



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CELAYA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA

**OPTIMIZACIÓN DE YACIMIENTOS CON PRODUCCIÓN DE POZOS
BASADA EN LEVANTAMIENTO NEUMÁTICO**

POR

JUAN DE DIOS JIMÉNEZ RODRÍGUEZ

**TESIS PRESENTADA AL DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
QUÍMICA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL
GRADO DE**

MAESTRO EN CIENCIAS

CELAYA, GTO., JUNIO DE 2010

**"2010, Año de la Patria. Bicentenario del Inicio de la Independencia
y Centenario del Inicio de la Revolución"**



SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CELAYA

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA

SEP

Celaya, Gto., **2010-JUNIO-16**

**DEPTO. DE INGENIERÍA QUÍMICA
Oficio No. 176/2010**

**Asunto: Aprobación de Impresión
Tesis de MAESTRIA**

DR. GUILLERMO GONZÁLEZ ALATORRE
JEFE DE DEPARTAMENTO DE ING. QUÍMICA
PRESENTE

De acuerdo con la convocatoria hecha por esa Jefatura a su cargo, con el fin de determinar la Aprobación de Impresión del Proyecto de **MAESTRIA**, titulado:

"OPTIMIZACIÓN DE YACIMIENTOS CON PRODUCCIÓN DE POZOS BASADA EN LEVANTAMIENTO NEUMÁTICO"

El (la) **C. JUAN DE DIOS JIMÉNEZ RODRÍGUEZ**, comunica a usted que esta Comisión Revisora de Tesis ha tenido a bien aprobar la impresión de este trabajo.

Lo anterior, para los efectos consiguientes.

Atentamente
"La Técnica por un México Mejor"

Dr. Richard Vázquez Román
Presidente

Dr. J. Francisco Javier Alvarado
Secretario

Dr. Alejandro Estrada Baltazar
Vocal



SECRETARIA DE EDUCACION PUBLICA
DIRECCION GENERAL DE
INSTITUTOS TECNOLOGICOS
DEPTO. DE ING. QUIMICA
TECNOLOGICO DE CELAYA.



Av. Tecnológico y A. García Cubas S/N A.P. 57 C.P. 38010 Celaya, Gto.
Commutador: 01 (461) 611 75 75 Fax: 611 79 79 e-mail: lince@itc.mx
www.itc.mx





OPTIMIZACIÓN DE YACIMIENTOS CON PRODUCCIÓN DE POZOS BASADA EN LEVANTAMIENTO NEUMÁTICO

Por: Juan de Dios Jiménez Rodríguez

RESUMEN

El levantamiento neumático es un método artificial de producción de petróleo utilizado cuando la presión del yacimiento no es lo suficientemente alta para que el hidrocarburo pueda fluir naturalmente hacia la superficie. Esta técnica consiste en la inyección de gas comprimido para aligerar la mezcla de hidrocarburos para que pueda fluir hacia la superficie. En la literatura se encuentran reportadas algunas técnicas para la simulación del comportamiento del yacimiento y los pozos. Estas técnicas emplean simplificaciones para el cálculo de la caída de presión a lo largo de la tubería y de correlaciones empíricas para predecir las propiedades termodinámicas del petróleo. Las correlaciones son válidas solo para algunos pozos en específico y para un determinado tiempo de vida del yacimiento. Debido a esto, se requieren mejores herramientas para el estudio, control y optimización del proceso de levantamiento neumático. Por esta razón se propone la elaboración de un módulo para el simulador comercial ASPEN. El módulo consiste de tres etapas principalmente: la simulación del flujo de petróleo desde el yacimiento hasta el punto de inyección, la etapa de inyección de gas en la que existe un mezclado con el líquido y la simulación del flujo resultante desde ese punto hasta la superficie. En general, se conocen las condiciones del yacimiento y el gas de inyección, así como la presión de operación en el cabezal. Así, el problema consiste en determinar la máxima producción de crudo que se puede obtener utilizando la mínima cantidad de gas de levantamiento. Los resultados de la optimización están sujetos a dos restricciones adicionales a los balances de masa-energía y especificaciones de equipos: presión constante en el cabezal y velocidad del flujo menor a la velocidad del sonido en la tubería. Los resultados indican un potencial alto para optimizar rigurosamente estos sistemas a través de ASPEN.

Dirigido por: Dr. Richart Vázquez Román



DEDICATORIAS

A mi esposa Karina y mi bebé.

Por ser la razón de mi vida, mi felicidad y mis ganas de seguir adelante. A mi bebé que aún sin conocerlo ya lo amo con todo mi corazón.

A mis padres Alicia y José Juan.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación que siempre me han dado para llegar a ser una persona de bien, pero sobre todo, por su amor.

A mis Hermanos Jacobo, Diego y Ximena.

Por ser mis compañeros de toda la vida y porque siempre se han preocupado por mi y me han dado ánimos para seguir adelante.



AGRADECIMIENTOS

A Dios.

Por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haberme dado salud para lograr otra meta más en mi vida.

A mi amor Karina.

Por tu apoyo, comprensión y amor que me permite sentir poder lograr lo que me proponga. Gracias por escucharme y por tus consejos. Gracias por ser parte de mi vida; eres lo mejor que me ha pasado.

A mis padres.

A quienes les debo todo en la vida, gracias por su cariño, comprensión y apoyo sin condiciones ni medida. Gracias por guiarme sobre el camino de la educación que como siempre me han dicho, es la mejor herencia que me pueden dejar.

A mis hermanos.

Porque siempre he contado con ellos para todo. Gracias por estar conmigo y por ser mis mejores amigos.

A mi asesor Dr. Richart.

Por enseñarme tantas cosas y haberme dado todo su apoyo durante mi Tesis. Gracias por el tiempo que me dedicó y por la paciencia que siempre me tuvo.



A mis sinodales

Dr. Alvarado y Dr. Estrada por sus valiosas aportaciones y sugerencias para la realización de mi tesis.

A todos mis profesores del Posgrado.

Que participaron en mi desarrollo profesional durante la Maestría, sin su ayuda y conocimientos no estaría en donde me encuentro ahora. Gracias !!!

A mis compañeros y amigos.

Julio, Antioco, Clemen, Melissa, Pasiano, Gera, Adán, Cristela y Sergio por hacer que mi estancia en la escuela fuera más amena. Gracias, siempre los voy a recordar.

Al CONACYT

Por la beca otorgada

Al Ing. José Alfonso Rodríguez Torres

Por sus valiosas explicaciones para entender el procesos de producción de petróleo.



CONTENIDO

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades del proceso de LN	1
1.2 Antecedentes	5
1.3 Objetivos	8
1.4 Descripción del trabajo	9

CAPÍTULO 2. LEVANTAMIENTO NEUMÁTICO CONTINUO

2.1 Procedimientos de diseño del proceso de LNC	10
2.2 Procedimientos de cálculo convencionales	12
2.3 Cálculo de la temperatura	16
2.4 Determinación del punto de inyección	17
2.5 Determinación de los posibles caudales	20
2.5.1 Métodos de presión constante	20
2.5.2 Métodos de presión variable	27

CAPÍTULO 3. UN MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN DEL LNC

3.1 Descripción del proceso de LNC mediante mecánica de fluidos	35
3.2 Herramientas numéricas para la solución de las ecuaciones	40
3.3 Metodología sugerida para la optimización del LNC en ASPEN	42



CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y DISCUSIONES	
4.1 Descripción del caso de estudio	52
4.2 Desarrollo del modelo ASPEN para el caso de estudio	56
4.3 Resultados de la simulación	58
4.4 Optimización del punto de inyección	65
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
REFERENCIAS	75



LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Esquema de un pozo operando mediante levantamiento neumático continuo.	2
Figura 1.2	Esquema de un pozo operando mediante levantamiento neumático intermitente.	3
Figura 2.1	Diagrama del levantamiento neumático continuo.	13
Figura 2.2	Correlación para la determinación de la temperatura en el cabezal.	16
Figura 2.3	Diagrama presión-profundidad.	24
Figura 2.4	Diagrama presión de fondos-caudal.	24
Figura 2.5	Determinación del caudal por procedimiento de curva de equilibrio.	26
Figura 2.6	Diagrama profundidad-presión elaborado con la curva de Brown.	29
Figura 2.7	Diagrama longitud-presión elaborado con la curva de Brown.	30
Figura 2.8	Diagrama presión de cabezal-caudal por correlación de Brown.	30
Figura 2.9	Diagrama presión fluyente de fondos-caudal por correlación de Hagedorn.	32
Figura 2.10	Diagrama presión fluyente de fondos-caudal por correlación de Ros.	32
Figura 2.11	Diagrama caudal-PGLT.	33
Figura 3.1	Elemento diferencial de volumen.	35
Figura 3.2	Declaración de las especies en ASPEN: a) Componentes identificables y b) Incorporación de datos de la curva de destilación TBP para pseudocomponentes.	45
Figura 3.3	Elementos de un pozo de producción de petróleo.	46
Figura 3.4	Conformación del árbol de navidad.	47
Figura 3.5	a) Secuencia del modelo de LNC en ASPEN; b) Módulo	50



	resultante del proceso.	
Figura 4.1	Historial de condiciones para el pozo 5.	52
Figura 4.2	Región de operación del proceso de LN.	55
Figura 4.3	Esquema de simulación del campo analizado.	57
Figura 4.4	Perfiles de presión para los pozos 1-4.	59
Figura 4.5	Perfiles de presión para los pozos 5-8.	60
Figura 4.6	Perfiles de velocidad de la mezcla para los pozos 1-4.	61
Figura 4.7	Perfiles de velocidad de la mezcla para los pozos 5-8.	62
Figura 4.8	Perfiles de temperatura para los pozos 1-4.	62
Figura 4.9	Perfiles de temperatura para los pozos 5-8.	63
Figura 4.10	Perfiles de fracción de vapor para los pozos 1-4.	63
Figura 4.11	Perfiles de fracción de vapor para los pozos 5-8.	64
Figura 4.12	Esquema de la optimización en ASPEN.	65
Figura 4.13	Requerimiento de gas de inyección a diferentes profundidades.	66
Figura 4.14	Esquema de la optimización en ASPEN para maximizar los flujos.	67



LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Flujos mínimos y máximos aproximados para un apropiado LNC.	15
Tabla 3.1	Características del sistema requeridas.	41
Tabla 4.1	Condiciones de operación de los pozos.	52
Tabla 4.2	Composiciones de los pseudo-componentes del petróleo.	53
Tabla 4.3	Presiones obtenidas en la simulación.	58
Tabla 4.4	Presiones obtenidas en la simulación con las presiones de inyección calculadas.	58
Tabla 4.5	Análisis de contribución para la caída de presión.	60
Tabla 4.6	Flujos mínimos de gas en el punto óptimo de inyección.	66
Tabla 4.7	Flujos óptimos encontrados para cada pozo	68



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se describe brevemente el proceso del levantamiento neumático (LN), también conocido como bombeo neumático (BN) o por su nombre en inglés *gas lift* (GL). Se incluye una revisión bibliográfica para establecer objetivos y, finalmente, se describe el contenido de la tesis.

1.1 Generalidades del proceso de LN

En la actualidad se ha visto la necesidad de emplear métodos artificiales de bombeo en los pozos petroleros debido a que la presión de los yacimientos no es suficiente para que el hidrocarburo pueda fluir de manera natural hacia la superficie. El proceso de levantamiento neumático es un método artificial de bombeo que consiste en la inyección de un gas comprimido a determinada profundidad del pozo para aligerar la mezcla de hidrocarburos para que pueda fluir hacia la superficie y obtener una producción deseada de crudo. El pozo de producción consiste de dos tubos concéntricos. El gas de levantamiento se inyecta por la sección anular entre los tubos, *casing*, y la producción de petróleo y gas se obtiene por la tubería central, *tubing*, Figura 1.1.

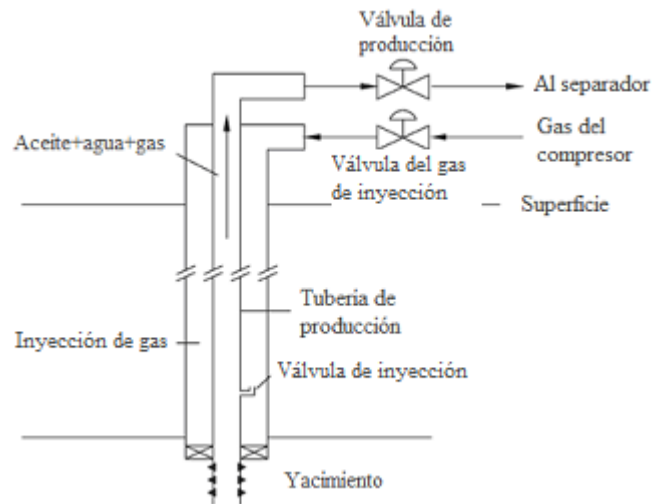


Figura 1.1 Esquema de un pozo operando mediante levantamiento neumático continuo, ver Nakashima y Camponogara (2006).

Existen dos tipos de levantamiento neumático en la industria petrolera: el levantamiento neumático intermitente, LNI, y el levantamiento neumático continuo, LNC. El primero consiste en la inyección periódica de gas por medio de una válvula motorizada localizada en la superficie. De esta manera, la expansión del gas desde una presión alta en el fondo del pozo, hasta una presión menor en la superficie, permite el ascenso del volumen de crudo acumulado sobre el punto de inyección. En este caso se requiere una válvula con puerto grande para permitir la inyección y expansión del gas a presiones elevadas y, de esta manera, regular el levantamiento del fluido acumulado a una velocidad máxima de tal forma que se eviten deslizamientos o que regrese el líquido. El LNI es generalmente controlado en la superficie con un “*intermitter*” que es una válvula con motor que opera por medio de un controlador cíclico de tiempo. El ciclo de las válvulas es regulado de modo que coincida con la acumulación del crudo sobre la válvula de inyección, Figura 1.2. El LNI es usado en pozos con flujos relativamente pequeños o pozos con alto índice de producción y baja presión de fondos o bajo índice de producción y baja presión de fondos.

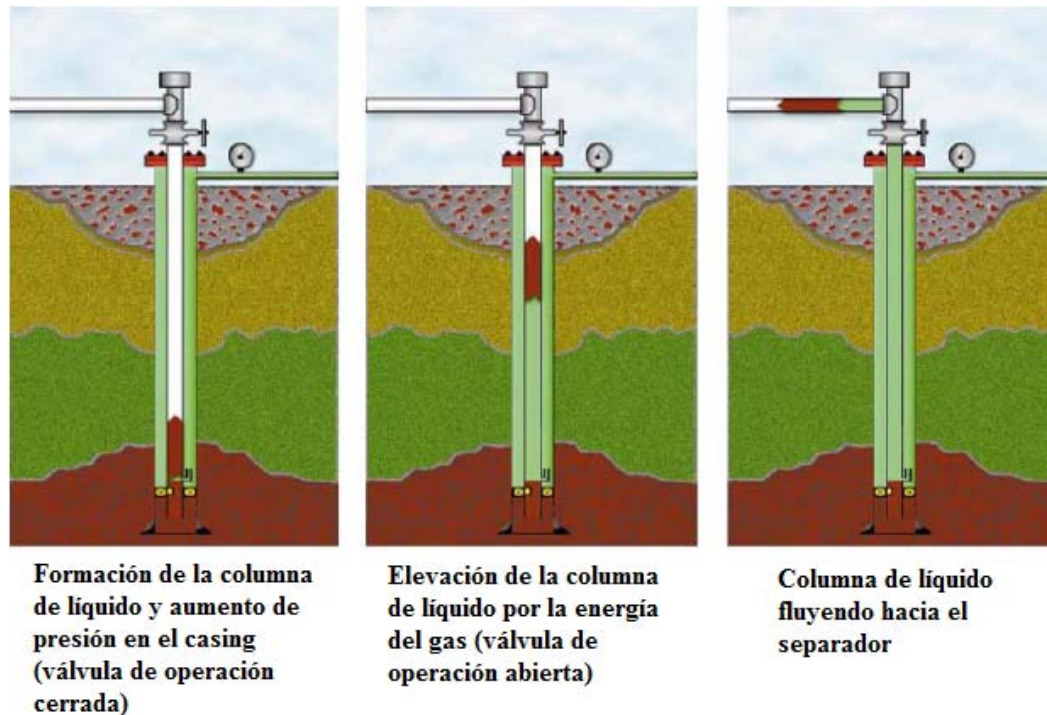


Figura1.2 Esquema de un pozo operando mediante levantamiento neumático intermitente, ver Ayatollahi *et al.* (2004).

En el LNC, un volumen de gas a alta presión (250 psia como mínimo) es inyectado de manera continua para aligerar la columna del líquido, hasta que la presión de fondos es suficiente para obtener el flujo de aceite deseado. Este método es utilizado en pozos con un índice de producción alto y una presión de fondos alta. La producción por LNC en un pozo suele tener en promedio un rango de 200 a 20,000 barriles por día (B/D) y existen casos en los que se alcanza a producir hasta 80,000 (B/D) por pozo. Para pozos que produzcan volúmenes más pequeños de crudo se usan tubería tipo “macarrón”, que tienen un diámetro de entre $2\frac{3}{8}$ a $3\frac{1}{2}$ pulgadas obteniendo flujos de 25 B/D.

Un elemento fundamental en los procesos de LN son las válvulas. Para obtener la máxima producción e inyectar la mínima cantidad de gas se usan válvulas con puertos grandes. La válvula por la cual se inyecta el gas es llamada válvula de operación y generalmente se encuentra lo mas profundo posible. Dependiendo de las condiciones de arenas y agua en el yacimiento, se puede instalar una válvula adicional de seguridad. También existen válvulas



adicionales que tienen la función de descargar el pozo, es decir, disminuir el nivel de crudo en el pozo hasta que alcance el punto de la válvula de operación. En los procesos de LN las válvulas de descarga pueden ser usadas para una múltiple inyección.

Los gases utilizados en el LN pueden ser aire, dióxido de carbono, nitrógeno o gas natural. Sin embargo, existe una tendencia a preferir el gas natural debido a su disponibilidad en los campos petroleros, evitando su quema o desperdicio. Debido a las condiciones características de cada pozo, no existen reglas para determinar de una manera sistemática que gas es mejor. Por ejemplo, si existen yacimientos de gas cerca de los pozos, esta podría ser una opción viable. En cambio, si no hay una eficiencia en el transporte del gas natural o el costo es elevado se pueden recurrir a otras alternativas como el nitrógeno o dióxido de carbono.

La selección del tipo de LN a utilizar es influenciada por diversos factores como la presión de fondos del pozo, el índice de producción, las condiciones de arenas, la experiencia del personal o reglas empíricas, en general, depende mucho de los criterios del diseñador o la compañía a cargo. Un buen diseño puede permitir operar el pozo en forma de inyección tanto continua como intermitente. Como resultado de los grandes beneficios económicos y de operación obtenidos en los procesos de LN, cada día existen más campos donde son empleados (Brown, 1984).

Actualmente, los simuladores comerciales constituyen la herramienta más importante para el diseño, simulación y optimización de procesos industriales. Estos paquetes utilizan poderosas herramientas de cálculo para predecir propiedades de mezcla, parámetros de transporte y modelos para los equipos más empleados como columnas de destilación, intercambiadores de calor, separadores flash, bombas, torres de adsorción, etc. En el caso de las tuberías para el cálculo de caídas de presión, se utilizan modelos para el cálculo de flujos multifase, unidimensionales en estado estacionario y flujo completamente desarrollado. Para la simulación del pozo de producción se puede utilizar el modelo de caídas de presión en tuberías de ASPEN. Este modelo determina las caídas de presión por fricción, aceleración y por elevación del flujo multifásico en estado estacionario.



1.2 Antecedentes

Carl Loescher, minero alemán, es considerado el creador de los sistemas de bombeo neumático por el empleo de gases para el levantamiento de líquidos en 1797, (Giot, 1982). La primera aplicación a gran escala del LN se dio en la industria del petróleo mediante el uso de aire para obtener crudo en varios pozos de Pennsylvania en 1846 (Faustinelli, 1997). Algunos años después, en 1885, Werner Siemens empleó un método de levantamiento con aire para drenar una mina en Alemania. En los primeros años del siglo XX, hubo un gran auge de los sistemas de LN en la costa del Golfo de México (Brown, 1984). Uno de los enfoques que se tenían era obtener la máxima producción de petróleo sin tomar en cuenta el costo de la energía. No fue sino hasta después de la segunda guerra mundial cuando los sistemas de levantamiento neumático cobraron una importancia considerable en la industria petrolera. Esto se debió a que la instrumentación y el equipo mejoraron notablemente, así como a los considerables avances tecnológicos. En el periodo de 1952-1977 se realizaron estudios sobre caídas de presión ocurridas en el flujo vertical y horizontal en dos fases. Esto sentó las bases para el diseño; sin embargo, por la complejidad de los cálculos involucrados, se recurrió al uso de reglas empíricas y correlaciones para resolver el problema. Se han logrado considerables avances tecnológicos. Sin embargo, mucha de la ingeniería petrolera de nuestros días sigue efectuándose de forma muy empírica a pesar del desarrollo de los sistemas computarizados.

En cuanto al modelado del comportamiento y producción del proceso de LN existen algunos trabajos como el de Chia y Hussain (1999) que recalcan la importancia de las herramientas computacionales y de cálculo para la optimización de los sistemas de LN. Su estudio se llevó a cabo en las instalaciones de ESSO Malasia, donde el único método artificial de levantamiento usado es el LN, representando un 35% de su producción total. Se prefirió el LN sobre otros sistemas artificiales debido a que resultó ser el de menor costo para restaurar la producción deseada. Mencionan como herramientas claves el análisis nodal, sistemas de monitoreo y bases de datos en las cuales almacenaban el comportamiento de los pozos. Dentro de sus conclusiones mencionan que estas herramientas son cruciales para la operación y optimización de pozos, pero aun hay retos en la implementación y modelado del sistema.



Algunos estudios realizados en el sureste de México, analizan la factibilidad de realizar el LN con nitrógeno generado *in situ* (Lozada Aguilar y Arredondo Monarrez, 2000). Después de probar diversas alternativas para reactivar la producción en el campo Bellota Chinchorro implementaron como mejor opción el LN con N_2 . Su simulación se llevó a cabo en PIPESIM de Baker Jardine y GLOP de la compañía Cealc, los cuales son programas comerciales fundamentados en análisis nodal. Como resultados obtuvieron un ahorro significativo en el gasto de gas inyectado. Así mismo, mencionan los beneficios económicos obtenidos por el ahorro de potencia en compresores y disminución de riesgos en uso de gases. Concluyen su estudio mencionando que es necesario realizar futuros estudios del comportamiento del nitrógeno en tuberías para evitar problemas de corrosión.

Bahadori *et al.* (2001) estudiaron la importancia de los datos PVT y el flujo multifásico en la optimización y modelado de LN. Ellos analizan la repercusión de una selección apropiada de las correlaciones para estimación de propiedades PVT. Esta selección la consideran el primer paso en el modelado para el cálculo del flujo multifásico con diversos puntos de inyección de gas. Así mismo, desarrollan una versión simplificada del balance de energía e introducen el cálculo de las propiedades termodinámicas por las correlaciones seleccionadas. Las correlaciones empleadas en ese trabajo son las de Vasquez, Beggs-Robinson, y la de Lee *et al.* Como resultado de las simulaciones obtienen un punto óptimo donde se inyecta menos gas y se logra una producción considerable en el campo de Aghajari en Irán.

Entre los trabajos sobre automatización y optimización de plataformas se encuentra el de Reeves *et al.* (2003). Ellos propusieron un sistema de automatización que reunía toda la información monitoreada en tiempo real. De esta manera los operarios e ingenieros podían disponer de la información de una manera actualizada y sencilla. Con esto consiguieron aumentar la producción un 7% de su producción total. Cabe destacar que esto fue posible simplemente con la obtención de datos en tiempo real. Se prevé este tipo de automatización no solo en la industria del crudo sino que también del gas y un creciente número de industrias de muy diversas áreas.

En los estudios realizados por Guet *et al.* (2003) se analizan los efectos de las burbujas en la eficiencia de LN para columnas verticales a nivel laboratorio. Determinaron que el



tamaño de las burbujas influye en la velocidad de ascenso debido a que las burbujas pequeñas suben más lentamente que las grandes. Como consecuencia, la concentración de gas en la tubería es mayor cuando se inyectan burbujas pequeñas. Por esta razón, la densidad promedio de la mezcla es menor cuando se inyectan burbujas pequeñas. Se hicieron pruebas con distintos tipos de inyectoras de burbujas y se encontró que la eficiencia se veía drásticamente influenciada dependiendo del tamaño de burbuja.

Vázquez-Román y Palafox-Hernandez (2005) propusieron un modelo para el levantamiento neumático continuo basado en fenómenos de transporte para el cálculo de los perfiles de presión y temperatura acoplando ecuaciones cúbicas de estado para la predicción de las propiedades termodinámicas. En sus resultados muestran que la evidencia numérica indica claras ventajas en su uso comparado con las técnicas existentes. Utilizaron algunos casos de estudio reportados en la literatura así como algunos casos hipotéticos.

Guet *et al.* (2005) desarrollaron un modelo simplificado para predecir la fracción vacía y los perfiles de velocidad para un flujo “burbujeante” ascendente en tuberías verticales. Su modelo se basa en correlaciones existentes para el cálculo de la transferencia de energía cinética entre la interfase gas-líquido, y el modelado de la turbulencia. Los resultados obtenidos con su modelo se validaron mediante la comparación con experimentos en tuberías pequeñas para varios tamaños de burbuja reportados en la literatura.

Los modelos estándar del petróleo suponen que su composición química es constante en toda la simulación. En realidad, la composición puede variar a lo largo de la línea de flujo por los efectos de deslizamiento (diferencia de velocidad entre las fases), transferencia de masa entre las fases y cambios en la composición del fluido en la entrada. Los modelos composicionales de flujo multifase que utilizan los simuladores predicen con mayor aproximación el comportamiento del fluido. Estos simuladores tratan las fases gaseosa y líquida como una mezcla multicomponente y determinan las composiciones de las fases individuales con ecuaciones de estado que describen el equilibrio de fases y la conservación de masa (Ayatollahi *et al.*, 2005). Estos autores en su trabajo proponen un algoritmo en HYSYS para la optimización de un pozo operando por LNC en el campo Aghajari en Irán y obtienen un aumento considerable en la producción de petróleo.



Wang y Litvak (2008) en su trabajo de optimización del proceso de LN proponen un nuevo método para la maximización de la producción diaria de hidrocarburo aplicando el concepto de optimización multiobjetivo. En los casos de estudio que analizaron muestran que su metodología es capaz de reproducir resultados satisfactorios y que además requieren menos tiempo de cómputo para su convergencia que otras metodologías reportadas. El desarrollo de este método es simple y fácil de implementar a pesar de que utiliza una técnica de búsqueda local y maneja las restricciones de velocidad de flujo con aproximaciones.

Ray y Sarker (2007) en su trabajo consideran que la cantidad de petróleo extraído es una función no lineal del gas inyectado y que varía entre los diferentes pozos de producción. El problema es identificar e inyectar la cantidad óptima de gas en cada pozo para maximizar la cantidad total de hidrocarburo extraído. Considerando la complejidad del sistema, utilizan un algoritmo evolucionario para resolver distintas clases de este problema. También introdujeron una formulación multiobjetivo la cual es atractiva ya que elimina la necesidad de resolver la optimización para cada pozo de manera independiente y de esta manera mantener la calidad de la solución. Sus resultados muestran una mejoría significativa sobre las prácticas existentes.

1.3 Objetivos

Los sistemas artificiales de bombeo tienen una gran importancia dentro de la industria del petróleo ya que más del 90% de los pozos actualmente operan mediante un sistema artificial de bombeo. Además, es notorio que dentro de estos sistemas artificiales el LN cobra gran importancia debido a que es una de las formas más típicas de producción artificial debido a que es menos costoso, fácil de implementar, muy efectivo en un amplio rango de condiciones y requiere menos mantenimiento en comparación con otras alternativas como las bombas electro-sumergibles o la inyección de agua (Camponogara y Nakashima, 2006). Sin embargo, aun hacen falta herramientas fundamentadas en principios físicos para el diseño, control y optimización del LN. Esto justifica el estudio del sistema y el desarrollo de nuevas herramientas para los sistemas de LN.



Con base en lo anterior se define el objetivo general de la tesis:

Generar un módulo para adaptarlo dentro del ambiente de simulación de ASPEN y con esto, utilizar su base de datos de componentes y propiedades. Lo interesante de esto, es que una vez que se ha hecho el módulo, se pretende calcular la mínima cantidad de gas de levantamiento para obtener la mayor producción de petróleo para un conjunto de pozos, determinando el punto óptimo de inyección en cada pozo, utilizando las herramientas de optimización del simulador comercial.

1.4 Descripción del trabajo

En este capítulo se presentó una breve descripción del proceso de LN, así como una revisión bibliográfica para establecer los objetivos del proyecto.

En el Capítulo 2 se describe detalladamente el proceso de LNC, los tipos de instalaciones requeridas y los tipos de cálculos empleados actualmente para el diseño del LNC.

En el Capítulo 3 se describe el proceso de LNC mediante ecuaciones diferenciales del balances de energía y momentum y la metodología empleada para la simulación y optimización del proceso en ASPEN.

En el Capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos para el análisis de un caso de estudio y finalmente en el Capítulo 5 se muestran las conclusiones y sugerencias para un trabajo futuro.



CAPÍTULO 2

LEVANTAMIENTO NEUMÁTICO CONTINUO

En esta sección se presenta una descripción detallada de la técnica artificial de bombeo mas comúnmente utilizada en la industria petrolera. Se revisan los procedimientos de diseño del LNC y los tipos de cálculos empleados para la determinación de los perfiles de presión y temperatura, así como el punto óptimo de inyección y el flujo de gas necesario para el levantamiento.

2.1 Procedimientos de diseño del proceso de LNC

Un elemento clave para el diseño apropiado de una instalación de LNC consiste en la selección de la válvula de operación adecuada, ya que por medio de ella fluirá el gas requerido para suministrar la energía necesaria al crudo y así obtener una producción determinada. La válvula cumple con dos funciones primordiales: la descarga del pozo y el control del flujo del gas. La posición de la válvula de operación se ve influenciada por varios factores como la disponibilidad del gas, el peso del fluido, la presión del cabezal a la salida, el nivel del fluido en el *casing* y la presión de fondos del yacimiento, conocida en inglés como *Bottom Hole Pressure* (BHP).



Para lograr que las válvulas de LNC controlen la inyección del gas apropiadamente deben tener la característica de estrangulamiento, es decir, abrirse o cerrarse dependiendo en este caso del cambio de presión en el *tubing* o cambios en la cantidad de flujo del petróleo con el propósito de mantener la producción constante. En cuanto a las caídas de presión dentro de las válvulas no deben de exceder el rango de 15 a 25 psi, además es muy importante que abran y cierren a las presiones especificadas de diseño.

Otros factores de extrema importancia en el LN son la presión de inyección y el volumen de gas requerido ya que delimitan en gran manera la producción e incluso pueden ser condicionantes del tipo de LN empleado. La relación que siguen estos elementos es la siguiente: a mayor presión de inyección disponible se requiere un volumen menor de gas para realizar el levantamiento. De igual forma, a mayor presión disponible se puede alcanzar un punto de inyección cada vez más profundo, facilitando de esta manera la búsqueda del punto óptimo de inyección. Teóricamente la producción máxima posible se logra cuando se dispone de una cantidad ilimitada de gas de inyección con la presión máxima disponible en el punto de inyección. La relación presión de inyección y volumen sirven de guía en la determinación del punto óptimo de inyección como se verá mas adelante.

Además de los factores mencionados se requiere un conjunto de datos para el diseño de la instalación de LN. Entre estos se encuentran las propiedades del petróleo, las características del yacimiento, las dimensiones disponibles para la instalación y las capacidades de los equipos adyacentes como separadores, etc. Estos datos requeridos son:

- Profundidad del pozo
- Tamaño de las tuberías disponibles
- Condiciones de producción de arenas, parafinas, etc
- Diámetro y longitud de las tuberías
- Presión del separador
- Presión esperada en la superficie



- Producción deseada
- Porcentaje de agua
- Gravedad específica del gas de inyección
- Presión y volumen disponible del gas a inyectar
- Desempeño del flujo del pozo
- Temperatura del yacimiento y gradiente geotérmico
- Temperatura del flujo en la superficie
- Gravedad API del hidrocarburo
- Gravedad específica del agua
- Gravedad de la solución y cantidad de gas a diferentes presiones
- BHP estático
- Propiedades del crudo como viscosidad y tensión superficial

En la lista anterior se incluyen aspectos no modificables como las propiedades del crudo y aquellos que pueden ser optimizados como las presiones empleadas, volumen de gas inyectado, tuberías y flujos de producción. Una gran ventaja de las instalaciones de LNC es la gran flexibilidad para ajustarse casi a cualquier flujo de producción, lo cual las hace sumamente atractivas económicamente hablando. Esta flexibilidad de operación se traduce en un rango de posibles producciones con el mismo equipo, y también hace flexible el diseño en ausencia de algunos parámetros. No obstante, es deseable tener la mayor información posible para conseguir un mejor diseño de la instalación del LNC.

2.2 Procedimientos de cálculo convencionales

La industria petrolera hace uso frecuente de suposiciones y simplificaciones de cálculo con el fin de tener un punto de referencia para el diseño ó control de la instalación. Una de estas



suposiciones, fundamental para el diseño del LN, es la estimación de la producción de crudo. Dicho estimado está basado en el índice de productividad, que es el cociente del crudo entre el gas producido y el “desempeño” del pozo en conjunto con las producciones obtenidas anteriormente. Una vez establecido el supuesto en la producción se procede a hacer el cálculo de la presión requerida también conocida como presión fluyente o BHP_f . El cálculo de la BHP_f es la base para el diseño de las instalaciones LN de cualquier tipo. La estimación primaria y más simplificada es la siguiente:

$$P_{wh} + G_{fa}L + G_{fb}(D - L) = P_{wf} \quad (2.1)$$

donde P_{wh} es la presión del cabezal, G_{fa} es el gradiente de presión fluyente después del punto de inyección, L es la distancia desde la superficie hasta el punto de inyección, G_{fb} es el gradiente de presión fluyente antes del punto de inyección, D es la distancia desde la superficie hasta el yacimiento y finalmente P_{wf} es la presión requerida o BHP_f , Figura 2.1.

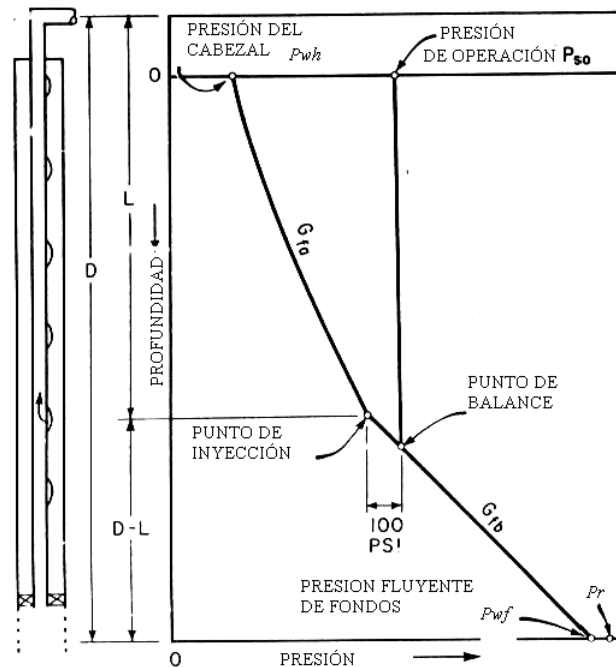


Figura 2.1 Diagrama del levantamiento neumático continuo, ver Brown (1984).



Esta sumatoria es la piedra angular del diseño del LNC. En ella se consideran dos gradientes lineales para estimar la caída de presión. El primero, G_{fb} representa la caída de presión desde el yacimiento hasta el punto de inyección, es decir el flujo natural del crudo por la presión de yacimiento. Mientras que el G_{fa} representa la caída de presión de la mezcla originada después del punto de inyección. El BHP_f obtenido nos da una idea de los posibles requerimientos y capacidades del sistema.

Una vez evaluada la BHP_f se procede a estimar preliminarmente las relaciones de las presiones de cabezal e inyección con la profundidad mediante la siguiente ecuación empírica:

$$L = \frac{P_{so} - P_{wh}}{0.15} \quad (2.2)$$

donde L es la profundidad en pies, P_{so} la presión de operación o de inyección en la superficie en psi, P_{wh} la presión del cabezal en psi y el número 0.15 es un factor empírico usado para las tuberías menores a las cuatro pulgadas. Esta ecuación es en realidad una aproximación a la caída de presión a partir del punto de inyección, que considera un gradiente lineal constante para todos los pozos y todos los distintos tipos de crudos. La Ecuación (2.2) se debe usar conciente de las limitaciones y las suposiciones base, en caso contrario podría conducir a errores en el cálculo. Otra estimación preliminar de importancia es el volumen de gas requerido, el cual se aproxima a 150-250 scf/B por cada 1000 pies de profundidad. De esta manera se obtiene una visión primaria de los requerimientos en base a simplificaciones de cálculo.

Para la selección del diámetro de las tuberías del *casing* y el *tubing* se usa como criterio la producción estimada. Por lo general se emplea tubería de 1-1 ½ pulgadas para el tubing para una producción estimada de 10 a 200 B/D, para flujos mas elevados se recurre a datos experimentales como la Tabla 2.1 (Palafox-Hernandez, 2004) y, en caso de que la producción sea demasiado grande, de 50,000 a 80,000 B/D, se emplea el flujo anular usando tuberías de 7-13 ⅝ pulgadas en el *casing* y de 2 ¾ a 4 pulgadas en el *tubing*.

Junto con estas simplificaciones se emplean correlaciones en flujo multifase para el cálculo de las propiedades físicas del crudo. Dentro de los diversos métodos empleados, algunas



compañías preparan sus propias curvas de operación. Estas curvas provienen de datos de campo y solo son válidas durante cierto periodo de vida del pozo, ya que pasado cierto tiempo las predicciones comienzan a desviarse de las observaciones. Otra solución factible es el empleo de modelos simplificados para el cálculo de propiedades y predicción del flujo en dos fases como las de Hagedorn, Duns and Rose, Beggs & Brill, entre otros (Economides *et al.*, 1994). Existen otro tipo de correlaciones que engloban los datos de campo y los datos de propiedades del laboratorio. Por lo general las compañías emplean modelos de flujo en dos fases, a pesar de que introducen cierto error dependiendo de las condiciones del flujo. En estos casos es importante hacer una selección apropiada conciente de las limitaciones y condiciones base en las cuales fue elaborada la correlación. Diversos estudios mencionan que se puede mejorar considerablemente el diseño si se emplean las correlaciones apropiadas.

Tabla 2.1 Flujos mínimos y máximos aproximados para un apropiado LNC, ver Palafox-Hernandez (2004).

Diámetro del tubing (pulgadas)	Producción máxima (B/D)	Producción mínima (B/D)
1	350	25 - 50
1 ¼	600	50 - 75
1 ½	1,000	75 - 125
2	2,500	200 - 250
2 ½	3,000	350 - 500
3	4,000	500 - 750
4	10,000	1,000 – 1,500
5 ½	30,000	3,000 – 5,000
7	50,000	5,000 – 7,000



2.3 Cálculo de la temperatura

El problema del perfil de temperatura se ha abordado de diversas maneras. La primera es el empleo de correlaciones de pozos en forma de tablas. En estas tablas se relacionan la temperatura esperada en el cabezal con la proporción gas-líquido; fijando las condiciones de temperatura, presión y porcentaje de agua, Figura 2.2. Dada la insuficiente información y las limitaciones de las tablas se han propuesto diversas soluciones. La propuesta hecha por Ramey (1962) parte de las ecuaciones de balance de energía usando correlaciones para flujo multifase para el cálculo de las propiedades termodinámicas. Esta propuesta no fue aceptada porque requería demasiada información tal como los coeficientes de transferencia de calor para el *casing*, *tubing*, los diversos fluidos en la tubería y datos de los alrededores. Los diseñadores prefirieron emplear líneas rectas para aproximar el perfil de temperatura partiendo de la temperatura de fondos y la temperatura del cabezal. Sin embargo, se presentaron desviaciones de hasta 30 °F con respecto a las predichas con este método y muchas veces no fue posible determinar apropiadamente la temperatura del cabezal.

Kirkpatrick (1959) para solucionar este problema propone el empleo de una curva basada en el gradiente geotérmico y la producción total, pero solo es válida para diámetros del *tubing* de 2 a 3 pulgadas con una producción máxima de 2,000B/D. Otra limitante es que asume un gradiente lineal de temperaturas, pero esta vez basado en la curva generada al graficar el gradiente geotérmico para una producción total.

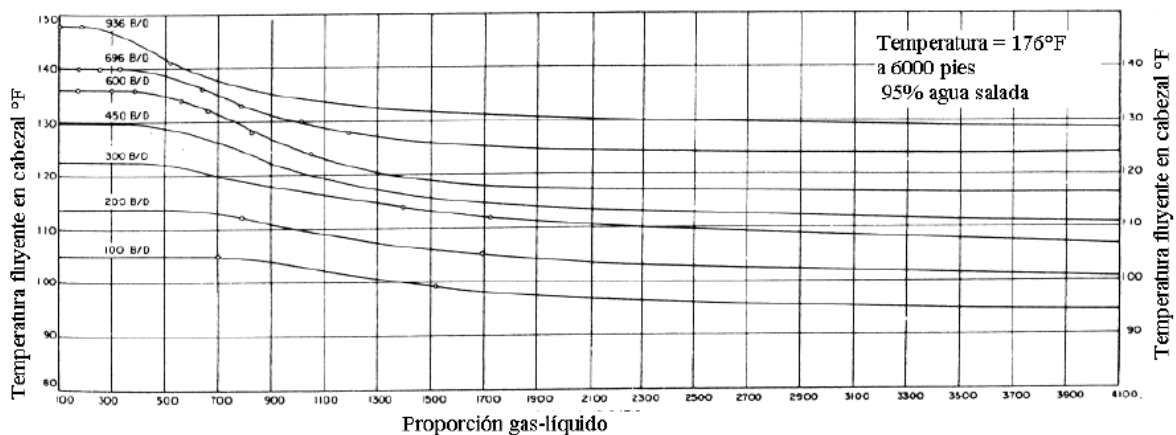


Figura 2.2 Correlación para la determinación de la temperatura en el cabezal, ver Brown (1984).



Por su parte, Shiu y Beggs (1980) retornan al uso del balance de energía y lo aproximan a una función no lineal que tiene como variables la profundidad y diversas características del crudo de la siguiente manera:

$$T_s = T_{bh} - gtZ + gtA \left(1 - e^{-\frac{Z}{A}} \right) \quad (2.3)$$

donde T_s es la temperatura de la superficie en °F, T_{bh} la temperatura de fondos en °F, gt es el gradiente geotérmico en °F/pies, Z es la profundidad del yacimiento en pies y A es un factor empírico que se calcula con:

$$A = e^{-5.065} W_t^{0.4882} d^{-0.3476} \gamma_o^{0.2519} \gamma_g^{4.724} \rho_l^{2.915} P_{yf}^{0.2219} \quad (2.4)$$

donde W_t es el flujo total en libras masa por segundo, d es diámetro del *tubing* en pulgadas, γ_o es la densidad del crudo en grados api, γ_g es la gravedad específica del gas, ρ_l es la densidad de la mezcla en libras/ pie cúbico y P_{yf} es presión del cabezal.

Al elaborar dicha correlación Shiu hizo un análisis estadístico de la relaciones de caudal-gradiente geotérmico encontradas por Kirkpatrick además de considerar que la temperatura de fondos es constante junto con el gradiente geotérmico. De esta manera su ecuación tiene un rango mas amplio de uso que la correlación de Kirkpatrick, además que los perfiles predichos sean líneas curvas en lugar de las rectas anteriormente propuestas.

2.4 Determinación del punto de inyección

Para localizar el punto de inyección el diseñador toma el criterio del máximo beneficio a partir de la presión de inyección. El criterio de máximo beneficio considera que la máxima profundidad del punto de inyección dependerá de la presión disponible para la inyección del gas. A continuación se muestran los pasos sugeridos en el procedimiento gráfico tradicional para la determinación del punto de inyección:

- Dibujar en la hoja un sistema coordenado rectangular con la profundidad en la ordenada con cero en el origen, cuidando que la escala empleada sea proporcional a



las curvas de gradiente de presión. Estas curvas representan la caída de presión y son obtenidas a partir de los datos de campo o calculadas por medio de las correlaciones para el flujo multifásico.

- Graficar en la abscisa la presión partiendo desde cero hasta alcanzar la presión máxima, es decir la presión del yacimiento. Una vez graficado el sistema de ejes, se procede a ubicar la presión de fondos estática en la profundidad correspondiente. Esta presión estática de fondos corresponde a la presión del yacimiento antes de hacer la perforación.
- A partir del punto de gradiente estático trazar la línea del gradiente o la caída de presión estática hasta que intersecte el eje de la profundidad. El punto encontrado es el nivel de líquido estático donde se sugiere ubicar la primera válvula de descarga.
- Calcular la delta de arrastre. Esta delta representa la diferencia de presión de la presión estática de fondo menos la presión fluyente de fondos. La presión fluyente de fondos se estima por medio de la relación del caudal total de petróleo y el índice de productividad. Este último es el cociente de la producción en barriles por día entre la presión requerida para producirlos naturalmente. Matemáticamente se relacionan por medio de la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{q_L}{J} \quad (2.5)$$

donde ΔP es la delta de arrastre, q_L es el flujo del petróleo y J es el índice de productividad.

- Encontrar y graficar la BHP fluyente a partir del gradiente de arrastre. Como se definió la ΔP representa la diferencia entre BHP estática y la BHP fluyente, matemáticamente:

$$\Delta P = P_r - P_{wf} \quad (2.6)$$

donde P_r es la presión de fondos estática y la P_{wf} es la presión de fondos fluyente.



- Desde el punto de la presión fluyente trazar la curva del gradiente fluyente de presión en base a gráficas disponibles o calcularlo escogiendo una correlación apropiada considerando las mezclas de crudo-agua. En caso de no disponer de la curva apropiada se puede usar el gradiente estático.
- Establecer la presión de operación deseada y ubicarla en la gráfica. Esta presión debe de mantenerse durante de la operación, además de permitir el control de la inyección del gas y ser segura durante la operación.
- A partir de la presión de operación en la superficie, trazar la línea del comportamiento del gas hasta que cruce con la curva del gradiente de presión. Es necesario tomar en cuenta el posible incremento de la presión en la columna del gas debido al cambio de temperatura y posibles fricciones. En ciertas ocasiones se asume una línea recta con cierta pendiente o se supone un gradiente a partir de tablas que relacionan la presión de operación deseada.
- Marcar las coordenadas en la intersección.
- A la presión restarle 100 psias sobre la profundidad obtenida y proyectar una vertical hasta alcanzar la curva del gradiente fluyente de presión. Este punto es el punto sugerido de inyección.
- Graficar la presión de cabezal.
- Buscar por prueba y error la curva gradiente que junte la presión de operación con el punto de inyección. Alternativamente se puede elaborar esta curva por medio de correlaciones. Esta curva nos proporcionará la relación gas-líquido e indicará cuanto gas será empleado. La expresión matemática correspondiente es la siguiente:

$$V_g = (PGL - R_s)q_L \quad (2.7)$$

donde V_g es el volumen de gas requerido, PGL es la proporción gas-líquido de la mezcla y R_s es la proporción gas líquido de la solución de crudo.

Los diagramas generados por este procedimiento son semejantes a la Figura 2.1.



2.5 Determinación de los posibles caudales

Las soluciones del problema del máximo caudal con LNC se han abordado de una manera semejante a las empleadas en los pozos naturales, que involucran la estimación de los perfiles de caída de presión basados en las propiedades del pozo y condiciones del yacimiento. Para el caso de LNC este perfil se ve influenciado por la proporción gas-líquido (PGL) que es la base del método. Los efectos de la PGL en el cálculo de caudales son significativos pues existen en el caso continuo dos proporciones, aquella que es “natural” se mantiene constante hasta el punto de inyección, después de este varía debido al gas inyectado. Este cambio de PGL hace que las soluciones convencionales se vuelvan tediosas y complicadas.

El problema se aborda de dos formas, la primera considera una presión de cabezal constante y la segunda propone una solución cuando la presión del cabezal es variable. Ambas soluciones basan su solución en diagramas ya sea de presión-profundidad o de presión-caudal. En estos diagramas se vierten los datos de presiones de fondo fluyente estática, índice de productividad y correlaciones para el flujo entre fases, entre otros.

2.5.1 Métodos de presión constante

En operación de campo la presión de cabezal constante puede o no existir. Un caso práctico donde se consideran presiones de cabezal constantes pueden ser las plataformas con líneas cortas de tubería. Existen dos métodos de solución para la predicción del caudal el procedimiento de diagrama presión-caudal y el de curva de equilibrio. En ambos métodos se pretende controlar el caudal por medio de la generación de presión fluyente. El primero determina la BHP por medios de un diagrama presión-profundidad en conjunto con uno de presión-flujo. Mientras que el de curva de equilibrio determina la BHP con un diagrama presión-profundidad en conjunto con la capacidad de producción del pozo. El caudal en este caso se expresa matemáticamente por:

$$q = (P_r - P_{wf})J \quad (2.8)$$



Para ambas soluciones, se requiere el uso de correlaciones multi-fase verticales ó curvas prediseñadas de gradiente de presión. Los datos mínimos que se requieren son las propiedades del fluido, la presión estática de fondos, el diámetro de tubería, gas disponible, presión disponible e índice de productividad. Es importante mencionar que se puede diseñar en ambos casos para volúmenes ilimitados de gas disponible ó volúmenes restringidos. Para los casos donde se tiene volúmenes ilimitados de gas se pueden obtener los puntos óptimos de producción. Mientras que, para el caso de gas restringido las producciones suelen ser menores.

a) Procedimiento de diagrama presión-flujo

El procedimiento consiste en trazar los perfiles de presión para una presión de cabezal definida suponiendo varios caudales para encontrar las presiones fluyentes del fondo y seleccionar la factible. Dichas curvas pueden ser calculadas por correlaciones o pueden ser trazadas a partir de curvas de datos de campo también llamadas curvas de gradiente. Las curvas de gradiente relacionan la presión con la PGL en un diagrama profundidad-presión; para trazar el perfil se debe seleccionar aquella que se acerque al valor real de la PGL en el caso de gas de inyección limitado o bien con la curva que genere la mínima caída de presión en el caso ilimitado. El perfil de presión se divide en dos partes, la primera representa el comportamiento del pozo desde el cabezal hasta el punto de inyección tomando la PGL total. La segunda abarca desde el punto de inyección hasta el fondo del pozo, en esta curva solo se toma en cuenta la PGL del crudo original. De esta manera se obtiene el perfil completo para un flujo determinado y una presión de fondos fluyente, el procedimiento se repite para cada caudal supuesto.

Con los valores obtenidos de las presiones de fondo y determinando la capacidad de producción del pozo se determina el caudal máximo de producción en una gráfica de presión-flujo. La capacidad de producción o capacidad de flujo está determinada a partir de los valores del índice de productividad y la presión estática de fondos modificando la Ecuación (2.8).

El procedimiento de solución es el mismo para el caso de gas ilimitado o restringido. Pero, como se mencionó, la PGL por arriba del punto de inyección es fijada para cada caudal



dependiendo del volumen de gas disponible en la solución del caso restringido. Es decir, la PGL no puede ser variada aleatoriamente sino que tiene como máximo el volumen de gas disponible entre el caudal deseado. La descripción paso a paso del procedimiento es la siguiente:

- Graficar ejes Profundidad–Presión. La ordenada corresponde a la profundidad con valor de cero hasta alcanzar el fondo del pozo. La presión toma el valor de cero en el origen hasta la presión máxima.
- Ubicar la presión de operación del gas en la superficie.
- Proyectar el comportamiento de la presión de operación hacia la profundidad del pozo considerando los cambios de densidad, fricción y flujo anular ya sea por medio de correlaciones o por gráficas.
- Dibujar una línea paralela a 100 psias menos que la curva de la presión de inyección, esta será la línea de los posibles puntos de inyección según las producciones deseadas.
- Graficar la presión del cabezal.
- Suponer varios caudales de producción.
- Seleccionar la curva de gradiente vertical apropiada. Superponerla en la profundidad en el diagrama profundidad-presión con la curva de gradiente y deslizarla hasta que la presión del cabezal se intercepte con la máxima PGL para flujo de gas ilimitado o con la PGL fijada. Trazar el gradiente por arriba del punto de inyección hasta que se intercepte con la curva de posibles puntos de inyección. También es calculado por computadora por medio de correlaciones multi-fase.
- Para el caso de gas limitado se procede a calcular la PGL total mediante:

$$PGL_i = \frac{q_g}{q_L} \quad (2.9)$$



donde PGL_i es la PGL del punto de inyección en scf/B, q_g el caudal del gas en scf/D y q_L es el caudal en bpd. De esta proporción se deduce la PGL total mediante la sumatoria:

$$PGLT = PGL_i + R_s \quad (2.10)$$

en la cual $PGLT$ es la proporción gas líquido total para trazar la curva del gradiente de presión correspondiente.

- A partir del punto de inyección, deslizar la gráfica profundidad-presión hasta que la PGL de formación sea la deseada. Trazar el gradiente desde el punto de inyección hasta la profundidad del pozo.
- Con la proporción R_s y la curva correspondiente completar el perfil desde el punto de inyección hasta el final del yacimiento.
- Anotar la presión fluyente del fondo y repetir el procedimiento para cada flujo deseado (Figura 2.3).
- Dibujar un diagrama presión-flujo que incluya los datos los caudales para las presiones fluyentes de fondos correspondientes, así mismo se debe incluir la curva de capacidad de flujo. Esta curva de capacidad de flujo se obtiene modificando la Ecuación (2.8), encontrando:

$$P_{wf} = \left(P_r - \frac{q}{J} \right) \quad (2.11)$$

- De esta ecuación se hacen tres suposiciones para la construcción de la curva: El índice de productividad J se mantiene constante. De esta manera se elabora una línea recta que unirá los dos puntos siguientes: A la presión estática le corresponde cero caudal y a un caudal mayor a cero le corresponde cierta presión de fondos calculada por la Ecuación (2.11).

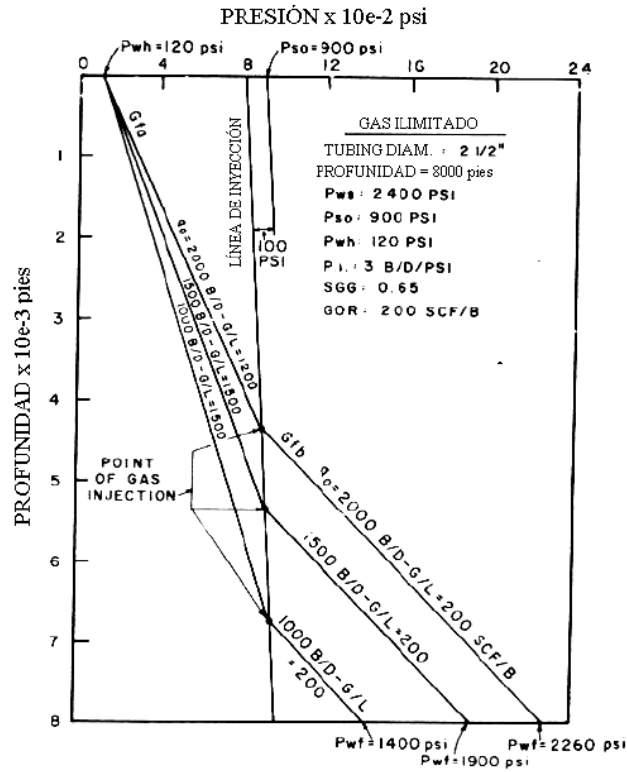


Figura 2.3 Diagrama presión-profundidad, ver Brown (1984).

- El caudal posible, que es también el máximo flujo de petróleo en caso de gas ilimitado, se encuentra en la intersección de las curvas de capacidad de caudal y de presión de fondos-caudal (Figura 2.4).

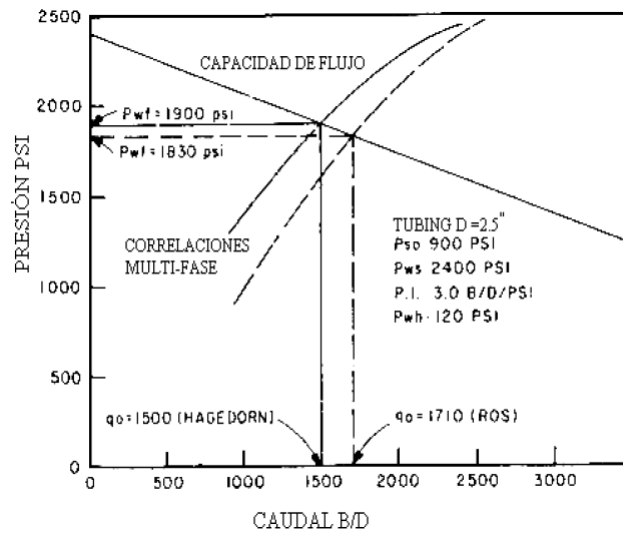


Figura 2.4 Diagrama presión de fondos-caudal, ver Brown (1984).



b) Procedimiento por curva de equilibrio

Para este procedimiento se utiliza un diagrama de profundidad-presión en conjunto con una curva de equilibrio donde el máximo caudal posible en LNC es encontrado por interpolación. En la curva de equilibrio se vierten las interrelaciones de la producción total, la PGL, el punto de inyección y la presión dentro del *tubing*. La curva de equilibrio se define como la secuencia de puntos de intersección de los perfiles de presión fluyente del yacimiento desde el mismo hasta el cabezal para varios caudales con los perfiles producidos por LN, partiendo desde el cabezal y descendiendo hasta el yacimiento con sus respectivas PGL. El procedimiento de cálculo es el siguiente:

- Preparar una gráfica de profundidad del pozo vs. presión. La gráfica deberá tener la misma escala que las curvas de gradiente fluyente a usar.
- Suponer varios flujos de producción.
- Para cada flujo, determinar la presión de fondos fluyente requerida a partir de la capacidad del pozo por medio de la Ecuación (2.11).
- Independientemente de la presión de gas disponible, determinar el punto de inyección para cada flujo de la siguiente manera:
 - 1) Marcar la BHP fluyente obtenida en paso 3 en diagrama profundidad-presión en la profundidad total y marcar la presión del cabezal correspondiente.
 - 2) Sobreponer y alinear la gráfica profundidad-presión con la curva del gradiente fluyente de presión escogida para flujo supuesto; deslizar a lo largo de la línea de profundidad hasta alcanzar la PGL del yacimiento. De este punto, trazar el gradiente de presión correspondiente desde el fondo hasta el punto de inyección.
 - 3) Sobreponer y alinear la gráfica profundidad-presión con la curva del gradiente fluyente de presión escogida para flujo supuesto.
- Dibujar una curva a través de estos puntos de intersección. Esta curva es la curva de equilibrio.



- Marcar la presión de operación en la superficie. Trazar la línea de presión de operación tomando en cuenta la presión de la columna de gas predicha de la gravedad específica del gas.
- Sustraer 100 psi de la presión de operación en la superficie y graficar este valor en la superficie. Dibujar una línea paralela a la presión de operación hasta que se intercepte con la curva de equilibrio.
- Determinar el punto de inyección que es la intersección del punto de la línea de inyección de gas y la curva de equilibrio.
- Determinar la presión fluyente de fondos por interpolación con el perfil de presiones que contenga la proporción gas-aceite correspondiente al pozo, después de extender una curva del punto de inyección hasta el fondo del pozo.
- Determinar el flujo posible de la capacidad de flujo que también es el flujo máximo del pozo en el caso de gas ilimitado. Para un índice de productividad constante, este flujo se determina por la Ecuación (2.8). El procedimiento genera gráficas como la Figura 2.5.

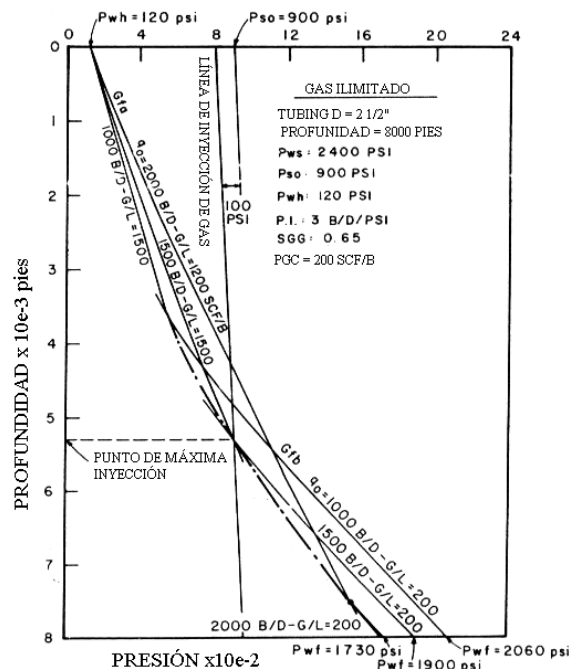


Figura 2.5 Determinación del caudal por procedimiento de curva de equilibrio, ver Brown (1984).



2.5.2 Métodos de presión variable

En los métodos de presión variable se toman en cuenta los cambios de presión debidos al movimiento de los fluidos en la tubería superficial entre el cabezal y el separador. Para predecir los caudales factibles con la presión del cabezal variable es necesario recurrir al uso de correlaciones para el flujo multi-fase vertical y horizontal. La solución asume que no hay restricciones en la presión del cabezal, es decir puede haber varias soluciones para la presión del cabezal. Las variables básicas consideradas son las mismas que para el caso de presión constante, solo se añaden más variables como la presión del separador, el diámetro y longitud de la tubería de flujo en superficie que involucran el uso de correlaciones horizontales.

Como en el caso anterior la relación gas-líquido es constante hasta el punto de inyección. No obstante, después de este punto la relación varía debido al gas inyectado. Para maximizar la producción se recurre a encontrar la PGL óptima. Debido a que si se inyecta más o menos gas del valor óptimo se ve reflejado en una disminución de la producción.

La PGL puede ser menor que la requerida para obtener la mínima presión de flujo. Esto se debe a que la presión requerida en el cabezal para mover la mezcla gas-líquido al separador incrementa al aumentar el volumen de gas. Asimismo se observa que el gas extra en la tubería superficial causa fricción y pérdidas de presión y no ofrece beneficios en el aligeramiento de la mezcla, ya que aquí el flujo es horizontal. El exceso de gas también produce fricción en el flujo vertical, a pesar de esto los aligeramientos de la densidad de la mezcla originan un decremento en la presión de levantamiento requerida.

Para la predicción del máximo caudal posible por LNC con presión de cabezal variable existen dos soluciones: el procedimiento de diagrama presión de cabezal-caudal y el de presión de fondos-caudal.

a) Procedimiento de presión de cabezal-caudal

El máximo caudal posible para un pozo en LNC usando este método se encuentra por medio de un diagrama profundidad-presión para las presiones de cabezal posibles para varios caudales considerando la PGL variable para los caudales supuestos. Para cada



caudal propuesto, la presión de fondos se calcula por la capacidad de flujo descrita en la Ecuación (2.11).

Las presiones de cabezal aceptables son determinadas a partir de la presión fluyente de fondos y para cada flujo en un diagrama de profundidad-presión. Basados en la presión fluyente de fondos a la profundidad total se calcula o traza la curva de presión desde el yacimiento hasta el punto de inyección para cada caudal. Desde este punto, el perfil es calculado para varias PGL supuesto hasta alcanzar la superficie. Es aquí donde se determina la posible presión de cabezal con correlaciones verticales. El procedimiento de cálculo es el siguiente:

- En una hoja preparar la gráfica de profundidad-presión, cuidando de guardar las proporciones para las gráficas de gradiente de presión.
- Ubicar la presión de operación del gas.
- Trazar la curva de la línea de operación del gas.
- Trazar una paralela a 100 psias menos.
- Suponer varios flujos.
- Seleccionar las correlaciones apropiadas o curvas de gradiente.
- Para cada flujo suponer varias PGL totales. Se recomienda usar una PGL cercana a la mínima presión requerida para cada caudal.
- Para cada caudal determinar la presión de fondos mediante la capacidad de flujo determinada por la Ecuación (2.11).
- Determinar las posibles presiones de cabezal para cada caudal y PGL a partir del cálculo por correlaciones verticales o trazado de curvas de gradiente:
 - 1) Para cada caudal graficar la presión de fondos obtenida en el paso anterior
 - 2) Trazar la curva hasta el punto de inyección.
 - 3) Trazar la curva hasta el cabezal usando la PGLT (Figura 2.6).



- Repetir el paso anterior para cada flujo supuesto.
- Determinar las presiones de cabezal necesarias para los flujos supuestos a partir de la línea del separador en la superficie con las mismas PGLT por medio de cálculo o de correlaciones horizontales de la siguiente manera:
 - 1) Preparar un diagrama longitud-presión de la misma manera que se prepara el de profundidad-presión. Ubicar la presión del separador.
 - 2) Trazar las curvas a partir del separador hasta la longitud de la línea de tubería. Ese punto es la presión de cabezal requerida.
 - 3) Repetir el paso anterior para cada caudal y PGLT supuestas (Figura 2.7).

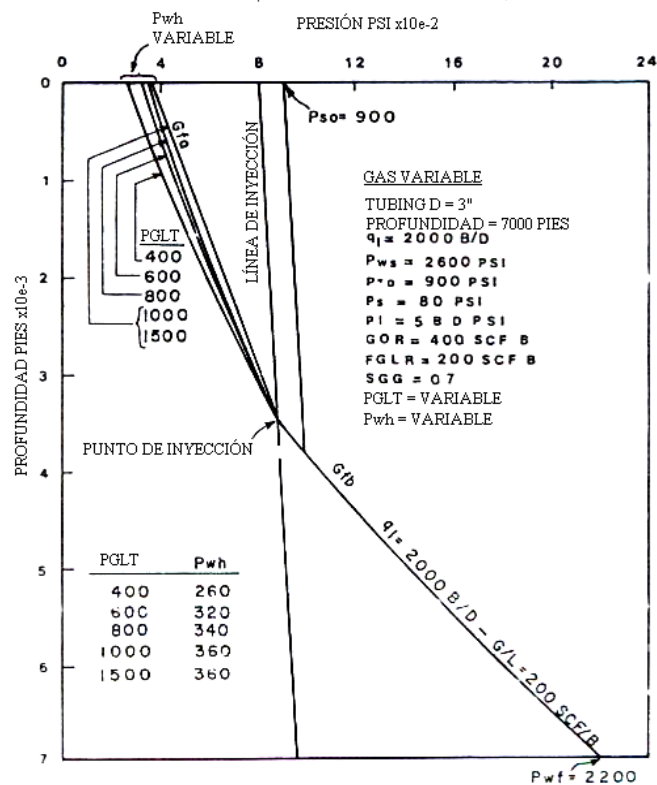


Figura 2.6 Diagrama profundidad-presión elaborado con la curva de Brown, ver Brown (1984).

- Tabular los resultados de las presiones de cabezal obtenidas en el flujo vertical y horizontal.



- Elaborar el diagrama presión de cabezal-caudal con los resultados tabulados. Las intersecciones de las curvas con las mismas PGL son los posibles flujos para esas PGL.
- Dibujar una curva que pase por la secuencias de puntos de PGL. Obtener el máximo caudal posible de la intersección del más alejado a la derecha en la escala de caudal, y determinar la PGL correspondiente para la presión requerida (Figura 2.8).

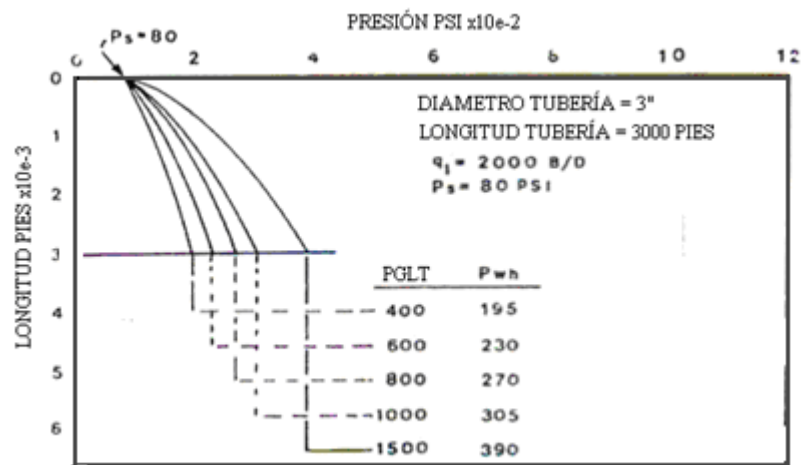


Figura 2.7 Diagrama longitud-presión elaborado con la curva de Brown, ver Brown (1984).

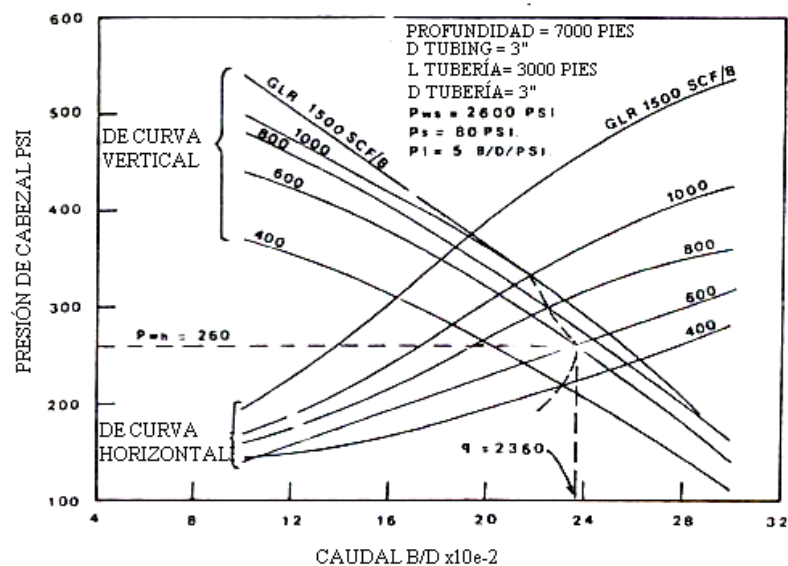


Figura 2.8 Diagrama presión de cabezal-caudal por correlación de Brown, ver Brown (1984).



b) Procedimiento de presión de fondo-caudal

En este procedimiento para determinar el máximo caudal se emplean diagramas profundidad-presión. Asimismo se trabaja con correlaciones verticales para determinar la presión de fondos a partir de la presión de cabezal. La cual es obtenida de un diagrama de longitud-presión en conjunto con las correlaciones horizontales para un caudal determinado y una PGLT. El procedimiento es el siguiente:

- Suponer varios caudales.
- Para cada caudal suponer varias PGLT.
- Seleccionar las correlaciones apropiadas o graficas de gradiente.
- Determinar la presión de cabezal necesaria para los flujos estimados partiendo del separador hasta la longitud del cabezal por medio de las correlaciones horizontales.
- Con base en las presiones determinadas, calcular la presión de fondos fluyente para cada caudal y PGLT. Tabular los resultados.
- Construir un diagrama de presión de fondos fluyente-caudal. Dibujar la curva de capacidad de flujo para un índice de productividad constate con la Ecuación (2.11).
- En el diagrama anterior graficar los datos del paso 5. La intersección de le flujo multifase para cada PGLT con las curva de capacidad de flujo nos brinda los posibles flujos para cada PGLT (Figuras 2.9 y 2.10).
- Para obtener el máximo caudal posible se toma la el PGLT de la curva más alejada a la derecha en la escala de caudal y se toma la presión de fondos de la intersección.
- Construir un diagrama caudal-PGLT con la curva seleccionada, Figura 2.11.

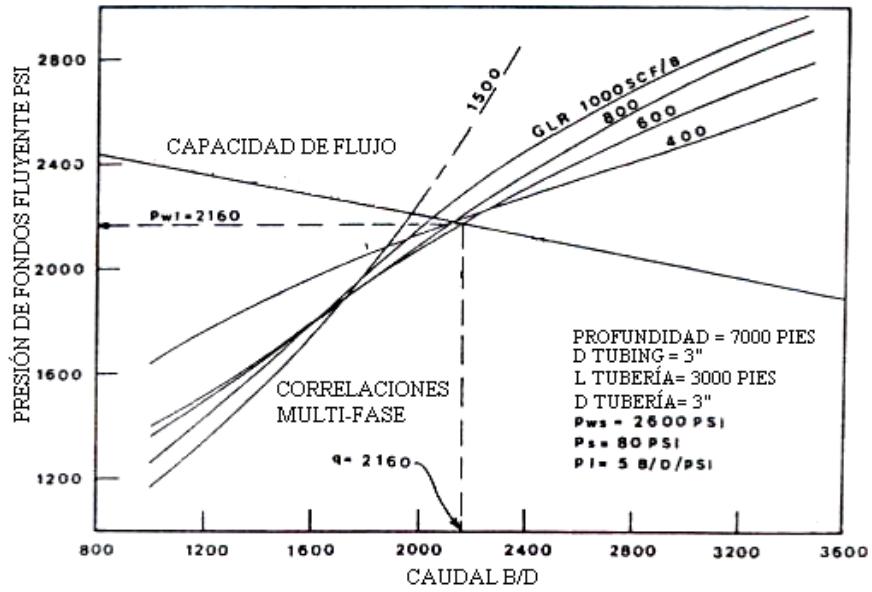


Figura 2.9 Diagrama presión fluente de fondos-caudal por correlación de Hagedorn, ver Brown (1984).

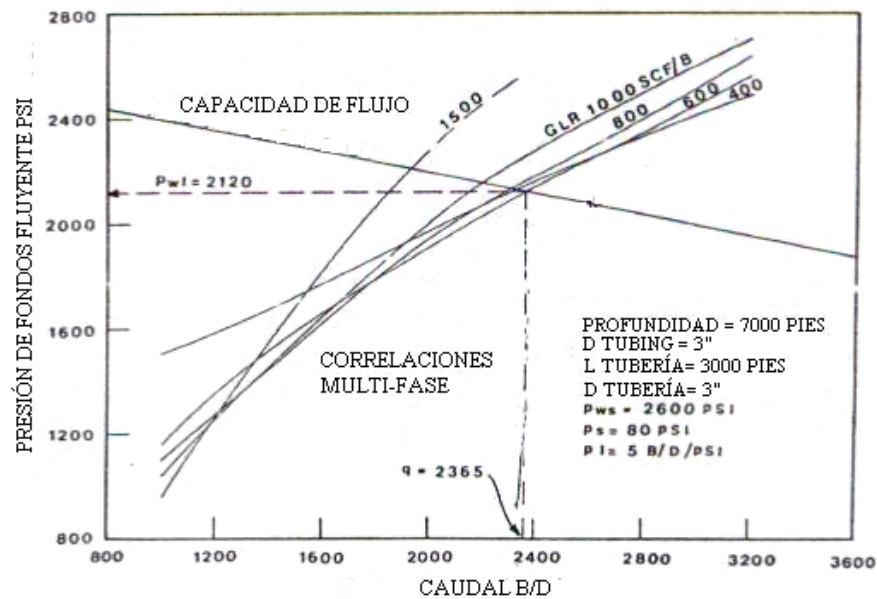


Figura 2.10 Diagrama presión fluente de fondos-caudal por correlación de Ros, ver Brown (1984).

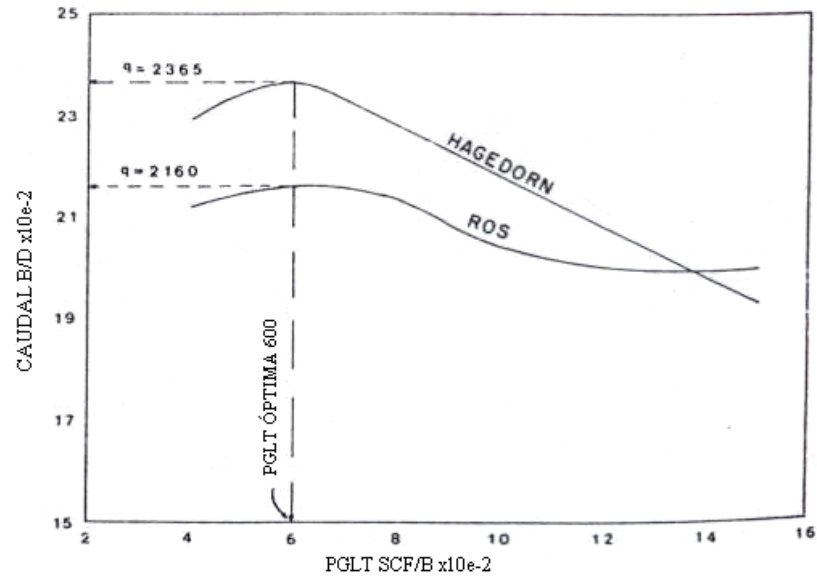


Figura 2.11 Diagrama caudal-PGLT, ver Brown (1984).

Con estos planteamientos de cálculo se muestra de manera detallada la forma de funcionamiento de los pozos petroleros mediante correlaciones y procedimientos gráficos. En el próximo capítulo se muestra una alternativa de cálculo para los perfiles mediante ecuaciones de mecánica de fluidos y sus técnicas de solución.



CAPÍTULO 3

UN MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN DEL LNC

En este capítulo se muestra una descripción del proceso de LNC en forma matemática para la determinación de los perfiles de presión y temperatura a través del pozo. Además, se muestran las técnicas empleadas para la resolución de dichas ecuaciones para, finalmente, describir la metodología empleada para resolver la optimización de un conjunto de pozos mediante el simulador comercial ASPEN.

3.1 Descripción del proceso de LNC mediante mecánica de fluidos

El flujo del petróleo y el gas de inyección a través de la tubería se pueden representar como un flujo tapón de dos fases en equilibrio a través de una tubería cilíndrica como se presenta en la Figura 3.1. Esta suposición implica que el flujo de la mezcla resultante presenta uniformidad en la temperatura y la presión en un punto dado de la tubería. El fenómeno real es más complejo; sin embargo, esta aproximación proporciona una imagen significativa del comportamiento de la mezcla de hidrocarburos con el gas de inyección. Para un análisis más detallado de la siguiente deducción se pueden consultar los textos de Bird *et al.* (1993), CRANE CO (1983), Catala *et al.* (1996) y Brill y Beggs (1988).

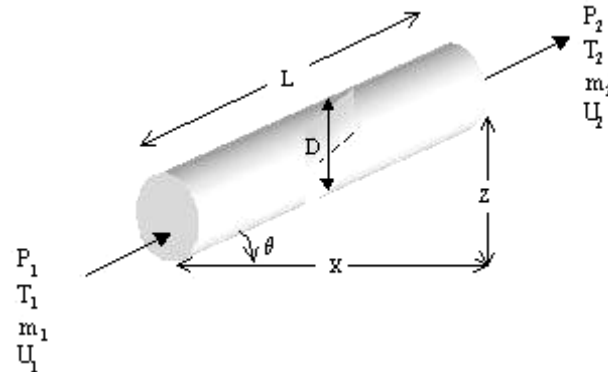


Figura 3.1 Elemento diferencial de volumen.

Tomando como elemento diferencial de volumen un segmento de la tubería, se puede expresar la ecuación de conservación de materia de la siguiente forma:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0 \quad (3.1)$$

donde ρ es la densidad de la mezcla, t es el tiempo, v es la velocidad del fluido y L es la longitud de la tubería. Considerando que el sistema está en estado estacionario y que el producto ρv es constante, la Ecuación (3.1) se reduce a:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0 \quad (3.2)$$

La primera ley de Newton aplicada al flujo en tuberías nos dice que la cantidad de momentum entrando menos la cantidad de momentum saliendo mas la acumulación de momentum en un segmento de la tubería es igual a la suma de todas las fuerzas actuando sobre el fluido. De esta forma y tomando un elemento diferencial de volumen, la conservación lineal de momentum se puede expresar como:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial L} = -\frac{\partial P}{\partial L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta \quad (3.3)$$



donde P es la presión, τ los esfuerzos viscosos, d el diámetro de la tubería y A es el área transversal. Expandiendo el término de velocidad de momentum lo podemos expresar de la siguiente forma:

$$\frac{\partial(\rho v^2)}{\partial L} = v \frac{\partial(\rho v)}{\partial L} + \rho v \frac{\partial v}{\partial L} \quad (3.4)$$

Suponiendo estado estacionario y combinando las ecuaciones (3.2), (3.3) y (3.4) se tiene:

$$\rho v \frac{\partial v}{\partial L} = -\frac{\partial P}{\partial L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta \quad (3.5)$$

Despejando la derivada de la presión con respecto a la longitud, que representa la caída de presión en el *tubing*, se tiene:

$$\frac{\partial P}{\partial L} = -\tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta - \rho v \frac{\partial v}{\partial L} \quad (3.6)$$

Para el cálculo de los esfuerzos viscosos, Darcy-Weisbach proponen la siguiente relación:

$$\tau = f \frac{\rho v^2}{8} \quad (3.7)$$

donde f representa el factor de fricción; sustituyendo en el primer término de la Ecuación (3.6) se obtiene:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial L} \right)_f = - \left(f \frac{\rho v^2}{8} \right) \left(\frac{\pi d}{\pi d^2 / 4} \right) = f \frac{\rho v^2}{2d} \quad (3.8)$$

De esta manera, se puede escribir la Ecuación (3.6) de la siguiente forma:

$$\frac{\partial P}{\partial L} = -f \frac{\rho v^2}{2d} - \rho g \sin \theta - \rho v \frac{\partial v}{\partial L} \quad (3.9)$$

Considerando despreciables las pérdidas de presión en la dirección radial y angular por flujo tapón, la ecuación anterior se puede expresar:



$$\frac{dP}{dL} = -f \frac{\rho v^2}{2d} - \rho g \sin \theta - \rho v \frac{dv}{dL} \quad (3.10)$$

La ecuación (3.10) expresa el gradiente de presión en una tubería en función de tres factores fundamentales. El primer término está asociado a las pérdidas por fricción en una tubería. El segundo, corresponde al cambio de energía potencial, el cual, es dominante en el flujo en pozos ya que aporta del 80 al 95% de las pérdidas de presión. El último término predice las pérdidas de presión por cambios de velocidad del fluido, este término solo es significativo si existe una fase compresible a relativamente bajas presiones.

Tomando un elemento diferencial de volumen, el balance de energía puede expresarse como sigue:

$$\dot{m}U_1 + \dot{m}P_1V_1 + \frac{mv_1^2}{2} + \dot{m}gz_1 + q + W_s = \dot{m}U_2 + \dot{m}P_2V_2 + \frac{mv_2^2}{2} + \dot{m}gz_2 \quad (3.11)$$

donde U es la energía interna, \dot{m} es el flujo másico, V es el volumen, q es el calor entrando al sistema y W_s es el trabajo sobre el sistema. Escribiendo la ecuación en forma diferencial y aplicando la definición de entalpía se tiene:

$$mdH + mv dv + mg dz + dq + W_s = 0 \quad (3.12)$$

Expresando z de la ecuación anterior en términos de L

$$mdH + mv dv + mg \sin \theta dL + dq + W_s = 0 \quad (3.13)$$

Despreciando el trabajo sobre el sistema y dividiendo entre la diferencial dL se obtiene:

$$\dot{m} \frac{dH}{dL} + \dot{m} v \frac{dv}{dL} + \dot{m} g \sin \theta + \frac{dq}{dL} = 0 \quad (3.14)$$

Rescribiendo la Ecuación (3.14) y despejando la derivada de la entalpía:

$$\dot{m} \frac{dH}{dL} = -\dot{m} v \frac{dv}{dL} - \dot{m} g \sin \theta - \frac{dq}{dL} \quad (3.15)$$



Esta ecuación es útil para la predicción de los perfiles de temperatura, ya que es relativamente sencillo asociar la presión y la entalpía para caracterizar el resto del sistema.

Las Ecuaciones (3.10) y (3.15) representan un modelo adecuado para la predicción de los perfiles de presión y entalpía para el proceso de levantamiento neumático. Sin embargo, se requiere manipular algunos términos de sistema de ecuaciones para expresarlos en función de la presión y la entalpía.

La velocidad en el sistema se puede expresar en función de la presión y la entalpía por lo que, mediante la regla de la cadena, se puede escribir de la siguiente manera:

$$\frac{dv}{dL} = \left(\frac{dv}{dP} \right)_H \frac{dP}{dL} + \left(\frac{dv}{dH} \right)_P \frac{dH}{dL} \quad (3.16)$$

y la velocidad se puede expresar como:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{n_t V}{A} \quad (3.17)$$

donde Q es el caudal, n_t es el flujo molar y V es el volumen molar.

Combinando las Ecuaciones (3.16) y (3.17), considerando un flujo molar y un área constante, se obtiene:

$$\frac{dv}{dL} = \frac{n_t}{A} \left[\left(\frac{dV}{dP} \right)_H \frac{dP}{dL} + \left(\frac{dV}{dH} \right)_P \frac{dH}{dL} \right] \quad (3.18)$$

Sustituyendo la Ecuación (3.18) en el sistema formado por las Ecuaciones (3.10) y (3.15), esta última expresada en flujos molares, se tiene:

$$\frac{dP}{dL} = -f \frac{\rho v^2}{2d} - \rho g \sin \theta - \rho v \frac{n_t}{A} \left[\left(\frac{dV}{dP} \right)_H \frac{dP}{dL} + \left(\frac{dV}{dH} \right)_P \frac{dH}{dL} \right] \quad (3.19)$$

$$n_t \frac{dH}{dL} = -n_t v \frac{n_t}{A} \left[\left(\frac{dV}{dP} \right)_H \frac{dP}{dL} + \left(\frac{dV}{dH} \right)_P \frac{dH}{dL} \right] - n_t g \sin \theta - \frac{dq}{dL} \quad (3.20)$$

Manipulando y agrupando términos el sistema se expresa:



$$\left[1 + \rho v \frac{n_t}{A} \left(\frac{dV}{dP} \right)_H \right] \frac{dP}{dL} + \left[\rho v \frac{n_t}{A} \left(\frac{dV}{dH} \right)_p \right] \frac{dH}{dL} = -f \frac{\rho v^2}{2d} - \rho g \text{sen} \theta \quad (3.21)$$

$$\left[\frac{v n_t^2}{A} \left(\frac{dV}{dP} \right)_H \right] \frac{dP}{dL} + \left[n_t + \frac{v n_t^2}{A} \left(\frac{dV}{dH} \right)_p \right] \frac{dH}{dL} = -n_t g \text{sen} \theta - \frac{dq}{dL} \quad (3.22)$$

Este sistema está descrito en términos de propiedades termodinámicas medibles, las cuales pueden ser calculadas mediante equilibrio de fases con ecuaciones de estado. Así, el modelo de flujo a través de una tubería sin incluir perturbaciones radiales está formado por un conjunto de ecuaciones diferenciales (ecuaciones 3.21-3.22) y algebraicas (propiedades termodinámicas). Resolviendo las ecuaciones (3.21) y (3.22) sería aún más evidente que el sistema diferencial-algebraico tiene índice uno por lo cual es factible de resolverse (Gear, 1988; Chung y Westerberg, 1990; Çelk, 2004).

3.2 Herramientas numéricas para la solución de las ecuaciones

La simulación del proceso inicia con el modelado del petróleo, el cual será representado por simplicidad como una mezcla de pseudo-componentes. Las proporciones de los pseudo-componentes estarán basadas en una composición aproximada reportada en la literatura. Por otro lado, el gas de inyección puede ser considerado como: gas natural (como componente principal el metano), nitrógeno, dióxido de carbono o una mezcla de estos.

Ya establecidos los componentes del flujo, los pseudo-componentes se mezclan con la corriente de gas de levantamiento en el punto de inyección. Cada una de las corrientes posee sus propias condiciones iniciales de presión y temperatura y por lo tanto se pueden determinar sus propiedades termodinámicas. Posteriormente, se supone un mezclado perfecto e instantáneo en el punto de inyección y se procede nuevamente a calcular las propiedades termodinámicas del sistema resultante. Una vez conocidas las condiciones de la mezcla petróleo-gas en el punto de inyección, se procede a resolver el sistema de ecuaciones propuesto. Para la solución numérica del sistema diferencial, Ecuaciones (3.21) y (3.22), se puede utilizar el algoritmo *Differential Algebraic System Solver*, DASSL desarrollado por Petzold *et al.* (1989). DASSL es un algoritmo escrito en Fortran, diseñado



para resolver problemas de valor inicial para sistemas de EDA en su forma implícita. El método considera la aproximación de las derivadas a partir de fórmulas BDF (del inglés, *Backward Differentiation Formulae*). El sistema de ecuaciones no lineales que resulta de aplicar las fórmulas BDF es resuelto por una variante del método de Newton. *DASSL* utiliza una implementación de tamaño de paso variable conocido como *fixed leading coefficient*. Tal implementación es un compromiso entre las formulaciones convencionales de tamaño de paso constante y variable. Además, una característica importante de *DASSL* es el uso de un método predictor-corrector desarrollado por Petzold para alcanzar la solución para cada paso definido a partir del método de *fixed leading coefficient*.

La solución numérica de las ecuaciones, como se mencionó, se lleva a cabo empleando la subrutina *DASSL*. Para esto se deben incorporar las Ecuaciones (3.21) y (3.22) igualadas a cero, *i.e.* en forma residual. Ambas ecuaciones contienen las propiedades termodinámicas calculadas en el punto de inyección, las cuales sirven para iniciar el sistema. A partir de este punto se requiere calcular el estado termodinámico para cada paso de integración propuesto por *DASSL*, es decir conocidas las nuevas condiciones de presión y entalpía recalculamos el resto del estado termodinámico de la mezcla. Este ciclo se repetirá sucesivamente hasta llegar a la longitud correspondiente a la superficie. Esta consideración de cálculo convierte al sistema en una sucesión de estados de equilibrio. De esta manera se cumple con las condiciones termodinámicas para el cálculo de equilibrio de fases. Respecto a los datos del sistema requeridos para proponer una simulación se hace un listado en la Tabla 3.1.

Para la determinación del caudal de gas requerido para una producción de petróleo determinada con un cabezal de presión fijo se puede utilizar el *software* *KNITRO*. El algoritmo *KNITRO* fue diseñado por Waltz y Nocedal (2003) con el fin de proporcionar una solución robusta y eficiente a problemas no lineales de optimización a gran escala. Este algoritmo resuelve sistemas en los cuales las funciones involucradas son continuas. Los métodos numéricos empleados por *KNITRO* están fundamentados en teoría de la optimización los cuales aseguran la convergencia a la solución. Dada la capacidad para lograr la convergencia, *KNITRO* es un algoritmo conveniente para la resolución del sistema en cuestión.



El problema involucra vincular la variación de la presión de cabezal con respecto al caudal de gas inyectado. Para lograrlo se establece una función objetivo que implica la igualdad de la presión de cabezal deseada con respecto a la obtenida para un flujo de gas supuesto. La función de KNITRO es minimizar esta diferencia modificando el caudal de gas inyectado. La solución usando esta estrategia ha sido aplicada anteriormente por Palafox-Hernandez (2004).

Tabla 3.1 Características del sistema requeridas.

Diámetro del <i>tubing</i> .
Profundidad del pozo.
Profundidad de la válvula de inyección.
Presión promedio en el pozo.
Temperatura promedio del pozo.
Presión disponible en el punto de inyección.
Presión de salida requerida o deseada.
Flujo de petróleo deseado.
Flujo de gas disponible.

3.3 Metodología sugerida para la optimización del LNC en ASPEN

El éxito de la solución del modelo anterior ha sido plenamente demostrado (Vázquez-Román y Palafox-Hernández, 2005). Sin embargo, ASPEN tiene la ventaja de contar con métodos adicionales de estimación de propiedades termodinámicas así como una gran cantidad de modelos de simulación de equipos que permiten la simulación de todo el sistema incluyendo los equipos en la superficie. Además, permite la estimación de propiedades termodinámicas con un número mayor de métodos, incluyendo también varios métodos para estimar el comportamiento del flujo en tuberías basado en correlaciones



típicamente usadas en el sector petrolero. Con ASPEN se desarrollan modelos de simulación de los procesos del petróleo para, posteriormente, utilizar estos modelos para estudiar modos alternativos de operación y optimizar los procesos existentes. A continuación se describe el modelo desarrollado para realizar la simulación del LNC en ASPEN. El modelo inicia con una descripción de los hidrocarburos la cual se hace de forma específica para los compuestos presentes en una cantidad considerable y como pseudocomponentes para agrupar compuestos de tipos semejantes pero cuya composición individual es baja.

3.3.1. Caracterización del petróleo

ASPEN Plus es una herramienta poderosa que fue desarrollada para facilitar el modelado de los procesos de refinación del petróleo y derivados. En particular, los procesos de refinación del petróleo son altamente complejos por lo que tienen características únicas que los distinguen de otros procesos químicos:

- Alimentaciones de proceso, las cuales consisten de mezclas complejas y de amplio rango de ebullición de hidrocarburos y cuyas composiciones exactas son desconocidas.
- Unidades de fraccionamiento usadas para separar la alimentación en una variedad de productos con diferentes especificaciones.
- Vapor y agua de enfriamiento para la extracción y recuperación de calor, dando lugar a la presencia de dos fases líquidas en prácticamente todo el proceso de refinación.
- Grados de destilación especificados en términos de temperaturas de destilación.
- Especificaciones de productos en términos de las propiedades de corriente como son el punto flash, punto de fluidez, contenido de azufre, contenido de metales y número de octanaje.



El proceso de producción de petróleo es análogo a los procesos de refinación en lo que se refiere al manejo de mezclas complejas de hidrocarburos y agua. Así, ASPEN contiene herramientas especiales para la simulación de estos procesos. Se pueden utilizar las herramientas de ASPEN y aprovechar un rango amplio de otras capacidades que ofrece como son estimación de parámetros, regresión de propiedades físicas y ajuste de datos de planta para los modelos de simulación, y optimización de los procesos.

Se inicia con el modelado de la corriente de alimentación del proceso la cual consiste en una mezcla compleja que puede arrastrar agua e incluso arenas. Enfocándose a la mezcla de hidrocarburos, ASPEN tiene un modo de prueba que permite hacer un análisis de datos experimentales. Se puede utilizar este modo para analizar el petróleo antes de comenzar con la simulación. En esta parte se consideran la definición de los siguientes puntos:

- Se detectan los componentes identificables que forman parte de la mezcla.
- Se analizan los datos de prueba de laboratorio del petróleo con sus respectivos °API para generar los pseudocomponentes de la mezcla de petróleo.

De esta manera, ASPEN puede generar un conjunto de pseudocomponentes del petróleo utilizando las curvas de destilación (True Boiling Point) que se pueden obtener mediante un análisis de laboratorio. Los fluidos que provienen de los yacimientos petroleros son mezclas complejas que contienen varias especies químicas. Estas mezclas incluyen típicamente compuestos de bajo peso molecular como metano, etano y nitrógeno; compuestos de peso molecular intermedio como el propano, i-butano, n-butano, i-pentano, n-pentano y n-hexano; y compuestos de peso molecular alto cuyo número de átomos de carbono en la molécula es por lo menos siete. El número de compuestos con peso molecular alto conforman lo que se conoce como la fracción pesada y contiene un número grande de componentes. Para efectos de estimación de propiedades termodinámicas, estos componentes son visualizados como si fueran un sólo compuesto denominado pseudocomponente. El procedimiento común para elegir los pseudocomponentes es dividir la mezcla en fracciones que consisten de varias especies químicas, preferentemente similares. Usando el método de pseudocomponentes, los componentes más ligeros (C1 a C6) del petróleo son analíticamente identificables y los componentes más pesados, C7+ o



compuestos no identificados, son técnicamente divididos en un número de pseudocomponentes los cuales son agrupados por su punto de ebullición o el peso molecular promedio (Félix-Flores, 2001).

La incorporación de los componentes identificables y los pseudocomponentes es muy simple en ASPEN: Después de hacer click en “Data” y “Components”, se buscan los compuestos identificables y dos tipos de petróleo con diferente gravedad específica para hacer una mezcla de ambos y generar los pseudocomponentes resultantes. Para los pseudocomponentes, el procedimiento consiste en introducir los datos de la curva de destilación y la gravedad API del petróleo en *Components | Assay/Blend | OIL-1 | Basic Data | Dist Curve*. Cuando el tipo de pseudocomponente se selecciona como *Assay*, entonces se deben proporcionar necesariamente los datos de la curva de destilación. En caso de seleccionar *Blend*, ASPEN asume que es un pseudocomponente que resulta de mezclar otros pseudocomponentes por lo que se debe indicar la proporción volumétrica de la mezcla. Así, ASPEN predice internamente el mezclado de dos crudos distintos. La Figura 3.2a muestra el resultado de introducir ocho compuestos identificables y tres pseudocomponentes, de los cuales un pseudocomponente es la mezcla de los otros dos declarada en proporción volumétrica 0.2-0.8. La Figura 3.2b muestra la forma de incorporar los datos de la destilación TBP para caracterizar a uno de los pseudocomponentes, Oil-1.

Cuando las especies químicas quedan debidamente definidas, la siguiente etapa en este trabajo relacionada con ASPEN implica el modelado de cada pozo. En la siguiente sección se describe un módulo de pozo genérico construido a partir de las unidades existentes en ASPEN.

3.3.2 Diseño del pozo por LNC en ASPEN

Como se ha indicado anteriormente, un pozo con LNC consiste en dos tubos concéntricos donde el gas típicamente fluye por la parte anular y la producción fluye por el tubo interno.



Component ID	Type	Component name	Formula
WATER	Conventional	WATER	H2O
METHA-01	Conventional	METHANE	CH4
ETHAN-01	Conventional	ETHANE	C2H6
PROPA-01	Conventional	PROPANE	C3H8
ISOBU-01	Conventional	ISOBUTANE	C4H10-2
N-BUT-01	Conventional	N-BUTANE	C4H10-1
2-MET-01	Conventional	2-METHYL-BUTANE	C5H12-2
N-PEN-01	Conventional	N-PENTANE	C5H12-1
OIL-1	Assay		
OIL-2	Assay		
MIXOIL	Blend		

(a)

Percent distilled	Temperature (C)
6.5	120
10	200
20	300
30	400
40	470
50	550
60	650
70	750
80	850
90	1100
95	1300
98	1475
100	1670

(b)

Figura 3.2 Declaración de las especies en ASPEN: a) Componentes identificables y b) Incorporación de datos de la curva de destilación TBP para pseudocomponentes.



Estos tubos, y particularmente el tubo interno, contienen una serie de accesorios que brindan seguridad, entre otras cosas, en la operación de los pozos. La Figura 3.3 muestra elementos adicionales que conforman un pozo de producción típico de petróleo con LNC. Se puede observar que a lo largo de la tubería de producción se encuentran localizadas algunas válvulas las cuales no son consideradas dentro del módulo debido a que, en condición estacionaria, operan completamente abiertas por lo cual se asume que no existe caída de presión entre ellas. Obviamente una condición distinta obligará a su incorporación en el modelo.

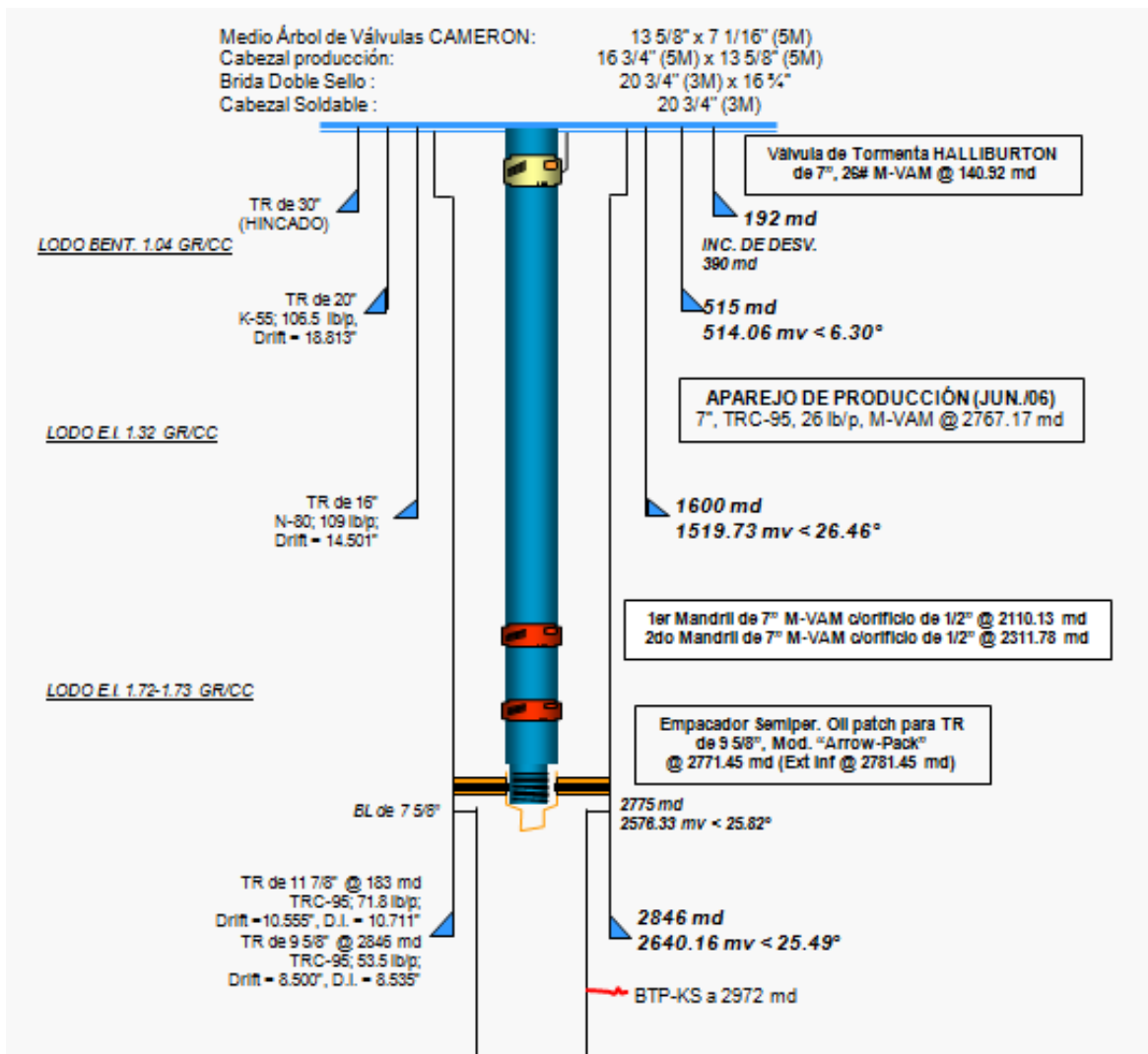


Figura 3.3 Elementos de un pozo de producción de petróleo.



Entre el conjunto de válvulas que contiene el pozo, se tiene una válvula conocida como “el Árbol de Navidad” (*Xmas Tree*) cuya función incluye aspectos de seguridad. El *Xmas Tree* es normalmente bridado al sistema de cabezal de pozo después de correr el *tubing* de producción. Su diseño comprende frecuentemente dos válvulas laterales que permiten conectar dos bajantes de la superficie para proveer acceso vertical al *tubing* y mejorar la producción; además, en esta parte se tiene el punto de inyección del gas para el levantamiento neumático hacia la sección anular, Figura 3.4. Otra válvula conocida como válvula *master* controla todo el acceso mecánico e hidráulico al pozo. En algunos casos, la importancia de esta válvula para brindar seguridad al pozo es tan alta que es duplicada. Mientras algunas válvulas son operadas manualmente, otras son controladas hidráulicamente en forma automática como en el caso de las plataformas marinas. Debido a su forma geométrica, esta válvula es un accesorio relevante en el cálculo de la caída de presión; desafortunadamente, no se encontró información suficiente para modelarla e incluirla en ASPEN de forma adecuada.

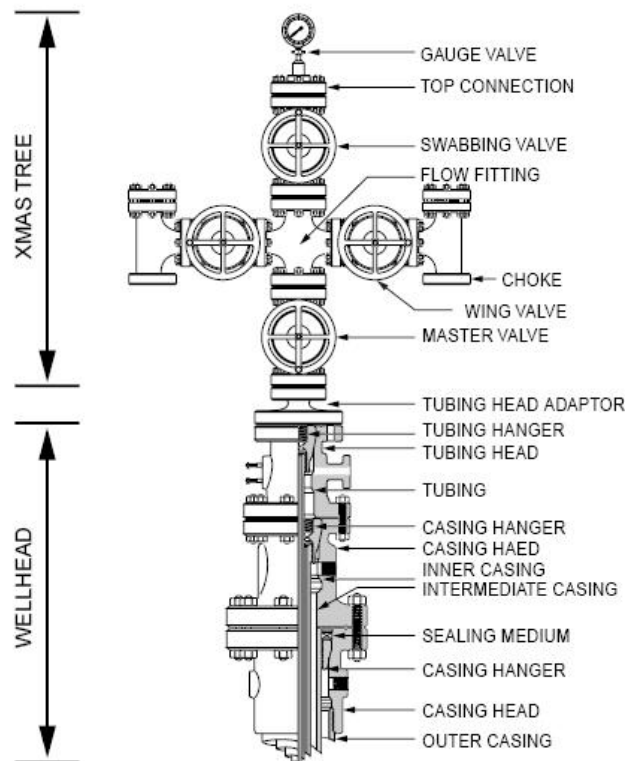


Figura 3.4 Conformación del árbol de navidad, ver Osorio (2010).



Para la elaboración del módulo, se inicia con la detección de unidades necesarias para la simulación del proceso de LNC. En este trabajo se considera que el gas de levantamiento fluye por la parte anular y se introduce en el tubo interno independientemente de la presión en el punto de inyección. En otras palabras, se espera que el gas tenga suficiente presión como para penetrar a través de las válvulas pudiendo incluso operar en condición de choque. Así, el flujo por la sección anular no es simulado rigurosamente y sólo se requiere modelar la tubería con el fluido de producción desde el yacimiento hasta la superficie. Para modelar un pozo en ASPEN, se seleccionan los siguientes modelos de la librería:

- *Pressure Changers | Pipe | V-PIPE*. Este modelo determina la caída de presión y transferencia de calor en un segmento sencillo de tubería o espacio anular. Se basa en suposiciones de flujo multifase unidimensional, en estado estacionario y flujo completamente desarrollado en la tubería. Este modelo se utiliza para los cálculos desde el fondo del pozo hasta el punto de inyección. En la corriente de entrada a este modelo se proporcionan las características del yacimiento (Presión, temperatura, flujo y composiciones de los pseudocomponentes en el petróleo). Además del modelo indicado en esta sección, ASPEN tiene en su biblioteca otros modelos basados en correlaciones que son típicamente usados en el sector petrolero. Los modelos son resueltos internamente con la tecnología ASPEN.
- *Mixers/Splitters | Mixer | DOT*. Este modelo combina varias corrientes para formar una sola. Para el módulo de este trabajo se supone que esta etapa es la válvula de inyección y se supone que la válvula opera completamente abierta por lo cual no hay caída de presión significativa. Las entradas de esta etapa son el gas de inyección y la corriente de salida del modelo antes mencionado con sus respectivas condiciones de operación.
- *Pressure Changers | Pipe | V-PIPE*. Este modelo es igual al descrito con anterioridad y se utiliza para realizar los cálculos desde el punto de inyección hasta la superficie. La corriente de entrada de esta etapa es la salida del mezclador y la corriente de salida proporciona los resultados de la simulación del proceso como son presión y temperatura en la superficie, velocidad de la mezcla, flujos, etc.



El flujo de producción se realiza en dos secciones. La primera sección corresponde al flujo del petróleo desde el yacimiento (*wellbore*) hasta el punto de inyección del gas. La segunda sección se refiere al flujo del gas inyectado y petróleo producido desde el punto de inyección hasta la superficie, Figura 3.5a. En realidad, la segunda sección debiera llegar hasta el *Xmass Tree* para tener una tercera sección desde este punto hasta la superficie (plataforma). Esta tercera sección también se justifica por la presencia, en algunos casos, de dos bajantes hacia el *Xmass Tree*. Desafortunadamente la información en el caso de estudio no indica ni la distancia ni los diámetros de las bajantes por lo que se simplifica el modelo a tener únicamente dos secciones. Estos modelos con sus respectivas corrientes se pueden agrupar en un solo módulo que puede repetirse para el resto de los pozos. El procedimiento en ASPEN es simple y, para agrupar unidades de la simulación en una sola unidad, sólo se seleccionan las tuberías (unidades de proceso) y se hace click derecho para seleccionar “*move selection*” y “*create new hierarchy*”. El módulo finalmente queda representado como se indica en la Figura 3.5b.

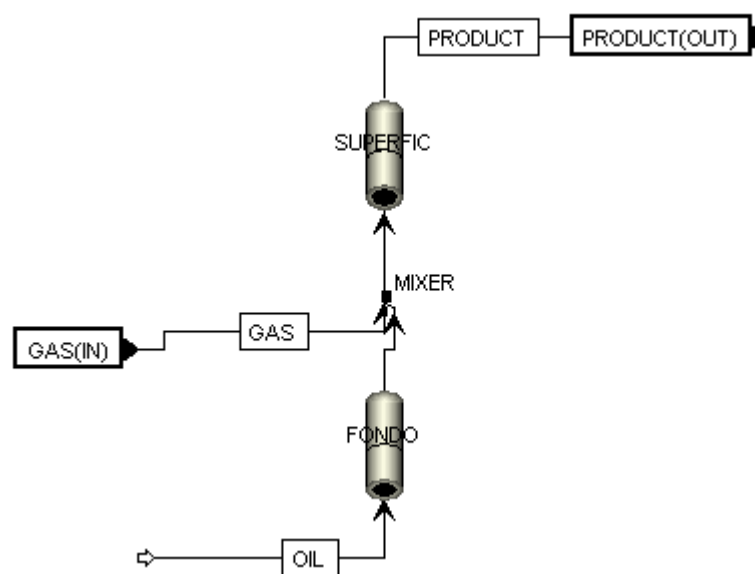


Figura 3.5a Secuencia del modelo de LNC en ASPEN.

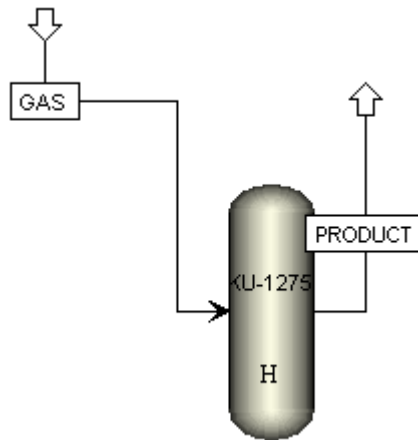


Figura 3.5b Módulo resultante del proceso.

De esta forma finaliza esta sección, la metodología presentada se aplicará en ocho pozos operando por LNC. Los resultados obtenidos serán discutidos en el siguiente capítulo.



CAPÍTULO 4

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se aplica la estructura del módulo descrito en el capítulo anterior a un caso de estudio real usando el ambiente de simulación de ASPEN. También se muestran los resultados y la discusión de la optimización de un sistema formado por ocho pozos reales. Por razones de confidencialidad, no se indica la fuente de estos datos.

4.1 Descripción del caso de estudio

Para realizar la simulación del proceso de LNC se utilizan las condiciones de operación reportadas para una plataforma conformada por ocho pozos de producción operando mediante LNC. Para cada pozo, se conoce la profundidad de pozo, la profundidad en la cual se tiene la válvula de inyección del gas de LNC, el diámetro de la tubería, la temperatura promedio del yacimiento, presión del gas de inyección, flujos de petróleo y gas de inyección y presión en la superficie, Tabla 4.1. Estos datos son necesarios para el análisis del proceso mediante ASPEN; sin embargo, no son suficientes como se muestra posteriormente. Además, se cuenta con un historial de condiciones de operación para los ocho casos durante veinticuatro días que permite evidenciar la variabilidad típica de la producción. La Figura 4.1 muestra gráficamente estos datos para un solo pozo.



Tabla 4.1 Condiciones de operación de los pozos.

# de pozo	1	2	3	4	5	6	7	8
Profundidad del pozo (m)	2909	2839	2968	2909	2770	2717	2676	2618
Profundidad de la válvula de inyección (m)	2298	2822	2669	2477	2314	2241	2165	2359
Diámetro de la tubería (in)	7	5, 7	5, 7	7	7	7	7	7
Temperatura promedio del yacimiento (°C)	110							
Presión del gas de inyección (kg/cm ²)	61.1	55.5	66.3	60.6	47.8	55.9	60.6	57.5
Flujo de petróleo (B/D)	11631	8976	10547	9633	9087	9899	7288	9268
Flujo de gas (MMscfd)	2.9	1.4	2.2	2.5	2.9	2.0	2.1	2.7
Presión de cabezal (kg/cm ²)	6.8	6.2	6.2	7.2	7.4	8.0	8.0	6.0

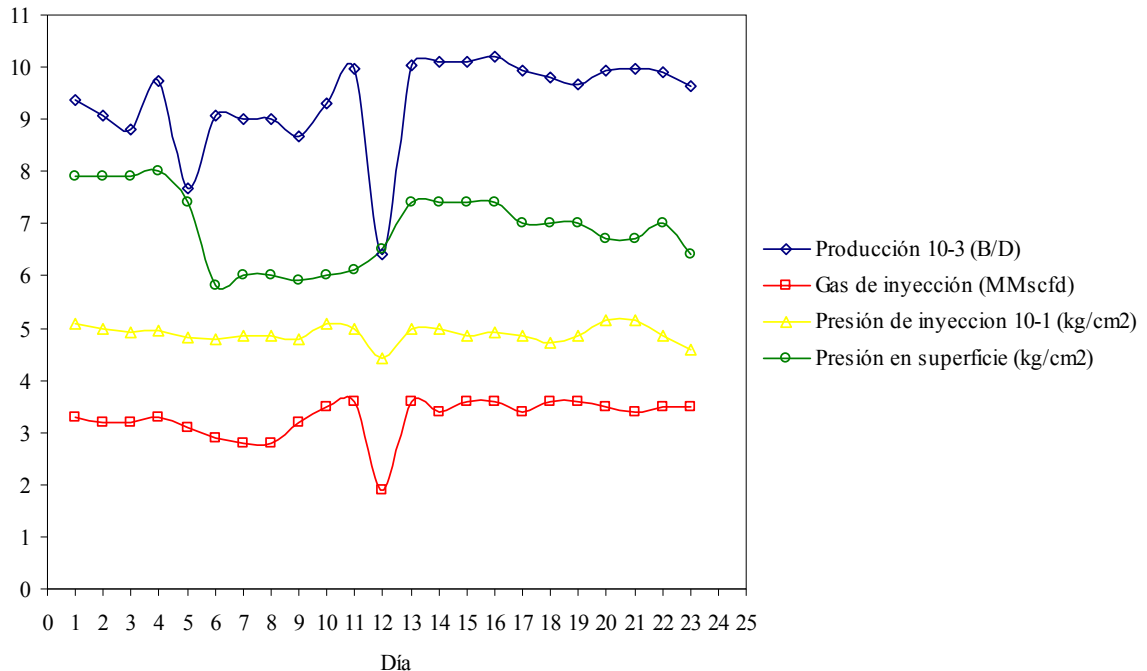


Figura 4.1 Historial de condiciones para el pozo 5.



Del laboratorio, se ha reportado la composición de la mezcla del petróleo como una combinación de componentes identificables combinado con pseudocomponentes. El metano es el compuesto en mayor proporción, Tabla 4.2. Adicionalmente, los isómeros son agrupados en uno solo lo que sugiere la conveniencia de agruparlos como pseudocomponentes. Desafortunadamente no se cuenta con información adicional que permita caracterizar a estos pseudocomponentes: En las composiciones a partir del hexano, se agrupan los componentes con similar punto de ebullición. Así, los componentes agrupados en cada pseudocomponente se representan cada uno como la N-parafina como una aproximación considerable.

Tabla 4.2 Composiciones de los pseudo-componentes del petróleo.

<i>Componente</i>	<i>% mol</i>	<i>% peso</i>
Sulfuro de hidrógeno	1.41	0.34
Dióxido de carbono	2.68	0.83
Nitrógeno	0.37	0.007
Metano	32.44	3.68
Etano	8.62	1.84
Propano	6.13	1.91
Iso-butano	0.85	0.35
N-butano	3.32	1.36
Iso-pentano	1.39	0.71
n-pentano	1.95	1.00
Hexanos	2.78	1.69
Heptanos	6.69	4.62
Octanos	3.60	2.81
Nonanos	2.50	2.20
Decanos	1.83	1.79
Undecanos	0.90	0.96



Tabla 4.2 Cont....

<i>Componente</i>	<i>% mol</i>	<i>% peso</i>
Dodecanos	1.31	1.53
Tridecanos	1.84	2.34
Tetradecanos	1.21	1.66
Pentadecanos	1.27	1.88
Hexadecanos	0.93	1.47
Heptadecanos	0.94	1.57
Octadecanos	0.45	0.79
Nonadecanos	0.57	1.05
Eicosanos y mas pesados	14.02	61.55

En la corriente del gas de inyección se introducen los datos reportados de presión, temperatura y flujo de operación. Para este caso se utiliza gas natural para efectuar el levantamiento cuyo componente principal es el metano. Es común usar una mezcla de gas natural y nitrógeno para realizar el LNC; sin embargo, la inyección de nitrógeno se realiza de forma irregular y discontinua ya que depende de la disponibilidad que se tenga en la red del gas natural.

Con los datos reportados, se puede hacer un análisis de las condiciones a las que se encuentra el sistema en un diagrama P-T, Figura 4.2. Para realizar estos cálculos se usó la ecuación de Peng-Robinson la cual ha mostrado ser eficiente en la estimación de propiedades termodinámicas de compuestos de petróleo. Al sobreponer las condiciones experimentales de operación de los pozos se observa que el pozo opera en la región de dos fases, líquido-vapor, no muy cercanas al punto crítico. Por dificultades numéricas, el punto crítico no se calcula pero se infiere y es evidente que las condiciones de la mezcla, en particular las del yacimiento, apenas libran la zona retrograda. De cualquier forma, se supone que no hay razón suficiente como para pensar que la estimación de las propiedades sea fuente de errores sustanciales en la predicción de la red. La siguiente sección contiene el desarrollo de un módulo de ASPEN para estimar el comportamiento del caso de estudio.

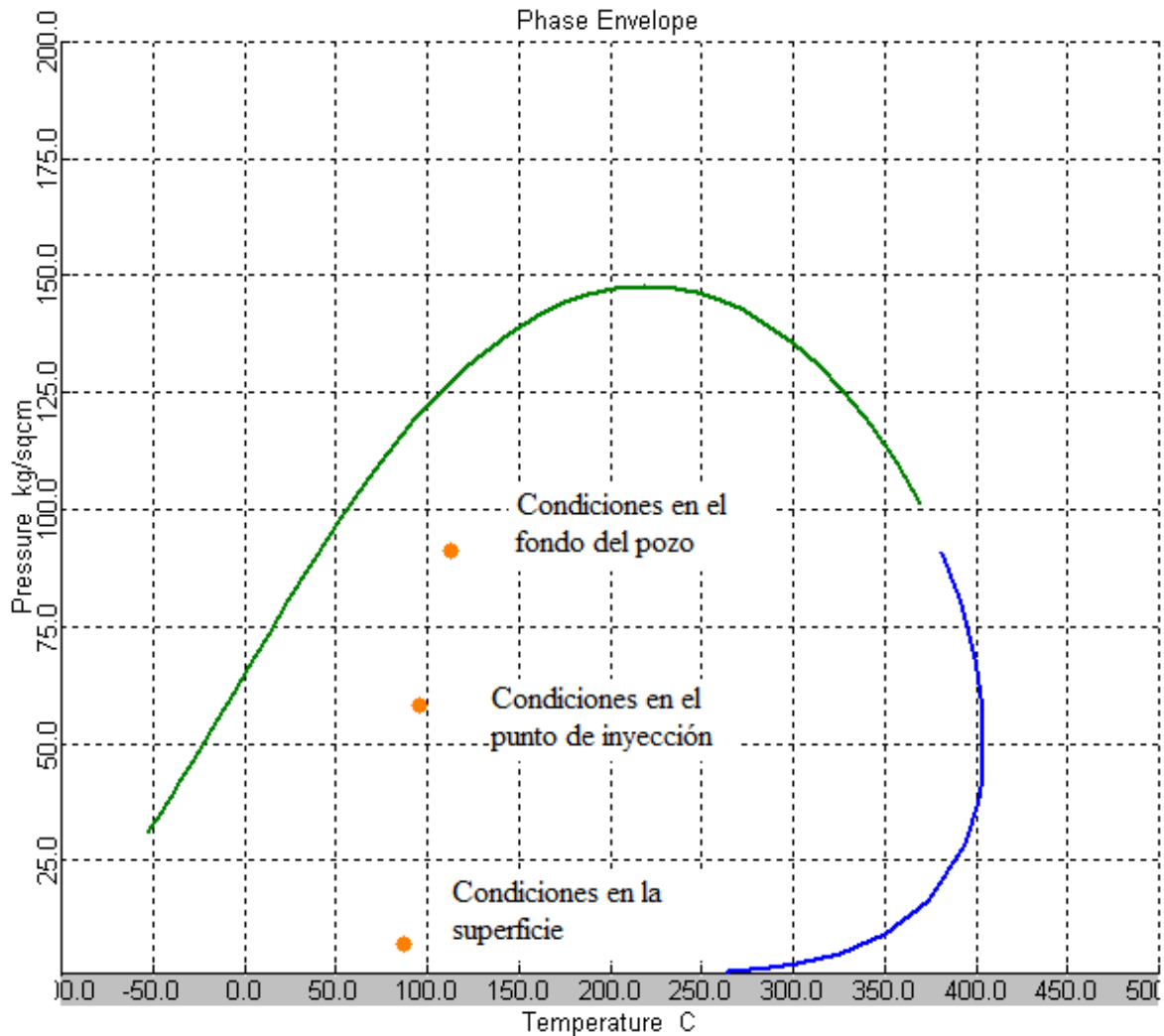


Figura 4.2 Región de operación del proceso de LN.

4.2 Desarrollo del modelo ASPEN para el caso de estudio

Usando el módulo genérico de un pozo descrito en el capítulo anterior, el procedimiento de incorporación del caso de estudio en ASPEN es muy simple. El módulo genérico se repite ocho veces en este caso de estudio y se introducen todos los datos para cada corriente del proceso. Para la corriente de entrada proveniente del yacimiento (fondo del pozo) se utilizan las composiciones reportadas para el conjunto de pseudocomponentes que conforman una mezcla de petróleo, la temperatura reportada del yacimiento y una presión supuesta debido a que no se reporta esta condición. Esta presión se estima asumiendo que



el dato de la presión reportada en el punto de inyección es la real en el pozo y haciendo una simulación retrospectiva para reconstruir las condiciones en el *wellbore*.

El módulo genérico está conformado por tres modelos de la librería de ASPEN. Para el caso de la determinación de los perfiles de temperatura y presión desde el fondo del pozo hasta el punto de inyección se utiliza el modelo de caídas de presión en tuberías para flujos verticales. Sin embargo, el número de segmentos de tubería puede cambiarse fácilmente si se cuenta con información de cada segmento como, por ejemplo, el ángulo de inclinación o medio ambiente. Los datos de entrada para este modelo son: longitud, diámetro interior e inclinación de la tubería los cuales son indicados en la Tabla 4.1. Los valores de rugosidad para la tubería pueden cambiarse pero, a falta de estos, se usan los valores *default*. Para la determinación del perfil de temperatura se tienen en ASPEN las opciones de cálculo para operación adiabática, perfil lineal de temperatura, temperatura constante y la opción del cálculo mediante coeficientes de transferencia de calor. Para este análisis se consideró operación adiabática debido a que no se cuenta con los datos necesarios de transferencia de calor. El resultado prácticamente equivale al efecto Joule-Thompson. Para el caso de los perfiles de presión, el modelo se resuelve mediante la integración de las ecuaciones presentadas en el capítulo anterior. Adicionalmente, el modelo de ASPEN puede utilizar las correlaciones de Hagedorn, Duns and Rose, Beggs & Brill, Vasquez y Darcy, (Beggs y Brill, 1973), para el cálculo de la caída de presión por fricción y el líquido acumulado “*liquid holdup*”. Para este caso de estudio se utilizaron las correlaciones de Beggs & Brill debido a su preferencia frecuente en el sector petrolero.

La siguiente etapa del módulo es el mezclado de la corriente de petróleo con la corriente de gas de inyección que en este caso se consideró como gas natural compuesto esencialmente de metano. La corriente resultante de la mezcla en el punto de inyección es la entrada a otra tubería como la antes mencionada. Este procedimiento se repitió para los ocho pozos analizados en estos trabajos. La Figura 4.3 muestra esquemáticamente el proceso de LNC para los ocho pozos en el ambiente de simulación de ASPEN.

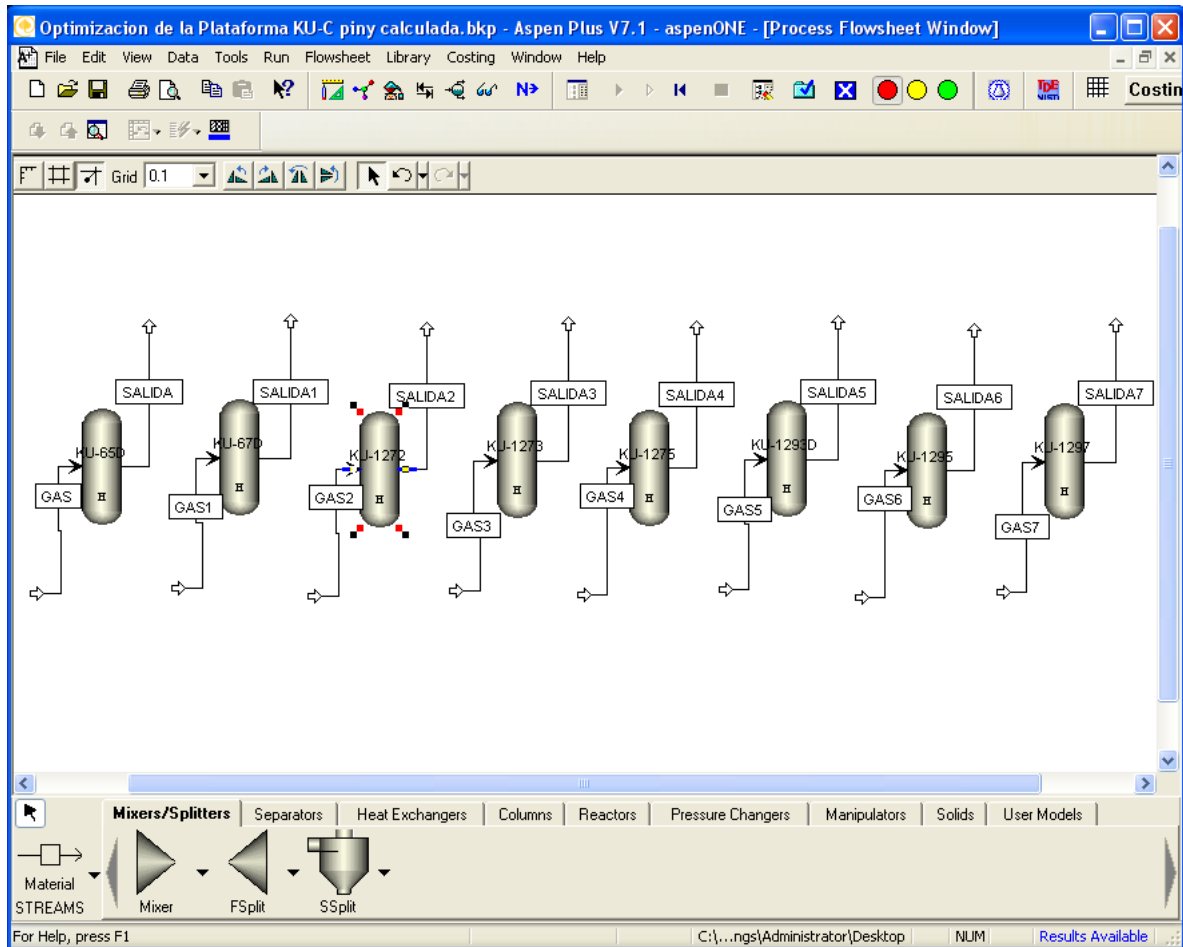


Figura 4.3 Esquema de simulación del campo analizado.

Dado que nuestro sistema es una mezcla de hidrocarburos no polares, se propone el empleo de la Ecuación de Peng-Robinson. Esto se debe a que los parámetros de esta ecuación ajustan adecuadamente para la predicción de mezclas de hidrocarburos, asimismo son razonablemente consistentes en la región cercana a las condiciones críticas. Adicionalmente, la Ecuación de Peng-Robinson fue diseñada para una buena representación de las densidades del estado líquido. Por esta razón, son ampliamente recomendadas para los procesos de gas natural, refinerías e industria petroquímica.

4.3 Resultados de la simulación

Para el análisis del proceso de LNC se utilizan las condiciones de operación de los ocho pozos. Se realiza la simulación para el sistema y el resultado principal termina siendo el



valor de la presión en la superficie del sistema para cada pozo. Estos resultados muestran una concordancia aceptable entre los resultados obtenidos en ASPEN y los reportados, Tablas 4.1 y 4.3, considerando que se debe agregar el modelado de una válvula que reduce la presión hasta los niveles experimentales. Además, no se está tomando en cuenta la pérdida de fricción por las condiciones de arenas en el yacimiento lo cual se refleja en estos resultados. Una manera de corregir este error es recalcular la presión en el punto de inyección. Los resultados obtenidos con las presiones de inyección calculadas se muestran en la Tabla 4.4. Con las presiones de inyección calculadas se determinaron las presiones en el fondo de los pozos. Se puede observar que no existe mucha diferencia con las presiones de inyección. Esto es debido a que el punto de inyección de gas esta relativamente cercano al fondo del pozo.

Tabla 4.3 Presiones obtenidas en la simulación.

# Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8
Presión en superficie								
Calculada (kg/cm²)	10.30	3.40	8.15	9.94	8.57	10.30	15.52	12.64
Diferencia (kg/cm²)	3.50	2.80	1.95	2.74	1.17	2.30	7.52	6.64

Tabla 4.4 Presiones obtenidas en la simulación con las presiones de inyección calculadas.

# Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8
Presión en el punto de inyección calculada (kg/cm²)	54.77	62.22	62.15	54.54	45.33	50.92	44.52	43.10
Presión en superficie								
Calculada (kg/cm²)	6.82	6.30	6.24	7.23	7.42	8.02	8.00	5.87
Presión en superficie								
Reportada (kg/cm²)	6.80	6.20	6.20	7.20	7.40	8.00	8.00	6.00
Diferencia entre P. iny reportada y corregida (kg/cm²)	6.33	6.72	4.15	6.06	2.47	4.98	16.08	14.40
Presión de fondo calculada (kg/cm²)	78.85	62.82	73.92	70.98	61.59	68.83	62.89	51.90



Las Figuras 4.4 y 4.5 muestran los perfiles de presión a lo largo del *tubing* para los ocho pozos de producción. Se puede ver claramente el punto donde se inyecta el gas de levantamiento debido a que cambia sustancialmente la pendiente de la curva para cada caso.

Un análisis de la contribución para la caída de presión realizada automáticamente en ASPEN indica que, para el pozo 5, el 90% es debido al término potencial, el 3.7% es por pérdidas por fricción y el resto es por cambio de velocidad. Esto muestra cuan importante son los cambios en las propiedades termodinámicas ya que el término de energía potencial es aparentemente lineal. Sin embargo, el efecto es drásticamente influenciado por el cambio de densidad la cual cambia notablemente con la presión en éste intervalo de integración. En la Tabla 4.5 se muestra las pérdidas de presión para todos los pozos.

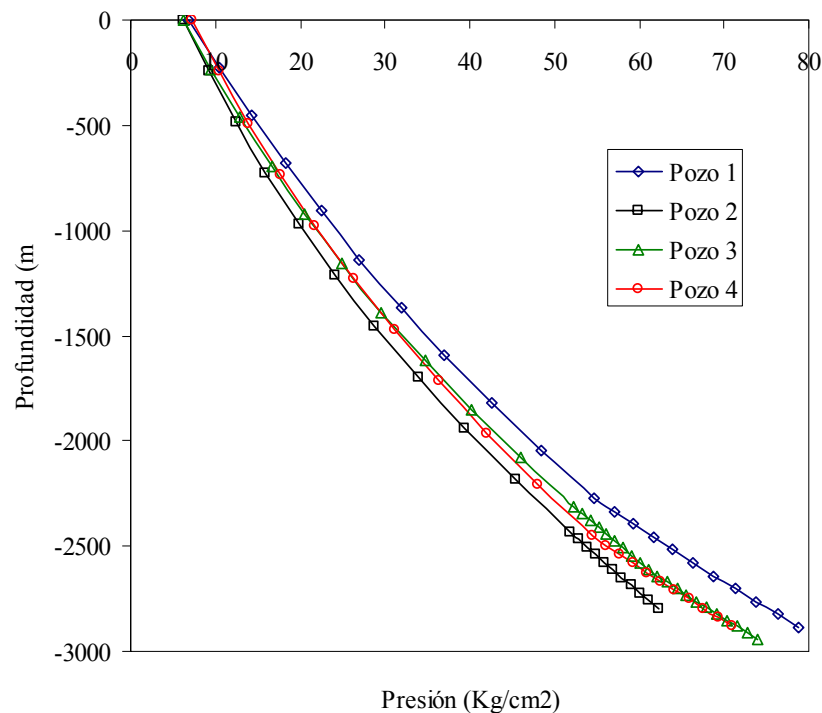


Figura 4.4 Perfiles de presión para los pozos 1-4.

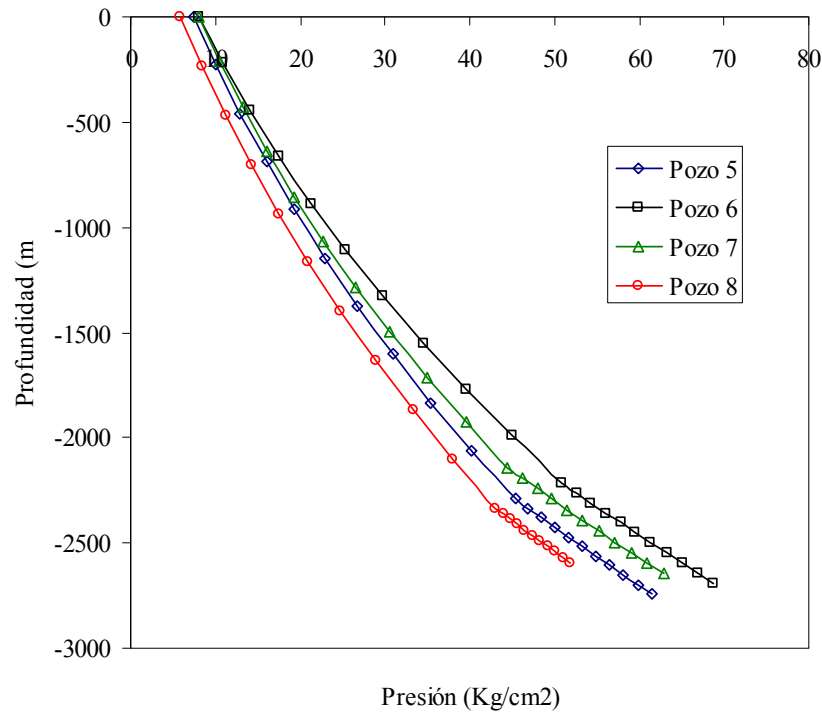


Figura 4.5 Perfiles de presión para los pozos 5-8.

Tabla 4.5 Análisis de contribución para la caída de presión.

# Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Antes del punto de inyección</i>								
Caída de presión total (kg/cm²)	24.13	10.44	11.79	16.48	16.31	17.94	18.40	8.82
Fricción (%)	1.35	2.42	3.44	0.83	0.70	0.78	0.54	0.75
Elevación (%)	98.65	97.57	96.55	99.16	99.30	99.21	99.45	99.25
Aceleración (%)	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
<i>Después del punto de inyección</i>								
Caída de presión total (kg/cm²)	48.62	46.18	46.28	47.49	38.22	43.35	36.93	37.84
Fricción (%)	13.32	7.81	10.86	9.31	9.63	7.35	6.32	9.96
Elevación (%)	86.19	91.90	88.73	90.38	90.06	92.42	93.48	89.65
Aceleración (%)	0.49	0.29	0.41	0.31	0.31	0.23	0.20	0.39



Las Figuras 4.6-4.11 muestran el comportamiento de algunas variables como temperatura, velocidad de la mezcla y fracción de vapor a lo largo de la tubería de producción. Para el caso de la temperatura, se observa una tendencia de descenso y los resultados en la superficie son muy parecidos a los reportados aunque se consideró el sistema como operación adiabática. Para el caso de la velocidad de la mezcla se observa un aumento notorio después del punto de inyección de gas. Esto es porque la mezcla se vuelve menos densa por lo cual comienza a fluir con mayor facilidad. De igual forma, el perfil de la fracción de vapor de la mezcla indica que existe un aumento después del punto de inyección y a lo largo de la tubería. Esto es debido a que la presión va disminuyendo hasta la superficie, por lo tanto, la mezcla empieza a evaporarse.

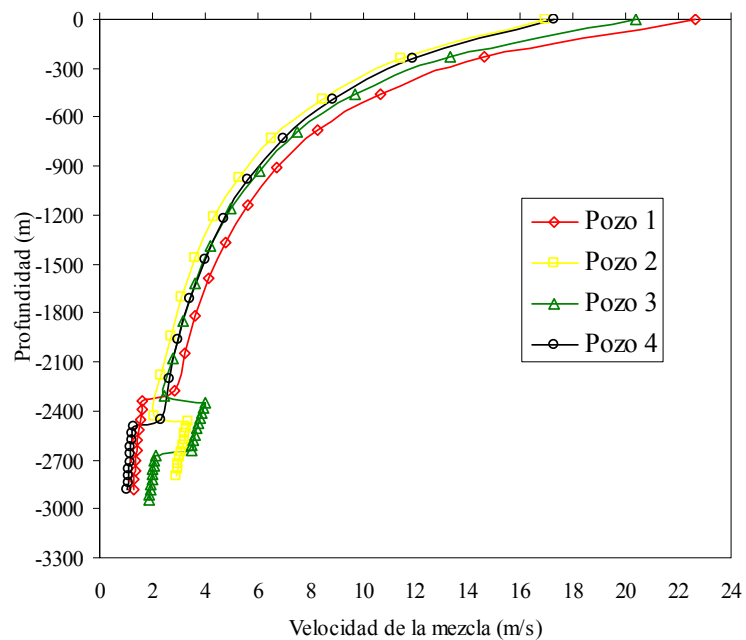


Figura 4.6 Perfiles de velocidad de la mezcla para los pozos 1-4.

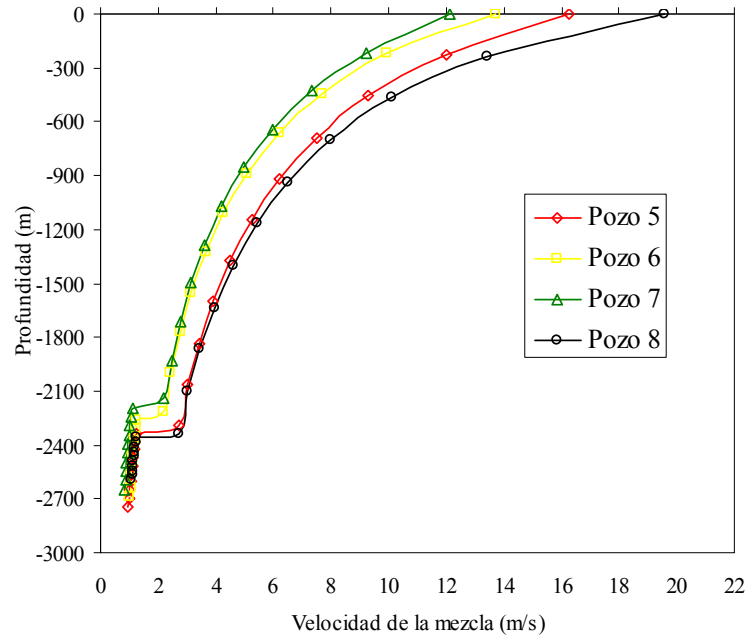


Figura 4.7 Perfiles de velocidad de la mezcla para los pozos 5-8.

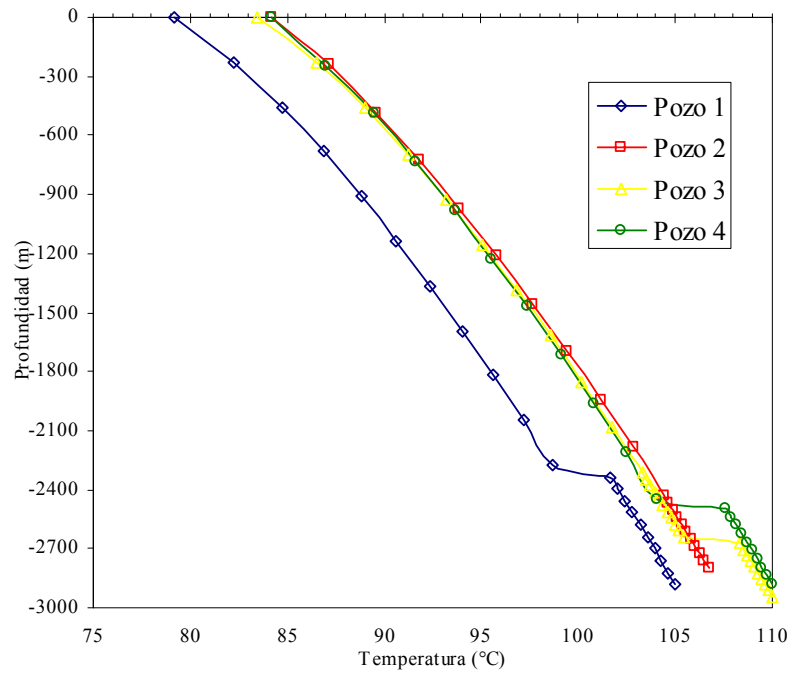


Figura 4.8 Perfiles de temperatura para los pozos 1-4.

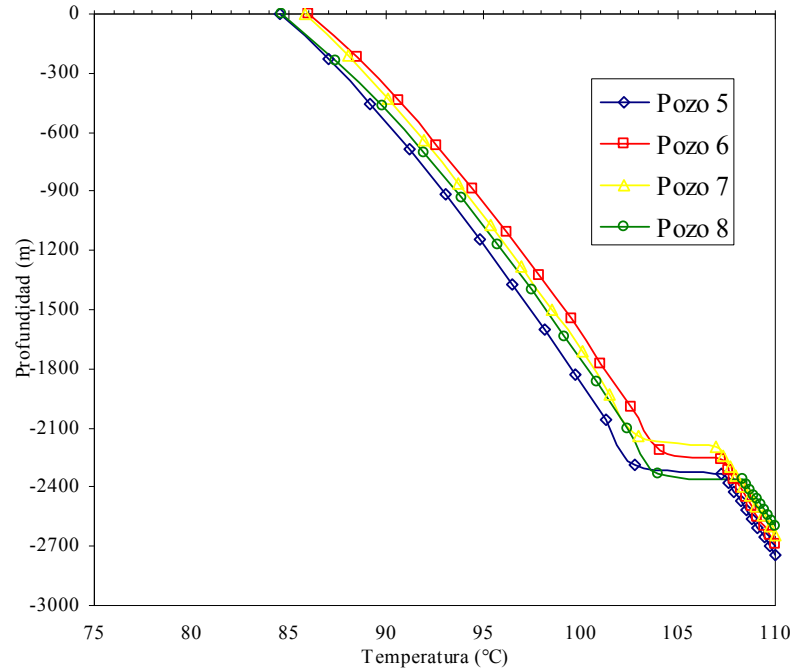


Figura 4.9 Perfiles de temperatura para los pozos 5-8.

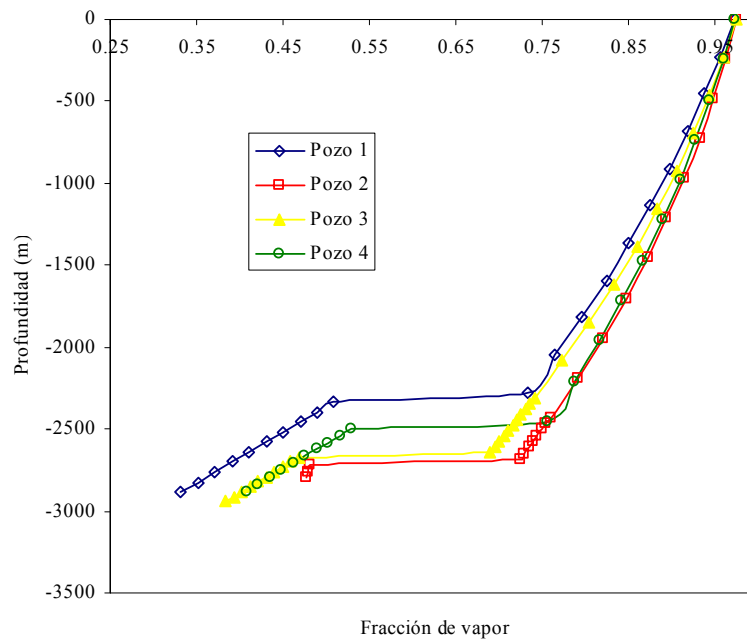


Figura 4.10 Perfiles de fracción de vapor para los pozos 1-4.

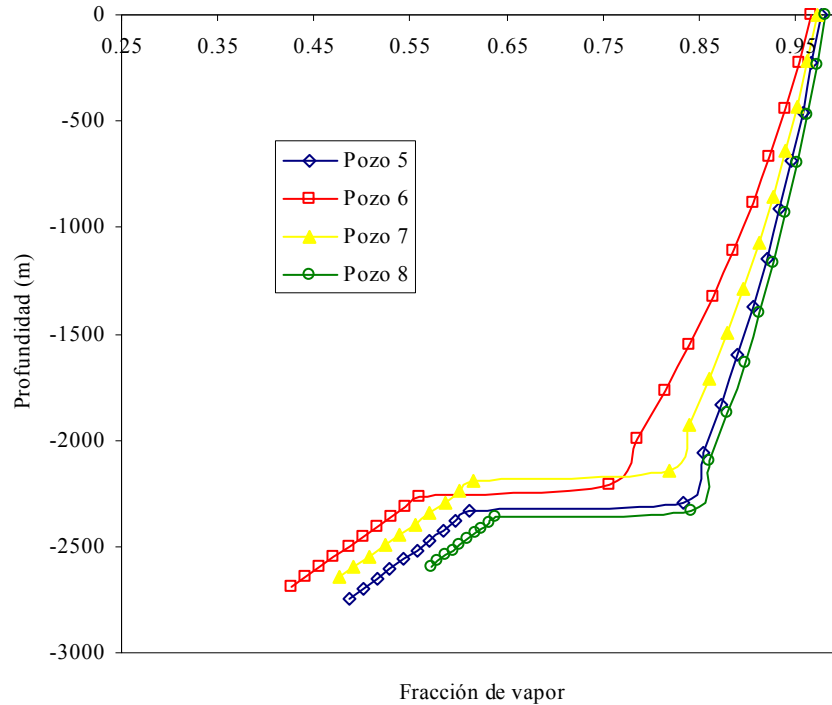


Figura 4.11 Perfiles de fracción de vapor para los pozos 5-8.

4.4 Optimización del punto de inyección

Frecuentemente, la producción de crudo en los pozos se limita a ciertos valores para evitar daños potenciales en la formación. Debido a esto, se considera como primer caso de optimización el mantener la misma producción reportada para los pozos del caso de estudio. Así, el problema de optimización consiste en determinar el punto de inyección óptimo así como la cantidad de gas de inyección. La forma de introducir la función objetivo, que en este caso es el flujo de gas, en ASPEN se muestra en la Figura 4.12. Para realizar la optimización del proceso, el sistema se restringe a que las presiones tanto en la superficie como en el fondo para cada pozo son constantes. Es importante observar que no se cuenta con un valor de presión con flujo cero en el pozo por lo que se asume que la presión fluyente reportada no cambia radicalmente con los nuevos flujos de petróleo. De hecho, la presión en el fondo ha sido inferida con la información reportada.

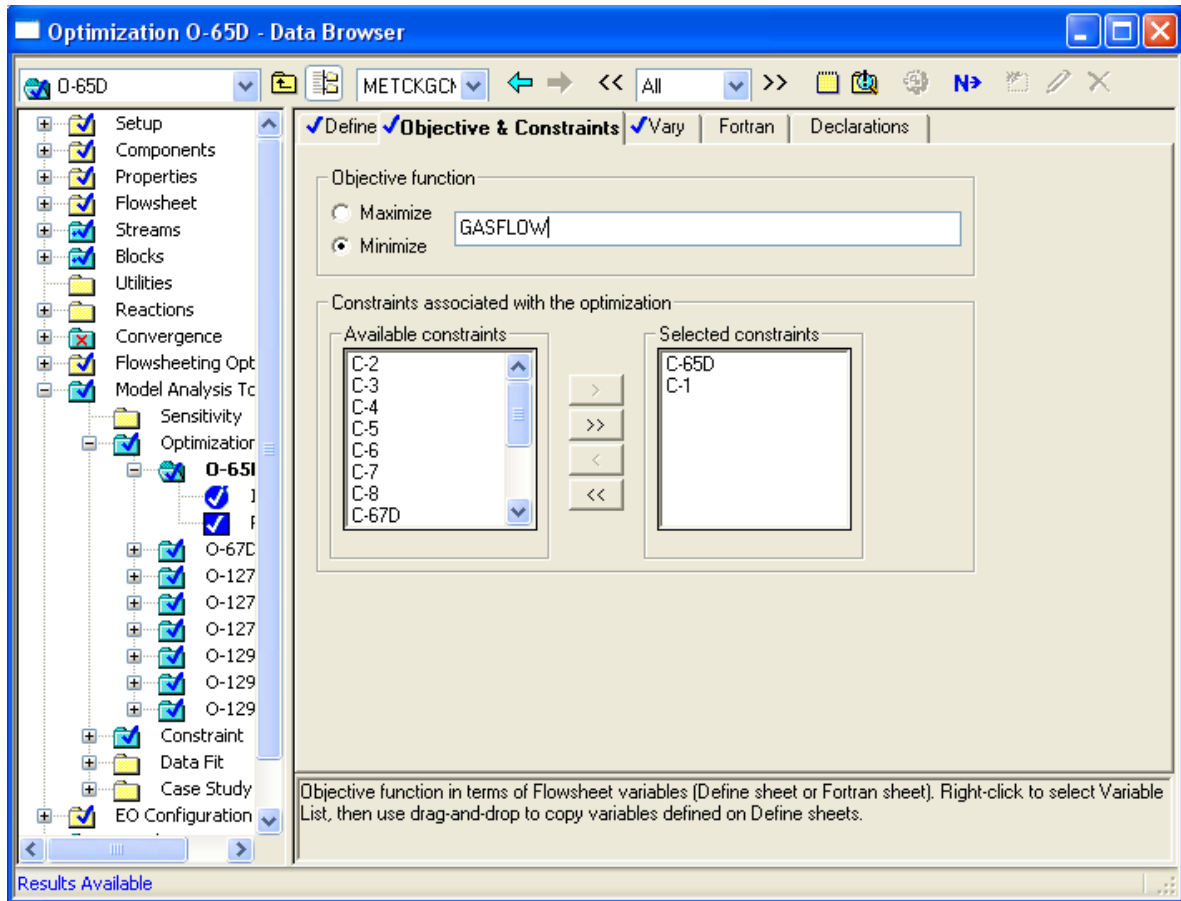


Figura 4.12 Esquema de la optimización en ASPEN.

La optimización implica la modificación de las variables de flujos de inyección de gas y la profundidad del punto de inyección. Adicionalmente se impone una restricción para acotar la profundidad del punto de inyección. En estos pozos se consideró que el punto de inyección podría estar en cualquier punto del pozo desde los 100 m arriba de la profundidad total. Los resultados obtenidos, por ejemplo, para el análisis del pozo 5, indican que el óptimo punto de inyección se tiene en la parte más profunda, *i.e.* 100 m desde el fondo. El flujo de gas necesario para mantener la producción en este punto se reduce a 2.14 MMscfd. Por esta razón, se decidió determinaron los flujos de gas requerido fijando el punto de inyección cada 100 metros para calcular el flujo de gas requerido. Los resultados se pueden observar en la Figura 4.13. Estos resultados indican claramente que es posible mantener la producción con LNC inyectando el gas en varios puntos. La cantidad de gas de LNC es



menor a mayor profundidad del punto de inyección. Este análisis fue aplicado para el resto de los pozos en forma semejante. Los resultados obtenidos para todos los pozos fueron con la misma tendencia, Tabla 4.6.

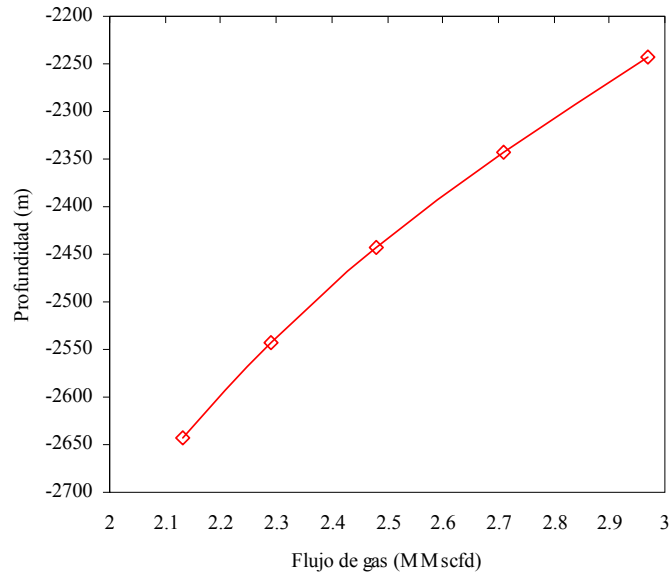


Figura 4.13 Requerimiento de gas de inyección a diferentes profundidades para el pozo 5.

Tabla 4.6 Flujos mínimos de gas en el punto óptimo de inyección.

# Pozo	Cantidad de gas de inyección(MMscfd)	Profundidad (m)
1	1.91	-2784
2	1.94	-2781
3	1.82	-2926
4	1.44	-2639
5	2.14	-2642
6	1.49	-2581
7	1.39	-2546
8	2.13	-2493
Total	14.26	



Es importante aclarar que la presión fluyente en el fondo de los pozos fue estimada con la información experimental. Por esta razón, el punto de inyección y el flujo de gas necesario corresponden a un valor óptimo. Además, debido a la falta de información no se puede realizar un análisis de optimización completo. El resultado indica que el flujo es menor cuando se inyecta en un punto más profundo; sin embargo, a mayor profundidad se requiere mayor presión en la tubería de gas lo cual pudiera convertirse en una restricción relevante.

En resumen, cuando la producción de petróleo no se encuentra limitada o no existe problema por daños de formación, se puede realizar la optimización fijando las presiones en el fondo y superficie para reducir el flujo de gas y aumentar el de petróleo cambiando el punto de inyección. Este análisis se realiza con el total de pozos. La forma de incorporar la función objetivo y restricciones en ASPEN se indica en la Figura 4.14. Como en los casos individuales de los pozos, los resultados indican que el punto óptimo de inyección se encuentra localizado en lo más profundo posible de cada pozo.

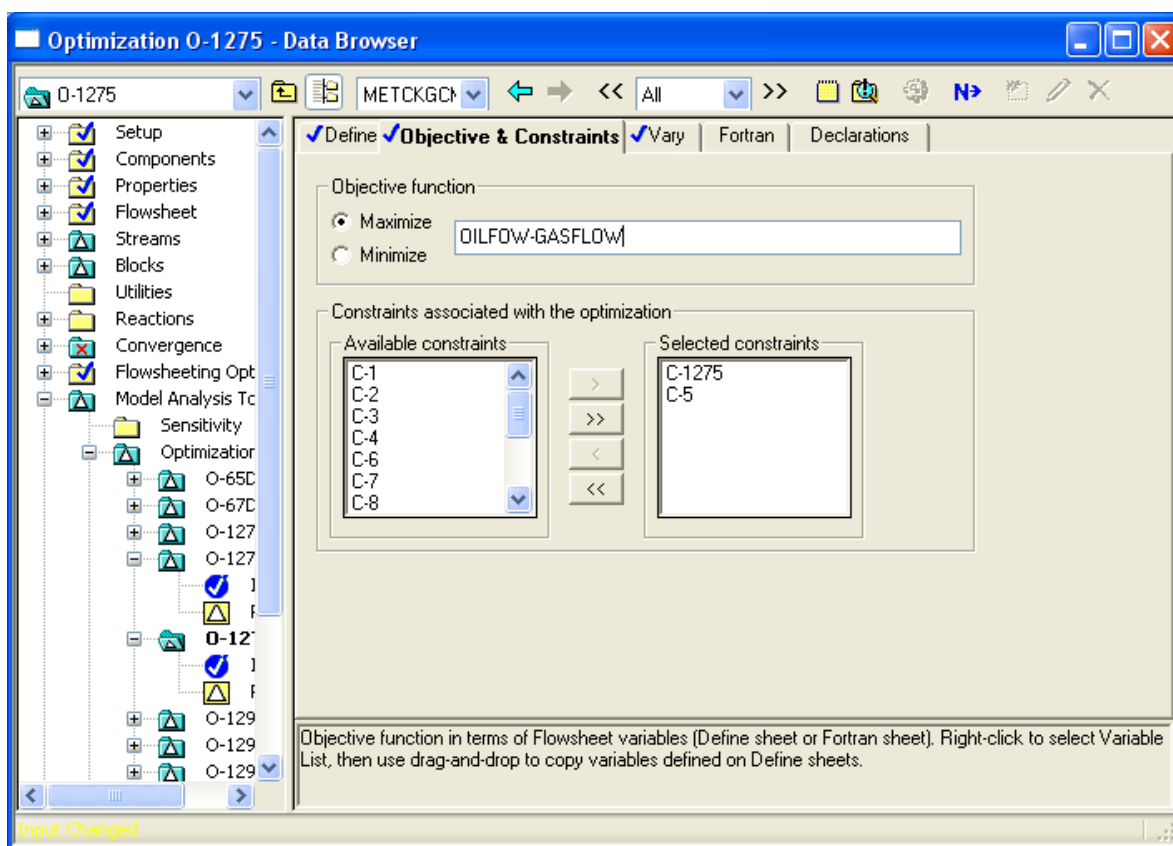


Figura 4.14 Esquema de la optimización en ASPEN para maximizar los flujos.



Adicionalmente se realizó la maximización de flujos para el conjunto de pozos variando el punto de inyección cada 100 metros para visualizar el comportamiento de las variables respecto a la profundidad de la válvula de inyección. Los resultados se muestran en la Tabla 4.7. Los resultados indican que, en el caso del pozo 2, la válvula de inyección se encontraba operando en la profundidad óptima que corresponde ya que se inyecta el gas en la parte más profunda. Los resultados muestran también que, para las condiciones de operación reportadas, se puede incrementar la producción total de petróleo de 86,500 B/D con una inyección de gas de 19.68 MMscfd. Este resultado es relevante ya que indica un aumento considerable de la producción reportada de 77,098 B/D pero con una inyección de 18.7 MMscfd de gas de levantamiento.

Tabla 4.7 Flujos óptimos encontrados para cada pozo.

Profundidad de inyección (m)	Flujo mínimo de gas (MMscfd)	Producción máxima (B/D)	Presión en la superficie (kg/cm²)	Presión de inyección (kg/cm²)
<i>Pozo 1</i>				
2598	2.5	13520.36	6.8	63.64
2498	2.33	13030.78	6.79	60.56
2398	2.91	13989.79	6.78	57.56
2298	2.69	13716.46	6.64	54.77
2198	2.97	13834.77	6.78	51.93
<i>Pozo 2</i>				
2822	1.4	8976	6.2	62.22
<i>Pozo 3</i>				
2868	2.69	13232.46	6.09	66.3
2768	2.34	13201	5.84	65.16
2668	2.55	12695.03	6.2	62.14
2568	2.35	11801	6.19	59.15
2468	2.46	11556.35	6.17	56.32



Tabla 4.7 cont.....

Profundidad de inyección (m)	Flujo mínimo de gas (MMscfd)	Producción máxima (B/D)	Presión en la superficie (kg/cm ²)	Presión de inyección (kg/cm ²)
Pozo 4				
2676	2.99	13101.82	6.97	60.18
2576	2.69	11834.31	7.04	57.34
2476	2.63	11231.2	6.94	54.57
2376	2.88	11023.69	7.14	51.92
2276	2.92	12250.41	7	49.2
Pozo 5				
2515	2.88	10066.4	7.4	50.16
2415	3.11	11254.7	7.39	47.72
2315	2.9	9087	7.42	45.33
2215	2.8	8412.64	7.4	41.18
2115	2.6	8729.14	7.4	39.04
Pozo 6				
2440	2.93	15235.13	6.84	56.58
2340	3.41	14004.59	8	53.72
2240	3.06	13728.98	8	50.94
2140	2.73	13101.58	7.85	48.24
2040	2.67	12610.2	7.99	45.7
Pozo 7				
2365	2.1	8112.09	8	49.52
2265	2.08	7762.3	8	47.14
2165	2.07	9139.12	8	44.65
2065	2.07	9005.27	8	42.28
1965	2.07	8869.23	8	40



Tabla 4.7 cont.....

Profundidad de inyección (m)	Flujo mínimo de gas (MMscfd)	Producción máxima (B/D)	Presión en la superficie (kg/cm²)	Presión de inyección (kg/cm²)
<i>Pozo 8</i>				
2459	2.62	10902.77	6	43.09
2359	2.38	10497.75	6	43.24
2259	2.49	10642.56	6	41
2159	2.41	9898.21	6	38.85
2059	2.33	9175.52	5.99	36.74

Finalmente, es importante mencionar que para determinar el verdadero óptimo se deben incluir todos los equipos y conectividad en la superficie para incluir apropiadamente las restricciones. Por ejemplo, si los gastos para subir la presión del gas son elevados entonces podría restringirse la inyección del gas para hacerlo a menor profundidad aunque con un volumen de inyección mayor y una presión menor. En otro caso, si el gas es limitado ó costoso podría preferirse el tener un menor volumen de inyección con una presión de inyección mayor a una mayor profundidad. La siguiente sección muestra las conclusiones de este trabajo.



CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se desarrolló un módulo en ASPEN para la simulación y optimización del proceso de LNC. Los resultados muestran que se obtiene un aumento considerable de petróleo al colocar la válvula de inyección a una mayor profundidad aunque con un aumento en la presión del gas de inyección. Se observó que las tendencias entre la presión de inyección y la profundidad del punto de inyección son semejantes ya que el aumento de la profundidad del punto de inyección requiere mayor presión de inyección. Además, la cantidad de gas de inyección requerida disminuye conforme aumenta la profundidad del punto de inyección. Así, los resultados de este trabajo conducen a pensar que el óptimo del punto de inyección se tiene siempre en la parte más profunda posible. Independientemente de si tener la inyección en el fondo es factible o no, el hecho de requerir mayor presión puede contrarrestar este efecto en la función objetivo.

ASPEN ofrece una plataforma amigable y tiene la infraestructura suficiente para incorporar los equipos de la superficie y optimizar de forma global el sistema de producción; *i.e.* para determinar un punto óptimo de inyección pero incluyendo los costos asociados a la compresión y el costo del gas de inyección en conjunto con las relaciones calculadas de presión-profundidad-caudal de gas, las cuales son particulares del pozo en cuestión.



Además de la capacidad de ASPEN en relación al modelado de los equipos, es relevante su capacidad para estimar las propiedades termodinámicas de fluidos como el petróleo. Así, el módulo desarrollado puede ser una herramienta importante en el ámbito petrolero.

Los cálculos ratifican que las contribuciones a la caída de presión en el proceso de producción del petróleo se deben principalmente al término potencial " ρgL " en la ecuación de momentum representando hasta un 99.5% de las pérdidas de presión en la región ubicada en la parte inferior del punto de inyección. Se observó que, a partir del punto de inyección hasta la superficie, la densidad de la mezcla presenta variaciones considerables debido al efecto de expansión por la reducción de la presión.

El trabajo futuro de aplicación de este trabajo debe, necesariamente, incluir los equipos en la superficie para tener un análisis global del proceso.

**REFERENCIAS**

- Ayatollahi, S., M. Narimani y M. Moshfeghian (2004). "Intermittent gas lift in Aghajari oil field, a mathematical study." Journal of Petroleum Science and Engineering **42**: 245-255.
- Ayatollahi, S., S. M. Tauseef y C. Guzman (2005). "Compositional model optimizes gas lift." Oil and Gas Journal, **103** (2): 37-42.
- Bahadori, A., S. Ayatollahi y M. Moshfeghian (2001). Simulation and Optimization of Continuous Gas Lift System in Aghajari Oil Field. 2001 SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malasia, 8-9 de Octubre, SPE 72169.
- Beggs, H. D. y J. P. Brill (1973). "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes." Journal of Petroleum Technology: 607-617.
- Bird, R. B., W. E. Stewart y E. N. Lightfoot (1993). Fenómenos de Transporte, Editorial Reverté.
- Brill, J. P. y H. D. Beggs (1988). Two-Phase Flow in Pipes, 6th Ed, The University of Tulsa Department of Petroleum Engineering, Tulsa, OK.
- Brown, K. E. (1984). The technology of artificial lift method, Vol. 4, Pennwell University of Tulsa.
- Camponogara, E. y P. Nakashima (2006). "Optimizing gas-lift production of oil wells: piecewise linear formulation and computational analysis." IIE Transactions **38**(2): 173-182.
- Catala, G., G. Conort y J. Ferguson (1996). Fluid Flow Fundamental, Oilfield Review.
- Çelk, E. (2004). "On the numerical solution of differential-algebraic equations with index-2." Applied Mathematics and Computation, **156**(2): 541-550.
- Chia, Y. C. y S. Hussain (1999). Gas Lift Optimization Efforts and Challenges. 1999 SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference Kuala Lumpur, Malasia, 25-26 de Octubre, SPE 57313.
- Chung, Y. y A. W. Westerberg (1990). "A proposed numerical algorithm for solving nonlinear index problems." Ind. Eng. Chem. Res., **29**: 1234-1239.
- CRANE CO (1983). Flow of Fluids Through Valves, Fittings, and Pipe, CRANE CO.
- Economides, M. J., A. D. Hill y C. Ehlig-Economides (1994). Petroleum Production Systems, Prentice Hall.
- Faustinelli, J. G. (1997). Temperature and Flow Performance Modeling of Gas-Lift Valves, University of Tulsa.
- Félix-Flores, M. G. (2001). Caracterización de las fracciones pesadas del petróleo. Celaya, Gto. , Instituto Tecnológico de Celaya. **Maestría en Ciencias**.
- Gear, C. W. (1988). "Differential-algebraic equation index transformations." SIAM J. Sci. Stat. Comput., **9**(1): 39-47.
- Giot, M. (1982). Three-phase Flow, Handbook of Multiphase Systems. Hemisphere. Hetsroni, G. Washington, McGraw Hill.
- Guet, S., G. Ooms y R. V. A. Oliemans (2005). "Simplified two-fluid model for gas-lift efficiency predictions." AIChE Journal, **51**(7): 1885-1896.
- Guet, S., G. Ooms, R. V. A. Oliemans y R. F. Mudde (2003). "Bubble Injection Effect on the Gas lift Efficiency." AIChE Journal, **49**(9).
- Kirkpatrick, C. V. (1959). Advances in Gas-Lift Technology, Drill & Prod. Prac.



- Lozada Aguilar, M. A. y M. R. Arredondo Monarrez (2000). Gas Lift With Nitrogen Injection Generated In Situ. 2000 SPE International Conference and Exhibition, Villahermosa, Mex. 1-3 de febrero, SPE 59028.
- Nakashima, P. y E. Camponogara (2006). "Optimization of lift-gas allocation using dynamic programming." IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Part A, **36**(2): 407 - 414.
- Osorio, R. (2010). "Wellhead-Arbol de navidad petrolero." from <http://www.petroblogger.com/2010/05/wellhead-arbol-de-navidad-petrolero.html>.
- Palafox-Hernandez, P. (2004). Simulación del Proceso de Levantamiento Neumático Continuo. Celaya, Gto, Instituto Tecnológico de Celaya. **Maestría en Ciencias:** 109.
- Petzold, L. R., S. L. Campbell y K. E. Brenan (1989). Numerical solution of initial-value problems in differential-algebraic equations, North-Holland.
- Ramey, H. J. (1962). "Wellbore Heat Transmission." Journal of Petroleum Technology: 427-435.
- Ray, T. y R. Sarker (2007). "Genetic algorithm for solving a gas lift optimization problem." Journal of Petroleum Science and Engineering, **59**(1-2): 84-96.
- Reeves, R., R. Harvey y R. Smith (2003). "Gas Lift Automation: Real Time Data to Desktop for Optimization an Offshore." Paper SPE 84166.
- Shiu, K. C. y H. D. Beggs (1980). "Predicting Temperatures in Flowing Oil Wells." Journal of Energy Resources Technology(1).
- Vázquez-Román, R. y P. Palafox-Hernandez (2005). A New Approach for Continuous Gas Lift Simulation and Optimization. 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Dallas, Texas, U. S. A., 9-12 October 2005, SPE-95949-PP.
- Vázquez-Román, R. y P. Palafox-Hernández (2005). A New Approach for Continuous Gas Lift Simulation and Optimization. Paper SPE-95949-PP, presented at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, U.S.A. , 9 - 12 October.
- Waltz, R. A. y J. Nocedal (2003). Knitro User's Manual Version 3.1, Copyright 2001-2003 by Ziena Optimization Inc., Copyright 2001-2003 by Northwestern University, Technical Report OTC 2003/5 Optimization Technology Center Northwestern University.
- Wang, P. y M. L. Litvak (2008). Gas Lift Optimization for Long-Term Reservoir Simulations. 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 26-29 September, SPE 90506.