



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
(INGENIERIA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS  
NATURALES) – (PRODUCCIÓN)

MODELO REPRESENTATIVO DE LA INTEGRACIÓN DE GAS DE BN  
INYECTADO POR UNA TUBERIA FLEXIBLE A UNA MULTIFÁSICA EN RISER  
DE PRODUCCION EN AGUAS PROFUNDAS

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

IRMA CRUZ FLORES

TUTOR (ES) PRINCIPAL(ES)

M.I JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ  
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO

MÉXICO, D. F. NOVIEMBRE 2013

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: M.I. Santamaria Guevara Noel E.

Secretario: M.I. Gómez Cabrera José Ángel

Vocal: M.I. Clavel López Juan de la Cruz

1 er. Suplente: Dr. Cárdenas Soto Martín

2 d o. Suplente: Dr. Luna Rojero Erick E.

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Instituto Mexicano del Petróleo

**TUTOR DE TESIS:**

M.I. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ

-----

**FIRMA**

## CONTENIDO

OBJETIVO

INTRODUCCIÓN

ANTECEDENTES

1. MARCO CONCEPTUAL Y CONCEPTOS BÁSICOS DEL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.
  - 1.1 Marco conceptual
  - 1.2 Conceptos básicos y definiciones de aseguramiento de flujo de la producción.
2. SISTEMA DE INYECCIÓN DE GAS DE BN CON UNA TUBERÍA FLEXIBLE POR EL INTERIOR DE UN RISERS DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS.
  - 2.1. Descripción y análisis del sistema.
  - 2.2 Configuración del sistema propuesto.
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA EN LA INTEGRACIÓN DE UNA CORRIENTE DE GAS EN CONTRAFLUJO CON UNA CORRIENTE DE FLUJO MULTIFÁSICO.
  - 3.1 Planteamiento del problema.
  - 3.2 Método de solución y dispositivo propuesto.
4. MODELO MATEMÁTICO REPRESENTATIVO DE LA TRANSFERENCIA DE MOMENTUM EN LA INTEGRACIÓN DE UNA CORRIENTE DE GAS A UNA DE FLUJO MULTIFÁSICO A TRAVÉS DE TOBERAS.
  - 4.1 Planteamiento e integración de la Ecuación de energía, Ecuación de momentum, Ecuación de estado y Ecuación de continuidad para el desarrollo del modelo.
  - 4.2 Modelo Representativo.
5. METODOLOGIA DE CÁLCULO Y EJEMPLO DE APLICACIÓN.
  - 5.1 Metodología de cálculo
  - 5.2 Ejemplo de aplicación.
  - 5.3 Resultados obtenidos.
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- 7.- BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

APENDICE A

APENDICE B

---

## OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un modelo que represente la integración del gas de BN inyectado por una tubería flexible a una multifásica en un riser de producción en aguas profundas a través de toberas, mismas que como eyectores emulen en su conjunto una bomba neumática "jet" (BNJ).

## OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar el efecto de la integración en contracorriente del gas de BN con la de los fluidos producidos por los pozos en un riser de producción en aguas profundas.
- Proponer métodos para evitar la integración en contracorriente del gas de BN con la de los fluidos producidos por los pozos en un riser de producción en aguas profundas.
- Evaluar los beneficios de evitar la integración en contracorriente del gas de BN con la de los fluidos producidos, en el comportamiento de los pozos.

## INTRODUCCIÓN

Hablar de la industria petrolera de un país es referirse al motor de su desarrollo económico, basta decir que su potencial económico gira en torno a su capacidad o desarrollo industrial. Entre todos los tipos de industria con los que se cuenta en una nación, la industria petrolera es la que ofrece mayor apoyo tanto a países altamente industrializados como a los que están en vías de desarrollo, por lo que el avance tanto tecnológico como productivo que se tenga en esta industria será de vital importancia de manera directa para los países que cuentan con dichos recursos e indirecta para los demás. La explotación de reservas energéticas fósiles o hidrocarburos es una actividad importante actualmente en países productores de petróleo crudo. En México, la necesidad por incrementar las reservas probadas de petróleo crudo obligan a que las actividades exploratorias y de explotación se orienten a lugares cada vez más alejados de la costa, y por lo tanto, con mayores profundidades de tirante de agua.

En la etapa inicial de la explotación de un campo petrolero, por lo general el aceite y/o el gas fluyen en forma natural desde el fondo del pozo hasta la superficie. Con frecuencia se encuentran campos, que en muchos de los pozos de los yacimientos que aportan volúmenes de gran importancia comercial, han empezado a experimentar una disminución en la producción mas pronunciada que la esperada a medida que avanza la explotación del mismo, lo cual ocurre como consecuencia del abatimiento de la presión del yacimiento, y por problemas de obstrucciones de flujo a condiciones de flujo inestable ocasionando en algunos casos la muerte de los pozos, terminando así su vida fluyente.

En el trabajo que se presenta a continuación se propone, un desglose metodológico de los aspectos que permitirán generar una solución al problema tratado. La propuesta de investigación contempla en primer lugar una descripción de la problemática y el estado del arte correspondiente a la explotación de yacimientos en aguas profundas. A partir de los cuales, se delimita el problema clave de la investigación, los métodos propuestos para la verificación o negación de una hipótesis de trabajo y el guión de aspectos que debe cubrir el trabajo de investigación.

## ANTECEDENTES

En el quehacer de la Ingeniería Petrolera el aprovechamiento de la energía de los yacimientos es una de las principales tareas para su desarrollo, ya que a medida que transcurre el tiempo de explotación, la presión con la que producen los pozos petroleros tiende a declinar, llegando al punto en que la producción deja de fluir debido a la contrapresión generada por el requerimiento de energía para el transporte de los hidrocarburos hasta las centrales de separación.

Este problema se acentúa en sistemas de producción en Aguas Profundas, por los tirantes de agua relativamente grandes y las bajas temperaturas que se presentan, para los cuales el patrón de flujo multifásico generalmente es intermitente, generando altas pérdidas de presión por elevación. Para mitigar este problema fue planteado un sistema que permitiera el bombeo neumático continuo en un riser de producción a través del uso de una tubería flexible en el interior del mismo, trabajo que se presentó en la tesis de licenciatura denominada "Optimización del flujo multifásico en Riser's en Aguas Profundas" por la Ing. Irma Cruz Flores<sup>(1)</sup>. Con este planteamiento se pretende proporcionar la energía necesaria a la columna de fluidos, reduciendo las pérdidas de presión por elevación además de proporcionar al conjunto de pozos cuya producción se transporta por el riser, mejores condiciones de flujo. En el caso ejemplo analizado, el sistema propuesto permitía incrementar la vida productiva de los pozos en 3.0 años obteniéndose la consecuente producción adicional, mejorando la rentabilidad del proyecto de explotación.

Sin embargo al considerar que durante la inyección del gas a través de la tubería flexible por el interior del riser de producción, este se integra a la corriente multifásica producida por los pozos en contracorriente, fenómeno que no fue considerado en el análisis y que podría representar un efecto adverso en la mejora de las condiciones de flujo, motivó la realización del presente trabajo, en el que se propone el uso de un dispositivo que permita invertir el flujo para integrar el gas inyectado a la corriente multifásica en la dirección del flujo ascendente, a través de toberas. Para ello es necesario el desarrollo del modelo analítico que permita estimar con precisión el comportamiento del flujo y cuantificar las mejoras en los efectos inerciales promovidas por la transferencia de momentum en dicha integración del gas.

# **1. MARCO CONCEPTUAL Y CONCEPTOS BÁSICOS DEL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.**

## **1.1 MARCO CONCEPTUAL.**

Para abordar el tema de la optimización del transporte de hidrocarburos en riser's con la integración de una corriente de gas es necesario conocer los aspectos generales de la Ingeniería Petrolera y de la comercialización de hidrocarburos, con la finalidad de conceptualizar adecuadamente el ámbito al cual pertenece la naturaleza del problema que se desea plantear y resolver.

Sin embargo, para efectuar un correcto análisis de la problemática que representa lograr la optimización de flujo multifásico con la integración de una corriente de gas, es indispensable que el grupo de analistas encargado de encontrar la solución, cuente con suficientes conocimientos en determinadas áreas de la Ingeniería de Producción y en especial en la de Manejo, Tratamiento y Transporte de Hidrocarburos, misma que contempla: Flujo Multifásico en Tuberías, Separación Gas-Líquido, Estabilización de Crudo, Deshidratación y desalado de crudo, Almacenamiento, bombeo y transporte de la producción, Manejo y acondicionamiento de gas y condensado, Muestreo y análisis de corrientes de hidrocarburos, Evaluación económica y financiera de proyectos y Planeación.

Al contar con un grupo que contemple las disciplinas y conocimientos antes mencionados, se considera que el problema tiene altas posibilidades de ser resueltos, sin embargo para ello se requiere de un coordinador con suficiente experiencia en el análisis de este tipo de problemas, además de utilizar un enfoque metodológico que garantice llegar al mejor resultado.

Para ello en el presente capítulo se presenta el ámbito al cual pertenece la naturaleza del problema mediante el uso de mapas conceptuales. Así mismo se definen los conceptos básicos que conciernen al tema a tratar.

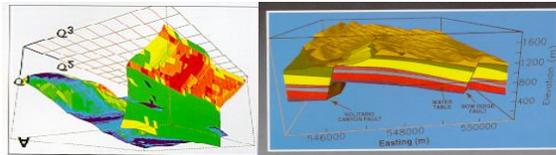
La Ingeniería Petrolera contempla distintas disciplinas que son consideradas de primordial importancia en la explotación del petróleo, dentro de los cuales se encuentran: la Ingeniería de Yacimientos, Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos, Ingeniería de Producción y Planeación. La figura 1.1a y 1.1b muestra el marco de referencia que enlaza a la Ingeniería Petrolera con la optimización del flujo multifásico, en la cual se pueden observar las áreas involucradas. Así mismo, en la figura 1.1a es posible apreciar la amplia gama de especialidades pertenecientes a la Ingeniería Petrolera y a la estrecha relación que existe entre algunas de ellas con la optimización del flujo multifásico.

Este tema, es de gran importancia en la gama de especialidades de la Ingeniería Petrolera el cual cobra relevancia en el momento en que se lleva a cabo el proceso de Manejo tratamiento y transporte de hidrocarburos en tuberías, ya que de no contar con el proceso de optimización mas adecuado, se podrían presentar serios problemas en la seguridad del personal e instalaciones, de emisiones contaminantes y de perdidas económicas.

La optimización del Flujo multifásico en tuberías representa una problemática actual de gran importancia, misma que en un futuro a mediano plazo será mayor, la cual contempla distintas técnicas para la solución del problema, la solución óptima del problema no es única, ya que depende de algunas variables externas que deben considerarse en el análisis, además de que para lograr la solución del problema se requiere considerar varias disciplinas.

**INGENIERÍA  
PETROLERA**

Ingeniería de Yacimientos



Perforación y Term. de Pozos

Ingeniería de Producción

Planeación



**Productividad de Pozos**



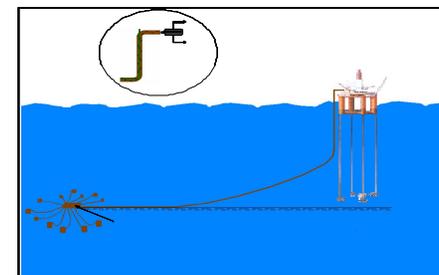
**Manejo, Tratamiento y  
Transporte de Hidrocarburos**



Figura 1.1a. Marco de referencia en la optimización de flujo multifásico y la Industria Petrolera.

**Manejo, Tratamiento  
y Transporte  
de Hidrocarburos**

**Flujo Multifásico en Tuberías**



**Separación Gas-Líquido**

**Estabilización de Crudo**



**Manejo y Acond. de Gas**

**Medición de los Hcs.**



Figura 1.1b. Marco de referencia en la optimización de flujo multifásico y la Industria Petrolera.

## 1.2 CONCEPTOS BÁSICOS Y DEFINICIONES DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO DE LA PRODUCCIÓN.

El presente trabajo se desarrolla considerando un campo ubicado en aguas profundas, para ello antes de iniciar con cualquier estudio es necesario entender los conceptos básicos para un buen desarrollo y entendimiento del problema a resolver.

Por varios años, la industria del aceite y gas ha tenido problemas asociados con el transporte de los fluidos a lo largo de las tuberías y las líneas de flujo. Hoy en día debido a que la demanda de aceite y gas en el mundo crece constantemente y las reservas necesarias para abastecerlas se encuentran en yacimientos ubicados en aguas profundas el problema del transporte de los fluidos se acentúa aun mas haciendo énfasis en el aseguramiento de flujo. Ver figura 1.2.

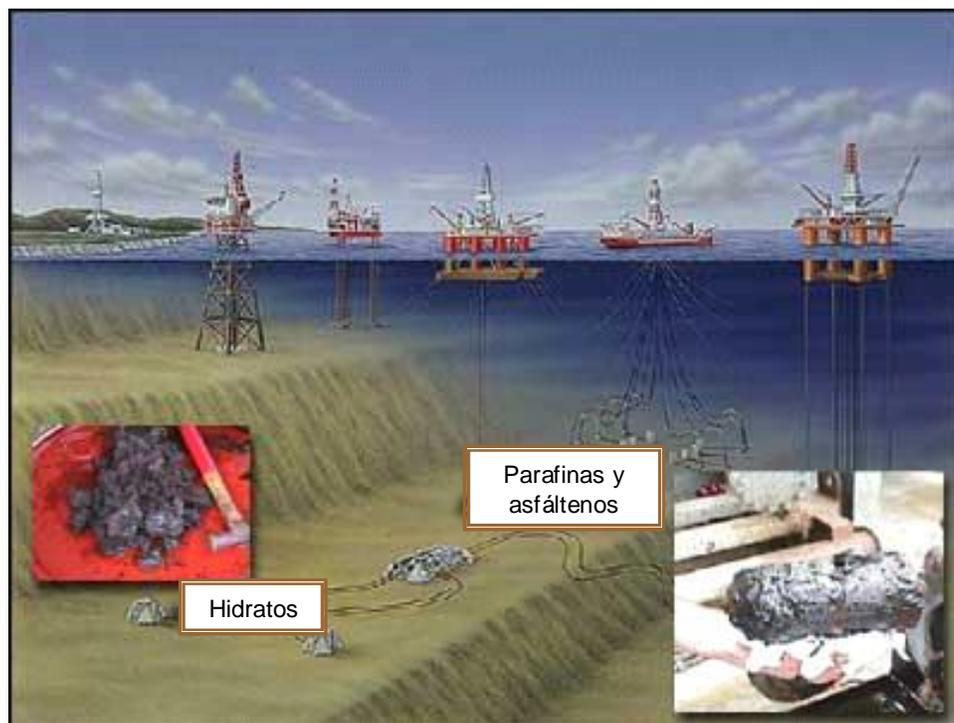


Figura 1.2. Problemática en el aseguramiento de flujo en aguas profundas.

Debido a lo anterior los estudios de aseguramiento de flujo son fundamentales para el desarrollo de campos de aceite y gas, requiriéndose de un análisis integral desde el

yacimiento hasta las instalaciones superficiales de producción siendo esto el conductor principal para el desarrollo de los campos, generando un buen diseño así como el desarrollo de la filosofía de operación para sistemas de producción costafuera y terrestres.

Uno de los retos más críticos hoy en día es asegurar el flujo de gas y aceite a través de sistemas submarinos de producción. Un impedimento potencial incluye la formación y depósito de hidratos, parafinas y asfaltenos en los pozos, líneas de flujo o instalaciones de producción, los cuales podrían disminuir o interrumpir el flujo y/o dañar el equipo y los ductos de transporte. A continuación se da una breve definición de cada uno de los aspectos que considera el aseguramiento de flujo.

**Aguas Profundas.**- Se refiere a la explotación de campos ubicados en tirantes de agua mayores a 450 m. Un campo en desarrollo esta influenciado por una multitud de parámetros que afectan el desarrollo de cualquier escenario de producción. Dichos parámetros son:

- ✓ Estructura de yacimiento
- ✓ Reservas recuperables
- ✓ Características de producción del yacimiento/vida del campo
- ✓ Condiciones ambientales y geológicas
- ✓ Gasto de producción
- ✓ Tirante de agua
- ✓ Infraestructura existente
- ✓ Seguridad y protección al medio ambiente
- ✓ Criterio económico.

Todos estos parámetros contribuyen a la formulación de un criterio, con el cual se determina el desarrollo del campo.

**Aseguramiento de flujo.**- Conjunto de actividades orientadas a la generación de soluciones integrales para la prevención, control y remediación de obstrucciones y

condiciones inestables del flujo en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones, de manera efectiva. Ver figura 1.3.

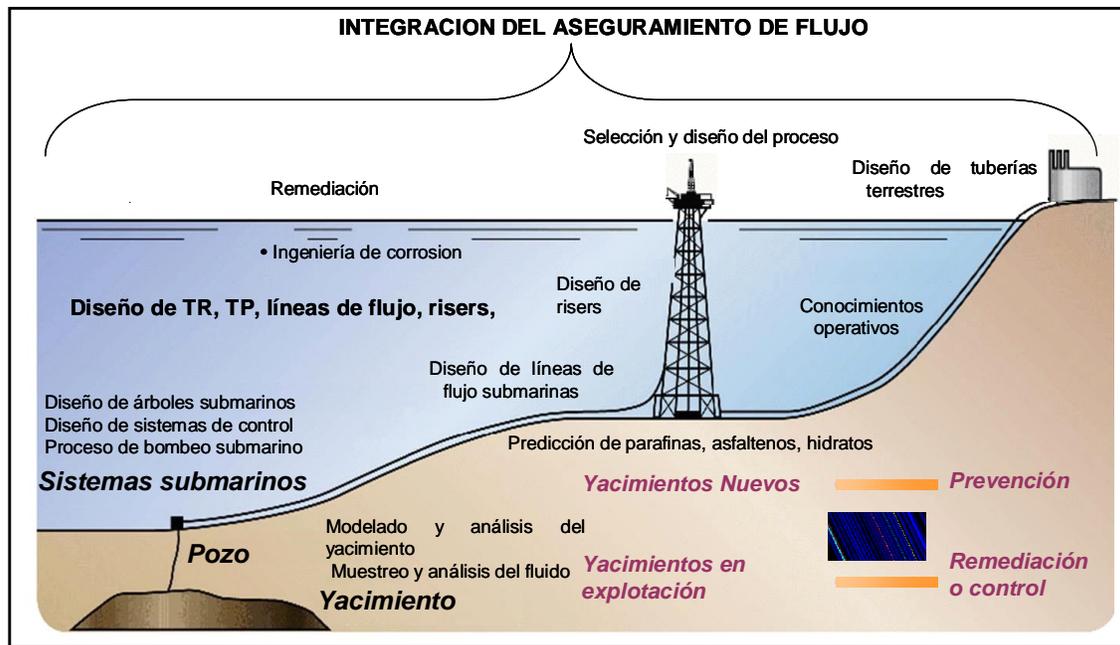


Figura 1.3. Integración del aseguramiento de flujo.

Término definido por petrobras en 90s, y se define como "garantía de flujo". El término originalmente contemplaba los efectos térmicos en la hidráulica y los requerimientos técnicos de producción, cuando se explotan yacimientos en aguas profundas. Por lo tanto el aseguramiento de flujo incluye todos los tópicos importantes para mantener el flujo de aceite y gas desde el yacimiento a las instalaciones de recepción. La integración típica es:

- **Análisis hidráulico.**- flujo multifásico, caídas de presión.
- **Caracterización térmica.**- aislamiento y requerimientos de calor.
- **Investigación de operabilidad.**- bacheo hidrodinámico, inducido etc.
- **Investigación de potencial de bloqueo.**- hidratos, ceras, asfaltenos, o incrustaciones minerales.
- **PVT.**- comportamiento de fases, propiedades físicas de los fluidos, características no newtonianas, emulsiones etc.
- **Integridad mecánica.**- daños al sistema.

La producción se puede parar o reducir por:

- a) Bloqueo en la tubería por: hidratos, parafinas, asfaltenos, incrustaciones, arenas.
- b) Flujo inestable
- c) Falla operativa
- d) Accidentes o desastres

**Hidratos:** Es un cristal sólido de agua encapsulando a las moléculas de los componentes ligeros, son como cristales de agua, para su formación se requiere de agua, gas metano, bajas temperaturas, alta presión, pobre deshidratación en el gas de BN y las líneas de exportación. Esto implica bloqueo en las líneas, cierre o pérdida de producción, lenta remediación dependiendo de la localización del bloqueo<sup>(2)</sup>. Ver figura 1.4.



Figura 1.4. Formación de hidratos en líneas de producción<sup>(2)</sup>.

Una vez que se forman los hidratos es difícil liberarlos, además de que la solución a los mismos es cara, algunas soluciones son: incremento de la temperatura, reducción de la presión, manejo térmico, aislamiento de líneas/riser y componentes, inhibición química, metanol o glicol, etc.

**Parafinas:** Es una cadena de hidrocarburos nombrada  $C_nH_{2n+2}$  donde  $n > 20$  ó  $C_{20}^+$ . Son sólidos orgánicos que se forman por alta temperatura ( $>100$  °F), diferencia de

temperatura fluido-pared, cristalización de parafinas debido a no flujo en las secciones de patas de perro. Ver figura 1.5.



Figura 1.5. Formación de parafinas en líneas de producción<sup>(2)</sup>.

La solución a la formación de parafinas se puede lograr a través de: corrida de diablos, manejo térmico (aislamiento de tuberías y riser, aislamiento de árboles y manifold, sistemas de calentamiento activo), inhibición química, remediación por calentamiento químico, etc.

**Asfaltenos:** Son moléculas de hidrocarburos pesados, parecidas a resinas derivadas del carbón y realmente estas partículas de asfaltenos son estabilizadas por resinas a condiciones de yacimiento. Ver figura 1.6.



Figura 1.6. Depósito de asfaltenos en líneas de producción<sup>(2)</sup>.

La remoción de asfaltenos en el pozo se puede considerar inyección de solventes (xileno) a través del umbilical, inyectándolos al pozo contraformación y esperar el retorno de productos, en lo que respecta en las líneas de flujo se puede considerar la inyección de xileno/dispersante a través del umbilical del pozo o el del árbol mientras se tenga circulación parcial<sup>(2)</sup>.

**Emulsiones, incrustaciones y arenas:** Consiste principalmente en el depósito de sólidos por flujo, erosión y corrosión de tuberías; el depósito de arenas se da principalmente en localizaciones donde el flujo es intermitente y donde se tienen bajas velocidades, la erosión se da principalmente por altas velocidades del flujo y la corrosión depende del CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S y las condiciones del proceso.

Una forma de prevenir estos problemas es: recuperación de muestras de fluido del yacimiento, predicción del comportamiento de fases, definir el comportamiento del yacimiento, desarrollar programas de monitoreo, plan de contingencia para remediación, así como la disponibilidad de algún software tales como: pipephase (flujo en régimen estacionario), OLGA (flujo en régimen transitorio), PVTsim y Pipesim (comportamiento de

fases), Pro II y Hysys (simulación de procesos), OLGA y Tacite (análisis térmico), API, Tulsa (corrosión-erosión), por mencionar algunos.

La producción de pozos terrestres y campos en aguas someras tienen problemas similares, pero en este caso el acceso es más fácil, la intervención mecánica y los cambios en el sistema son menos costosos. En aguas profundas, los costos de intervención se incrementan y el aseguramiento de flujo es significativamente el componente más importante en la economía de producción, especialmente para desarrollos a 4,000 pies (1220 m) o aguas más profundas conectadas a instalaciones en aguas someras.

En aguas profundas, en muchos de los casos los hidrocarburos se encuentran en yacimientos someros respecto al lecho marino y por lo tanto las temperaturas de flujo en los cabezales no son excesivas, 110-140 °F (43–60 °C). Para producir estas acumulaciones, los ingenieros de diseño usualmente tratan de tener el fluido del pozo cerca de las instalaciones de producción en temperaturas por encima de la aparición de parafinas y fuera del rango de formación de hidratos. Esto puede ser difícil de lograr, debido a que la temperatura en el fondo del mar en aguas profundas es relativamente baja, frecuentemente cerca o debajo de los 40 °F (4.4 °C). El enfriamiento de las corrientes de flujo durante el transporte puede conducir a la problemática de formación de hidratos y otros sólidos tales como parafinas y asfaltenos.

Los problemas causados por estos factores son adicionales a la declinación del yacimiento ya que alteran la presión en la corriente de flujo y las características del fluido en la vida productiva del campo. Un diseño basado en las características de flujo inicial puede causar problemas posteriormente. Por instancia, el punto en el cual se forman parafinas en el sistema puede cambiar el comportamiento de la presión del yacimiento, el gasto de flujo así como la temperatura del flujo.

Un reto para los ingenieros de diseño es la instalación de una o dos líneas de flujo a pozos o desarrollos submarinos. Una línea de flujo es menos costosa pero dos podrían permitir intervenciones tales como corrida de diablos y fluidos para remover impedimentos al flujo. Otra consideración es reduciendo el número de líneas de flujo, todo esto reduciría los costos de capital pero podría causar problemas si los fluidos no son compatibles.

Estudios recientes sobre aseguramiento de flujo, identifican los siguientes desarrollos para ayudar a resolver los problemas de aseguramiento de flujo:

- Instalación fiable de la instrumentación en el fondo del pozo debido a que los datos son mas críticos conforme la profundidad se incrementa.
- Desarrollo submarino de sistemas de lanzamiento de diablos para eliminar la necesidad de dos líneas de flujo a pozos submarinos en aguas profundas.
- Proporcionar umbilicales de control del pozo con boyas de control cerca de los pozos, permitiendo mayor independencia y flexibilidad. El consorcio "DeepStar"<sup>(3)</sup> está evaluando el riesgo asociado con este concepto.
- Recolección de datos comparativos sobre los riser tensionados y el riser tipo catenaria que han sido instalados.
- Obtención de datos de fatiga debido al enfriamiento de la tubería.
- Evaluación de la separación submarina que podría impactar el aseguramiento de flujo dentro de pocos años.
- Instalación submarina de sistemas de bombeo de producción para ayudar a producir los pozos en aguas profundas. Algunas de las primeras unidades están planeadas para su instalación en Brasil.
- El desarrollo de conceptos para intervenciones a tuberías de producción en aguas ultraprofundas. Este equipo esta en varias etapas de desarrollo e incluye vehículos de operación remota y vehículos de operación autónoma.

DeepStar<sup>(3)</sup>. Consorcio de Cias. para la investigación y desarrollo tecnológico en la explotación de campos en aguas profundas.

Otros puntos para el aseguramiento de flujo incluyen los materiales de aislamiento de la tubería, químicos para el control del depósito de parafinas, tecnología de reparación para líneas de tuberías, líneas de calentamiento eléctricamente, tubería dentro de otra tubería con vacío entre ellas, etc.

Shell E&P planea instalar líneas de flujo calentadas eléctricamente para el desarrollo de los campos Oregano y Serrano, Statoil también tiene planes para instalar un sistema de calentamiento en la línea de flujo de 16 Km en el campo Huldra<sup>(4)</sup>.

Para detectar si existe formación de asfaltenos en el fondo del pozo algunas de las pruebas que se necesitan incluyen análisis PVT (presión, volumen, temperatura), cromatografía del gas a alta temperatura (HTGC), análisis SARA (asfaltenos, aromáticos, y resinas), despresurización isotérmica, despresurización isobarica, pruebas del punto de floculación (FPA) y pruebas del dispersante de asfaltenos (ADT). Los alcoholes y glicoles inhiben la formación de hidratos y varios métodos empíricos, diagramas y programas de cómputo pueden predecir la formación de hidratos. Nuevos componentes están siendo desarrollados, tales como inhibidores cinéticos que retardan la formación de hidratos y antiaglomerados, los cuales evitan los hidratos. Estos químicos están siendo desarrollados en pruebas de campo. En muchas aplicaciones submarinas, la formación de hidratos es controlada por la inyección de glicol, usualmente monoetilenglicol (MEG) o metanol. El glicol es normalmente recuperado y reciclado, mientras que el metanol algunas veces puede ser parcialmente recuperado, siendo los costos de operación muy significativos. Un estudio al sur del golfo de Guinea en África<sup>(4)</sup> está evaluando materiales apropiados para el aislamiento térmico de tuberías y risers para 3000 m de profundidad, cerca de 15 materiales, espumas sintéticas, diferentes resinas, elastómeros, etc., están siendo probados.

En México los problemas mas frecuentes de aseguramiento de flujo del sistema yacimiento-pozo-instalaciones que se tienen son:

Tabla 1.1. Problemas más frecuentes de Aseguramiento de Flujo en México.

Yacimiento	Pozo	Instalaciones
Depósitos de asfaltenos	Depósitos de asfaltenos	Bacheo severo
Migración de finos	Depósitos de parafinas	Depósitos de parafinas
Daño a la formación	Incrustaciones minerales	Depósitos de asfaltenos
	Aportación de arena	Incrustaciones minerales

El campo de aseguramiento de flujo sigue en expansión, por lo que es de esperar que en los próximos años nuevas tecnologías aparezcan en el mercado, ver figura 1.4.

EMERGING FLOW ASSURANCE TECHNOLOGIES		
Technology	Potential benefits	Current status
<b>Thermal management</b>		
Phase change materials	Increased thermal cooldown times Decreased risk related to hydrates during shut-in conditions	Mature science but new technology for oil and gas, offered commercially
Thin film insulation	May enable less complicated and costly insulation and pipeline installation. May enhance the performance of more conventional insulation	Mature technology in other industries Commercially offered for wellbore insulation
Vacuum insulated tubing (VIT)	Increased wellhead temperatures may enable lower cost hydrate and wax solutions for trees, jumpers, manifolds, flowlines, and risers	In use, commercially available
Vacuum insulated piping (VIP)	Improved overall heat transfer coefficients compared with conventional insulation systems	Has been considered for cryogenic applications, not yet deployed for subsea production
Heated pipelines • Electrically heated • Warm fluids	Better at maintaining fluid temperatures than insulation. Enables decreased design conservatism related to confidence in hydrate and wax removal	In use; commercially available
Cold slurry flow	Lower cost, less complex subsea designs; increased tieback distances	New technology; in development for hydrate slurry; wax solution has been proposed commercially
<b>Chemicals</b>		
Low-dose hydrate inhibitor Antiagglomerants	Less bulky and less costly storage and injection systems than thermodynamic inhibitors Claim an unlimited hold time compared with KHIs	In use; undergoing continuous development
Kinetic hydrate inhibitors	Less bulky and less costly storage and injection systems than thermodynamic inhibitors	In use; undergoing continuous development to improve subcooling
Wax inhibitors	Decreased pigging frequencies Confidence in performance can allow decreased design conservatism	In use; improvements aimed at improving a priori performance predictions
<b>Processing and hardware</b>		
Subsea processing	Enhanced flow assurance designs Improved recovery; reduced topsides equipment	Some applications to date A few competing systems available
Downhole processing	Enhanced flow assurance designs Improved recovery; reduced topsides equipment	Some applications to date
Subsea multiphase meters	Flexibility of metering options for multipartner gathering systems Improved reservoir management; detection of water breakthrough	Several deployed to date Wet-gas meters gaining applications
Subsea multiphase pumps	Increased and accelerated recovery Increased tieback distances	Several deployed to date
<b>Tools and techniques</b>		
Long-distance deepwater blockage remediation	Additional feasible techniques will likely allow decreased flow assurance design conservatism	Some techniques are available; Research and development are ongoing
Predictive tools • Multiphase flow simulators • Fluid property prediction	Improvements will enable more profitable design and operating strategies through decreased design conservatism and more effective operating strategies	Current technology is strong; research and development continues to benchmark performance, decrease uncertainties and add capabilities

Figura 1.4. Tecnologías Emergentes en Aseguramiento de Flujo<sup>(5)</sup>.

## **2. SISTEMA DE INYECCIÓN DE GAS DE BN CON UNA TUBERÍA FLEXIBLE POR EL INTERIOR DE UN RISERS DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS.**

### **2.1. ANÁLISIS Y DESARROLLO DEL SISTEMA**

Este problema se acentúa en sistemas de producción en aguas profundas, por los tirantes de agua relativamente grandes y las bajas temperaturas que se presentan, para los cuales el patrón de flujo multifásico generalmente es intermitente (bache), generando altas pérdidas de presión por elevación al presentarse en ocasiones el bacheo severo.

El objetivo del presente trabajo es proporcionar una solución práctica como alternativa a la solución convencional de suministrar el gas por una tubería externa en la base de los risers, lo cual ha sido complicado y costoso<sup>(6)</sup>, misma que consiste en modificar el comportamiento de flujo y reducir las pérdidas de presión por elevación en el riser, al implantar el bombeo neumático continuo, solución que ha sido ampliamente probada en pozos y en algunos risers en aguas profundas, pero en este caso mediante el suministro del gas de BN en la base del riser a través de una tubería flexible por el interior del riser desde la plataforma de arribo de dicho riser.

Con el presente planteamiento, se pretende incrementar la fracción volumétrica de gas en la mezcla, reduciendo las pérdidas de presión por elevación y los requerimientos de energía en la cabeza de los pozos submarinos para incrementar su producción y/o prolongar su vida productiva de manera sustantiva, considerando para ello un dispositivo comercial para la introducción y extracción de dicha TF desde la plataforma a la que arribe.

El comportamiento de flujo en los risers de producción en aguas profundas, se torna como un reto a ser resuelto cada día de mejor manera, toda vez que en medida que mayor es el tirante de agua, mayores serán las pérdidas de presión por elevación en el mismo, lo cual requiere mayor energía a los pozos para lograr los gastos de producción

deseados. Para exponer de manera explícita el fenómeno, a continuación se describe un sistema de producción hipotético, compuesto por una plantilla de producción de 12 pozos submarinos ubicada en un tirante de agua de 800 m. La producción de los pozos después del manifold (cabezal submarino), se conduce por una tubería submarina de 4400 m y posteriormente por un riser de producción hasta una plataforma de piernas tensionadas TLP, por sus siglas en inglés, donde ingresa al proceso de separación a una presión de 6 Kg/cm<sup>2</sup> abs. La presión inicial del yacimiento es de 240 Kg/cm<sup>2</sup> abs., que es productor de un aceite de 22 °API, con una RGA de 317 pie<sup>3</sup>/bl. En la figura 2.1, se muestra esquemáticamente la configuración del sistema ejemplificado.

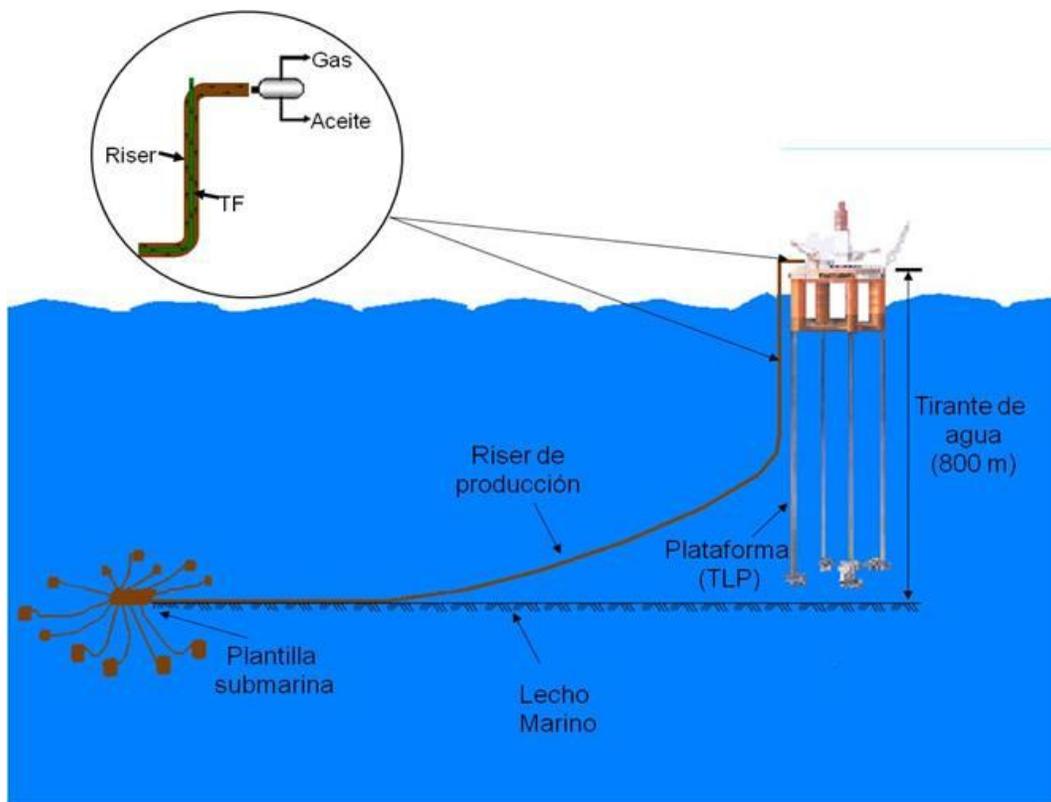


Figura 2.1. Escenario de explotación del campo en aguas profundas.

Para la selección del diámetro del riser, se efectuó el análisis de la capacidad transporte de la producción por el mismo, lo cual se realizó mediante el uso del simulador de flujo multifásico en tuberías PIPEPHASE<sup>®</sup>, obteniéndose las curvas de comportamiento que se muestran en la figura 2.2. Considerando que el gasto inicial de producción que se espera obtener es de 53,000 bl/día, mismo que es estimado por Ingeniería de Yacimientos, se

determina que la mínima contrapresión aceptable es la que ofrece el riser de 16 pg. de diámetro nominal. Lo anterior es útil en la etapa inicial de producción, sin embargo, conforme avanza el tiempo de explotación la presión del yacimiento declina lo cual provoca que la producción vaya disminuyendo y por consiguiente que las condiciones de transporte se ubiquen en la zona de la curva de capacidad de transporte donde predominan las pérdidas de presión por elevación. En esta zona, las pérdidas de presión son inversamente proporcional al gasto de aceite manejado, lo que se debe a fenómenos de alto colgamiento de líquido y al resbalamiento entre las fases, que generan una alta inestabilidad en el comportamiento de flujo y el bacheo severo.

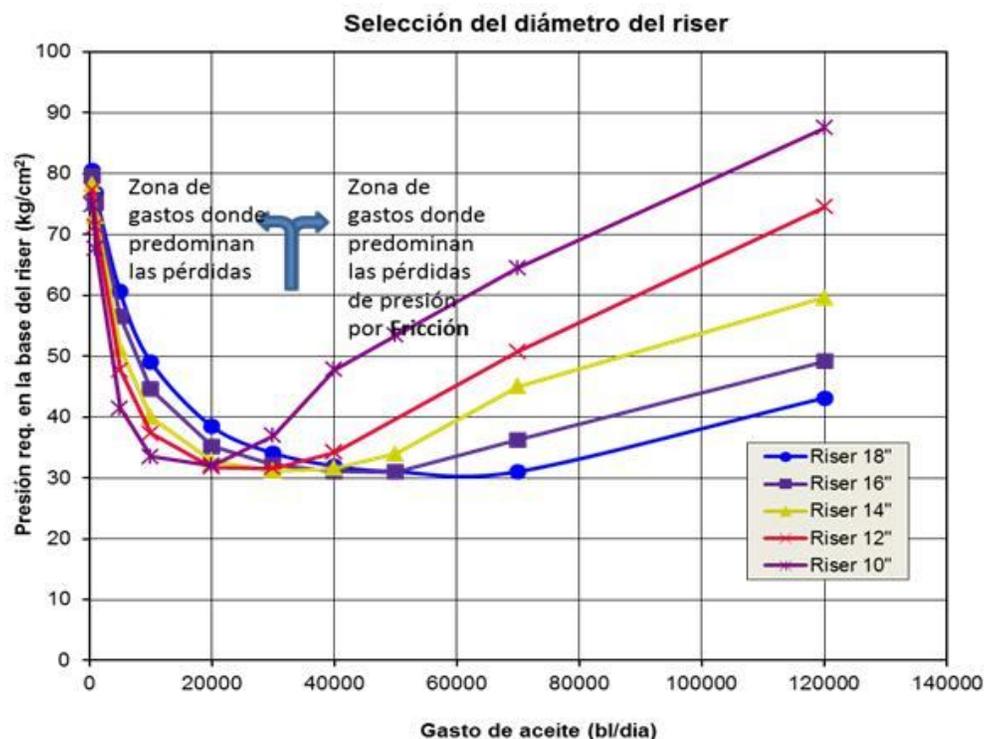


Figura 2.2. Curvas de capacidad de transporte del riser de producción para la selección del diámetro.

Lo anterior encuentra fundamento en la ecuación de balance de energía, misma que para ejemplificar su aplicación se muestra la versión modificada por Beggs y Brill<sup>(7)</sup>, queda de la siguiente manera para determinar el gradiente de presión en tuberías verticales:

$$-\frac{dp}{dh} = \frac{1}{144} \left[ \frac{\left( \frac{g}{g_c} * \rho_m \right) + \frac{f_p * \rho_{ns} * v_m^2}{5.362 * d}}{1 - \frac{v_m * v_{sg} * \rho_m}{g_c * p}} \right] \quad (2.1)$$

Donde se aprecia que el término de pérdidas de presión por energía de potencial o por elevación ( $\frac{g}{g_c} * \Delta h * \rho_m$ ) es dependiente de la densidad de la mezcla de fluidos y de la diferencia de altura (en este caso el tirante de agua).

La determinación de la densidad real de la mezcla (líquido-gas), es fuertemente dependiente de la fracción de líquido que fluye en la tubería, conocida como colgamiento de líquido, considerando el resbalamiento entre las fases (una de las fases se traslada a mayor velocidad que la otra) como se aprecia en la siguiente ecuación:

$$\rho_m = (\rho_L * H_L) + [\rho_G * (1 - H_L)] \quad (2.2)$$

Para la determinación del colgamiento de líquido considerando el resbalamiento entre las fases ( $H_L$ ), existen diversas correlaciones empíricas que lo calculan con un grado aceptable de error<sup>(7),(8),(9)</sup>, pues son modelos que han sido desarrollados mediante numerosos datos obtenidos experimentalmente en circuitos de prueba de flujo multifásico o medidos en ductos de transporte. A continuación se ejemplifica con el modelo de Mukherjee y Brill<sup>(9)</sup>, donde se puede apreciar que es un modelo que considera cuatro coeficientes  $C_1$  a  $C_4$  y dos exponentes  $C_5$  y  $C_6$ , cuyos valores dependen del patrón de flujo que prevalezca, y de la dirección del flujo (ascendente, descendente u horizontal), además del ángulo de inclinación de la tubería, de los números de la viscosidad del líquido, de la velocidad del gas y de la velocidad del líquido. Este modelo como los de varios otros investigadores, no obedecen alguna ley de la naturaleza dado el grado de empirismo asociado al correlacionar datos experimentales para definirlo, sin embargo modelos como este han sido base para lograr obtener con buen grado de precisión la densidad real de la mezcla, de la cual depende la determinación de las pérdidas de presión por elevación y el comportamiento del flujo multifásico en tuberías.

$$H_L = \exp \left[ \left( C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_{L\mu}^2 \right) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{LV}^{C_6}} \right] \quad (2.3)$$

Queda claro que conforme transcurre la explotación de los pozos, declina la presión del yacimiento y su producción, por lo que se requiere modificar el sistema para minimizar los efectos adversos que se presentarían al operar en la zona de gastos de aceite donde predominan las pérdidas de presión por elevación y un comportamiento de flujo inestable ocasionado por el flujo intermitente principalmente en el riser de producción. Lo anterior ha motivado que se generen soluciones para la implantación del gas de BN, mediante su inyección en la base del riser, solución que está siendo utilizada en varios sistemas submarinos de producción en aguas profundas<sup>(6)</sup>. No obstante lo anterior, esta solución ha resultado complicada y relativamente costosa, pues requiere del tendido de una tubería externa que suministre el gas en la base del riser, para lo cual se requiere además de los tubulares, de embarcaciones, vehículos de operación remota o de operación autónoma, soldaduras hiperbáricas, entre otras, además de la complejidad particular que existe en la operación de conexión de esta tubería a la base del riser, puesto que la presión externa (en el lecho marino) en la mayoría de los casos es superior a la presión interna del riser, lo que aunque ha sido resuelto con éxito, representa un riesgo latente que puede demorar el arranque de la explotación.

Por lo anterior en el presente trabajo se plantea la implantación de un sistema que considere los dispositivos necesarios para la introducción de una tubería flexible por el interior del riser de producción desde la plataforma a la que llega dicho riser<sup>(1)</sup>. Para ello se propone considerar un sistema que permita introducir y extraer la tubería de inyección hasta la profundidad que se determine conveniente en el riser, con lo cual en la etapa inicial de explotación sería aprovechada el área total del riser para transportar la producción, debido a que se encontraría en la zona de la curva de capacidad de transporte donde predominan las pérdidas de presión por fricción sobre las de elevación, sin embargo en etapa avanzada de explotación, cuando el gasto de producción se encuentra en declinación franca, se genera una pronunciada inestabilidad en el comportamiento del flujo e incrementa las pérdidas de presión por energía potencial. En esta etapa, el hecho de contar con una tubería en el interior del riser, reduce el área disponible al flujo lo que

permite reducir el colgamiento de líquido y la densidad de la mezcla y por consiguiente las pérdidas de presión por elevación, ventaja que no se obtiene con el método de suministrar el gas de BN por una tubería externa en la base del riser.

En la figura 2.3, se muestran comparativamente las curvas de comportamiento de la capacidad de transporte de la producción del riser de 16 pg de diámetro respecto a la del riser con la TF alojada en su interior, considerando flujo anular<sup>(10)</sup>. En ella se aprecia que en la zona en la que predominan las pérdidas de presión por elevación (a la izquierda de la concavidad de la curva), cuando si no se inyectara gas de BN por la TF, el flujo anular comienza a ser benéfico a partir de un gasto de aceite de aproximadamente 35,000 bl/día (para una contrapresión en la base del riser de 31 Kg/cm<sup>2</sup>) hacia abajo, ya que como se puede apreciar a partir de ese gasto las pérdidas de presión son menores con flujo anular que sin la TF.

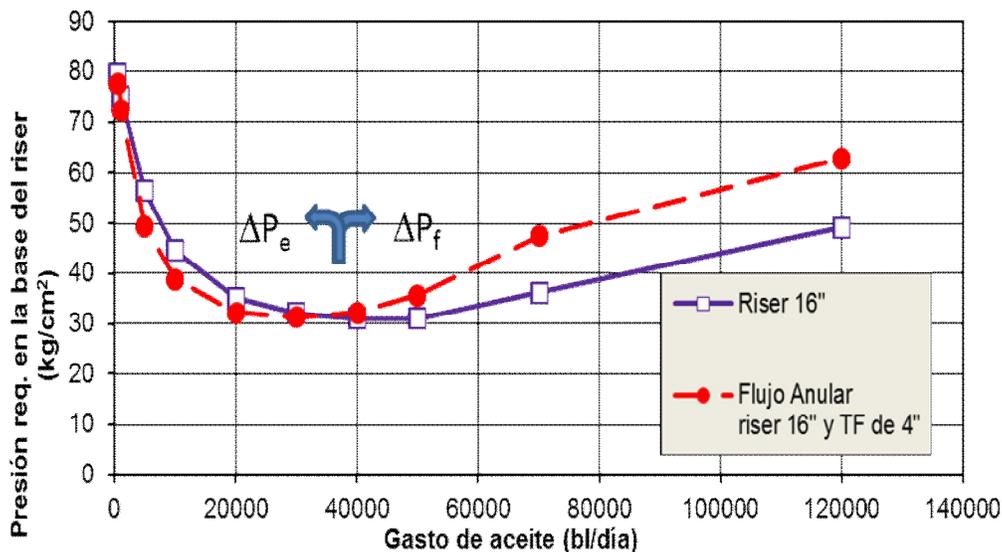


Figura 2.3. Comparación de las curvas de capacidad de transporte del riser seleccionado con y sin TF.

En el caso en que se lleva a cabo la inyección del gas de BN por la TF, como se muestra en la figura 2.4, una de las curvas que fue obtenida considerando una RGA de 405 pie<sup>3</sup>/bl, misma que fue obtenida considerando un gasto de inyección de BN supuesta de 7 mmpcd, una producción de aproximadamente 50,000 bl/día (donde esta curva se intersecta con la

del riser de 16 pg sin inyección de gas y sin TF, mostrada en la figura 2.3) y el gasto de gas producido de 15.85 mmpcd, obtenido del producto de la RGA de formación por el gasto de producción, indica que a partir de la intersección mencionada sería conveniente iniciar con la inyección de gas, pues en tal caso para la misma contrapresión de 31 kg/cm<sup>2</sup> se contaría con mayor capacidad de transporte.

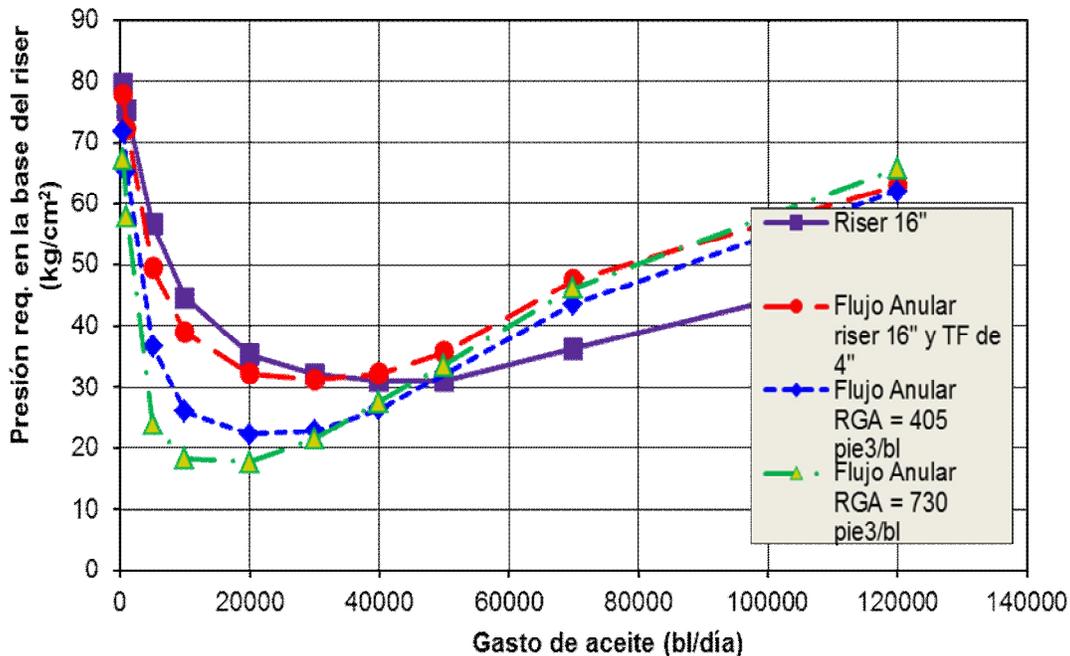


Figura 2.4. Comparación de las curvas de capacidad de transporte del riser seleccionado con, sin TF y con inyección de gas por TF (flujo anular).

Al final de la explotación como se mostrará en las figuras 2.8, 2.9 y 2.10 de la red integral de producción, el gasto mínimo de producción llega a ser de orden de los 17,000 bl/día, y considerando los mismos 7 mmpcd de inyección y el gasto de gas producido de formación se tendría una RGA de 730 pie<sup>3</sup>/bl para la cual se determinó también su correspondiente curva de capacidad de transporte que se muestra en la figura 2.4.

De lo anterior se tiene que para un gasto de gas de BN constante de 7 mmpcd, las condiciones de requerimientos de presión en la base del riser abarcarían la zona comprendida entre ambas curvas de RGA de 405 a 730 pie<sup>3</sup>/bl y como se puede apreciar

la contrapresión disminuye a valores hasta  $17 \text{ Kg/cm}^2$ , con lo que es posible prolongar la vida productiva de los pozos.

Para efectuar un análisis determinista, se llevó a cabo el modelado de la red integral de producción hipotética, en la que se evita manejar fuentes fijas, al modelar el comportamiento de un pozo y sus réplicas para hacer en total 12 pozos, con lo que se consideran condiciones que podrían aproximarse a una condición real.

Así también, se llevó a cabo la emulación de la declinación de la presión del yacimiento respecto al tiempo y durante 7 años para cada uno de ellos se simuló el comportamiento de la red para dos casos, el primero en que no se considera la TF ni inyección de gas de BN, como se muestra en la figura 2.5 para las condiciones iniciales de explotación en que se cuenta con  $240 \text{ Kg/cm}^2$  de presión del yacimiento, con lo que se obtendría un gasto de producción de aceite de aproximadamente  $53,000 \text{ bl/día}$  y  $16.8 \text{ mmpcd}$  de gas; en el segundo caso, se contempla la inyección de  $7 \text{ mmpcd}$  de gas de BN mediante una TF por el interior del riser, lo cual en la simulación se efectúa a través de la determinación del diámetro equivalente, de acuerdo al área de flujo anular, además de la inclusión de una fuente que suministra este gas de BN, lo cual ocurre a partir del segundo año, cuando la presión del yacimiento es de  $202 \text{ Kg/cm}^2$ .

En la figura 2.6 se muestra la red y sus resultados para el caso de esta presión para el primer caso, determinándose una producción de aproximadamente  $45,000 \text{ bl/día}$  y en la figura 2.7 se muestran las condiciones para el segundo caso en el que se obtendría una producción de casi  $50,000 \text{ bl/día}$ , obteniéndose un incremento de  $5,000 \text{ bl/día}$ , que significaría más de la producción adicional de uno de los pozos.

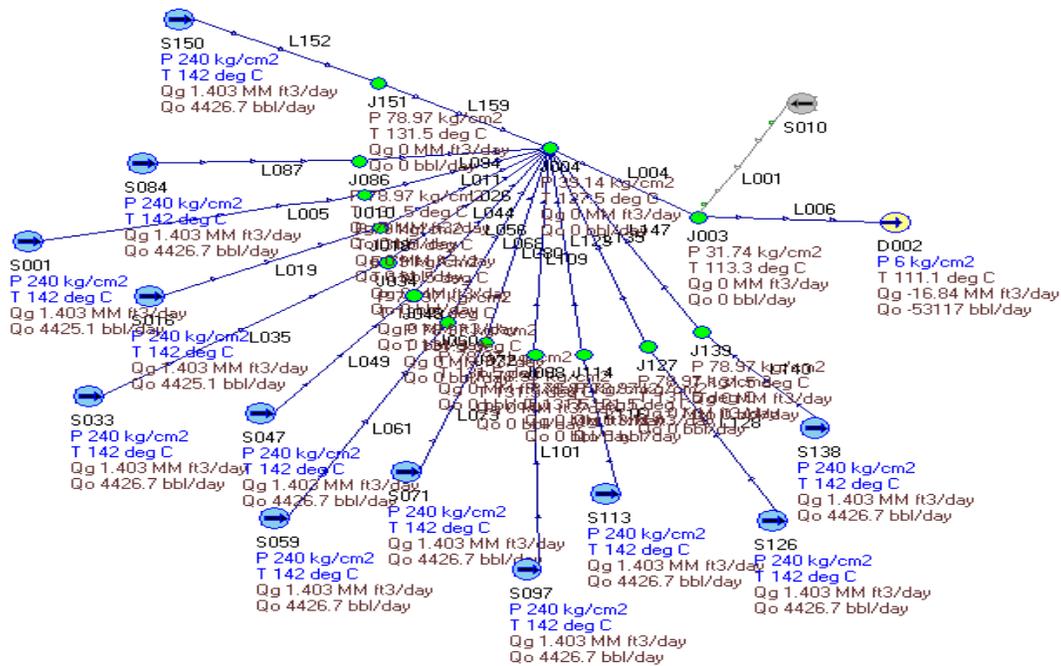


Figura 2.5. Diagrama de simulación de la red integral de producción, para la etapa inicial de explotación (presión inicial de yacimiento de 240 Kg/cm<sup>2</sup>) sin TF ni inyección de gas de BN.

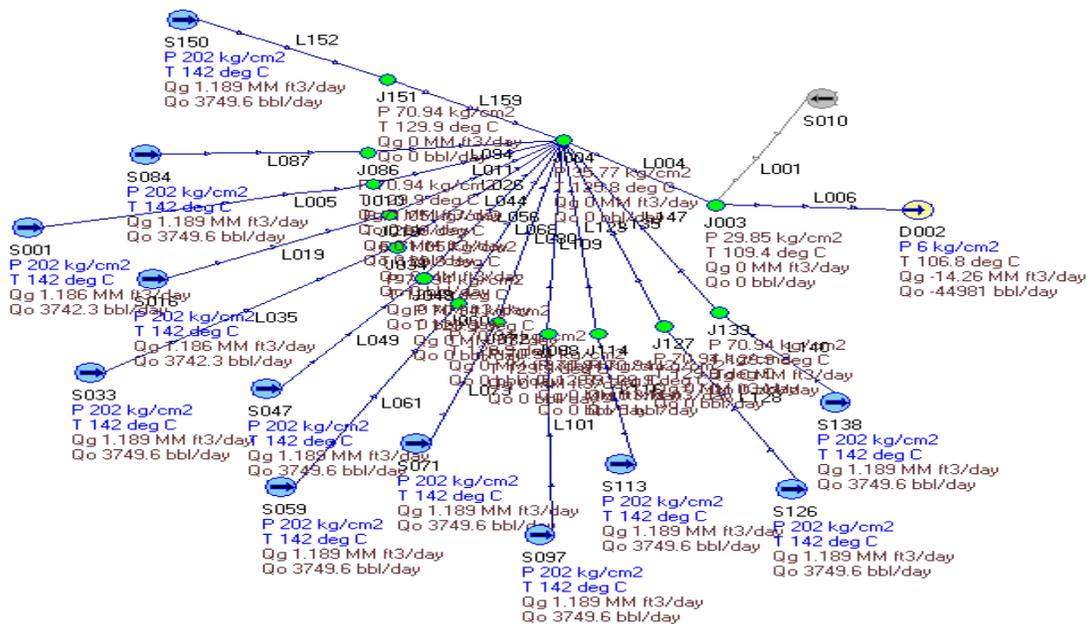


Figura 2.6. Diagrama de simulación de la red integral de producción, para el 2º año de explotación (presión de yacimiento de 202 Kg/cm<sup>2</sup>) sin TF ni inyección de gas de BN.

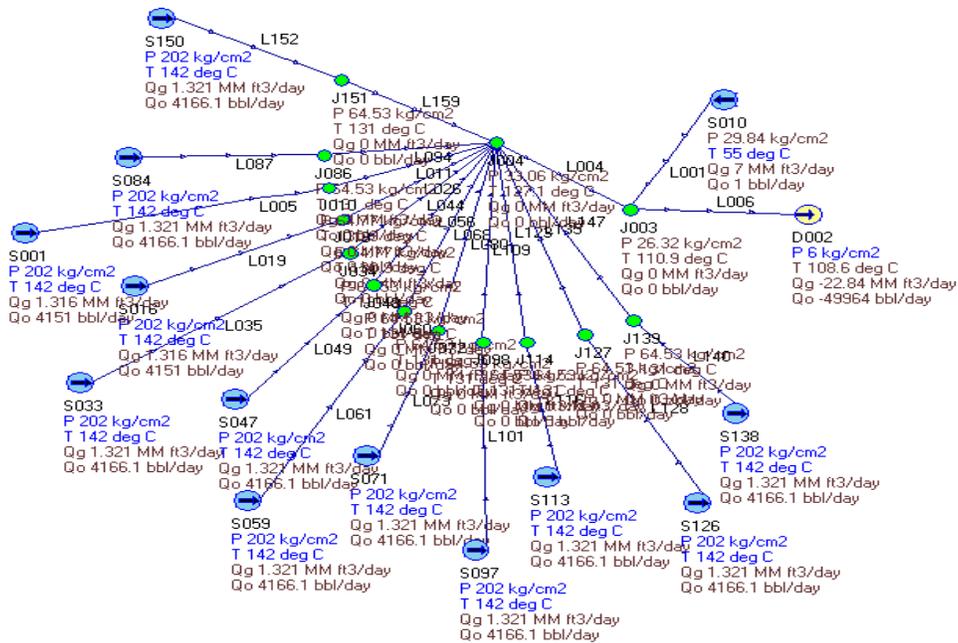


Figura 2.7. Diagrama de simulación de la red integral de producción, para el 2º año de explotación (presión de yacimiento de 202 Kg/cm<sup>2</sup>) con TF e inyección de 7 mmpcd de gas de BN.

En la figura 2.8 se muestra el comportamiento de la red sin inyección de gas para para el 5º año de explotación, al que le corresponde una presión del yacimiento de 114 Kg/cm<sup>2</sup>, en la cual se puede apreciar que los pozos han dejado de fluir.

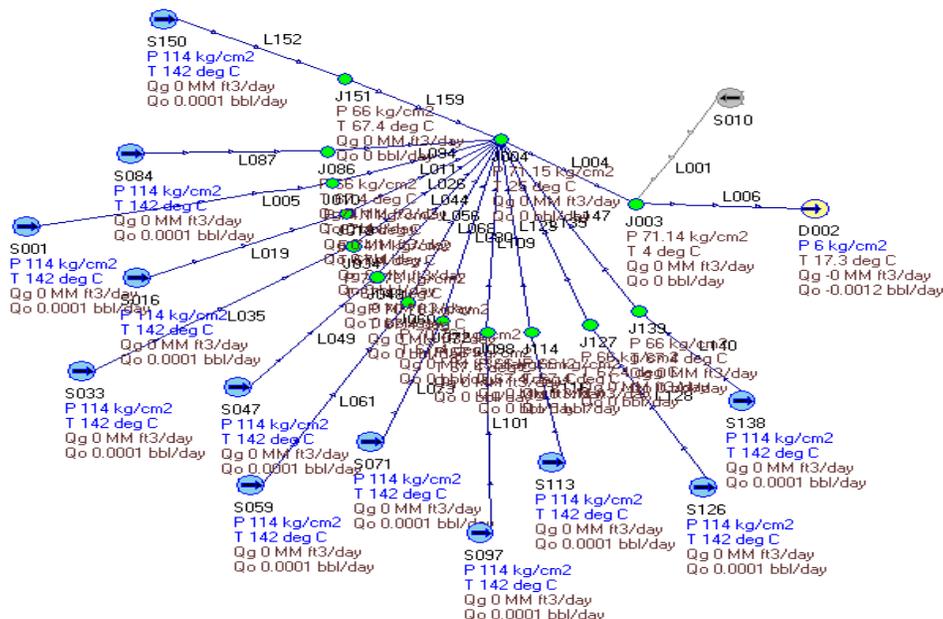


Figura 2.8. Diagrama de simulación de la red integral de producción, para el 5º año de explotación (presión de yacimiento de 114 Kg/cm<sup>2</sup>) sin TF ni inyección de gas de BN.

Sin embargo para el caso en que se considera la inyección de gas por la TF, para esta misma presión, se contaría con una producción de 20,715 bl/día como se aprecia en la figura 2.9.

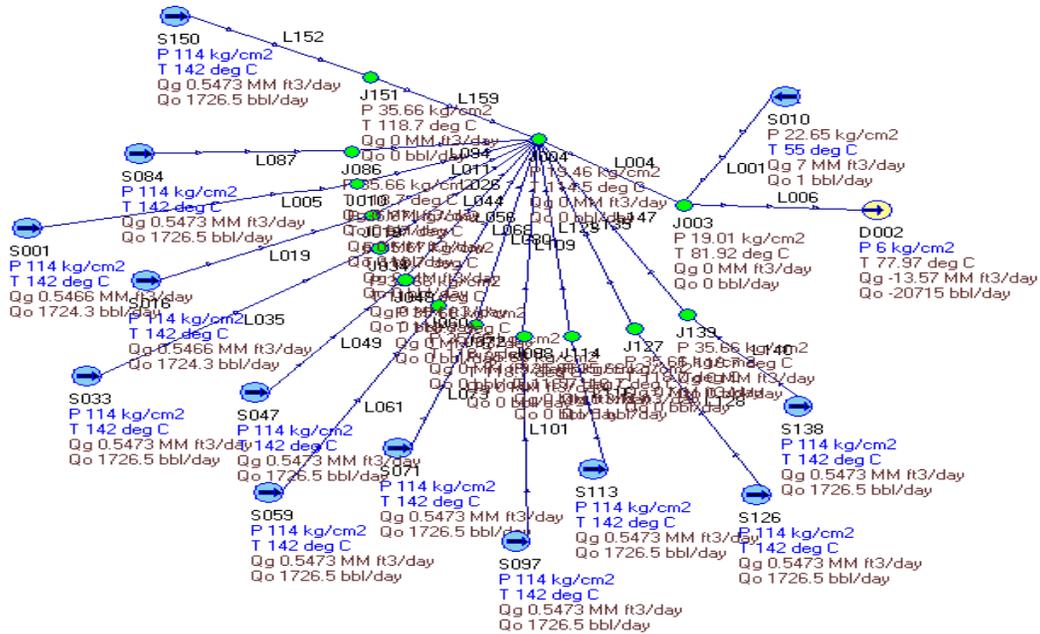


Figura 2.9. Diagrama de simulación de la red integral de producción, para el 5º año de explotación (presión de yacimiento de 114 Kg/cm<sup>2</sup>) con TF e inyección de gas de BN.

En la figura 2.10 se muestran las condiciones de explotación para el ultimo año en que aún fluirían los pozos por contar con el beneficio de la inyección de 7 mmpcd de gas de BN por la TF en la base del riser y la reducción del área disponible al flujo, con lo que se obtendrían aproximadamente 17,000 bl/día.



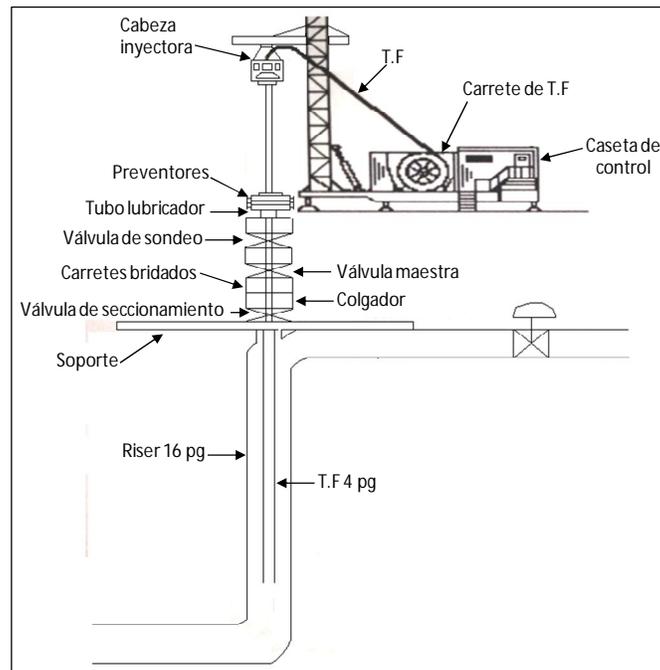


Fig. 2.11. Representación esquemática del sistema propuesto para la instalación de la TF para la inyección de gas en la base del riser.

La viabilidad técnica del sistema propuesto para reducir la contrapresión por elevación en risers de producción en aguas profundas, se efectuó por simulación comparativa del sistema sin TF y considerando esta con inyección de gas de BN en el fondo del riser. Este sistema considera el modelado del comportamiento de los pozos, la línea submarina y el riser que hace llegar la producción a una TLP. Con este planteamiento se pretende reducir la densidad de la mezcla producida por los pozos y las pérdidas de presión por elevación, proporcionando mejores condiciones de flujo al modificar la frecuencia y dimensión de los baches o el patrón de flujo mismo. En el caso ejemplo analizado, aplicando BN en el riser se logra reducir la contrapresión de 30 a 26.5 Kg/cm<sup>2</sup>, en el 2° año de explotación y de 34.81 a 20.8 Kg/cm<sup>2</sup> en el 4° año, con lo que puede ser posible incrementar la vida productiva de los pozos en 3.0 años y obtener la consecuente producción adicional, mejorando la rentabilidad del proyecto de explotación de una manera menos complicada que con la tecnología ya probada.

En la Tabla 2.1 se muestran un resumen de los resultados obtenidos mediante la simulación en PIPEPHASE® de la red integral de producción para los siete años de explotación que se lograrían con la inyección de gas de BN con la tubería flexible por el interior del riser.

Tabla 2.1. Resumen de resultados obtenidos de la simulación de la red de producción.

Año	Pws (kg/cm <sup>2</sup> )	Qo sin TF (BPD)	Qo con TF y BN (BPD)	ΔQo (BPD)	ΔVo (Bls.)
1	240	53,117.00	53,117.00	0.00	0.00
2	202	44,981.00	49,964.00	4,983.00	1,818,795.00
3	165	33,837.00	39,930.00	6,093.00	2,223,945.00
4	135	22,435.00	28,049.00	5,614.00	2,049,110.00
5	114	0.00	21,150.00	21,150.00	7,719,750.00
6	98	0.00	18,767.00	18,767.00	6,849,955.00
7	90	0.00	17,059.00	17,059.00	6,226,535.00
Q <sub>g BN</sub> = 7.0 mmpcd		Σ =	228,036.00	73,666.00	26,888,090.00

### 3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA EN LA INTEGRACIÓN DE UNA CORRIENTE DE GAS EN CONTRAFLUJO CON UNA CORRIENTE DE FLUJO MULTIFÁSICO.

#### 3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Al considerar que durante la inyección del gas a través de la tubería flexible por el interior del riser de producción, este se integra a la corriente multifásica producida por los pozos en contracorriente, fenómeno que no fue considerado en el análisis previo al que se presenta, mismo que podría representar un efecto adverso en la mejora de las condiciones de flujo, como se muestra esquemáticamente en la figura 3.1.

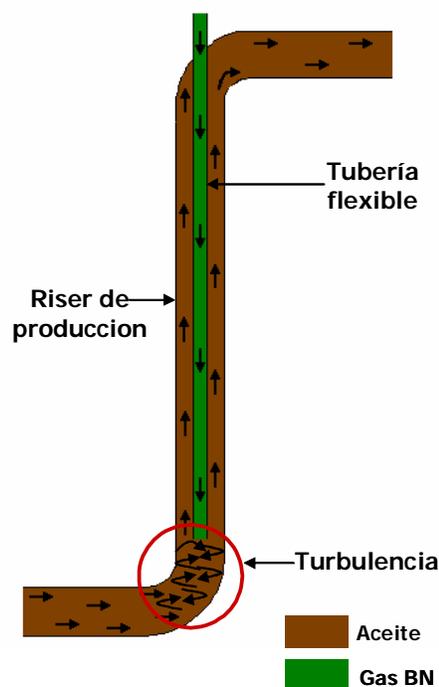


Figura 3.1. Inyección de gas a través de la tubería flexible.

Existen varias técnicas conocidas para la eliminación o reducción de comportamiento inestable en líneas que transportan mezclas multifásicas de hidrocarburos, entre las cuales encontramos las siguientes<sup>(12)</sup>:

- **Incremento de contrapresión.** Esta técnica consiste en incrementar la presión en la línea, lo cual no es viable para aguas someras debido a la reducción en la producción provocada por la contrapresión, esta reducción es peor para sistemas de producción en aguas profundas.
- **Empuje con gas.** Este es uno de los métodos más ampliamente usados actualmente. Para aguas profundas es posible que se presenten problemas debido al incremento de la caída de presión por fricción y a enfriamiento por el efecto Joule-Thompson como efecto del alto flujo de gas.
- **Estrangulamiento.** Esta es una técnica probada para reducir o eliminar el taponeo severo, el estrangulamiento debe hacerse en forma cuidadosa con el fin de incrementar la contrapresión sin afectar de forma sensible la producción. Solamente es posible hacerlo en pozos donde se dispone de presión suficiente para operarlos con alta presión en la cabeza sin afectar el gasto de producción. Sólo existe un campo (Fargalhy<sup>(12)</sup>) reportado en la literatura donde esta técnica se ha empleado.
- **Combinación entre empuje con gas y estrangulamiento.** Este es un método que en el ámbito académico ha mostrado ser viable aunque no se ha reportado ninguna aplicación industrial. La combinación de tecnologías tiene el objetivo de reducir los requerimientos de gas de empuje con lo que los problemas de enfriamiento y de pérdidas de presión por fricción también se reducen.
- **Control de presión en base de tubería ascendente con válvula en la superficie.** Esta técnica se ha aplicado de forma exitosa en una línea de 16 pg en el campo Total Dunbar<sup>(12)</sup>. El principio en que la técnica se basa es el estrangulamiento dirigido por un sistema de control. Los datos recolectados en este campo muestran un incremento en la presión total del sistema lo que puede afectar la producción del campo, sobre todo si este se encuentra en aguas profundas.
- **Control de flujo a la llegada.** El principio de esta técnica es mantener el flujo constante durante la operación con una válvula de control. Se ha mostrado que la

presión total se triplica cuando se alcanza el flujo estable. Para sistemas de producción en aguas profundas, el sistema presenta problemas debido a la reducción en la producción y al incremento de la presión en la base de la tubería ascendente, además de que se tienen problemas con la respuesta del sistema de control.

- **Inserción de un tubo de menor diámetro.** Esta es una mejora a la técnica de empuje con gas por lo que se espera que tenga características similares. La única limitación importante es la imposibilidad de realizar corridas de “diablos” de limpieza, lo cual es muy importante para sistemas de producción en aguas profundas.
- **Separación submarina.** Esta es una solución para sistemas de producción en aguas profundas. Las fases se separan en el fondo y se envían a la superficie por línea separadas.
- **Separación remota.** En esta tecnología se propone colocar un separador en la plataforma satélite con el fin de separar las fases y enviarlas por líneas independientes hacia los centros de proceso. Con esto las oscilaciones provocadas por el flujo inestable se eliminan ya que el flujo monofásico es estable. Sin embargo esta solución es factible para sistemas de producción en tierra y en aguas someras, pero no para aguas profundas, ya que la mayor contrapresión se presenta en el pozo y en el riser de producción.

La recomendación sobre que técnica emplear depende de las características de cada sistema, por ello debe hacerse un estudio para evaluar la eficacia y factibilidad de cada técnica. Para este caso, a continuación se describe el método de solución que emplearemos, no sin antes evaluar la fuerza de impacto que se tendría en el sistema sin considerar el uso de toberas que permitan invertir el flujo.

Para estimar la fuerza de impacto del gas de BN inyectado por la tubería flexible contra los fluidos producidos ascendiendo por el riser de producción, como se muestra en la figura 3.1, se emplearon las siguientes ecuaciones:

De acuerdo con la segunda Ley de Newton se tiene:

$$F = m a \quad (3.1)$$

$$a = \bar{v}/t \quad (3.2)$$

donde:

$F$  = Fuerza (lb<sub>f</sub>)

$m$  = masa (lb<sub>m</sub>)

$a$  = aceleración (pie/seg<sup>2</sup>)

$t$  = tiempo (seg)

$\bar{v}$  = velocidad del fluido (pie/seg)

Sustituyendo la ecuación (3.2) en la ecuación (3.1) se tiene:

$$F = m \bar{v}/t \quad (3.3)$$

Haciendo un análisis dimensional se tiene:

$$\frac{m}{t} = \rho Q \quad (3.4)$$

donde,  $\rho$ , es la densidad del fluido producido en lb<sub>f</sub>/gal y  $Q$  es el gasto del fluido producido en gal/min.

Sustituyendo la ecuación (3.4) en la ecuación (3.3), se tiene:

$$F = \rho Q \bar{v} \quad (3.5)$$

que es la ecuación que nos permitirá definir la fuerza de impacto del fluido inyectado (gas de BN) sobre el fluido producido.

Inicialmente evaluaremos la fuerza de impacto que se tendría en el sistema sin considerar el uso de toberas que permitan invertir el flujo (ver figura 3.1).

La red integral de producción que se muestra en la figura 3.2 se analizó con el software especializado de producción PIPEPHASE®, en la cual se consideraron 12 pozos, el análisis es necesario ya que se requiere conocer la presión y temperatura en la base del riser (punto de inyección del gas de BN) para posteriormente calcular las propiedades de los fluidos producidos del pozo y determinar la fuerza de impacto del gas de BN inyectado contra dichos fluidos. Para este análisis se consideró una presión inicial del yacimiento de 240 kg/cm<sup>2</sup> abs., (de acuerdo al análisis efectuado para determinar la presión en que se debe de iniciar con la inyección de gas de Bombeo Neumático Continuo (BNC) se determinó que es conveniente realizarlo a partir del 2° año de explotación<sup>(13)</sup>) a lo cual corresponde una presión del yacimiento de 202 kg/cm<sup>2</sup> abs., ingresando al proceso de separación a una presión de 6 Kg/cm<sup>2</sup> abs.

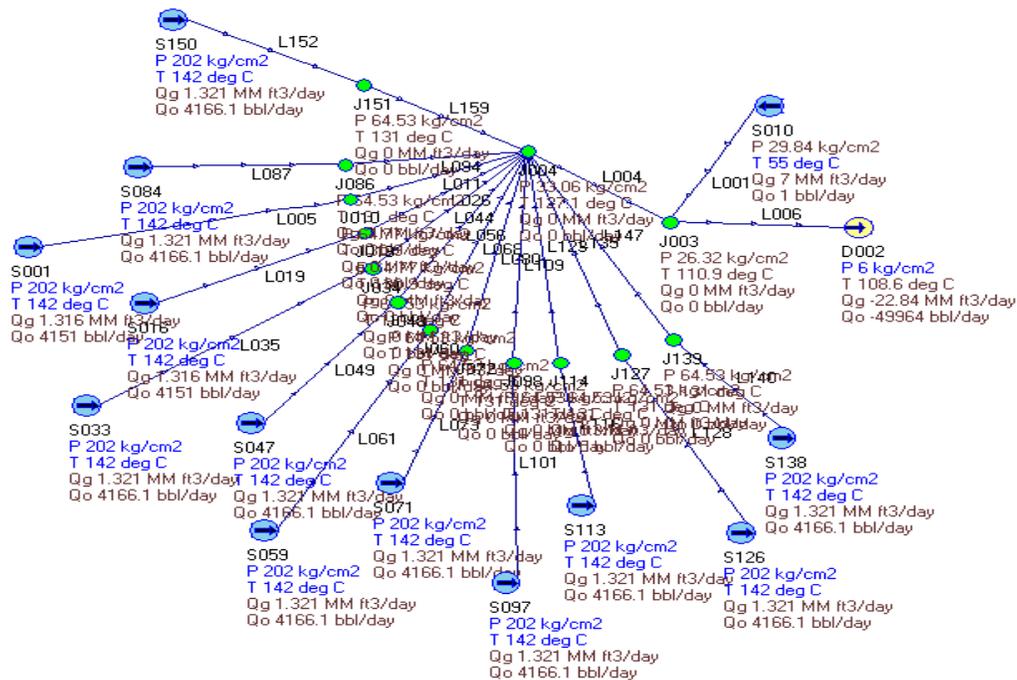


Figura 3.2. Diagrama de simulación de la red integral de producción para el 2° año de explotación con TF e inyección de 7 mmpcd de gas de BN.

Los datos que se utilizaron y los resultados que se obtuvieron de la simulación del comportamiento de flujo en el riser considerando el modelado de la red integral se muestran en la tabla 3.1, mismos que serán utilizados para determinar tanto la fuerza de impacto como la pérdida de presión equivalente al choque de las corrientes de fluidos.

Tabla 3.1. Información y resultados que se obtuvieron de la simulación del comportamiento de flujo en el riser.

Presión del yacimiento (psia)	2873.0	Qg BN (MMPCD)	7.00
°API	22.0	Qo por pozo(bpd)	4,166
RGA (pie <sup>3</sup> /bl)	317.2	Diámetro interior riser (pg)	13.96
Diámetro riser (pg)	16.0	Diámetro interior T.F (pg)	3.95
Diámetro de la TF (pg)	4.5	Área riser (pie <sup>2</sup> )	1.06
Temperatura en la base riser (°C)	110.9	Área T.F (pie <sup>2</sup> )	0.11
Presión en la base riser (psia)	374.3	Gravedad específica del gas	0.80
<b>PROPIEDADES CALCULADAS ACEITE /MEZCLA</b>		<b>PROPIEDADES CALCULADAS GAS</b>	
Rs (pie <sup>3</sup> /bl)	31.00	Bg	0.058
Bo	1.10	Qg c.f. (pie <sup>3</sup> /seg)	4.77
Qo c.f. (pie <sup>3</sup> /seg)	4.58	Densidad del gas (lb/pie <sup>3</sup> )	1.037
Densidad de la mezcla (lb/pie <sup>3</sup> )	24.195	Velocidad del gas (pie/seg)	43.22
Velocidad de la mezcla (pie/seg)	4.33		

Aplicando la segunda Ley de Newton (ecuación 3.5) y sustituyendo datos de la tabla 3.1, se determinó la fuerza de impacto de la mezcla producida:

$$F = \rho Q \bar{v}$$

$$F = (24.195)(4.58)(4.33)$$

$$F = 481.033 \text{ lb}_f$$

y una pérdida de presión al considerar que impacta sobre el área de la TF:

$$\Delta P_{TF \text{ aceite} \rightarrow \text{gas}} = F A_{TF}$$

$$\Delta P_{TF \text{ aceite} \rightarrow \text{gas}} = (481.033)(0.11 \times 144)$$

$$\Delta P_{TF \text{ aceite} \rightarrow \text{gas}} = 30.24 \text{ lb}_f / \text{pg}^2$$

Una Fuerza de impacto para el gas de BN de:

$$F = \rho Q \bar{v}$$

$$F = (1.037)(4.77)(43.22)$$

$$F = 214.04 \text{ lb}_f$$

una pérdida de presión al considerar que impacta en la misma área transversal de la TF:

$$\Delta P_{\text{TF gas} \rightarrow \text{aceite}} = F A_{\text{TF}}$$

$$\Delta P_{\text{TF gas} \rightarrow \text{aceite}} = (214.04)(0.11 \times 144)$$

$$\Delta P_{\text{TF gas} \rightarrow \text{aceite}} = 13.458 \text{ lb}_f/\text{pg}^2$$

Considerando que ambos impactos pueden ser sumados:

$$\Delta P_{\text{TF aceite} \rightarrow \text{gas}} + \Delta P_{\text{TF gas} \rightarrow \text{aceite}} = 30.24 + 13.458$$

$$\Delta P_{\text{TF aceite} \rightarrow \text{gas}} + \Delta P_{\text{TF gas} \rightarrow \text{aceite}} = 43.705 \text{ lb}_f/\text{pg}^2$$

En los sistemas de producción una eliminación de  $43.705 \text{ lb}_f/\text{pg}^2$  ( $3.07 \text{ kg}/\text{cm}^2$ ) puede ser muy significativo, por lo cual, en este trabajo se le dio la suficiente importancia al caso y se propusieron configuraciones para invertir el flujo e integrar la corriente de gas en la dirección de la corriente de los fluidos producidos con lo cual no solamente sea eliminado este efecto si no que se logre un beneficio adicional.

En la tabla 3.2 se presentan los resultados de la ejecución del modelo de la red integral de producción sin y considerando el efecto de la fuerza de impacto del gas de BN con los fluidos producidos y el gasto correspondiente.

Tabla 3.2. Contrapresión y gastos de producción sin y considerando el efecto de choque del gas de BN con la producción.

Qg BN (mmpcd)	P base riser sin choque (psia)	Qo sin choque (bl/día)	$\Delta P$ por Fuerza impacto (psi)	P base riser con choque (psia)	Qo con choque (bl/día)	$\Delta Qo$ (bl/día)	% reducción de producción
7	328	48,429	43	366.4	45,100	-3,329	-6.87398
5	334	47,710	34	368.0	44,609	-3,101	-6.49969
3	335	46,303	28	362.4	45,100	-1,203	-2.59810
1	372	44,375	27.6	399.6	42,300	-2,075	-4.67606

Para lograr lo anterior se propone el uso de un dispositivo que permita invertir el flujo para integrar el gas inyectado a la corriente multifásica en la dirección del flujo ascendente, a través de toberas. A partir de este cálculo se estimará el efecto de inyectar gas de BN en contracorriente a los fluidos producidos así como los beneficios que se tienen evitando el impacto entre los mismos.

### 3.2 MÉTODO DE SOLUCIÓN Y DISPOSITIVO PROPUESTO.

En el presente trabajo se proponen diferentes configuraciones para el uso de toberas que emulen el comportamiento de una bomba neumática Jet (BNJ) para obtener un beneficio adicional para eliminar las fuerza de impacto por una eficiente integración de la corriente de gas a la de los fluidos producidos.

Una medida de mitigación de la fuerza de impacto que ha sido utilizada en operaciones de campo es a través de la perforación de orificios con salida horizontal en la TF y obstrucción de la punta para lograr una salida lateral del gas evitando el impacto frontal, como se muestra en la figura 3.3, sin embargo esta práctica genera una turbulencia por la salida horizontal del gas perpendicular a la dirección de los fluidos producidos, lo cual no es suficientemente eficiente.

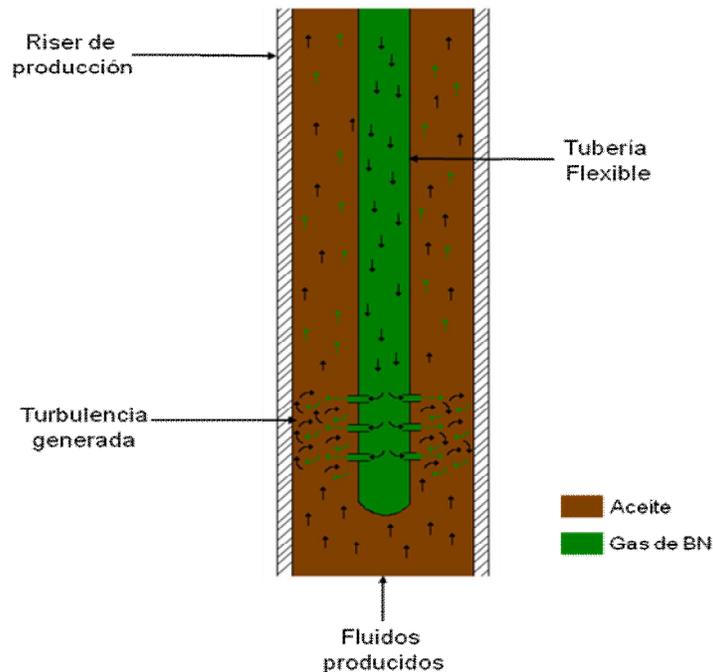


Figura 3.3. Perforación de orificios con salida horizontal en la TF y obstrucción de la punta.

Dado que la medida de mitigación anterior no constituye una verdadera solución al problema planteado, a continuación se presentan dos configuraciones, consistentes de toberas que integren el gas de BN en la dirección de los fluidos producidos, en el espacio anular (EA) entre el riser y la TF; cuya idea original fue planteada por el M.I. Juan de la Cruz Clavel López<sup>(1),13)</sup>, la primera consta de un dispositivo con tres series de 4 toberas cada una como se muestra en la figura 3.4, y la segunda de una serie de 4 toberas (ver figura 3.5 y 3.6). Dichas toberas tratan de emular el comportamiento de una bomba neumática Jet (eyector).

Con estas toberas se trata de aprovechar la energía cinética del gas en su integración a la corriente de la producción de los pozos, al generar un efecto de succión de los fluidos producidos e impulsarlos a través del riser hacia la superficie, además de lograr la reducción de la densidad de la mezcla de fluidos y reducir las pérdidas de presión por elevación (bombeo neumático).

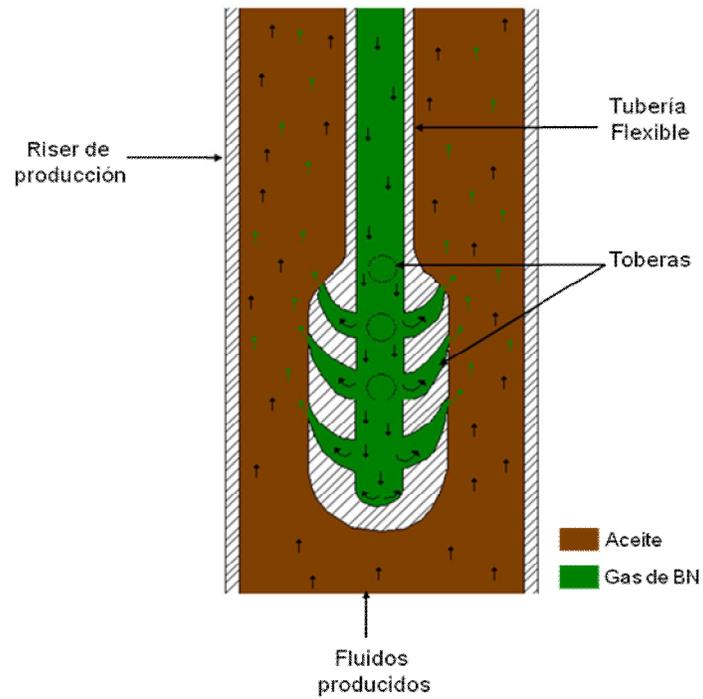


Figura 3.4. Dispositivo con tres series de 4 toberas.

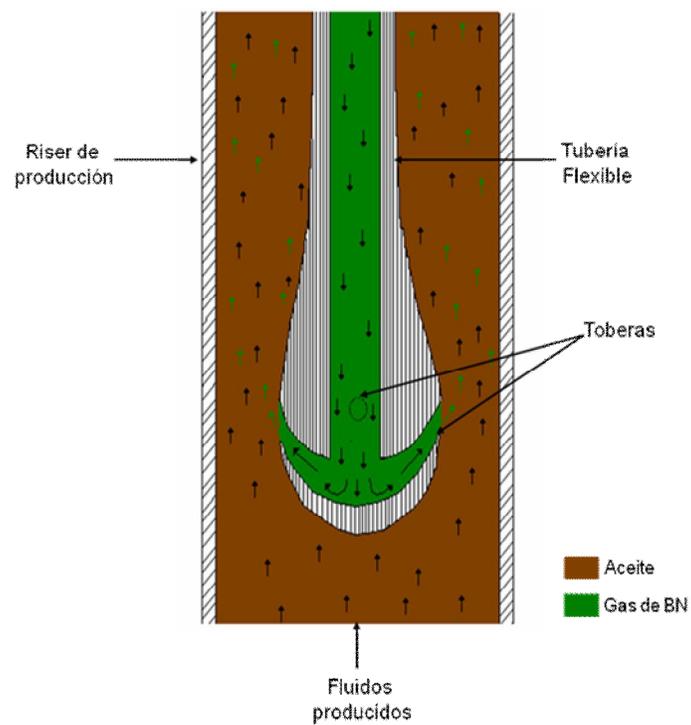


Figura 3.5. Dispositivo con una serie de 4 toberas

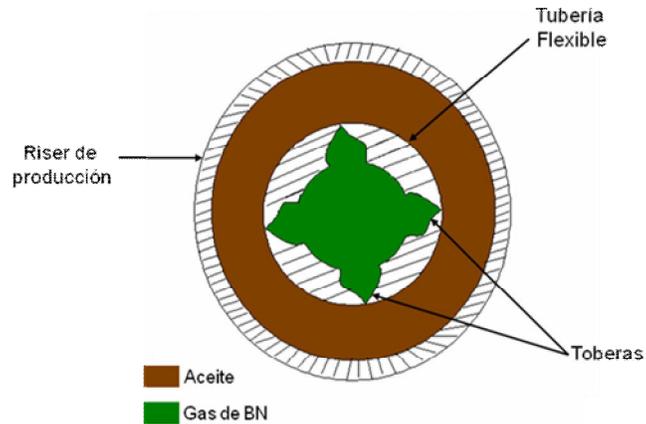


Figura 3.6. Dispositivo con una serie de 4 toberas (vista en planta)

De los dispositivos propuestos (figura 3.4 y 3.5), aunque ambos son factibles, para el caso del dispositivo de 6 toberas su maquilado sería complejo debido al tamaño del mismo, por lo que se seleccionó el dispositivo de 4 toberas, el cual se considerará en los cálculos correspondientes.

Cabe señalar que en este caso será utilizada la teoría de diseño de eyectores (acoplamiento de una tobera con un venturi en el que se utiliza un gas como fluido motriz), ver figura 3.7, misma que deberá ser adaptada, dado que en el sistema propuesto se contará con toberas para la integración del gas a la mezcla multifásica, pero no con un venturi, lo cual requiere ser estudiado para desarrollar el modelo numérico que lo represente correctamente.

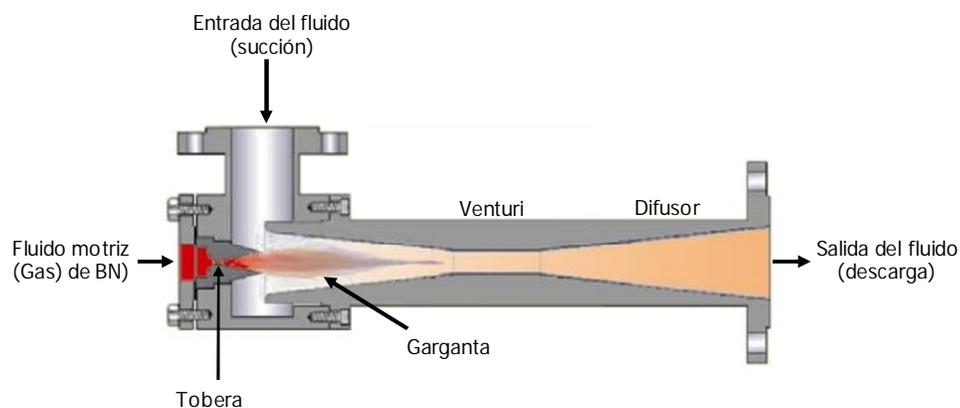


Figura 3.7. Representación esquemática de un eyector.

### 3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE EYECTORES

El eyector es un dispositivo estático en el cual un chorro de alta presión es mezclado con un chorro de baja presión en una cámara de mezclado especialmente diseñada. La mezcla pasa a través de un difusor, dejando al eyector en una presión media de salida común (ver figura 3.7). Las corrientes motriz y de succión son mezcladas en el tubo mezclador alcanzando la misma presión. En el difusor debido al decremento de la velocidad del fluido existe una recuperación de presión en la mezcla.

La instalación de un eyector en la superficie permite la utilización de la energía libre de un pozo de alta presión para impulsar a un pozo de baja presión para incrementar su producción, extender la vida útil del campo y/o utilizar menos infraestructura.

### 3.2.2 GEOMETRÍA Y DESCRIPCIÓN DE LAS PARTES

La geometría de la garganta y del tubo mezclador son las que afectan principalmente el desempeño del eyector. El parámetro geométrico principal está expresado por la siguiente relación:

$$\frac{d_t}{d_d} = \beta \quad (3.6)$$

donde  $d_t$  es el diámetro de la garganta y  $d_d$  el del difusor, donde a mayor relación  $\beta$  se tiene la más alta recuperación del fluido y el más pequeño efecto de impulso; por otro lado con una relación  $\beta$  baja se obtiene el mayor efecto de impulso pero una recuperación baja.

### 3.2.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS EYECTORES

Todos los eyectores tienen un principio en común, son bombas de intercambio de momento, el fluido a alta presión se expande a través de una boquilla convergente-divergente y acelerado a velocidad supersónica (típicamente 3000 a 4000 pies)<sup>(14)</sup>. La alta velocidad de la corriente del fluido motriz envía el fluido a succionar, a través del puerto de succión, una compresión de la mezcla es llevada a cabo a través del difusor por medio de la conversión de la velocidad en presión. La mezcla de ambos fluidos empuja en contra de la presión de descarga del eyector y mantiene la diferencia entre el puerto de succión y la descarga, la presión en la cabeza es convertida a velocidad en la cabeza en al boquilla de la corriente motriz. La velocidad es convertida a presión en la cabeza del difusor. Ambos fluidos a la salida toman la forma del venturi, una boquilla convergente-divergente es requerida para acelerar el fluido a una velocidad supersónica. En la sección convergente de la boquilla el fluido motriz que entra a una velocidad subsónica se acelera a una velocidad sónica, el fluido motriz entrando a la sección divergente a una velocidad sónica es acelerado a una velocidad supersónica (figura 3.8).

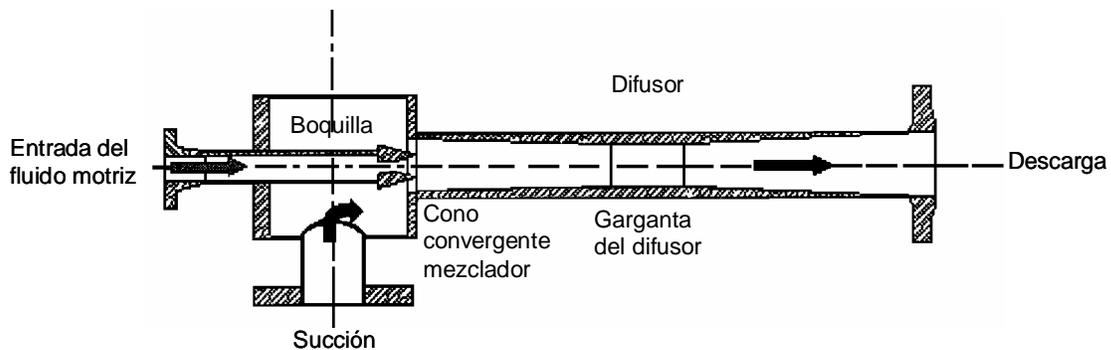


Figura 3.8. Partes básicas de un eyector<sup>(14)</sup>.

El flujo a través de la boquilla esta descrito por las ecuaciones básicas para un fluido compresible y por la ecuación de continuidad.

$$W_1 = VA\rho_1 \tag{3.7}$$

donde:  $W_1$  = gasto de flujo del fluido motriz (lb/hr)  
 $V$  = velocidad (pies/hr)  
 $A$  = área de la sección transversal (pie<sup>2</sup>)  
 $\rho_s$  = densidad del fluido motriz (lb/pie<sup>3</sup>)

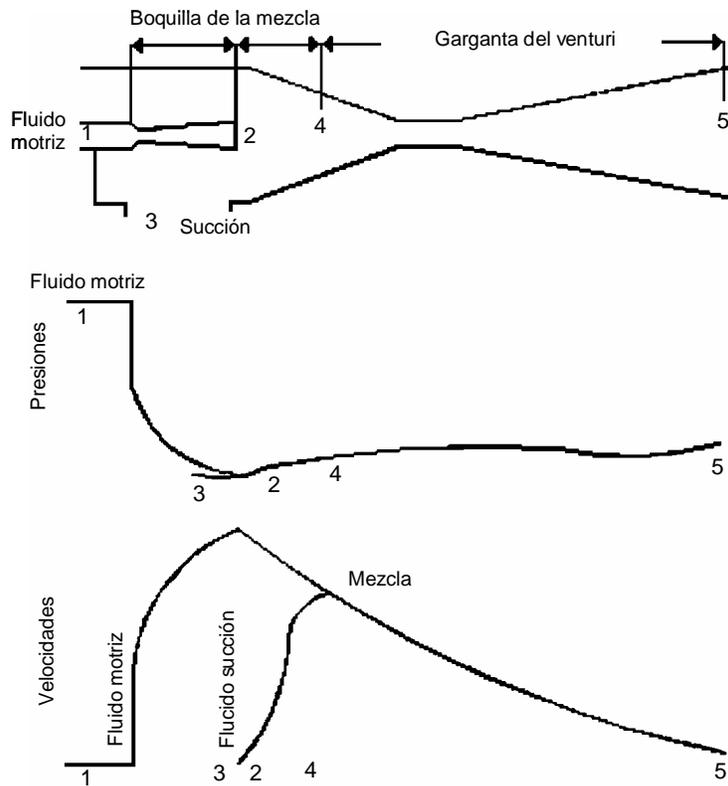


Figura 3.9. Modelado del fluido del eyector (cortesía Croll-Reynolds Co)<sup>(14)</sup>.

Mientras el flujo pasa a través de la garganta en la cámara de succión, la presión y la densidad decrecen a medida que la velocidad aumenta. El producto de la velocidad por la densidad se aproxima a cero en el punto 1 (figura 3.9), por lo que la velocidad es baja. El producto de la velocidad por densidad de nuevo se aproxima es cero en el punto 2 porque la densidad es baja. En cambio, en el producto de la velocidad por la densidad, es máximo en un punto entre el punto 1 y el punto 2; en este punto la sección de área transversal

debe ser mínima porque el flujo es constante. Esto muestra que la velocidad del fluido motriz en este punto (la garganta de la boquilla) será sónico.

El diámetro de la garganta de la boquilla del fluido motriz determina el flujo del mismo. Para un coeficiente de flujo de 0.97, el gasto del fluido motriz puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$W = 865.5d_d^2\sqrt{P_1\rho_1} \quad (3.8)$$

donde:

$d_d$  = diámetro de la garganta de la boquilla (pg)

$P_1$  = presión del fluido motriz en el punto 1 (lb/pg<sup>2</sup>)

$\rho_1$  = densidad del fluido motriz en el punto 1 (lb/pie<sup>3</sup>)

La velocidad del fluido en la garganta del difusor es sónica, en la sección convergente del difusor, la velocidad de la mezcla de fluidos reducen la velocidad supersónica a sónica y se incrementa la presión. En la sección divergente del difusor, la velocidad de la mezcla es reducida de sónica a subsónica y la presión se incrementa aun más.

En el flujo supersónico un decremento de la sección de área transversal causa que la presión se incremente y la velocidad disminuya. En flujo subsónico ocurre lo contrario, un incremento en la sección de área transversal causa un incremento en la presión y una disminución en la velocidad.

Las pérdidas de energía en la boquilla de un eyector diseñado para uso en pozos usualmente son insignificantes y la expansión a través de la boquilla del fluido motriz se aproxima a un proceso isentropico<sup>(14)</sup>.

Así como la velocidad del fluido a través de la boquilla se ve incrementado al momento de alterar la geometría, el coeficiente de la boquilla (relación del momentum final a través de la cámara de succión en el punto 2 contra el momentum inicial en el punto 1) se incrementa.

En el flujo supersónico se forman ondas de choque en el difusor, las que generan pérdidas que se vuelven más severas mientras la velocidad de entrada (velocidad de compresión) se incrementa, esto limita la presión de descarga a la que pueda generarse con la velocidad de salida. Las pérdidas por ondas de choque en el difusor limitan la velocidad de compresión, a su vez la velocidad de compresión limita la relación de compresión a través del eyector.

### 3.2.4 INICIOS Y AVANCES EN EL USO DE LOS EYECTORES

En el estudio la utilización de los eyectores en el campo de la industria petrolera, ha sido poco. El primer artículo sobre este tema titulado "Desing and application of the gas ejector on marginal wells" se dio a conocer en la conferencia anual de la SPE, que tuvo lugar en Denver, en E.U., en octubre de 1965, presentado por G. W. Clanton<sup>(15)</sup> en este artículo de número 1274, se discute la teoría, diseño y aplicación de un eyector para uso en pozos de gas someros, se explica como la energía del fluido motriz es capaz de ceder parte de su energía para mover el gas de otro pozo con menor energía, se habla también de la prevención en la formación de hidratos debido a que parte de la energía es convertida en calor y sobre los bajos costos de este método de compresión de gas natural donde la energía motriz está disponible.

El pozo donde se probarían los primeros eyectores para gas en la industria petrolera, era en West Cameron Block 193 Pozo B-4D, en 1963<sup>(15)</sup>; era un pozo que estaba a punto de cerrarse debido a la baja presión del mismo; este pozo estaba localizado en una plataforma, pero en esta ocasión se suspendió el proyecto de eyectores porque pareció no ser una solución económica para elevar la producción del pozo ya que se tuvieron algunos problemas. Sin embargo, en diciembre de 1964, se decidió llevar a cabo la instalación del eyector en ese pozo, lográndose incrementar la presión del pozo e incrementar la producción del gas, pero debido a la invasión de arena en el pozo el eyector debió ser movido a otra localización cinco meses después de su instalación.

Se concluye el artículo indicando las ventajas de utilizar un eyector en aplicaciones donde se requiera mantener una producción de un pozo que fluya aun a presiones menores que en la línea de descarga, y la viabilidad de los eyectores para ser utilizados como sistemas de compresión en instalaciones marinas de gas, debido a su tamaño compacto y sus bajos costos en comparación con equipos de compresión recíprocos.

Posteriormente en 1973, C. Allen Bell y Charles D. Spisak<sup>(16)</sup>, con su artículo "Unique hydraulic lift system" mostraron las variantes en el uso de los eyectores, proponiendo el uso de la bomba jet, mostrándolo como la combinación de un nuevo venturi, una bomba de fondo hidráulica y un sistema compacto de extracción de fluidos para pozos individuales. Se habla de que este sistema de bomba jet se encuentra relativamente libre de los efectos de altas relaciones gas-aceite o de los sucios que se encuentran los fluidos de empuje además de requerir bajo mantenimiento. Se indica también que en los campos en que se encontraban a prueba dichas bombas, excluyendo problemas de arranque, no se habían reportado otro tipo de problemas en 39 meses de servicio.

En el desarrollo del artículo se mencionan los principios de operación de la bomba jet, algunas de las configuraciones de las mismas, las pruebas realizadas y algunos de los resultados obtenidos, comparando estos con bombas de pistón y estudios de costos para la implementación de este sistema.

Como conclusiones de este artículo se decía que la bomba jet en el fondo del pozo era una nueva pieza de equipo, la cual era una opción aceptable de manera técnica y económica debido a las ventajas contra la bomba de pistón.

Para la década de los 90's los estudios y avances en la utilización de eyectores en la industria petrolera llevaron a A. J. Green y a Kevin Ashton<sup>(17)</sup> a realizar su artículo llamado "Gas production improvements using ejectors", con número SPE 26684, presentado en septiembre de 1993, en el cual se retoma el punto de la caída de presión en la cabeza del pozo en el cual se reduce la productividad y el rendimiento económico del pozo y se habla de utilizar la energía de alta presión para por medio de eyectores incrementar la productividad del pozo.

En este caso se realizaron pruebas de laboratorio y en plataformas para optimizar el diseño de los eyectores para aplicaciones en plataformas, las cuales incluyeron pruebas con múltiples gargantas y condiciones de operación, logrando crearse un software el cual se validó con los resultados obtenidos de las pruebas. Para estas pruebas los eyectores fueron instalados en dos plataformas en el campo de gas Hewett en el sector sur del Mar del Norte, con el auxilio de CALtec (parte operativa de gas y de aceite del grupo BHR), las cuales resultaron exitosas al lograrse incrementos en la producción del gas en el rango de 15 a 25 MMPCD y quedando para el futuro nuevas pruebas e investigaciones para el uso de eyectores multifásicos.

Los objetivos iniciales de la prueba fueron de demostrar la factibilidad del uso de los eyectores para incrementar la producción de gas, desarrollar modelos teóricos para el desarrollo de flujo compresible a través de un eyector y su desempeño, comparar los desempeños de pruebas en plataformas contra los modelos teóricos resultantes, identificar métodos de mejora para el desempeño y flexibilidad de los eyectores y desarrollar un software de diseño de los eyectores.

Como conclusiones a este trabajo se demostró que la mejora en la producción de pozos se logra con la instalación de eyectores, los cuales son pequeños, tienen bajo costo u son fáciles de instalar; se vio la necesidad de instalar silenciadores o aisladores en los eyectores ya que se generan sonidos de más de 100dB, se diseñó el software, se escribió y se validó, y se propone continuar con los trabajos sobre eyectores para confirmar los resultados, optimizar los sistemas y realizar futuros desarrollos.

Los estudios más recientes llevados a cabo en el campo de los eyectores y su aplicación en la industria petrolera son los realizados por investigadores italianos con el apoyo de la compañía CALtec y la Universidad de Ancona.

Marco Villa, Giambatista de Ghetto, Francesco Paone, Giancarlo Giacchetta y Mauricio Bevilacqua<sup>(18)</sup> presentaron en 1997 un artículo SPE 59091 titulado 'Ejector for boosting low-pressure oil wells' en el que se muestran los resultados de pruebas aplicadas en campo petroleros de Villafortuna en Italia en 1996 en que lograron incrementar la

producción en un 30% y demostraron la viabilidad de este sistema confiable, de bajo costo y tamaño que tiene un mínimo impacto en las instalaciones existentes y es valido para aplicaciones en pozos existentes o en nuevos desarrollos dentro y fuera del mar.

El proyecto estuvo desarrollado en dos etapas principales, en las pruebas de laboratorio y obtención de resultados y en las de campo y la validación de resultados. Aquí se trató de ver el comportamiento de los eyectores multifásicos a diferencia de los estudios anteriores donde se analizaban los eyectores gas-gas.

Se muestran los diagramas de instalaciones de los eyectores y algunos de los resultados obtenidos, así como fotografías de las instalaciones donde se realizaron las pruebas.

Como conclusiones, se habla de un sistema de computo realizados por ellos el cual tuvo resultados bastante satisfactorios, con un error no mayor al 10% de los obtenido en las pruebas de campo y se vuelve a hacer mención a la viabilidad de los eyectores en la industria petrolera para incrementar la producción, siendo esto una inversión de bajo costo sin afectar en gran medida a las instalaciones existentes, además de no requerir mantenimiento por no contar con partes móviles.

### 3.2.5 ECUACIÓN DE BERNOULLI

La ecuación de Bernoulli puede deducirse por integracion de la ecuación de Euler, la que es aplicable únicamente a flujos no viscosos bajo la acción de distribuciones de fuerzas másicas conservativas, tal como las debidas a la acción de la gravedad sobre el fluido. Si escribimos la ecuación de Euler para un flujo permanente con el término convectivo en función del arco medido sobre una línea de corriente, se tiene:

$$-\frac{\nabla P}{\rho} - g\nabla z = V \frac{\nabla V}{\partial s} \quad (3.9)$$

Donde  $s$ , es la coordenada a lo largo de la línea de corriente. Multiplicando los dos miembros de la ecuación anterior escalarmente por el vector desplazamiento  $ds$ , a lo largo de la línea de corriente, se obtiene:

$$-\frac{\nabla P \cdot ds}{\rho} - g \nabla z \cdot ds = V \frac{\partial V}{\partial s} \cdot ds \quad (3.10)$$

El término  $\nabla P \cdot ds$  es igual a  $dP$ , variación diferencial de la presión a lo largo de la línea de corriente, y  $\nabla z \cdot ds$  se transforma en  $dz$ , cambio diferencial en la elevación a lo largo de la línea de corriente, mientras que el segundo miembro de la ecuación puede escribirse en la forma  $V(dV/ds)ds$ , ya que  $V$  y  $ds$  son colineales donde se obtiene:

$$-\frac{dP}{\rho} - g dz = V \frac{\partial V}{\partial s} ds = V dV = d\left(\frac{V^2}{2}\right) \quad (3.11)$$

Suponiendo  $g$  constante e integrando a lo largo de una línea de corriente, se tiene:

$$\int_0^P \frac{dP}{\rho} + gz + \frac{V^2}{2} \quad (3.12)$$

A esta ecuación se le llama frecuentemente "Forma compresible de la ecuación de Bernoulli". Si  $\rho$  se puede expresar como función de  $P$ , es decir  $\rho = \rho(P)$ , el primer término de la expresión anterior es integrable. Los fluidos que tienen esta característica se llaman fluidos barotrópicos. Si el flujo es incompresible, se tiene:

$$\frac{P}{\rho} + gz + \frac{V^2}{2} = \text{constante} \quad (3.13)$$

Es decir, esta ecuación indica que la suma de la llamada "Energía de presión" (realmente trabajo del flujo) por unidad de masa, la energía potencial de posición por unidad de masa y, finalmente, la energía cinética por unidad de masa, se conservan a lo largo de una línea

de corriente. Teóricamente, esta suma, llamada "Energía mecánica total", puede diferir de una línea de corriente a otra. No obstante, en muchos problemas, todas las líneas de corriente tienen prácticamente la misma energía mecánica total, lo que significa que la suma anterior puede igualarse para dos puntos cualquiera, sin tener en cuenta si están en la misma línea de corriente. Para tales flujos, entre dos puntos 1 y 2, se puede escribir:

$$\frac{P_1}{\rho} + gz_1 + \frac{V_1^2}{2} = \frac{P_2}{\rho} + gz_2 + \frac{V_2^2}{2} \quad (3.14)$$

Al multiplicar la ecuación anterior por  $1/g$  y sustituir  $\rho g$  por  $SG$  se obtiene:

$$\frac{P}{SG} + z + \frac{V}{2g} = \text{constante} \quad (3.15)$$

Los términos de esta ecuación tienen dimensiones de longitud y se llaman "Alturas de presión, topografía y de velocidad", respectivamente. La ecuación aplicable entre dos puntos del flujo que relaciona las diversas alturas es:

$$\frac{P_1}{SG} + z_1 + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{SG} + z_2 + \frac{V_2^2}{2g} \quad (3.16)$$

Es la ecuación básica de la cual se va a partir para obtener el modelo que se pretende desarrollar.

## **4. MODELO MATEMÁTICO REPRESENTATIVO DE LA TRANSFERENCIA DE MOMENTUM EN LA INTEGRACIÓN DE UNA CORRIENTE DE GAS A UNA DE FLUJO MULTIFÁSICO A TRAVÉS DE TOBERAS.**

### **4.1 PLANTEAMIENTO DE LA ECUACIÓN DE ENERGÍA, ECUACIÓN DE MOMENTUM Y ECUACIÓN DE CONTINUIDAD PARA EL DESARROLLO DEL MODELO (MODELO DE HATZLAVRAMIDIS<sup>(19)</sup>).**

Para efectuar este planteamiento es necesario definir las variables involucradas para poder generar una ecuación que describa la geometría del sistema a utilizar. Como se planteó en el capítulo anterior, la teoría del eyector se basa en la ecuación de Bernoulli, lo cual aunado a la teoría de funcionamiento del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet (a chorro) cuya acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía (momentum) entre dos corrientes de fluidos adyacentes que son el fluido motriz (para nuestro caso el gas de bombeo neumático) y los fluidos producidos (aceite y gas).

Para el caso de una bomba hidráulica jet en el fondo de un pozo, el fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de las toberas donde disminuye su presión y aumenta su velocidad. La tobera descarga un chorro en la cámara de entrada de los fluidos producidos. El fluido producido se combina con el fluido motriz y entran a la cámara de mezclado de la bomba. Durante este proceso el fluido motriz pierde energía misma que es suministrada a los fluidos del pozo y la mezcla resultante de fluidos en la cámara de mezclado tiene la presión suficiente para fluir hacia la superficie, como se aprecia en la figura 4.1.

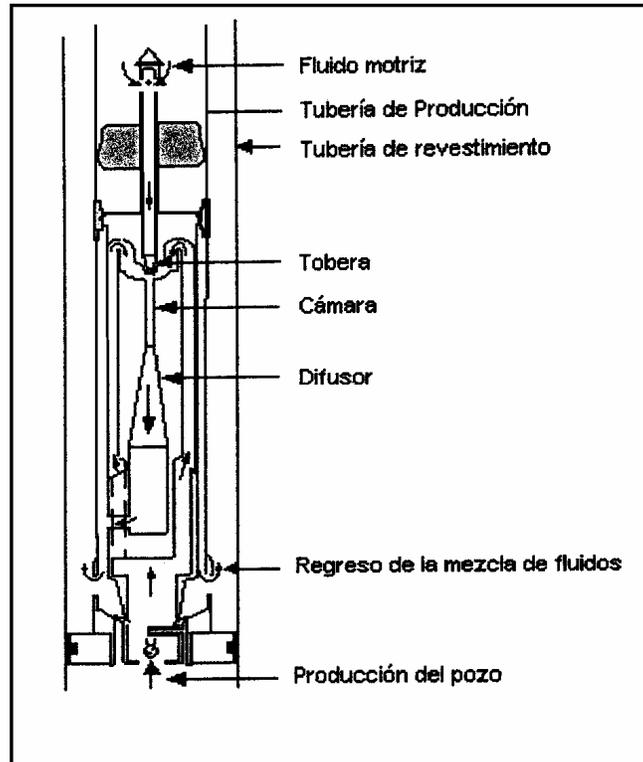


Figura 4.1. Diseño típico de la bomba jet de fondo.

Partiendo de lo anterior en el presente trabajo se pretende realizar un modelo cuyo funcionamiento es semejante al bombeo hidráulico tipo Jet cuya acción de bombeo se realizará por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz (BN) y los fluidos producidos. El fluido motriz se introduce a través de la tubería flexible desde la superficie hasta el fondo en el interior del riser y pasa a través de las toberas hacia el espacio anular TF y Riser de producción donde disminuye su presión y aumenta su velocidad. Es este punto donde se analizará el principio de transferir energía entre dos corrientes de fluidos adyacentes, de una con alta energía a otra que carece de la misma.

El fluido motriz pasa a través de la tobera y su energía potencial (energía debido a la presión) se convierte en energía cinética en una corriente de fluido a alta velocidad (chorro). El fluido del pozo se mezcla con el fluido motriz en el riser de producción y la energía (momentum) es transferida al fluido producido por los pozos provocando un incremento de energía. Los fluidos pierden energía en un área mayor que convierte la

energía cinética a una presión estática suficiente como para elevar los fluidos a la superficie.

En la figura 4.2 se establece una analogía entre el funcionamiento de la bomba neumática jet de fondo y el modelo propuesto.

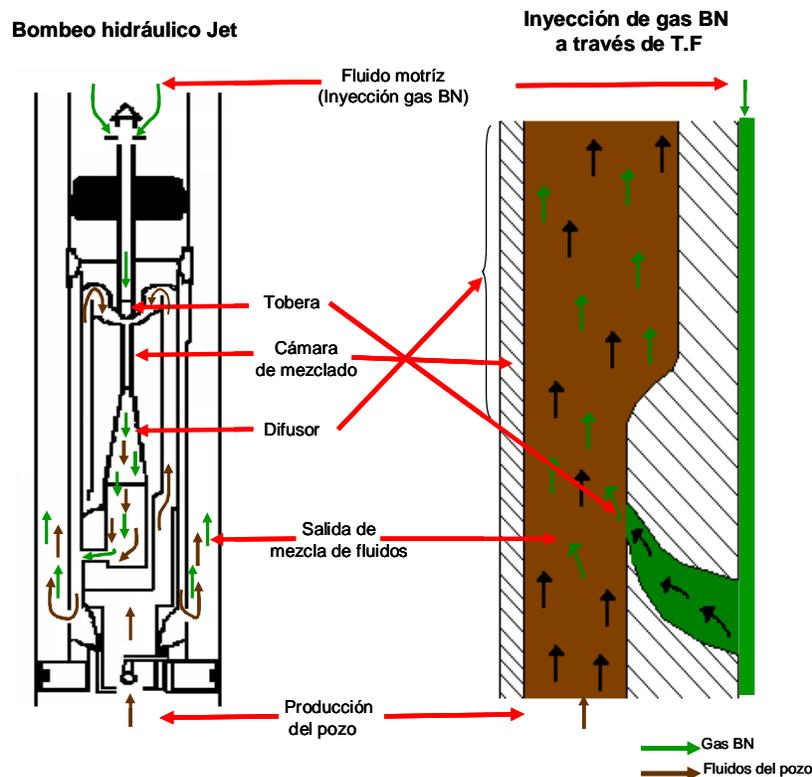


Figura 4.2. Analogía entre el bombeo hidráulico Jet y la inyección de Gas BN a través de T.F. (dispositivo propuesto).

## 4.2 MODELO REPRESENTATIVO

Para la estimación de la energía cinética proporcionada por el gas de BN a la corriente de fluidos producidos en el riser, se considera la adaptación del modelo propuesto por Hatzlavramidis<sup>(19)</sup> en el modelado y diseño de Bombas Jet, que se basa en los trabajos de Cunningham<sup>(20)</sup>, el de Gosline y O'Brien<sup>(21)</sup>, sustentados por la ecuación de balance de energía de Bernoulli, lo cual aunado a la teoría de funcionamiento del sistema de bombeo

hidráulico tipo Jet (a chorro) cuya acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía (momentum) entre dos corrientes de fluidos adyacentes que son el fluido motriz (para nuestro caso el gas de bombeo neumático) y los fluidos producidos (aceite y gas). Para ello es necesario el desarrollo o adaptación de un modelo que permita estimar el comportamiento del flujo y cuantificar las mejoras en los efectos inerciales promovidas por dicha integración del gas, lo cual se propone en el presente trabajo, mismo que requiere ser ajustado por mediciones en campo para que pueda considerarse como un modelo predictivo.

Hatzlavramidis<sup>(19)</sup> considera varios casos para el cálculo de la transferencia de momentum del fluido motriz al fluido impulsado, sin embargo para nuestro caso se contempla la metodología de cálculo para el caso de una bomba neumática jet donde se considera al gas como fluido motriz y la mezcla multifásica producida por los pozos el fluido impulsado (apéndice A). En la figura 4.3 se muestran las principales variables que intervienen en el modelo bajo análisis.

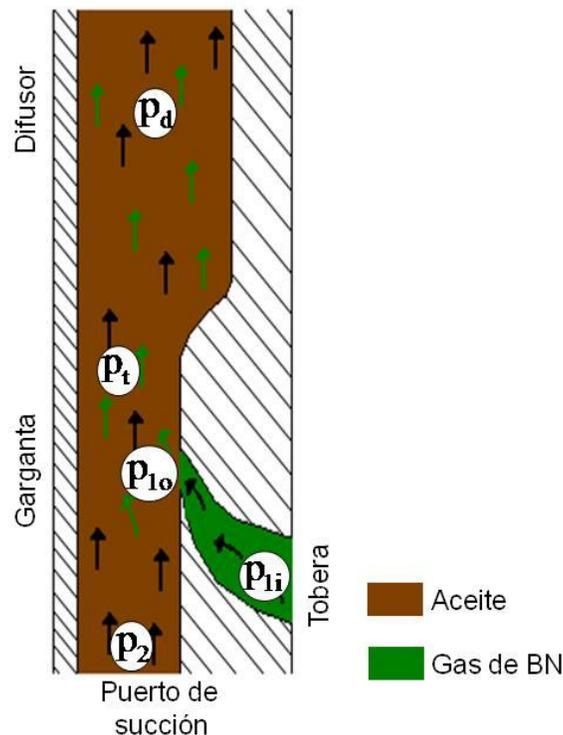


Figura 4.3. Dispositivo propuesto que emula una bomba neumática Jet y variables que intervienen en el modelo.

Donde,  $(P_{1i})$  es la presión de entrada de la tobera,  $(P_{1o})$  presión a la salida de la tobera,  $(P_2)$  presión en el puerto de succión del fluido impulsado,  $(P_i)$  presión en la garganta y  $(P_d)$  presión de salida del difusor.

Al llevar a cabo la integración de la corriente gaseosa en la misma dirección del flujo de la mezcla multifásica y la conversión de la energía de presión en energía cinética a través del uso de toberas, permitirá eficientar el aprovechamiento de la energía del gas por parte de la corriente multifásica, al eliminar el efecto de la integración del flujo de gas en contracorriente a la de la mezcla producida por los pozos. El planteamiento del modelo representativo se llevará a cabo bajo la consideración de que es un problema de fenómenos de transporte.

A continuación se presentan las ecuaciones resultantes del balance de energía y momentun para el fluido motriz en la tobera, el fluido del pozo entre el puerto de succión y la entrada a la garganta, así como la mezcla de los dos fluidos en la garganta y su relación con la presión en el difusor, mismas que fueron definidas por Hatzlavramidis<sup>(19)</sup>:

$$\rho_o \ln(p_i/p_o) = (1 + K_{nz})Z \quad (4.1)$$

$$p_s - p_o = (1 + K_{en}) \frac{F_\rho F_{qo}^2}{F_{Aa}^2} Z \quad (4.2)$$

$$p_t - p_o = Z \left[ 2(1 - F_{An}) \frac{F_\rho F_{qo}^2}{F_{Aa}^2} - (2 + K_{th}) F_{Aa}^2 (1 + F_\rho F_{qo}) \chi \frac{p_o}{p_t} (1 + F_{qt}) + 2F_{An} \right] \quad (4.3a)$$

$$p_t^2 - \left\{ Z \left[ 2F_{An} \frac{F_\rho F_{qo}^2}{F_{Aa}^2} - (2 + K_{th}) F_{Aa}^2 (1 + F_\rho F_{qo}) F_{qo} + 2F_{An} \right] + p_o \right\} \quad (4.3b)$$

$$p_t + Z(2 + K_{th}) F_{Aa}^2 (1 + F_\rho F_{qo}) p_o = 0$$

$$\begin{aligned}
 & p_d - p_t = Z \frac{1 + F_\rho F_{qo}}{F_{qo}} \left[ F_{An}^2 \left( \frac{p_o}{p_t} \right)^2 (1 + F_{qt})^2 - F_{Ad}^2 F_{An}^2 \right. \\
 y & \left. x \left( \frac{p_o}{p_d} \right)^2 (1 + F_{qd})^2 - K_{di} F_{An}^2 \frac{p_o}{p_t} F_{qo} (1 + F_{qt}) \right] - \frac{p_o}{F_{qo}} \ln \left( \frac{p_d}{p_t} \right)
 \end{aligned} \tag{4.4}$$

en términos de eficiencia, las ecuaciones (4.2) a (4.4) proporcionan:

$$\eta = F_{qo} (p_d - p_s) / [p_o \ln(p_i/p_d)] \tag{4.5}$$

---

## 5. METODOLOGIA DE CÁLCULO Y EJEMPLO DE APLICACIÓN

### 5.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO

Para la determinación de la reducción en la contrapresión que pudiera ofrecer este dispositivo, se consideran las ecuaciones antes presentadas. Las cuales en base a la presión disponible en la descarga del compresor en la superficie y con la ecuación de balance de energía se determinan las pérdidas de presión que se tienen en la tubería flexible y de esta manera es posible obtener la presión de entrada de la tobera ( $P_{1i}$ ). Para determinar la presión en la descarga de la tobera ( $P_{1o}$ ) se lleva a cabo un procedimiento de aproximaciones sucesivas, considerando las ecuaciones propuestas por Hatzlavramidis<sup>(19)</sup> mostradas anteriormente. En nuestro caso, en lugar de considerar solamente fase líquida como fluido impulsado, se hace la consideración de la mezcla bifásica (líquido-gas), al considerar en la determinación de la densidad, la velocidad del fluido, el gasto volumétrico y el gasto másico considerando el colgamiento de líquido con resbalamiento entre las fases.

Otro parámetro necesario para poder iniciar con los cálculos y poder determinar la presión en el puerto de succión del fluido impulsado ( $P_2$ ), que es la producción proveniente de los pozos, es la determinación de la Presión de salida del difusor ( $P_d$ ), la cual se determina mediante una correlación de flujo multifásico o un modelo mecanístico para tuberías verticales, teniendo como dato la presión de separación en la superficie. En nuestro caso, las propiedades de los fluidos y las pérdidas de presión para cada punto donde fue requerido, fueron obtenidas mediante el uso del simulador de flujo monofásico y multifásico en tuberías PIPEPHASE<sup>®</sup>, considerando para ello la simulación de la red integral de los pozos (12), la línea submarina y el riser de producción para un tirante de agua de 800 m que llega a una plataforma de piernas tensionadas (TLP)<sup>(1), (13)</sup>. En dicha simulación, se consideró una bomba que emula la BNJ, que para establecer condiciones iniciales el valor supuesto en la succión ( $P_o$ ), será del 85 % del valor de la presión en el difusor ( $P_o = 0.85 P_d$ ). En el caso de la presión en la garganta inicial supuesto, este será igual al 90 % del valor de la presión en el difusor ( $P_t = 0.9 P_d$ ). Con ello y aplicando el

método de aproximaciones sucesivas es posible encontrar la convergencia de  $P_o$  y  $P_t$ . Para ello es necesario para cada iteración ejecutar el modelo de simulación de la red integral, ajustando en cada una de ellas el valor de la Presión de succión de la BNJ ( $P_o$ ) manipulando la bomba que emula en la simulación a la BNJ. Este procedimiento se repite hasta lograr la convergencia.

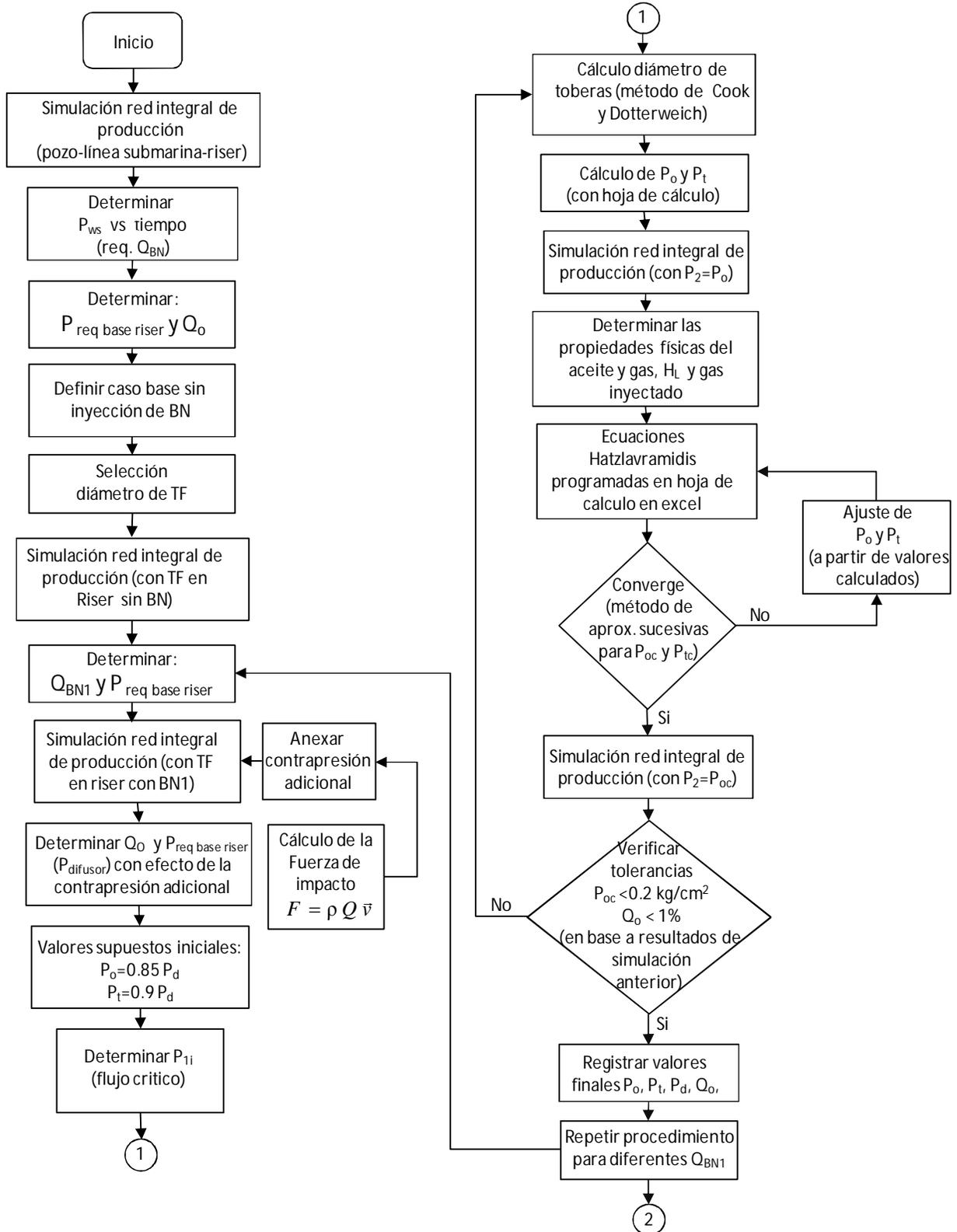
Un aspecto de gran importancia en el cálculo, es la consideración de la eficiencia en la transferencia de momentum del fluido motriz al fluido impulsado, misma que llega a ser significativa (0.45) para el caso en que el diámetro de tobera es relativamente bajo y la relación de gasto de flujo de entrada ( $F_{qo}$ ) se incrementa. Para nuestro caso dado que el gasto de gas de BN es relativamente bajo y que la configuración del EA no constituyen realmente la geometría de una garganta y difusor, se propone que el valor de la eficiencia sea un 25% del valor que le corresponda al determinado por la metodología Hatzlavramidis<sup>(19)</sup>, lo que significaría que el máximo valor de eficiencia a considerar en lo propuesto sería del orden del 11%. La aplicación de esta consideración se hizo al contemplar solamente el 25 % de la reducción en la contrapresión calculada por el método de Hatzlavramidis, lo que en la simulación de la red se tomó en cuenta en el momento de ajustar el valor de la presión de succión en la BNJ (nodo S2) para cada iteración hasta lograr la convergencia.

A continuación, se describe paso a paso el orden de cálculo que se consideró (ver figura 5.1):

1. Inicialmente se elaboró el modelo de simulación de la red integral de producción pozos-manifold-línea submarina-riser.
2. Se determinó la presión de fondo estática de los pozos productores respecto al tiempo de explotación (se podrá utilizar un modelo de balance de materia para considerar la variación de la aportación de la producción respecto al consumo energético en el tiempo de explotación y a dicho ritmo de extracción).
3. Determinar a partir de que año o momento se requerirá iniciar con la inyección de gas de BN.

4. Determinar la presión requerida en la base del riser y la producción que pueden aportar los pozos con dicha contrapresión, lo cual representará la condición del caso base sin inyección de gas de BN.
5. Se efectuó el análisis de transporte del gas de BN para la selección del diámetro de la Tubería Flexible (TF).
6. Se efectuó una simulación considerando alojada la TF en el interior del riser, sin considerar inyección de gas de BN.
7. Se determinó un gasto de gas de BN<sub>1</sub> y con este gasto se obtiene la presión requerida en la base del riser, considerando flujo anular entre la TF y el riser.
8. Se llevó a cabo la simulación de la red integral considerando la inyección del gas de BN<sub>1</sub> por el interior de la TF.
9. Se determinó la fuerza de impacto por la integración en contracorriente del gas BN a los fluidos producidos por los pozos y se agrega en la simulación como una contrapresión adicional para determinar la producción posible de obtener con este efecto para establecerlo como el caso base (CB).
10. Para la emulación de la Bomba Neumática Jet, se consideró inicialmente esta presión en la base del riser como la presión requerida en el difusor de la misma ( $P_d$ ).
11. Se determinan valores supuestos iniciales de la presión del gas  $P_o$  y de  $P_t$  considerando la propuesta siguiente:  $P_o = 0.85P_d$  y  $P_t = 0.9P_d$ .
12. Se determina el valor de la presión de entrada a las toberas para lograr flujo crítico en ellas para mantener condiciones de flujo estables en la inyección del gas.
13. Utilizando el modelo propuesto por Cook y Dotterweich<sup>(10)</sup> para el gasto de gas de BN y la presión de entrada a la tobera se determina el área requerida en las toberas para tal condición y se obtiene el diámetro de las cuatro toberas.
14. Se simula la red integral considerando una bomba hipotética, de la cual se manipula el valor de la potencia para obtener la presión de succión igual  $P_o$ .
15. Cuando se alcanza dicho valor, de los resultados que arroja la simulación se obtienen las propiedades físicas del aceite, del gas producido y el colgamiento y del gas inyectado, para ser sustituidos en las ecuaciones definidas por Hatzlavramidis para la BNJ, lo cual se efectúa en una hoja de cálculo.
16. En dicha hoja de cálculo se lleva a cabo por el método de aproximaciones sucesivas la determinación de la  $P_o$  y  $P_t$  hasta lograr la convergencia.

17. Cuando se logra la convergencia en la hoja de cálculo, se simula nuevamente la red integral para lograr el valor de  $P_o$  en la succión de la bomba simulada.
18. Se verifica que el valor de  $P_o$  calculado, y el  $Q_o$  o  $Q_L$  cumpla con una tolerancia menor que  $0.2 \text{ kg/cm}^2$  y del 1 % del gasto de producción.
19. Si no se cumple con la tolerancia, se actualiza el gasto de producción aportado por los pozos, y el de la  $P_d$  y regresamos al paso 12.
20. Se registran en una tabla los valores finales de  $P_o$ ,  $P_t$ ,  $P_d$ ,  $Q_o$ , reducción de contrapresión lograda respecto al caso que contempla inyección de gas en contracorriente (considerando la fuerza de impacto del gas contra el flujo producido por los pozos), para cuantificar los beneficios de la BNJ.
21. Repetir los cálculos de este procedimiento para los distintos gastos de gas de BN pero manteniendo constante el diámetro de las toberas seleccionado en el paso anterior, a partir del paso No. 7.
22. Se determina la curva de  $Q_o$  respecto al  $Q_{gi}$  BN, para determinar el gasto de gas de BN más conveniente para esta  $P_{ws}$  en los pozos.
23. Registrar los valores finales de producción, incremento de producción, reducción de contrapresión en la base del riser con la BNJ respecto al CB para cada gasto de gas de BN analizado.
24. Repetir este procedimiento a partir del paso 4 y determinar para cada año el área y diámetro de las toberas.
25. Definir si se operará con un solo diámetro de toberas en el tiempo de explotación o se efectuarán cambios en el tiempo y la programación de las intervenciones.
26. Registrar beneficios de la TF y BNJ en el tiempo de explotación.
27. Se determina la presión requerida en la superficie del gas de BN.



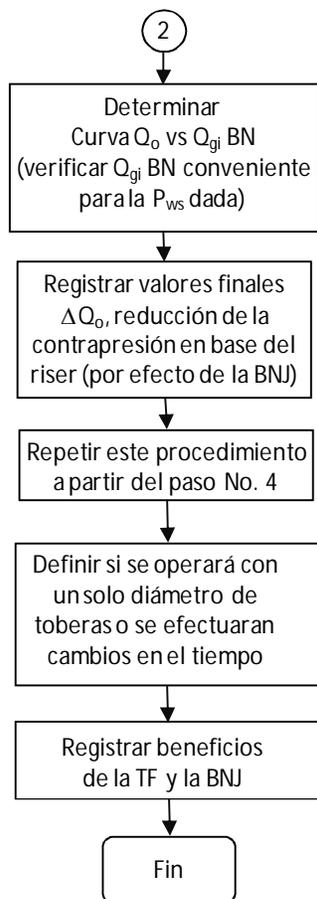


Figura. 5.1. Diagrama de flujo del cálculo de la reducción de la contrapresión por efecto de la BNJ.

5.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN.

En la figura 5.2 se muestra el esquema de simulación de la red para el caso de 7 mmpcd de gas de BN (inyectando el mismo gas producido, separado y comprimido).

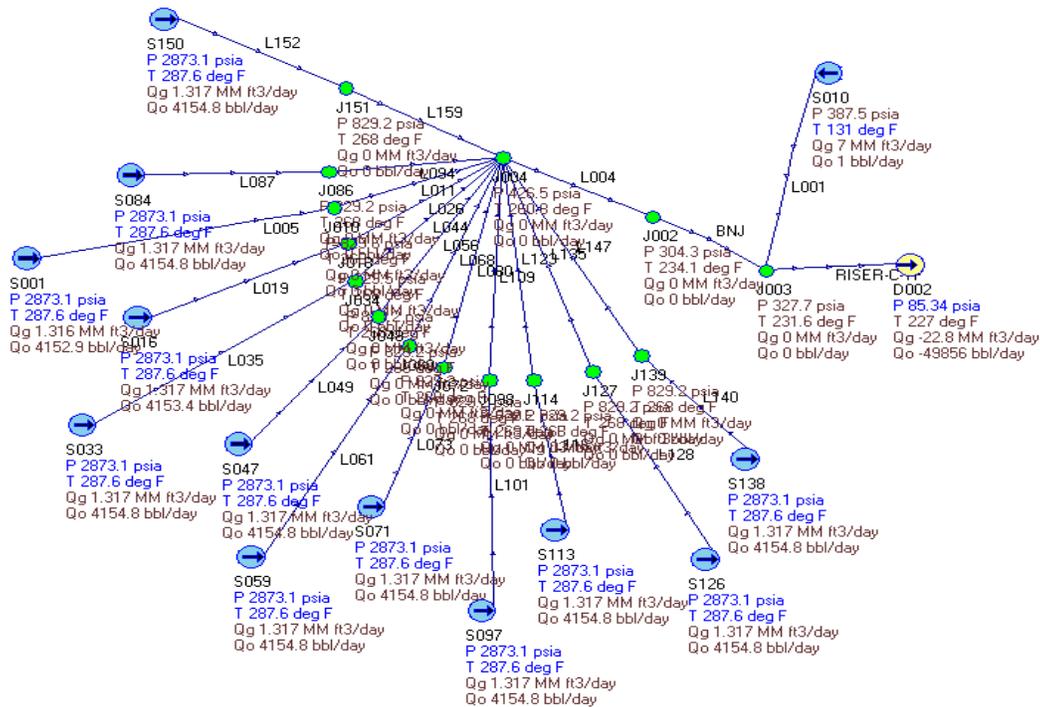


Figura. 5.2. Esquema de simulación de la red para el caso de 7 mmpcd de gas de inyección por TF a la base del riser y un dispositivo que emula la BNJ.

Utilizando el modelo propuesto por Cook y Dotterweich<sup>(10)</sup> para el gasto de gas de BN y la presión de entrada a la tobera se determina el área requerida en las toberas para tal condición, y de ella se obtiene el diámetro de las cuatro toberas consideradas.

$$q_g = 155500 C_d A p_1 \left[ \frac{64.34 k H}{\gamma_g \left( \bar{T} + 460 \right) (k - 1)} \right]^{0.5} \tag{5.1}$$

Donde;

$$H = \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{2/k} - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{(k+1)}{k}} \quad (5.2)$$

$q_g$  = gasto de gas de BN (fluido motriz) en pies<sup>3</sup>/día.

A = área del estrangulador (pg<sup>2</sup>)

$P_2$  = presión corriente debajo de la tobera (psi)

$P_1$  = presión corriente arriba de la tobera (psi)

$k = (C_p/C_v)$ , el valor puede obtenerse de la figura 5.3.

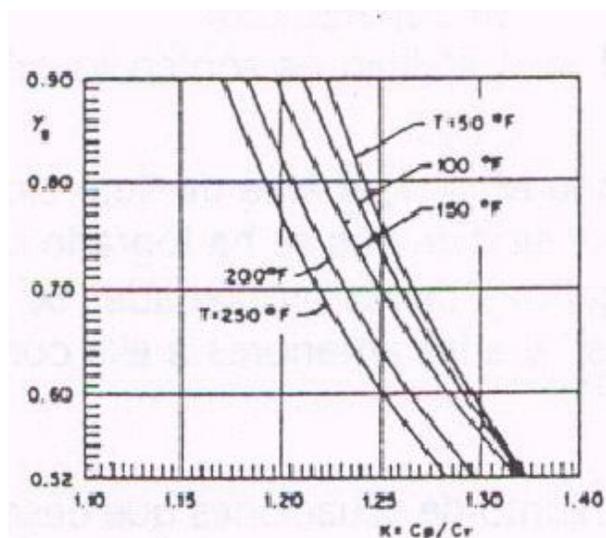


Figura. 5.3. Relación de calores específicos en función de la temperatura y la densidad relativa<sup>(10)</sup>

para  $2/64\text{vos} < d_\phi \leq 32/64\text{vos}$  el coeficiente de descarga ( $C_d$ ) se obtiene de la siguiente expresión:

$$C_d = 0.548924 + 3.720401 \times 10^{-2} d_\phi - 1.603191 \times 10^{-3} d_\phi^2 + 2.387117 \times 10^{-5} d_\phi^3 - 4.942371 \times 10^{-8} d_\phi^4 \quad (5.3)$$

para valores de  $d_\phi$ , superiores a 32/64vos el coeficiente de descarga es constante e igual a 0.828; finalmente el diámetro del estrangulador ( $d_\phi$ ) en 64vos de pg, se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$d_\phi = 64 \left( \frac{4 C_d A}{\pi} \right)^{0.5} \quad (5.4)$$

Para la determinación del diámetro de las 4 toberas del dispositivo propuesto en la figura 4.3, se consideró un gasto de inyección de gas de BN de 9 mmpcd, con la finalidad de que el diseño propuesto no presente limitaciones operativas, de tal manera que si fuera necesario inyectar dicho gasto de gas en la etapa avanzada de explotación (años 5, 6 o 7 del ejemplo hipotético considerado), el área de las toberas no represente un problema de incremento de presión exagerado en la descarga de los compresores del gas de BN en la plataforma. Por lo anterior, el cálculo del diámetro de las toberas, bajo la consideración antes mencionada y contemplando cumplir con flujo crítico (sónico) en las toberas al menos para este gasto de gas, se calcula de la siguiente forma:

Para el ejemplo bajo análisis, se tiene:  $q_g=9.0$  mmpcd,  $SG=0.87$ ,  $k (C_p/C_v)=1.18$  (de gráfica),  $P_1=260$  psi, Temperatura= $110^\circ\text{C}$  ( $690^\circ\text{R}$ ), se obtiene inicialmente el valor  $P_2/P_1 = 0.546$  y posteriormente el valor de H:

$$H = \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{2/k} - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{(k+1)}{k}} = (0.564)^{2/1.18} - (0.564)^{\frac{(1.18+1)}{1.18}} = 0.0316$$

La determinación del diámetro del dispositivo (BNJ) de 7.5 pg y 4 toberas de 0.75 pg cada una ( $0.45 \text{ pg}^2$  de área en cada una de ellas), lo cual se determinó de la manera que se describe a continuación. Aplicando las ecuaciones del apéndice B, tenemos:

$$A = \frac{q_g}{155500 C_d p_1 \left[ \frac{64.34 k H}{\gamma_g (\bar{T} + 460)(k-1)} \right]^{0.5}} = \frac{9'000,000}{155500 * 0.826 * 260 \left[ \frac{64.34 * 1.18 * 0.0316}{0.87 * 690 * (1.18 - 1)} \right]^{0.5}}$$

$$A = 1.8046 \text{ pg}^2$$

El área de cada una de las 4 toberas será:

$$A_{\text{de cada tobera}} = \frac{1.8046}{4} = 0.45 \text{ pg}^2$$

Resultando;

$$d_{\text{cada tobera}} = \left[ \frac{(4)(1.8046)}{(3.141516)} \right]^{0.5} = 0.75 \text{ pg}$$

### 5.3. RESULTADOS OBTENIDOS.

En la Tabla 5.1 se muestran los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta, que para el caso ejemplo se aprecia que por considerar el dispositivo que permita incorporar el gas de BN en la dirección de los fluidos producidos, con lo que se lograría en primer instancia eliminar el efecto del choque y en segundo lugar aprovechar la energía cinética del gas y transferencia de momentum, para impulsar los fluidos producidos reduciendo la contrapresión e incrementar la producción de todos los pozos.

En este caso, se determinaron los beneficios para los gastos de 7, 5, 3 y 1 mmpcd de gas de inyección.

Tabla 5.1. Resultados obtenidos aplicando la metodología propuesta.

Qg BN (mmpcd)	P base riser sin choque (psia)	Qo sin choque (bl/día)	P succión de BNJ o Po (psia)	P en garganta de BNJ o Pt (psia)	Reduccion de DP por efecto BNJ (psi)	$\Delta P \times 0.25$ por el dispositivo (psi)	P base riser con BNJ y ajustada o Po (psia)	Qo con BNJ propuesta (bl/día)	$\Delta Qo$ con BNJ sin considerar efecto de choque	$\Delta Qo$ considerand o el efecto de choque (bl/día)
7	327.70	48,429	233.00	283.5	94.70	23.68	304.025	49,856	1427	5,243
5	334.00	47,710	280.70	302.0	53.30	13.33	320.675	48,675	965	4,804
3	334.60	46,303	321.70	328.7	12.90	3.23	331.375	47,813	1510	5,786
1	372.00	44,375	363.80	368.4	8.20	2.05	369.95	44,600	225	2,200

En la figura 5.4 se cálculo y determinó la curva de  $Q_o$  respecto al  $Q_{gi}$  BN, para definir el gasto de gas de BN más conveniente para esta  $P_{ws}$  en los pozos, para nuestro caso como ya se mencionó anteriormente se consideró una presión de yacimiento de 202 kg/cm<sup>2</sup> que es a partir de la cual se requiere la inyección de gas de BN, en dicha figura se observa que para un  $Q_{gi}$  BN de 7 mmpcd obtendríamos un  $Q_o$  sin choque de 48,429 bl/día.

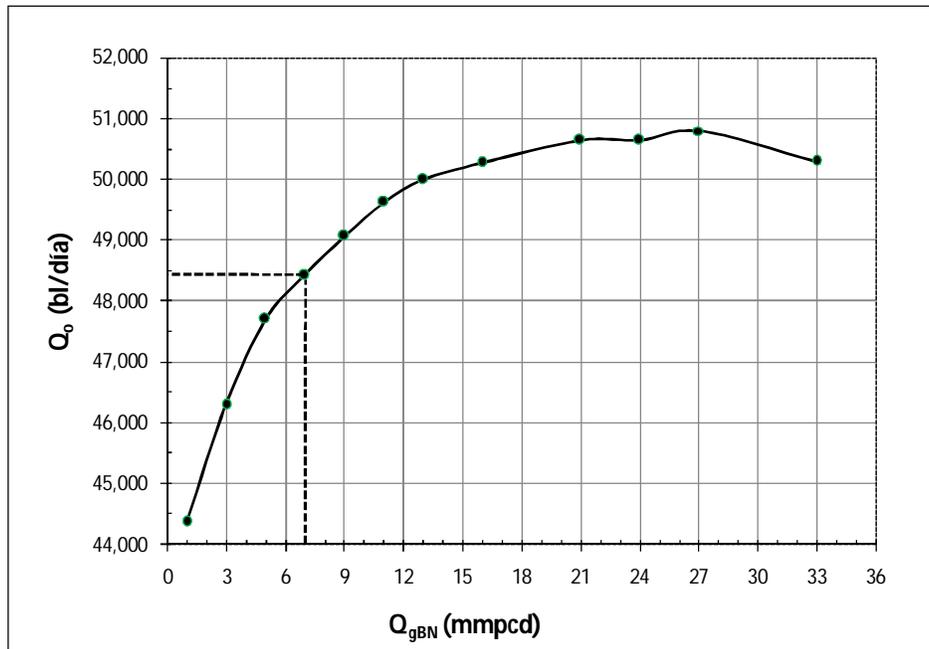


Figura 5.4. Curva  $Q_o$  respecto al  $Q_{gBN}$ .

En la figura 5.5 se muestra comparativamente el comportamiento de la contrapresión ejercida en la base del riser para el caso realista que considera el efecto de choque, el caso de una verdadera BNJ (mínima contrapresión) y el caso del dispositivo propuesto que emula una BNJ (segunda mínima contrapresión).

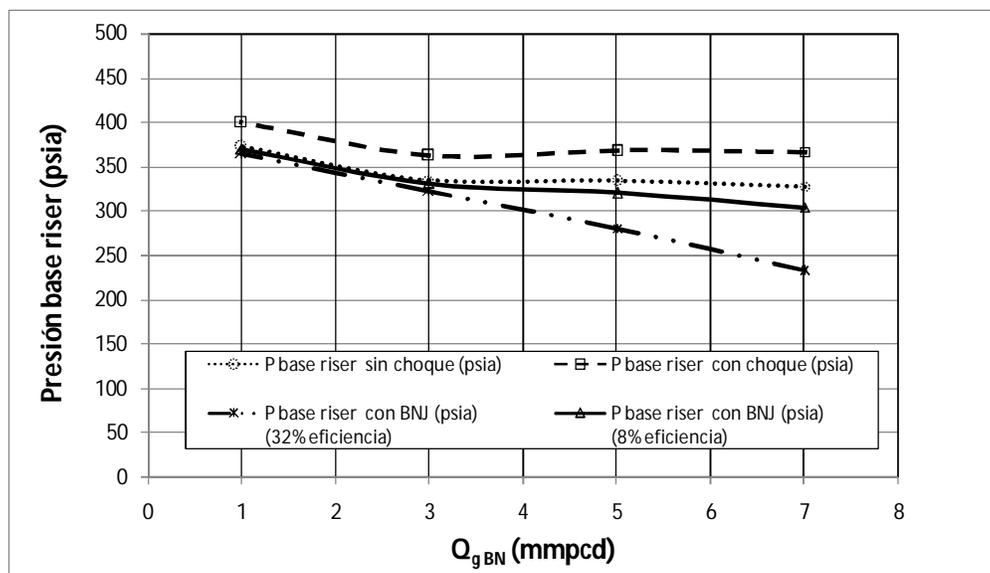


Figura 5.5. Contrapresión en la base del riser para los casos analizados.

En la figura 5.6 se muestra el comportamiento de la producción para el caso en que no hubiese choque, para el caso en que si lo hubiera y el caso en que se elimina y se obtiene una reducción adicional en la contrapresión por el dispositivo propuesto.

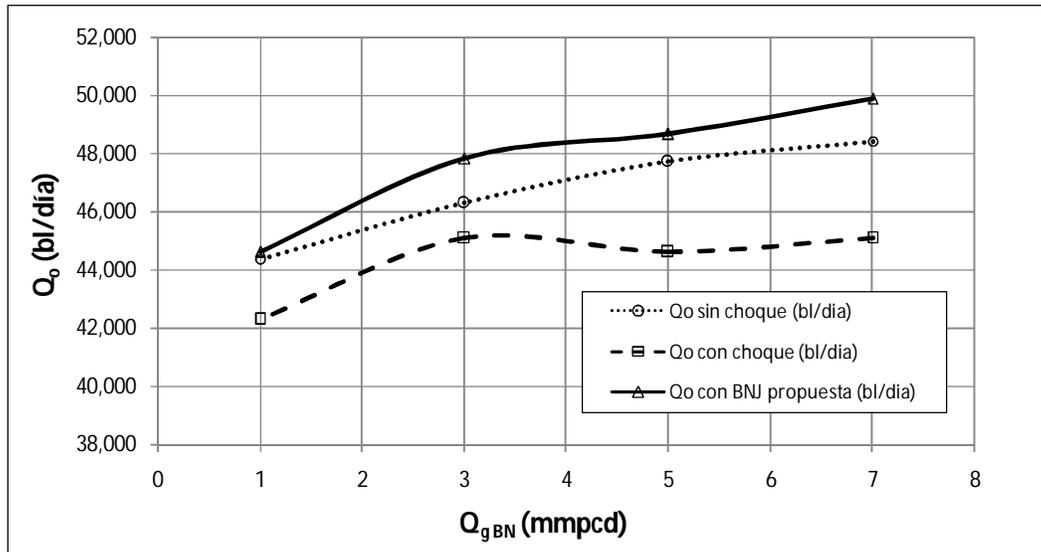


Figura 5.6. Comportamiento de la producción riser para los casos analizados para los casos analizados.

Con lo anterior se demuestra que por el simple hecho de eliminar el choque de fluidos se contaría con una producción adicional, pero con el dispositivo propuesto, al transferir parte de la energía cinética del gas a los fluidos producidos, se reduce aún más la contrapresión y se obtiene un incremento adicional en la producción de los pozos.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con la introducción de una TF por el interior de un riser de producción hasta el fondo marino y la inyección de gas de BNC, es posible lograr reducir sustancialmente la contrapresión en todos los pozos (12) asociados al sistema submarino de producción, lo cual para el ejemplo simulado en PIPEPHASE<sup>®</sup>, se lograría incrementar en 3 años la vida productiva de los pozos respecto al caso base, lo que significaría producir adicionalmente del orden de 26.88 MM de barriles bajo las condiciones analizadas<sup>(13)</sup>. Esta solución proporciona mayor beneficio en la etapa final de la explotación, como se muestra en las figuras 2.8, 2.9 y 2.10.

El sistema y dispositivos propuestos, puede resultar más atractivos que la tecnología ya utilizada en la que se inyecta el gas de BN por una tubería externa en la base del riser, para lo cual se requiere el tendido de un ducto exprofeso, lo que incrementa sustancialmente los costos y riesgos, además de que la tubería flexible podría ser recuperada cuando así conviniera a la compañía operadora y ser aprovechada nuevamente en otra aplicación hasta alcanzar su vida útil.

La viabilidad del sistema propuesto es dependiente del tirante de agua, debido a que en tirantes pequeños, la reducción de la contrapresión no sería suficiente para justificar el costo de la TF y de las adaptaciones requeridas en el riser y la plataforma.

No obstante lo anterior, el hecho de no considerar el efecto de choque del gas de BN inyectado por la TF en el riser o la turbulencia por la salida del gas lateralmente por perforaciones, con la punta de la TF obturada, podría generar que la producción disminuyera significativamente respecto a lo determinado al no considerar estos efectos.

Del análisis teórico realizado, se ha obtenido que la fuerza de impacto por el choque del gas inyectado con la producción de aceite y gas genera una pérdida adicional de presión del orden del 7 al 12 % dependiendo del gasto de gas de inyección y una disminución en el gasto de producción del orden del 5 %.

Por considerar el dispositivo propuesto que emula una BNJ, además de eliminar el efecto de choque y/o la turbulencia mencionada, es posible obtener una reducción adicional en la contrapresión aun cuando no es exactamente una BNJ, con lo cual se puede garantizar el beneficio calculado del BN y obtener un incremento adicional en la producción cuyo beneficio total se evalúa de un orden del 10 % o prolongar la vida productiva de los pozos, lo cual es dependiente del gasto de gas de inyección por el simple hecho de efectuar la integración del gas inyectado en la dirección del flujo de los fluidos producidos.

Dado que la configuración del dispositivo propuesto presenta diferencias significativas respecto a una verdadera BNJ, será necesario que las consideraciones anterior sean verificadas a través de la aplicación experimental de dicho dispositivo y efectuar mediciones de campo para que posteriormente se ajuste el modelo con la finalidad de hacerlo predictivo.

Se recomienda tomar en consideración la presente propuesta para el desarrollo de un proyecto en el que sea analizado un caso real y se determine la viabilidad técnica en cuanto a tecnología de materiales y dispositivos disponibles en el mercado y/o su adaptación, para su aprovechamiento en el desarrollo de los campos en aguas profundas y ultraprofundas de nuestro país.

No obstante lo anterior es indudable que es posible obtener un beneficio al considerar el dispositivo propuesto.

## 7. NOMENCLATURA

<u>Nombre</u>	<u>Símbolo</u>
Presión del fluido motriz a la entrada de la tobera	$P_{1i}$
Presión del fluido motriz a la salida de la tobera	$P_{10}=P_0$
Presión en el puerto de succión	$P_2$
Presión en la garganta	$P_t$
Presión en el difusor	$P_d$
Relación de densidades	$F_\rho$
Relación de flujo volumétrico a la salida de la tobera	$F_{qo}$
Relación de área tobera-garganta	$F_{An}$
Relación de flujo volumétrico en la garganta	$F_{qt}$
Factor de conversión en la 2° Ley de Newton	$g_c$
Velocidad de carga en el jet	$Z$
Relación de área garganta-difusor	$F_{Ad}$
Relación de flujo volumétrico en el difusor	$F_{qd}$
Coefficiente de pérdida de presión en el difusor	$K_{di}$
Coefficiente de pérdida de presión en la tobera	$K_{nz}$
Coefficiente de pérdida de presión a la entrada a la garganta	$K_{en}$
Coefficiente de pérdida de presión en la garganta	$K_{th}$
Gasto de flujo volumétrico	$q$
Relación de solubilidad	$R_s$
Factor de volumen del aceite	$B_o$
Factor de volumen del gas	$B_g$
Fuerza	$F$
Velocidad	$v$
Densidad	$\rho$
Gasto	$Q$
Presión en el puerto de succión	$P_s$
Eficiencia de la bomba	$\eta$
Diferencial de presión	$dp$
Diferencial de altura	$dh$
Aceleración de la gravedad	$g$
Factor de conversión en la 2° Ley de Newton	$g_c$
Densidad real de la mezcla	$\rho_m$

Factor de fricción	$f_{tp}$
Densidad de la mezcla sin resbalamiento	$\rho_{ns}$
Velocidad de la mezcla	$V_m$
Diámetro	$d$
Velocidad superficial del gas	$V_{sg}$
Presión	$p$
Colgamiento real de líquido	$H_L$
Densidad del gas	$\rho_g$
Ángulo de inclinación de la tubería	$\theta$
Número de la viscosidad del líquido	$N_{L\mu}$
Número de la velocidad del gas	$N_{gv}$
Número de la velocidad del líquido	$N_{Lv}$
Pérdida de presión por elevación	$\Delta P_e$
Pérdida de presión por fricción	$\Delta P_f$

Subíndices

<u>Nombre</u>	<u>Símbolo</u>
Fluido motriz	1
Fluido del pozo	2
Mezcla de fluido producido y fluido motriz	3
Tobera	n
Difusor	d
Puerto de succión	s
Salida garganta	t
Entrada a la tobera	i
Salida de la tobera, entrada garganta	o

## 8. BIBLIOGRAFIA y REFERENCIAS

1. Cruz Flores Irma: "Optimización del flujo multifásico en riser´s en aguas profundas", Tesis Profesional de Ingeniería Petrolera, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN, México, D.F., diciembre (2000).
2. [http://www.bakerhughes.com/deepwater/production/flow\\_assurance.htm](http://www.bakerhughes.com/deepwater/production/flow_assurance.htm)
3. Deepstar: <http://www.deepstar.org/>.
4. Moritis, Guntis, "Flow assurance challenges production from deeper water", Oil & Gas Journal, Jan 1, 2001.
5. [http://www.stoner.com/services/flow\\_assurance/](http://www.stoner.com/services/flow_assurance/)
6. J.D. Hudson, D.B. Dutsch, K.A. Stevens: "An Overview of the Na Kika Flow Assurance Design", OTC 14186, Offshore Technology Conference held in Houston, Texas U.S.A., 6–9 May (2002).
7. Beggs H.D. and Brill J.P.: "A study of two phase flow in Inclined pipes", TRANS AIME, (1973).
8. Ansari, A.M., Sylvester, N.D., Sarica, C., Shoham, O., and Brill, J.P.: "A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two Phase Flow in Well bores," SPE Production and Facilities, May (1994).
9. Mukherjee H, Brill J.P. "Liquid Holdup Correlations for Inclined Two Phase Flow", JPT, may (1983).
10. Garaicochea P. F., Bernal H. C. A., López O. O.: "Transporte de Hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros de México, (1991).

11. Clavel López Juan, "Optimización de la hidráulica en tubería flexible", Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F., (1988).
12. Sarica, Cem, Jarl Ø. Tengesdal.: "A new technique to eliminate severe slugging in pipeline/riser systems", SPE 63185.
13. Clavel López J., Cruz Flores I.: "Inyección de gas de BN con una tubería flexible en riser´s de producción en aguas profundas"; presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo, Cancún, Qroo, México, junio 2013.
14. Ryans, J. L. y Roper, D. L.: "Process Vacuum System, Design and Operation", McGraw Hill, E.U. (1986), pp. 1-259.
15. Clanton, G. W. Continental Oil Co., "Desing and Application of the Gas Jet Ejector On Marginal Gas Wells", artículo SPE No. 1274 presentado en SPE Annual Fall Meeting, Denver (Oct. 8-6, 1965) pp. 419-423.
16. Bell, C. Allen, Spisak, Charles D., Continental Oil Co. "Unique Hydraulic Lift System", artículo SPE No. 4539, presentado en el 48<sup>th</sup> Annual Fall meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME (septiembre 30-oct. 3, 1973).
17. Green, A. J., BHR Group, "Gas Production Improvements Using Ejectors", artículo SPE No. 26684, presentado en Offshore European Conference, Aberdeen (septiembre 7-10, 1993) pp. 523-525.
18. Villa, M., De Ghetto, G. et al., "Ejectors for Boosting Low-Pressure Oil Wells", artículo SPE No. 39140, presentado en Offshore Technology Conference, Houston (Mayo 5-8, 1999) pp. 229-234.
19. D.T. Hatzlavramidis, "Modeling and Desing of Jet Pumps", Mobil R&D Corp., SPE 19713, Production Engineering, November 1991.

20. Cunningham, R. G., "Jet Pump Theory and Performance with Fluids of High Viscosity", Proc. Of ASME, paper No. 56-A – 58, 1956.
  
21. Gosline, J.E. and O'Brien, M.P.: The water Jet Pump, U. of California Publications in Engineering, U. of California Press, Berkeley, CA 3, No. 3, 167–70, (1942).

## APENDICE A

### a) Ecuación de energía para la tobera

$$\int_i^0 \frac{d_p}{\rho_1} + \int_i^0 v_1 dv_1 + \int_i^0 d\varepsilon_{10} = 0 \quad (\text{A-1})$$

dado  $RT_o \ln(p_i/p_o) = 1/2 \rho_{1o} v_{1n}^2 + 1/2 K_{nz} \rho_{1o} v_{1n}^2$  (A-2)

pero  $v_{1n} = v_{1o}$  (A-3)

y  $RT_o = p_o / \rho_{1o}$  (A-4)

por lo tanto:  $p_o \ln(p_i/p_o) = (1 + K_{nz})Z$  (A-5)

### b) Ecuación de energía para el puerto de succión

$$p_s = p_o + 1/2 \rho_2 v_{2o}^2 + 1/2 K_{en} \rho_2 v_{2o}^2 \quad (\text{A-6})$$

pero  $v_{2o} = (F_{qo}/F_{Aa})v_{1o}$  (A-7a)

y  $\rho_{2o} = F_\rho \rho_{1o}$  (A-7b)

Por lo tanto  $p_s - p_o = (1 + K_{en})(F_\rho F_{qo}^2 / F_{Ad}^2)Z$  (A-8)

### c) Ecuación de momentum para la garganta

$$w_1 w_{1o} + w_2 w_{2o} - (w_1 + w_2)v_{3t} - 1/2 K_{th} A_t \rho_{3t} v_{3t}^2 = A_t (p_t - p_o) \quad (\text{A-9})$$

$$\text{pero } \rho_{3t} = \frac{w_1 + w_2}{q_{1t} + q_{2t}} = \frac{w_1(1 + F_\rho F_{qo})}{q_{1t}(1 + F_{qt})} = \frac{\rho_1 t(1 + F_\rho F_{qo})}{1 + F_{qt}} \quad (\text{A-10})$$

$$\text{y } v_{3t} = \frac{q_{1t} + q_{2t}}{A_t} = \frac{q_{1t}(1 + F_{qt})}{A_n(1/F_{An})} = \frac{(p_o/p_t)Q_{1o}(1 + F_{qt})}{A_n(1/F_{An})} = F_{An}(p_o/p_t)(1 + F_{qt})v_{1o} \quad (\text{A-11})$$

Por lo tanto:

$$p_t - p_o = Z \left[ 2(1 - F_{An})(F_\rho F_{qo}^2 / F_{An}^2) - (2 + K_{th})F_{An}^2 x(1 + F_\rho F_{qo})(p_o/p_t)(1 + F_{qt}) + 2F_{An} \right] \quad (\text{A-12})$$

#### d) Ecuación de energía para el difusor

$$d \int_t^0 \frac{d_p}{\rho_3} + \int_t^d v_3 dv_3 + \int_t^d d\varepsilon_{di} = 0 \quad (\text{A-13})$$

$$\text{pero } \rho_3 = \rho_1(1 + F_\rho F_{qo}) / (1 + F_q) \quad (\text{A-14a})$$

$$\text{y } v_{3d} = q_{3d} / A_d = F_{Ad} F_{An} (1 + F_{qd}) v_{10} \quad (\text{A-14b})$$

$$\text{por lo tanto: } p_d - p_t = Z \frac{1 + F_\rho F_{qo}}{F_{qo}} \left[ F_{An}^2 \left( \frac{p_o}{p_t} \right)^2 (1 + F_{qt})^2 - F_{Ad}^2 F_{An}^2 \left( \frac{p_o}{p_d} \right)^2 \right] \quad (\text{A-15})$$

$$x(1 + F_{qd})^2 - K_{di} F_{An}^2 \frac{p_o}{p_d} F_{qo} (1 + F_{qt}) - \frac{p_o}{F_{qo}} \ln \left( \frac{p_d}{p_t} \right)$$

Las siguientes derivaciones utilizan las siguientes relaciones:

$$p_o / \rho_{1o} = p / \rho_1 \quad (\text{A-16a})$$

$$pq_1 = p_o q_{1o} \quad (\text{A-16b})$$

$$p_o/F_{qo} = p/F_q$$

(A-16c)

## APENDICE B

### Desarrollo de ecuaciones de la caída de presión a través de los orificios

El cálculo de la caída de presión sufrida a través de los orificios se puede calcular por medio de la ecuación de balance de energía de Bernoulli:

$$\frac{P_1}{\rho} + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho} + \frac{V_2^2}{2g} \quad (\text{B-1})$$

Despejando  $P_1$ , de la ecuación (3.12):

$$P_1 = P_2 + \frac{\rho(V_2^2 - V_1^2)}{2g} \quad (\text{B-2})$$

Debido a que la velocidad del fluido en el interior de la herramienta es mucho menor que a la salida de la misma se tiene que:

$$V_2 - V_1 \approx V_2^2 \quad (\text{B-3})$$

Por lo tanto:

$$V_2 = \left[ \frac{2g}{\rho} (P_1 - P_2) \right]^{1/2} \quad (\text{B-4})$$

Para poder tener una igualdad, una práctica común es la introducción a la ecuación un factor de corrección conocido como coeficiente de descarga ( $Cd$ ), el cual modifica la ecuación de la siguiente manera

$$V_2 = Cd \left[ \frac{2g}{\rho} (P_1 - P_2) \right]^{1/2} \quad (\text{B-5})$$

Debido a que la diferencia de presión existente entre la presión en el interior de la herramienta  $P_1$  y la presión a la salida de la misma  $P_2$  da como resultado la caída de presión en los orificios, se tiene:

$$(P_1 - P_2) = \frac{\rho V_2^2}{2g Cd^2} \quad (B-6)$$

Debido a que:  $V_2 = \frac{Q}{A}$  (B-7)

Por lo tanto

$$(P_1 - P_2) = \frac{\rho Q^2}{2g Cd^2 A^2} \quad (B-8)$$

El valor que toma el coeficiente de descarga para velocidades relativamente altas, es de 0.98, pero un valor de 0.95 es un límite práctico.

Por lo tanto la ecuación incluyendo el valor del coeficiente de descarga puede expresarse en unidades prácticas de la siguiente manera:

$$\Delta P_{orif} = (P_1 - P_2) = \frac{\rho Q^2}{10853 A^2} \quad (B-9)$$

Despejando el área de la ecuación (3.20) es la forma como se obtiene el área de los orificios correspondientes al gasto.

$$A = Qo \left( \frac{\rho}{10853 \Delta P_{orif}} \right)^{1/2} \quad (B-10)$$

Como

$$A = \frac{\pi D_{orif}^2}{4} \quad (B-11)$$

de esta ecuación se tiene:

$$D_{orif} = 2 \left( \frac{A}{\pi} \right)^{0.5} \quad (B-12)$$

La velocidad del fluido se obtiene mediante la ecuación (3.18).