloque 31 la presión de miscibilidad del gas fluyente (87% N₂, 12% CO₂ y 1% CO) fue prácticamente idéntica a la presión de miscibilidad de la inyección de gas hidrocarburo.

En 1980, Vogel y Yarborough¹⁵ dirigieron unas pruebas de laboratorio en las cuales condensados de fluidos de yacimiento y aceite negro fueron expuestos al Nitrógeno a condiciones sub superficiales de yacimiento. Ellos concluyeron que la inyección de Nitrógeno en los fluidos condensados del yacimiento, podía aumentar significativamente la presión del punto de rocío. Mientras que, el aceite negro estuviera en contacto con el Nitrógeno, los componentes ligeros e intermedios presentan una severa reducción en el aceite.

En 1980, Ahmed y Menzie¹⁶ dirigieron un trabajo de laboratorio utilizando la inyección de Nitrógeno a alta presión y un cuarto de temperatura. La RGA en solución se conservó constante durante las 6 pruebas realizadas (16.28 MC/STB) (575 SCF/STB). Los autores determinaron exitosamente la presión de miscibilidad del sistema. Ellos también determinaron los cambios composicionales que tenían lugar mientras se realizaba el desplazamiento de aceite por la inyección del Nitrógeno.

En diciembre de 1981, Carlisle y Crawford¹⁷ reportaron en su laboratorio una investigación acerca del desplazamiento del aceite crudo por baches de propano impulsados por Nitrógeno como fluido motor. Ellos concluyeron que "los baches de propano impulsados por Nitrógeno pueden ser muy efectivos en la producción de aceite"¹⁸.

En 1990 David A. Hudgins, Feliciano L. Lave y Frank T.H. Chung¹⁹, dirigieron un estudio de laboratorio acerca del desplazamiento miscible de crudo ligero con N₂ para realizar Recuperación Mejorada. La presión mínima de miscibilidad del N₂ (MMP) es la mayor restricción para su aplicación en EOR, por lo que una correlación empírica fue desarrollada para estimar la MMP de una manera confiable. El trabajo de apoyo incluyó muchas determinaciones de desplazamientos locales en tubos delgados de MMP y la compilación y análisis de los datos antes de su publicación. La composición del fluido del yacimiento, especialmente las trazas de metano y etano hasta fracciones de pentano, se encontró que eran el factor más determinante para la miscibilidad. Las pruebas a alta presión en núcleos de areniscas fueron realizadas para evaluar los efectos de la estabilidad gravitacional y el modo de la inyección del N₂ en procesos miscibles. La inyección miscible de gas N₂ recuperó exitosamente la mayor parte del aceite contenido en los núcleos. Los desplazamientos gravitatorios estables e inestables dieron como resultado diferentes recuperaciones de aceite, así como el desplazamiento con N₂ en la recuperación secundaria y terciaria.

Ellos concluyeron que la correlación que desarrollaron tenía gran concordancia con mediciones de MMP realizadas a 14 aceites. También concluyeron que trazas grandes de metano y de componentes intermedios (etano hasta pentano) en el gas en solución resulta en una menor MMP. Por lo tanto, en la mayoría de los casos, la MMP del N₂ disminuye a medida que aumenta la solución del aceite GOR.

También concluyeron que la MMP del N₂ se incrementa ligeramente con la temperatura. El desplazamiento miscible con N₂ puede tener una recuperación exitosa con un gran porcentaje de aceite in-situ. Mucho más que lo que puede ser recuperado con ambas, recuperación primaria e inyección de agua.

La estrategia de inyección afecta considerablemente la recuperación de aceite. La inyección secundaria de N_2 de un modo gravitatorio estable recupero la mayor parte de aceite. La inyección secundaria de N_2 gravitatoriamente inestable, resulto en una mayor recuperación secundaria. La inyección terciaria de N_2 de un modo gravitatorio estable mostro lo peor. Sin realizar una prueba, se puede esperar lo peor de la inyección terciaria de N_2 gravitatoriamente inestable.

En febrero de 1990 Olstein Glasé²⁰ publico un artículo acerca del desplazamiento miscible en pruebas de recuperación con Nitrógeno. Las pruebas se hicieron en tubos delgados a alta presión y los estudios del comportamiento de fase se realizaron con fluidos del yacimiento y tres mezclas de componentes hidrocarburos. Las trazas de metano e intermedios en el fluido del yacimiento se variaron mientras que se mantenían constantes otros parámetros que también afectaban al aceite. Los efectos por la velocidad de desplazamiento, temperatura, y la longitud de la columna empacada en el tubo delgado, también fueron investigados.

Los resultados obtenidos muestran que las trazas de metano e intermedios en el fluido del yacimiento tienen un efecto significativo en la presión mínima de miscibilidad (MMP por sus siglas en ingles). Los resultados sugieren fuertemente que el fluido del yacimiento con un bajo contenido de metano, necesita una gran longitud de trayectoria para desarrollar la miscibilidad con el N_2 (una gran fracción de aceite es anulada en la primer parte de la columna). El tubo delgado de recuperación mejorada, y por lo tanto la eficiencia media de desplazamiento microscópico del proceso, se mostro como incrementa significativamente con la longitud de los tubos delgados cuando la presión de inyección y otras variables se mantuvieron constantes. Los resultados de las pruebas de simulación del comportamiento de fase y del flujo de fluido en el tubo delgado confirmo algunas de las conclusiones hechas de los resultados experimentales obtenidos en este trabajo. Una correlación de la MMP de N_2 fue desarrollada de los datos de la prueba reportada en la literatura y en este estudio.

Como conclusión, el autor estableció que los resultados de este estudio muestran que las trazas en el fluido del yacimiento de metano e intermedios tienen un efecto significativo en la MMP. Los resultados también sugieren que bajo contenido de metano en el fluido del yacimiento necesita una longitud larga en la trayectoria y baja velocidad de desplazamiento para desarrollar miscibilidad con el N_2 . El tubo delgado de recuperación de aceite, y por lo tanto el promedio de la eficiencia microscópica en el desplazamiento del proceso, se ha demostrado que esta aumenta significativamente con la longitud del tubo delgado cuando la presión de inyección y otras variables se mantienen constantes. En una situación típica de campo, la zona de transición necesaria para obtener la miscibilidad va a ser pequeña comparada con la longitud total de la trayectoria del flujo. Consecuentemente, si las observaciones en los experimentos de tubo delgado se trasladaran a una situación de campo, la eficiencia microscópica del desplazamiento de aceite con N_2 debe ser relativamente alta, suponiendo que la presión de desplazamiento está por encima de la MMP.

Se desarrollo una correlación de la MMP con N_2 . Los parámetros de entrada para esta ecuación son el peso molecular del C_{7+} en el tanque de aceite, temperatura, y el porcentaje mol de metano y de componentes intermedios desde el C_2 hasta el C_6 en el fluido del yacimiento. Los efectos de los parámetros de entrada en la MMP con gas nitrógeno, están relacionados con la gravedad API del aceite.

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 2.

- ⁴ Carway, G.E., y Lowery, J.L.: "Generating Flue Gas for Injection Releases Sales Gas", Oil and Gas Journal, Julio 28 de 1975, p. 126-136.
- ⁵ W.F., Barston: "Inert Gas Systems for Secondary Recovery", artículo ASME76-Pet-86, presentado en la Conferencia de la Junta de Ingeniería Mecánica Petrolera, Ciudad de México, Septiembre de 1976.
- ⁶ Clancy, J.P., Gilchrist, R.E., Cheng, L.H.K. y Bywater, D.R.: "Analysis of Nitrogen-Injection Projects to Develop Screening Guides and Off Shore Design Criteria", JPT SPE 11902, Junio de 1985, p. 1097-1104.
- ⁷ Denoyelle, L., Bardon, C., y Couve de Murville, E.: "Interpretation of a CO₂/N₂ Injection Field Tests in a Moderately Fractured Carbonated Reservoir", SPE Reservoir Engineering, No. 14942, Febrero de 1988, p. 220-226.
- ⁸ Power, Harry H.: "Relatives Propulsive Efficiencies of Air and Natural Gas in Pressure Drive Operations", Petroleum Transactions, AIME Vol. 82, 1929.
- ⁹ Koch, H.H, Jr.: "Miscible Displacements of Reservoir Oil Using Flue Gas", Petroleum Transactions, AIME Vol. 213, 1958, p. 7-10.
- ¹⁰ Rushing, M.D.: "High-Pressure Air Injection", Petroleum Engineering, Nov. 1976.
- ¹¹ Rushing, M.D. et. al.: "Miscible Displacement by High Pressure Nitrogen Injection", 24th Annual Southwestern Petroleum Short Courses, Ass. Mtg. Procc., 1977.
- ¹² Rushing, M.D. et. al.: "High-Pressure Nitrogen on Air may be Used for Miscible Displacement in Deep, Hot Oil Reservoir", SPE 6445, Abril de 1977.
- ¹³ Peterson, V.A.: "Optimal Experiments Recovery with N₂ and CO₂", Petroleum Engineering, Nov. 1978.
- ¹⁴ Hardy, Jay H., y Robertson, Nelson,: "Miscible Displacement by High-Pressure Gas at the Block 31", Petroleum Engineer, Nov. 1975
- ¹⁵ Yarbrough, L. and Smith, L.R.: "Solvent and Driving Gas Compositions for Miscible Slug Displacement", SPEJ, Sept. 1979, p. 298-310.
- ¹⁶ T.H., Ahmed,: "Preliminary Experimental Results of High-Pressure Nitrogen Injection for EOR Systems," Society of Petroleum Engineers Journal, No. 2, VO1.23, Abril de 1983, p. 339-348.
- ¹⁷ Carlisle, Larry E. y Crawford, Paul S.: "Oil Recovery by Nitrogen-Driven Propane Slugs," Petroleum Engineering International, Diciembre de 1981, p. 86-84.
- ¹⁸ C.F., Alcocer, Montana, C., y Menzie, D.E.: "Enhanced Oil Recovery by Nitrogen Injection: The effect of increased Temperature and the Amount of Gas in Solution". SPE/DOE 12709, 1984 SPE of AIME, p. 383-389.
- ¹⁹ Hudgins, David A., Llave, Feliciano M., y Chung, Frank T.H.,: "Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study", SPE 17372, Febrero de 1990, p. 100-106.
- ²⁰ Glasé, Olstein,: "Miscible Displacement: Recovery Tests With Nitrogen", SPE No. 17378, Febrero de 1990, p. 61-68.

CAPÍTULO 3

PROCESOS DE GENERACIÓN
Y/O SEPARACIÓN DEL
NITRÓGENO

Plantas de Gas

Las plantas de gas juegan una gran variedad de papeles en la industria petrolera. El producto final así como su calidad de acuerdo a especificaciones dictan el tipo de proceso(s) requerido(s).

Algunos de los principales procesos de las plantas de gas incluyen:

- *Deshidratación del Gas.* Esta se realiza con la finalidad de reducir la corrosión y prevenir la formación de hidratos. Estas plantas comúnmente se encuentran en las plataformas costa afuera, donde el gas asociado se separa del aceite y se deshidrata. Dependiendo de la infraestructura de tuberías, el gas puede ser recombinado con el aceite antes de que se envíe en tubería costa adentro.
- *Estabilización del Aceite.* La principal finalidad de ésta, es extraer la mayor cantidad de gas del aceite, para después transportar el aceite muerto por un oleoducto ya sea para su almacenamiento o venta. El gas producido se puede reinyectar al yacimiento, ocupándose para mantenimiento de presión o para recuperación mejorada o bien, su inyección al pozo para la implementación de bombeo neumático (gas lift).
- *Recuperación de Nitrógeno o Dióxido de Carbono.* Se realiza para la aplicación de recuperación mejorada (EOR). Estas plantas separan el Nitrógeno o el Dióxido de Carbono del gas natural; el gas natural es comercializado y el CO₂ o/y N₂ reinyectado(s) a la formación. En los proyectos de N₂, se puede construir una planta de separación de aire o comprar el Nitrógeno a terceros para proveer cantidades adicionales de N₂ al proyecto.
- *Mejoramiento en la calidad de Gas.* Se remueven las cantidades indeseables de N₂, CO₂ y H₂S, dentro de especificaciones para la comercialización del gas natural. De los tres componentes, el Nitrógeno es el más difícil de remover, ya que se requiere procesamiento criogénico cuando se procesan grandes volúmenes de gas.
- *Recuperación de Helio.* Algunas plantas se dedican principalmente a la recuperación de Helio, por lo tanto, estas plantas son una adición a las plantas de gas. El gas natural es la principal fuente de Helio.
- *Licuefacción.* Algunas plantas se dedican a la producción de hidrocarburos líquidos y vapor de gas natural para realizar gas natural licuado (LNG por sus siglas en inglés). Estas plantas se localizan en áreas con grandes reservas de gas y sin líneas de gas para su venta.

De cualquier manera la finalidad de las plantas de gas es procesar ambos, el gas asociado y el no asociado para producir gas natural de alta calidad así también como hidrocarburos líquidos. La venta de líquidos provee una gran porción de los ingresos para estas plantas. Se pueden optimizar las ganancias de las plantas ajustando la máxima recuperación de líquidos mientras se produce gas natural dentro de especificaciones.

En cuanto a la separación del nitrógeno, ésta se requiere por tres circunstancias:

- Un procesamiento alto del Nitrógeno en el gas con la finalidad de producir una corriente de gas de alta calidad.
- Remover el Nitrógeno del gas natural para que éste pueda ser utilizado en la implementación de operaciones de recuperación mejorada o EOR en campos petroleros.
- Separación del Helio del Nitrógeno en una operación para recuperar el Helio.

La concentración del Nitrógeno a la entrada de una planta de mejoramiento de gas es relativamente constante, sin embargo esta puede fluctuar si existen variaciones en las concentraciones de Nitrógeno en los gases de alimentación a la planta. Estas circunstancias no son el caso de la aplicación de la Recuperación Mejorada (EOR). En los Proyectos de RM con Nitrógeno, este se inyecta en un pozo de estimulación o inyección para incrementar la producción de hidrocarburos en los pozos productores. El gas de los pozos productores inicialmente contiene poco o nulo contenido de Nitrógeno. A medida que el nitrógeno gradualmente se va abriendo paso desde la inyección hasta los pozos productores, la concentración de Nitrógeno incrementa gradualmente hasta que alcanza un valor tan alto que se termina con el proyecto. Consecuentemente en los proyectos de RM la Unidad de Separación de Nitrógeno (USN ó NRU por sus siglas en ingles) debe estar diseñada para dar cabida a los cambios en las concentraciones entrada de la alimentación²¹.

3.1 TIPOS DE SEPARACIÓN DEL NITRÓGENO

Los tres métodos básicos para obtener Nitrógeno son:

- Destilación Criogénica
- Adsorción
- Separación por Membranas

La **Tabla 3.1** Provee una comparación de los tres métodos. Los métodos criogénicos son los más económicos y pueden proporcionar un mayor rendimiento en el rechazo del Nitrógeno a grandes volúmenes de gas (Aire o GN). A bajos volúmenes de gas, las membranas y la adsorción por cambio de presión (PSA por sus siglas en ingles) resultan económicamente factibles por la utilización de tamices moleculares. Los rangos de flujo tabulados son sólo una guía.

En lo que respecta a la recuperación de hidrocarburos, únicamente la PSA tiene a los hidrocarburos más pesados (C_{4+} y parte del propano) en la corriente de Nitrógeno. Esta situación es causada por la adsorción en el tamiz, los componentes son demasiado grandes para entrar en los poros del tamiz. El tamiz también adsorbe agua y CO_2 .

Tabla 3.1 Comparación de los Procesos de Remoción del Nitrógeno²².

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

FUENTE. Adaptado de Hale y Lokhandwala (2004).

3.2 DESTILACIÓN CRIOGÉNICA

La destilación criogénica es el método más común para remover el Nitrógeno, ya sea en el gas natural (GN) o en la separación del aire, como ya se vio, los métodos criogénicos son los más económicos y brindan mayor rendimiento en la separación del Nitrógeno.

3.2.1 Procesos generales de una planta de Gas Natural

- **Operaciones de campo y la recepción a la entrada**

Todas las plantas tienen operaciones de campo e infraestructura de tuberías que alimentan a las plantas con el gas natural proveniente de los campos. Las operaciones de campo deben incluir deshidratación, remoción del CO₂ y de H₂S, y compresión. Una vez que el gas está libre de líquidos entra a la planta, los líquidos y el gas van a la recepción en la entrada donde la separación de gas-líquido se lleva a cabo. Se remueven el agua condensada, líquidos hidrocarburos y los sólidos. El agua y los sólidos son procesados para su eliminación, y los hidrocarburos líquidos se envían al procesamiento de líquidos.

- **Compresión de entrada**

La mayoría de las plantas cuentan con compresión a la entrada, pero los requerimientos de compresión varían. La alta presión es crítica, ya que impulsa el proceso de recuperación de líquidos criogénicos. Para presiones de entrada alrededor de 70.3 kg/cm² (1000 psi) o más altas, solo el gas proveniente del paso de procesamiento de líquidos necesita compresión.

- **Tratamiento de Gas**

La mayoría de las plantas tienen un paso de tratamiento de gas, este es para remover los gases ácidos H₂S y CO₂, junto con otras impurezas. La mayoría de las plantas utilizan absorbentes base agua para remover las impurezas, pero también se utilizan otros procesos y solventes.

- **Deshidratación**

Todas las plantas ocupan el paso de deshidratación al comienzo por que el gas que deja el paso de tratamiento de gas usualmente es agua saturada. Incluso si no hay un paso para tratar esta agua, la mayoría de las corrientes de agua contienen mucha agua como para cumplir las especificaciones en las tuberías para entrar a la sección criogénica de la planta. Las operaciones de campo a veces secan el gas para prevenir la formación de hidratos así como para reducir la corrosión.

- **Recuperación de Hidrocarburos**

Cualquier planta que procesa gas natural para producir hidrocarburos líquidos (NGL por sus siglas en ingles) o GNL utiliza un paso de recuperación de hidrocarburos. Este paso es usualmente envuelve la separación criogénica para recuperar el etano y los hidrocarburos más pesados. La recuperación de hidrocarburos a menudo juega un papel muy importante en las operaciones de campo, donde es utilizado como combustible para acondicionar el gas y para alterar las temperaturas de condensación del gas.

- **Separación del Nitrógeno**

Aunque un proceso menos común en la industria del gas, la separación del Nitrógeno se está tomando cada vez más importancia a medida que el gas como materia prima es de menor calidad. Este proceso es típicamente criogénico, sin embargo las membranas y las tecnologías de absorción se están convirtiendo atractivas. Más adelante se abordara sobre este proceso a detalle.

- **Recuperación de Helio**

La recuperación de Helio no es muy común, a menos que el contenido de Helio este por arriba de 0.5% vol. También se tratan otras trazas de distintos componentes, incluido emisiones de BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno, y xilenos o dimetilbenceno) y mercurio. El BTEX principalmente causa preocupación ambiental por las posibles emisiones de las unidades de deshidratación de glicol. Aunque a concentraciones muy bajas en el gas, el mercurio principalmente puede causar fallas mecánicas en los intercambiadores de calor de aluminio.

- **Compresión de Salida**

La mayoría de las plantas comprimen el gas antes de que este se dirija a las líneas de tuberías. La mayoría de las plantas que tienen recuperación criogénica de hidrocarburos utilizan turbo-expansores para proveer refrigeración en la sección criogénica. El trabajo generado en la expansión se utiliza para volver a comprimir el gas de salida. Sin embargo, se requiere usualmente compresión adicional.

- **Procesamiento de Líquidos**

El procesamiento de líquidos ocurre cada vez que el GNL es un producto. El procesamiento requerido en este paso depende tanto del líquido contenido en el gas de entrada como en el

producto final deseado. Los procesos más comunes realizados en este paso son el endulzamiento, secado del gas y el fraccionamiento de líquidos.

- **Recuperación de Azufre**

Cualquier planta en la que se requiere remover el H_2S , utiliza un proceso de recuperación de azufre si la ventilación del H_2S excede los límites ambientales.

- **Almacenamiento y Transportación**

Otro de los procesos concerniente a las plantas de gas es el almacenamiento y su transporte.

- **Licuefacción**

La licuefacción está tomando gran importancia alrededor del mundo mientras se importa gas a las naciones industrializadas desde locaciones remotas. También juega un papel cada vez más importante en lo que se refiere al almacenamiento de gas.

La **Figura 3.1** es un bloque esquemático de una planta de gas natural con los elementos más comunes del proceso (solo se dará un breve resumen de cada uno).

No todas las plantas tienen la misma configuración, esta depende de los procesos que se efectúan en las plantas, de la composición del gas de alimentación y sus condiciones junto con las corrientes deseadas de gas como producto final²¹.

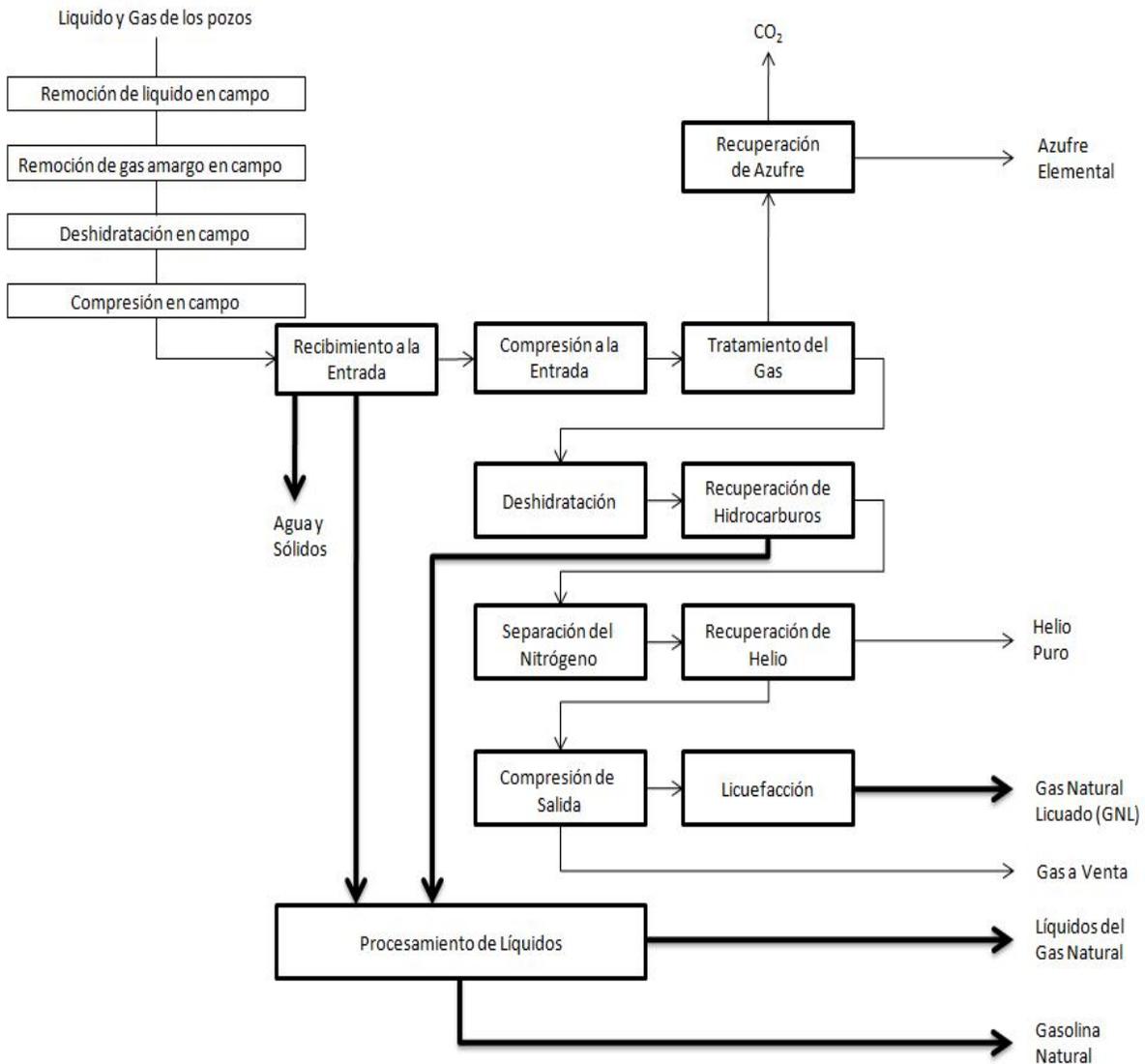


Fig. 3.1 Bloque Esquemático de varios Procesos que se realizan en una Planta de Gas²¹.

3.2.2 Destilación Criogénica en el Gas Natural

El método más común para remover el Nitrógeno del gas es la destilación criogénica. El *The Engineering Data Book (2004b)* señala que para concentraciones que estén por debajo del 20% N_2 se puede utilizar un diseño de una columna simple. Para concentraciones más altas, una columna dual es mejor. Con la adición de un compresor de reciclaje, se puede utilizar a bajos contenidos de N_2 ^{23 24}.

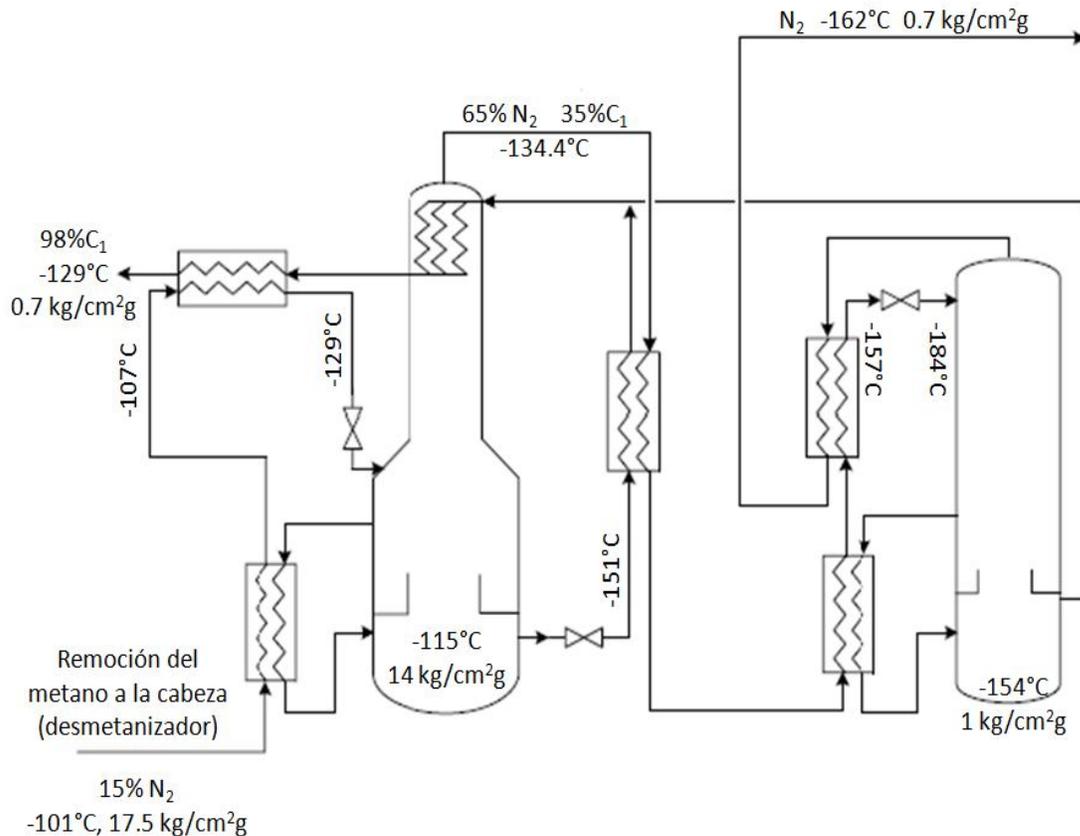


Fig. 3.2 USN con la utilización de dos columnas de destilación criogénica (Handwerk, 1990). Las válvulas son válvulas J-T.

La **figura 3.2** muestra un diagrama de flujo de una USN de dos columnas, el fluido de alimentación contiene 15% N_2 de un desmetanizador en una planta de turboexpansión. El gas del desmetanizador al comienzo, es enfriado por un intercambiador térmico, reducción de presión y alimenta una columna de destilación operando a 17.5 kg/cm^2g (200 psig). El producto de fondo de esta columna a alta presión es reducido en presión para enfriar la corriente a $-151^\circ C$ ($240^\circ F$). Esta corriente, combinada con el producto de la segunda columna a baja presión, alimenta a un intercambiador de calor en la cima de la columna a alta presión para proveer el reflujo necesario. Después de la cabeza de la columna a alta presión, fluye a través de tres intercambiadores de calor, la corriente es reducida en presión a aproximadamente 1 kg/cm^2g (15 psig), y entra a la columna de baja presión a $-184^\circ C$ ($-300^\circ F$). El flujo después de la cabeza es aproximadamente 98% N_2 y el producto del fondo es aproximadamente 98% CH_4 ²⁵.

3.2.3 Destilación Criogénica en la separación del Aire

El uso del Nitrógeno producido criogénicamente de la separación del aire utilizando una unidad de separación de aire (ASU por sus siglas en inglés) fue iniciada desde finales de los setentas como una alternativa efectiva para la inyección de gas.

La Inyección de Nitrógeno ha sido utilizada en muchos proyectos de EOR un ejemplo es la primer planta criogénica en sitio la cual fue instalada por Sun Oil en al campo Fordoche en Point Coupee Parish, Louisiana en 1977. Esta primera planta utilizo un ciclo de expansión de residuos en el cual se recuperaba aproximadamente el 50% del nitrógeno del aire que era el gas de alimentación. Un esquema sobre este proceso se ilustra en la **Figura 3.3**.

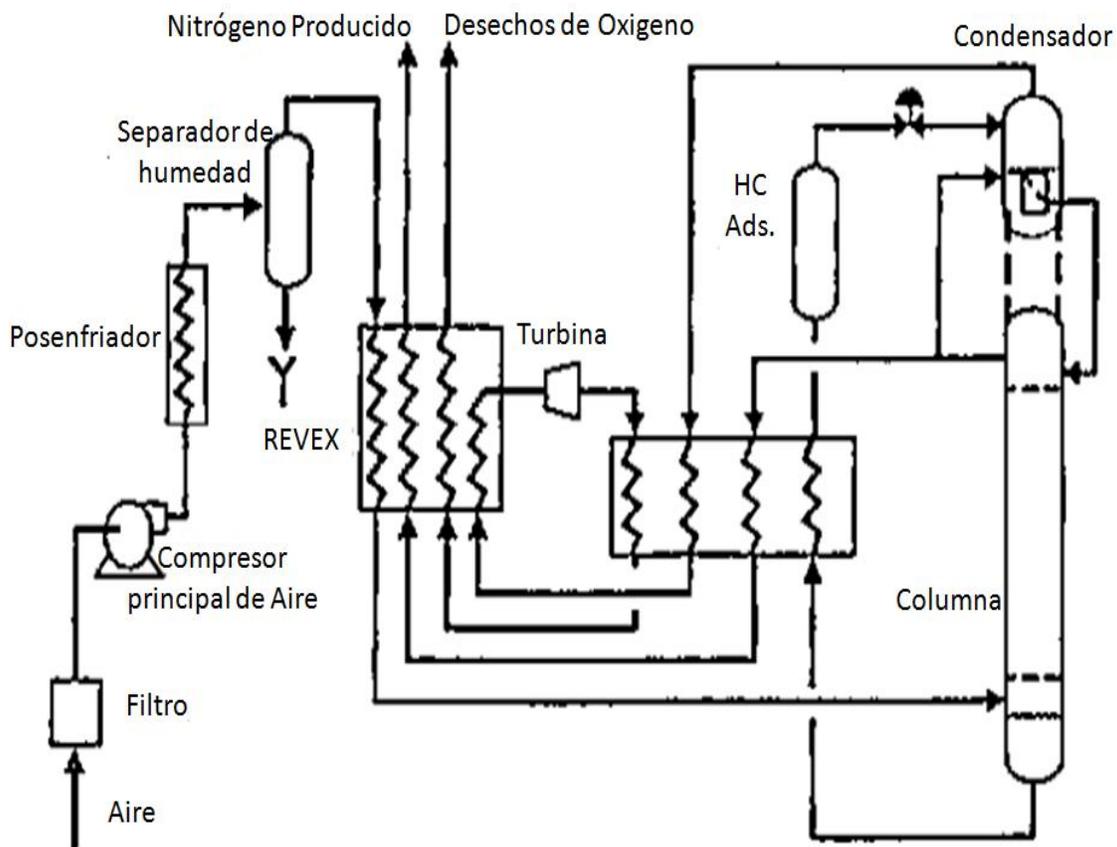


Fig. 3.3 Esquema del Ciclo de Expansión de Residuos.

En el ciclo de expansión de residuos el aire se filtra, se comprime de $6.6 \text{ kg/cm}^2\text{a}$ a $10.9 \text{ kg/cm}^2\text{a}$ (95psia a 155 psia), y se enfría a 25°C (80°F). La humedad y el dióxido de carbono son removidos de una combinación de un separador y un intercambiador de calor reversible (REVEX). El aire seco existente a en el REVEX a condiciones de saturación (aproximadamente $-170^\circ\text{C}/-270^\circ\text{F}$) entra al fondo de la columna de destilación. Se quita el líquido enriquecido en oxígeno del fondo de la columna a -160°C (250°F). Este es sub enfriado, y evaporado para proveer servicio de

condensación y refrigeración a la planta, y se calienta en el REVEX antes que sea ventilado a 1 kg/cm²a (15 psia) a temperatura ambiente. La pureza de esta corriente de oxígeno es 30% a 40%.

La parte de arriba de la columna es condensada por reflujo y el sobrante se calienta temperatura ambiente para proveer 99.999% (10ppm oxígeno) de Nitrógeno puro. Con este ciclo el Nitrógeno puede ser producido a presiones de 5.6 kg/cm²a a 10.5 kg/cm²a (80 psia a 150 psia) sin ningún tipo de compresión del producto. Los rangos de recuperación del Nitrógeno están desde 45% a 57%.

Han existido muchas mejoras en la tecnología del ciclo de separación del aire generadas por el uso del Nitrógeno en la recuperación mejorada. El gran volumen y los requerimientos de alta presión en la recuperación mejorada han fomentado el desarrollo de ciclos con alta recuperación de Nitrógeno. Una bomba de calor puede utilizarse para mejorar la eficiencia energética. El Nitrógeno puede ser reciclado para mejorar la recuperación de 70% a 87%. Un ciclo de doble columna puede utilizarse para mejorar la recuperación a 95%. La presión de doble alimentación de aire o las corrientes producto de Nitrógeno son alternativas al diseño de doble columna. Estas modificaciones al ciclo junto con la transferencia de calor, y el proceso de integración de la maquinaria han reducido el consumo de energía cerca del 15% desde la primer planta suministrada en Sun en 1977. Como resultados de estas mejoras el Nitrógeno ha disminuido su costo haciéndolo un candidato muy competitivo para la recuperación mejorada.

La selección del ciclo de Nitrógeno para una aplicación de recuperación mejorada dada dependerá de los requerimientos del volumen, presión y de los costos de energía. La recuperación de los residuos de oxígeno de la planta de Nitrógeno puede impactar también la selección del ciclo²⁶.

3.3 ADSORCIÓN POR CAMBIO DE PRESIÓN (PSA)

Después de la destilación criogénica, la adsorción por cambio de presión (PSA) es probablemente el proceso utilizado más viable.

Las diferencias entre la polaridad de las especies adsorbidas y el tamaño proveen el significado de la adsorción en la separación. La cantidad adsorbida depende de cuatro factores:

1. El adsorbente por si mismo
2. Las especies que van a ser adsorbidas
3. Temperatura
4. La presión parcial de las especies adsorbidas.

Una vez que el adsorbente y las especies adsorbidas han sido elegidas, la temperatura y la presión parcial se convierten en las variables gobernantes. Todas las separaciones industriales de adsorción regenerativas envuelven dos pasos: adsorción para separar las especies, seguido de desorción y remoción de las especies adsorbidas para preparar al adsorbente para más uso.

En sistemas de gas natural, para el retiro a granel de un componente de otro como puede ser la remoción del CO_2 o del N_2 del gas natural para ponerlo dentro de especificaciones, PSA puede ser la opción por que las concentraciones de las especies adsorbidas son altas y el calor de adsorción es bajo.

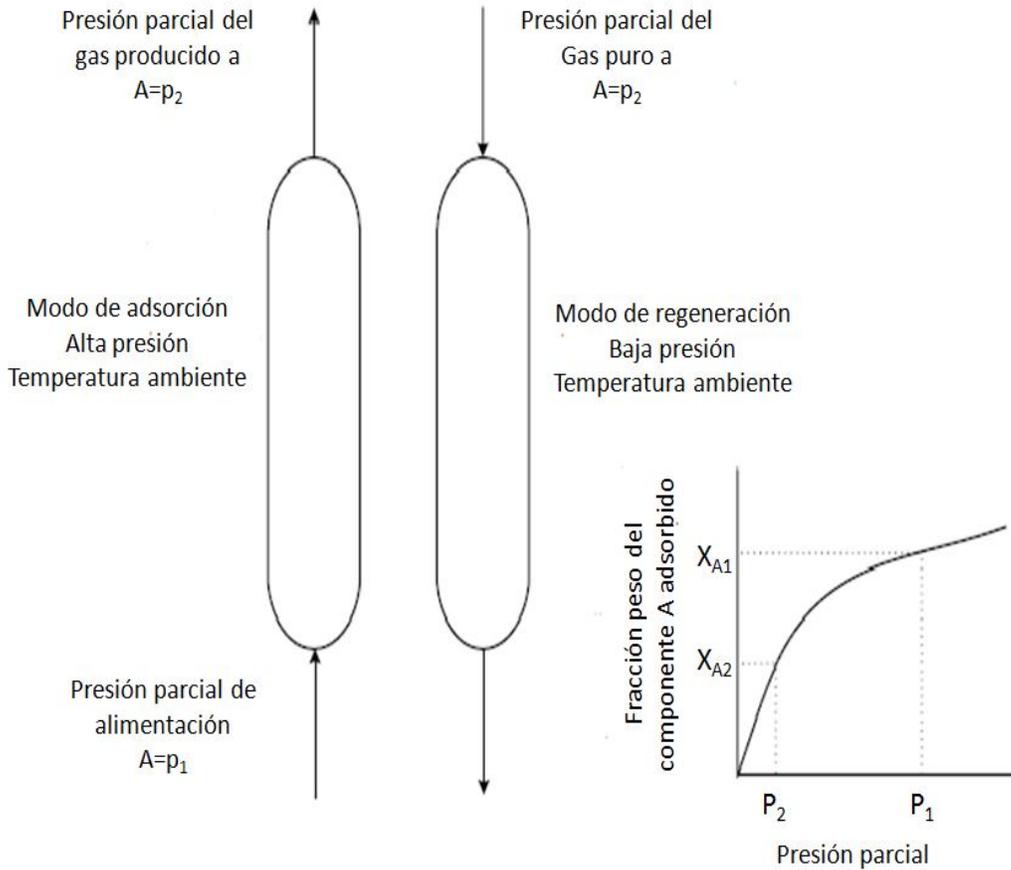


Fig. 3.4 Sistema simple de PSA

La **Figura 3.4** muestra un sistema simplificado de dos camas PSA para separar una mezcla de dos componentes, el A y B. Asumiendo que A es relativamente más fuertemente adsorbido que B. La alimentación entra a la cama de adsorción a temperatura ambiente y a alta presión con la presión parcial de $A = p_1$. Como A es más fuertemente adsorbido que B, la fase adsorbida (la especie que va a ser adsorbida) es enriquecida en A, y el contenido de A es reducido del gas que deja la cama. Cuando la concentración de salida de A comienza a incrementarse debido al rompimiento de la cama, ésta es cambiada al modo de regeneración, y se cambia la alimentación a la previa cama de regeneración para continuar el ciclo.

La regeneración es realizada con la caída de la presión en la cama, lo cual causa la desorción de gas y removiendo el previamente adsorbido, purgando la cama. La adsorción isotérmica presentada en

la **Figura 3.4** (La gráfica de la fracción peso de A adsorbida, X_A , contra la presión parcial) indican que la concentración final de A en las gotas regeneradas de la cama, con lo cual estará en equilibrio con la purga del gas A a la presión parcial p_2 . Por lo tanto no puede ser removido todo el elemento A de la cama. Los residuos de A se cargan cuando la cama se pone de nuevo en servicio de adsorción y es al equilibrio con p_2 . Esta condición significa que el gas que abandona la cama durante el modo de adsorción tiene una presión parcial p_2 . Si el gas de purga no contiene A, entonces esta presión parcial será reducida a cero, y la mayor parte adsorbida de A será no adsorbida y purgada. Consecuentemente, la cama será capaz de reducir al nivel de A en al producto a un nivel muy pequeño.

Otra tecnología que puede utilizarse es la descrita por D'Armico et al. (1993)²⁷ que describe una unidad PSA que utiliza tamices moleculares de carbón especialmente tratados (CMS por sus siglas en ingles) para la separación del Nitrógeno. Las CMS se preparan con el procesamiento del carbón o del carbón de la madera. Ésta tecnología se llama Molecular Gate™ (descrita por Mitariten 2001 y Mitariten y Dolan 2001)^{28 29}, a grandes rasgos, éste proceso PSA utiliza un nuevo tipo de tamices moleculares. Estos nuevos tamices moleculares son de silicato de titanio con un poro de 3.7 Å (amstrongs). Los cuales permiten una mejor separación del Nitrógeno (3.6 de diámetro) del metano (3.8 de diámetro).

El adsorbente se aplica en un sistema de adsorción por oscilación o cambio depresión (PSA) en donde, este sistema, funciona modificando la presión de un paso o punto de alimentación a alta presión que absorbe el Nitrógeno a una etapa o punto de regeneración de baja presión para eliminar el nitrógeno absorbido previamente. Dado que el metano no cabe en el poro del adsorbente, el Nitrógeno pasa a través de la cama a la presión de alimentación (**Figura 3.5** y **Figura 3.6**)³⁰.

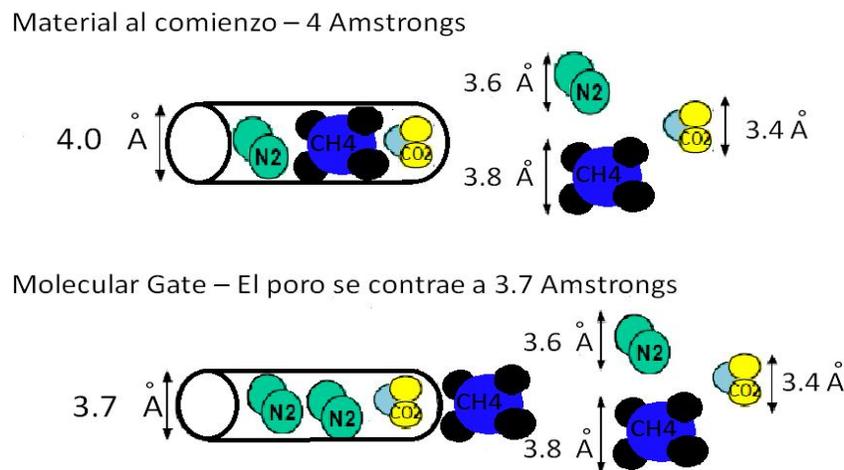


Fig. 3.5 Esquema del tamaño de poro adsorbente del MOLECULAR GATE y del tamaño relativo de la molécula.

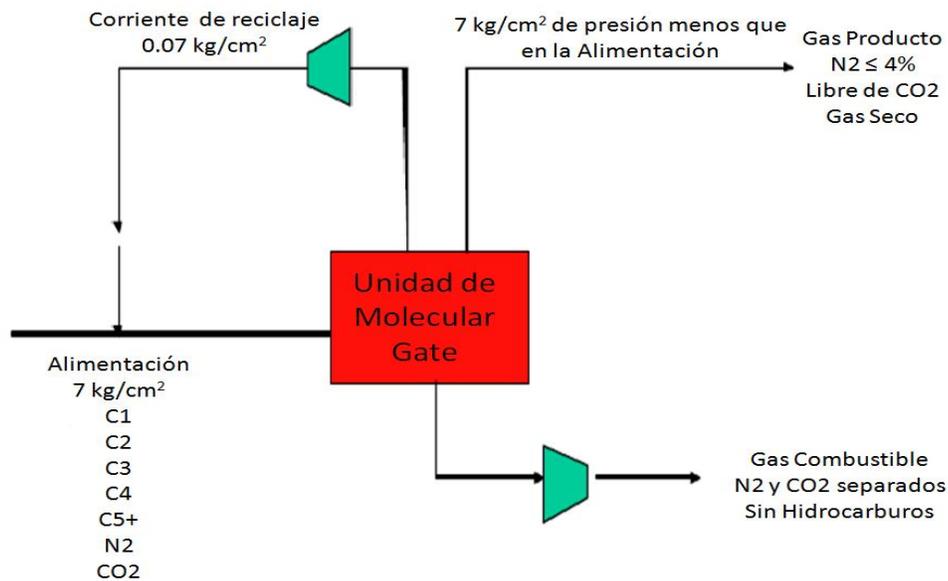


Fig. 3.6. Diagrama de flujo del MOLECULAR GATE³¹.

Por lo general se utilizan tres o cuatro vasos de adsorbente, la alimentación contaminada fluye hacia arriba mientras que el adsorbente atrapa y separa el Nitrógeno y el CO₂ del GN dejando la parte superior de la vasija. Una pequeña corriente de reciclaje se manda nuevamente a la corriente de alimentación para mejorar la recuperación de metano generalmente mayor al 90%. Cuando el adsorbente se satura de N₂ y CO₂ se regenera poniéndolo en vacío y aplicándole una pequeña purga con metano³².

3.4 MEMBRANAS

Las membranas tradicionales utilizadas para la remoción del CO₂ están hechas de un solo polímero, como puede ser acetato de celulosa, triacetato de celulosa o poliimida. Estas membranas son conocidas como asimétricas. Los poros subyacentes proveen fortaleza mecánica; la capa delgada es responsable de las propiedades de separación. Los polímeros que exhiben una buena separación pueden no ser ideales para proveer soporte mecánico ni estabilidad química a largo plazo.

Se pueden fabricar mejores membranas si se combina el rendimiento con la resistencia. Gracias a la investigación en tecnología de membranas se desarrollaron este tipo de membranas con estas capacidades y fueron especialmente diseñadas para el mercado del gas natural. En la **Fig. 3.7** se muestra la sección transversal de este tipo de membranas. La membrana consiste de tres capas: una fábrica no tejida que sirve como la membrana de sustrato (la red de apoyo); una capa de micro poros resistentes a solventes, duro y durable provee apoyo mecánico sin resistencia de transferencia de masa; y una capa selectiva no porosa, libre de defectos, realiza la separación.

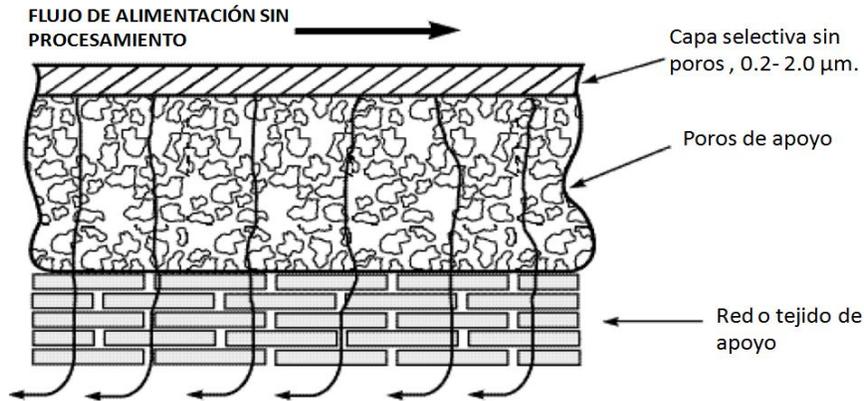


Fig. 3.7 Sección transversal de una membrana compuesta.

Este arreglo permite a cada una de las capas elegir independientemente para optimizar su función: la capa de selección para flujo alto y para la selectividad, y las capas de apoyo para estabilidad tanto mecánica como química sin influenciar la separación. Capas específicas de selección se deben utilizar para separaciones puntuales, abriendo a nuevas aplicaciones la separación de hidrocarburos ligeros y Nitrógeno de hidrocarburos pesados.

- **Fundamento de las membranas.**

De termodinámica, la fuerza motora para el movimiento a través de la membrana es la diferencia del potencial químico, μ , para un componente dado en los dos lados de la membrana. Si el subíndice i es el componente de difusión entonces:

$$\mu_{i,alimentación} > \mu_{i,permeable}$$

Donde el material se mueve del lado de alimentación al lado permeable o penetrado. Para hacer la ecuación físicamente comprensible en un sistema de gas, la fugacidad f la cual es proporcional al potencial químico, se utiliza y da:

$$f_{i,alimentación} > f_{i,permeable}$$

Si se asume un comportamiento ideal para la difusión del gas, entonces las fugacidades pueden ser por las presiones parciales y:

$$y_{i,alimentación} p_{i,alimentación} > y_{i,permeable} p_{i,permeable}$$

Donde y es la fracción molar y p es la presión total. Ésta ecuación muestra que cuando los términos afectan la fuerza motora a través de la membrana. La ecuación puede ser reordenada para obtener:

$$\left(\frac{y_{i,permeable}}{y_{i,alimentación}} \right) \leq \left(\frac{p_{alimentación}}{p_{permeable}} \right)$$

Esta relación nos dice que para lograrla separación $\left(\frac{y_{i,permeable}}{y_{i,alimentación}} \right)$ nunca puede exceder la relación de presión $\left(\frac{p_{alimentación}}{p_{permeable}} \right)$.

Todo lo anterior está basado en termodinámica clásica, y no nos dice nada acerca de la razón con la cual se da lugar a los procesos de difusión. Para entender esto se requiere utilizar la ley de Fick. La ley de Fick es una solución a la difusión de membranas en coordenadas rectangulares es: (e.g., Etch et. al., 2002)

$$J_i = (S_i D_i p_i)/L$$

Donde J es el componente de flujo i , que es el flujo molar en dirección i a través de la membrana por unidad de área de la membrana, S_i es el término de solubilidad, D_i es el coeficiente de difusión, Δp_i es la diferencial parcial de la presión a través de la membrana, y L es el grosor de la membrana. Habitualmente S_i y D_i se combinan en un solo término, la permeabilidad P_i , y por lo tanto divide la ley de Fick en dos partes, P_i/L la cual es dependiente de la membrana y de Δp_i , el cual es un proceso dependiente. Nótese que P_i/L no solo es dependiente de la membrana sino también depende de las condiciones de operación porque S_i y D_i dependen de la temperatura y de la presión. P_i depende un poco de la composición del gas presente.

Todas las mezclas de componentes tienen una permeabilidad finita, y la separación se basa en las diferencias en ellos. Habitualmente se utiliza la selectividad, $\alpha_{1,2}$, la cuál es la relación entre dos permeabilidades, P_1/P_2 , es un término muy importante en la evaluación. (EJEMPLO. Un término α de 20 para el CO_2/CH_4 indica que el CO_2 se mueve 20 veces más rápido que el metano)

Estos principios también se pueden aplicar en el problema de la separación del Nitrógeno del gas natural. Hale y Lokhandwala (2004) presentaron el proceso NitroSep™ el cual remueve el Nitrógeno del gas natural para producir una tubería de gas de calidad. (Figura 3.8)

En el proceso mostrado, el gas de baja presión a la entrada se comprime y se introduce en los orificios de la membrana. Un gasoducto de calidad se genera en el primer paso o etapa, el cual incluye la recuperación de la mayoría de los hidrocarburos pesados como condensados. El segundo paso permite una mayor recuperación de metano, que se recicla a la entrada del compresor para su posterior procesamiento. La composición del gas rechazado enriquecido en Nitrógeno de la segunda etapa se ajusta por ese paso para que pueda ser utilizado como combustible del compresor. El sistema de membrana se monta en un solo patín compacto, que puede colocarse directamente sobre tierra. Para tratar gas con alto contenido de

Nitrógeno. Etapas adicionales de membranas pueden ser añadidas para el tratamiento permeado de la primer etapa.

El sistema NitroSep™³³ puede ser tan simple como una etapa, para tratar corrientes de gas que estén ligeramente fuera de especificaciones, o puede tener dos o más etapas para lograr una mayor recuperación de hidrocarburos y niveles de Nitrógeno menores al 2%. La flexibilidad del sistema de membranas permite variaciones significantes en la composición del gas de entrada y en gasto para lograr las especificaciones deseadas en el producto.

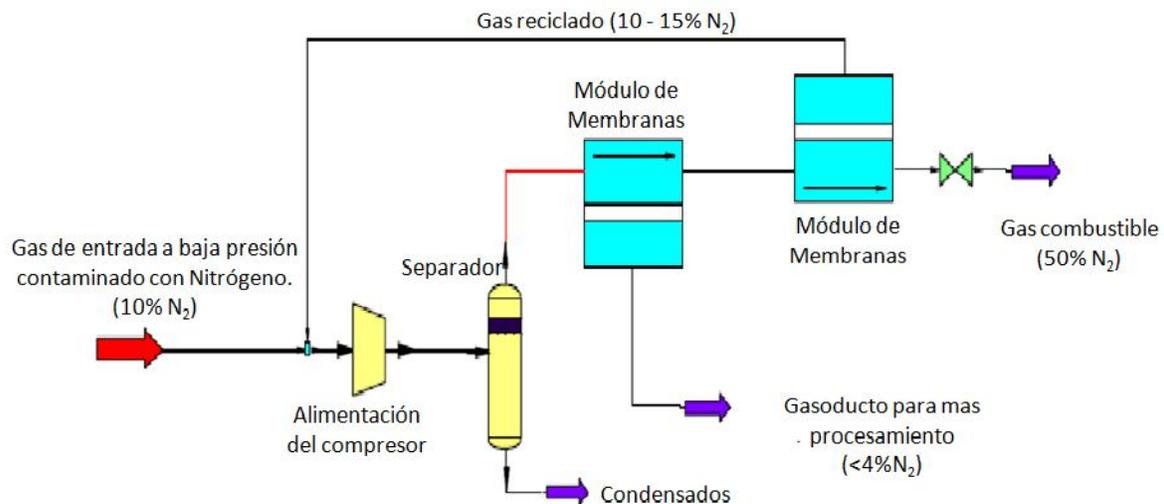


Fig. 3.8 Esquema de flujo de un proceso típico NitroSep™ para la separación del N₂ del gas natural utilizando membranas.

3.5 SEPARACIÓN DEL NITRÓGENO PARA LA RECUÉRACIÓN MEJORADA (RM ó EOR).

La diferencia primaria entre la separación convencional de Nitrógeno y la separación de Nitrógeno para RM es que se tiene un incremento planeado con el tiempo en la concentración de N₂ del gas de alimentación para la USN en la RM. Las variaciones alrededor del mundo radican en la naturaleza del proceso de RM que se va a implementar. El N₂ es inyectado a través de una serie de pozos inyectoros al yacimiento posicionados para forzar el movimiento del aceite hacia los pozos productores. Al inicio, puede o no existir una pequeña cantidad de N₂ en el aceite y gas producidos, pero inevitablemente, el Nitrógeno comienza a moverse hasta llegar a los pozos productores. Cuando el yacimiento se comienza llega a una etapa de abatimiento, el contenido de N₂ incrementa. Eventualmente, el nivel de Nitrógeno alcanza un punto en el cual la producción deja de ser económicamente rentable, y el proyecto se para.

El proyecto de recuperación mejorada RM que se describe McLeod y Schaak (1986)³⁴, anticipa las concentraciones de entrada de N₂ para una USN con rangos que van desde 21 a 75%. Como se ha observado, la concentración en el fluido de alimentación juega un papel mayor en el diseño. Por

esta razón, las USN deben ser cuidadosamente diseñadas para acomodarse a una amplia gama de concentraciones de entrada. Davis et. al. (1983) trata diseños de RM en los cuales el nivel de N_2 del gas va del 5 al 80%.

El proceso de decisión de las USN en proyectos de RM es la destilación criogénica. Y la mayor decisión es el tipo de esquema de destilación, ya sea de columna simple o de doble columna. El sistema de doble columna se presenta en la **Figura 3.3**. La unidad de doble columna puede manejar más fácilmente grandes cambios de N_2 y se prefiere para RM o cuando el contenido en la alimentación de N_2 puede sufrir amplios cambios.

La **Figura 3.9** es un esquema general de la operación, el cual consiste de tres unidades de separación:

- Una Planta de separación de aire para generar Nitrógeno.
- Una planta de gas para la recuperación de líquidos de la corriente producida.
- Una USN para producir gas para su venta.

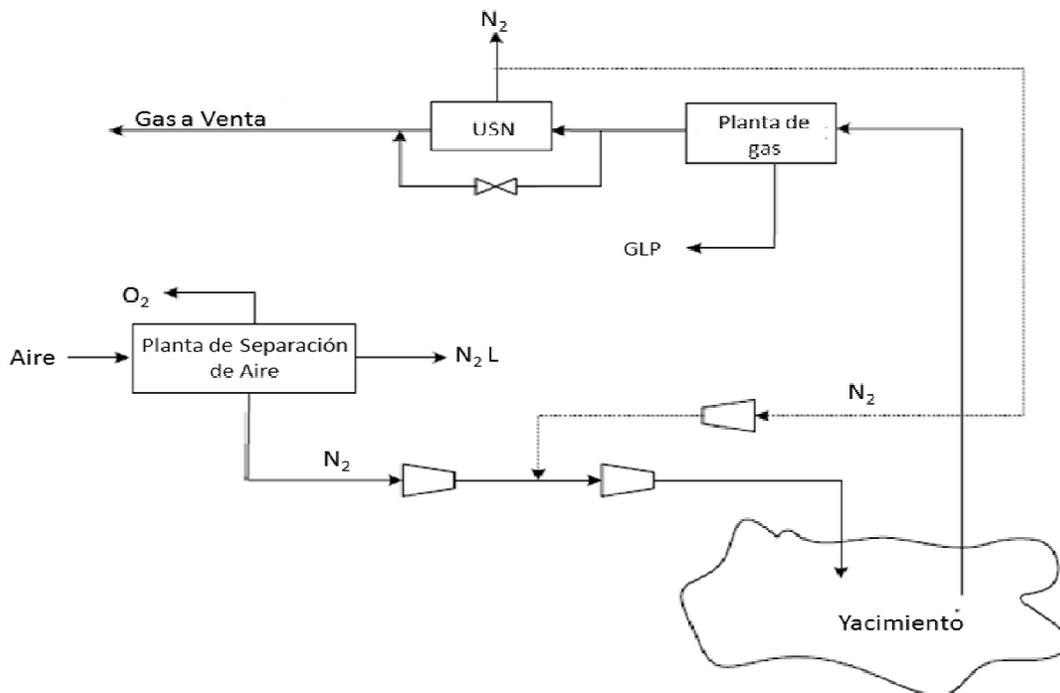


Fig. 3.9 Esquema general de las plantas utilizadas para la RM.

Este esquema fue descrito por McLeod y Schaack (1986), la planta de separación de aire produjo $0.85 \text{ MMm}^3/\text{d}$ (30 MMscfd) de N_2 que contenía 5 ppmv de O_2 , en adición con algo de Nitrógeno líquido. El oxígeno de la unidad se ventilo hacia la atmósfera. El gas Nitrógeno es comprimido a $344.5 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ (4900 psig) en dos etapas de compresión y se inyecta al yacimiento. El gas en solución que venía del yacimiento se trataba en una planta convencional de procesamiento de gas para producir productos pesados de hidrocarburos (gas LP) y el residuo de gas se mandaba hacia la

USN. La USN debía producir el gas a venta con un poder calorífico de por lo menos 36300 kJ/m^3 (975 Btu/scf) de un gas de alimentación que contiene de 20 a 75% de N_2 . La USN utiliza un esquema de destilación criogénica de doble columna para la separación. Al comienzo del proyecto se presento poco N_2 en el gas producido, pero la concentración continuo incrementándose durante la vida de éste. En las etapas posteriores del proyecto, el N_2 separado en la USN se recomprimió y se reinyecto al yacimiento. Este procedimiento reduce la necesidad de N_2 proveniente de la planta de separación de aire.

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 3

- ²¹ J. Kidnay Arthur and R. Parrish William, "Fundamentals of Natural Gas Processing", Cap 2, pags 25-29, Cap 5, pags 119-121, Cap 8, pags 199-207.
- ²² Hale, P. and Lokhandwala, K.,: "Advances in Membrane Materials Provide New Gas Processing Solutions", Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference, Norman, OK, 2004, 165.
- ²³ Gas Processors Supply Association: "Engineering Data Book", 12th ed., Sec. 2, Product Specifications, Tulsa, OK, 2004a,.
- ²⁴ Hydrocarbon Recovery, Gas Processors Supply Association: " Engineering Data Book", 12th ed., Sec. 16, Tulsa, OK, 2004b.
- ²⁵ Handwerk, G., private communication, 1990.
- ²⁶ Metzler, K.J., Hvizdos L.J. y Hegarty, W.P.,: "INTEGRATED AIR SEPARATION FACILITIES FOR HYDROCARBON AND SULPHUR RECOVERY", Paper reviewed and accepted for publication by the Editorial Board of the Journal of Canadian Petroleum Technology, Noviembre-Diciembre 1989, Volumen 28, No.6, PETSOC 89-06-06, p. 51-58.
- ²⁷ J., D'Amico, Reinhold, H., and Gamez, J.: " A PSA Process for Nitrogen Rejection from Natural Gas", Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference, Norman, OK, 1993, 55.
- ²⁸ Mitariten, M., "New technology improves nitrogen removal economics", Oil Gas J., 99 (17) 42, 2001.
- ²⁹ Mitariten, M., and Dolan, W., "Nitrogen Removal from Natural Gas with Molecular Gate Technology", Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference, Norman, OK, 2001.
- ³⁰ <http://www.moleculargate.com>
- ³¹ <http://www.moleculargate.com/molecular-gate-adsorption-systems.html>
- ³² <http://www.moleculargate.com/nitrogen-rejection-N2-removal/Economic-N2>
- ³³ Hale Pat y Lokhandwala Kaeid: "Advances in Membrane Materials Provide New Solutions in the Gas Business", Membrane Technology and Research, Inc.
- ³⁴ McLeod, R.P. and Schaak, J.- P., "A Unique Combination of Natural Gas Processing with Cryogenic Technology in an Enhanced Oil Recovery Project", Proceeding of the Sixty-Fifth Annual Convention of the Gas Processors Association, Tulsa, OK, 1986, 71.

CAPÍTULO 4

MÉTODOS DIVERSOS DE INYECCIÓN DEL GAS

En yacimientos petroleros, el Nitrógeno se puede emplear como fluido de inyección en procesos simples como mantenimiento de presión en el yacimiento o levantamiento artificial dentro de los pozos, también en operaciones de fracturamiento de la formación, estimulación de los pozos y terminación, como fluido desplazante de baches miscibles de bióxido de carbono, propano y/o intermedios, y hasta en procesos de desplazamiento miscibles con técnicas más complejas.

Como se observa, no todas las aplicaciones de la Inyección de Nitrógeno en la industria petrolera se limitan a la recuperación secundaria y mejorada, sino que tiene un gran número de utilidades y puede estar presente en muchas etapas del desarrollo de los campos.

4.1 TIPOS DE DESPLAZAMIENTO EN UN PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA DE HIDROCARBUROS

En todos los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos por inyección de gas, el fluido desplazante empuja al fluido desplazado creando un frente de desplazamiento, el cual es de tipo miscible o inmisible.

4.1.1 Desplazamiento Inmiscible en la Formación Productora

El aceite y el agua no se mezclan. Si estos dos fluidos son vertidos dentro de un recipiente y se estabilizan, se distinguen dos fases distintas de líquido, separadas por una interfase.

Similarmente, el aceite y el gas natural también son inmiscibles, aunque el gas natural tiene alguna solubilidad en el aceite. Esta solubilidad depende del nivel de presión, y tan pronto como el límite de solubilidad se excede, se forman dos fases (una fase de gas y otra fase de líquido) separadas por una interfase.

El desplazamiento de tipo inmisible surge cuando no existe una zona de transición entre el fluido desplazante y desplazado, o más bien no hay miscibilidad entre ambos en el frente de desplazamiento, En la **Fig. 4.1** se presenta esquemáticamente este tipo de desplazamiento, existen básicamente dos aspectos que es necesario resaltar: a) la saturación de los fluidos del yacimiento, a medida que avanza el frente de desplazamiento, disminuye continuamente hasta que se alcanza la saturación residual, una vez alcanzado este valor de saturación, no existe ningún cambio de saturación posterior. b) La composición de los fluidos no desplazados es esencialmente la misma que la composición de los fluidos presentes en el yacimiento al inicio del proceso. Existe la misma composición de gas, componentes intermedios y pesados tanto en el aceite residual como en los fluidos del yacimiento que están más allá del frente de desplazamiento³⁵.

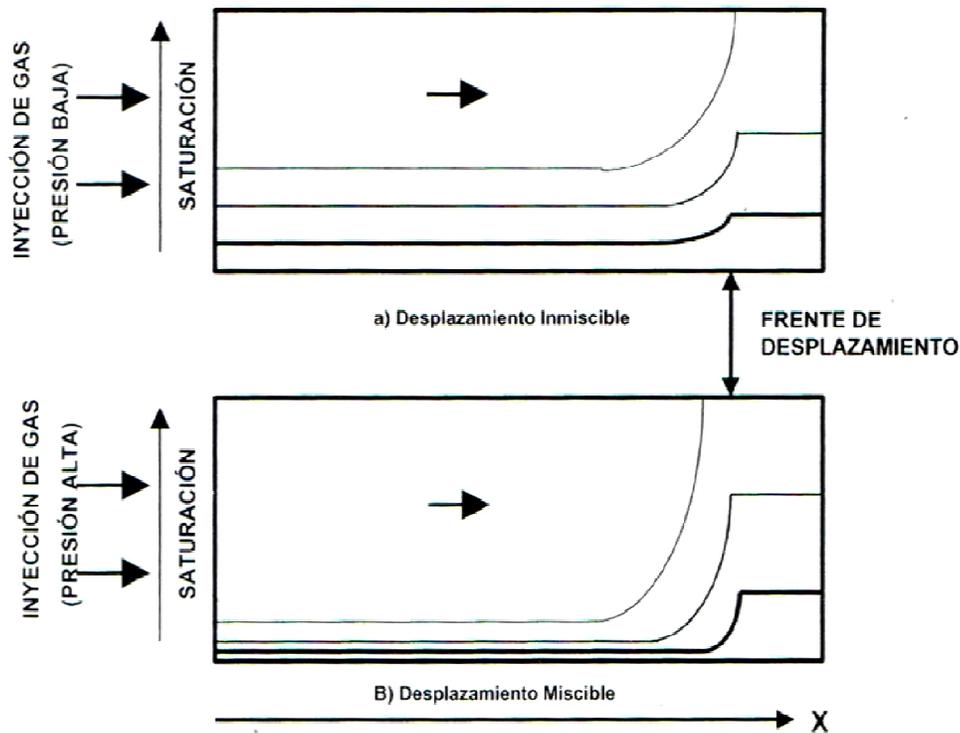


Fig. 4.1 Comparación entre el Desplazamiento Inmiscible y el Miscible.

El desplazamiento inmiscible se puede utilizar para mantenimiento de presión y mejoramiento en la segregación gravitacional.

La inyección de gas natural es el método más simple y más conocido, siendo probablemente uno de los procesos inicialmente sugeridos para mejorar la recuperación del aceite y gas natural. Su propósito inicial fue el de incrementar la productividad por lo que debió ser clasificado como mantenimiento de presión. No obstante, en aplicaciones recientes donde se pretende incrementar la recuperación de aceite, ésta se clasifica como técnica de recuperación mejorada cuando se alcanza la miscibilidad.

Por varios años, el gas natural separado del aceite crudo producido en superficie, se ha utilizado con bastante éxito como fluido de inyección dentro de los yacimientos, por lo que este gas inyectado no solamente aumenta la energía del yacimiento, sino que también actúa como fluido desplazante del aceite hacia los pozos productores. Cuando el gas natural era muy abundante y de bajo precio, volúmenes adicionales de este se obtenían de los campos gasíferos y/o del gas residual de las plantas de procesamiento, y era empleado para el mismo propósito, con la finalidad de incrementar los gastos de producción. Debido al incremento del precio en el mercado del gas natural en los últimos años y a la falta de suministro, actualmente se limita en forma muy estricta la cantidad de gas que se puede inyectar a los campos para mantenimiento de presión. Una alternativa para sustituir al gas natural como fluido de inyección es el uso del Nitrógeno. El cual es muy abundante y rentable, esto debido a que su costo está cerca de entre un cuarto a un medio respecto al precio del gas natural. El proceso de mantenimiento de presión incluye:

1. *Desplazamiento Inmiscible.* En este caso se busca que mediante un proceso inmiscible entre el fluido desplazante (Nitrógeno) y el desplazado (aceite), se modifique la relación de movilidades a un desplazamiento favorable, es decir:

$$M = \frac{(\lambda_{FLUIDO DESPLAZANTE})}{(\lambda_{FLUIDO DESPLAZADO})} = \frac{(k_{rg}/\mu_g)}{(k_{ro}/\mu_o)} \text{ Para } M < 1$$

La composición del crudo, presión y temperatura son factores determinantes para el éxito de este proceso.

2. *Mejoramiento en el mecanismo de Segregación Gravitacional.* La segregación gravitacional presenta excelentes posibilidades como mecanismo de producción. Los factores principales necesarios para que se presente este proceso son un alto espesor de la formación productora y una alta permeabilidad vertical (preferentemente k_v mayor a los 200 mD) en donde la inyección de gas puede redituar altos porcentajes de recuperación de aceite, por el contrario, si el yacimiento es poco permeable en dirección vertical y de poco espesor, no se presentará un desplazamiento vertical óptimo y habrá un desplazamiento vertical parecido al de inyección de agua³⁶. La segregación gravitacional actúa como resultado de la diferencia de densidades de los fluidos del yacimiento. Éste mecanismo, puede trabajar activa y eficientemente en la recuperación de aceite, bajo las condiciones propicias de operación de éste empuje, una parte importante del gas móvil que se ha liberado del aceite fluirá a la parte superior de la estructura, en lugar de ser desplazado hacia los pozos productores por el gradiente de presión en la dirección horizontal causado por la producción. Esta migración del gas hacia la parte superior de la formación productora contribuirá a conservar la energía del yacimiento dado que el gas formará un casquete de gas secundario³⁷. Dentro de las características que presentan los yacimientos en los cuales opera de manera importante el mecanismo de segregación gravitacional, se encuentran:

- Gran espesor o alto relieve estructural,
- Alta permeabilidad (primaria o secundaria),
- Aceites de viscosidad baja o intermedia,
- Gradientes gravitacionales mayores que los gradientes de presión horizontales causados por la producción y,
- Baja RGA (relación gas-aceite), en los pozos terminados en la parte estructural más baja de la formación.

Sin embargo, para que la segregación gravitacional actúe como mecanismo de producción en un yacimiento, es necesario que se cumplan una o más de las tres primeras características mencionadas³⁸.

4.1.2 Desplazamiento miscible

Dos fluidos son miscibles cuando se pueden mezclar en todas proporciones y todas las mezclas permanecen en una sola fase. Debido a que solo resulta una fase de la mezcla de los fluidos miscibles, no existe una interfase entre ellos y consecuentemente no existe tensión interfacial entre los fluidos.

Este proceso incluye de un fluido (solvente), que solubilizará completamente al aceite del yacimiento con el que se pone en contacto, eliminando las fuerzas que causan la retención de aceite en la matriz de la roca, y barriendo la mezcla solvente-aceite hacia el pozo productor. Este solvente puede ser alcohol, hidrocarburos refinados, intermedios, bióxido de carbono, gases del petróleo condensado, gases de combustión o Nitrógeno.

El objetivo del desplazamiento miscible es eliminar la tensión interfacial entre los fluidos desplazados y desplazantes, de tal manera que la mayor cantidad del aceite residual en la zona barrida se pueda recuperar. Primero se inyecta un bache de solvente (miscible con el aceite del yacimiento), y posteriormente se inyecta un líquido o gas para forzar la mezcla solvente-aceite hacia los pozos productores. Las recuperaciones teóricas no se obtiene regularmente debido a que el volumen del yacimiento contactado por el "solvente" disminuye debido a las heterogeneidades del yacimiento, así como a efectos de segregación de fluidos producido por el alto contraste en densidades entre los fluidos desplazante y desplazado, lo que origina canalizaciones del fluido inyectado.

Algunos fluidos de inyección para desplazamientos miscibles se mezclan directamente con el aceite del yacimiento en todas proporciones y su mezcla permanece en una sola fase. Ellos se dice que son miscibles de primer contacto.

Otros fluidos de inyección usados para inyección miscible forman dos fases cuando se mezclan directamente con los fluidos del yacimiento, por lo tanto, ellos no son miscibles de primer contacto. Sin embargo, con estos fluidos, existe una transferencia de masa in-situ de componentes entre aceite del yacimiento y los fluidos inyectados formando una fase desplazante con una zona de transición de composición de fluido inyectados formando una fase desplazante con una zona de transición de composición de fluido de rangos de aceite a composición de fluido inyectado, y todas las composiciones dentro de la zona de transición son miscibles contiguas.

La miscibilidad alcanzada mediante transferencias de masa in-situ de componentes, resultado de contactos repetidos del fluido inyectado y del aceite durante el flujo es llamado de "contactos múltiples" o miscibilidad dinámica.

La inyección de gas es uno de los métodos más antiguos utilizados por los ingenieros para mejorar la recuperación de aceite, y su uso ha incrementado recientemente, aunque la mayoría de la nueva expansión ha venido de los gases no hidrocarburos. A causa del creciente interés en el uso del CO₂ y N₂ o del gas de combustión, se han separado de las técnicas de hidrocarburos miscibles, aunque frecuentemente se contemplan como proyectos de gas miscible.

4.1.3 Desplazamiento con Gas Nitrógeno

El N_2 y gas de combustión (alrededor de 87% de N_2 y 12% de CO_2) se usan en lugar de los gases hidrocarburos debido a sus aspectos económicos favorables. El N_2 también compite con el CO_2 en algunas situaciones por la misma razón. El N_2 se prefiere no solamente por su bajo costo, sino también a causa de su mucha menor compresibilidad; para una cantidad dada a condiciones estándar, el N_2 ocupará mucho más espacio a condiciones de yacimiento que el CO_2 o el metano a las mismas condiciones. Sin embargo, ambos, el N_2 y los gases de combustión son inferiores a los gases hidrocarburos (y muy inferiores al CO_2) desde un punto de vista de la magnitud del incremento en recuperación de aceite.

El N_2 tiene una viscosidad menor, baja solubilidad en el aceite y requiere de una mucha mayor presión para desarrollar miscibilidad. El incremento en la presión de inyección requerida es significativa comparada al metano y muy grande (4 a 5 veces) cuando se compara al CO_2 .

Los criterios para el desplazamiento con N_2 o gases de combustión, son similares a aquellos de empuje de gas a alta presión. Se requiere mayor presión y por lo tanto profundidad, así como la necesidad de aceites muy ligeros, si se realiza la miscibilidad completa en el yacimiento. La inyección del N_2 , los gases de combustión y el desplazamiento con CO_2 generalmente se consideran para procesos miscibles, pero pueden también recuperar aceite en forma inmisible. El desplazamiento por N_2 puede ser económico, debido a que parte del yacimiento se llena con un gas de bajo costo³⁵.

4.1.4 Definición de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)

El concepto de miscibilidad se establece cuando existe una mezcla en todas proporciones entre el fluido de inyección y el aceite del yacimiento. La importancia de tener un desplazamiento miscible es que se eliminan prácticamente los efectos capilares en el área contactada entre las fases, lo que conduce a obtener una recuperación teórica de hidrocarburos por el fluido inyectado del orden del 90% o mayor.

Tanto los gases no hidrocarburos como el gas natural no son miscibles al primer contacto con el aceite del yacimiento; sin embargo, cuando son inyectados desarrollan una zona de miscibilidad debido a la transferencia de masa que existe entre el gas de inyección y el aceite del yacimiento. La transferencia de masa resulta en un enriquecimiento del gas inyectado por componentes intermedios que son transferidos del aceite al gas.

La presión mínima a la cual ocurre la miscibilidad se denomina presión mínima de miscibilidad (PMM), y se define como: la presión mínima necesaria de inyección que garantice el desarrollo de la miscibilidad dinámica. Es de esperar que para un aceite dado se prevea una mayor PMM cuando el fluido de inyección es Nitrógeno que gas seco y dado que las propiedades del gas de combustión y el Nitrógeno son muy semejantes, la PMM será semejante para ambos gases.

Es importante considerar algunos aspectos benéficos para el desplazamiento de aceite con fluidos a condiciones miscibles, los cuales son:

- a) El hinchamiento del aceite al disolverse el gas de inyección.
- b) La reducción de la viscosidad del aceite.

- c) Disminución de efectos capilares.

Como efectos adversos en un desplazamiento miscible se pueden considerar:

- a. Dispersión.
- b. Digitalización.
- c. Canalización del gas de inyección.

La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones, sin que se forme entre ellos una interfase; se dice entonces que un fluido es solvente del otro.

Una condición para que los fluidos sean miscibles es que exista cierta afinidad química entre ambas; como un ejemplo de fluidos miscibles se puede citar a la gasolina con el aceite, y de no miscibles, el aceite con el agua.

El concepto de PMM explica la eficiencia de desplazamiento mediante la inyección de gases (CO_2 , N_2 , o gas natural), entre más cerca esté la presión del yacimiento de la PMM, la recuperación de aceite será más alta. En general, menor PMM se obtiene con CO_2 y mayor con N_2 .

4.1.5 Factores que afectan la PMM con Nitrógeno

El Nitrógeno ha sido utilizado exitosamente como un fluido de inyección para procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH). Este ha sido ampliamente utilizado en operaciones en campos de aceite en proyectos de mantenimiento de presión y de "gas lift". Limitaciones por disponibilidad y costos del gas natural y del bióxido de carbono han hecho al Nitrógeno una alternativa económica para la recuperación de aceite mediante el establecimiento de un proceso de un proceso de desplazamiento miscible.

Un criterio importante para el uso del Nitrógeno en proyectos de recuperación mejorada es la presión mínima requerida para alcanzar la miscibilidad con el aceite a través de procesos de contacto múltiple en el medio poroso.

Algunas de las condiciones que favorecen la miscibilidad del aceite con Nitrógeno, incluyen presiones relativamente altas o aceites volátiles ricos en componentes ligeros e intermedios (C_2 - C_5). Los yacimientos que cumplen estas condiciones deben ser los suficientemente profundos para que su formación productora soporte la alta presión requerida para alcanzar la miscibilidad.

Los principales factores que afectan la magnitud de la PMM para este tipo de proceso son los siguientes:

- La composición del aceite del yacimiento y del fluido desplazante.
- La temperatura del yacimiento; puede presentarse dos casos:
 - i. Para el gas natural la PMM aumenta al incrementarse la temperatura del yacimiento. Esto se debe a que la solubilidad del C_1 disminuye al aumentar la temperatura, ya que bajo estas condiciones el tamaño de la zona bifásica crece.

- ii. Para el Nitrógeno, la PMM puede disminuir al aumentar la temperatura del yacimiento, ya que la solubilidad del N_2 en los hidrocarburos aumenta para temperaturas mayores de $37.7\text{ }^\circ\text{C}$ ($100\text{ }^\circ\text{F}$).
- Manteniendo otros factores constantes, la PMM con gas natural disminuye al disminuir la concentración de C_1 y N_2 en el aceite del yacimiento.
 - Manteniendo otros factores constantes, la PMM aumenta cuando el peso molecular promedio de la fracción C_2 - C_4 en el aceite disminuye, ya que el tamaño de la zona bifásica se incrementa.
 - El tamaño de la zona bifásica aumenta (por lo tanto, también la PMM) al disminuir la densidad del crudo, o bien, al incrementarse el peso molecular de la fracción pesada.

Se necesita un rango de presiones apropiado (por lo tanto profundidades) para obtener miscibilidad. Así, se requiere de una profundidad mínima para cada uno de los procesos y la permeabilidad no es crítica si la estructura es relativamente uniforme. Las características del aceite crudo son muy importantes. Un aceite de densidad alta, viscosidad baja con un alto porcentaje de intermedios (C_2 - C_7) es esencial si la miscibilidad se obtiene mediante un empuje de gas vaporizante.

Con excepción de aquellos yacimientos de características favorables, es común el surgimiento temprano del Nitrógeno inyectado, así como bajas eficiencias de barrido, ocasionando que grandes cantidades de aceite queden sin contactar. En años recientes el énfasis ha ido cambiando al uso de gases no hidrocarburos de menor valor, como CO_2 , N_2 , y gases de combustión. Aunque el N_2 y los gases de combustión no recuperan aceite tan eficiente como los gases hidrocarburos o CO_2 , su economía resulta generalmente más favorable.

4.1.6 Correlaciones para estimar la PMM con Nitrógeno

Correlaciones para predecir la presión mínima de miscibilidad (PMM) han sido propuestas por diferentes investigadores y son herramientas importantes en la selección de yacimientos potenciales para la inyección de gas miscible mediante contacto múltiple. Existen pocas correlaciones en la literatura para determinar la presión mínima de miscibilidad, cuando el gas desplazante es el Nitrógeno, las principales se presentan a continuación:

4.1.6.1 Correlación de Glaso

Glaso desarrolló una correlación para determinar la PMM con N₂ a partir de datos de estudios de desplazamiento publicados en la literatura y datos de desplazamiento realizados durante su investigación. La PMM está dada como una función de la temperatura del yacimiento, % mole del metano y % mole de los intermedios en el fluido del yacimiento³⁹.

Las ecuaciones propuestas por Glaso para obtener la PMM son:

- a) Si la densidad del aceite es menor de 40 °API

$$PMM = (80.14 + 35.25 PM + 0.76 PM^2) 14.5 \dots \dots \dots (4.1)$$

Donde:

$$PM = M_{C7+}^{0.88} T^{0.11} / C_{2-6}^{0.64} C_1^{0.33} \dots \dots \dots (4.2)$$

- b) Si la densidad del aceite es mayor de 40 API, entonces:

$$PMM = (-648.5 + 2619.5 - 1347.6 PM^2) 14.5 \dots \dots \dots (4.3)$$

Donde:

$$PM = M_{C7+}^{0.48} / T^{0.25} C_{2-6}^{0.12} C_1^{0.42} \dots \dots \dots (4.4)$$

Donde:

PMM PMM [psia].

T Temperatura, [°F].

C₁ Concentración de metano, % mol.

C_{2-C6} Concentración de Intermedios, % mol.

M_{C7+} Peso molar del heptano plus.

4.1.6.2 Correlación de Firozabadi y Azis

Del estudio de Firozabadi y Azis, se desprendió que los tres parámetros mostraron afectar la miscibilidad de contacto múltiple de un yacimiento cuando se inyecta N₂ o gas de combustión: la cantidad de componentes intermedios en el aceite, su volatilidad y la temperatura del yacimiento.

Los componentes intermedios en el fluido de un yacimiento se definen generalmente como la fracción del C₂ al C₆, CO₂, y H₂ S, los cuales mejoraron el desarrollo de miscibilidad con altas concentraciones en el aceite de yacimiento. De los datos mostrados en la **Tabla 4.1** se observó que excluyendo al C₆ de los intermedios mejoraba la correlación de la PMM, por lo que los intermedios en este trabajo se definieron como C₂ al C₅, CO₂ y H₂ S⁴⁰.

La **Fig.4.2** muestra la PMM para los fluidos de yacimientos mostrados en la **Tabla 4.1**. Los parámetros correlacionados incluyeron la relación de los intermedios (% mole) divididos por el peso molecular de la fracción C₇₊. El efecto de la temperatura en °F. La ecuación de la curva ajustada de la **Fig. 4.2** es:

$$p_m = 9433 - 188X10^3 \left(\frac{C_{c2}-C_{c5}}{M_{c7+}T^{0.25}} \right) + 1430X10^3 \left(\frac{C_{c2}-C_{c5}}{M_{c7+}T^{0.25}} \right)^2 \dots\dots\dots(4.5)$$

Donde:

p_m PMM [psia].

T Temperatura, [°F].

C₂-C₅ Concentración de Intermedios, % mol.

M_{c7+} Peso molar del heptano plus.

Tabla 4.1 Fluidos de varios yacimientos usados en el desarrollo de la correlación de la PMM.

Número	Nombre de fluidos de varios Yacimientos	Temperatura (°F)	C ₂ -C ₅ (%mol)	MW C ₇₊	Pb (psi)	PMM	Composición del gas de inyección
1	XA	340	25.11	183.6	4750	4800	C1, 100
		206.6	21.17	315	2147.22		
2	XB	200	19.77	209	4740	5800	C1, 83.12; C2, 8.81; C3, 4.11; C4, 1.4; CO2, 1.05
3	XC	225	21.11	250	4610	6000	C1, 87.85; C2, 7.5; C3, 1.91; C4, 0.26; N2, 2.48
4	XD	303	19.46	250	4550	6300	C1, 100
5	Painter	164	25.17	193.3	4000	4280	N2, 100
6	Hassi Messaou	250	38.9	195	2590	3700	C1 y N2 Puros
7	BNR,A	217.5	24.06	193	3040	4900	Gas de Combustión, C1, 90
8	BNR,D	215.5	24.45	204	2970	5100	Gas de Combustión, C1, 90
9	BNR,E	22.8	19.2	191	4925	5500	Gas de Combustión, C1, 90
10	Raleigh	258	20.95	190	3236	5400	Gas de Combustión, C1, 88.2; N2, 3.53
11	ARCO A	140	32.7	191	2760	3500	Gas de Combustión, C1, 85; C2, 15
12	ARCO B	176	41	197	905	3400	Gas de Combustión, C1, 85; C2, 15

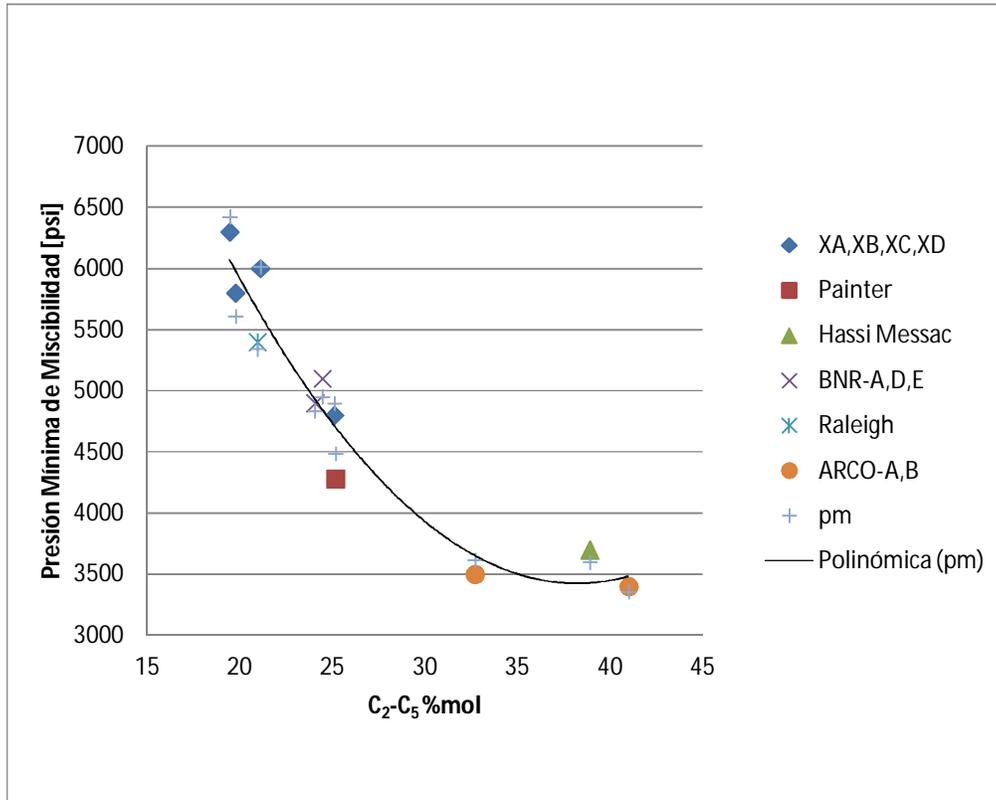


Fig. 4.2 Correlación de la PMM para el N₂ o gases naturales de combustión, obtenida por Firozabadi y Azis.

4.1.6.3 Correlación de Hanssen

La correlación simple sugerida por Firozabadi pudo predecir razonablemente bien los resultados realizados en el trabajo de Hanssen. Reteniendo su simplicidad y generalidad, la correlación se mejoró incluyendo los datos de este trabajo y algunas ligeras modificaciones⁴¹.

La ecuación más simple de las varias regresiones que proporcionó un buen ajuste fue:

$$PMM = 0.05216 \left(\frac{C_2 - C_6}{M_{C_7+} T} \right)^{-0.5236} \dots\dots\dots(4.6)$$

Donde:

$C_2 - C_6$ Es la concentración de los componentes intermedios (incluyendo al CO_2) en el aceite, %mol.

M_{C_7+} Es el peso molar de la fracción pesada.

T Es la temperatura en °K.

En esta correlación se tomó como los componentes intermedios del $C_2 - C_6$, que es la definición más común en lugar de $C_2 - C_5$, utilizada poro Firoozabadi y Azis.

4.1.6.4 Correlación de Hudgins

Hudgins y colaboradores desarrollaron un extensivo estudio de laboratorio de inyección miscible de N₂ para procesos de recuperación mejorada de aceite crudo ligero.

Ellos establecieron que la composición del fluido de yacimiento, especialmente la cantidad de C a la fracción C son los principales factores que afectan la miscibilidad⁴².

Para N puro los autores propusieron la siguiente expresión:

$$PMM = 5568e^{-R1} + 3641e^{-R2} \dots\dots\dots (4.7)$$

Donde:

$$R1 = \frac{792.06C_{2-5}}{M_{C7+}T_f^{0.25}} \dots\dots\dots (4.8)$$

y

$$R2 = \frac{2.158 \times 10^6 C_1^{5.632}}{M_{C7+}T_f^{0.25}} \dots\dots\dots (4.9)$$

C₁ Es la fracción molar de Metano en el aceite del yacimiento.

C_{2-C5} Es la fracción molar del Etano a los Pentanos (incluyendo CO₂ y H₂S).

T_f Es la temperatura [°F].

4.1.6.5 Correlación de Sebastian y Lawrence

Sebastian y Lawrence presentaron una nueva correlación más exacta para determinar la PMM del N₂. Esta correlación toma en cuenta los efectos de la composición del aceite y la temperatura del yacimiento, y ajusta todos los datos de PMM del N₂ disponibles en la literatura de 750 psi. Esta correlación predice que la PMM del N₂ de un aceite disminuye conforme el contenido de metano o componentes intermedios del aceite se incrementa, y que la PMM del N₂ se incrementa conforme el peso molecular del aceite se incrementa⁴³.

Hay muy pocas mediciones de la PMM del N₂ reportadas en la literatura. La **Tabla 4.2** lista los datos de PMM del N₂ disponibles y los datos obtenidos en este trabajo junto con algunas propiedades de los aceites.

Tabla 4.2 PMM del N₂ para varios aceites.

Aceite	PMM N ₂ (psi)	T yac (°F)	C ₁ mol (%)	C ₂ -C ₆ mol (%)	C ₇₊ WM
Aceite B	5500	280	34.64	34.05	230
Aceite A	7000	300	21.54	27.05	261
Aceite A	6800	280	21.54	27.05	261
Aceite A	6500	250	21.54	27.05	261
Aceite D	6000	280	36.78	33.63	261
Aceite C	5050	280	24.68	34.98	215
Aceite C	5500	225	24.68	34.98	215
Painter	4280	164	52.62	25.17	193
South Lone Elm	4000	100			
Texas A&M	5000	150			
Texas A&M	4200	250			
Jay	3600	285			
Arco A	3870	140	42.70	32.70	191
Hassi Messoud	3660	250	32.73	36.90	195
Lake Como	4380	279	45.23	23.09	179
Lake Barre	9400	279	0.00	2.47	140
Lake Barre	8850	279	9.37	3.72	140
Lake Barre	8500	225	9.37	3.72	140
Lake Barre	9000	300	9.37	3.72	140
Lake Barre	6700	279	22.69	5.50	140
Lake Barre	6400	225	22.69	5.50	140
Lake Barre	6850	300	22.69	5.50	140
Lake Barre	4980	279	38.62	7.63	140
Lake Barre	4850	225	38.62	7.63	140
Lake Barre	5100	300	38.62	7.63	140
Glaso 1	4500	176	13.00	45.50	192
Iku 1	5500	140	54.70	20.90	232
Iku 2	6017	271	54.70	20.90	232
Iku 3	6400	140	36.20	19.60	232
Iku 4	6600	199	36.20	19.60	232
Iku 5	4650	196	43.00	32.20	232
Hannsen A1	5946	268	54.63	20.62	218
Hannsen A2	6164	268	57.36	18.23	221
Hannsen A3	6381	268	26.65	16.50	221
Hannsen A4	6526	268	57.95	16.07	223
Hannsen A5	7977	268	60.55	14.00	244
Hannsen B1	4728	260	57.84	27.79	190
Hannsen B2	5467	260	60.36	25.06	199

Sebastian y colaboradores revisaron básicamente cuatro correlaciones para determinar la PMM del N₂:

- Firozabadi y Azis.
- Hudgins y colaboradores.
- Glaso.
- Hanssen.

Las cuatro fueron de naturaleza estadística y usada con datos disponibles en la literatura de tiempo de la publicación. Incluyendo los datos de este trabajo, hay cerca de 35 valores de PMM del N_2 reportadas en la literatura. **Las Figs. 4.3 a la 4.6** comparan las PMM predichas por cada una de las cuatro correlaciones con las PMM de los datos experimentales. En estas figuras, cualquier símbolo cayendo sobre la línea sólida "negra" ubicada entre las líneas "rojas" representa un caso donde la correlación ajusta correctamente los datos experimentales de PMM. Cualquier símbolo que cae fuera de las dos líneas "rojas" representa un caso donde la correlación predice una PMM ya sea 70 kg/cm^2 (1000 psi) arriba o debajo de los datos experimentales. En cada de las correlaciones fallan un número significativo de puntos por más de 70 kg/cm^2 (1000 psi).

La nueva correlación es más precisa que las correlaciones reportadas en la literatura, pero aún puede estar fuera por 800 psi. Hasta que se cuente con resultados de otros estudios, esta es la mejor herramienta disponible para predecir la PMM del N_2 , a menos que se determine experimentalmente. La correlación se debe usar como una herramienta de escrutinio, pero la PMM se debe medir eventualmente para cualquier campo en el cual se considere la inyección de N_2 .

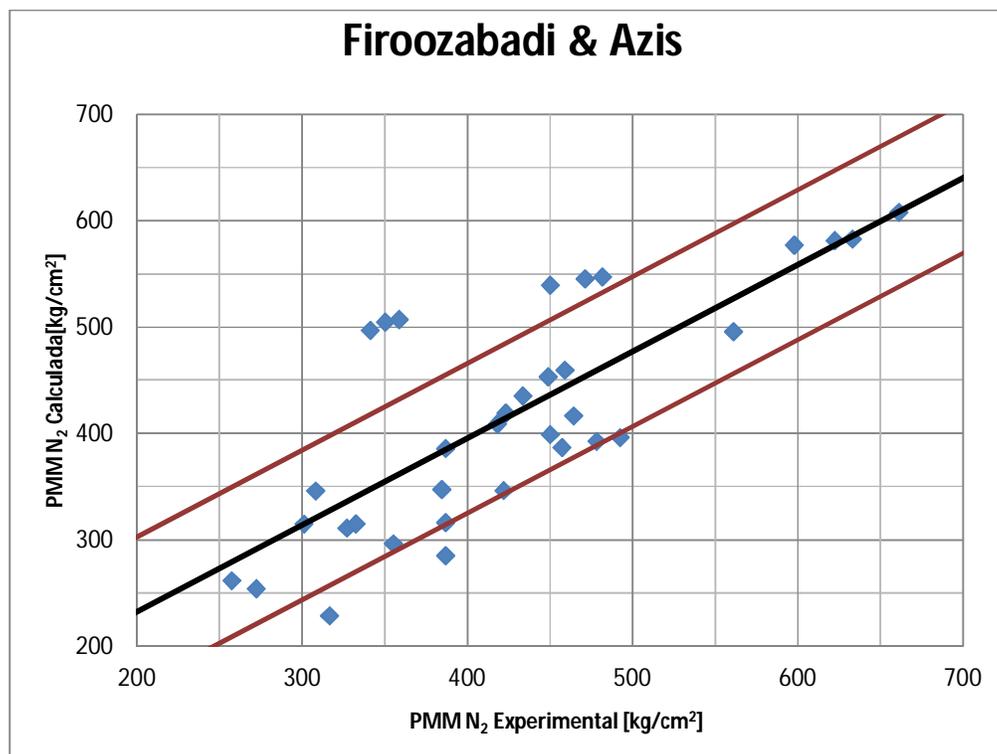


Fig. 4.3 Comparación de la Correlación de Firoozabadi y Azis vs. Datos Experimentales.

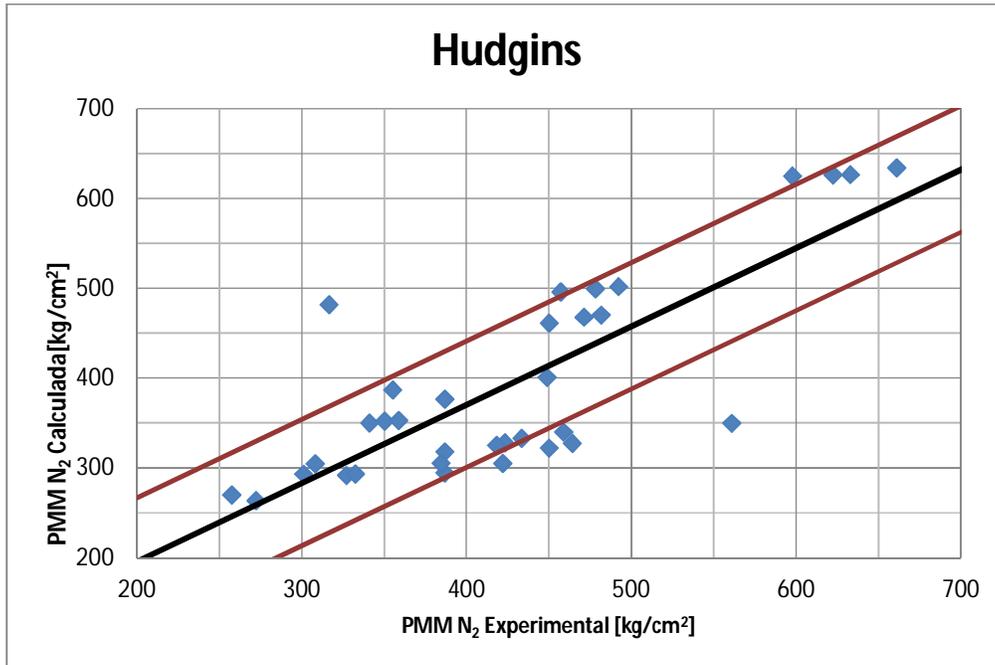


Fig.4.4 Comparación de la Correlación de Hudgins vs. Datos Experimentales.

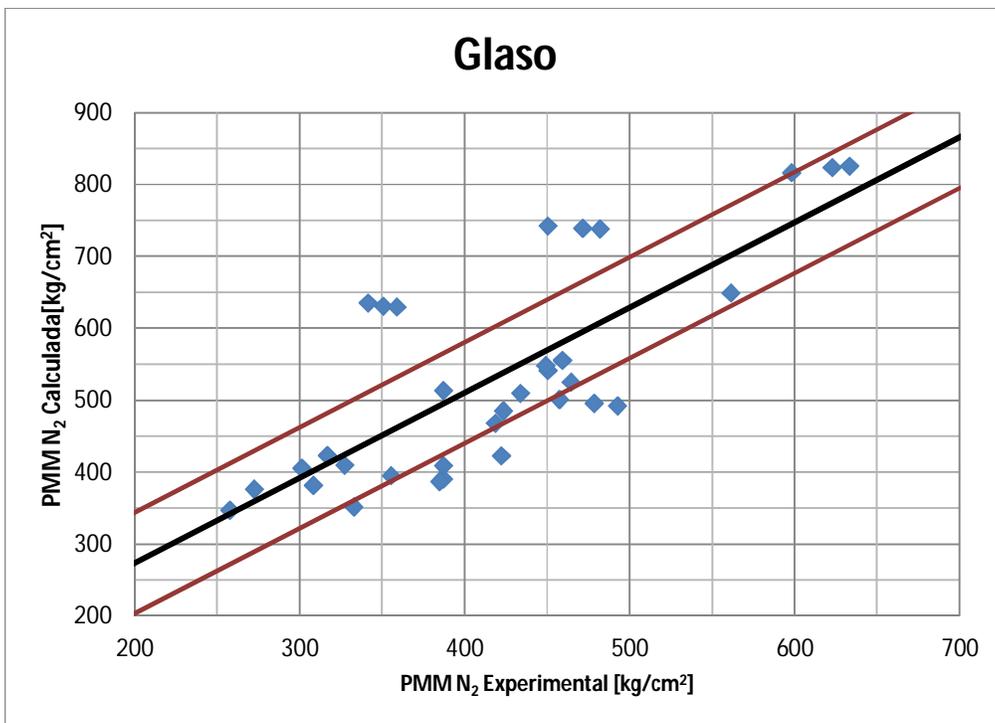


Fig. 4.5 Comparación de la Correlación de Glaso vs. Datos Experimentales.

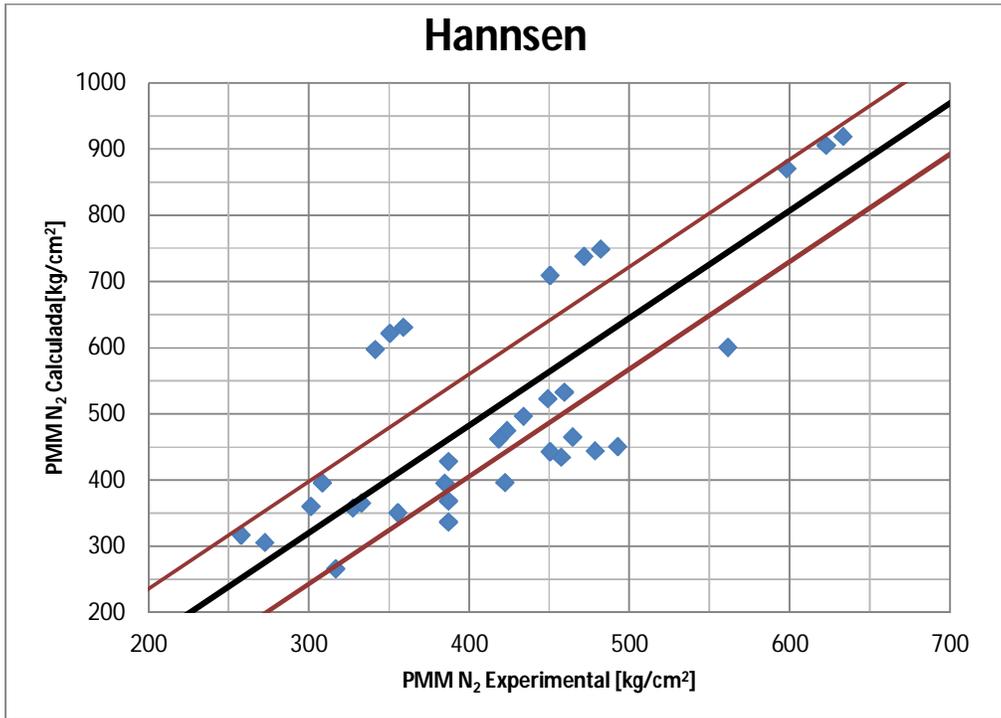


Fig. 4.6 Comparación de la Correlación de Hannsen vs. Datos Experimentales.

Sebastian desarrolló la siguiente correlación usando los datos de la Tabla 4.2 y los datos registrados en este trabajo, además de tomar en cuenta las siguientes restricciones:

- La PMM del N₂ se debe incrementar conforme el MW del C₇₊, se incremente.
- La PMM debe disminuir conforme la concentración de metano o intermedios se incremente en el aceite. La cantidad de decremento depende de la composición del aceite.

$$PMMN_2 = 4603 - 3283 \left(\frac{CL}{MW} T \right) + 4.776 \left(\frac{CL^2}{MW} T^2 \right) - 4.008 \left(\frac{CL}{MW} T^2 \right) + 2.05MW + 7.541 \dots\dots\dots(4.10)$$

Donde:

PMMN₂ es la PMM del N₂,

CL es la fracción mol del metano en el aceite,

T es la temperatura del yacimiento en °R, y

MW es el peso mol de la fracción C₇₊, del aceite

Derivando la ec. 4.10 en función de la temperatura y luego haciendo la derivada igual a cero, la temperatura a la PMM máxima (MAXT) se puede determinar de la ec. 4.11.

$$MAXT = \frac{7.541MW - 3282CL}{9.532CL^2 - 8.16C1} \dots\dots\dots(4.11)$$

De la ec. 4.10, se puede observar que la PMM predicha disminuye conforme la concentración de intermedios en el aceite se incrementa. No es tan obvio que, excepto en pocos casos, la PMM del N₂ predicha disminuya conforme la concentración de metano en el aceite se incremente o decrezca el peso mole del C₇₊.

La ec. 4.10 también es cuadrática en la fracción mole de metano. Esto es necesario debido a la alta dependencia de la PMM en la concentración de metano.

La Fig. 4.7 compara la PMM del N predicha utilizando la ecuación 4.10 con los valores determinados experimentalmente en una grafica similar en la Fig. 4.3 a la 4.6 para las otras correlaciones disponibles. La comparación está dada en la Tabla 4.2. Todas las PMM calculadas para el N₂ con la nueva correlación caen dentro de ± 50 kg/cm² (± 750 psi) de los valores experimentales. Esta es mejor que las otras cuatro correlaciones que se muestran en la Fig. 4.3 a la 4.6 y que están en un error de ±70 kg/cm² (±1000 psi) para un número significativo de aceites.

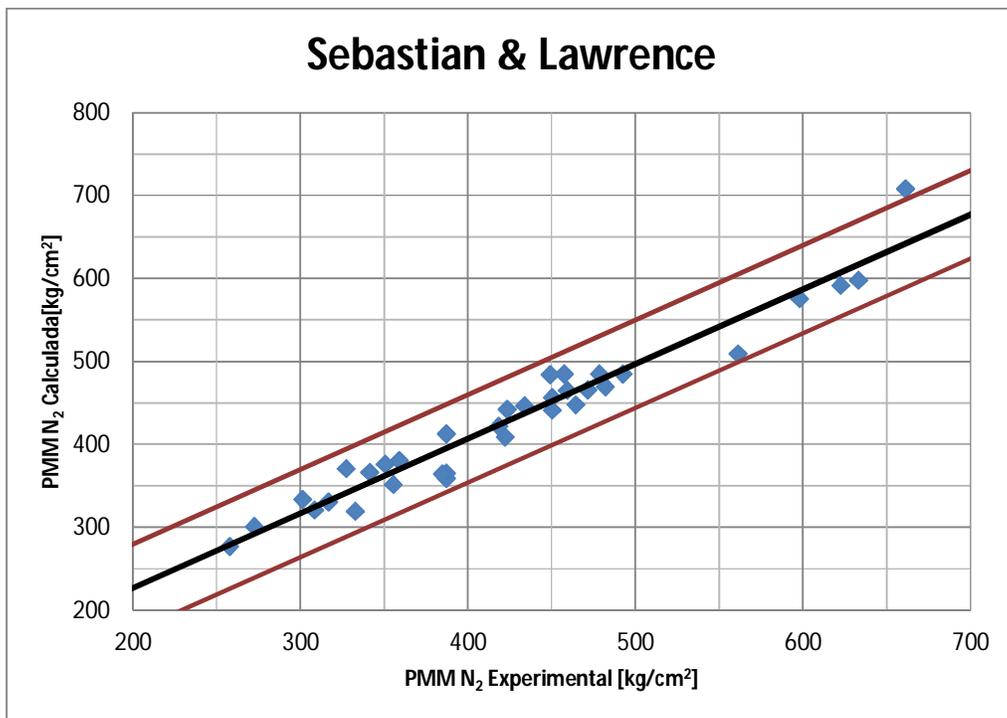


Fig. 4.7 Comparación de la Correlación de Sebastian y Lawrence vs. Datos Experimentales.

Se debe tener cuidado cuando se extrapola fuera del rango de los datos usados para desarrollar la correlación. El rango incluye temperaturas de 38 a 149°C (100 a 300 °F), concentraciones de metano de 0 a 60 % mole, concentraciones de componentes intermedios de 0 a 30% mole, y peso molecular del C_{7+} de 100 a 260 g/mole. Las otras correlaciones tienen rangos de aplicación similares pero más pequeños.

4.2 NITRÓGENO COMO GAS DE EMPUJE PARA DESPLAZAMIENTO DE BACHES MISCIBLES DE BIÓXIDO DE CARBONO Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO

La recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de bióxido de carbono, y gases licuados de petróleo, LPG, son técnicas que ya han sido probadas. Los problemas a enfrentar son los suministros limitados y el incremento en el costo de estos compuestos^{44, 45}. Un bache formado por una mezcla de anhídrido carbónico y gas licuado de petróleo, o bien la inyección de agua y bióxido de carbono (H_2O/CO_2), utilizada desde el inicio hasta el final de un proyecto de inyección, reduciría en forma sustancial los volúmenes requeridos de estos compuestos (respecto de que si éstos fueran empleados en forma de baches individuales) y en consecuencia, bajaría el costo de inversión en el proceso.

Como una alternativa, recibe especial atención la utilización del Nitrógeno, como un fluido para desplazar los baches de bióxido de carbono, de gas propano y de gas licuado de petróleo^{44, 45, 46}. Lo anterior, debido a que el Nitrógeno, respecto al anhídrido carbónico, es aproximadamente menos compresible a condiciones de yacimiento y tiene un costo menor (del orden del 15% menos).

El Nitrógeno, se considera como un excelente fluido de empuje para los baches de bióxido de carbono, y especialmente si el primero se inyecta en forma alternada con agua^{47,48}.

En yacimiento a presión baja o con aceites de densidad γ_o , menores a 31° API (mayores a 0.8762), existe la posibilidad de alcanzar un desplazamiento miscible cuando se desplazan baches con gas Nitrógeno, que pueden ser baches de bióxido de carbono (o baches de H_2O/CO_2), gas natural enriquecido ($C_2 H_6$ a $C_6 H_{14}$), o gas licuado de petróleo.

4.3 REDUCCIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE EN NÚCLEOS MEDIANTE LA INYECCIÓN DE UN SURFACTANTE Y NITRÓGENO

En los procesos de recuperación mejorada, que emplean surfactantes, se pretende disminuir la tensión interfacial del sistema aceite/agua, a valores muy bajos (10^{-3} dinas /cm. muy baja energía libre interfacial) con las mínimas concentraciones posibles de surfactantes.

El propósito básico es inyectar dentro del yacimiento una mezcla de material activo, que sea capaz de mover el aceite y que a su vez pueda ser desplazado y producido. Ésta representa solo un porcentaje del volumen poroso total, la cual se desplaza por medio de un bache de solución polimérica, y consecutivamente seguida de agua o salmuera.

Santana Noriega⁴⁹ en 2009, presentó un estudio experimental con el fin de obtener información que ayude en la decisión de la implantación de un proceso de DD (Doble Desplazamiento) en los yacimientos de los campos Abkatun, Pol y Chuc. La hipótesis principal de éste trabajo planteó si era factible reducir la saturación de aceite remanente en APC mediante un proceso de DD posiblemente acompañado con surfactantes y utilizando como gas

de inyección en el segundo desplazamiento Nitrógeno. Para probar o descartar la hipótesis se definió como objetivo, el realizar pruebas experimentales de doble desplazamiento a condiciones de yacimiento en muestras de roca del yacimiento para estimar la saturación residual y el factor de recuperación.

Para realizar este estudio se utilizaron núcleos de Pol, un aceite recombinado del pozo Abkatun 35, agua de la formación del mismo pozo y el surfactante Lauryl Sulfato de Sodio (SLS). Los experimentos se analizaron mediante balance de masa y tomografía de rayos X, y se llevaron a cabo en una celda que simula un medio altamente fracturado.

Se realizaron pruebas de desplazamiento en núcleos, primero con salmuera y después con Nitrógeno.

Algunos de los resultados obtenidos en este estudio son:

- “Se ha demostrado que la inyección del surfactante (SLS) en el núcleo Pol 73R bajo condiciones de presión y temperatura de yacimiento y en seno de fluidos de formación (aceite y salmuera), aporta una producción adicional (recuperación mejorada) después del desplazamiento por inyección de agua (recuperación secundaria.)”.
- “La inyección de N_2 bajo las condiciones de yacimiento simuladas en este estudio, también aportó una recuperación mínima de aceite”.

4.4 RECIRCULACIÓN O INYECCIÓN CÍCLICA DE NITRÓGENO POR EL GAS NATURAL PRODUCIDO EN EL YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO

El gas natural se ha empleado para mantenimiento de presión en yacimientos de gas y condensado, los cuáles exhiben pérdida de líquidos (condensados del gas) mediante el fenómeno de condensación retrograda, que se presenta al reducir la presión del yacimiento⁵⁰.

La escasez y el incremento en los precios del gas natural, lo hacen no redituable económicamente, como fluido de inyección en yacimientos de gas y condensado con el objetivo de mantenimiento de presión.

Así como el Nitrógeno puede reemplazar al gas natural en el mantenimiento de presión para yacimientos de aceite y gas y volátiles; éste también es un sustituto muy efectivo en lugar del gas natural, que permite su inyección o recirculación en los yacimientos de gas y condensado, manteniendo la presión y evitando que los condensados se depositen alrededor de los pozos productores⁵¹.

Moses y Wilson⁵² en 1981, realizaron estudios de laboratorio para evaluar la eficiencia del Nitrógeno, como fluido de inyección para mantenimiento de presión, como agente desplazante de condensados y para vaporizar éstos en un yacimiento de gas y condensado del tipo retrógrado. Basados en los resultados, concluyeron que aunque las pruebas de equilibrio estático demostraron una pérdida sustancial de líquido retrógrado cuando el Nitrógeno se mezcló con los fluidos del yacimiento; los experimentos de desplazamiento en núcleos empacados mostraron pérdidas insignificantes. Mencionaron que para todos los propósitos prácticos, tanto el Nitrógeno como el gas natural son muy eficientes como agentes

desplazantes de condensados y para vaporizar éstos en este tipo de yacimientos. Si este es el caso, entonces sólo el factor económico determina cuál es el gas a inyectar.

4.5 PRODUCCIÓN DE GAS DEL CASQUETE

Normalmente, en la explotación de los yacimientos que presentan una capa de gas asociado al aceite, se emplean técnicas adecuadas para recuperar sólo el aceite y el gas disuelto en él, limitando o eliminando la producción de gas del casquete, hasta que el gasto de aceite, q_o , presente un límite económico. Luego, cuando el suministro de gas natural (la oferta) es menor que la demanda; y el precio de éste es atractivo, entonces dicho gas del casquete se pone a producción.

La inyección de Nitrógeno dentro de una capa de gas, es un medio efectivo para mantenimiento de presión del yacimiento y desplazar o empujar al gas natural, permitiendo su explotación y comercialización.

Los factores económicos, tales como los precios del gas natural y del Nitrógeno, así como el costo del proceso de eliminación de éste último a partir del gas producido por los pozos, determinan si es rentable como fluido de inyección.

El procesamiento del gas natural con alto contenido de Nitrógeno y la necesidad de separar al Nitrógeno del gas natural, se trató en el Capítulo 3 de éste trabajo. Es importante tomar en cuenta el costo del procesamiento del gas producido después de la llegada del nitrógeno a los pozos productores.

Calvin y Vogel⁵³ presentaron en 1979, un estudio en donde evalúan la inyección de Nitrógeno para acelerar el agotamiento e incrementar las reservas de la capa de gas en un yacimiento que manifiesta una zona de aceite y un acuífero de fondo activo. Inyectaron Nitrógeno altamente puro en la cima de la estructura geológica a un gasto de inyección de 339.9 MmCD (12 MMPCD). Las predicciones mostraron un incremento importante en las reservas de gas (como mínimo 425 MmC, 15 MMPC); mencionaron que éste estudio podría ser un caso histórico en cuanto a técnicas de agotamiento empleadas en la ingeniería petrolera, y que debido a los altos precios del gas natural hacen que éste proceso resulte económicamente rentable.

4.6 FRACTURAMIENTO DE LA FORMACIÓN CON NITRÓGENO

Una de las actividades más importantes en el mantenimiento de producción es la estimulación de los pozos. La estimulación de pozos consiste en inyectar fluidos de tratamiento a la formación por debajo de la presión de fractura, su finalidad es remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos durante la etapa de perforación y de terminación de pozos, o por distintos factores, ya durante la vida productiva del pozo.

La estimulación es el proceso mediante el cual se crea o restituye un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad esencial para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas, también puede favorecer en la recuperación de reservas.

Las estimulaciones pueden ser reactivas o no reactivas, las reactivas son aquellas en las que el fluido inyectado reacciona con la formación como en la inyección de ácido clorhídrico en rocas carbonatadas o ácido Fluorhídrico en arenas, en cambio las no reactivas no reaccionan con la formación como en el caso del fracturamiento hidráulico.

Un tratamiento de fracturamiento principalmente consiste en el rompimiento de una sección productora de la formación mediante una fuerza hidráulica ejercida por un fluido, por lo general acompañado de arena que servirá como agente sustentante de la fractura generada, para mantenerla abierta.

El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos y relaciona tres aspectos principales relacionados con la perforación:

- ❖ Presión de Inyección.
- ❖ Pérdidas de Circulación.
- ❖ Rompimiento de la Formación.

El objetivo principal o fundamental en un tratamiento de fracturamiento hidráulico, es el de incrementar los canales de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que vence la resistencia de la roca.

El fracturamiento se realiza entre otras cosas para:

- Extender la vida económica de un pozo.
- Incrementar el gasto de producción.
- Sobrepasar la zona dañada.
- Incrementar el radio de drene.
- Incrementar la inyectividad de un pozo, cuando se tienen propósitos de inyección.

El fracturamiento hidráulico puede dar buenos resultados en:

- i. Formaciones invadidas y dañadas por fluidos de perforación y terminación.
- ii. Yacimientos de baja permeabilidad, de roca homogénea, en donde una fractura sería similar a incrementar el diámetro del pozo.
- iii. Formaciones con fracturas no comunicadas en donde una fractura las comunique, incrementando la porosidad pero sobre todo, la permeabilidad.

Uno de los componentes principales para un tratamiento de fracturamiento hidráulico es el fluido fracturante. Las propiedades y funciones requeridas del fluido fracturante se pueden alcanzar por distintas maneras. Se pueden utilizar una gran variedad de fluidos no convencionales y convencionales para lograr las metas trazadas en el tratamiento. Estos fluidos pueden ser base agua, hidrocarburos, metanol o tal vez que no contengan ningún líquido.

Los fluidos convencionales de fracturamiento incluyen fluidos base agua o contienen polímeros; fluidos base hidrocarburos, fluidos energizados y espumas. Los fluidos de fracturamiento no convencionales incluyen fluidos que no contienen polímeros tales como: fluidos surfactantes viscoelásticos, fluidos que contienen metanol y fluidos base que contienen

CO₂ líquido. Agua de baja viscosidad o hidrocarburos con la menor cantidad de aditivos conforman los fluidos más simples. Estos tienen propiedades muy bajas en cuanto al transporte del apuntalante, muy poco control de leakoff[#] y, si se bombea a altos gastos, resultará en fricción inaceptable. La fricción puede ser controlada mediante varios aditivos, pero si la formación tiene efectos adversos de saturación, aún en formaciones pequeñas de gas, y con muy poco leakoff, la estimulación deseada no se logrará.

En términos económicos, la solución más efectiva para fracturar la formación es con los fluidos más simples. La compatibilidad con formaciones que contienen arcilla puede ser controlada mediante la utilización de sales en los fluidos. Dependiendo de las condiciones de bombeo, por citar un ejemplo, si los fluidos son sometidos a un gran esfuerzo cortante, se pueden utilizar fluidos tolerantes al esfuerzo de corte. Si las formaciones están depresionadas, sobre todo las de gas, los fluidos pueden ser energizados con Nitrógeno (N₂) o con espumas con CO₂ o con Nitrógeno o una combinación de ambos⁵⁴.

4.6.1 El Nitrógeno en Fluidos Espuma

Los fluidos espuma son esencialmente fluidos en dos fases que consisten en una fase interior y en una fase exterior. La fase interior es generalmente gaseosa, usualmente Nitrógeno (N₂); sin embargo, puede ser líquido o vapor denso como es el caso cuando se usa bióxido de carbono (CO₂). La fase externa está compuesta principalmente por una mezcla salina de agua con un surfactante, dependiendo de la viscosidad y los requerimientos de estabilidad. Otros fluidos externos usados comúnmente son tanto ácido clorhídrico como mezclas de agua-alcohol.

Refinados de gasóleos, u otros solventes basados en hidrocarburos pueden ser también usados como fluidos de fase externa, pero requieren Nitrógeno como energizante. Las espumas se caracterizan en diferentes formas, la estabilidad, la calidad y la textura describen diferentes características con respecto a las espumas. Generalmente, la calidad de la espuma se refiere casi siempre para categorizar a las espumas que son usadas en las compañías de servicio.

También son importantes otras características de la espuma y su relación con otras características, como por ejemplo:

La estabilidad estática de una espuma se refiere a la habilidad de la espuma para resistir la explosión de las burbujas. La estabilidad estática de las espumas puede ser cuantificada mediante la medición de su vida media, éste es el tiempo requerido a condiciones estáticas de la espuma para drenar la mitad de su volumen de líquido. Parámetros, tales como tipo de estabilizador, presión de confinamiento, o cambio de proceso de generación de espuma, tal vez cambien la estabilidad. La vida media de la espuma no es una medida directa de estabilidad, ocurren variaciones de estabilidad de espumas bajo distintas condiciones.

Las espumas se definen mejor por su calidad, que es el porcentaje de gas contenido dentro de la espuma.

La calidad, es el porcentaje de volumen de gas y es matemáticamente descrita como⁵⁵:

$$\text{Calidad de la espuma} = \frac{\text{volumen de gas } (p, T)}{\text{volumen de gas } (p, T) + \text{volumen de líquido}} \times 100\%$$

[#] Consultar APÉNDICE.

Inicialmente se consideraron a existir espumas mono-dispersas sólo en rangos de calidades entre 52% y 96%. Para espumas con calidad bajo 52%, no se logró estabilidad debido a lo que en un inicio se creyó era una falta de interacción de burbujas. La interacción de burbujas poli-dispersas ocurre en regiones mayores a 54%. Para calidades mayores a 96%, la espuma se invierte en: líquido en una emulsión de gas. Las suspensiones sólidas y características de viscosidad desaparecen conforme se crea una niebla de líquido.

Actualmente, sólo hay algunas pocas limitantes en las espumas, como el aspecto económico que limita su uso en yacimientos muy profundos, o en yacimientos de gas con alta presión, debido a los límites de presión para que la espuma conserve sus propiedades.

Otra limitante en fluidos de estimulación espumosos, en particular los nitrificados, son los problemas de permeabilidad relativa asociados con su uso en yacimientos de aceite, bajo el punto de presión de burbujeo. El gas Nitrógeno, que es lentamente soluble en aceite crudo, creará una saturación de gas atrapado. El efecto de permeabilidad efectiva será lentamente removido conforme el Nitrógeno se vuelve más soluble en el aceite.

Las espumas usadas como fluidos de fracturamiento están formadas normalmente con la dispersión de algún gas, generalmente nitrógeno en un líquido, usualmente agua con una pequeña cantidad de agente espumoso surfactante añadido. El contenido de surfactante es comúnmente 0.5% a 1% del volumen del líquido. La estabilidad es incrementada añadiendo más surfactante, ya sea un agente espumoso o un agente gelatinoso. Tales espumas son mezclas homogéneas con un rango estrecho de tamaño de burbuja, es decir el tamaño de la burbuja menor a 200 micras, y son estables por periodos de varias horas.

4.6.2 El Nitrógeno como Fluido Energizante

Los fluidos son energizados con N_2 para minimizar la cantidad de líquidos inyectados al yacimiento y como ya se menciono, para la recuperación mejorada de fluidos. Los fluidos son considerados típicamente energizados si el porcentaje del volumen del medio energizante es menor de 53% del volumen total (a esto se le conoce como calidad); ahora bien, si es mayor al 53% se consideran como espumas. Es común utilizar en la industria de 25 a 30% volumen de un medio energizante en los fluidos. También añadiendo el medio energizante reduce el fluido base (aceite o agua) bombeado al pozo. Los fluidos energizados son de particular importancia en fracturamiento en pozos de gas depresionados.

En la mayoría de los lugares, el Nitrógeno es químicamente inerte y no es miscible en los fluidos del yacimiento, lo cual constituye una ventaja ya que no ocurre interferencia química. Es gas durante las condiciones de bombeo y recuperación. Debido a que tiene muy baja densidad comparado con el fluido que se bombea, se separa fácilmente del fluido que se filtrando al yacimiento.

Por lo que es de suma importancia que los fluidos energizados con Nitrógeno sean recuperados tan pronto como sea posible, después de que termine el bombeo; de otra forma, podría no presentarse la energía para recuperar el fluido. Gracias a que el Nitrógeno no es soluble en los fluidos con los cuales se inyecta y a que no altera el pH, puede ser usado para energizar a la mayoría de los fluidos. Dado que el Nitrógeno se inyecta como gas, el Nitrógeno atraviesa un cambio significativo en volumen cuando se presuriza; por lo tanto, se debe realizar un buen diseño de la calidad de fondo⁵⁵.

4.7 OPERACIONES DE COMPRESIÓN DE NITRÓGENO CON TUBERÍA FLEXIBLE

4.7.1 Inducción del Pozo

En la limpieza de fondo de los pozos, muchos de éstos presentan problemas por derrumbe, corrosión, arena y parafina.

Las unidades de tubería flexible se utilizan por la capacidad que tienen de realizar un bombeo continuo, debido a que no se tienen que realizar conexiones y a la gran velocidad con la que se puede introducir y extraer la sarta de manera que se permite lavar puentes de arena, lodo, derrumbe y depósitos de parafina en una tubería de producción. Una sarta de herramientas se puede correr con tubería flexible para suministrar la acción necesaria de limpieza, tales como rascado, lavado, rotado, fresado o perforación liviana dentro de la tubería.

La remoción de los asentamientos ya sean orgánicos e/o inorgánicos que se generan en la vida productiva de un pozo, son eliminados mediante el uso de la tubería flexible, con el objetivo de restablecer la capacidad productiva del pozo.

Los métodos de remoción de partículas son.

- Mecánicos.
- Químicos.
- Jet (a chorro).

Los asentamientos de partículas se dividen en:

- Partículas muy finas.
- Partículas no consolidadas.
- Partículas consolidadas.

En los servicios de Inducción con Nitrógeno, lo que se intenta es de aligerar la carga de los fluidos contenidos en el pozo mediante el desplazamiento con Nitrógeno, esto para crear una presión diferencial en el intervalo productor del pozo y de este modo, permitir a los fluidos del yacimiento descargarse a la superficie.

Su aplicación se da en todos los pozos que tienen una carga hidrostática mayor que la presión generada por el yacimiento; esto se da como una manera de control del pozo en alguna intervención o en formaciones depresionadas, que requieren ser inducidas para mantener la producción.

En el caso particular de las formaciones depresionadas, se realizan las siguientes acciones:

- i. Inducción con Nitrógeno para aligerar la carga hidrostática.
- ii. Estimulaciones de limpieza ó matriciales con el objetivo de mejorar la eficiencia de flujo.

4.7.2 Descarga de un Pozo por levantamiento generado por Gas

El levantamiento por gas se refiere al proceso de elevar o levantar los fluidos del pozo, inyectando gas debajo o al mismo nivel de los disparos por medio de una tubería o en el anular de la tubería de revestimiento. La inyección de gas aligera el peso del fluido y de esta manera, se genera menor presión en la formación. Cuando la presión ejercida en la formación es menor a la presión del yacimiento, los fluidos contenidos en el pozo son empujados por los fluidos de la formación obligándolos a salir de la superficie.

Al descargar un pozo se comienza por circular gas Nitrógeno por arriba del fluido. Tal como la tubería flexible se mueva hacia abajo, el gas aligera la presión en el fondo del pozo, permitiendo al aceite de la formación entrar en el pozo.

Cuando se trata de descargar líquido del pozo, la tubería flexible es un buen sistema para utilizarse en este propósito. Pues al no interferir con un pozo que se encuentra en circulación o flujo, puede inyectarse el gas Nitrógeno a través de la tubería mientras se está corriendo hacia el fondo.

La tubería flexible puede extraerse a la superficie y armarse fácilmente y sin peligro, después de una operación de descarga del pozo por levantamiento de gas Nitrógeno.

La descarga del pozo se genera por la circulación del Nitrógeno dentro del pozo. La utilización del pozo es beneficiosa ya que no afecta a los fluidos del yacimiento (es decir, no reacciona con los fluidos de la formación ya que es un gas inerte). El Nitrógeno se inyecta desde arriba desde que la tubería entra al pozo.

En la descarga del pozo desde el fondo, la presión del Nitrógeno debe de ser suficientemente alta para vencer la presión hidrostática ejercida por el pozo así como para vencer la fricción dentro de la tubería flexible. Al salir de la tubería flexible, el Nitrógeno se está muy comprimido al empujar el líquido del agujero. Aunque un volumen significativamente grande de fluido está siendo desplazado por el Nitrógeno hacia afuera del pozo, la velocidad de desplazamiento es relativamente baja dada la compresión del Nitrógeno.

Durante esta fase de descarga, un volumen significativo de líquido caerá al fondo del pozo por detrás del Nitrógeno. Cuando el líquido o fluido golpee la superficie y comience a entrar al equipo de retorno en la superficie, la presión comenzará a caer y las velocidades aumentarán. Sin embargo, como esto continúa, el flujo a la superficie decrecerá dramáticamente, el pozo regresará a la presión, hasta que finalmente una alta presión de gas Nitrógeno llegará a la superficie. Ya con una gran cantidad de la presión hidrostática descargada, y después de que la presión de los baches de Nitrógeno está bajando, el Nitrógeno que surge del pozo comenzará ahora a acelerar y tendrá suficiente velocidad como para elevar los fluidos eficazmente a la superficie.

Un problema que puede resultar si la descarga del pozo se realiza desde el fondo, es que la alta presión inicial encargada de empujar los fluidos hacia arriba, resulte en forzar al Nitrógeno a entrar a la formación. Ésta pérdida de proporción impactará en la realización del

levantamiento de gas, resultando en una operación mas tardada, incrementando también los costos de suministro de Nitrógeno⁵⁶.

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 4

- ³⁵ García Reyes Sergio: "Factores que Afectan la Presión Mínima de Miscibilidad en Sistemas Aceite Crudo-Gases no Hidrocarburos", Tesis de Maestría UNAM-FI, Abril de 2003, p. 16-21, 68-69, 73-85.
- ³⁶ Arriola T., A.: "Notas sobre Recuperación Secundaria y Mejorada del Petróleo", UNAM-DEPFI, México D.F., Marzo de 1991.
- ³⁷ Samaniego V., F.: "Mecanismo de Segregación Gravitacional y su Efectividad en el Yacimiento Akal", Petróleos Mexicanos, Gerencia de Planeación de Exploración, México D.F., Noviembre de 1980.
- ³⁸ Arevalo V., Jorge Alberto: "Recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de nitrógeno", Tesis de Maestría UNAM-FI, 1994, p. 75-76.
- ³⁹ Glaso, O.: "Miscible Displacement: Recovery Test with Nitrogen", SPE Reservoir Engineering, Febrero de 1990, p. 927-934.
- ⁴⁰ Firoozabadi, A., y Aziz, K.: "Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean-Gas Miscibility Pressure", SPE Reservoir Engineering, Noviembre de 1986, p. 575-582.
- ⁴¹ Hanssen, J.E.: "Miscible Displacement; Recovery Tests with Nitrogen", SPE 17378, Abril de 1988, p. 57-68.
- ⁴² Hudgins, D.A., y asoc.: "Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study", SPE Reservoir Engineering, Febrero de 1990, p. 577-588.
- ⁴³ Sebastian H.M., y Lawrence D.D.: "Nitrogen Minimum Miscibility Pressures", SPE/DOE 24134, 1992, p. 299-310
- ⁴⁴ Leary, J.P., Murray, T.H., Guillary, T., Grieve, G., Reece, M.C., Nugent, M., Perkins, T. y Crawford, P.B.: "Nitrogen-Driven CO₂ Slugs reduce costs", Pet. Eng. Int., Mayo de 1979.
- ⁴⁵ Crawford, P.B.: "Nitrogen use in Enhanced Recovery could solve Oil Producers Problems", American Oil and Gas reports, Julio de 1978.
- ⁴⁶ Carlisle, L.E., y Crawford, P.B.: "Oil Recovery by Nitrogen Driven Propane Slugs", Pet. Eng. Int., Diciembre de 1981, p. 86-94.
- ⁴⁷ Claney, J.P., Kroll, D.E. y Gilchrist, R.E.: "How Nitrogen is Produced and used for Enhanced Recovery", World Oil, Octubre de 1981, p. 233-244.
- ⁴⁸ Slack, W.W. y Ehlich, R.: "Inmiscible Displacement of Oil by Simultaneous Injection of Water and Nitrogen", SPE/DOE 9807 presentado en el "2nd Enhanced Oil Recovery Symposium", celebrado en Tulsa, Oklahoma, del 5 al 8 de Abril de 1981.
- ⁴⁹ Santana Noriega Juan Manuel: "Reducción de la saturación de aceite remanente en núcleos de la RMSO invadidos por agua, mediante la inyección de un surfactante y nitrógeno", Tesis Maestría UNAM-FI, 2009.
- ⁵⁰ Craft, P.C. y Hawkins, M.F. Jr.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.Y., 1968.
- ⁵¹ Donahue, C.W. y Buchanan, R.D.: "Economic Evaluation of Cycling Gas-Condensate Reservoirs", Journal of Petroleum Technology (JPT), Febrero de 1981, p. 263-270.
- ⁵² Moses, P.L. y Wilson, K.: "Phase Equilibrium Considerations in using Nitrogen for Improved Recovery from Retrograde Condensate Reservoirs", JPT, Febrero de 1981, p. 256-262.
- ⁵³ Calvin, J.W. y Vogel, J.L.: "An Evaluation of Nitrogen Injection as a Method of Increasing Gas Cap Reserves and Accelerating Depletion Ryckman Creek Field, Uinta County, Wyoming", SPE 8384, presentado en el "54th Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME", celebrado en Las Vegas, Nevada, del 23 al 26 de Septiembre de 1979.
- ⁵⁴ Hernández Mendoza Oscar Daniel y Vicencio Martínez Alan Génesis: "FRACTURAMIENTO A LA FORMACIÓN CON CO₂ Y N₂", Tesis UNAM-FI, Noviembre de 2010, p. 1-4 y 14-15.
- ⁵⁵ Mitchell, B.J.: "Viscosity of Foam", Ph.D. Thesis, University of Oklahoma, 1969
- ⁵⁶ García Tovar Sahel Antonio y Silva Galicia Marco Antonio: "El Uso de la Tubería Flexible en el Área de Perforación y Terminación de Pozos", Tesis UNAM-FI, septiembre del 2007, p. 92-94 y p.100-102.

CAPITULO 5

EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE
LA INYECCIÓN DE
NITRÓGENO

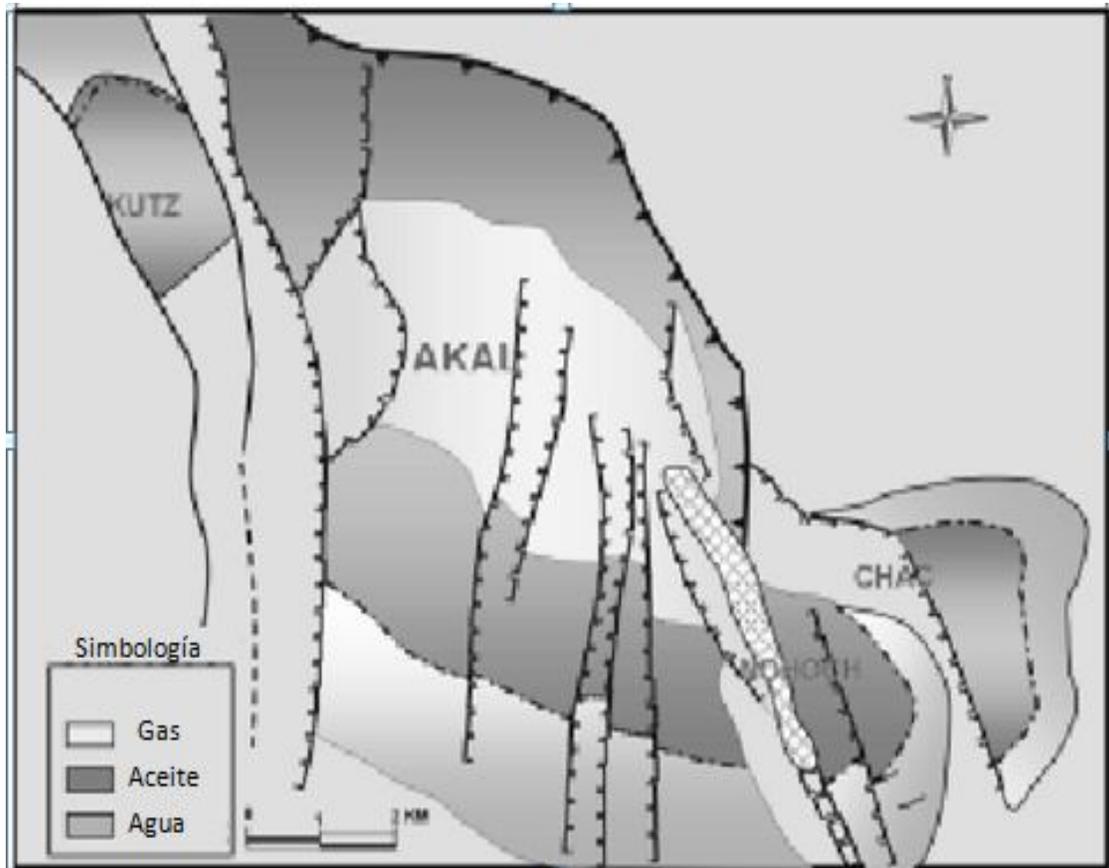


Fig. 5.2 Complejo Cantarell Mostrando los bloques Akal, Chac, Kutz y Nohoch.

5.1.1.2 Geología Estructural y descripción de la Producción

La infraestructura tectónica regional de la sonda de Campeche está relacionada con el desarrollo del golfo de México. La sección Mesozoica está representada por depósitos en la plataforma de sal y carbonatos característicos de un margen pasivo, mientras que el Terciario está dominado por siliciclastos. Estos sedimentos fueron deformados durante el Mioceno-Plioceno “Orogenia Chiapaneca”, evento que está claramente registrado en afloramientos en la Sierra de Chiapas. A este tiempo, esto provocó que las trampas estructurales fueran formadas. Esta deformación neógena está cercanamente relacionada con el movimiento en dirección este-noreste del bloque Chortis a lo largo del sistema de fallas Motagua-Polochic del sur de Norte América.

La estructura de Cantarell se caracteriza por un gran relieve (Fig. 5.3) limitado hacia el este y el noreste por el empuje de una falla inversa desplazada por un deslizamiento lateral derecho y hacia el oeste como ya se ha interpretado, es una falla con un desplazamiento lateral derecho y una falla normal siendo el bloque de piso el bloque este. El pliegue formado por el empuje es conocido como el bloque “Akal” y tiene tendencias axiales WNW-ESE, con el plano de falla inclinado al NE y afectado por varias fallas normales.

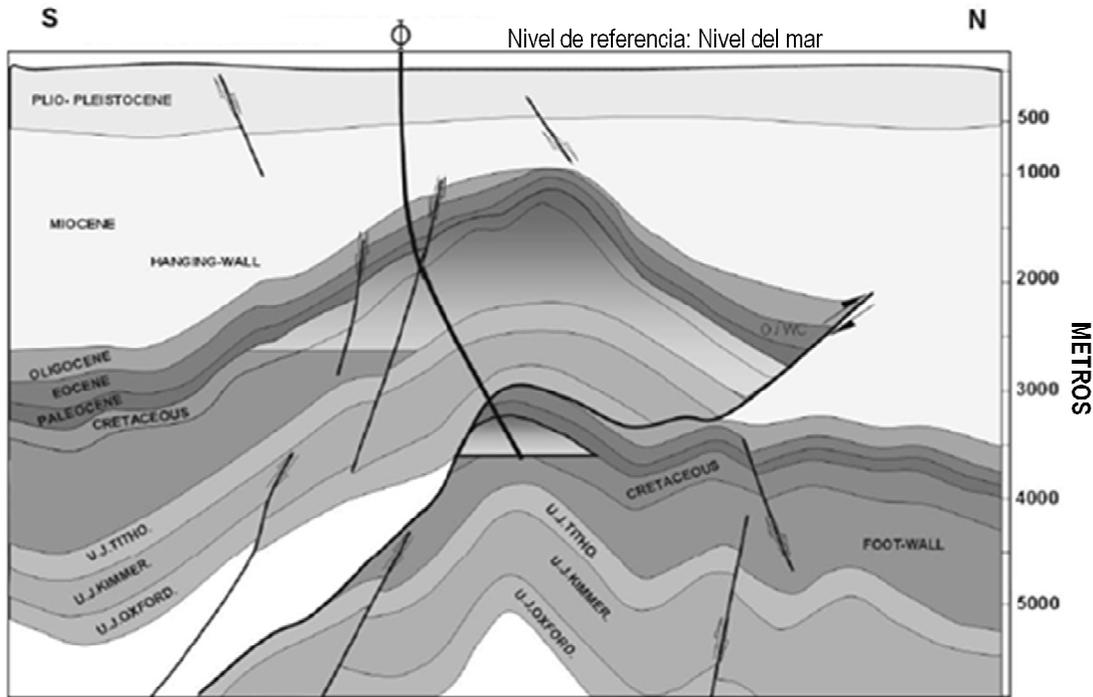


Fig. 5.3 Bloque Akal.

La evolución estructural general del área que ha sido propuesta por Rojas⁵⁶, establece que durante el Cretáceo temprano tuvo lugar la extensión, representada por fallas normales afectando las rocas del Cretáceo y el Jurásico. La deformación se caracteriza por una zona de despegue originada en la sal del Jurásico medio, con el desarrollo de rollos de sal. Las fallas normales tienen orientaciones variables, que coinciden o son casi paralelas con el borde de la plataforma cretácica: NNW-SSE en la parte noreste del área, casi N-S en su parte central-este y NNE-SSW en la parte final suroeste, a veces forman bloques de un arreglo tipo domino que resultó en la formación de trampas jurásicas combinadas.

Durante el Mioceno temprano-Plioceno, las secuencias mesozoicas y paleozoicas fueron deformadas por un esfuerzo transpresivo orientado aproximadamente hacia SW-NE. Un desprendimiento menor corta las lutitas del Oxfordiano y las evaporitas, mientras que el desprendimiento superior origina rocas arcillosas en el Oligoceno, sin embargo en algunos pozos, se ha reportado desplazamiento dentro de los carbonatos arcillosos del Cretáceo tardío.

Es muy probable que la deformación del Neógeno esté relacionada también con la evacuación de la sal, produciendo en algunos casos, plegamiento de tipo bucle antes de que ocurriera el empuje. En las secuencias del Oligoceno al Pleistoceno se pueden distinguir por lo menos tres periodos de erosión, causados por la elevación del frente tectónico. Algunos autores⁵⁷ han calculado acortamiento estratigráfico para este evento de 5300 a 9000 m.

Se ha propuesto que la deformación sintética transtensional tiende NNW-SSE, que se convierte casi en N-S cuando corta el bloque Akal, resultó en un desplazamiento lateral derecho de un

sistema de fallas en el Plio-Pleistoceno. Hay también algunas fallas laterales izquierdas orientadas WSW-ENE, resultando en la formación de mini basamentos pull-apart los cuales no tuvieron influencia en las trampas del Cretácico-Jurásico.

La explotación del yacimiento Akal comenzó en junio de 1979. Con una producción del pozo Akal-1A de 34000 BOPD, con una gravedad de 22° API. La presión inicial en el yacimiento (Pi) fue de 166.9 kg/cm² a 1000 mbnm, esta presión fue muy cercana a la presión de burbuja (Pb) la cual era de 149.9 kg/cm² (2133 psi), con el sistema roca-fluidos como el mayor mecanismo de empuje. La temperatura es de 100.2° C. Debido al hecho que de que el yacimiento tiene un gran espesor y permeabilidades entre los 5-20 Darcys, una vez que se alcanzó la presión del punto de burbuja, en 1980 comenzó el drene debido a un casquete secundario de gas que aumentaba constantemente, esto dio como resultado en la posicionar al contacto Gas-Aceite a 1752.6 m (5750 pies). El Complejo Cantarell produjo en 1981 1.2 MMBOPD, con 40 pozos productores. En 1994 el promedio de producción fue aproximadamente de 890 MBOPD con 140 pozos y una producción acumulada de 4,800 MMBS.

5.1.1.3 Separación Criogénica del Aire

La separación criogénica del aire ha resultado ser la manera más flexible y económica de producir grandes volúmenes de Nitrógeno. Alrededor del mundo existen plantas criogénicas de Nitrógeno costa dentro y costa fuera, con una producción que alcanza los 16.99 MMmCD (600 MMPCD)⁵⁸.

Wilson³, Donohue y Buchanan⁵⁹ presentaron una comparación económica de las fuentes de generación de Nitrógeno. Garaicochea et al.⁶⁰ expresó que los principales factores que afectan la Recuperación Mejorada con Nitrógeno son: la recuperación esperada adicional y el precio del aceite.

Los principales parámetros económicos que afectan la generación de Nitrógeno se pueden listar de la siguiente manera:^{4 61 62 63}

1. Costos de la energía necesaria para producir y comprimir el Nitrógeno.
2. Costo de la planta criogénica.
3. Costo del equipo de compresión.
4. Tiempo de vida del proyecto.
5. Ubicación de la planta criogénica.
6. Costo de producción por cada 1 MMPCD.
7. Comienzo del proceso de inyección.
8. Costo por el procesamiento del gas producido después de la llegada del Nitrógeno inyectado a los pozos.

García et al.⁶⁴ Estudiaron la factibilidad de la inyección de Nitrógeno así como su costo en México. La **Tabla 5.1** presenta información acerca del costo del equipo de generación y compresión, para condiciones de inyección de 351.5 kg/cm² abs (5000 psia). El costo y el consumo de energía para

una planta diseñada de proveer Nitrógeno a una presión de 562.45 kg/cm² (8000 psi) fue de 5 a 10 mayor que para una correspondiente a 351.5 kg/cm² de presión.

Es valioso hacer mención que el costo del Nitrógeno criogénico decreció en el periodo de 1988 a 1991 en un 30%, su precio promedio en el último año fue de 0.20 centavos/MPCS para plantas con capacidad mayor a 1.41 MMmCD (50 MMPCD), a 0.5 centavos/MPCS para plantas de capacidades menores, a una presión de inyección de 140.6 kg/cm² (2000 psi), para un tiempo de contrato de 15 años. Estos precios no incluyen el costo de la energía requerida en proceso, relacionado directamente con la ubicación de la planta.

Tabla 5.1 Costos del Equipo para la generación y compresión del Nitrógeno

Compañía 1			
Presión de Inyección = 351.53 kg/cm ² abs (5000 psia)			
Capacidad de Producción	Tipo de Energía Utilizada	Energía Requerida	Costo Estimado*
MMm ³ SD			Miles de Dólares
1.4158	Gas Natural	268.85 MMkJ/Hr	36
1.4158	Eléctrica	25MW	25
2.8317	Gas Natural	537.71 MMkJ/Hr	65
2.8317	Eléctrica	52 MW	47

Compañía 2			
Capacidad de Producción	Presión de Compresión	Energía Requerida	Costo Estimado*
MMm ³ SD	kg/cm ²		Miles de Dólares
1.2743	351.53	22.14	27
1.2743	351.53	22.50	28
0.1288	351.53	2.630	6.1
0.1288	351.53	2.600	6.5

* Costo Estimado para el año 1991 asumiendo la Planta Criogénica ubicada en el Golfo de México.

5.1.1.4 Modelos de descripción, área de estudio y datos iniciales

Se utilizaron dos modelos composicionales en este estudio. En primero fue un simulador de comportamiento de fase PVT llamado IMPEVETE⁶⁵, el segundo fue un simulador de tres fases, tres dimensiones y porosidad sencilla llamado SIMPCO⁶⁶. El uso de este último simulador se justifico debido al análisis de muchas pruebas de presión transitoria y de información adicional, que indicaba concordancia con resultados previos publicados en la literatura^{67 68 69 70 71} los cuales señalaban que la porosidad secundaria de la formación (fracturas y vóculos) es pequeña y la permeabilidad de la matriz es significativa (mayor a 0.01 md).

Se emparejo el historial del comportamiento de presión-producción de una porción del yacimiento Akal. Una vez que esto se completo, se realizaron predicciones para una depleción natural del yacimiento y también con inyección de Nitrógeno. El área de estudio fue elegida en la base porque esta fue la primera en mostrar la formación de la capa secundaria de gas, la cual ocurrió en la vecindad de las plataformas C y E. (Fig. 5.4)^{72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80}. Para simplificar el problema de simulación, el área alrededor de la plataforma E fue elegida para el presente estudio, que incluye nueve pozos, Cantarell 31, 51, 52, 53, 71, 73-A, 76, 93, y 95, en adición con el pozo Cantarell 72 de la plataforma N.

Para determinar el área de drene de la zona de estudio, se utilizo el método Mattheews, Brons y Hazebroeck²⁵ para determinar el área de drene. Se utilizaron todos los gastos totales de producción de las plataformas vecinas (Fig. 5.4) para esta estimación. Después, debido a que el simulador SIMPCO considera celdas rectangulares, el área de drene irregular estimada se aproximó por un rectángulo, el cual iba a representar la frontera exterior de la celda. Para un plano X-Y, se utilizaron bloques rectangulares de 6x6. El número de bloques de celdas en la dirección Z se arreglo basado en una sección geológica transversal, construida con la información recabada de diferentes pozos. El número de bloques elegidos en la dirección Z fue 10, cubriendo la columna presente en el yacimiento, desde el Eoceno hasta el Jurásico superior. Los seis bloques superiores se consideraron para la formación productora y los cuatro restantes se utilizaron para simular el acuífero del yacimiento. La **Tabla 5.2** presenta la composición inicial del aceite y de fluidos adicionales del yacimiento así como información del yacimiento.

Tabla 5.2 Análisis Composicional del Aceite de Akal, datos iniciales de los Fluidos y del Yacimiento.

Análisis Composicional Inicial

Composición	% Mol	Composición	% Mol
Nitrógeno	0.26	ISO butano	1.18
CO ₂	1.64	n-Butano	3.07
H ₂ S	1.32	ISO pentano	1.6
Metano	29.58	n-Pentano	2.17
Etano	8.63	C ₆	2.89
Propano	6.37	C ₇₊	21.29

Datos Iniciales

Parámetros	Unidades	Valor
Densidad Inicial del aceite Saturado	gr/cm ³	0.918
Viscosidad Inicial del Aceite	cp.	6.452
Peso Molecular Inicial del Aceite	gr/mol-gr	152.2
Presión Inicial del Yacimiento	kg/cm ²	266.9
Presión de Burbuja	kg/cm ²	149.9
Temperatura del Yacimiento	°K	373.2
Condición Estándar de Presión	kg/cm ²	1.000
Condición Estándar de Temperatura	°K	293.2
Saturación Crítica de Aceite (sistema o/w)	fracción	0.168
Saturación Crítica de Aceite (sistema o/g)	fracción	0.380
Saturación Crítica de Agua	fracción	0.100
Saturación Crítica de Gas	fracción	0.030
Porosidad Promedio	fracción	0.100
Saturación de Aceite Promedio	fracción	0.900
Saturación de Agua Promedio	fracción	0.100
Permeabilidad Absoluta (direcciones X y Y)	md	4,375
Permeabilidad Absoluta (dirección Z)	md	2,188

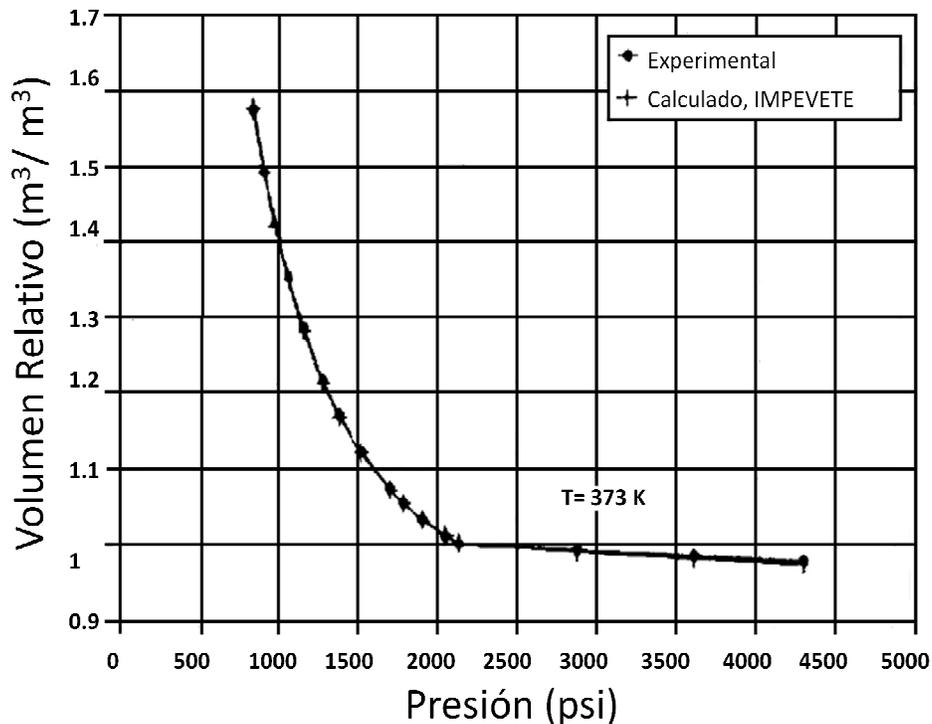


Fig. 5.5 Comparación de Volumen Relativo (Separación Flash)

Se realizaron experimentos de comportamiento de fase de la ecuación de estado con el aceite del yacimiento a unas condiciones de presión de 120 kg/cm^2 (1707 psi), inyectando Nitrógeno a distintos gastos, los procesos simulados fueron los siguientes:

1. **Estudios de Vaporización.** Los experimentos a volumen constante de abatimiento (CVD por sus siglas en inglés) fueron simulados con el propósito de calcular el equilibrio de la composición entre el gas y el aceite, después de una inyección máxima de 0.50 de volumen de poro de Nitrógeno. El resultado calculado indicó que la concentración de Nitrógeno se incremento tanto en el gas como en el aceite. Se observo de manera similar que a medida que el volumen de inyección de Nitrógeno aumento, el equilibrio líquido-vapor se alcanzo con concentraciones menores de metano, en ambas fases, lo cual indico que el Nitrógeno parcialmente sustituyo a éste hidrocarburo en la mezcla. El encogimiento del aceite se calculo como el aumento del volumen de Nitrógeno inyectado (en el orden del 3%), como se muestra en la Fig. 5.6, debido al hecho que el Nitrógeno inyectado resulto en un incremento en el volumen molar del liquido (lo que significa que el Nitrógeno se disuelve en el aceite), compensando parcialmente el encogimiento del aceite. Se puede concluir que la inyección de Nitrógeno es ventajosa en este yacimiento, porque resulta un efecto de vaporización mayor al 16% del aceite inicial (Ver Fig. 5.6).

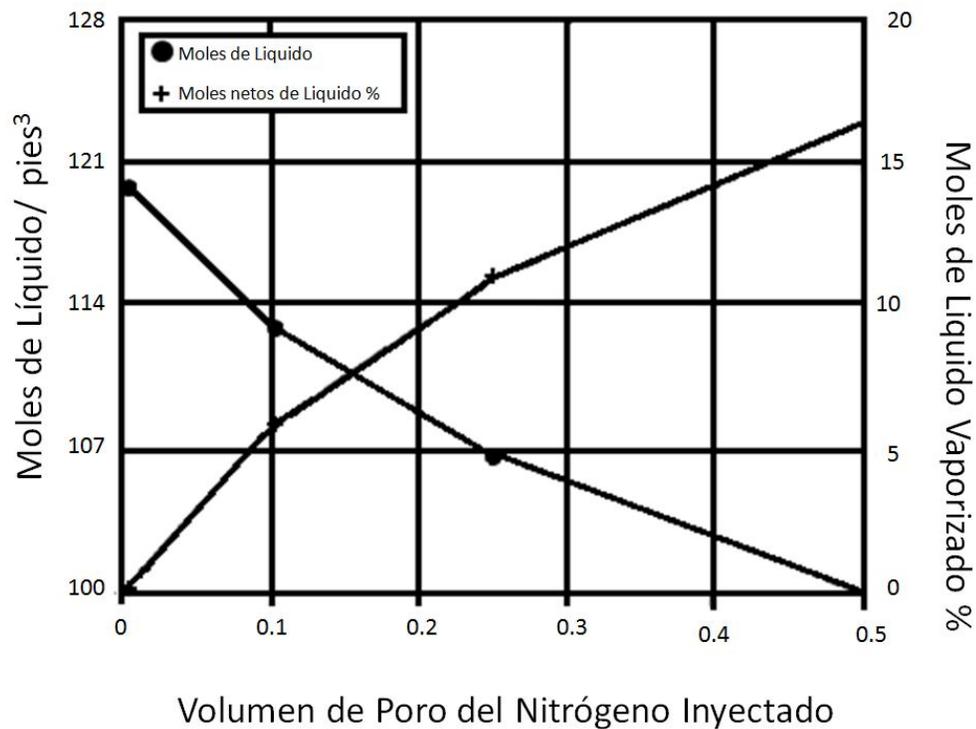


Fig. 5.6 Vaporización en el Aceite de Akal.

2. **Simulaciones de Miscibilidad.** Para las simulaciones de miscibilidad de este estudio, como se muestra en la Fig. 5.7, se utilizaron cinco celdas. Se simuló un experimento de abatimiento a volumen constante para calcular el equilibrio de las composiciones de aceite y gas a diferentes presiones. Para cada una de estas composiciones, se determinaron las posibilidades de las condiciones de miscibilidad por múltiple contacto durante la inyección de Nitrógeno. Después del máximo volumen de inyección de poro de 0.5 de Nitrógeno, se obtuvieron los siguientes resultados:
 - a) El Nitrógeno parcialmente sustituyó al Metano en ambas fases, líquido y vapor. Se observó que el incremento de concentración de Nitrógeno resultó principalmente en el decremento del Metano.
 - b) El volumen del líquido en equilibrio demostró vaporización para la primera celda y condensación para las celdas restantes 2,3 y 4. Como se indica en la Fig. 5.7
 - c) El volumen molar de líquido se incrementó junto con el incremento de concentración de Nitrógeno.
 - d) En todas las simulaciones hechas los contactos entre el Nitrógeno y el aceite siempre mostraron ambas fases; líquido y vapor, indicando que las condiciones de miscibilidad no se alcanzaron.

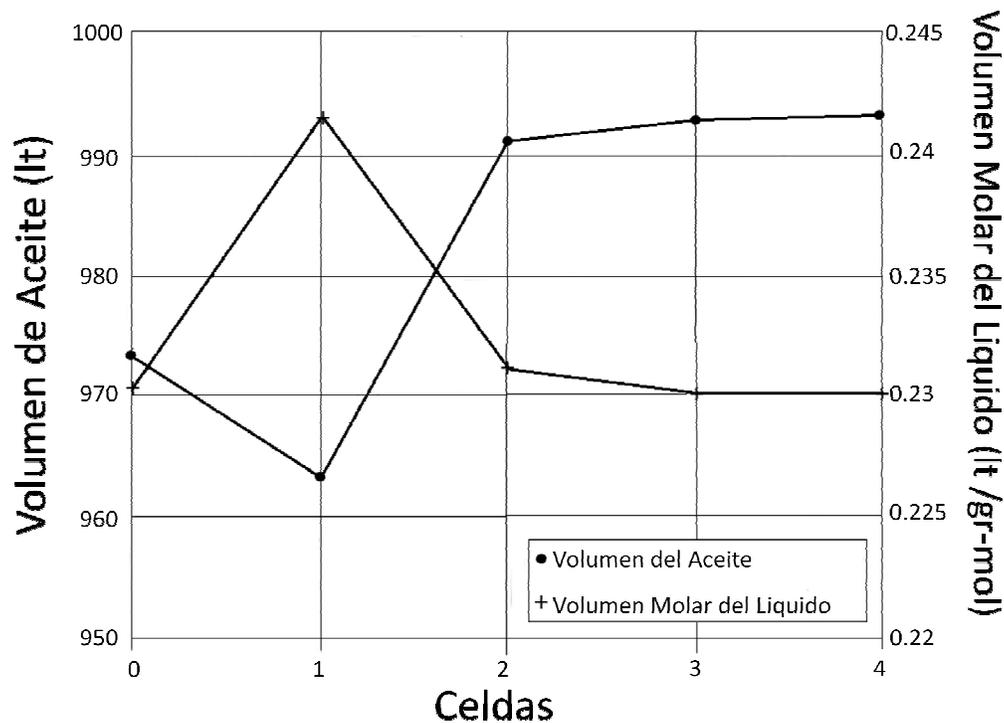


Fig. 5.7 Prueba de Miscibilidad de los fluidos de Alkal.

5.1.1.6 Resultado de la Simulación del Yacimiento

Escenario de Abatimiento.

Fig. 5.8 y 5.9 Presentan la coincidencia (match) histórica entre el promedio de presión, \bar{p} y de la relación de solución gas-aceite, para el estrato 3 del pozo Cantarell 31, a la profundidad promedio del intervalo productor de 1663.5 m (5458 pies). Coincidencias similares se obtuvieron en los pozos restantes localizados en la zona de estudio.

Inyección de Nitrógeno.

Se simularon dos pozos de inyección de Nitrógeno terminados en el casquete de gas del yacimiento, para cada uno de estos pozos, se consideraron tres programas diferentes de inyección con tazas de 10, 20 y 30 MmCD. (3533,706 y 1059 MPCD)

Durante el periodo modelado de inyección de 36 meses, de enero de 1987 a diciembre de 1989, los volúmenes acumulados de inyección para los gastos ya establecidos fueron de 19.5, 38 y 58 MMmC respectivamente (689, 1342 y 2048 MMPC).

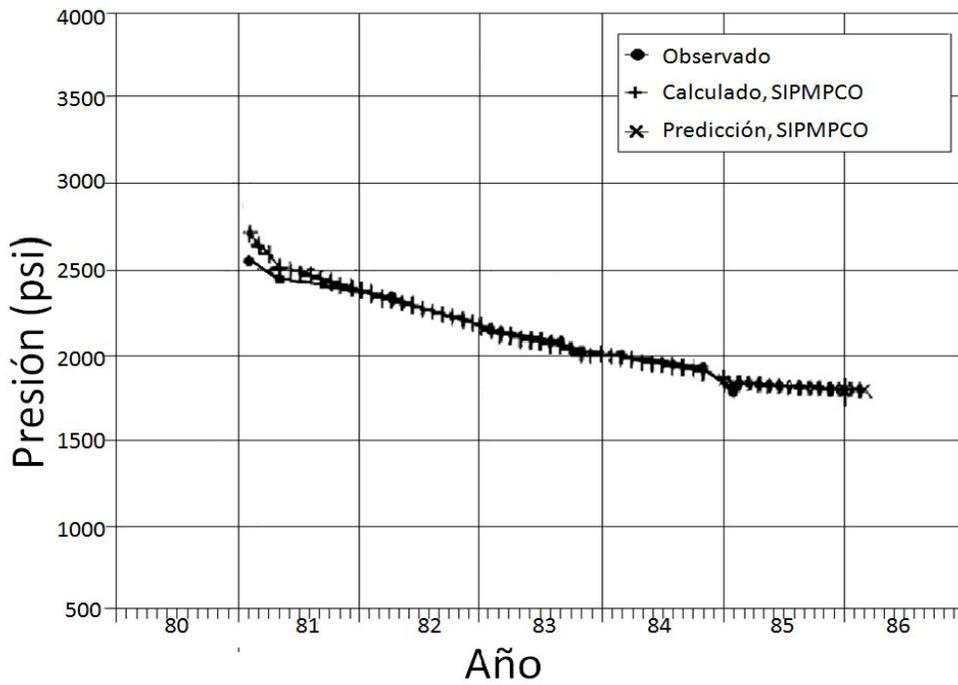


Fig. 5.8 Match Histórico y Predicción de la Presión. Pozo 31, Estrato 3.

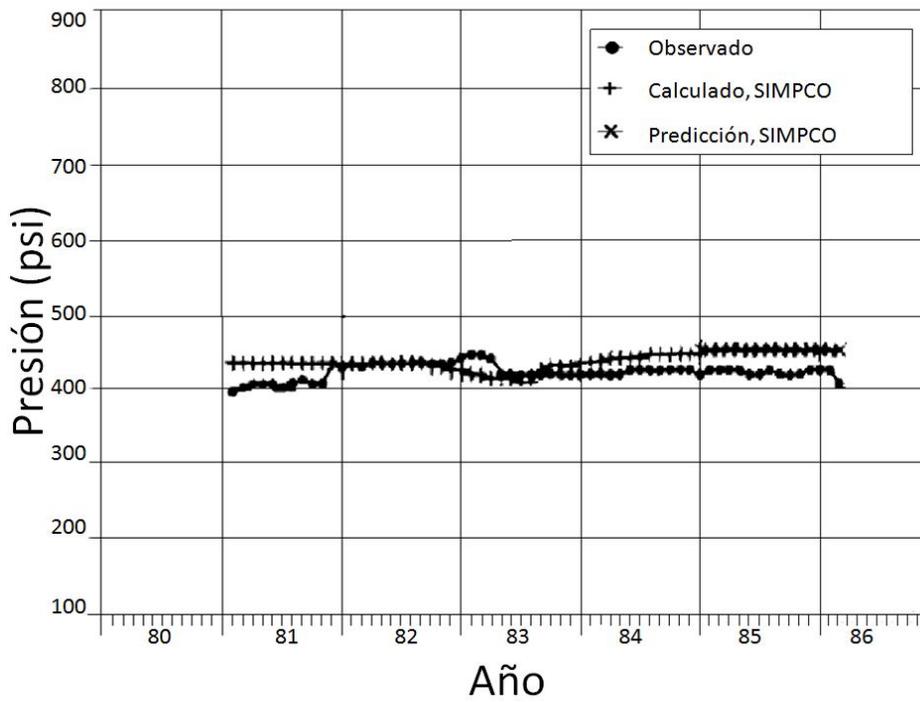


Fig. 5.9 Match Histórico y Predicción de la RGA. Pozo 31, Estrato 3.

5.1.1.7 Efectos del Nitrógeno de Inyección en el comportamiento del Yacimiento

1. **Efecto de Vaporización:** El contacto del Nitrógeno con el aceite resulto en una reducción significativa de sus componentes intermedios y ligeros. Este efecto muestra un decremento del factor de volumen del aceite B_o , y de la relación de solubilidad R_s , y de un incremento en la viscosidad del aceite μ_o , y de la densidad ρ_o . Este efecto se muestra en la **Fig. 5.6** observando que el Nitrógeno sustituye de manera importante el metano, en ambas fases líquido y vapor, resultando en el encogimiento del aceite y en vaporización (mayor a 1690).
2. **Desplazamiento inmisible y mejoramiento del mecanismo de drene por gravedad:** Como se ha mencionado previamente, los contactos de Nitrógeno-aceite crudo siempre mostraron la presencia de las fases líquido y vapor, indicando que las condiciones de miscibilidad no se lograron. **Fig. 5.10 y 5.11** presentan la variación de las saturaciones de aceite i gas contra la profundidad, de la celda superior de las seis capas que consideran la formación productora, para las condiciones de enero de 1990. Se puede observar que el desplazamiento inmisible esta bajo la influencia de un fuerte drene gravitacional, el cual se puede visualizar por la comparación por estrato de la depleción natural en la saturación de aceite de 65.8%, con aquellas por la inyección de Nitrógeno de 61.58 y 55% para los tres gastos dados de 10, 20 y 30 MmCD respectivamente (689, 1342 y 2048 MMPC). De manera similar se puede notar en la **Fig. 5.11** que la saturación de gas en la capa superior 1 se incrementa con respecto a aquél con las condiciones naturales de abatimiento de 24.2%, resultando en valores para los tres gastos de inyección de 29,32 y 35% más resultados de los análisis en las **Fig. 5.10 y 5.11** indican que los estratos 2 al 6 muestran un incremento de la saturación de aceite y un decremento de la saturación de gas. Este efecto junto con la energía adicional provista por la inyección de Nitrógeno resulta en un desplazamiento del aceite contenido en la más alta capa 11 en dirección hacia las capas más bajas, a través de un desplazamiento inmisible mejorado por las condiciones favorables previamente descritas de gran espesor y permeabilidad, que provee condiciones óptimas de segregación gravitacional. La **Fig. 5.12** muestra la saturación de aceite S_o , con respecto del tiempo para condiciones de abatimiento natural y de los tres gastos de inyección antes mencionados. Se puede observar que para las condiciones naturales la saturación de aceite contra el tiempo decrece gradualmente, pero para las condiciones de inyección la saturación de aceite sufre una importante reducción en relación con aquella de depleción natural. Para la saturación de gas S_g , se puede observar un decremento gradual para condiciones naturales junto con el efecto de segregación gravitacional en las capas inferiores, esto resulta en una migración vertical del gas hacia las capas superiores. Como sea una vez que la inyección de Nitrógeno comenzó se observo un importante incremento en la saturación de gas, explicado por dos factores, el primero fue el efecto de segregación gravitacional y la segunda por la vaporización de hidrocarburos ligeros e intermedios de la fase de aceite.

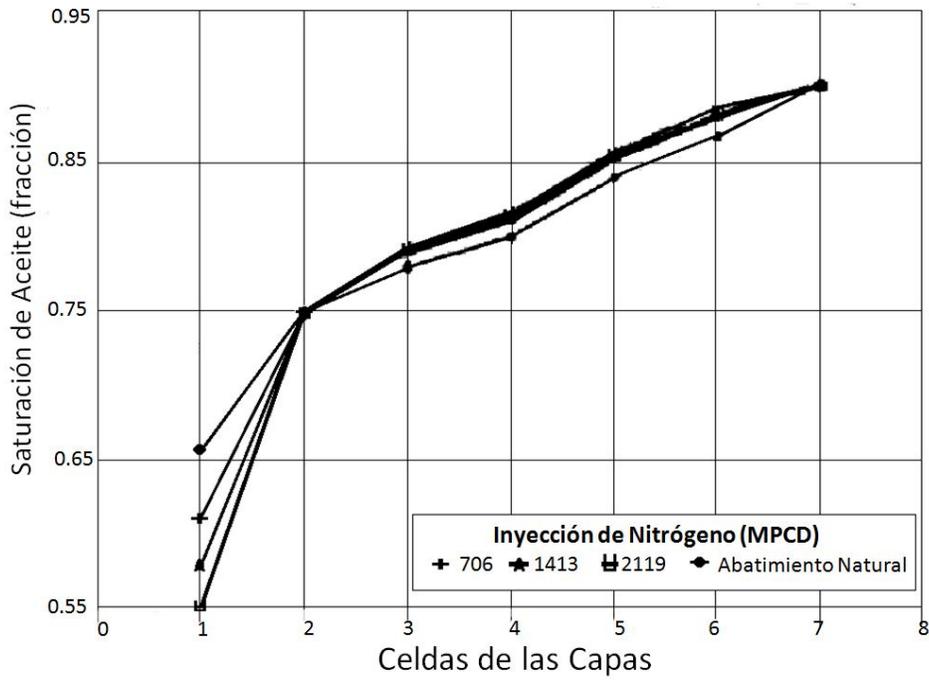


Fig. 5.10 S_o vs. Prof. Después de 36 meses de Inyección de Nitrógeno.

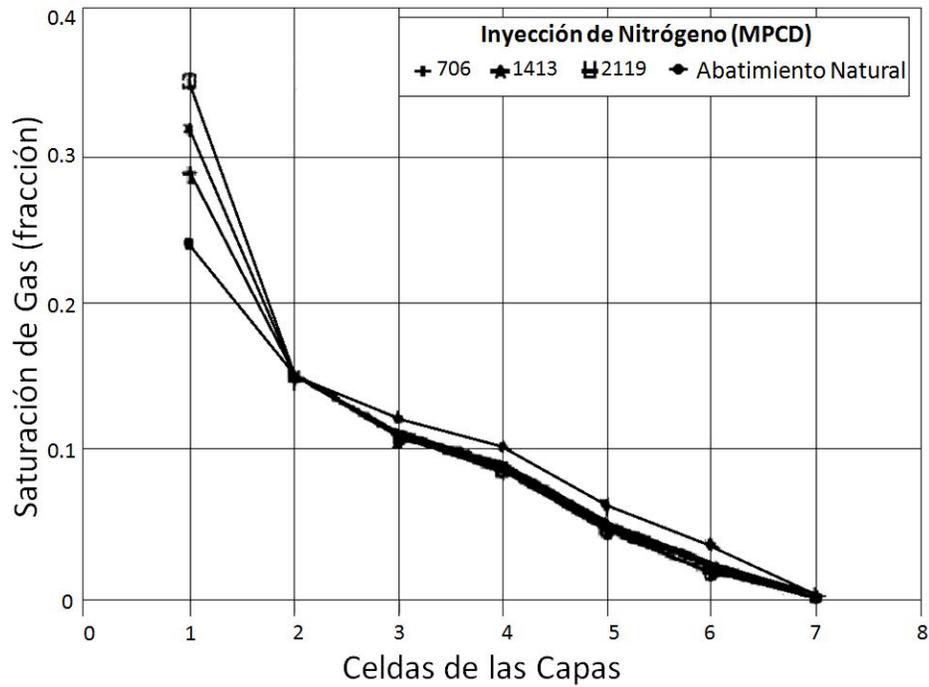


Fig. 5.11 S_g vs. Prof. Después de 36 meses de Inyección de Nitrógeno.

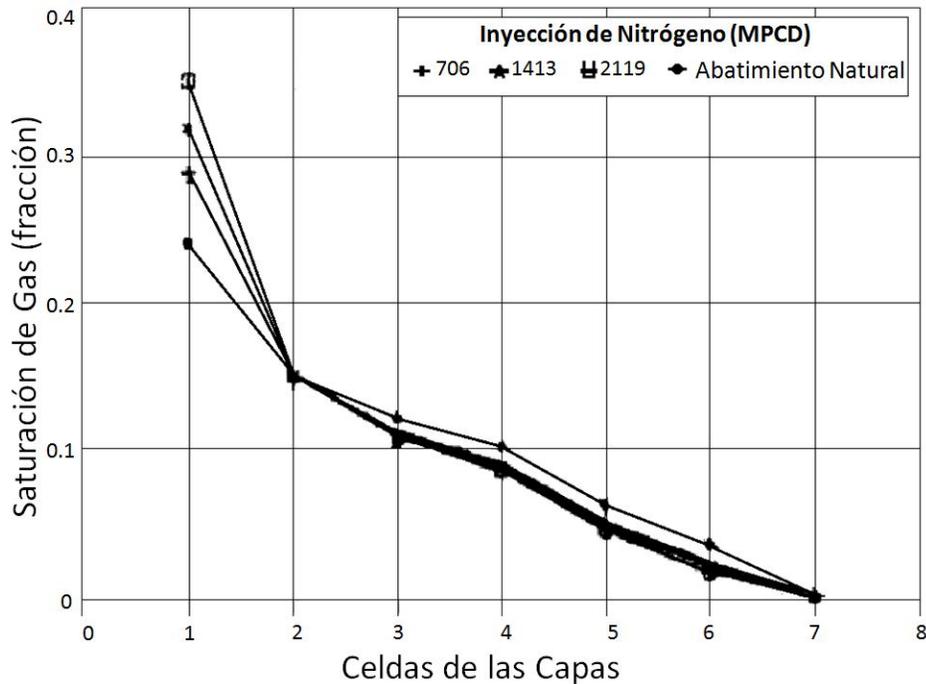


Fig. 5.12 S_o vs. Tiempo. (Para la Capa Superior)

- Efecto de Mantenimiento de Presión:** las Fig. 5.13 y 5.14 muestran que el efecto de mantenimiento de presión junto con la inyección de Nitrógeno. La Fig. 5.13 presenta la variación del promedio de la presión de la capa de gas contra el tiempo. Se puede observar que para el periodo de arranque comprendido entre enero de 1987 a diciembre de 1989, la caída de presión calculada para las condiciones de abatimiento natural fue de 12.37 kg/cm² (176 psi), mientras que para las condiciones de inyección de Nitrógeno para los tres gastos considerados las caídas de presión fueron de 8.3, 4.3 y 2.3 kg/cm² (119, 62 y 33 psi) respectivamente. La Fig. 5.14 presenta la variación de la presión en los estratos respecto del tiempo, para los tres gastos considerados. Se puede observar que para las condiciones naturales de explotación la presión se incrementa con la profundidad 97.7 kg/cm² del bloque superior uno (1391 psi) a 180 kg/cm² para el bloque siete (2561 psi). Para las condiciones de inyección de Nitrógeno el comportamiento de la presión muestra un incremento significativo, observando que para el tiempo máximo de inyección de 36 meses, valores de presión para el estrato uno de 104.7, 110.8 y 112.7 kg/cm² respectivamente para los gastos dados. Debido a los gastos bajos de inyección de Nitrógeno y de el corto periodo de inyección, los incrementos de la presión con el incremento de la profundidad son pequeños que para los mencionados para la capa uno, los cálculos para la capa 7 para los tres meses se obtuvieron presiones de 181.7, 183.7 y 185.7 kg/cm² (2585, 2613 y 2642 psi), para los tres diferentes gastos⁸².

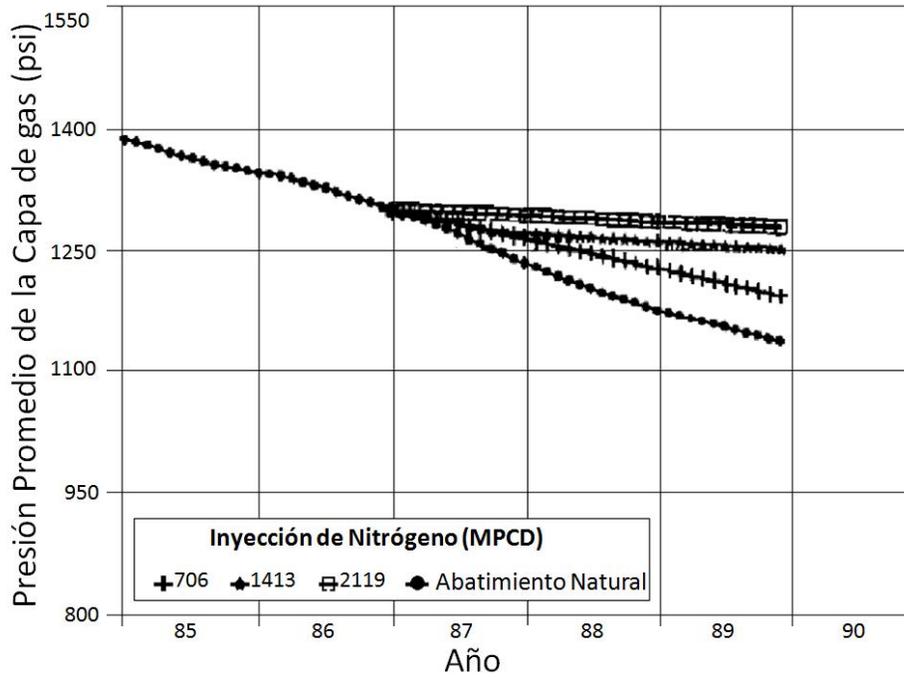


Fig. 5.13 Variación del Promedio de la Presión en el Casquete de Gas de Akal vs. Tiempo.

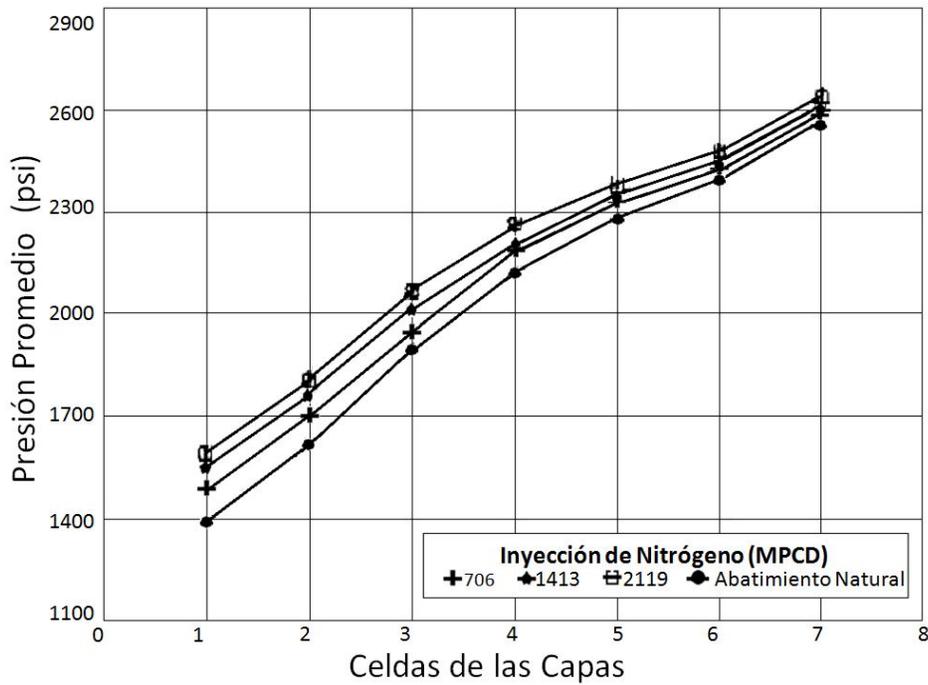


Fig. 5.14 Variación de la Presión vs. Prof. (Después de 36 mese de Inyección de Nitrógeno).

Las simulaciones mostraron que se tendría un incremento en la recuperación de aceite de 2,324 millones de barriles directamente atribuible al mantenimiento de presión. Las simulaciones también indicaron un incremento en la recuperación del gas asociado sobre el orden de 24550 MMmC⁸³.

5.1.2 Nitrógeno del proceso de separación del Aire para mantenimiento de Presión y para RM en el Yacimiento Akal

5.1.2.1 Estudio de mantenimiento de Presión

El estudio de mantenimiento de presión se enfocó en definir el tipo óptimo de fluido de inyección para compensar los volúmenes de aceite y gas que se sacaron del yacimiento Akal.

Los principales fluidos considerados incluyeron agua, gas natural, CO₂, Nitrógeno y Gas exausto de turbina.

La inyección de agua fue rápidamente rechazada debido a que la formación es altamente fracturada y consta de muchas fallas en la estructura del yacimiento. Lo que se tomó en cuenta fue el hecho o la posibilidad de que el agua tuviera un irrupción temprano en los pozos productores, junto con la "digitalización". En tales casos, el agua podría haber migrado con preferencia a través de las fracturas y alcanzar a los pozos antes que el aceite, resultando en una producción temprana de agua por los pozos. Los análisis de ingeniería de yacimientos estimaron que la "digitalización" podría haber reducido la recuperación final de Akal de un 15 a 20% del volumen original (N).

El gas natural era una elección obvia para considerarse, desde que éste ha sido utilizado alrededor del mundo sin generar dudas de compatibilidad con el yacimiento. Sin embargo debido los factores técnicos y económicos en Cantarell, se eligió otra opción. Muchos de los yacimientos alrededor del mundo que utilizaban la inyección de gas natural, producían grandes volúmenes de sulfuros de gas asociado sin la existencia de mercados listos para comercializar dicho gas (e.g. Prudhoe Bay, Alaska). El volumen del gas asociado producido en Cantarell es menor a un tercio del volumen total requerido en dicho yacimiento para efectuar un mantenimiento de presión, provocando grandes cantidades de importación de gas natural, con los costos correspondientes de transportación que se requerirían para completar el programa. En adición, no era viable sacar el gas natural del mercado, desde que no existían suficientes provisiones en México para satisfacer las necesidades domésticas (México es un importador neto de gas natural).

El CO₂ también tuvo un pobre desempeño relativo al Nitrógeno debido a una variedad de razones técnicas, entre las cuales se incluyen la compresibilidad y el factor de volumen de la formación. Específicamente el CO₂ cuenta con un factor de compresibilidad mucho menor comparado al del Nitrógeno (0.43 contra 1.02 a 140 kg/cm² y 60 °C). También, el factor de volumen de la formación es mucho menor para el CO₂ que para el Nitrógeno (0.000244 contra 0.000354 mcy/mcs), con mcy medidos a 109 kg/cm² abs y 100 °C, que pudo haber incrementado el volumen requerido de CO₂ en un 45% del requerido por la inyección de Nitrógeno. También había la preocupación de que el CO₂ ocasionara precipitación de asfaltenos en el yacimiento. En adición, otros yacimientos que estaban o habían utilizado CO₂ para mantenimiento de presión abandonaron ésta técnica debido a severos

problemas de corrosión. Económicamente, el proceso para recuperar CO₂ de los gases exaustos del trabajo de las turbinas o de otras fuentes de combustión, es complejo y caro. La utilización del gas exausto puede implicar muchos de los inconvenientes listados arriba, debido al contenido de CO₂. Las altas temperaturas del gas de combustión de las turbinas, fomenta la formación de NO_x y, potencialmente, ácido nítrico. Otras consideraciones incluyen que el gas exausto de combustión puede reaccionar con el aceite lubricante del compresor al inyectarse en los pozos, debido a la corrosividad de los componentes a menos que, grandes volúmenes de agua se remuevan antes de la compresión, y con la necesidad de H₂S libre como gas combustible, evita la posibilidad de incendiar las turbinas con aceite combustible de bajo costo o aceite residual.

En resumen, se seleccionó Nitrógeno de alta pureza y calidad como el fluido para mantenimiento de presión debido a una gran variedad de ventajas técnicas y económicas. Como ya se trató en el Capítulo uno de esta tesis, el Nitrógeno es químicamente inerte, y por lo tanto, está libre de reacciones indeseables o de efectos perjudiciales en el rendimiento del yacimiento. El Nitrógeno requiere volúmenes menores para una presión dada que otros gases (e.g. CO₂ o gas natural) debido a su gran factor de formación. El valor substancial en el mercado del gas natural incita a no utilizarlo como un gas para mantenimiento de presión, y el estudio concluyó que el Nitrógeno en las cantidades requeridas, se podría producir por una fracción del valor en el mercado del gas natural.

Subsecuentemente el análisis económico demostró que la inyección de Nitrógeno era la mejor opción, con un costo total* en el sitio de \$1.10 dólares americanos (US\$1.10) por cada 28.31 m³ (1000 PC). Este costo es mucho menor que el que se tuvo para la segunda opción, la cual consistía en el uso de gas natural. La segunda opción tenía un costo en sitio* de \$2.66 dólares americanos (US\$2.66) por cada 28.31 m³ (1000 PC). El costo del Nitrógeno fue reducido aún más junto con la escala económica. El precio final promedio en el contrato fue de alrededor de \$0.36 dólares americanos (US\$0.36).

5.1.2.2 El Proyecto y su alcance

El programa entero de inyección de Nitrógeno, requirió de que PEMEX adquiriera y operara ciertas instalaciones, así como otras el proveedor bajo el modelo de contrato BOO (Build-Own-Operate por sus siglas en inglés).

La decisión de estructurar el proyecto se realizó bajo un modelo de contrato BOO. La elección del Nitrógeno para mantenimiento de presión fue particularmente afortunada, ya que existía un mercado establecido para proveedores de Nitrógeno y de otros productos, debidos a la separación de aire vía escenario BOO.

El concepto de BOO no se limitó sólo a las instalaciones de separación de aire. El esquema de inyección de Nitrógeno también abarcó la generación de energía, compresión del producto y tuberías para la transportación del Nitrógeno producido, gas de combustión y agua de enfriamiento. Dada la falta de infraestructura en el área estaba claro que se requerirían grandes actividades de preparación

* Costo para el año 2001

en sitio. Todos los elementos arriba mencionados fueron incluidos en los alcances del proyecto para trabajar con el concesionario, el cual, se encargaría de operar y mantener la producción del Nitrógeno así como, de las tuberías durante el periodo del contrato.

Las partes propiedad del proveedor, consistieron en cuatro elementos principales:

- 1) La producción del Nitrógeno.
- 2) La provisión de la Energía.
- 3) Suministros asociados así como las tuberías de reparto.
- 4) Preparación del sitio y de los requerimientos de la infraestructura.

Brevemente, el proveedor es responsable de todo dentro de los límites de la instalación de producción de Nitrógeno. Esto consiste primero del pretratamiento al aire atmosférico y su compresión, separación criogénica del aire, y de la compresión del producto de Nitrógeno, junto con la generación asociada de energía, instalaciones de enfriamiento, y otras utilidades así como las actividades necesarias para mantener a las instalaciones. El alcance del proveedor también incluyó dos líneas de tuberías para entrega de 91.44 cm de diámetro (36"). La primera es una tubería de 90 km de largo la cual conecta la planta de generación de Nitrógeno con una plataforma de inyección propiedad de PEP localizada costa afuera; dentro del área del Complejo Cantarell. La segunda es una tubería de 15 km de largo, la cual conecta a la planta de Nitrógeno, con una tubería de entrega de Nitrógeno propiedad de PEP, dentro de los límites de la estación de compresión Atasta. Igualmente los alcances del proveedor incluyen, la tubería de gas combustible de 30.48 cm (12"), aproximadamente 15 km de largo, la cual transporta gas natural de la tubería maestra de PEP de la Estación Atasta hasta la planta de Nitrógeno, así como las líneas de tuberías requeridas para succión y descarga del agua para enfriamiento. El proveedor tiene la responsabilidad de la operación y del mantenimiento de todas las instalaciones arriba mencionadas durante toda la vida del contrato, incluyendo cualquier extensión.

Las instalaciones propiedad de PEP requeridas para completar el proceso de inyección, consisten en una tubería de entrega de Nitrógeno de 91.44 cm de diámetro (36"), una plataforma de inyección, y de ocho pozos inyectoros. La tubería de 91.44 cm de diámetro (36"), conecta el punto de provisión de Nitrógeno dentro de la estación Atasta con la plataforma de inyección, vía plataforma Nohoch A. La razón de dividir el alcance de la tubería fue que, PEP tuvo la disponibilidad de una tubería de 91.44 cm (36") originalmente diseñada para abastecer de gas de levantamiento (gas lift) a Cantarell, pero las instalaciones de endulzamiento costa afuera eliminaran este requerimiento para un futuro cercano. Esto le permitira a la tubería de PEP utilizarse para un servicio en el proyecto del Nitrógeno. Se esperaba que la capacidad de la planta de Nitrógeno se divida entre la tubería propiedad del proveedor y la tubería propiedad de PEP. La plataforma de inyección de Nitrógeno es una plataforma de perforación con un diseño estándar de 18 ranuras, y con 8 piernas.

Los pozos de inyección son de 24.44 cm (7 5/8") de diámetro, aproximadamente son de 1400 m de longitud, y perforados diraccionalmente hasta la corona del casquete de gas. La **Fig. 5.15** muestra un esquema general de las instalaciones del programa de inyección.

5.1.2.3 Configuración inicial del Proceso

La configuración del proceso de la planta se desarrolló durante la etapa de la licitación. Se realizaron estudios de optimización para la mayoría de los equipos. Los factores clave en la selección del equipo para optimizar los costos de operación así como los de instalación de la planta incluyen:

- maximizar la corriente disponible por la planta, considerando la locación en un sitio remoto,
- restricciones físicas por el tamaño del equipo para permitir el transporte desde Europa, Estados Unidos de Norte América a México,
- limitaciones impuestas en la ampliación del tamaño y del equipo operado para cumplir con los requerimientos técnicos contenidos en la licitación,
- condiciones locales del ambiente, incluyendo temperatura promedio, humedad relativa, y la cercanía a un ambiente marino, y
- la falta de provisiones de agua fresca en el área.

La planta de separación criogénica de aire consiste en, cuatro módulos[&], cada módulo produce 8.5 MMmCD (300 MMPCD) de Nitrógeno. El Nitrógeno producido contiene menos de 10 ppm de volumen de oxígeno. El proceso de pretratamiento enfría el aire entrante con un contacto directo con el agua de enfriamiento, después se seca el aire utilizando un sistema de mallas moleculares. Después se enfría el aire con un sistema regenerador de intercambiadores de calor y se separa en un ciclo criogénico de doble columna (alta y baja presión). Las columnas de separación están construidas de aluminio. Toda la recuperación de Nitrógeno es superior al 90%. La corriente de desperdicio, contiene más del 70% de Oxígeno, y se ventila hacia la atmósfera. El área general designada para esto es de 30 hectáreas.

La generación de energía es proporcionada vía ciclo de cogeneración, utilizando tres turbinas generadoras que funcionan con gas (GTGs por sus siglas en inglés), con valores aproximados de 75 MW cada una. La recuperación de calor en los residuos es complementada vía recuperadores de calor de generadores de corriente (HRSGs por sus siglas en inglés), con un ducto suplementario de coacción. Los requerimientos totales de energía de la planta son mayores a 400 MW.

Los compresores de aire están impulsados por motores eléctricos, y cada compresor de aire tiene una capacidad aproximada de 12.0346 MMmCD (425 MMPCD).

Los compresores de Nitrógeno están impulsados por turbinas de vapor, utilizan vapor a alta presión de las HRSGs, y cada compresor de Nitrógeno tiene una capacidad aproximada de 8.5 MMmCD (300MMPCD). La presión final de descarga del producto es del orden de 126.55 kg/cm² abs (1800 psia), en orden de proveer suficiente presión para transportar e inyectar el Nitrógeno hacia el yacimiento. Los compresores de aire más los de Nitrógeno combinados, dan un total mayor a 500000 HP.

[&] Al comienzo del proyecto.

La carga de la planta de calor se descarga en el mar, utilizando un sistema de circuito cerrado circular y torres de enfriamiento de agua de mar, también existe un circuito de agua fría que se utiliza para servicios críticos en los equipos. El trabajo en general de la planta de enfriamiento es de alrededor de 2.108 MMkJ/hr. Los puntos de entrada de agua de mar y de descarga están más o menos a 4.5 km costa afuera, a manera de estar fuera del área protegida.

La capacidad de producir gases de 33.98 MMmCD (1200 MMPCD) convierte a esta instalación de producción de gas Nitrógeno en la más grande del mundo.⁸⁴

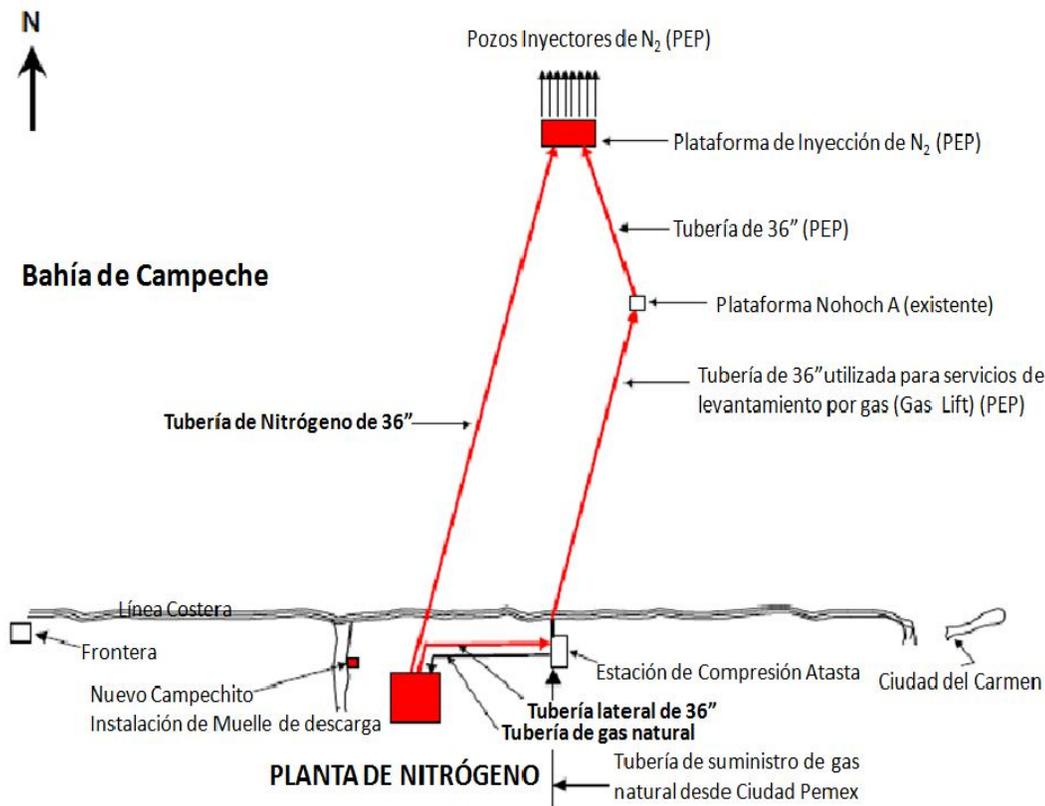


Fig. 5.15 Esquema del Sistema de Inyección de Nitrógeno. Complejo Cantarell.

5.1.3 Cuestiones relacionadas con la administración del Yacimiento Akal en el Proyecto de Inyección de Nitrógeno

Cantarell en un inicio era un yacimiento bajosaturado con una presión de 270 kg/cm² a una profundidad de referencia de 2300 mbnm. La porosidad típica en el yacimiento era de $\phi=7\%$; más del 25% de ésta corresponde a porosidad secundaria (fracturas, microfracturas y vóculos). Las permeabilidades absolutas en las porosidades primaria y secundaria son de 0.3 y 5000 mD, respectivamente.

El yacimiento Akal ha estado produciendo bajo grandes condiciones de segregación gravitacional sujeta a una convección térmica natural^{85 86}.

El contacto gas-aceite se movió constantemente a través de los años hasta una posición de 1930 mbnm[#], dando como resultado un espesor de la capa de gas de 730 m. También se presentó la entrada de agua por el acuífero que se comparte con otros yacimientos vecinos^{87 88}. El contacto agua-aceite se ha movido 480 m de su posición original[#] la cual era de 3200 mbnm.

El abatimiento natural de Akal ha causado una declinación de la presión de su valor promedio original de 270 kg/cm² hasta su valor actual de 105 kg/cm².

En un inicio, el gasto promedio por pozo del campo Akal en Cantarell era alrededor de 29000 BPD. La producción de 0.0327 MMmCD producidos en 1981 requirieron únicamente de 40 pozos no asistidos³⁰ (**Fig. 5.16**). Sin embargo, la producción de 0.028 MMmCD (1 MMPCD) en 1995, cuando el Proyecto Cantarell fue concebido, requirió de 150 pozos asistidos con levantamiento artificial (gas lift), con una producción promedio por pozo de 7000 BPD.

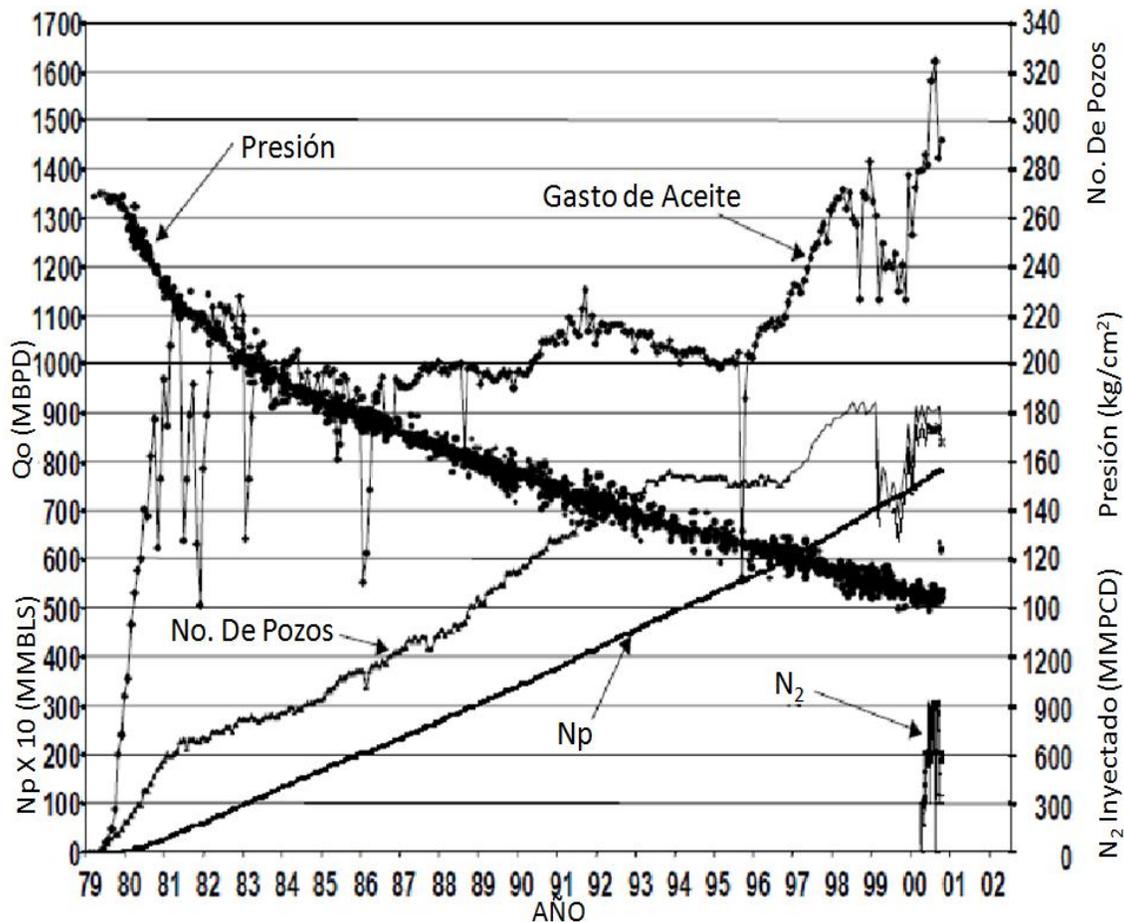


Fig. 5.16 Comportamiento Presión-Producción de Akal.

[#] En el año 2001

5.1.3.1 Estado del Proyecto de Akal en Cantarell para el año 2001

Para 2001 año ya se había terminado la instalación de la planta de Nitrógeno, que cuenta con una capacidad de 34 MMmCD (1200 MMPCD), una plataforma de inyección con siete pozos inyectoros y 233 km de infraestructura de tuberías.

El programa de inyección para el mantenimiento de presión de Cantarell comenzó en mayo del 2000, con un gasto de inyección de 8.3 MMmCD (300 MMPCD), cuando el primer modulo de generación comenzó operaciones. El modulo final de generación se puso en funcionamiento en diciembre del 2000, alcanzando la meta de inyección de 34 MMmCD (1200 MMPCD) (Fig. 5.17).

La inyección sucedió a través de siete pozos terminados en la parte superior del casquete de gas.

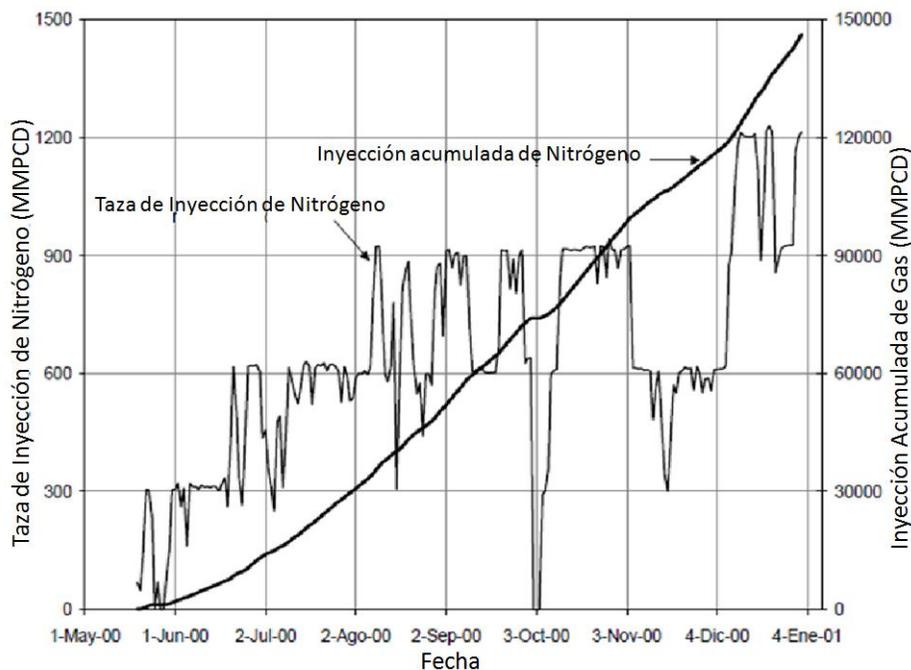


Fig. 5.17 Taza de Inyección de Nitrógeno.

5.1.3.2 Cuestiones acerca de la administración del Proyecto de Inyección en Akal

Dada la falta de precedentes acerca de la implementación de un proyecto de mantenimiento de presión por inyección de Nitrógeno, con las características y tamaño de Cantarell, se realizaron un conjunto de ideas preliminares para conformar una prueba piloto. Sin embargo, la prueba piloto no fue posible debido a que no existen áreas confinadas para realizar pruebas con características similares a Cantarell.

Las cuestiones que la prueba piloto intento resolver, junto con otros elementos clave los cuales pueden tener un gran impacto sobre la administración del yacimiento, incluyen:

- Canalización del Nitrógeno.

- Segregación de asfáltenos.
- Número de pozos requeridos para la inyección.
- Llegada del Nitrógeno a los pozos así como la evolución su concentración a lo largo del tiempo.
- Monitoreo de la inyección del Nitrógeno.
- Impacto de la inyección de Nitrógeno en campos vecinos, dada la evidencia de comunicación hidráulica y de interferencia de producción en los campos costa afuera de la bahía de Campeche a través de un acuífero regional o acuíferos^{32 33}.

Canalización de Nitrógeno

El riesgo de canalización del Nitrógeno fue rechazada por los estudio de simulación y por la evidencia del campo a través de los años, la cual indico que las segregación gravitacional ha sido muy efectiva en Akal. Se concluyó que inyectando en la cima, lejos del contacto gas-aceite, no habría riesgo de canalización de Nitrógeno hacia los pozos productores.

Segregación de Asfáltenos

Se realizo un estudio de las cuestiones relacionadas al comportamiento termodinámico de las mezclas de Nitrógeno y de fluidos del yacimiento, particularmente de aquellas referentes a la vaporización del aceite y de la posibilidad de precipitación de asfáltenos. La conclusión de este estudio indico que los asfáltenos inicialmente disueltos en el aceite tendían a segregarse cuando la presión disminuía y que el efecto de la disolución del Nitrógeno en el crudo en las segregación de estos asfáltenos era casi nula.

Número de Pozos Inyectores

Se condujo una prueba preliminar de inyección en pozos productores de gas como el pozo C-57A. Se inyectó Nitrógeno a tasas de 0.56 MMmCD (20 MMPCD) a 1.13 MMmCD (40 MMPCD). Las presiones a la cabeza y de las tasas de inyección obtenidas durante la prueba fueron utilizadas para modelar la hidráulica del pozo.

El modelo calibrado se utilizo para predecir los gastos de inyección para diferentes presiones en las cabezas de los pozos y para tamaños de tubería (Ver la **Tabla 5.3**).

Tabla 5.3 Tazas predichas de Inyección de Gas.

Tamaño de la Tubería (pulgadas)	Taza de Inyección (MMPC)		
	Pwh= 70.3 kg/cm ²	Pwh= 105.5 kg/cm ²	Pwh= 140.6 kg/cm ²
4 1/2 - 5 1/2	20.4	56.3	85.9
4.5 -7	28.4	78	119.4
7	39.2	107.4	163.3
9 5/8	101.4	274.9	429.2

Los resultados del modelado junto con otras consideraciones mecánicas se utilizaron para diseñar los pozos inyectoros. Se estableció que seis pozos iban a requerir inyectar 34 MMmCD (1200 MMPCD) de Nitrógeno en el complejo Cantarel, y se selecciono un tamaño de tubería de 24.4 cm (9 5/8") y 111 kg/cm². Sin embargo se decidió perforar siete pozos por razones de contingencia.

Llegada del Nitrógeno a los pozos

Dada la evidencia de campo sobre la convección térmica en Akal, se considero necesario contar con este fenómeno en los estudios de simulación de yacimientos con el objetivo de estimar la llegada del Nitrógeno a los pozos.

Se condujo un único estudio de inyección de Nitrógeno⁸⁹. Se realizaron primero el análisis especial de núcleos, análisis PVT de las mezclas entre los fluidos de Cantarell y Nitrógeno, y los experimentos de difusión-dispersión en celdas PVT y núcleos. Los datos obtenidos se utilizaron para desarrollar el modelo *fenomenológico* de Cantarell el cual, tomo en cuenta todos los mecanismos de flujo involucrados en la inyección de Nitrógeno en un yacimiento naturalmente fracturado de doble porosidad.

Como era de esperarse, los resultados de la simulación mostraron que los efluentes de Nitrógeno dependían de la posición de las plataformas de producción, relativa al contacto gas-aceite y del punto de inyección.

La plataforma Akal-D localizada debajo del contacto gas-aceite y cerca a la zona de inyección, podría comenzar a producir Nitrógeno a comienzos del 2002 y podría alcanzar concentraciones molares del 13% (**Fig. 5.18**).

Las estimaciones arriba mencionadas fueron particularmente relevantes para diseñar y planear las instalaciones de separación de Nitrógeno para el gas producido.

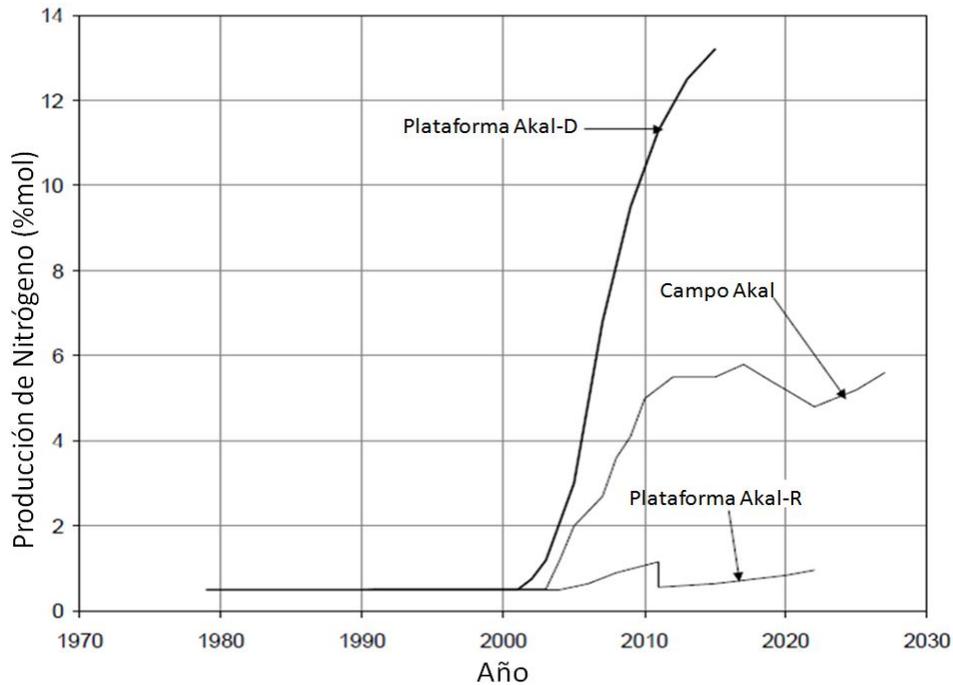


Fig. 5.18 Producción Prevista de Nitrógeno.

Pruebas de trazadores: Con la meta de obtener datos que permitieran una mejor representación de la dinámica de flujo en la simulación numérica de Akal, particularmente en lo concerniente a la convección térmica y a la difusión molecular, se diseñaron dos pruebas no convencionales de trazadores antes de la inyección de Nitrógeno.

La primera prueba, utilizó trinitrotolueno en fase líquida la cual, se inyectó en la interface gas-aceite a través del pozo C-86 de la plataforma Akal-G. El trazador se detectó de 12 a 83 días después de la inyección en cuatro pozos productores localizados de 0.8 a 2 km al sur del pozo inyector.

La segunda prueba, se realizó con trinitrometano y con Kriptón-85, y se inyectaron en el casquete de gas a través del pozo C-52 de la plataforma Akal-E. Se realizaron muestreos en siete pozos invadidos por gas y en tres de aceite **.

Monitoreo de la Inyección de Nitrógeno

Se diseñaron cuidadosamente los programas para monitorear, primero, la respuesta de presión de los campos de Cantarell por la inyección de Nitrógeno, y segundo, la composición del gas producido, para detectar la presencia del Nitrógeno de inyección.

La presión se midió en 12 pozos localizados estratégicamente en el casquete de gas, en la zona de aceite y en el acuífero (Fig. 5.19).

** Los análisis de laboratorio estaban en progreso para el año 2001

La presión medida preliminar, respondió consistentemente con el simulador de yacimientos. La **Fig. 5.20** muestra la presión medida con la predicha para tres pozos, localizados en el casquete de gas, el acuífero y en el acuífero, respectivamente.

El último dato de presión de fondo, medido en pozos localizados en el casquete de gas, el acuífero y en el acuífero, se muestran en las **Fig. 5.21**, **Fig. 5.22** y **Fig. 5.23**, respectivamente. Se puede observar la inmediata respuesta (sin desfase) a los cambios en los gastos de inyección de Nitrógeno, con lo cual, se confirma la extremadamente grande transmisibilidad del yacimiento Akal. El salto de presión observado en la **Fig. 5.23** se deba a la sustitución del indicador de presión.

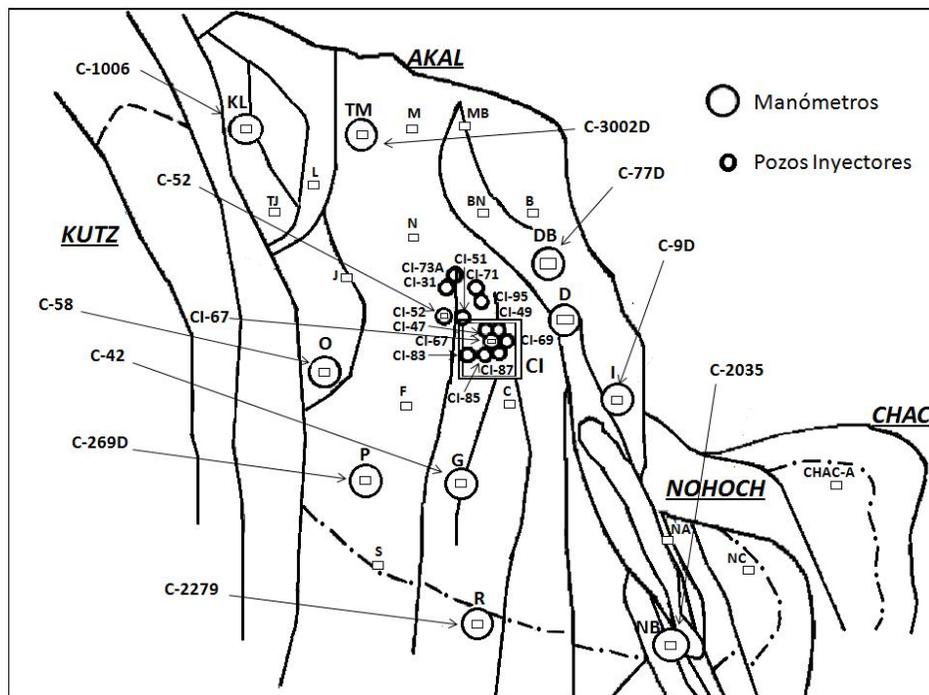


Fig. 5.19 Monitorización de la Presión en los Pozos.

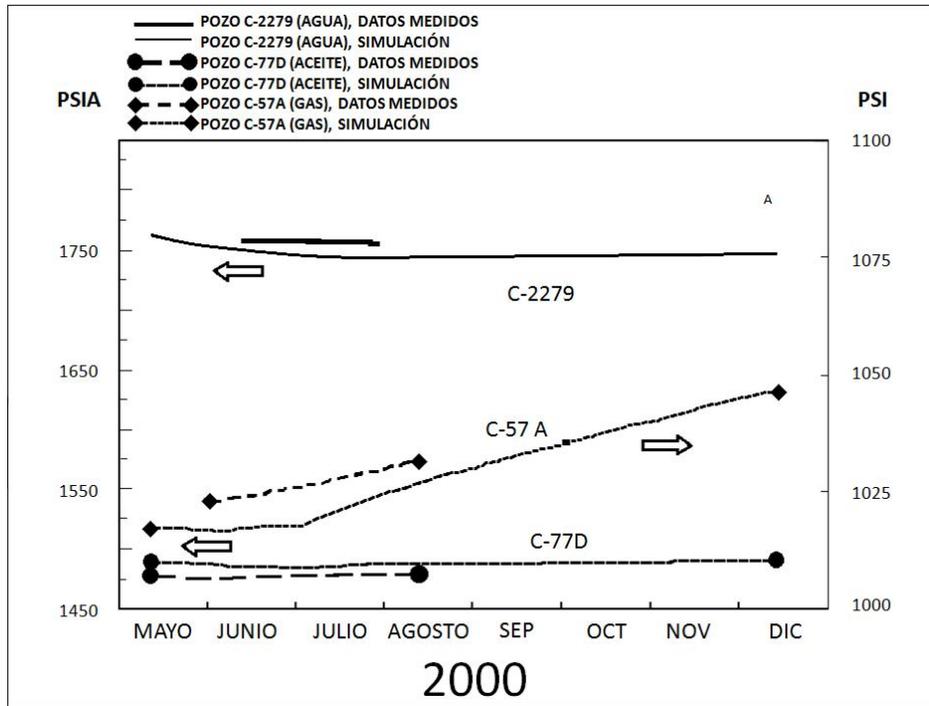


Fig. 5.20 Comparación de la Presión Medida y Simulada.

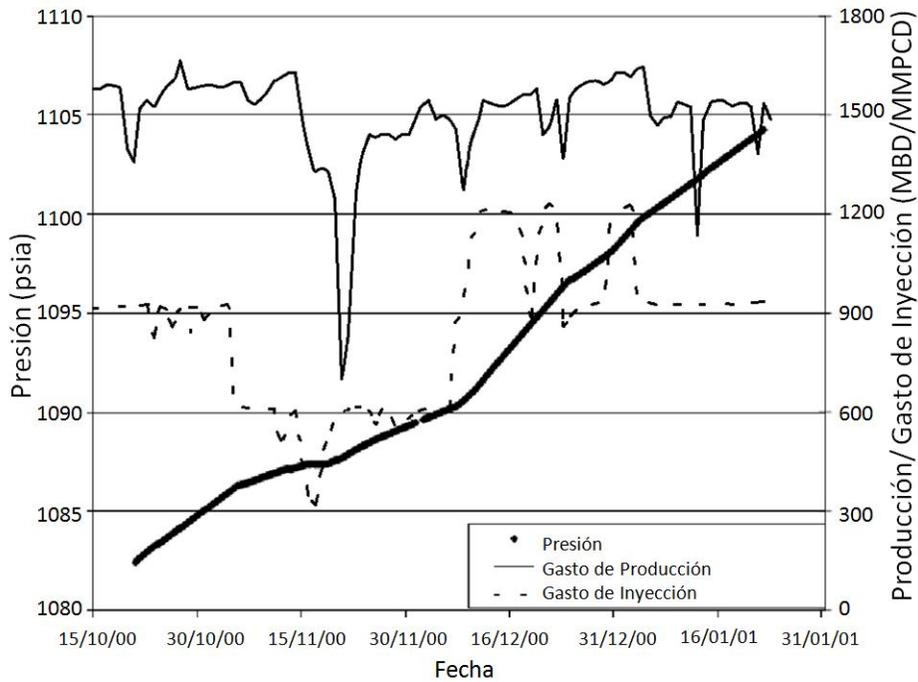


Fig. 5.21 Comportamiento de la Presión de fondo de un Pozo de Gas durante la Inyección de Nitrogeno.

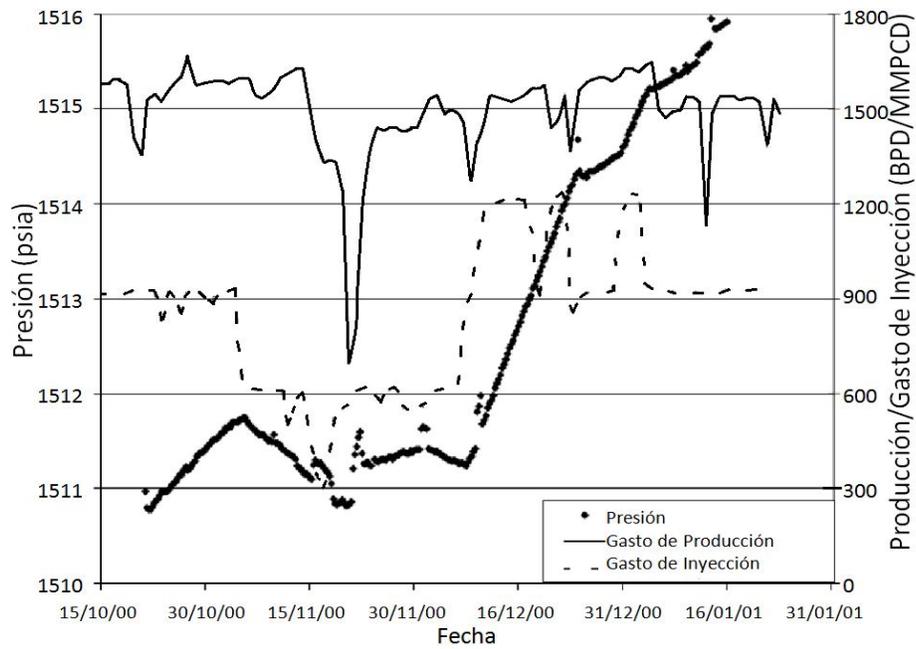


Fig. 5.22 Comportamiento de la Presión de fondo de un Pozo en la zona de Aceite durante la Inyección de Nitrógeno.

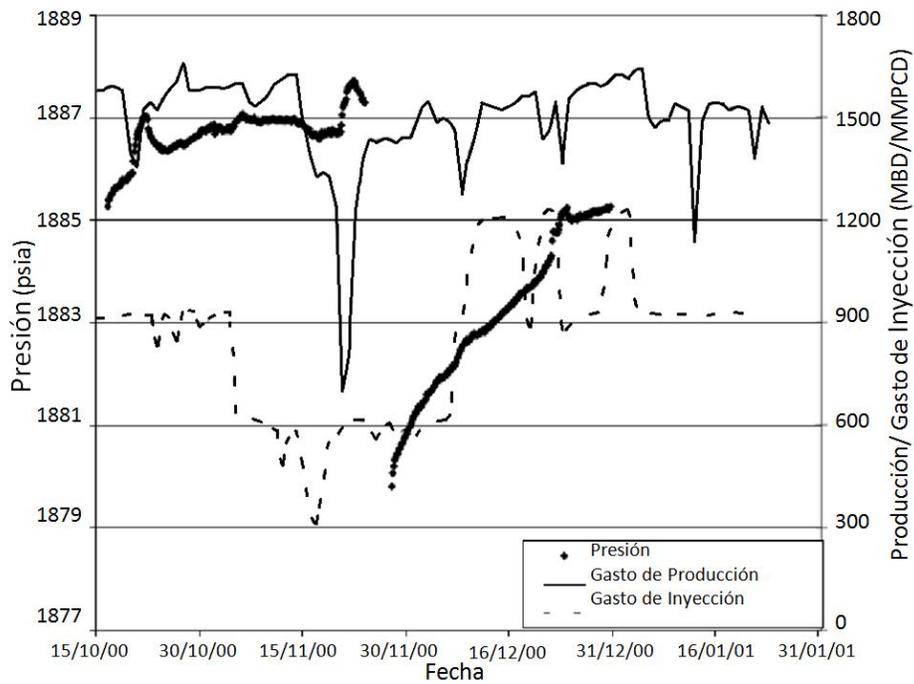


Fig. 5.23 Comportamiento de la Presión de fondo de un Pozo invadido por Agua durante la Inyección de Nitrógeno.

Análisis detallados de la respuesta de la presión a los cambios en los gastos de inyección mostraron casi un periodo intrascendente; observando en cambio, un estado pseudo-estacionario en el comportamiento de la presión.

La respuesta de presión más clara se encontró en el casquete de gas, donde únicamente existe una fase móvil entre los pozos de inyección y de monitoreo. Entre más fases se involucraron, se obtuvo una respuesta más pobre.

Análisis simples de las tendencias de la presión bajo diferentes condiciones de inyección-producción, revelaron preliminarmente que, para las condiciones operacionales de diseño, 2 MMBPD y 34 MMmCD (1200 MMPCD), las presiones se incrementarían inicialmente en 6.7 y 2.5 kg/cm², respectivamente tanto en el casquete de gas como en la columna de aceite.

Esto implicó que el contacto gas-aceite se movería cerca de 57 m por año, y que la capacidad de inyección se reduciría con el tiempo, considerando una presión de inyección constante en la cabeza de los pozos. Esto también estableció preliminarmente que la presión en la columna de aceite decrecería cerca de 4 kg/cm² para el final del año 2004, a pesar de que se esperaba que la presión se mantuviera constante para ese tiempo.

Se aplicaron estudios cromatográficos de gas en 151 pozos estratégicamente localizados para monitorear la concentración de Nitrógeno, en pozos horizontales, verticales y desviados a través del campo Akal.

Debido a que el Nitrógeno es uno de los elementos contenidos en los fluidos del campo Akal, se midieron concentraciones molares del gas del casquete y del gas asociado producido antes de la inyección de Nitrógeno. Se encontraron concentraciones molares de 1.1 a 1.3% en el gas del casquete, y de 0.4 a 0.6% en el gas producido (gas asociado y gas inyectado para levantamiento artificial).

Análisis del gas asociado producido, extraído después de la inyección, no indicó hasta ese momento*, la presencia del Nitrógeno inyectado. Estos resultados concordaban con las predicciones hechas por la simulación³⁴.

Se realizó también el monitoreo del incremento de la concentración de Nitrógeno en el gas del casquete. La **Fig. 5.24** muestra los cambios medidos de las concentraciones de Nitrógeno en las muestras de gas tomadas de los pozos invadidos por gas. Esta información se utilizó para actualizar el modelo numérico de Cantarell*.

* Para el año 2001

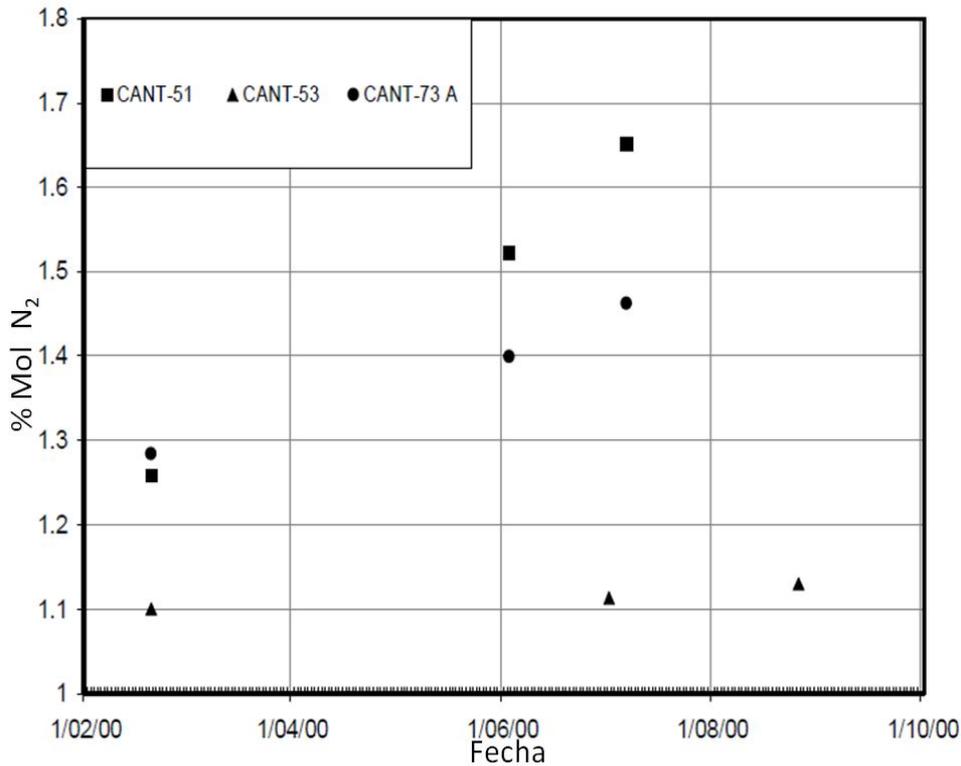


Fig. 5.24 Concentración medida de Nitrógeno de pozos invadidos por gas.

Impacto de la Inyección de Nitrógeno en Campos Vecinos.

Se ha documentado en la literatura, la existencia de comunicación hidráulica así como interferencia de producción en los yacimientos costa afuera de la bahía de Campeche³².

En la **Fig. 5.25** se muestra la presión histórica de estos campos costa afuera. Los promedios de la presión están dados al nivel de referencia de 4100 mbnm. Se pueden notar dos tendencias principales de presión, por lo tanto, se puede inferir la existencia de por lo menos dos acuíferos principales.

Las presiones iniciales encontradas en algunos de los yacimientos costa afuera que comenzaron una producción tardía, tuvieron consistencia con la presión reportada en los yacimientos más viejos, con más tiempo de explotación. Esto proporciona evidencia de la comunicación hidráulica entre los campos a través de un acuífero común.

Por el comportamiento presión –producción del campo Caan, localizado a 20 km al sur de Akal (**Fig. 5.26**). Se puede notar que la tendencia en la declinación de la presión no es consistente con su producción histórica. El marcado aumento en las tasas de producción experimentado por este campo, en 1993, difícilmente cambió su tasa de declinación de la presión, con lo cual se muestra claramente, interferencia de producción de un gran campo productor, el cual parece ser Akal.

Se realizó un modelado regional preliminar³³ para analizar la interferencia de producción entre los campos Akal y Caan. Se incluyeron otros campos costa afuera en este modelo (**Fig. 5.27**). Este modelo se actualizó y mejoró por la construcción de modelos geológicos más realistas del acuífero utilizando nueva exploración sísmica y datos de pozos. El modelo abarca un área de 15000 km².

Entre otras aplicaciones, el modelo regional permitiría una evaluación más precisa sobre el impacto de la inyección de Nitrógeno de Cantarell en yacimientos vecinos⁹⁰.

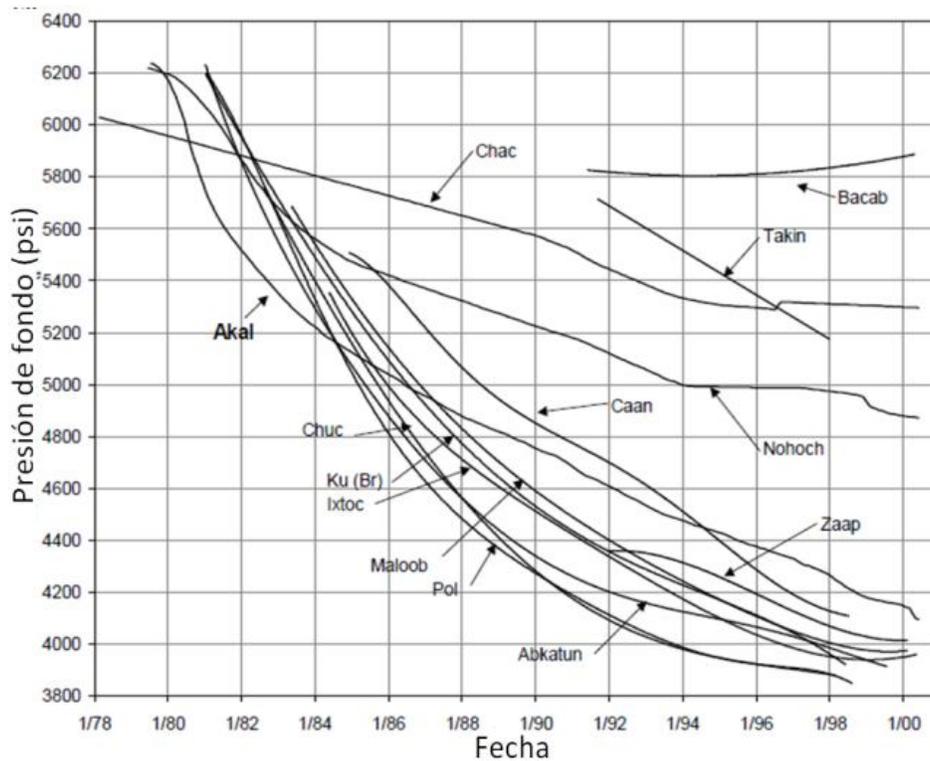


Fig. 5.25 Comportamiento de la Presión de los Campos costa afuera de la Bahía de Campeche.

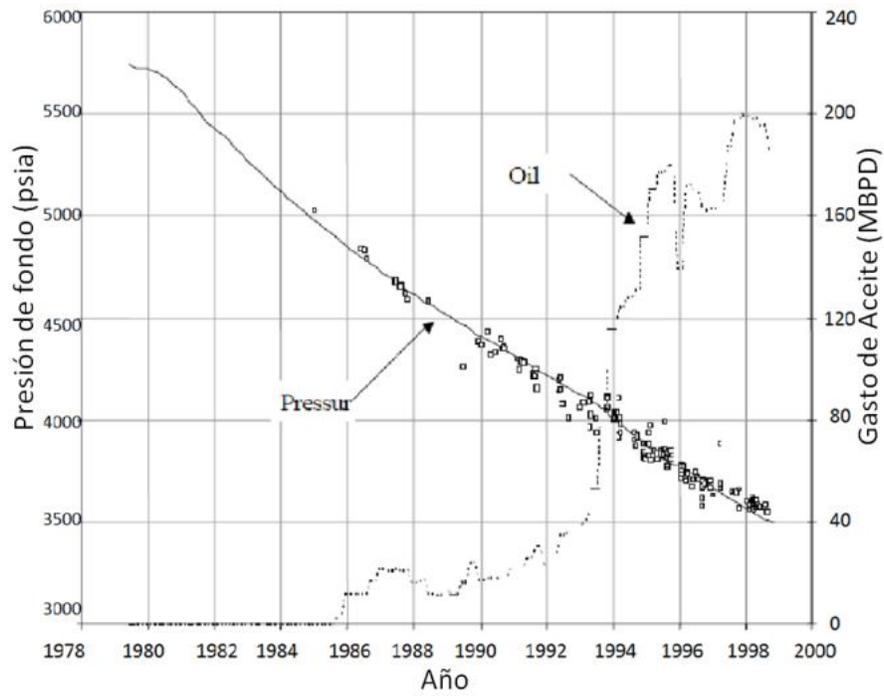


Fig.5.26 Comportamiento Presión Producción del Campo Caan.

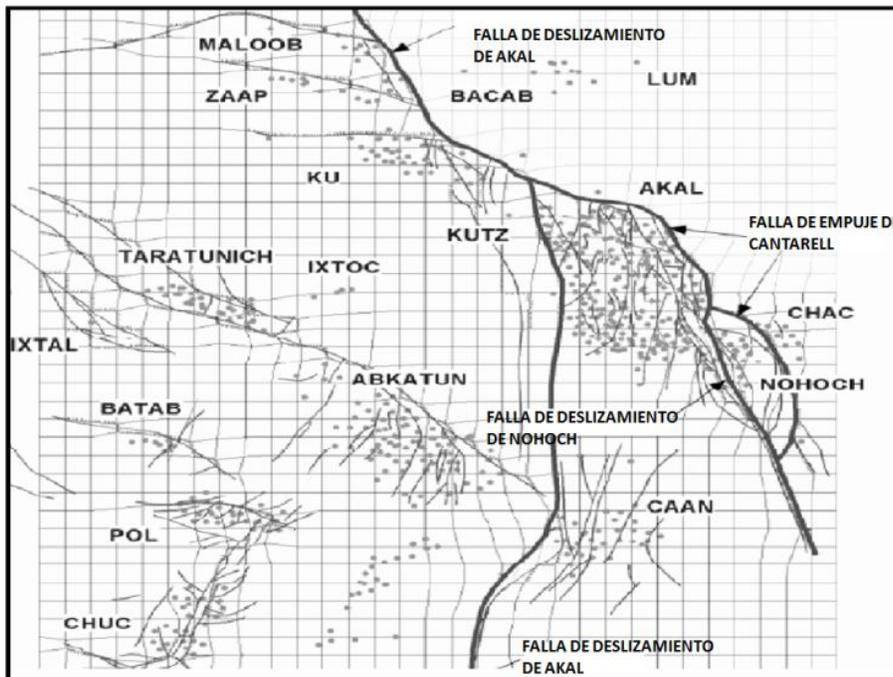


Fig. 5.27 Modelo Regional de Simulación.

5.1.4 Metodología para detectar la concentración de Nitrógeno en las Instalaciones Superficiales durante la Inyección de Nitrógeno en Akal

Cantarell tiene distintas instalaciones de producción, plataforma satélite, tuberías, y 223 pozos productores (la producción promedio por pozo es de 9 MBPD). Los pozos requieren una atención especial mientras se produce el aceite. Por esto, se estableció una metodología para la interpretación de la concentración mol de Nitrógeno en instalaciones superficiales, en el yacimiento, profundidad en las perforaciones de los pozos, condiciones mecánicas en los pozos, condiciones operacionales, producción, etc.

Las etapas necesarias para analizar esa información son (Fig. 5.28):

- Programa de toma de muestras, simulación de la invasión de Nitrógeno a los pozos, ejecución de los programas y operación.
- Revisión y validación del cromatográfico de gas.
- Análisis de muestras cromatográficas de puntos estratégicos.
- Simulación de la concentración mol de Nitrógeno en puntos de entrega y en el sistema entero.

El producto final de esta metodología es mantener la calidad de gas para los clientes y no producir gas del casquete para mantener la presión del yacimiento.

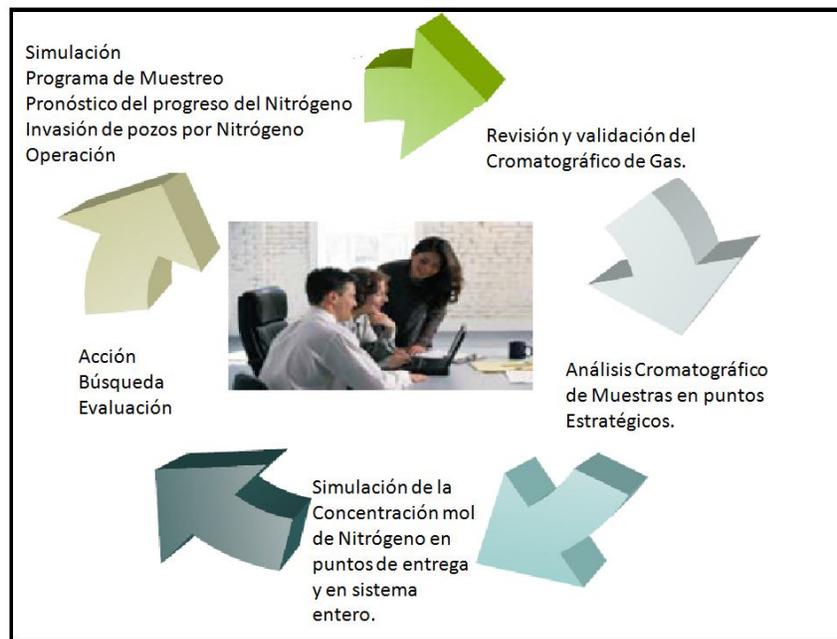


Fig. 5.28 Ciclo de Actividades para el Análisis de Información Cromatográfica disponible en Laboratorio de las muestras de Gas tomadas en Cantarell.

5.1.4.1 Revisión y validación del Análisis Cromatográfico de Gas

Se realizó una revisión y validación de la información del cromatográfico, con los ingenieros de laboratorio y de yacimiento con la idea de actualizar de manera apropiada la base de datos, y de filtrar la información no representativa (Tabla 5.4). Esta información histórica permite detectar tendencias del comportamiento del Nitrógeno en nodos estratégicos, lo cual es básico y relevante para el análisis del sistema entero. La actividad de muestreo se programó semanalmente para incluir apropiadamente el total del área del campo, y para analizar eficientemente el menor número de muestras y de esta manera, se analizaría con frecuencia el comportamiento del Nitrógeno en distintas instalaciones superficiales. La Fig. 5.29 muestra el proceso de flujo de gas en todo el complejo Cantarell.

Tabla 5.4 Datos Cromatográficos Validados.

FECHA	PLATAFORMA	POZO	N2	CO2	H2S	C1	C2	C3	I-C4	C4	I-C5	C5	C6+	ARCHIVO
			% MOL											
05-ago-04	AKAL-LR	1002	33.62	2.33	1.97	38.71	11.11	7.12	0.87	2.40	0.59	0.77	0.50	CRG 04353-04
10-ago-04	AKAL-LR	1002	44.81	0.07	0.30	35.99	9.89	5.60	0.59	1.66	0.39	0.47	0.27	CRG 04560-04
11-ago-04	AKAL-LR	1002	35.12	2.31	1.76	39.28	10.65	6.40	0.76	2.13	0.51	0.68	0.39	CRG 04561-04
13-ago-04	AKAL-L	1002	30.71	2.28	1.61	34.17	11.4	9.67	1.92	4.55	1.63	1.82	0.25	CRG 04585-04
14-ago-04	AKAL-L	1002	29.98	2.27	1.65	43.01	11.33	6.67	0.90	2.49	0.63	0.82	0.25	CRG 04582-04
17-ago-04	AKAL-L	1002	37.58	1.98	0.40	43.85	8.79	4.84	0.46	1.33	0.25	0.33	0.19	CRG 04842-04
16-may-03	AKAL-FR	8D	3.32	1.75	2.03	63.43	14.90	7.69	1.05	3.10	0.96	1.60	0.17	CRG 1326-03
01-jun-03	AKAL-FR	8D	3.57	1.79	0.00	63.26	16.18	8.11	1.07	3.15	0.82	1.16	0.89	CRG 1507-03
04-jun-04	AKAL-F	8D	4.08	1.51	1.55	64.93	15.02	6.68	0.92	2.74	0.77	1.1	0.70	CRG 02727-04
17-jul-04	AKAL-FR	8D	29.74	1.89	2.05	41.59	11.68	6.93	0.92	2.70	0.72	1.02	0.76	CRG 03849-04
21-jul-04	AKAL-FR	8D	30.98	2.11	0.41	43.03	11.90	6.44	0.71	2.23	0.53	0.74	0.92	CRG 03958-04
27-jul-04	AKAL-FR	8D	32.82	1.89	1.50	42.26	11.06	6.09	0.84	2.56	0.71	0.95	0.32	CRG 04082-04
05-ago-04	AKAL-F	8D	38.90	1.8	1.66	43.08	8.25	4.09	0.44	1.18	0.34	0.29	0.07	CRG 04611-04
09-jul-04	AKAL-GR	2H	4.47	1.37	1.84	65.08	16.36	5.94	0.72	2.17	0.53	0.74	0.78	CRG 03670-04
13-jul-04	AKAL-GR	2H	5.29	1.32	0.71	64.89	15.92	6.24	0.84	2.52	0.70	0.96	0.61	CRG 03851-04
18-jul-04	AKAL-GR	2H	4.51	1.41	1.76	65.16	15.43	6.73	0.75	2.26	0.53	0.72	0.74	CRG 03852-04
20-jul-04	AKAL-GR	2H	36.89	1.05	2.38	39.57	9.60	5.15	0.61	1.74	0.45	0.63	0.93	CRGLY 1366-06
06-ago-04	AKAL-GR	2H	40.13	2.13	1.63	37.26	9.17	5.49	0.66	1.90	0.50	0.72	0.40	CRG 04447-04
11-ago-04	AKAL-GR	2H	39.23	2.01	1.52	38.83	9.23	5.21	0.62	1.79	0.46	0.66	0.44	CRG 04564-04

5.1.4.2 Análisis Cromatográfico de muestras en puntos estratégicos

El nodo inicial* es la llegada del gas en Ciudad PEMEX, el cual es el punto de entrega del gas proveniente de Cantarell donde, se permite una calidad de gas máxima de 5% mol en contenido Nitrógeno. Ahí se encuentra un ciclo en el flujo de gas, donde el gas entregado en Cd. PEMEX se endulza y después parte de la cantidad total se regresa al complejo por compresión desde Atasta, (Fig. 5.29 y 5.30). El análisis cromatográfico en el proceso se realiza de acuerdo al ciclo en el flujo de gas y se realiza de la siguiente manera:

- Análisis cromatográfico de gas entregado en Cd. PEMEX.
- Análisis cromatográfico de gas de levantamiento artificial (gas lift) de Atasta a Nh-A.
- Suministro de gas de levantamiento artificial en plataformas.
- Análisis cromatográfico de gas en separadores de prueba. (Fig. 5.32 A)
- Análisis cromatográfico en separadores remotos. (Fig. 39 A)
- Cromatográfico complejo de la producción.
- Cromatográfico de gas en Nh-A de diferentes complejos de producción.
- Análisis cromatográfico de gas en Atasta de Nh-A.

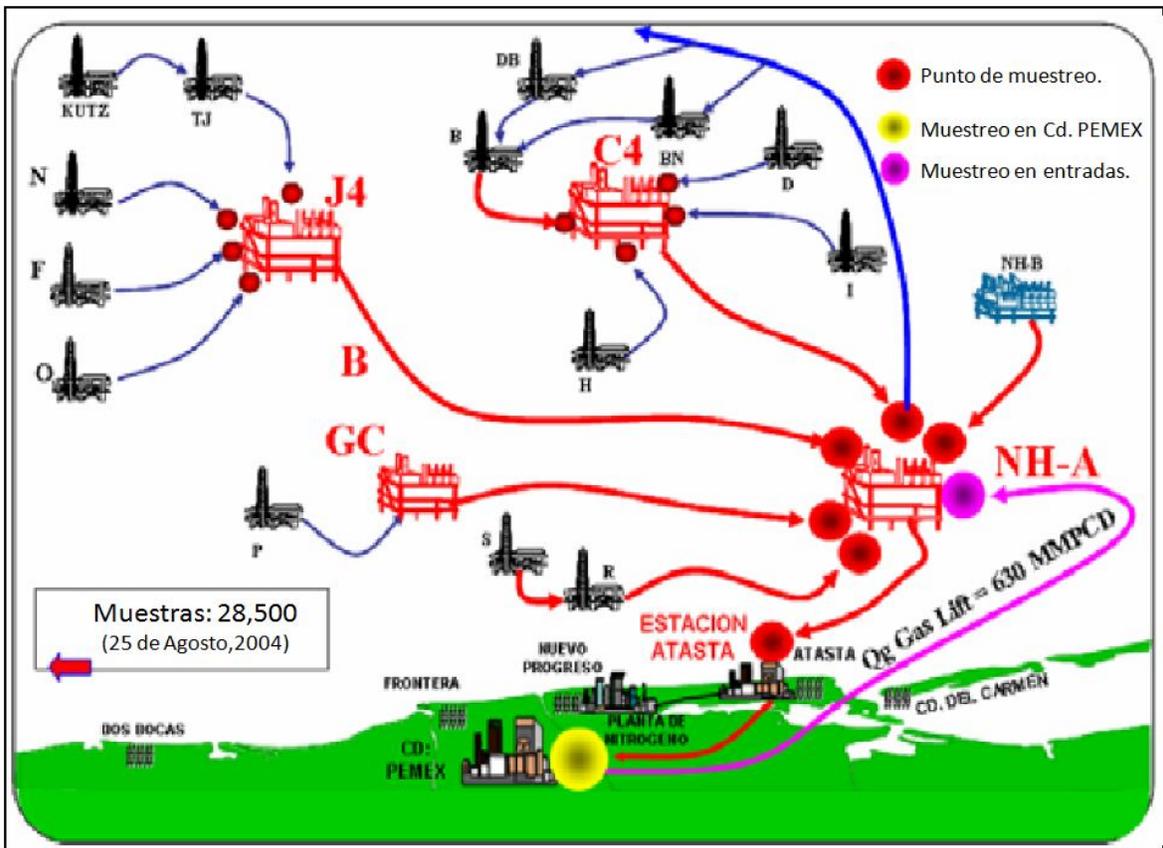


Fig. 5.29 Muestreo para el Análisis Cromatográfico en las Instalaciones de Producción y en las Plataformas Remotas.

* esto se reporto en el año 2004

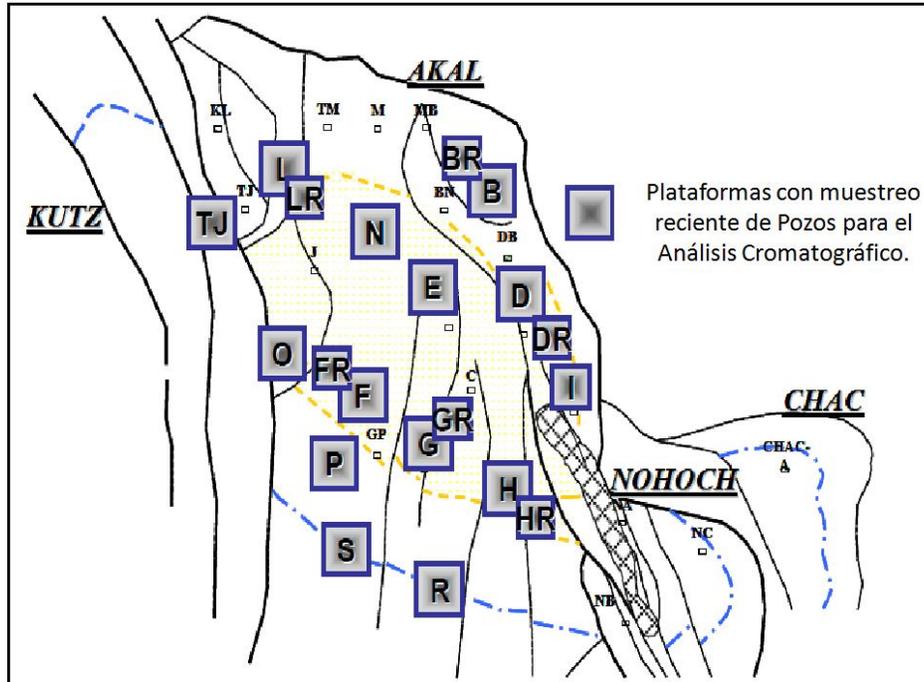


Fig. 5.30 Nodos para muestreo del Campo Cantarell.

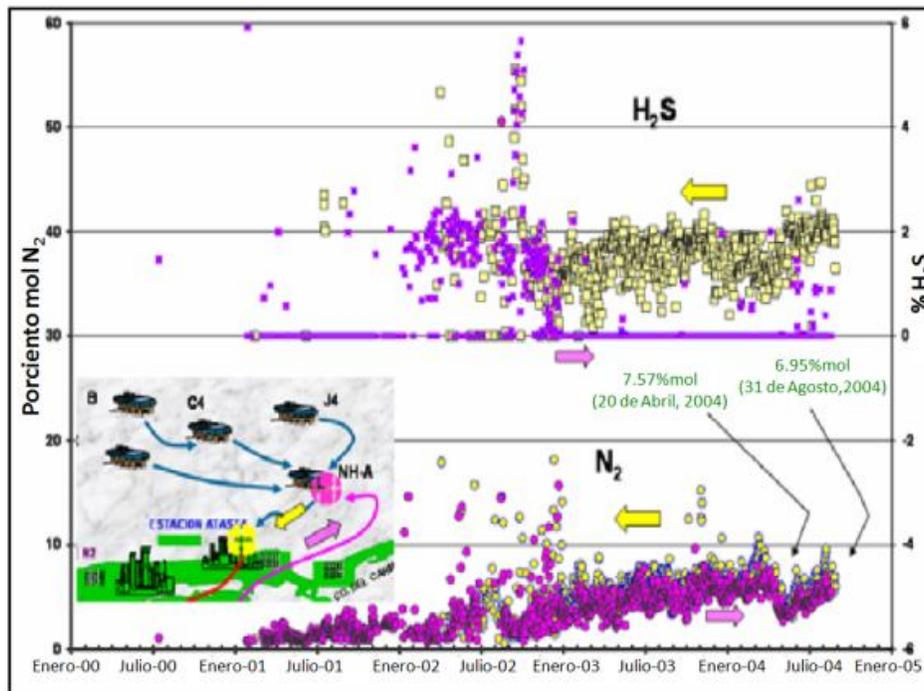


Fig. 5.31 Cromatográfico de Gas a la llegada de Cd.PEMEX y de Atasta desde Nh-A utilizado para Gas lift en el Complejo Cantarell.

El primer nodo de análisis es el valor por ciento mol en Cd. PEMEX, como meta se fijo alcanzar un por ciento mol máximo de 4% para obtener un margen operacional. Fig. 5.31 muestra la

La **Fig. 5.32** muestra la concentración de Nitrógeno que se tuvo en Agosto del 2004 en Cd. PEMEX, esta muestra 5.08% mol de concentración de Nitrógeno. En la misma fecha, la **Fig. 5.31** muestra 6.95 % mol de concentración de Nitrógeno de Atasta a Nh-A. La **Fig. 5.33** muestra 31.53 % mol de concentración de Nitrógeno en Akal-J. La **Fig. 5.34** muestra 32.83% mol de concentración de Nitrógeno en Akal-B y la Fig. 5.35 muestra 11.39% mol de concentración de Nitrógeno en Akal-GC.

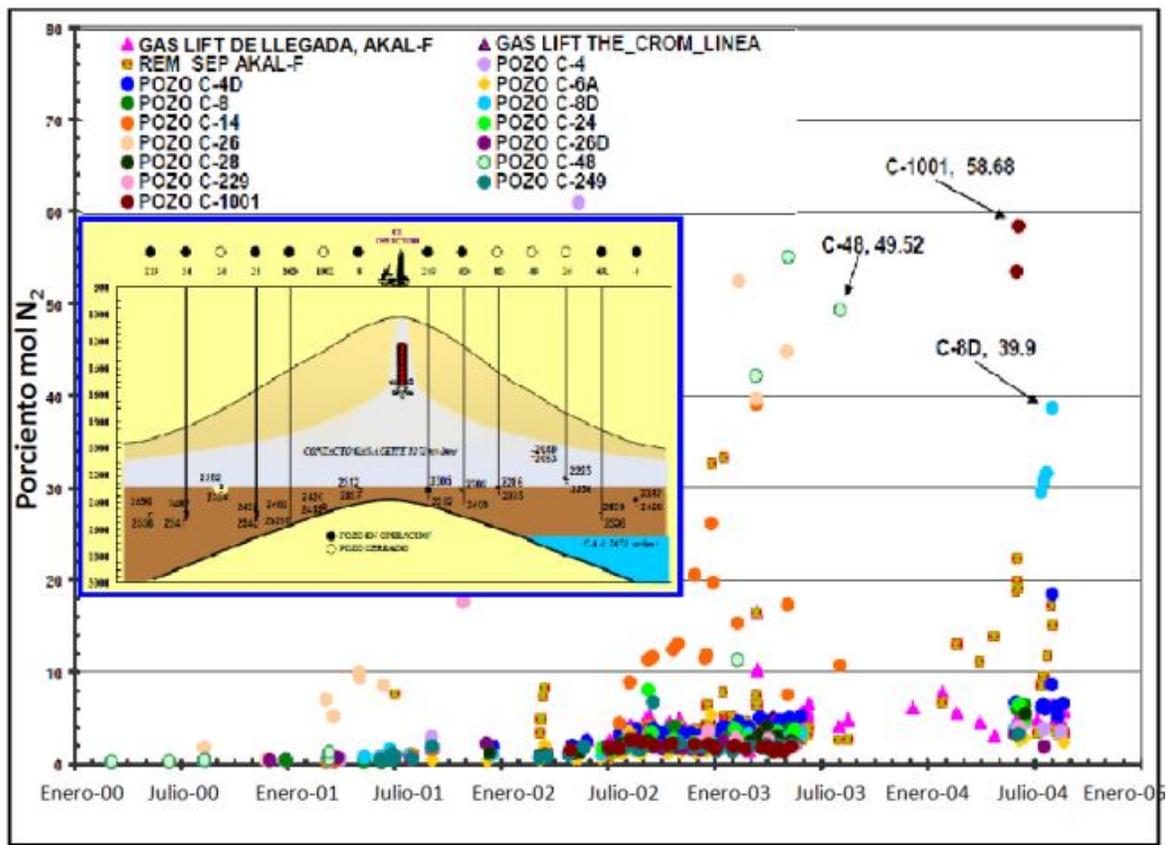


Fig. 5.32A Cromatográfico de muestras de Gas de Pozos de Akal-F.

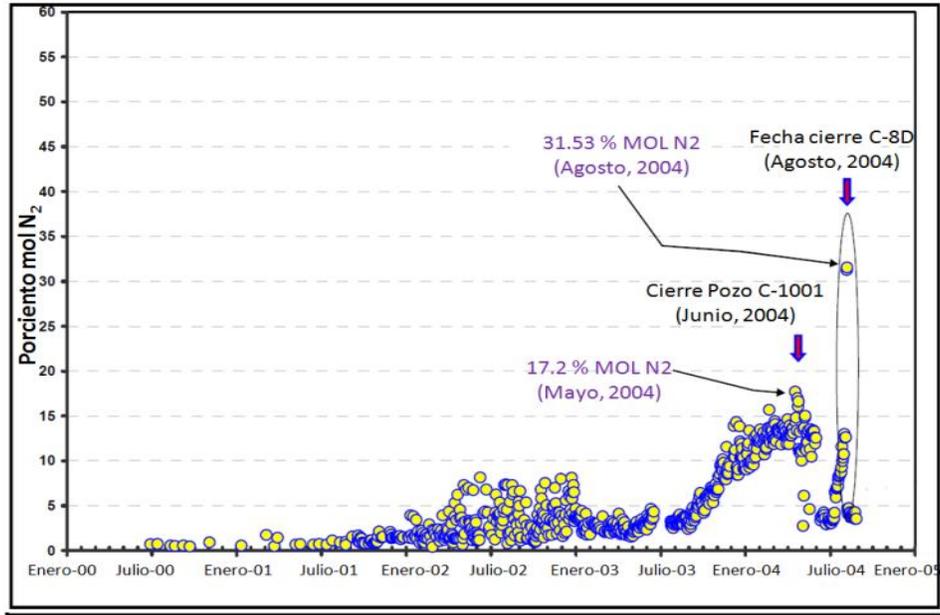


Fig. 5.33 Comportamiento Histórico del Cromatográfico de Gas en el Complejo Akal-J de la Plataforma Akal-F.

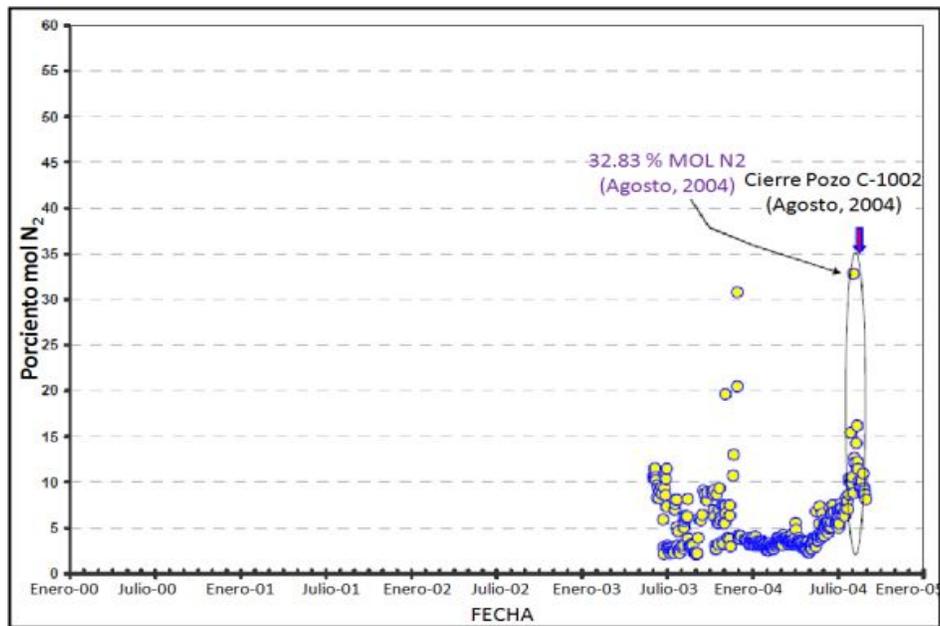


Fig. 5.34 Comportamiento Histórico del Cromatográfico de Gas en el Complejo Akal-B de la Plataforma Akal-L.

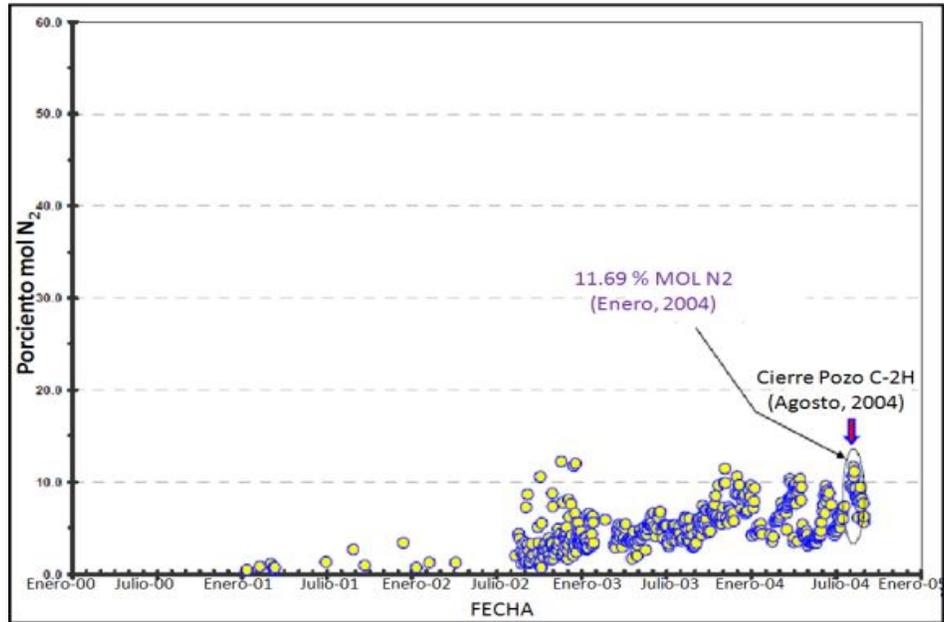


Fig. 5.35 Comportamiento Histórico del Cromatográfico de Gas en el Complejo Nh-A de la Plataforma Akal-GC.

Del análisis de estos lugares, se detectaron tres pozos con altos valores en la concentración de Nitrógeno. Estos pozos fueron C-8D Fig. 5.36, C-1002 Fig. 5.37 y C-2H Fig. 5.38. Estos pertenecen a las plataformas Akal-FR, Akal-LR y Akal-GR, respectivamente.

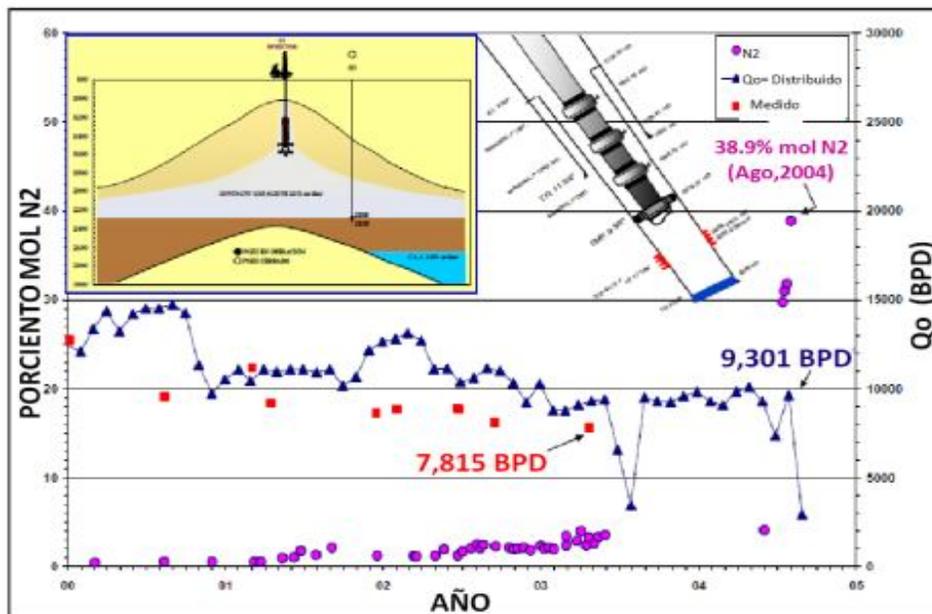


Fig. 5.36 Comportamiento del porcentaje mol de Nitrógeno en el Pozo C-8D (Akal-FR).

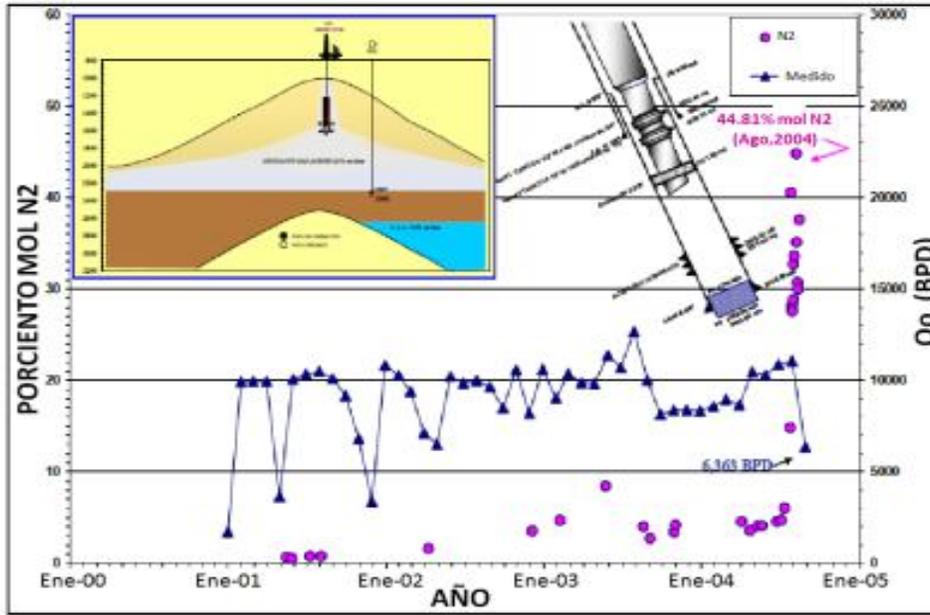


Fig. 5.37 Comportamiento del porcentaje mol de Nitrógeno en el Pozo C-1002 (Akal-LR).

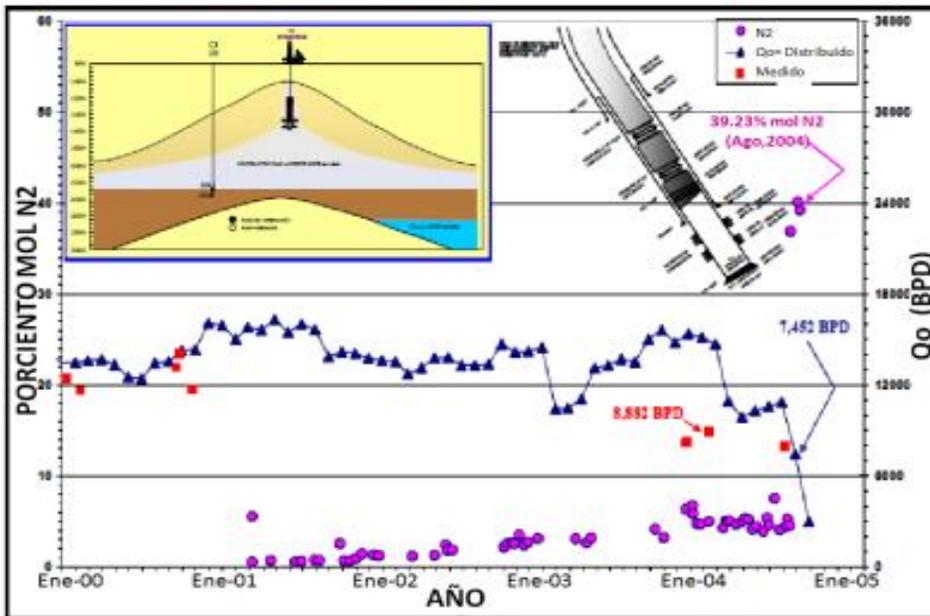


Fig. 5.38 Comportamiento del porcentaje mol de Nitrógeno en el Pozo C-2H (Akal-GR).

Es importante mencionar cuando el contacto gas-aceite alcanza las perforaciones de los pozos la producción de aceite se incrementa. La **Fig. 5.39** muestra valores medidos de la producción de aceite en el pozo C-86D. El movimiento de contacto gas-aceite genera un incremento progresivo de la RGA. Como casi todos los pozos producen con levantamiento artificial, cuando la RGA se incrementa, el levantamiento artificial de los pozos se elimina, transformando a los pozos que producían con levantamiento artificial en pozos naturalmente fluyentes por un corto periodo de tiempo. Después de que la producción de aceite alcanza un máximo la producción declina hasta que se produce únicamente gas.

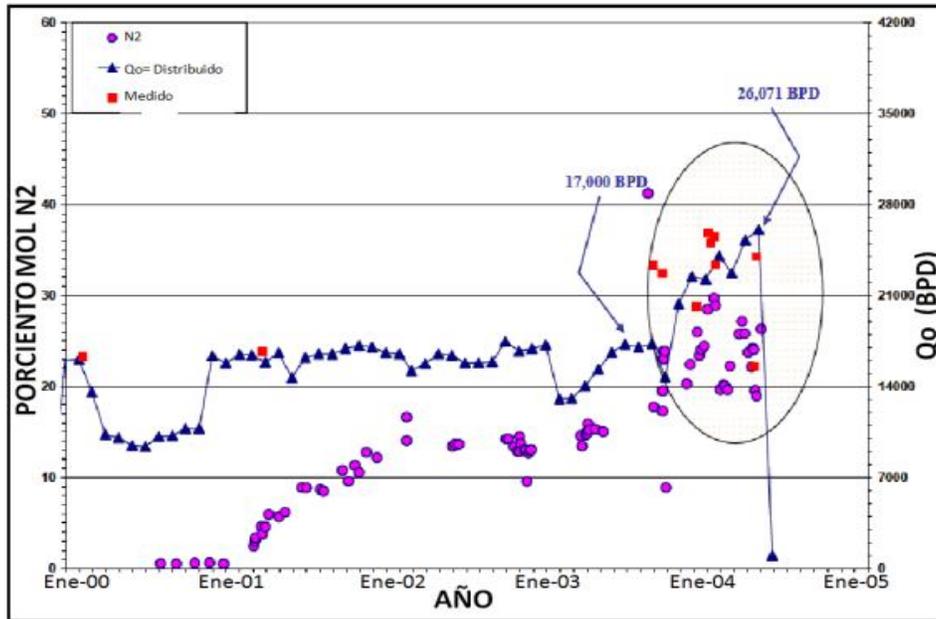


Fig. 5.39 Incremento representativo de la producción de Pozo (C-86D) cuando el contacto Gas-Aceite alcanzan a los disparos del Pozo.

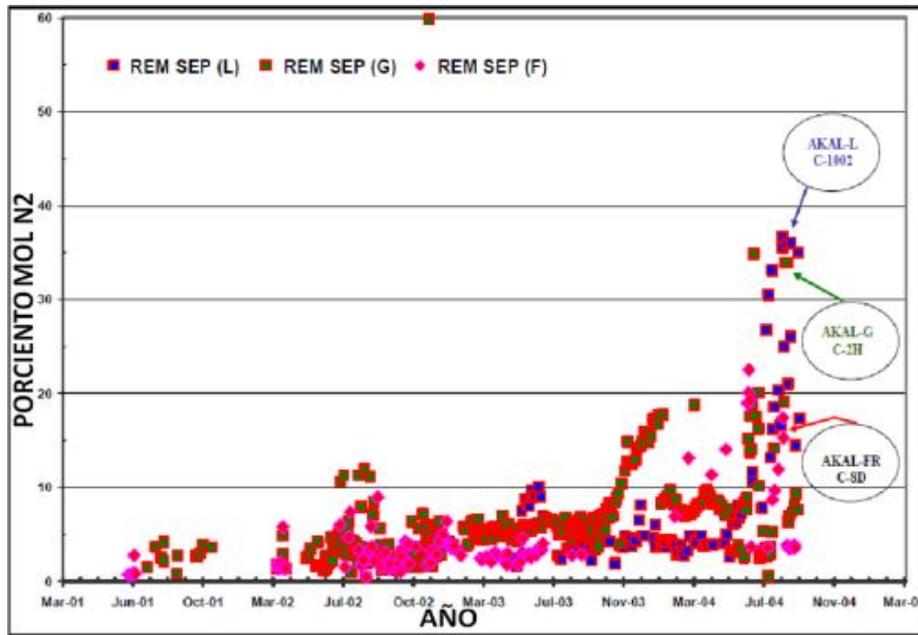


Fig. 5.39A Cromatográfico obtenido en separadores remotos donde todos los pozos producen juntos en plataforma.

5.1.4.3 Avance del contacto Gas-Aceite

El gas originalmente disuelto en el aceite de Cantarell tuvo valores del orden de 0.28 a 1.8% mol de Nitrógeno. Después del comienzo de inyección de Nitrógeno, se tomaron muestras de toda el área del campo y del espesor total del yacimiento. Esto se realizó con el objetivo de evaluar la evolución del Nitrógeno tanto en la zona del casquete de gas como en la de aceite.

Después del comienzo de la inyección de Nitrógeno en el casquete de gas, se ejecutó un programa de muestreo tanto en la zona de gas como en la de aceite con el objetivo de crear un caso base de la concentración de Nitrógeno en ambas zonas. De esto, pozos en el casquete de gas tuvieron un rango en la concentración de Nitrógeno de 0.8 a 1.8% mol. Los pozos muestreados en la zona de aceite tuvieron concentraciones entre 0.4 y 0.8% mol.

Para tomar las muestras requeridas durante la implantación del proyecto se instalaron cuatro artefactos cromatográficos en las plataformas Akal-D, I, G y N para muestreo remoto y separadores de prueba. Estas son plataformas estratégicas las cuales se encuentran cerca de la zona de inyección.

El programa de muestreo se ejecutó en su mayoría con botes muestreadores en todo el yacimiento. En el 2004, se implementó un programa intensivo para monitorear todas las llegadas de gas a los complejos, plataformas y pozos. Adicionalmente, se basó en predicciones de producción con una vista cercana a los pozos que contaban con perforaciones cercanas al contacto gas-aceite.

El cromatográfico permitió determinar los perfiles de comportamiento del porcentaje mol en las instalaciones, en cada uno de los puntos estratégicos de medición y en los pozos. El progreso de contacto gas/aceite, tiene un patrón de invadir la parte superior de las perforaciones de los pozos. El Nitrógeno, después de la inyección, viaja al fondo del casquete de gas dado que tiene un peso molecular mayor que el del metano, por consecuencia, cuando el contacto gas/aceite alcanza las perforaciones de los pozos, se incrementa la concentración de Nitrógeno en estos con lo cual se puede concluir, la llegada del contacto gas/aceite a los disparos.

Es importante, monitorear el avance del contacto gas/aceite junto con el análisis cromatográfico del gas producido y de altas RGA en los pozos productores, esto nos permite tomar acción en los pozos evitando la pérdida de energía del yacimiento. Esto se complementa con un cierre parcial del pozo, si se detecta alta presión en la cabeza esto indica, que se tiene comunicación con el casquete de gas.

Es relevante saber también la profundidad del contacto gas/aceite para calibrar el simulador del yacimiento y para establecer, la ventana óptima de explotación del yacimiento, si es necesario para determinar la profundidad del contacto gas/aceite, se toman registros adicionales para el contacto, o cualitativamente se puede saber por la llegada del Nitrógeno debida a un incremento en la RGA en los pozos productores.

5.1.4.4 Simulación del Nitrógeno en las Instalaciones Superficiales

En la cima de los disparos de los pozos se tiene diferentes profundidades y cada pozo cuenta con un programa de invasión de gas junto con el progreso del casquete de gas, el cual cada uno es pronosticado por el simulador de yacimientos. Después de inyectar el Nitrógeno, este se mueve hacia al fondo del casquete de gas, esto sirve como trazador de la invasión de los pozos. Cuando las concentraciones de Nitrógeno en el gas amargo llegan a Cd. PEMEX y su valor se incrementa, entonces un equipo de trabajo busca los pozos problemáticos que sufren de un alto porcentaje mol de Nitrógeno.

Junto con el progreso del contacto gas/aceite, normalmente el número de pozos problemáticos fue de 1 a 4. Debido a esto, cerrar y abrir pozos problemáticos, generó picos en la concentración de Nitrógeno de gas amargo en Cd. PEMEX. Por esto, y por el volumen de gas de distintas instalaciones, la simulación se realizó considerando los siguientes nodos:

- ❖ Gas de los pozos problemáticos.
- ❖ Gas de la formación.
- ❖ Gas proveniente del activo KMZ.
- ❖ Gas proveniente de RMSO.
- ❖ Gas proveniente del levantamiento artificial.
- ❖ Gas de mezclas de los pozos.

El objetivo de la simulación fue determinar la cantidad de gas en el gasto de un pozo problemático basado en los “picos” detectados en la concentración de Nitrógeno en Cd. PEMEX, esto fue valido por un corto periodo de tiempo. Esto era una “foto operacional”.

El primer paso fue ajustar el modelo a las condiciones de ese momento para un día específico de operación. El segundo, fue ejecutar el modelo ajustado para predecir la producción de gas de los pozos problemáticos. Todo esto se baso en concentraciones molares de Nitrógeno. Cada cambio en Cd. PEMEX ayudó a calibrar el simulador. Entre menos pozos problemáticos se tuviera la calibración del modelo fue mejor. Sin embargo si se tuviera un solo pozo problemático, no sería posible saber su gasto de gas, únicamente el gasto se simula después de que el pozo se cerró. Adicionalmente, entre más cerca se estuviera de los “picos” en Cd. PEMEX, se tendría un mejor ajuste, por lo tanto los “picos” son importantes para el ajuste.

Pronosticar y ajustar son herramientas que permiten el control de la concentración de Nitrógeno y conducen a tomar acciones apropiadas para el control de calidad del gas que se vende.

5.1.5 Resultados de la Inyección de Nitrógeno en el Yacimiento Akal del Complejo Cantarell después de cuatro años de aplicación (2004)

5.1.5.1 PROGRAMA DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO.

Como ya se había señalado, análisis tanto técnicos y económicos de varias simulaciones sobre escenarios inyección-producción ^{28 35}, indicaron que el mejor resultado se obtendría con la producción de 2 MMBPD de aceite durante 4 años, con lo cual se requerirían de 34 MMmCD (1200 MMPCD) de Nitrógeno. Después de esto, la presión comenzaría a declinar (como fue el caso) junto con los requerimientos de Nitrógeno; pudiendo utilizar el exceso de Nitrógeno para inyectarse en otros yacimientos.

5.1.5.2 PROGRAMA DE MONITOREO.

Como ya se ha hecho mención, se diseño e implemento un programa con el propósito de monitorear la respuesta del campo a la inyección de Nitrógeno, para la distribución del Nitrógeno en el casquete de gas, el movimiento del contacto gas/aceite, y la composición del gas producido durante la inyección de Nitrógeno.

Monitoreo de la Presión.

Se puede observar en las **Fig. 5.40 y 5.41** se midieron 10 pozos localizados estratégicamente en el casquete de gas, en la zona de aceite y en el acuífero. La presión medida fue consistente con la predicha por el simulador de yacimientos.

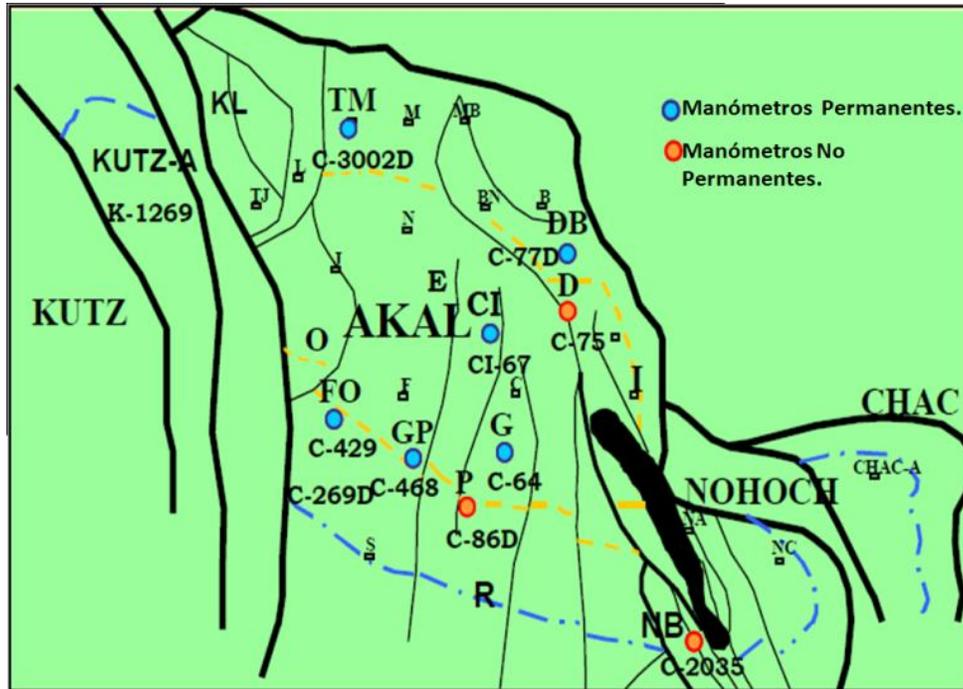


Fig. 5.40 Localización del monitoreo de presión de los Pozos en el área.

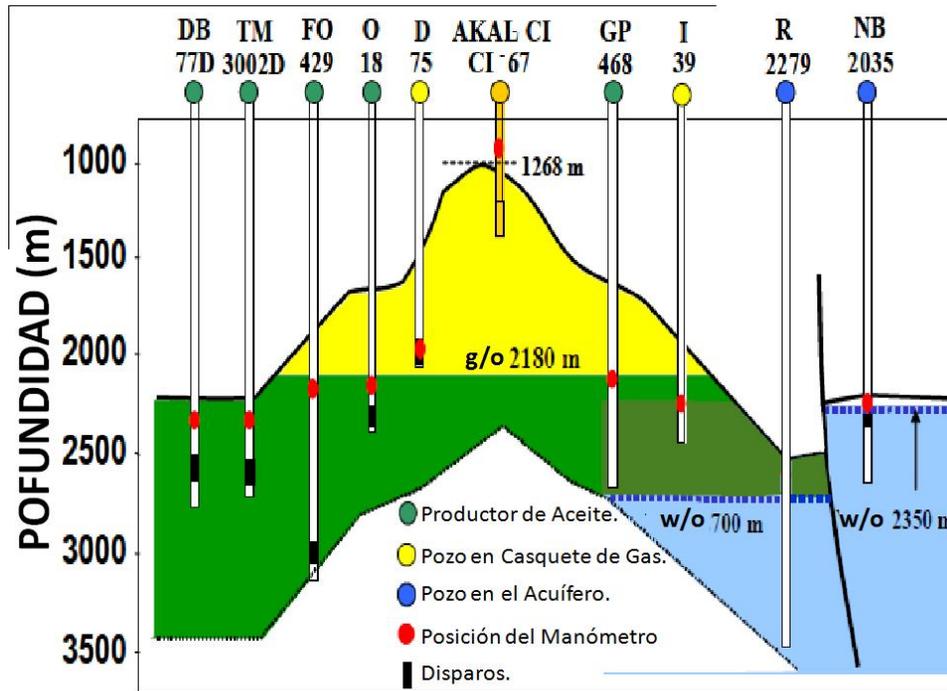


Fig. 5.41 Localización vertical de los pozos para el monitoreo de presión.

En las Fig. 5.42 y 5.43 muestran datos de presión de fondo medidos en pozos ubicados en la zona del casquete de gas y en la zona de aceite de Akal, respectivamente. Análisis detallados acerca de la respuesta de presión por los cambios en la tasa de inyección de Nitrógeno mostraron periodos

muy cortos de flujo transitorio, seguido por regímenes de flujo en estado pseudo-estacionario, con esto como ya se ha hecho mención, se confirmó la extremadamente grande transmisibilidad en Akal.

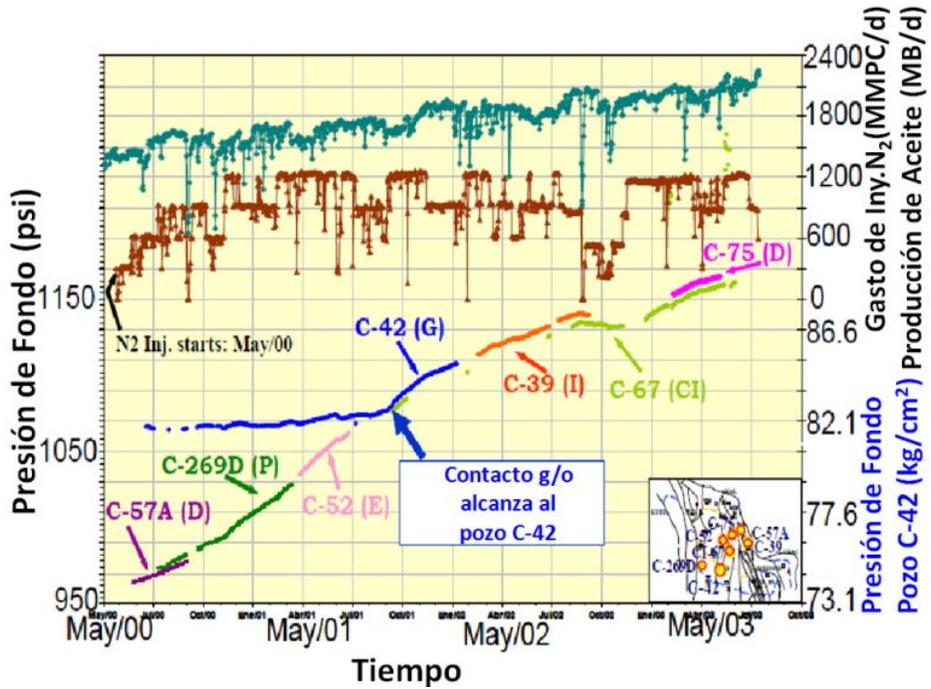


Fig. 5.42 Evolución de la presión medida de varios Pozos ubicados en el Casquete de Gas.

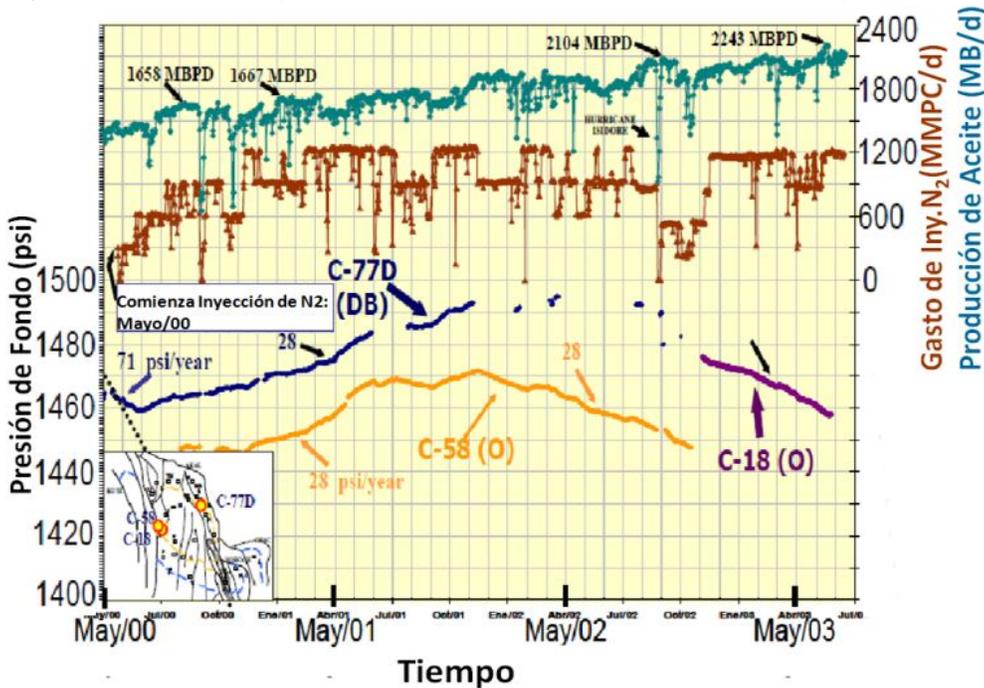


Fig. 5.43 Evolución de la presión medida de varios Pozos ubicados en la zona de Aceite.

La **Fig. 5.42** muestra que la presión en el casquete de gas a mantenido un incremento constante a lo largo del tiempo, como resultado de la intención de mantener la presión en el contacto agua/aceite (w/o). Esta condición se logra si también, se mantiene la presión en la columna de aceite. Para que esto suceda, nótese que la presión en el casquete debe incrementarse a medida que el aceite es removido de la zona de aceite.

La **Fig. 5.43** muestra presiones medidas en la columna de aceite desde que la inyección de Nitrógeno comenzó. Se puede notar que al final del 2001, la presión en la columna de aceite aumenta con respecto del tiempo, desde que se alcanzo el gasto de inyección objetivo de 34 MMmCD (1200 MMPCD), esto antes de que se estableciera el gasto de producción de aceite de 2 MMBD lo cual, era la meta. Durante este periodo, se evidencio una mejora en los gastos de producción de los pozos existentes. La sobrepresión se compensó después, por la sobreproducción arriba del gasto objetivo de aceite, como sucedió comenzando el 2002, donde se muestra una reducción en la presión.

Monitoreo de la Concentración de Nitrógeno.

Como ya se había tratado con anterioridad, se aplicaron análisis cromatográficos de gas para monitorear la concentración de Nitrógeno, en pozos estratégicamente ubicados a través del campo Akal.

Se midió el crecimiento de la concentración de Nitrógeno en pozos que habían sido alcanzados por el contacto g/o, y a pozos que estaban produciendo grandes cantidades de gas y que después, también fueron alcanzados. Las mediciones también se realizaron en pozos que habían producido por un largo periodo gas y en aquellos re ubicados, en la cima del casquete.

La **Fig. 5.44** muestra varias mediciones realizadas dentro del casquete de gas. Puede notarse que al irse acercando al contacto g/o, se obtuvieron mayores concentraciones de Nitrógeno, y al irse moviendo hacia la cima del casquete de gas, las concentraciones de Nitrógeno son menores, tendiendo a las encontradas originalmente en el casquete de gas. Esto indico que el Nitrógeno se segrega y distribuye en forma de cono, como se verifico por estudios de simulación de yacimientos⁹¹. La **Fig. 5.45** muestra la evolución de la concentración de Nitrógeno en el gas producido de Cantarell. Se puede observar que durante el primer año después del comienzo de la inyección, la concentración de Nitrógeno se mantuvo similar que antes de comenzar la inyección. Después de este periodo, se observan oscilaciones incremento-decremento en los valores de la concentración del Nitrógeno, esto se debe también, a que se utilizó al Nitrógeno como gas para levantamiento artificial (gas lift). También se puede notar que al comienzo del 2004, las concentraciones comenzaron a declinar debido a cese en la utilización del Nitrógeno para levantamiento artificial.

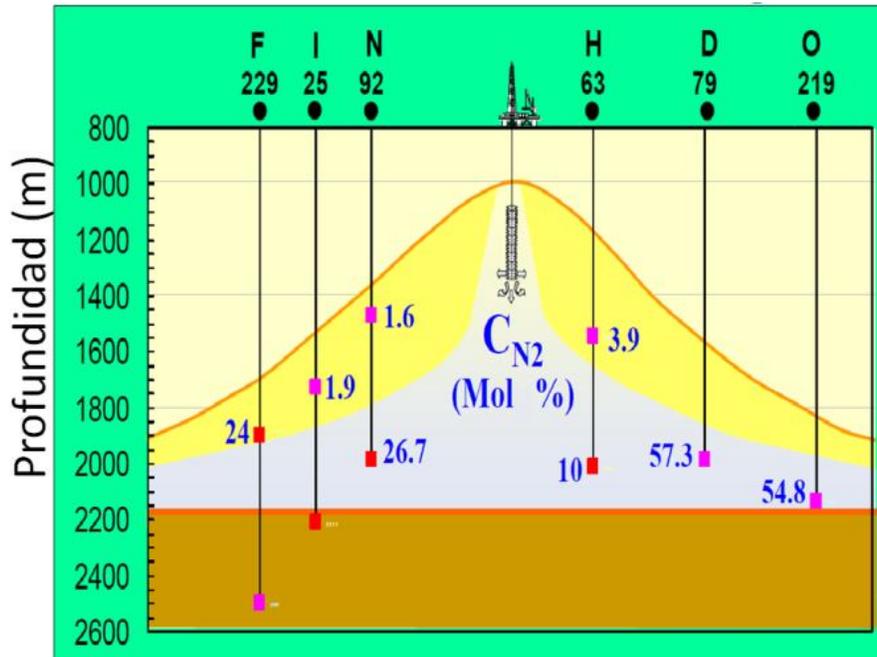


Fig. 5.44 Concentraciones de Nitrógeno medidas de varios pozos ubicados en el Casquete de Gas.

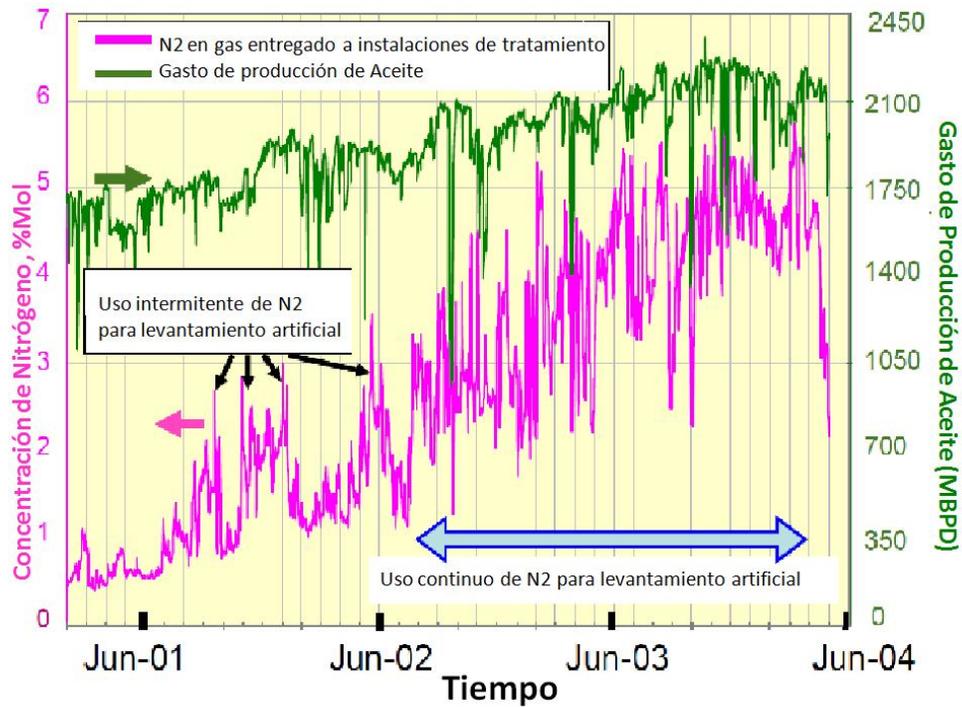


Fig. 5.45 Evolución de la concentración de Nitrógeno en el gas producido de Cantarell.

Monitoreo del contacto Gas-Aceite.

Se ha monitoreo el movimiento del contacto gas-aceite (g/o) con especial énfasis desde que comenzó la inyección de Nitrógeno. La **Fig. 5.46** muestra información de la posición del contacto g/o a través de los años junto con la producción de aceite. Se puede notar que después del comienzo de la inyección de Nitrógeno, en mayo del 2000, se incremento el gasto de producción de aceite, y junto con esto, se generó un notable incremento en la tasa de descenso del contacto g/o, con un promedio de 70.1 m (230 pies) por año. Esta información fue muy importante y se utilizo para calibrar el modelo numérico de Akal así como, para anticipar la invasión de los pozos por el casquete de gas.

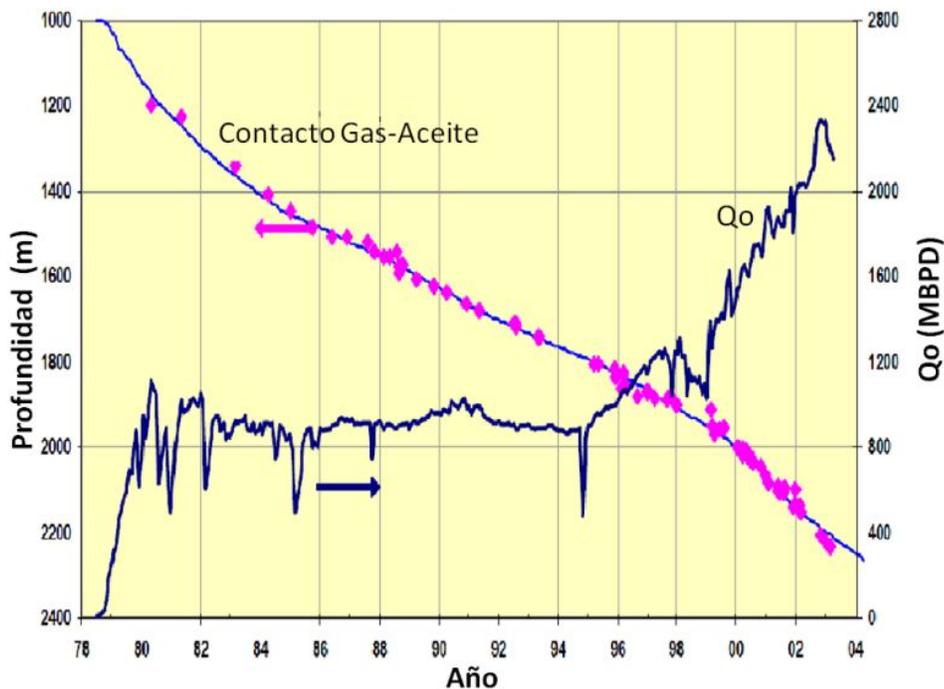


Fig. 5.46 Monitoreo del contacto Gas-Aceite en Akal.

Pruebas Especiales.

Un aspecto clave en la previsión de la concentración de Nitrógeno en el gasto de producción, fue la adecuada caracterización de la difusión del Nitrógeno en la vecindad del contacto gas/aceite su dispersión dentro de la columna de aceite a través de las fracturas. Para caracterizar este fenómeno, se diseño e implemento una prueba de campo, la cual consistía monitorear los cambios de la composición del aceite en los pozos productores cercanos al contacto gas/aceite, mientras que el contacto se acercaba a los disparos. Se tomaron pruebas de aceite de fondo, en diferentes pozos y a diferente tiempo y se realizo un análisis composicional con las muestras de aceite. **La Fig. 5.47** presenta un ejemplo de la composición de aceite de muestras tomadas en un período de cuatro meses, en un pozo terminado cerca del contacto del aceite. Como se observa en esta figura, no se encontraron cambios en la composición dentro de este lapso de tiempo, por lo tanto

indica que existe muy limitada o prácticamente nula transferencia de Nitrógeno del casquete de gas hacia la columna de aceite.

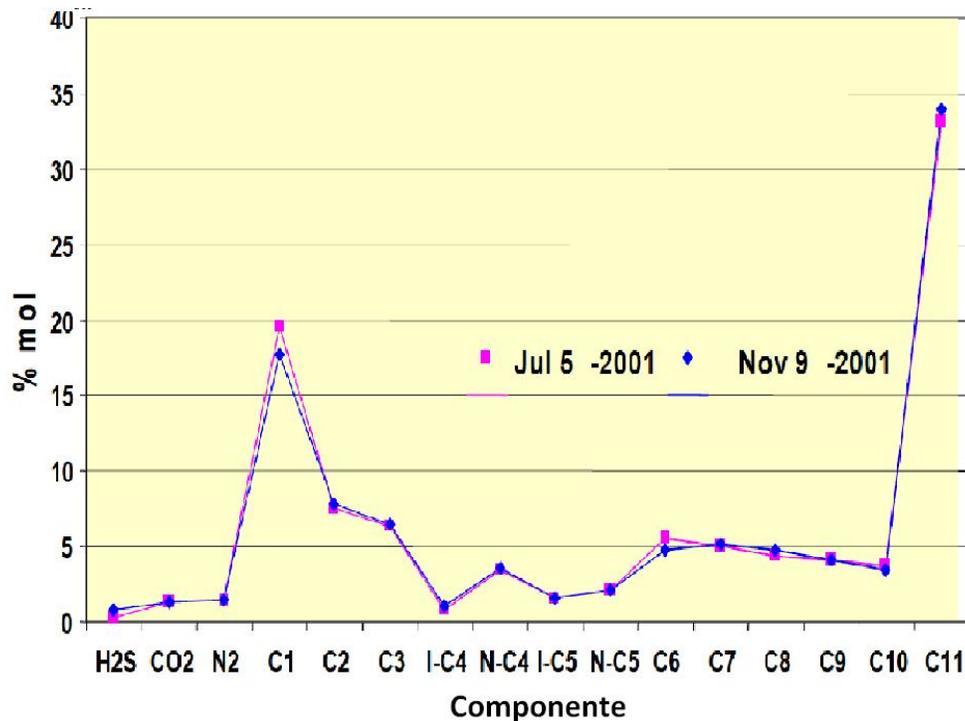


Fig. 5.47 Prueba Especial: Composicional de muestras de fondo de aceite a diferentes tiempos, elaboradas en Pozos con disparos cercanos al contacto Gas-Aceite.

5.1.6 RESULTADO DEL PROYECTO DE MANTENIMIENTO DE PRESIÓN.

El volumen acumulado de Nitrógeno inyectado en Akal después de cuatro años de mantenimiento de presión fue de 39.64 BmC (1400 BPC). Durante este mismo periodo de tiempo se produjo unan cantidad ligeramente mayor de aceite y de gas asociado. Como se esperó, dadas las condiciones de segregación gravitacional de Akal, el contacto gas/aceite se movió constantemente durante la inyección de Nitrógeno: no se detecto canalización del gas inyectado, y la invasión de los pozos por el contacto gas/aceite fue muy predictiva, basada en la simulación de yacimientos y en los resultados del campo. El contacto gas/aceite se ha movido cerca de 70.1 m (230 pies) por año durante los primeros años de inyección. Junto con la alta permeabilidad vertical de las fracturas, la conificación del gas no fue problema en Akal. La posición de los contactos después de cuatro años de inyección son de: 2269.5 mbnm (7446 pies bnm) para el contacto gas/aceite, y el espesor del casquete de gas es de 1169.8 m (3838 pies), y de 2651 mbnm (8700 pies bnm) para el contacto agua/aceite. El nivel original del contacto de agua/aceite era de 3200 mbnm (10500 pies bnm).

La **Fig. 5.48** proporciona información acerca del efecto en la producción de aceite debido a los dos componentes principales del proyecto de optimización de Cantarell: el mantenimiento de presión

y la adicional perforación y expansión de las instalaciones de producción. Se obtuvo la distinción utilizando el modelo numérico de Cantarell³⁶. Se muestra también el caso base como si no se hubiera implementado el proyecto de optimización de producción. Se puede observar también que para principios del 2004 se estimó un incremento cercano a 1402 MBPD en el gasto de aceite comparado con el caso base. Para este gasto, 628 MBPD corresponden al mantenimiento de presión y el resto, 774 MBPD, a la perforación de nuevos pozos y a la expansión de instalaciones de producción.

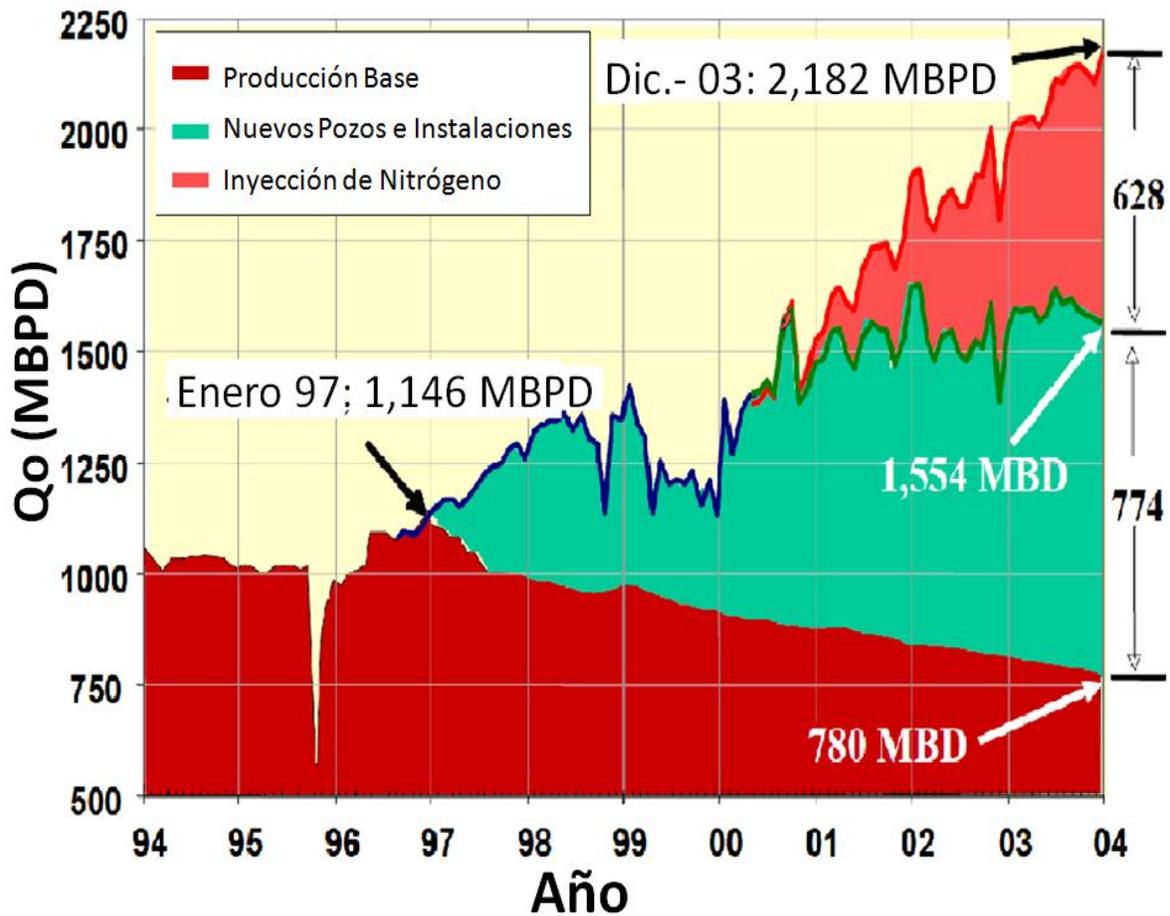


Fig.5.48 Impacto del proyecto de mantenimiento de Presión y de la construcción de nuevas instalaciones en la Producción de Aceite.

5.2 RECUPERACIÓN MEJORADA CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO A ALTA PRESIÓN

5.2.1 Descripción del Campo

5.2.1.1 Descripción del Yacimiento

El yacimiento objetivo está conformado por carbonatos del Devoniano. Brevemente, la zona impregnada tiene un espesor grande, extendiéndose en profundidades que van de los 4500 m a los 5800 m, es naturalmente fracturado, está conformado por vórgulos y fisuras. Existen muchas fallas normales e inversas en la zona impregnada. Presenta una dolomitización pobre, con una porosidad de matriz alrededor del 6%, y la permeabilidad en la matriz es menor a 0.05 milidarcys. Más del 90% de las fracturas naturales son microfracturas, similares a líneas de cabello en los núcleos. Dentro de la matriz, se pueden encontrar vórgulos en abundancia, que tienen un tamaño de diámetro que va desde un milímetro hasta los tres centímetros, algunos grandes van de los 5 a los 30 cm. Los vórgulos y las microfracturas están bien conectados y se han hecho presentes en la productividad de los pozos. Sin embargo pruebas de producción y presión sugieren que a veces, cuando los vórgulos y microfracturas se encuentran llenos de cementante de calcita, se debe al propio flujo de hidrocarburos. La zona impregnada de hidrocarburos también contiene microfracturas, por lo que se cree que son la causa del influjo de agua del acuífero inferior.

En resumen, el yacimiento es altamente complejo, está pobremente dolomitizado, la matriz microcristalina contiene vórgulos grandes y pequeños. Algunas fracturas y vórgulos están llenos de material originado por el flujo de fluidos y, algunas otras parecen estar abiertas al flujo.

5.2.1.2 Petrofísica

Estudios en pequeñas secciones y micrografías del microscopio electrónico de barrido mostraron que las aberturas de poro en la matriz están en un rango de tamaño desde los 5.0 micrones a los 4 micrones. Aproximadamente el 15% de las gargantas de poro en la matriz parecen estar llenas con una mezcla de material carbonoso o con caolinita, no hay presencia de sílice. Gracias a la baja permeabilidad en la matriz, los registros de resistividad han tenido unas lecturas muy altas y se han tenido que corregir.

La **Fig. 5.50**, muestra la presión capilar típica de Nitrógeno/Aceite en un núcleo, que fue medida utilizando una ultra centrifugadora. Los vórgulos, fracturas, macro poros se desaturan a una presión capilar baja. Para el ejemplo mostrado, se observa que ésta macro porosidad es menor al 10%, el resto de la porosidad se encuentra en la matriz. La presión del Nitrógeno debe ser inusualmente alta, que va de 28 a 56 kg/cm² (400 a 800 psi) antes que el Nitrógeno desplace el aceite.

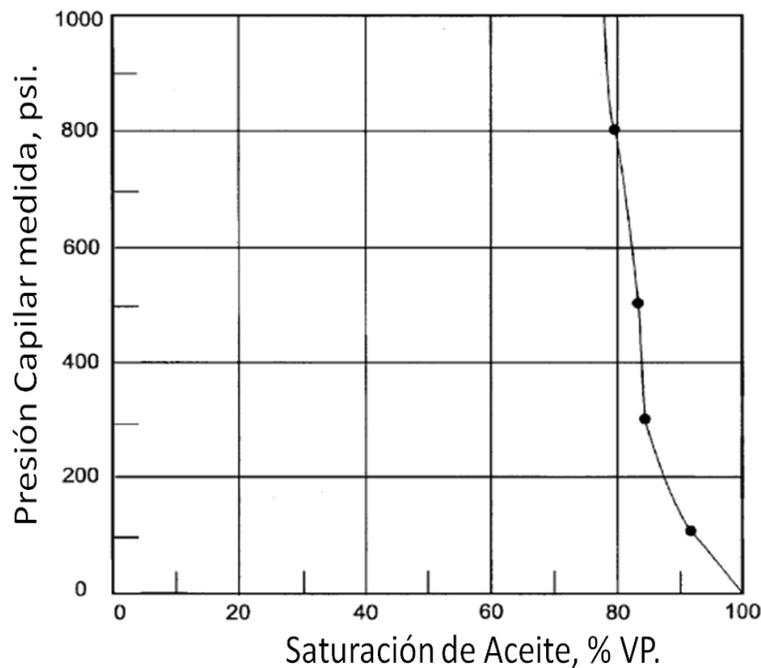


Fig. 5.50 Presión Capilar del Nitrógeno/Aceite medida, psi.

3.2.1.3 Descripción de las Propiedades de los Fluidos?

El yacimiento contiene aceite ligero de 39° API con un factor de volumen (B_o) de 1.75. La relación de solubilidad original (R_s) fue de 42.5 m³/BI (1500 p³/BI). El aceite contiene 4% mol de H₂S lo cual significa que, para evitar la oxidación a la temperatura del yacimiento, que es de 185°C (365°F), el gas inyectado no debe contener oxígeno. El gas producido es rico en intermedios (C₂-C₆), estaba entre los 1.4 y 2.8 Bls/MMmC (50 y 100 Bls/MMPC) inicialmente, pero declinó cerca de los 0.5 Bls/MMmC (20 Bls/MMPC). La presión de burbuja es de 263.6 kg/cm² (3750 psi). Las propiedades del aceite son ideales para la aplicación de un proceso de RM por inyección miscible de gas a alta presión.

5.2.1.4 Desempeño pasado del Yacimiento

El volumen original de aceite (N) se estimó en 12 mil millones de barriles. La recuperación primaria fue resultado en su mayoría, de la expansión de los fluidos; sin embargo, una pequeña parte se debió al influjo del acuífero inferior. Un buen pozo en éste campo, tiene una producción de 10000 bpd, un pozo promedio está en los 4000 bpd, y un pozo abatido esta en los 1500 bpd. El mejor pozo en éste campo ha producido 60 millones de barriles de aceite hasta la fecha* con un tiempo de producción arriba de los quince años, mientras que pozos abatidos han sido suspendidos después de una producción acumulada por pozo de 3X10⁶ barriles de aceite. Durante éstos quince años*, el campo entero tuvo una producción acumulada (N_p) de 1000 mmBl. La producción de aceite de casi todos los pozos, declina con rapidez llegando a unos cuantos cientos de barriles por día en pocos años. Pozos que se terminaron inicialmente cerca del contacto aceite/agua (w/o), tuvieron grandes cortes de agua, por lo que se tuvo que re-terminar los pozos en una zona más alta; mientras que los pozos que fueron terminados inicialmente en la parte alta de la estructura,

* Enero de 1999.

estuvieron marcando alta RGA por lo que se tuvo que cambiar los intervalos, esto significo un gran gasto. El costo promedio de una re-terminación es de 2×10^6 USD[#], lo cual conforma una sexta parte del costo total de perforación, terminación y conexión de un pozo.

5.2.2 El proceso de Recuperación Mejorada (EOR)

La presión inicial del yacimiento fue alta, de 808.5 kg/cm^2 (11500 psi) y complementada con la temperatura del yacimiento que es de 185°C (365°F), nos dicen que la condensación retrógrada existe dentro del yacimiento. En este punto, con la necesidad de evitar una declinación mayor de la presión la cual se situaba en 281 kg/cm^2 (4000 psi)⁺, y más aun que se alcanzaría la presión de burbuja en dos años, se decidió ejecutar un proyecto de mantenimiento de presión por que, una vez que el la presión de burbuja se alcanzara, la RGA incrementaría y el gasto de aceite disminuiría rápidamente. A esto se le suma que se dejaría una gran cantidad de valiosos condensados dentro del yacimiento como líquido retrogrado.

La roca y las propiedades del fluido hacen de éste yacimiento, un candidato ideal para la aplicación de un proyecto de mantenimiento de presión.

Después de esto, dos cuestiones salieron inmediatamente:

- a) Que fluido se podría inyectar.
- b) A qué valor se podría mantener la presión del yacimiento.

Se convino como prioridad[&], que la presión del yacimiento se debía mantener por arriba de la presión de burbuja. Además, el fluido inyectado debía ser capaz de invadir la matriz y desplazar el aceite del sistema de vóculos-fracturas.

La inyección de agua se considero pero rápido fue desechada debido a muchas razones. Modelado numérico mostro que la inyección de agua, exacerbaría los altos cortes de agua que ya se generaban en la mayoría de los pozos. También se concluyó que el agua inyectada, se movería en su mayoría a través del sistema de fracturas, y junto con la alta presión capilar de la matriz, se quedaría atrapado el aceite en ésta. Por esta razón, los estudios concluyeron que la mejor opción para aplicar el mantenimiento de presión, era por inyección de gas a alta presión.

Cálculos preliminares indicaron que para una aplicación general en el campo, se requerirían durante quince años, cantidades de gas que van desde 14.1 a 22.6 MMmCD (500 a 800 MMPCD). Junto con el gas producido en el campo, se consideraron[&] al gas natural, CO_2 , gas de combustión, aire y Nitrógeno como gases de inyección. Idealmente, metano precedido por un banco solvente hidrocarburo es capaz de evitar la contaminación del aceite y gas producidos. De cualquier manera, se elimino el gas natural debido a su uso doméstico e industrial, a más aun, no se contaba con los volúmenes requeridos.

[#] Precio del Dólar Americano para el año 2003.

⁺ Para el año 2003.

[&] Por el equipo de RM.

El dióxido de carbono ofrece algunas interesantes ventajas como su capacidad de disolverse en el aceite, reducción de la viscosidad del aceite, y puede alcanzar la miscibilidad a presiones menores que el gas natural, pero también este fue eliminado. Esto se debió a dos razones principales:

- i. Se considero la corrosión de la tubería en la profundidad del pozo junto con la alta presión de fondo y de la temperatura.
- ii. El dióxido de carbono sólo se encontraba disponible de la quema de carbón de plantas de energía y de plantas de cemento y tendría que ser limpiado de los sólidos finos o de las impurezas, lo cual elevaría la PMM.

El aire a veces es un buen fluido de inyección pero no para este yacimiento. El aceite contiene cerca de 4% mol de H_2S y por este motivo se temió el daño a la formación así como depositación de sulfuros y la baja temperatura de oxidación del aceite. El gas de la combustión contiene dióxido de carbono, óxido nítrico, y algo de agua, por esta razón es que fue eliminado. El Nitrógeno por otra parte, puede extraerse del aire en volúmenes ilimitados, es un gas inerte, cuesta menos que los otros gases considerados, y existe un valor comercial para el oxígeno producido como subproducto. El Nitrógeno se separó del aire utilizando membranas y plantas criogénicas con una pureza del 99.98% mol. Las estimaciones iniciales situaron el costo del Nitrógeno cercano a 1 USD/28 m³ (1 USD/MPC), sin incluir el costo de la energía.

5.2.2.1 Estudios de Miscibilidad

A través de la revisión de los proyectos de inyección de gas en la literatura, revisión de la petrofísica y propiedades la presión capilar de la roca del yacimiento, indicaron que el desplazamiento inmisible de gas no serviría en este yacimiento. El gas inyectado no sería capaz de vencer las altas presiones capilares y por lo tanto no iba a ser capaz de penetrar en la matriz y desplazar el aceite de los bloques de la matriz hacia los vóculos y fracturas. Se acordó comparar los procesos de inyección miscible e inmisible de Nitrógeno a alta presión, para eliminar dudas⁹².

La **Fig. 5.51** muestra la recuperación de aceite y de los estudios de miscibilidad en un tubo delgado de 30 m de longitud. El tubo tenía 0.635 cm (0.25 pulg) de diámetro interno y se le colocó arena limpia de sílice, la cual tenía un tamaño de partícula que iba de los 44 micrones a los 125 micrones. La permeabilidad de este empaque era cercana a los 10 milidarcys. Cada punto en la **Fig. 5.51** es una prueba separada. Se realizaron series de pruebas en el tubo delgado: (1). Pruebas de desplazamiento por la inyección del Nitrógeno a presiones de 176, 246, 316, 369, 387 y 422 kg/cm² (2500, 3500, 4500, 5250, 5500 y 6000 psi). La presión mínima de miscibilidad fue 373 kg/cm² (5300 psi). Cuando se repitieron las pruebas a diferentes presiones pero con un banco de C_2-C_6 por delante del Nitrógeno, la presión mínima de miscibilidad (PMM) se redujo a 246 kg/cm² (3500 psi). Esta es una significativa reducción puesto que con esto se requerirán una etapa menos de compresión y ahorros en los costos de compresión y de compresores, así como también resulta en una mayor recuperación de aceite. Esto se ilustra en las **Fig. 5.52 y 5.53**. El núcleo fue de un metro de largo de arenisca consolidada con 10 milidarcys de permeabilidad. Cuando se inyectó el Nitrógeno sólo, en las cinco pruebas se puede observar que la máxima recuperación a 1.2 volumen de poro de inyección de Nitrógeno se obtuvo cuando la presión de inyección oscilaba entre 352 kg/cm² (5000 psi) y 422 kg/cm² (6000 psi). Los resultados de los experimentos en el tubo delgado de la **Fig. 5.51** indican que la presión mínima de miscibilidad fue de 373 kg/cm² (5300 psi). Por otro lado, cuando se inyectó 5% de volumen de poro de C_2-C_6 por delante del Nitrógeno, la

recuperación a 1.2 volumen de poro fue del 95%, indicando que se obtuvo la miscibilidad y que esta se mantenía a una presión de 246 kg/cm² (3500 psi). Se estimó que la caída de presión en el pozo era de 46 kg/cm² (650 psi), lo cual significaba que las impresiones de inyección en superficie deberían ser de 418 kg/cm² (5950 psi) o 292 kg/cm² (4150 psi) para obtener la miscibilidad en el yacimiento por la inyección de Nitrógeno o del banco de C₂-C₆ por delante de la inyección de Nitrógeno. La reducción en la PMM conjuntamente con las reducciones en los costos de compresión y de compresores fueron obligados a ser significantes, y mayores a los costos de el banco de C₂-C₆.

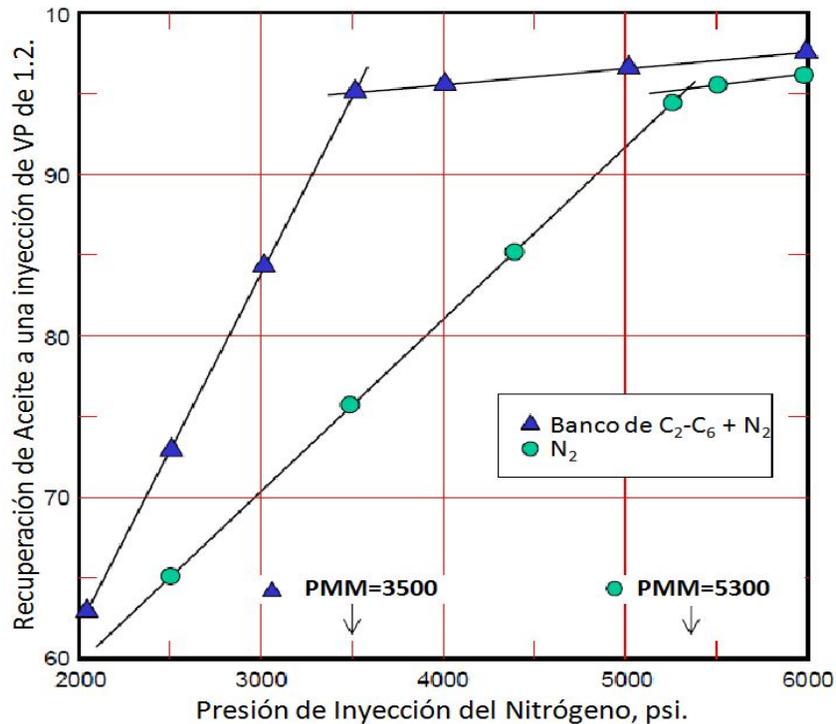


Fig. 5.51 Efecto del Banco de C₂-C₆ en la Disminución de la PMM en las pruebas de desplazamiento de tubo delgado.

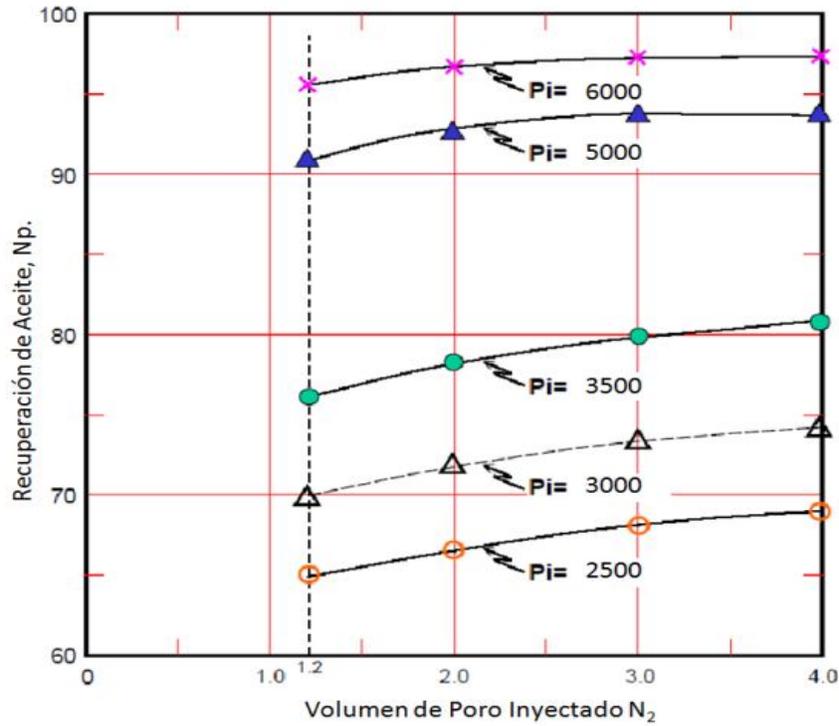


Fig. 5.52 Recuperación de Aceite a distintas Presiones de Inyección de Nitrógeno en un tubo de 1 m de longitud, con un núcleo homogéneo de 10 milidarcys de permeabilidad.

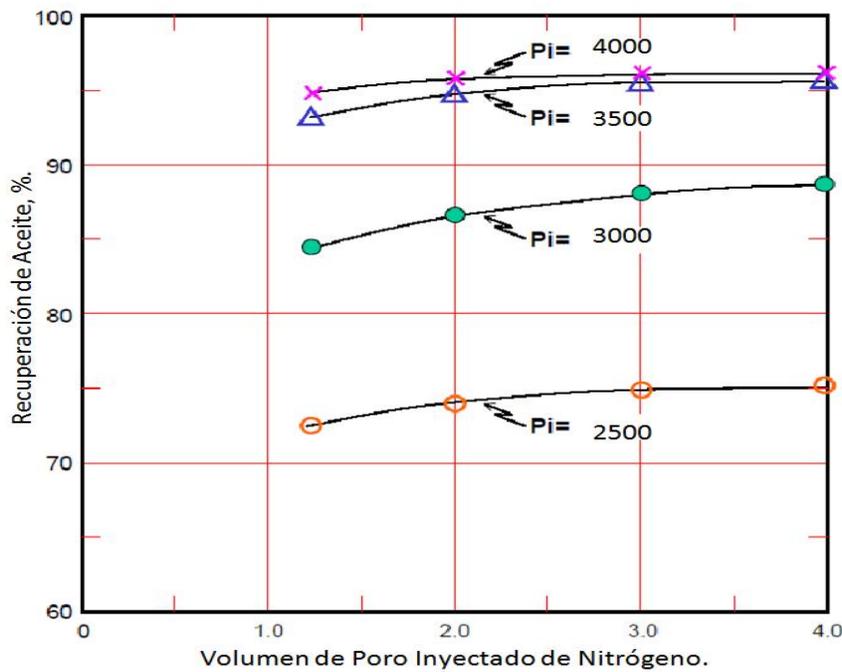


Fig. 5.53 Recuperación de Aceite con 5% de VP C₂-C₆ mas Inyección de Nitrógeno a diferentes presiones en un tubo de 1 m de longitud, con un núcleo homogéneo de 10 milidarcys de permeabilidad.

5.2.3 Pruebas individuales de Pozo en Campo

Se tomo la decisión de realizar pruebas de inyección/producción de Nitrógeno en un pozo del campo. Se decidió que estas pruebas se debían hacer en el mismo pozo porque se quería eliminar el efecto de realizar las pruebas en diferentes pozos debido a las diferencias que existen entre estos. En la primer prueba, se inyectó el 10% de volumen de poro de Nitrógeno, basado en el volumen de drene asignable a ese pozo; Después de inyectado el pozo se puso en producción, mientras se monitoreaban los gastos de Nitrógeno y de aceite. Posteriormente en un periodo de cinco semanas, se inyectó 5% de volumen de poro de C_2-C_6 seguido de 5% de volumen de poro de Nitrógeno, basado en volumen de drene asignable a ese pozo, y de nuevo se monitorearon los gastos de aceite y cantidades de Nitrógeno producidas. Los resultados de estas pruebas se presentan en las **Fig. 5.54 y 5.55**. Cuando solo se inyecta Nitrógeno, la concentración de este se incremento rápidamente y se comparó con la prueba en la que se inyectaba el banco de C_2-C_6 por delante del Nitrógeno. También se observo que la recuperación fue mayor en el último caso. Estos resultados indican que bajo condiciones miscibles, el Nitrógeno inyectado desplazo el aceite de la matriz⁹³.

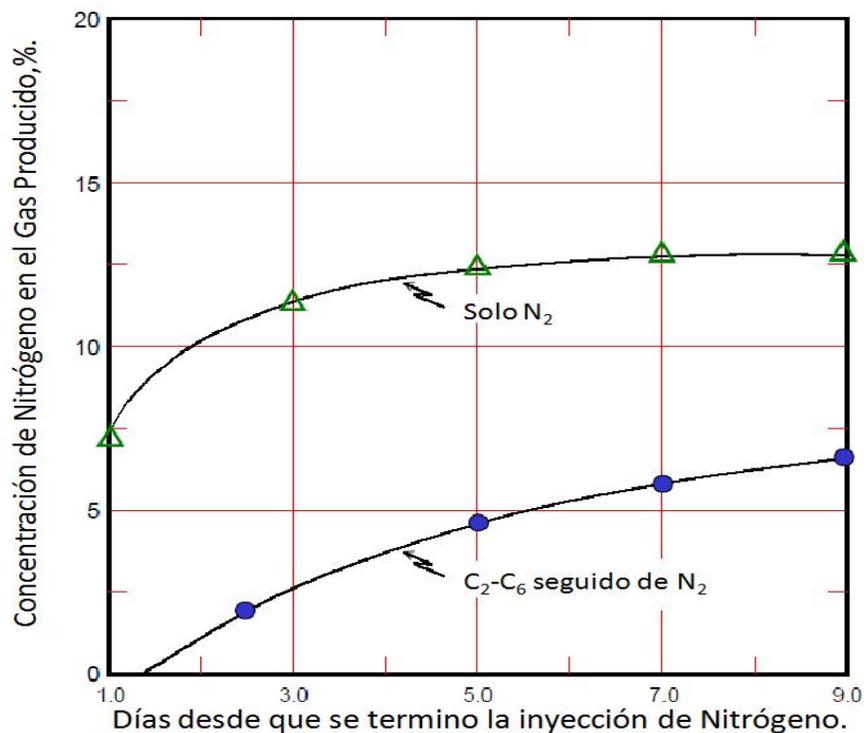


Fig. 5.54 Prueba de Campo Individual de Inyección/Producción en el yacimiento.

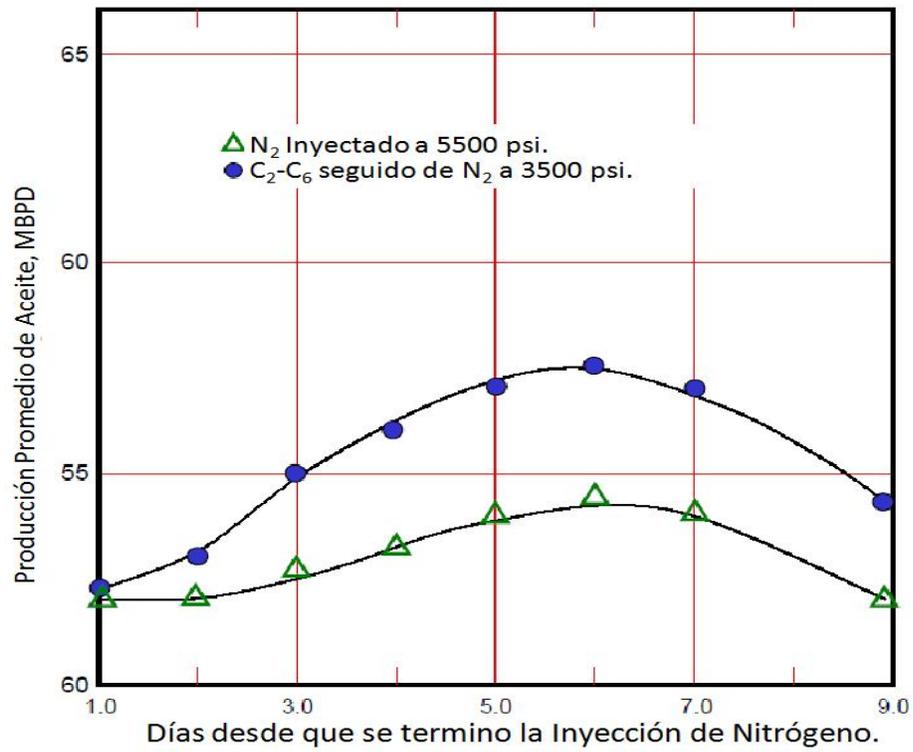


Fig. 5.55 Prueba de Campo Individual de Inyección/Producción en el yacimiento.

NOMENCLATURA

BmC	Billones de metros cúbicos.
BPC	Billones de pies cúbicos.
BOPD	Barriles de aceite por día.
Darcys	Unidad de medida para la permeabilidad.
GTGs	Gas Turbine Generators (Generadores de Turbina de Gas).
HRSGs	heat recovery steam generators (Generadores por Recuperación de Calor de Vapor).
kg/cm ²	Kilogramos sobre centímetro cuadrado.
kg/cm ² abs	Kilogramos sobre centímetro cuadrado absoluto.
m	Metros.
mD	Mili Darcys
MBOPD	Miles de Barriles de Aceite por Día.
mbnm	Metros bajo el nivel del mar.
mcy/mcy	Metros Cúbicos del Yacimiento sobre metros Cúbicos del Yacimiento.
MMBPD	Millones de Barriles por Día
MMBS	Millones de Barriles Estándar.
MMmCD	Millones de Metros Cúbicos Diarios.
MMPCD	Millones de Pies Cúbicos Diarios.
MPCS	Miles de Pies Cúbicos Estándar.
pies bnm	Pies bajo el nivel del mar.
ppm	Partes por Millón.
psi	Pound Square Inch (Libra sobre Pulgada Cuadrada)
psia	Pound Square Inch Absolute (Libra sobre Pulgada Cuadrada Absoluta)

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO 5

- ⁵⁶ Rojas,R.R., " Cantarell Field an evolutive model, South of the Mexican Gulf", 2000.
- ⁵⁷ Hernandez, G.S. et al., "Basement Geological Interpretation Project", reporte interno PEMEX, 1995.
- ⁵⁸ Wilson K., "Enhanced Recovery Inert Gas Processes Compared", Oil and Gas Journal,1978, p. 162-163.
- ⁵⁹ Donohue, C.W. y Buchanan, R.D., "Economic Evaluation of Cyclic Gas-Condensate Reservoirs", JPT, 1981, p. 263-270.
- ⁶⁰ Garaicochea P., F., Rodriguez N., R., y Rivera R., J., "Recuperación Mejorada de Aceite por Inyección de Nitrógeno", Ingeniería Petrolera, Sep. 1982, p. 16-23.
- ⁶¹ Clancy, J.P., Kroll, D.E., y Gilchrst, R.E., "How Nitrogen is Produced and Used for Enhanced Recovery", World Oil, Oct. 1981, p. 233-244.
- ⁶² Alcocer, A.C., "A Laboratory Study with a Light Crude to Determine the Effect of High-Pressure Nitrogen Injection on Enhanced Oil Recovery", Ph.D. dissertation, University of Oklahoma, Norman, OK., 1982,p. 329.
- ⁶³ Bloomquist, "Miscible Gas Enhanced Oil Recovery Economics and Effects of the Wind Fall Profit Tax", SPE 10274 presented at the 56th Annual Fall Meeting of the SPE, San Antonio, Texas, Oct. 1981, p. 5-7
- ⁶⁴ García G., F.J., Ortiz, D., A. y Canizal S., J.L., " Evaluación Preliminar de Fuentes Disponibles de Agentes de Inyección Factibles de Utilizarse para Mejorar la Recuperación de Hidrocarburos en México", IMP, Proyecto CBO-2235, Marzo 1991.
- ⁶⁵ López C., F.F. y Urrieta S., E., IMP, Subdirección Tecnológica de Explotación, Gerencia de Tecnología de Yacimientos, División de Yacimientos, Simulador Composicional de Comportamiento de Fase (IMPEVETE), Manual del Usuario, Sep. 1989.
- ⁶⁶ López C., F.F., Subdirección de Tecnología de Explotación, División de Yacimientos, Simulador Numérico Composicional de Yacimientos Petroleros (SIMPCO), Manual del Usuario, Versión 1.2, Dic. 1991.
- ⁶⁷ Odeh, A.S., "Unsteady-State Behavior or Naturally Fractured Reservoirs ", SPEJ, 1965, p. 60-66.
- ⁶⁸ Kazemi, H., "Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution", SPEJ, 1969, p. 451-462.
- ⁶⁹ Kazemi, H., M.S. Seth y G.W. Thomas, "The Interpretation of Interference Tests in Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution", SPEJ, 1969, ,p 463-472.
- ⁷⁰ N. Rofail, "Analysis of Pumping Tests in Fractured Rocks", Proceedings Dubronnik Symposium on Hydrology of Fractured Rocks", 1965.
- ⁷¹ A.C. Gringarten, y Wintherspoon, P.A., "A Method of Analyzing Pump Test Data form fractured Aquifers", Proceedings Symposium on Percolation through Fissured Rock, Stuttgart, 1972.
- ⁷² Petróleos Mexicanos: Campo Akal. Complejo Cantarell. Estudio de Comportamiento Sin y Con Inyección de Agua, Pemex, Subdirección de Producción Primaria. México, D.F, 1983.
- ⁷³ Petróleos Mexicanos: Comportamiento de la Presión de Los Campos Marines de Campeche, Pemex, junio de 1981, p. 133.
- ⁷⁴ Lujan S., R. and Samaniego V., F., "Saturación Residual de Aceite: Análisis y Aplicaciones", articulo presentado en el XXXI Congreso Nacional de la AIPM, Cd. Del Carmen, Camp, Mayo 12-14, 1993.
- ⁷⁵ Petróleos Mexicanos: Mantenimiento de Presión por Inyección de Agua al Complejo Cantarell, Golfo de Campeche, Estudio Preliminar, Pemex, Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, Zona Sur , Oct. 1979.
- ⁷⁶ Pemex, Gerencia de Explotación de Yacimientos, Predicción del Comportamiento Primario del Complejo Cantarell, 1979.
- ⁷⁷ Jiménez B., O. y Godina R., A, Petróleos Mexicanos, Zona Marina, Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, Campo Cantarell Evaluación del Avance del Contacto Gas-Aceite, Cd. del Carmen, Campeche, Febrero de 1990.
- ⁷⁸ Najurieta, H., Vargas, M., de Swaan, A, and Bronnec, R., "Formación, Evolución y Monitoreo del Casquete de Gas en Yacimientos Fracturados", Ingeniería Petrolera, Abril de 1992.
- ⁷⁹ de Swaan, A. "Development of the Critical Gas Saturation", JPT, Mayo 1981, p 907-908.
- ⁸⁰ Matthews, C, S., Brons, F. y Hazebroek, P., "A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir", AIME 201 ,1954,p. 182-91.

- ⁸¹ Lohrenz, J, y Bray, B.G., "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from their Compositions", JPT, Octubre 1964, p. 1171-1176.
- ⁸² Arévalo V., J.A. y F. Samaniego, V., PEMEX y UNAM; López C., F.F. y Urrieta S.,E., IMP, "On the Exploitation Conditions of the Akal Reservoir Considering Gas Cap Nitrogen Injection", SPE 35319, Marzo de 1996, p. 159-169.
- ⁸³ Limón Hernández, T., Garza Ponce, G., y Lechuga Aguiñaga, C., Petróleos Mexicanos (PEMEX) Exploración y Producción, "Status of the Cantarell Field Development Program: An Overview", OTC 13175, 2001, p. 2.
- ⁸⁴ Kirtley Bechtel, John R., "Nitrogen from Cryogenic Air Separation Process To Be Used for Pressure Maintenance and To Enhance Recovery at Cantarell Complex in Campeche Bay, Mexico", OTC 10864, 1999, p. 1-8.
- ⁸⁵ Ortega Gonzales, G., "Mantenimiento de Presión y Bombeo Neumático, la Mejor Alternativa para Explotar las Reservas del Complejo Cantarell", Artículo presentado en la Conferencia Anual de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, AIPM, 1998.
- ⁸⁶ PEMEX E&P, "First Cantarell Complex Workshop: Report of Activities", Marzo 19-20, 1997.
- ⁸⁷ Hernández Miguel, N. y Durán Arnábar, R., "Zona Regional Conectada por Acuífero Asociado a los Yacimientos de la Formación Brecha-Cretácico de la Región Marina", Ingeniería Petrolera Vol. XXXVI, No. 10, Oct. 1996.
- ⁸⁸ Un Estudio de NSAI para PEMEX E&P, "Advisory study of the Cann Field located in the Bay of Campeche, Mexico", Enero de 1999.
- ⁸⁹ Rueil-Malmaison, "Study of Nitrogen Injection in the Cantarell Complex, an IFP Study for PEMEX", Julio de 1999.
- ⁹⁰ Rodriguez, F., Ortega, G. Sánchez, J.L., Jiménez, O., PEMEX E&P, "Reservoir Management Issues in the Cantarell Nitrogen Injection Project", OTC 13178, 2001, p. 1-7.
- ⁹¹ Rodríguez, F., Sánchez, J.L. y Galindo Nava, A., "Mechanisms and Main Parameters Affecting Nitrogen Distribution in the Gas-Cap of the Supergiant Akal Reservoir in the Cantarell Complex", SPE 90288, 2004.
- ⁹² Mungan Necmettin, "Enhanced Oil Recovery with High Pressure Nitrogen Injection", SPE 62547, 2000.
- ⁹³ Mungan Necmettin, "High Pressure Nitrogen Injection for Miscible/Immiscible Enhanced Oil Recovery" SPE 81008, 2003.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En este trabajo de tesis se demostró que la inyección de Nitrógeno en el Complejo Cantarell para el mantenimiento de presión bajo una política de maximizar la producción fue acertado. Ahora bien, bajo una política de maximizar al factor de recuperación, no lo fue, ya que el factor de recuperación habría sido mayor con la inyección de gas natural o CO₂.
2. Se necesitaban grandes cantidades disponibles de gas ya que el Complejo Cantarell es catalogado como un yacimiento súper gigante; y el Nitrógeno por formar parte de la atmósfera terrestre se puede obtener a gran escala. También influyó que tiene un factor de volumen mayor que el CO₂ y una compresibilidad menor, por consecuencia se requerirían menores cantidades de gas a condiciones de superficie al estar sometidas a condiciones de yacimientos. También el Nitrógeno por ser un gas inerte no reaccionaba con los componentes del crudo del Complejo Cantarell, ya que las instalaciones no estaban preparadas para lidiar con la formación de ácidos si se inyectaba CO₂.
3. La elección final del Nitrógeno fue hecha porque tuvo un costo mucho menor que el de la segunda opción que era el gas natural, con un precio de Nitrógeno en el sitio de \$1.10 dólares americanos (US\$1.10) por cada 28.31 m³ (1000 PC), cuando al final del contrato el precio final promedio quedo en \$0.36 dólares americanos (US\$0.36); contra \$2.66 dólares americanos (US\$2.66) de gas natural por el mismo volumen; así mismo, no era prudente quitar del mercado mexicano grandes cantidades de gas natural para la inyección al yacimiento, ya que México es importador de gas natural y de haberlo hecho, habría impactado directamente al uso domestico y al de la industria, incrementando los precios de este.
4. Se observó que con la inyección de Nitrógeno en el Complejo Cantarell se obtuvo un aumento en el gasto de aceite de 628 MBPD medidos en el año 2004.
5. Como se observo en el último ejemplo de aplicación la inyección de gas Nitrógeno como fluido energizante, puede reducir costos al no tener que utilizar un gas de valor comercial como gas de inyección, ya que al conducir un bache de gases hidrocarburos intermedios la presión mínima de miscibilidad se reduce en comparación con la inyección de Nitrógeno puro; reduciendo etapas de compresión y por consecuencia requerimientos de energía, que a su vez impacta en la reducción de costos.
6. Se pudo demostrar que la destilación criogénica es la opción de separación de Nitrógeno que ofrece mayores cantidades a menor costo, pero la decisión de qué tecnología deba de ser usada dependerá de él proyecto y sus particularidades.

7. El Nitrógeno se utiliza como fluido fracturante porque en su carácter de gas inerte, no reacciona con la formación, disminuyendo el daño que se efectúa en esta, por las actividades de terminación de pozos.
8. Se ha demostrado que la inyección de Nitrógeno como recuperación secundaria y mejorada, se ha realizado desde la década de los 70's alrededor del mundo, y la aplicación de inyección de Nitrógeno en el Complejo Cantarell, ha sido la más grande que se ha efectuado.
9. Se pudo observar que la correlación para calcular la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) que mejor se ajustaba a las PMM de los distintos crudos fue la de Sebastian & Lawrence.
10. El Nitrógeno puede reemplazar al gas natural en el mantenimiento de presión para yacimientos de aceite y gas y volátiles; éste también es un sustituto muy efectivo del gas natural para la inyección o recirculación en los yacimientos de gas y condensado, manteniendo la presión y evitando que los condensados se depositen alrededor de los pozos productores.
11. La inyección de Nitrógeno dentro de un casquete de gas, también es un medio efectivo para mantenimiento de presión del yacimiento y desplazar o empujar al gas natural, permitiendo su explotación y comercialización, en otras palabras, se sustituye un gas de alto valor comercial por un gas de bajo costo.

APÉNDICE A

- **MOJABILIDAD.**

Puede definirse como la habilidad de un fluido para adherirse o extenderse en una superficie sólida en la presencia de otros líquidos inmiscibles. Considerando un sistema agua-aceite-sólido:

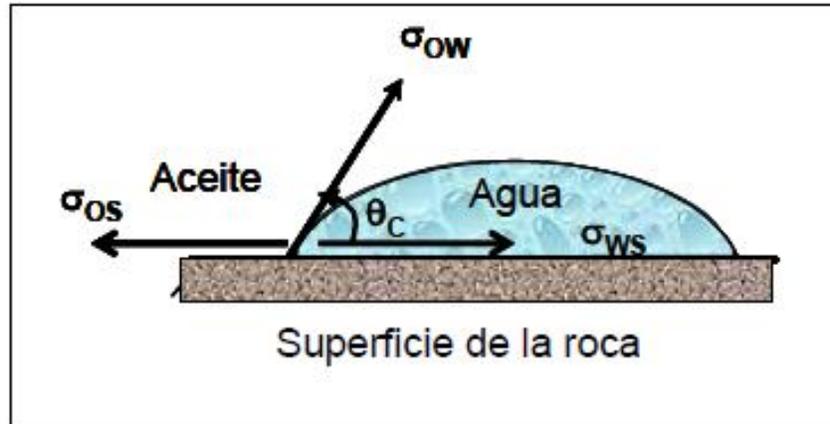


Fig. 4.8 Distribución de fluidos en un sistema agua-aceite-roca, resultantes de las fuerzas de tensión interfacial.

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos\theta_c$$

De acuerdo a la ecuación de Young-Dupre donde:

σ_{os} = tensión interfacial entre el aceite y el sólido, [dinas/cm]

σ_{ws} = tensión interfacial entre el agua y el sólido, [dinas/cm]

σ_{ow} = tensión interfacial entre el aceite y el agua, [dinas/cm]

θ_c = Ángulo de contacto (ángulo entre la interfase y el sólido), [°]

Cuando se tiene un sistema líquido-gas, θ_c se mide a través de la fase líquida, el sistema es agua-aceite, θ_c se mide a través de la fase acuosa.

El fluido que moja preferentemente la superficie ocupa los poros e intersticios más pequeños de la estructura porosa. La tensión interfacial es originada por las fuerzas cohesivas intermoleculares de los líquidos. El aceite y el agua tienden ambos a adherirse a la superficie sólida, lográndolo aquel que disminuye en mayor grado la energía superficial del sólido, convirtiéndose entonces en el fluido que mojará preferencialmente a dicha superficie.

APÉNDICE A

DEFINICIONES

Dependiendo de la magnitud del ángulo de contacto, pueden tenerse los siguientes casos (Tabla 4.3):

Tabla 4.3. Cambio de mojabilidad según ángulo de contacto.

Ángulo de contacto	Situación
$\theta = 0^\circ$	Roca fuertemente mojable por agua. Representa una condición extrema. El agua envolverá totalmente los granos de la roca, desplazando de ellos el petróleo, el cual migrará a ocupar la parte central del poro o canal de flujo.
$\theta = 180^\circ$	Roca fuertemente mojable por aceite. También corresponde a una situación extrema. En sistemas de este tipo el aceite tenderá a cubrir los granos de la roca, expulsando el agua y forzándola a ocupar la parte central del poro
$\theta = 90^\circ$	No existe preferencia por ninguno de los fluidos que saturan la roca.
$\theta_c < 90^\circ$	Roca mojable por agua. Puede hablarse de una mojabilidad desde "ligeramente mojable por agua" hasta "preferentemente mojable por agua", dependiendo de qué tan cerca del valor 0° se encuentre θ_c . Corresponde al caso de mojabilidad por agua que se presenta más frecuentemente en la naturaleza.
$\theta_c > 90^\circ$	Roca mojable por aceite. En forma similar al anterior, normalmente se habla de un sistema ligeramente mojable por aceite hasta uno preferente mojable por aceite, dependiendo de qué tan cerca de 180° se encuentre θ_c para el sistema bajo consideración

En el caso más usual ($0^\circ < \theta_c < 180^\circ$), para mejorar la inyección de agua, θ_c puede cambiarse de $> 90^\circ$ a $< 90^\circ$ mediante el uso de surfactantes. Esto producirá un desplazamiento del aceite de las paredes de la roca hacia el centro del poro².

Un aditivo para disminuir la tensión superficial trabaja disminuyendo la tensión interfacial (σ_{ow}), mientras que un agente para el cambio de mojabilidad disminuye θ_c , lo cual produce un aumento en el valor del $\cos\theta_c$. Una disminución en σ_{ow} no implica necesariamente un aumento en $\cos\theta_c$ y viceversa (debido a cambios en σ_{so} y σ_{ws}).

Existen yacimientos que pueden presentar características mixtas de mojabilidad, es decir, parte de ellos pueden ser mojables por aceite y parte mojable por agua. Este tipo de comportamiento

puede presentarse cuando los minerales que componen la roca son muy diferentes. Es un hecho aceptado que la mojabilidad de una roca por aceite se debe a la adsorción en la pared rocosa de materiales polares del aceite, o bien a la depositación sobre la roca de sustancias asfálticas o cerosas.

- **COMPORTAMIENTO DE LOS SURFACTANTES.**

Los surfactantes o compuestos con actividad interfacial, se caracterizan químicamente por tener moléculas que son de dos tipos: incompatibles con los solventes a este grupo se le conoce como liofóbico, y por el otro lado se tiene el grupo de los que tienen fuerte afinidad con los solventes denominado liofilicos. Para los surfactantes que tienen fuerte compatibilidad con el agua se les clasifica dentro del grupo denominado hidrófobico o hidrofilito³.

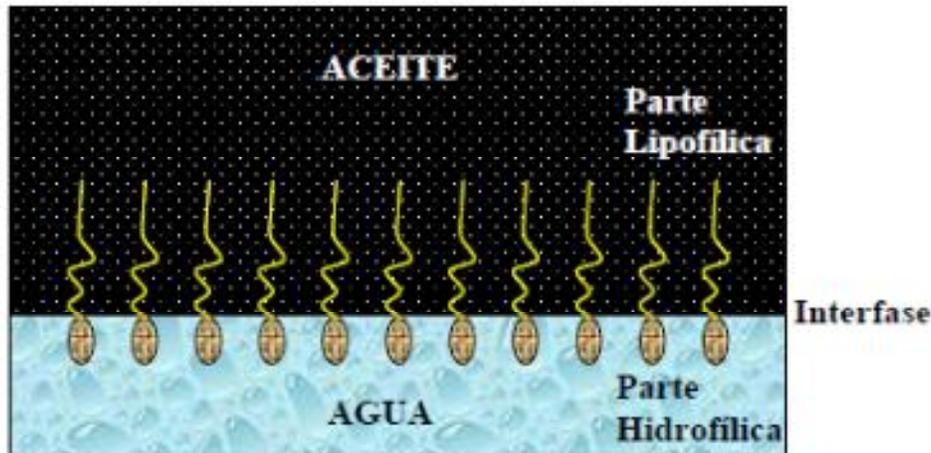


Fig. 4.8 Diagrama esquemático de una Interfase aceite/agua con moléculas surfactante adsorbido.

Cuando el surfactante se presenta en bajas concentraciones en un sistema, se absorbe en las superficies o interfaces, modificando la energía superficial o interfacial de dicho sistema.

- **LEACKOFF**

Es la magnitud de la presión ejercida en la formación productora que ocasiona la penetración del fluido en ésta (En terminación de pozos). El fluido tal vez fluya dentro de los espacios porosos de la roca o dentro de las fracturas abiertas y propagadas dentro de la formación por la presión del fluido. Éste término (En perforación de pozos) se usa para nombrar a la prueba utilizada para determinar la resistencia de las rocas, también nombrada prueba de integridad de presión (Pressure Integrity Test) o prueba de goteo.