



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

ANÁLISIS DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN ACOPLADO
BEC-BN NO CONVENCIONAL PARA POZOS DE ACEITE EXTRA PESADO

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

PRESENTA:
CARLOS ALBERTO CORSI REGALADO

TUTOR M. I. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ
ADSCRIPCIÓN: IMP, DIRECCIÓN DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
UNAM: DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES, FACULTAD DE INGENIERÍA

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

Secretario: DR. ÉDGAR RAMÍREZ JARAMILLO

Vocal: M. I. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ

1^{er}. Suplente: M. I. SAÚL BAUTISTA FRAGOSO

2^{d o}. Suplente: M. I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA

CIUDAD DE MÉXICO, MÉXICO.

TUTOR DE TESIS:

M.I. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ

FIRMA

Contenido

I. Resumen	5
II. Objetivos	6
III. Introducción.....	7
III.1. Bombeo Electrocentrífugo.....	8
III.1.1 Ventajas y limitaciones del bombeo electrocentrífugo.....	8
III.2. Bombeo Neumático Continuo (BNC)	10
III.2.1 Ventajas y desventajas del bombeo neumático	11
III.3 Sistema artificial combinado BEC-BN.....	12
III.4 Área de oportunidad de la aplicación en México	14
IV. Investigación de la vanguardia tecnológica de los sistemas artificiales individuales BEC y BN.....	16
IV.1 Sistema de bombeo electrocentrífugo.....	17
IV.1.1 Efecto de la viscosidad del aceite en el sistema BEC.....	17
IV.1.2 Efecto de la temperatura en el sistema BEC.....	17
IV.1.3 Sistema BEC con alta relación gas-líquido (RGL).....	17
IV.1.4 Fallas en los componentes del sistema BEC.....	18
IV.1.5 Aplicación de sistemas BEC en aguas profundas.....	18
IV.1.6 Combinación se sistemas BEC y de cavidades progresivas (PCP).....	18
IV.1.7 Separadores de gas en sistemas BEC	18
IV.1.8 Optimización de sistemas BEC	19
IV.2 Sistema de bombeo neumático.....	19
IV.2.1 Auto BN	19
IV.2.2 Automatización de sistemas de BN.....	19
IV.2.3 Aplicación de BN en aguas profundas.....	20
IV.2.4 Estabilidad de pozos que utilizan BN.....	20
IV.2.5 Ubicación del punto de inyección de BN a mayor profundidad.....	20
V. Conceptos generales de los sistemas BEC y BN.....	21
V.1 Sistema artificial de producción.....	22
V.2 Componentes del sistema de bombeo electrocentrífugo	22
V.2.1 Bomba sumergible.....	23
V.2.2 Protector o sello.....	24
V.2.3 Motor eléctrico	24



V.2.4 Separadores de gas.....	25
V.2.5 Cables de potencia.....	27
V.2.6 Sensor de fondo.....	29
V.2.7 Variadores de velocidad.....	29
V.2.8 Panel de interruptores.....	29
V.2.9 Transformadores.....	30
V.2.10 Caja de uniones.....	30
V.2.11 Consideraciones especiales para el diseño.....	30
V.3 Sistema de bombeo neumático.....	34
IV.3.1 Bombeo neumático continuo (BNC).....	34
IV.3.2 Bombeo neumático intermitente (BNI).....	35
V.4 Componentes del sistema de BN.....	36
V.4.1 Equipo sub-superficial.....	36
V.4.1.2 Mandriles.....	37
V.4.2 Equipo superficial.....	38
V.4.2.5 Patín de inyección y medición de gas de BN.....	40
VI. Análisis técnico del sistema artificial acoplado BEC-BN Caso Base.....	41
VI.1 Datos del pozo analizado.....	44
VI.2 Definición de casos de simulación.....	47
VI.3 Simulación del pozo con sistema artificial individual, bombeo electrocentrífugo.....	48
VI.4 Simulación del pozo con sistema artificial individual, bombeo neumático.....	50
VI.5 Análisis de la Configuración 1 para el pozo analizado.....	52
VI.6 Aplicación de la Configuración 2 al pozo analizado.....	64
VI.7 Análisis comparativo de resultados de la Configuración 1 y 2.....	83
VII. Conclusiones y recomendaciones.....	87
VII.1 Conclusiones.....	88
VII.2 Recomendaciones.....	89
Bibliografía.....	90
Anexo A. Cálculo del Índice de Productividad del pozo analizado.....	93
Anexo B. Tablas de resultados de la simulación del sistema acoplado Configuración 1 en Subpump.....	95
Anexo C. Modelo de cálculo de la bomba electrocentrífuga.....	97



I. Resumen

La presente tesis ilustra el análisis técnico del uso de un sistema acoplado BEC-BN para el levantamiento de la producción de aceite extra pesado. La combinación de estos dos sistemas artificiales tiene una potencial aplicación en los campos productores de aceite pesado y extra pesado de México, ya que ambos pueden manejar aceites de alta densidad y viscosidad. Cabe señalar que siendo diseñado el sistema apropiadamente, puede ofrecer considerables ventajas con respecto de los sistemas utilizados de manera independiente.

Tanto a nivel mundial como en nuestro país se han realizado pocos análisis de la aplicación de este sistema acoplado, con el desarrollo de este trabajo se muestra una opción para mejorar el transporte de la producción de aceites pesados en pozos en campos actuales y futuros de México.

Se realiza el análisis de caídas de presión en el pozo con el sistema de producción acoplado BEC-BN en régimen permanente; se definen criterios para el diseño y se comparan los beneficios obtenidos con la aplicación contra los sistemas BEC y BN convencionales, es decir sin combinación

Este trabajo aporta la metodología de cálculo y análisis de un pozo de aceite extra pesado con sistema artificial acoplado, los algoritmos desarrollados se orientan a la cuantificación de las variables que definen la viabilidad técnica de la aplicación de esta tecnología.

Se establecieron dos configuraciones del sistema BEC-BN acoplado, en las cuales varía la ubicación de estos elementos, de la siguiente manera:

1. BEC profundo, BN somero.
2. BN somero, BEC profundo.



II. Objetivos

Definir la metodología de cálculo de caídas de presión para el pozo con sistema artificial BEC-BN no convencional de producción operando de manera simultánea.

Realizar el análisis técnico para cuantificar los beneficios de la aplicación del sistema BEC-BN no convencional para el levantamiento de la producción en pozos de aceite extra pesado.

Proponer un sistema artificial de producción combinado BEC-BN para su aplicación en un pozo de aceite extra pesado en México.



III. Introducción

El yacimiento es un cuerpo rocoso del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar transmitir fluidos. Si la presión es suficiente en el yacimiento, así como en el fondo del pozo, los fluidos podrán ascender a la superficie de manera natural, en caso contrario, se requiere utilizar elementos que incrementen la energía de la columna hidráulica en el pozo, estos medios son comúnmente llamados Sistemas Artificiales de Producción.

Existen diversos Sistemas Artificiales de Producción, algunos de los más utilizados para la extracción de aceite pesado son el bombeo mecánico, bombeo neumático continuo, bombeo electrocentrífugo y bombeo de cavidades progresivas.

La selección de sistemas artificiales de producción se basa en el pronóstico y las condiciones actuales de producción, flujo deseado, propiedades de los fluidos, índice de productividad, etc. Normalmente varios sistemas artificiales resultan aplicables. Es responsabilidad del ingeniero de producción seleccionar el tipo de sistema artificial que proporcione el flujo deseado de la manera más viable.

En la Figura 1 se puede observar una comparación preliminar de algunos sistemas artificiales de producción, en donde se muestran los flujos máximos de producción aproximados en función de la profundidad de levantamiento. La figura muestra los tres mecanismos de levantamiento capaces de producir elevados flujos, como son: bombeo neumático continuo, bombeo electrosumergible, y bombeo hidráulico jet. Como se puede observar, el bombeo neumático continuo produce las mayores cantidades de líquido para cualquier profundidad. En todos los casos, la profundidad del pozo tiene gran repercusión en la cantidad de fluido producido³⁸.

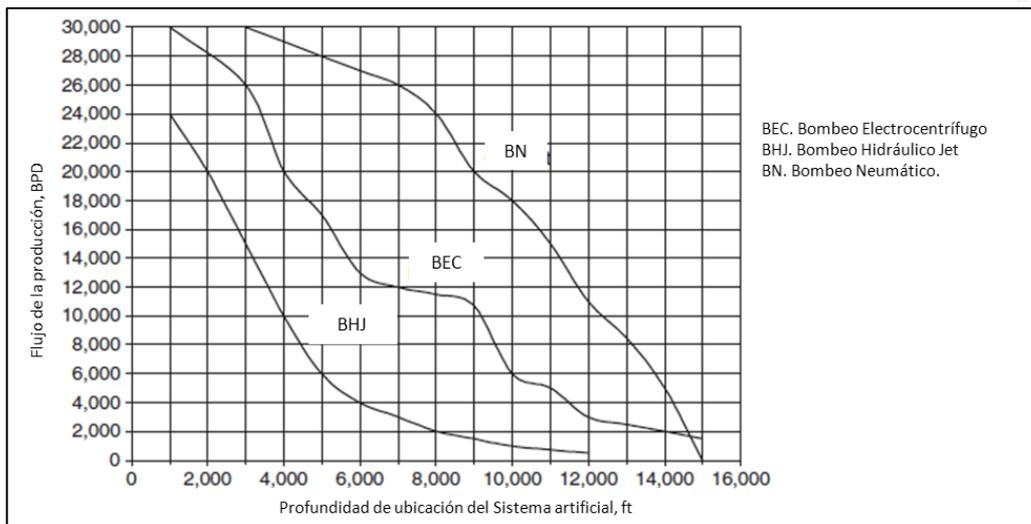


Figura 1. Flujos máximos de producción vs profundidad para diferentes sistemas artificiales para alto flujo de aceite³⁸.

Aunque existen otros sistemas artificiales de producción, este trabajo se orienta al análisis de los sistemas BEC y BN debido a su aplicabilidad en instalaciones costa afuera. A continuación se enumeran brevemente las ventajas y desventajas de ellos.

III.1. Bombeo Electrocentrífugo.

Consiste de una bomba centrífuga acoplada a un motor eléctrico ubicado en el fondo del pozo utilizado para levantar la columna de fluido hacia la superficie y reducir la presión de fondo fluyendo. Así, se obtiene una menor contrapresión en la cara de la formación y la producción de aceite se incrementa³⁴.

III.1.1 Ventajas y limitaciones del bombeo electrocentrífugo.

Las principales ventajas del bombeo electrocentrífugo son:

- Ideal para la producción de grandes gastos de aceite. El flujo máximo está alrededor de 30000 BPD a 1000 pies.
- La eficiencia energética es relativamente alta (cercana a 50%) para sistemas que producen 1000 BPD aproximadamente.
- Se puede utilizar en pozos desviados.
- Requiere bajo mantenimiento, ya que los componentes son diseñados con el objetivo de cumplir miles de horas de operación.



- El equipo en superficie es reducido en dimensiones, por lo cual también puede ser utilizado en instalaciones costa afuera.
- Se pueden aplicar fácilmente tratamientos contra la corrosión e incrustaciones.

Sus desventajas son:

- Es necesaria una fuente de energía eléctrica de voltaje relativamente amplio (400 a 2400 v). lo cual depende de distintos factores, tales como: potencia y profundidad de ubicación del motor, calibre del cable, entre otros.
- Se requieren equipos para cambiar la frecuencia de la corriente eléctrica de esta manera es posible variar el flujo de líquido producido y de esta manera darle flexibilidad operativa al sistema, estos equipos representan un costo extra, de manera normal esta frecuencia es de 60 Hz.
- El gas libre presente en la succión disminuye la eficiencia de la bomba, además provoca calentamiento y deterioro en los impulsores. Si la cantidad de gas a la entrada de la bomba es mayor del 5% se requiere un separador de gas.
- Los materiales abrasivos tales como restos de la perforación y arena desprendida de la formación e incluso sólidos orgánicos o inorgánicos arrastrados por el aceite incrementan la erosión de los internos de la bomba. Existen materiales que resisten la abrasión, pero se incrementan los costos de inversión.
- La reparación del equipo BEC se realiza en las instalaciones del fabricante, por lo tanto se deben considerar los costos de producción diferida, renta de equipo de intervención de pozos para recuperación/instalación del BEC. El uso de equipos BEC instalados con tubería flexible reduce los costos.
- La alta temperatura es un factor limitante, un equipo BEC estándar resiste 250°F (120°C), el uso de materiales especiales eleva este límite hasta a 400°F (205°C).
- La producción de aceites viscosos incrementa los requerimientos de potencia y reduce la eficiencia.
- No es posible tener acceso al intervalo disparado para toma de información o para aplicar estimulación.

De manera general, el sistema de bombeo electrocentrifugo se compone de siete partes principales: motor eléctrico, bomba multietapas, protector, cable de potencia, cable plano, panel de interruptores y/o autotransformador y banco de transformadores trifásicos, cabe señalar que existen otros elementos complementarios, tales como: flejes y soportes para cable. Otros elementos opcionales son los protectores de cable, válvula check, válvula de drene, centradores, camisa de



motor, caja de unión, etc¹⁰. En la Figura 2 se pueden apreciar los componentes del sistema de bombeo electrocentrífugo, de las cuales se dará una explicación más amplia en el Capítulo V.

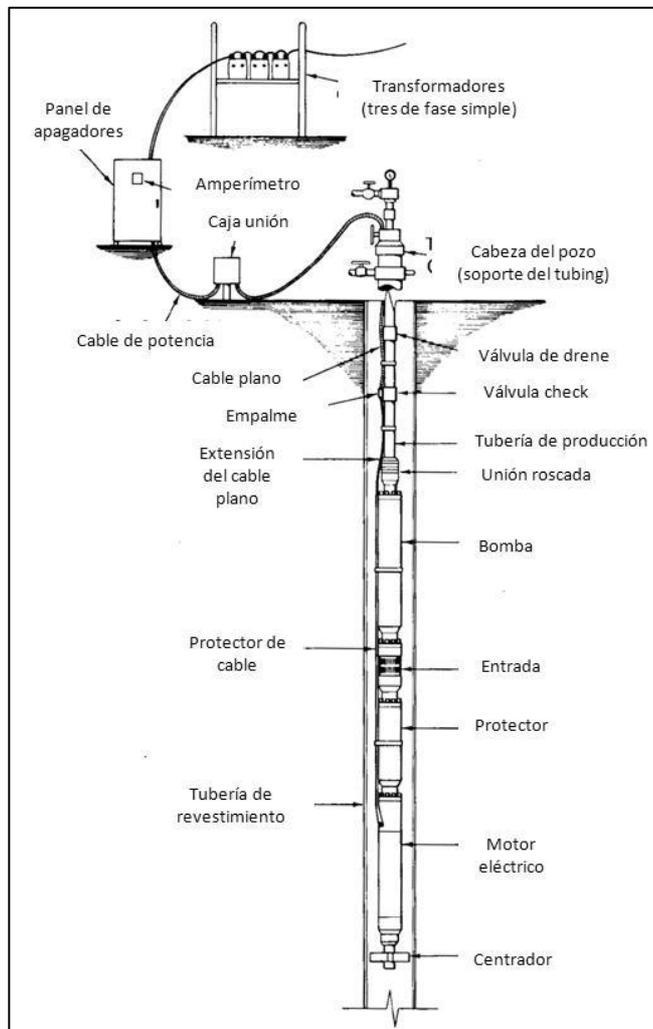


Figura 2. Pozo con bombeo electrocentrífugo¹⁰

III.2. Bombeo Neumático Continuo (BNC)

El bombeo neumático continuo se lleva a cabo inyectando gas dulce y seco en la tubería de producción el cual se mezcla con el aceite proveniente del yacimiento. Este punto de inyección, así como las válvulas requeridas para permitir el ingreso de gas de BN son definidas durante el proceso de diseño.

Durante la inyección de gas de BN se presentan los siguientes efectos:

1. Reducción de la densidad de la mezcla líquido-gas.
2. Expansión de las burbujas de gas



3. Desplazamiento de baches de líquido por el empuje provocado por las burbujas de gas que ascienden por la tubería de producción.

Esta disminución de la densidad de la mezcla provoca una disminución de la columna hidrostática hasta reducir la presión de fondo fluyendo, lo cual creará un diferencial de presión suficiente en la cara de la formación permitiendo al pozo producir el flujo deseado. En superficie se instala una válvula que permita la regulación del flujo de gas de bombeo neumático hacia el pozo¹⁰

III.2.1 Ventajas y desventajas del bombeo neumático

Las ventajas principales del bombeo neumático continuo son:

- Puede manejar sólidos, mientras estos no obstruyan las válvulas de inyección.
- Aplicable para pozos desviados.
- Puede ser aplicado a pozos en tierra o costa afuera.
- No hay partes móviles.
- Se puede utilizar para la inducción del pozo.
- Se puede dar servicio con unidades de cable de acero.
- Aplicable a profundidades considerables (mayores a 10000 pies).

Desventajas²⁹:

- Para poder ser inyectado a los pozos, el gas debe ser acondicionado para remover ácido sulfhídrico y compuestos licuables.
- Requiere equipos de compresión.
- Se requieren tuberías para el transporte de gas a alta presión.
- La profundidad de las válvulas está en función de la presión suministrada por el equipo de compresión.
- El alto contenido de agua puede limitar la efectividad del bombeo neumático.
- La producción de aceite depende de la disponibilidad de gas para inyección.

En la Figura 3 se muestran los componentes principales de un pozo con bombeo neumático continuo (BNC), de los cuales se explicará su función en el Capítulo V.

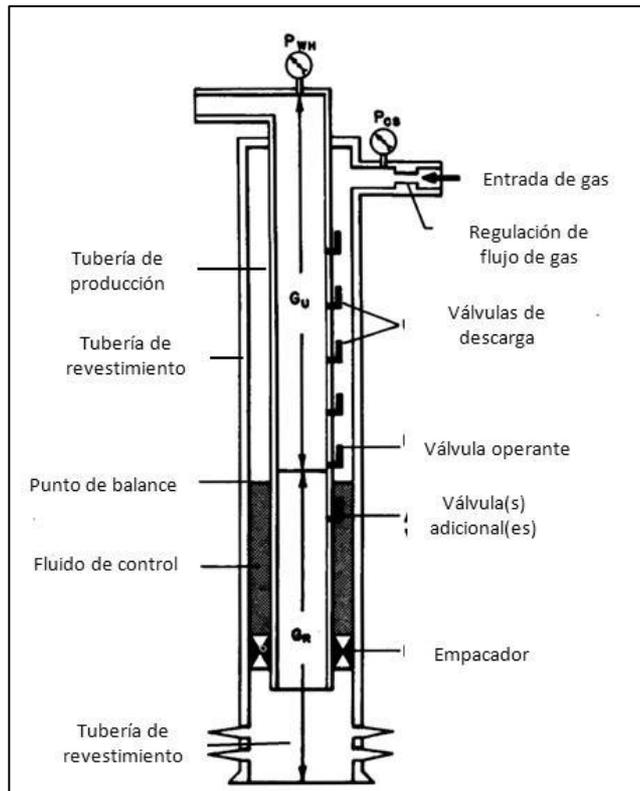


Figura 3. Pozo con bombeo neumático continuo (BNC)¹⁰

III.3 Sistema artificial combinado BEC-BN.

En esta tesis se muestra la aplicación de un sistema artificial combinado para mejorar la productividad del pozo y vencer las caídas de presión en la TP. El objetivo es disminuir los requerimientos totales de energía y aumentar o mantener la producción. Las principales áreas de aplicación son los campos en desarrollo, campos maduros, sistemas de producción con bajas cantidades de gas disponible, pozos con bajo índice de productividad, pozos profundos, así como campos de aceite pesado y extra pesado.

El sistema consiste en una combinación del bombeo neumático y bombeo electrocentrífugo, ambos operando de manera simultánea en el mismo pozo, el objetivo es sumar los beneficios de estas tecnologías.

Al conjuntar las ventajas de estos sistemas artificiales, se pueden disminuir los requerimientos de energía y aumentar o mantener la producción de aceite del pozo. El bombeo electrocentrífugo es diseñado para impulsar los fluidos de baja presión y de esta manera reducir la presión requerida para el bombeo neumático. Este mismo se utiliza para disminuir la densidad total del fluido y de



esta manera reducir el tamaño de la bomba, utilizando una cantidad relativamente baja de gas de BN (1 a 2 MMPCD).

Existe poca información en la literatura técnica relacionada con sistemas artificiales acoplados. Hay aplicaciones con sistemas duales en donde el bombeo neumático se utiliza como respaldo en caso de falla del sistema principal (bombeo electrosumergible)³³. De igual manera los sistemas artificiales de respaldo han sido instalados en aguas profundas, tal es el caso del campo Jubarte en Brasil¹².

Algunos autores han analizado la aplicación de un sistema acoplado con operación simultánea aplicado a aceites con alta relación gas-aceite, en donde se utiliza el gas de formación para el bombeo neumático (*auto gas-lift*), tal es el caso del sistema aplicado a pozos del campo *Stag* en Australia en donde el gas de formación es separado en fondo, el aceite es bombeado por el BEC y el gas se incorpora a la tubería de producción en la parte superior del pozo²; existe otra variante en donde se aplica una bomba electrosumergible en el fondo y una bomba hidráulica jet en la parte superior de la tubería de producción para succionar el gas de formación separado en fondo, el sistema se aplicó en una prueba en un pozo en costa afuera en la zona de cuenca de Campos en Brasil¹¹.

Por otro lado se ha analizado la aplicación de sistemas artificiales acoplados operando de manera simultánea en donde la bomba electrosumergible se instala en el fondo del pozo y el bombeo neumático se aplica en la parte superior del mismo, el gas es suministrado desde la superficie, el objetivo de los análisis es reducir el consumo de energía eléctrica en la bomba así como la cantidad de gas de bombeo neumático³⁴. Este sistema artificial acoplado con operación simultánea ha sido probado en pozos de los campos Balcón y Tello en Colombia incrementando la producción de los pozos de manera significativa⁸. En la Universidad Nacional Autónoma de México han sido desarrollados algunos trabajos en donde se analizan los sistemas artificiales acoplados con operación simultánea con la configuración mencionada anteriormente^{6, 21, 40}.

En los artículos técnicos y tesis consultadas no se describen el método de cálculo para el dimensionamiento del sistema combinado, lo cual es un punto desarrollado en esta tesis.

Cabe señalar que se tienen indicios de la existencia de sistemas artificiales acoplados en la zona marina de México, en donde la bomba electrosumergible opera como sistema principal y el



bombeo neumático se encuentra como respaldo en caso de una falla en el BEC, sin embargo no ha sido posible hallar información técnica de la aplicación del sistema acoplado.

III.4 Área de oportunidad de la aplicación en México

Muchos de los yacimientos que se encuentran en explotación tienen condiciones que permiten la explotación con tecnologías convencionales, sin embargo esas reservas son finitas y en los últimos años ha sido notable una tendencia a la baja en la aportación de algunos de los campos más importantes (*Akal, Nohoch, Abkatún, Pol*, etc.) por lo anterior es necesario incorporar nuevas reservas, las cuales tendrán que incluir yacimientos de aceites extra pesados, varios de estos ubicados costa afuera, por su alta densidad (6 a 10°API) y elevada viscosidad requieren de la aplicación de tecnologías no convencionales. En este trabajo, se realiza una propuesta de diseño de un sistema artificial acoplado el cual podría ayudar a la explotación de yacimientos de aceites extra pesados.

El sistema BEC-BN tiene un gran potencial de aplicación en los nuevos campos en México, ya que estos sistemas tienen las siguientes características:

El bombeo electrocentrífugo puede manejar flujos considerables de aceite de alta densidad y viscosidad (mayores a 3000 BPD). Sus principales problemas son el manejo de gas en la succión y la temperatura a la profundidad de la bomba, sin embargo, estos problemas pueden ser resueltos utilizando separadores ciclónicos o en su defecto manejadores de gas y ubicando la bomba a una profundidad tal que la temperatura sea menor a la recomendada por el fabricante.

El bombeo neumático es un sistema artificial ampliamente utilizado en México. Comúnmente su aplicación está limitada por presión y volumen de gas disponible en la red de BN, por lo tanto si se requiere profundizar el punto de inyección del gas se debe utilizar un compresor a boca de pozo.

El efecto combinado de estos sistemas artificiales será el de crear una disminución en el peso de la columna hidráulica (efecto del BN) y disminuir la presión de fondo (provocado por la succión del equipo BEC) lo anterior aumentará la producción en pozos de aceites de alta densidad y viscosidad.

La aplicación de sistemas artificiales de producción acoplados tienen como resultado un aumento o mantenimiento de la producción en comparación con el empleo de sistemas individuales. Para ello es necesario tomar en cuenta las restricciones relacionadas con las dimensiones de tuberías,



profundidad de operación, corte de agua, contenido de H₂S, programas de mantenimiento de presión, etc.

Para el diseño y evaluación del sistema artificial no es necesario desarrollar sofisticadas correlaciones o modelos matemáticos. Se pueden aplicar herramientas convencionales de diseño de BEC y BN, tales como los publicados en fuentes bibliográficas específicas de diseño de sistemas artificiales^{10, 38}. Cabe señalar que después de la investigación bibliográfica de sistemas acoplados se encontraron pocas referencias relacionadas sistemas artificiales acoplados BEC-BN con funcionamiento simultáneo^{8, 34}.

Dado que este trabajo representa una propuesta de diseño de sistemas artificiales acoplados, es posible plantear configuraciones no convencionales, tales como: inyección profunda de gas de BN y la ubicación somera de la bomba electrosumergible, que para el transporte de la producción y el gas separado en fondo requeriría una terminación doble o una tubería adicional hasta la profundidad de colocación de la bomba ubicada a profundidad somera. De igual manera es posible analizar el caso del pozo con la bomba electrosumergible ubicada en el fondo y la inyección de gas de BN a menor profundidad.

Cabe señalar que los simuladores comerciales de flujo multifásico en tuberías más conocidos, no cuentan con el modelo de cálculo para sistemas artificiales acoplados, sin embargo el simulador *Subpump*[®] de la compañía *IHS* es el único que dispone de un módulo para realizar los cálculos de un sistema artificial BEC profundo – BN somero (plantea en este trabajo), dicho simulador se especializa en el diseño de equipos BEC en régimen permanente apoyado por su extensa base de datos de equipos comerciales además de contar con una herramienta de optimización que selecciona las curvas de las bombas más apropiadas según la aplicación. Es necesario aclarar que la modalidad de BEC-BN del simulador *Subpump*[®] solamente se puede especificar la profundidad y flujo de inyección de BN (Figura 29). Por lo anterior se utilizó *Subpump*[®] para la estimación de caídas de presión y el dimensionamiento del equipo de bombeo requerido.

Los principales beneficios del sistema artificial combinado son:

- Reducción de dimensiones de cable, motor y bomba del sistema BEC, esto implica una disminución en el consumo de energía eléctrica y de las pérdidas durante la transmisión de la misma desde la superficie hasta la ubicación del motor eléctrico, así como disminución de las etapas requeridas en la bomba y la potencia de la misma.
- Reducción de costos por requerimiento de materiales especiales para resistir altas temperaturas.
- Menores costos mantenimiento y operación.



IV.1 Sistema de bombeo electrocentrífugo.

El sistema BEC es una tecnología de considerable complejidad, su aplicación trae consigo una serie de dificultades técnicas que en los últimos años los investigadores han tratado de solucionar. A continuación se discuten algunos de los adelantos en esta materia.

IV.1.1 Efecto de la viscosidad del aceite en el sistema BEC.

Se investiga el efecto de la viscosidad de líquido en el comportamiento de la bomba y se obtienen factores de ajuste para las curvas características de la bomba, utilizando un circuito de prueba con una bomba electrosumergible y una mezcla de agua con glicerina con viscosidades que van desde 67 a 1020 cP⁴.

IV.1.2 Efecto de la temperatura en el sistema BEC.

Se desarrolla un equipo BEC en conjunto con la compañía *Centrilift* para ambientes hostiles, en específico para alta temperatura (200-220°C), el cual es probado en un circuito de prueba con miras a ser utilizado en un campo canadiense en donde se aplica el método de recuperación secundaria SAGD³⁹.

IV.1.3 Sistema BEC con alta relación gas-líquido (RGL)

Descripción de resultados de campo de sistema BEC son sistemas de manejo de gas hasta 75% vol a condiciones de entrada de la bomba, el análisis fue realizado para campos localizados en Rusia⁷.

Presentación de resultados de evaluación de campo de las correlaciones de Rosneft desarrolladas en TULSA para la predicción de la separación natural de gas en equipos BEC operando en condiciones multifásicas, de igual manera se evalúan las correlaciones de la Universidad Estatal Rusa de Petróleo y Gas (RSUOG) para el desempeño de separadores centrífugos¹⁷.

Presentación de los métodos utilizados, resultados y aprendizaje de la aplicación de bombas BEC con distintas tecnologías para el manejo de gas basado en datos de campo. El artículo confirma que se puede operar un equipo BEC exitosamente con un 75% de gas a condiciones de entrada de la bomba utilizando la tecnología apropiada³⁷.



IV.1.4 Fallas en los componentes del sistema BEC.

La compañía Abu Dhabi Oil Co. (ADOC) ha instalado 300 sistemas BEC en uno de sus campos costa afuera, 45 de ellos actualmente se encuentran en operación, algunos de los problemas más frecuentes son las fallas en los cables de potencia así como la deposición de asfaltenos y carbonato de calcio³⁵.

IV.1.5 Aplicación de sistemas BEC en aguas profundas.

Discute la aplicación de una bomba sumergible en aguas profundas para el manejo del aceite proveniente del separador ubicado en el lecho marino (*Caisson Separator*), dicha aplicación se utiliza en el campo Perdido ubicado en el Golfo de México²².

IV.1.6 Combinación se sistemas BEC y de cavidades progresivas (PCP).

La bomba centrífuga con engranes (GCP) es un sistema artificial que consiste en una sarta de varillas similar a las de PCP que mueven una bomba centrífuga multietapas por medio de una transmisión con engranes ubicada en el fondo del pozo. Esta tecnología provee a la bomba un mayor torque y mayor potencia, lo cual tiene como consecuencia un mejor manejo de mayores volúmenes de aceite y gas, operación más sencilla y menor costo de inversión³⁰.

La combinación BEC-PCP es recomendada para ciertos sistemas de producción, tales como aceites de alta viscosidad, producción de arena, pozos desviados u horizontales en costa afuera⁵.

En el campo Cerro Negro en Venezuela se produce aceite de 8 API, se tienen pozos horizontales en arenas no consolidadas en donde se aplica un sistema híbrido BEC-PCP para la producción de aceite extra pesado³².

IV.1.7 Separadores de gas en sistemas BEC.

A lo largo del tiempo en que se ha desarrollado el sistema BEC se han hecho estudios para mejorar su desempeño con mayores cantidades de gas libre a condiciones de la succión, por lo cual se han desarrollado separadores de gas. En los últimos años los investigadores se han centrado en la optimización de diseños de separadores centrífugos²⁴. De igual manera existen estudios para la estimación de la eficiencia los separadores de flujo natural²⁷. Recientemente el análisis de separadores de fondo se ha realizado aplicando dinámica de fluidos computacional (*CFD*) en donde



se resuelven numéricamente las ecuaciones de transferencia de momentum, masa y energía, obteniendo velocidades, presión, temperatura, distribución de fases en el separador e interacción de los fluidos con los internos del separador³⁶.

Se han realizado estudios de laboratorio de separadores con mezclas multifásicas que forman espumas con líquidos viscosos, estas condiciones son similares a los yacimientos con aplicación del sistema SWAG de recuperación secundaria¹⁵.

IV.1.8 Optimización de sistemas BEC.

El monitoreo de las condiciones de operación de equipos BEC permite conocer su comportamiento y ajustar en tiempo real para maximizar el flujo de aceite disminuyendo el requerimiento de energía⁴².

IV.2 Sistema de bombeo neumático.

La inyección de BN es un sistema artificial que ha sido aplicado a nivel mundial y en nuestro país desde hace mucho tiempo, esta tecnología se puede considerar asimilada ya que en comparación con el sistema BEC es de una complejidad mucho menor. Los avances más importantes son los siguientes:

IV.2.1 Auto BN.

Se realiza el análisis de la aplicación de un sistema de BN auto abastecido en un pozo con doble terminación, la parte más profunda es productora de aceite y el intervalo superior es productor de gas. Estos pozos están ubicados en el Mar del Norte. El artículo presenta los conceptos básicos del auto BN y la manera de aplicarlo en campo⁴¹.

IV.2.2 Automatización de sistemas de BN.

Se presentan los conceptos utilizados en un Controlador Lógico Programable (PLC) orientados a la optimización de tiempos de apertura de válvulas de BN intermitente, se aplican conceptos de lógica difusa y redes neuronales¹⁴.



IV.2.3 Aplicación de BN en aguas profundas.

El bombeo neumático no sólo es aplicable a pozos, esta tecnología también ha sido llevada a risers en aguas profundas para mejorar el manejo del aceite. Esta práctica ha sido un método efectivo para mitigar el bacheo severo que usualmente ocurre en líneas de flujo con inclinación ascendente. En algunos casos el bombeo neumático puede prevenir la formación de hidratos en operaciones de depresionamiento de líneas²⁵.

Han sido desarrollados estudios de estabilidad en pozos en aguas profundas con árboles sumergibles con la aplicación de BN. La estimación de zonas de inestabilidad (*heading*) del pozo con BN es importante para las etapas de diseño y operación del campo²³.

IV.2.4 Estabilidad de pozos que utilizan BN.

En los últimos años se han realizado estudios de estabilidad de pozos con BN, han sido desarrollados modelos de cálculo validados con datos experimentales obtenidos en pozos ubicados en campos mexicanos³¹. Estos conceptos son ampliados con el desarrollo de mapas de estabilidad en 2D para pozos en un trabajo posterior, se definen las variables responsables de la inestabilidad en pozos¹⁹. En 2005 se extiende este mismo al análisis al incluir como variable de estudio a la válvula operante, en esta versión se propone una válvula tipo venturi, la cual considera una boquilla supersónica¹⁸. Ambos trabajos fueron desarrollados a partir de información de campo de pozos en México.

IV.2.5 Ubicación del punto de inyección de BN a mayor profundidad.

Evaluación técnica y económica del punto de inyección de BN a mayor profundidad en pozos de aceite extra pesado del *Activo Integral Ku-Maloob-Zaap* de Pemex. De acuerdo con los resultados del análisis esta configuración permite incrementar la producción de aceite, este análisis se apoyó del modelado de flujo multifásico en régimen permanente y transitorio¹³.



V. Conceptos generales de los sistemas BEC y BN.



Esta sección es un resumen de las principales características de los sistemas BEC y BN ¹⁰, de igual manera se incluye brevemente el procedimiento y criterios de diseño de estos sistemas artificiales.

V.1 Sistema artificial de producción.

Es un medio por el cual se proporciona energía al pozo para vencer las caídas de presión a través del Sistema Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales.

Un sistema artificial se selecciona tomando como base la siguiente información:

- Tipo de yacimiento, presión, temperatura e índice de productividad.
- Localización y profundidad.
- Terminación, desviación y profundidad del pozo.
- Propiedades de los fluidos.
- Posibles problemas de incrustaciones, corrosión, etc.
- Flujo de aceite deseado en el pozo.
- Estudio de factibilidad técnica y económica.
- Análisis del índice de fallas.

V.2 Componentes del sistema de bombeo electrocentrífugo

Un sistema de bombeo electrocentrífugo está constituido por los siguientes componentes:

- Motor eléctrico.
- Sello de protección.
- Separador de gas (en caso de ser necesario).
- Bomba centrífuga multietapas.
- Cable eléctrico.
- Tablero de control, transformador, y un variador de frecuencia.

En una aplicación típica, la bomba se coloca en la tubería de producción y es sumergida en el fluido del pozo. Esta instalación puede ser realizada en pozos desviados.



V.2.1 Bomba sumergible.

Son de tipo centrífugas multietapas. Cada etapa consiste de un impulsor rotatorio y un difusor estático. El tipo de etapa determina el volumen del fluido que será producido. El número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida. Las bombas son manufacturadas en un amplio rango de capacidades para su aplicación diferentes condiciones de pozos.

El cambio de energía de presión se realiza cuando el líquido bombeado circula en el impulsor; mientras el impulsor gira imparte movimiento de rotación al fluido. El impulsor imparte un movimiento tangencial hacia la parte externa del diámetro del impulsor. Este movimiento crea una fuerza centrífuga la cual produce un flujo en dirección radial. Por lo tanto el fluido fluye a través del impulsor con ambos componentes, el tangencial y radial.

El difusor cambia la energía de alta velocidad en energía de relativamente baja velocidad mientras el flujo se dirige al ojo del siguiente impulsor.

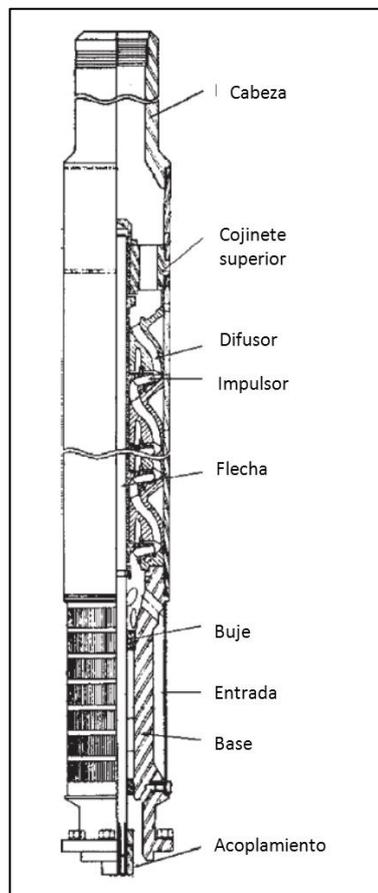


Figura 4. Bomba sumergible multietapas¹⁰



V.2.2 Protector o sello.

Este elemento realiza las siguientes funciones:

1. Unión de las carcasas de la bomba y el motor por medio de la conexión de la flecha del motor con la flecha de la bomba.
2. Encapsula el cojinete de la bomba para soportar el empuje axial desarrollado por la bomba.
3. Evita la entrada de fluidos del pozo hacia el motor.
4. Es un recipiente que compensa la expansión y contracción del aceite del motor debido al calentamiento y enfriamiento del motor cuando la unidad se pone en marcha o es detenida.

El diseño mecánico es diferente según el fabricante. La principal diferencia radica en la forma en que el aceite del motor es aislado de los fluidos del pozo.

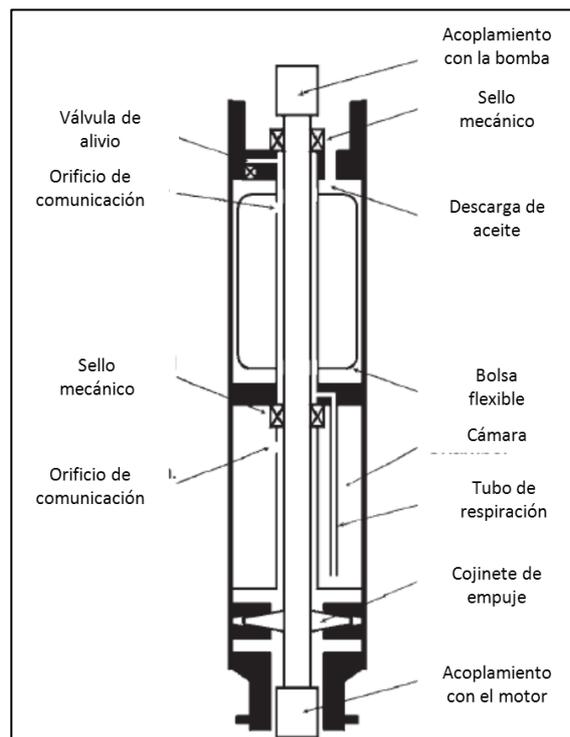


Figura 5. Protector de la bomba electrosumergible³⁸

V.2.3 Motor eléctrico

Proporciona la fuerza impulsora, la cual hace girar la bomba. Los motores eléctricos utilizados en las aplicaciones de bombas sumergibles son de dos polos, tres fases, tipo jaula de ardilla. Estos



motores giran a una velocidad relativamente constante de 3500 rpm con una frecuencia de 60 Hz y 2915 a 50 Hz. Los motores están llenos con un aceite mineral altamente refinado con propiedades dieléctricas, que a su vez lubrica a los cojinetes y ayuda al enfriamiento de la máquina. El cojinete de empuje del motor transfiere la carga del rotor. El calor de la carcasa del motor es transferido hacia los fluidos del pozo que pasan por la parte externa de la carcasa.

El motor consiste en una carcasa de acero al bajo carbono, el estator contiene con laminaciones de acero unidas a los cables conductores de la corriente eléctrica. El rotor está constituido por laminaciones de cobre.

La ubicación de la profundidad es un factor determinante en la selección del motor debido a la pérdida de voltaje en el cable. Cuando la pérdida de voltaje llega a ser muy grande, se requiere un motor de menor amperaje.

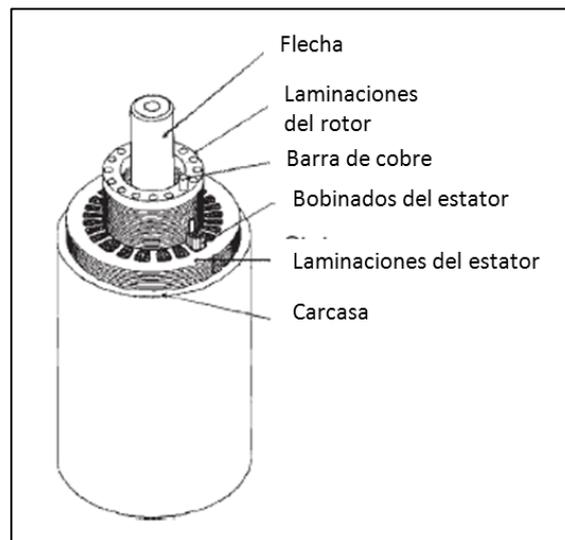


Figura 6. Motor eléctrico del sistema BEC¹⁰

V.2.4 Separadores de gas

Separa el gas libre del líquido evitando que ingrese a la bomba. Normalmente es una sección ensamblada entre el protector y la bomba en donde este sirve como entrada para la bomba. El gas separado es dirigido hacia el espacio anular en donde será transportado hacia la superficie.

Existen principalmente dos tipos de separadores, los cuales son:



- Separador de flujo inverso. Se basa en el principio de segregación gravitacional dada por el cambio de dirección del flujo. La mezcla líquido-gas entra en las perforaciones de la carcasa. En la sección anular que se forma entre la carcasa y la tubería vertical de entrada a la bomba las burbujas son segregadas y viajan hacia la parte superior y salen hacia el espacio anular del pozo; el líquido con una baja cantidad de gas continúa hacia la entrada de la bomba.
- Separador ciclónico. Tiene su principio de operación en la separación de partículas de diferentes densidades bajo la acción de fuerza centrífuga. Cuando el fluido del pozo (que consiste de gas libre y líquido) pasa a través del impulsor se está sujeto a la acción de fuerza centrífuga. Las partículas del líquido, siendo de mayor densidad son expulsadas hacia la periferia del impulsor mientras que las partículas de gas forman un núcleo en el centro. El gas es venteado al espacio anular del pozo mientras que el líquido libre de gas entra al ojo del impulsor.

La Tabla 1* muestra datos de eficiencias aproximadas del separador de flujo inverso y el de tipo rotativo, cabe señalar que estos datos son útiles únicamente para tener una referencia del comportamiento que podría tener un equipo u otro. Es complejo determinar la eficiencia de separación así como la cantidad de gas que ingresa a la bomba ya que dependen de diversos parámetros, tales como: presión de entrada a la bomba, flujo de producción, geometría interna del separador, entre otros.

Tabla 1. Rango de eficiencias de separadores de fondo de equipos BEC*

Tipo de Separador	Eficiencia de separación	Porcentaje de gas que pasa a la bomba
Flujo Inverso	25 - 50%	50 - 75%
Ciclónico	80 - 95%	5 - 20%

Una variante del equipo ciclónico es el *separador vortex*, el cual tiene un impulsor con una geometría tal que genera un vórtice el cual obliga al líquido a moverse hacia la pared del separador, manteniendo al gas en el centro del equipo. Las fases separadas se dirigen hacia el espacio anular del pozo y hacia la bomba, de igual manera que los separadores ciclónicos comunes. En este caso la fuerza centrífuga es más baja que en otros separadores ciclónicos porque el vórtice generado

* Información obtenida en notas de la materia de Sistemas Artificiales de Producción del Posgrado de Ingeniería Petrolera y Gas Natural, Universidad Nacional Autónoma de México.



gira menor velocidad. La eficiencia se incrementa por la eliminación del remezclado del gas y el líquido. Este equipo es efectivo en pozos con producción de arena, no así en presencia de fluidos viscosos y emulsiones³⁸.

Los separadores de gas pueden ser efectivos, pero es difícil determinar su exacta eficiencia, ya que para su cálculo se requieren datos conocidos por el fabricante y simulación de dinámica de fluidos computacional CFD^{17, 36}. Existen diferentes diseños disponibles, y se han realizado distintos trabajos experimentales para determinar su efectividad.

El venteo de gas no es necesariamente la manera apropiada de bombear al pozo aunque el volumen total a la entrada se reduce la presión de descarga se incrementa debido a la menor cantidad de gas en la columna de fluidos sobre la bomba.

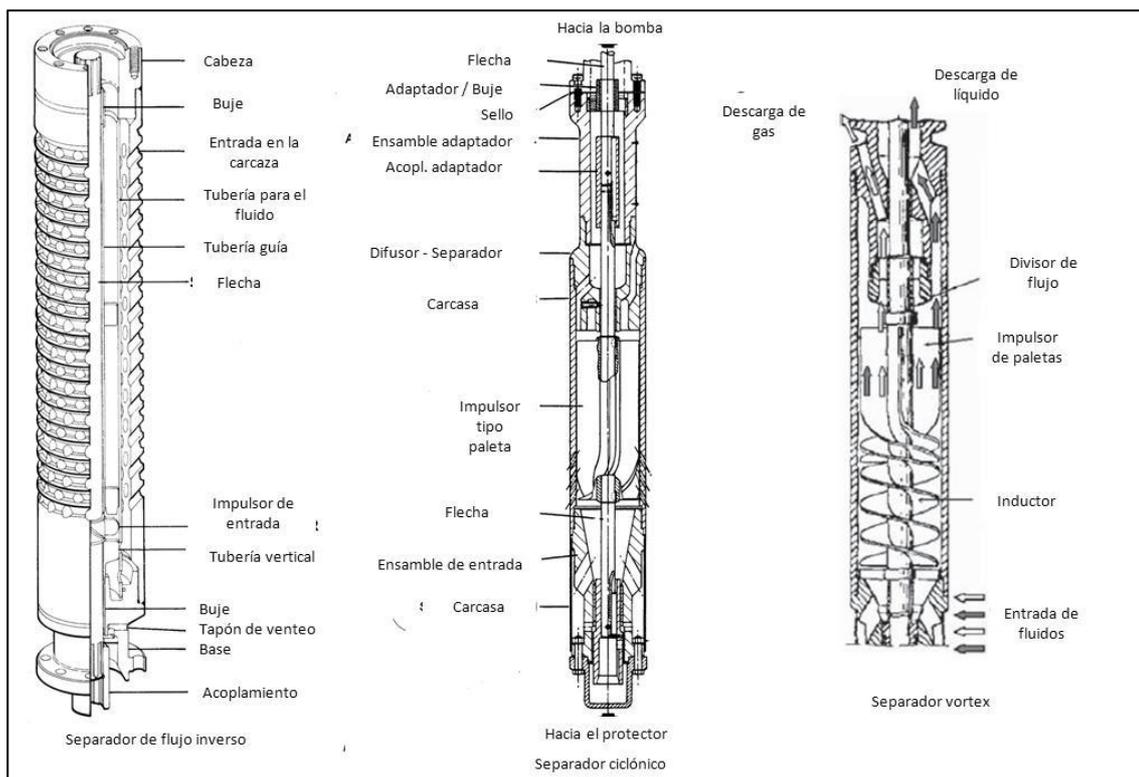


Figura 7. Separadores de gas del sistema BEC^{10,38}

V.2.5 Cables de potencia.

La potencia es transferida al motor eléctrico por medio de un cable eléctrico. Un amplio rango de tamaño de conductores permite encontrar el mejor cable que se ajuste a los requerimientos del



motor. Existen cables de tipo redondo y plano estos cables aislados pueden ser instalados en el pozo a temperaturas tan altas como 300 °F (149 °C) el cable tiene una armadura de acero, bronce o monel dependiendo de las condiciones del pozo.

Continuamente se está trabajando para mejorar el diseño de los cables. Se desea un mayor periodo de vida bajo condiciones de altas temperaturas.

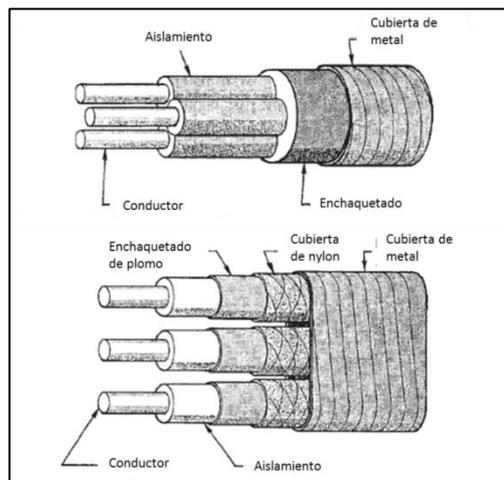


Figura 8. Cables de potencia del sistema BEC¹⁰

El tamaño de cable apropiado depende del amperaje, caída de voltaje y espacio disponible entre la tubería de producción y la de revestimiento. El mejor tipo de cable se selecciona con base en la temperatura del fondo del pozo y el tipo de fluidos encontrados.

En el cable del bombeo sumergible el elemento conductor es cobre o aluminio, en la zona de la bomba el cable es plano y en la tubería de producción es redondo.

Cuando los cables se utilizan en sistemas de alto voltaje los conductores que acarrear corriente a menudo están rodeados de un aislamiento de alto grado y en algunas ocasiones tienen una envoltura de plomo.

El aislamiento para estos cables debe soportar las temperaturas y presiones del fondo y debe resistir el contacto con los fluidos del pozo. Los cables estándar generalmente tienen una vida de 10 años a una temperatura máxima de 167 °F (75 °C) con una disminución del 50% por cada 15 °F por arriba del máximo. El medio ambiente en donde se encuentra el cable también afecta el periodo de vida.



V.2.6 Sensor de fondo

Elemento encargado de medir variables importantes que nos indican el comportamiento del motor y la bomba, estas variables son importantes para la protección del equipo y detección de fallas. Las variables medidas son:

- Presión de entrada y descarga
- Temperatura en devanados del motor
- Temperatura de entrada
- Vibración
- Fuga de corriente
- RPM

V.2.7 Variadores de velocidad

Estos equipos se encargan de suministrar un voltaje con una frecuencia constante hacia el motor de la bomba ya que las variaciones de esta provocaran calentamiento en el motor la frecuencia normal de operación es de 60 Hz.

V.2.8 Panel de interruptores

Las de tipo estándar son a prueba de agua y están disponibles en un rango de tamaños. Existen desde unidades simples con interruptores de tipo magnético con protección por sobrecarga hasta ensambles más complejos con fusibles registradores de amperaje, protección de baja carga y sobre carga, luces de señalización, temporizadores para bombeo intermitente e instrumentos para operación a control remoto.

Los paneles de interruptores están disponibles desde 440 a 4800 volts. Se seleccionan con base en el cálculo del voltaje amperaje y potencia así como el factor económico.

Es necesaria la protección por baja carga dado que los fluidos que pasan por el lado externo del motor no proveen un enfriamiento adecuado. El control de reinicio automático después del paro y medidores de amperaje usualmente son suministrados con todos los controladores de arranque del motor.



V.2.9 Transformadores

Existen bancos de tres transformadores de una fase, transformadores de tres fases estándar y autotransformadores de tres fases estos se encuentran llenos de aceite, y son unidades auto enfriadas diseñadas para convertir el voltaje primario al voltaje requerido por el motor. Los transformadores de tipo secos se utilizan en aquellos lugares en donde está prohibido el uso de transformadores de aceite, tales como plataformas en costa afuera. Los auto transformadores incrementan el voltaje de una línea desde 440/480 hasta 800 a 1000 volts.

V.2.10 Caja de uniones

Se localiza entre la cabeza del pozo y panel de interruptores por razones de seguridad. El gas puede viajar a través del cable hacia la superficie hasta el panel de interruptores, causando un peligro de fuego o de explosión. Por lo tanto la caja de unión elimina el viaje del gas ya que este es venteado.

La caja unión debe ser colocada al menos a 15 pies de la cabeza del pozo y normalmente es montada 2 o 3 pies arriba del piso. Los cables de la caja unión hacia la cabeza del pozo y el panel de interruptores pueden ser enterrados

V.2.11 Consideraciones especiales para el diseño.

V.2.11.1 Bombeo de aceites viscosos.

Las curvas de comportamiento de los equipos BEC son obtenidas por el fabricante utilizando agua como fluido de prueba³⁸. Estas curvas pueden ser utilizadas si el BEC será instalado en un pozo de aceite ligero, cuya viscosidad es similar a la del agua. Sin embargo es una práctica común que el BEC sea utilizado para producir aceites pesados e incluso emulsiones con altas viscosidades, esta condición causa una mayor fricción con los componentes internos de las etapas de la bomba, teniendo como consecuencia una disminución en la capacidad, carga y eficiencia, sin embargo, se requiere una mayor potencia para el bombeo.

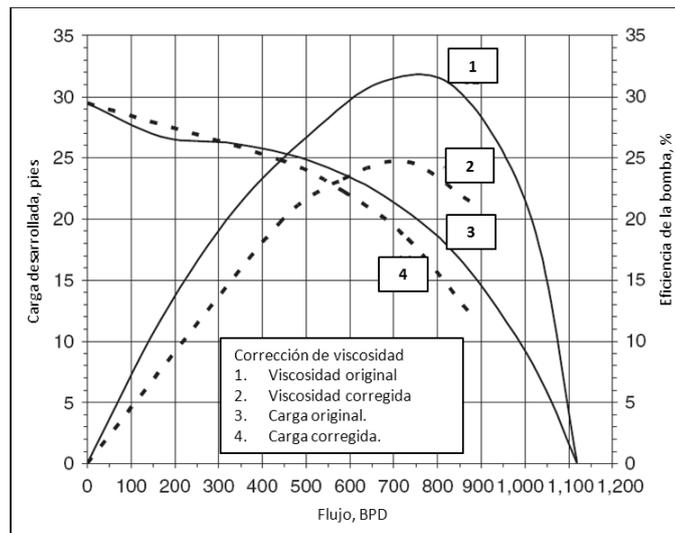


Figura 9. Curvas de BEC corregidas por el efecto de la viscosidad³⁸.

Las curvas estándar del BEC (obtenidas para agua) no pueden utilizarse para sistemas de aceites viscosos, ya que la bomba operará sobrecargada. El efecto de las fuerzas viscosas en una bomba no se conoce completamente, se han desarrollado métodos empíricos para modificar a las curvas estándar por el efecto de la viscosidad.

El modelo del Instituto de Hidráulica fue uno de los primeros en corregir las curvas características de BEC, este modelo se basa en datos experimentales y es válido para capacidades de 3400 a 340000 BDP, cargas de 6 a 600 pies y viscosidades de 4 a 3000 cSt (40 a 15000 SSU). El modelo es sencillo y requiere utilizar la carga y el flujo en el punto de mayor eficiencia (BEP*) proporcionado por el fabricante³⁸.

La compañía *Centriflitt* ha desarrollado una tabla de factores de corrección para flujo, carga, potencia y eficiencia de la bomba la cual también puede ser utilizada de manera aproximada para la corrección por viscosidad. Dicha tabla se encuentra en función de la viscosidad en SSU³⁸. Cabe señalar que existe incertidumbre en los métodos de corrección de curvas características de las bombas, ya que no ha sido completamente definido el comportamiento del fluido interactuando con las superficies de los impulsores, por lo tanto no es fácil definir la aplicación de estos métodos al diseño de equipos BEC, es recomendable estar en contacto con representantes técnicos de las compañías fabricantes para tener una mejor orientación en cuanto a la corrección de curvas por el efecto de la viscosidad del líquido.

* BEP. Punto de mayor eficiencia en la curva característica de la bomba electrosumergible (*Best Efficiency Point*).



V.2.11.2 Presencia de gas en la succión de la bomba.

El sistema BEC puede aplicarse a pozos con alta RGA, la entrada de gas a la bomba provoca un considerable incremento de temperatura en el motor, la bomba y el cable de potencia, desgaste de los impulsores, etc. Por tal motivo es de vital importancia utilizar un equipo para la remoción del gas, principalmente existen de tipos de separadores: ciclónico y de flujo inverso. En general el primero ofrece una mejor separación para altos gastos, ya que se aplica un movimiento rotacional y por lo tanto una fuerza centrífuga, la cual obliga al líquido a moverse hacia la pared del separador y al gas permanece en el centro del separador (ver Figura 7). El segundo es una tubería descendente que provoca un cambio de dirección (descendente y ascendente) en el flujo, este movimiento tortuoso facilita la separación gravitacional, es recomendable para pozos con bajas cantidades de gas.

Se han realizado diferentes esfuerzos por tratar de establecer un método de cálculo de la eficiencia de la separación y de esta manera conocer con mayor certidumbre la cantidad de gas a la entrada de la bomba, esta tarea es muy compleja, ya que se trata de flujo multifásico que está en contacto con los internos mismos del separador, por lo cual se requiere utilizar información del fabricante para la solución de las correlaciones o los métodos analíticos^{3,17,24}, si se requiere conocer el comportamiento del equipo en 2 o 3 dimensiones es necesaria la solución numérica del sistema utilizando dinámica de fluidos computacional³⁶.

Uno de los métodos más sencillos para la estimación de la eficiencia de separación³ establece un balance de materia de la cantidad de gas y aceite a la entrada al separador, los fluidos que van hacia la bomba, el gas venteadado a la superficie (Figura 10).

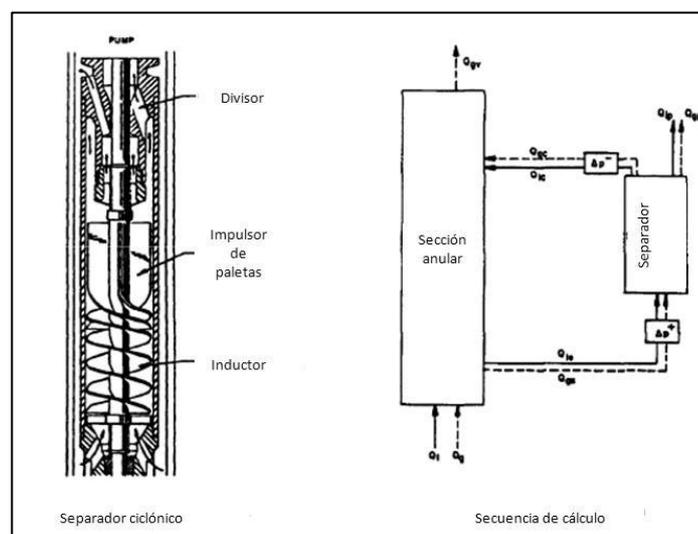


Figura 10. Secuencia de cálculo de la eficiencia del separador ciclónico³



Cuando los impulsores de la bomba se encuentran girando provocan un acomodo de las fases, es decir el líquido es enviado a la periferia del difusor y el gas forma un espacio anular en el eje de la bomba, este movimiento rotativo transfiere energía cinética al líquido, el cual al estar contenido en el difusor y fluir hacia los reducidos orificios de entrada hacia la siguiente etapa incrementa la presión del flujo. Por otro lado, el gas está sujeto a la misma fuerza rotacional, por tener menor densidad, no puede recibir la misma cantidad de movimiento, esto provoca cierta compresión del gas y calentamiento del fluido. Este efecto provoca degradación del desempeño de la bomba, inestabilidad (*surging*), disminución de la eficiencia, fluctuación en la carga al motor eléctrico, la Figura 11 muestra la curva de la bomba al estar operando con gas libre.

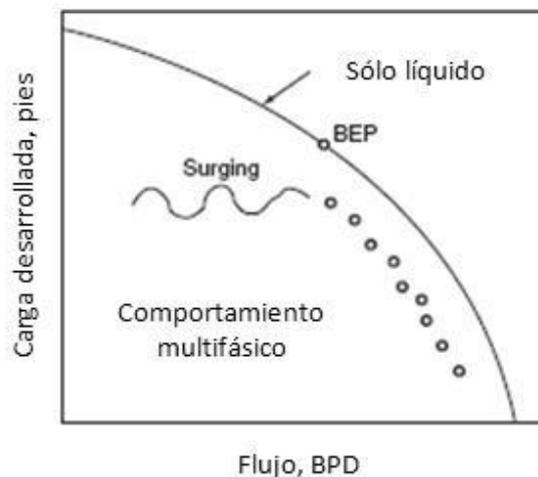


Figura 11. Degradación del BEC por el efecto de la presencia de gas libre³⁸.

Si el gas se encuentra distribuido de manera uniforme en el líquido, el único efecto sobre el desempeño de la bomba no se ve significativamente afectado, solamente la carga disminuye por el incremento de volumen de fluido en la succión. En muchas ocasiones no es posible la distribución apropiada de las fases, por lo cual se forman candados de gas los cuales no pueden ser transferidos hacia la descarga de la bomba y bloquean el paso de líquido hacia los impulsores.

La presión de succión es un parámetro importante para determinar el volumen del gas que puede ser tolerado por la bomba sin causar degradación significativa en el desempeño. La correlación de Turpin²⁶ (Ecuación 1) permite evaluar los límites de operación estable de la bomba, de acuerdo con el flujo de líquido y gas a condiciones de la succión y la presión en la entrada de la bomba.

$$\Phi = \frac{2000 q'_g / q'_l}{3PIP}$$

Ecuación 1



En donde:

q'_g = flujo volumétrico de gas a condiciones de la succión, bpd.

q'_l = flujo volumétrico de líquido a condiciones de la succión, bpd.

PIP = presión en la entrada de la bomba, lbf/pg² abs.

Se pueden tener condiciones estables de operación para valores $\Phi < 1.0$, mientras que existirá severa interferencia y deterioro del comportamiento de la bomba si esta variable excede la unidad, entonces será necesario modificar la profundidad de ubicación de la bomba o la cantidad de gas de BN inyectado

V.3 Sistema de bombeo neumático

Es un método de levantamiento artificial en donde se utiliza gas a alta presión el cual es inyectado en la tubería de producción a una profundidad apropiada, mientras el gas asciende, las burbujas se expanden, incrementando la velocidad del fluido y disminuyendo la densidad de la mezcla líquido-gas. En la misma medida que la gravedad específica de la mezcla disminuye, también lo hace la columna hidrostática y la presión de fondo fluyendo, generando una diferencia de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo, lo cual de acuerdo con la Ley de D'arcy, incrementa la producción de fluidos. La cantidad de gas requerida para un levantamiento efectivo depende de diversos factores, tales como: diámetro de la tubería de producción, flujo y densidad de líquido, profundidad y presión del fondo del pozo²⁸. Otra característica del sistema de bombeo neumático es la capacidad de desalojar al fluido de control posterior a una reparación, esto se realiza por medio de distintas válvulas de descarga ubicadas entre la válvula operante y la superficie, las cuales acuerdo con la presión del gas de inyección van abriendo desde la superior hasta la ubicada en la parte más profunda, ayuda a levantar el fluido de control e iniciar con la producción de fluidos del yacimiento. Existen dos modalidades de bombeo neumático: flujo continuo y flujo intermitente

IV.3.1 Bombeo neumático continuo (BNC)

Es el sistema artificial más parecido al flujo natural en el pozo, puede ser considerado como una extensión del mismo. En un pozo con flujo natural, cuando el fluido viaja hacia la superficie, la presión de la columna de fluido se reduce, el gas se libera de la solución y el gas libre se expande, formando burbujas que empujan a los baches (*slug*) de líquido.



Como su nombre lo indica, el gas es inyectado con un gasto ininterrumpido en la tubería de producción para aligerar la columna hidrostática hasta obtener una reducción en la presión de fondo fluyendo, esto genera una diferencia de presión en la cara de la formación haciendo posible que el pozo produzca la cantidad deseada²⁸. La válvula de inyección de gas se ubica en el punto más profundo posible teniendo como limitante la presión de gas disponible en superficie. Este método se utiliza en pozos con un alto índice de productividad (> 0.5 BPD/lbf/pg²) y una presión de fondo relativamente alta (>100 kg/cm²). En este tipo de pozo el rango de producción puede ir desde 200 hasta 20000 BPD fluyendo por la tubería de producción, pero si el fluido del yacimiento se transporta por el espacio anular es posible producir hasta 80000 BPD. El diámetro interno de la tubería gobierna la producción –considerando que el índice de productividad, la presión de fondo fluyendo, el flujo y presión de gas y el estado mecánico del pozo son ideales. Se pueden producir bajas cantidades de aceite (hasta 25 BPD) utilizando flujo continuo de gas en tubería flexible de 1 pg¹⁰.

IV.3.2 Bombeo neumático intermitente (BNI)

El gas de bombeo neumático a alta presión es inyectado por medio de una válvula hacia la tubería de producción. El gas es inyectado al espacio anular a intervalos regulares por la válvula motora (operada por medio de una válvula motora conectada a un elemento temporizador que permite realizar ciclos de inyección controlada). Los ciclos son regulados para coincidir con el llenado de líquido desde la formación hacia el pozo. El levantamiento intermitente se utiliza en pozos con volúmenes de fluido relativamente bajos (200 BPD o menos), o en pozos que tienen bajo índice de productividad (IP) y baja presión de fondo. El levantamiento intermitente también puede ser llevado a cabo por múltiples válvulas de inyección de gas. La instalación debe ser diseñada de tal manera que las válvulas más profundas sean abiertas justo cuando pase el final del bache de líquido (*slug*) pase por cada válvula. Normalmente esto es posible al utilizar válvulas sensibles a la presión en la tubería de producción¹⁰.



V.4 Componentes del sistema de BN.

El sistema de BN consta de dos partes: 1) Equipo sub-superficial y 2) Equipo superficial⁴⁰.

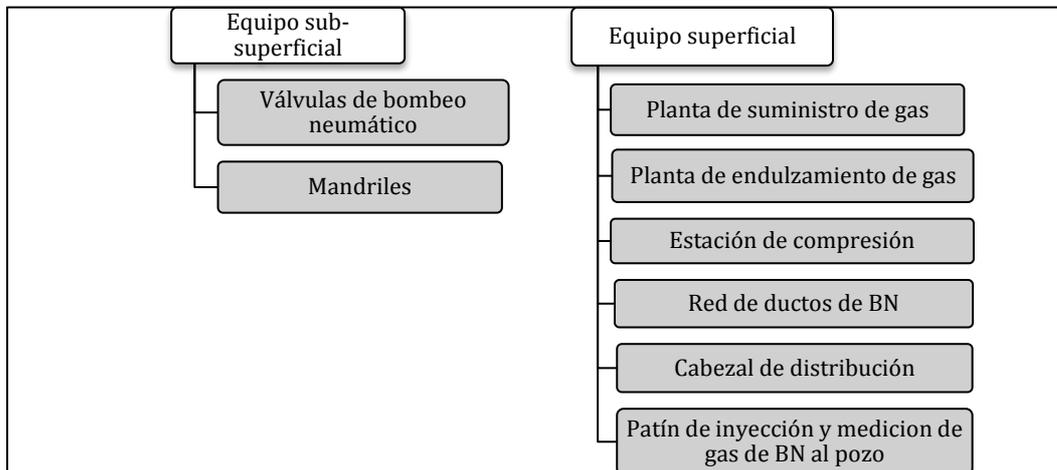


Figura 12. Componentes del sistema de bombeo neumático.

V.4.1 Equipo sub-superficial.

V.4.1.1 Válvulas de bombeo neumático.

La válvula sub-superficial es el componente más importante de la instalación, ya que es en donde se realiza la transferencia de energía del gas de inyección al fluido producido por el pozo. Una de sus grandes ventajas es que tiene un mínimo de partes móviles con lo cual su vida útil es prolongada. Sus principales funciones son:

- Descargar los fluidos de control del pozo.
- Inyectar un volumen de gas controlado en un punto específico de la tubería de producción.
- Crear una presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo pueda aportar el gasto de producción deseado.

El diseño del sistema de bombeo neumático permite calcular los gradientes estático y dinámico del pozo, del fluido de control, así como del gas de inyección, estos parámetros permiten establecer las profundidades apropiadas de las válvulas para descargar de fluido de control y sobre todo la profundidad de la válvula operante. Para poder realizar un diseño adecuado del sistema de bombeo neumático, el diseñador debe seleccionar una válvula de inyección con las características adecuadas.



Existen válvulas de BN de dos tipos: balanceadas y desbalanceadas.

- Válvulas balanceadas. Este tipo de válvulas no están influenciadas por la presión de la TP cuando están en la posición cerrada o abierta. En esta válvula la presión en la TR actúa en el área del fuelle todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (presión del domo). De acuerdo con esto, la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.
- Válvulas desbalanceadas. Este tipo de válvulas son las que tienen un rango de presión definido por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre. Determinado por las condiciones del pozo, es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja. Cuando la válvula está abierta, la presión bajo la bola es la presión de la tubería de revestimiento, no la de producción. Este tipo de válvula es el más utilizado en la actualidad.



*Figura 13. Válvula del sistema de bombeo neumático**

V.4.1.2 Mandriles.

Son de dos tipos: convencionales y de bolsillo.

- Mandriles convencionales. La válvula es instalada en la parte externa del mandril y para tener acceso a dicha válvula debe recuperarse todo el aparejo de producción.
- Mandriles de bolsillo. Alojamos la válvula sub-superficial de BN en un área especial en el interior del mandril, denominada bolsillo y puede recuperarse en cualquier momento mediante línea de acero, la cual es corrida a través de la tubería de producción.

* Imagen obtenida de las notas de la materia de Sistemas Artificiales de Producción del Posgrado de Ingeniería Petrolera y Gas Natural, Universidad Nacional Autónoma de México.

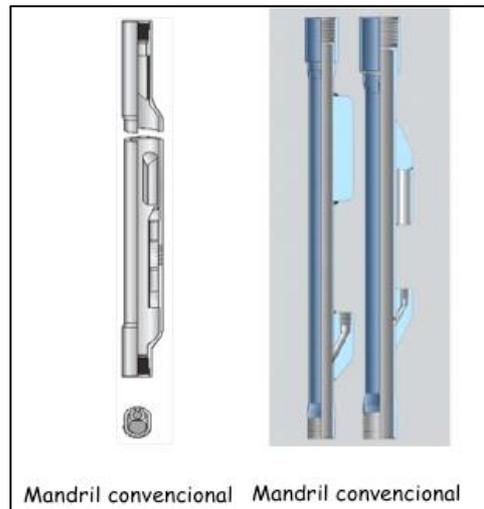


Figura 14. Tipos de mandriles del sistema de bombeo neumático*

V.4.2 Equipo superficial

Es todo aquel que se encuentra instalado en superficie y se encarga de suministrar y controlar la inyección de BN.

V.4.2.1 Planta de suministro de gas de BN.

Alimenta de gas al sistema con la presión necesaria para la inyección a los pozos. En esta planta se llevan a cabo los procesos de separación, deshidratación y endulzamiento.

V.4.2.2 Estación de compresión.

Existen tres tipos:

- Sistema abierto. El gas que viene de un sistema de baja presión, se comprime a la presión requerida en los pozos con bombeo neumático, utilizándose y regresándose al sistema de baja presión. No hay recirculación de gas.
- Sistema semicerrado. Similar al caso anterior, con la excepción de que el gas que proviene de los pozos se circula de manera que puede ser recomprimido. Sin embargo, se dispone de gas ya comprimido para mantener el sistema cargado. No se intenta recircular todo el gas.

* Diagrama obtenido de las notas de la materia de Sistemas Artificiales de Producción del Posgrado de Ingeniería Petrolera y Gas Natural, Universidad Nacional Autónoma de México.



- Sistema cerrado. El gas se recircula del compresor al pozo, de éste al separador y de nuevo al compresor. El gas efectúa un ciclo completo. Un sistema diseñado adecuadamente no requiere de gas suministrado por otra fuente, sin embargo es necesario tener gas comprimido adicional para cargar el sistema al principio de la operación.

La presión disponible en superficie es una condición limitante en el diseño del sistema de BN, ya que con esto se ubica la profundidad de la válvula de inyección de gas.

V.4.2.4 Red de bombeo neumático.

Está formado por el equipo de compresión y acondicionamiento de gas (según sea el caso un sistema de deshidratación y/o endulzamiento), tubería troncal y una serie de tuberías ramales encargadas de distribuir el gas y patines de regulación de flujo de gas para la inyección a los pozos. En conjunto es uno de los componentes más costosos en cuanto a inversión y mantenimiento.

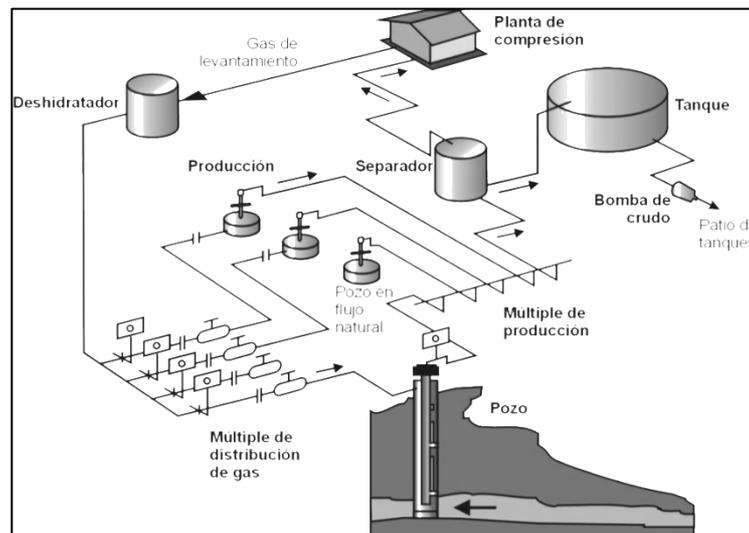


Figura 15. Red de distribución de gas y recolección de la producción*

* Diagrama obtenido de las notas de la materia de Sistemas Artificiales de Producción del Posgrado de Ingeniería Petrolera y Gas Natural, Universidad Nacional Autónoma de México.



V.4.2.5 Patín de inyección y medición de gas de BN

Este componente regula el volumen y la presión final del gas de inyección al pozo, además tiene la función de registrar la presión, temperatura y flujo de gas. La Figura 16 muestra el equipo de medición y regulación de BN utilizado en instalaciones costa afuera.

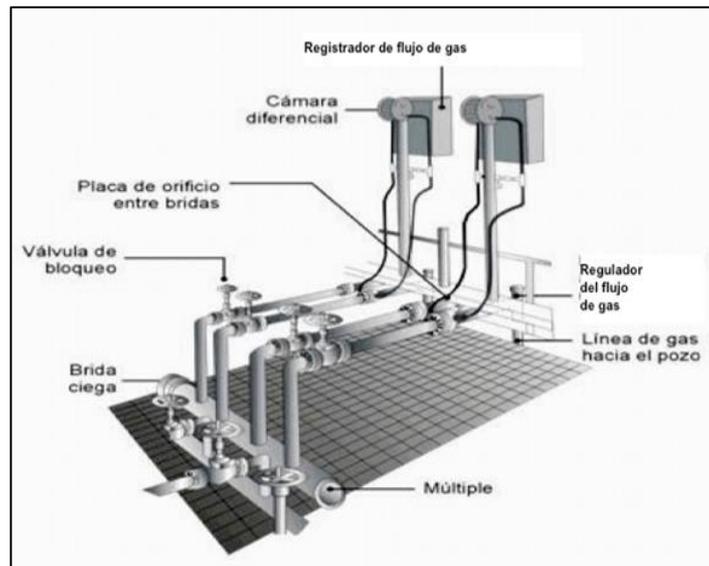


Figura 16. Patín de inyección y medición de gas de bombeo neumático*.



VI. Análisis técnico del sistema artificial acoplado BEC-BN Caso Base



En este trabajo se analiza un sistema artificial en el cual se integran dos elementos para proporcionar energía a la producción y poder llevarla a la superficie, ambos sistemas artificiales, BEC y BN, operan de manera simultánea. Se proponen dos configuraciones del sistema acoplado BEC-BN, como se muestra a continuación:

La Configuración 1 considera la colocación de la bomba electrosumergible en el fondo del pozo y la inyección de gas de BN en varios metros por encima de la descarga del BEC. El gas de BN es transportado hacia el punto de inyección por el espacio anular del pozo (Figura 14). Debido a la complejidad de los sistemas artificiales acoplados existe poca información técnica relacionada con este tema, sin embargo, las fuentes consultadas realizan el análisis de pozos con un arreglo similar a la configuración mostrada en esta sección.^{6, 8, 34, 40}

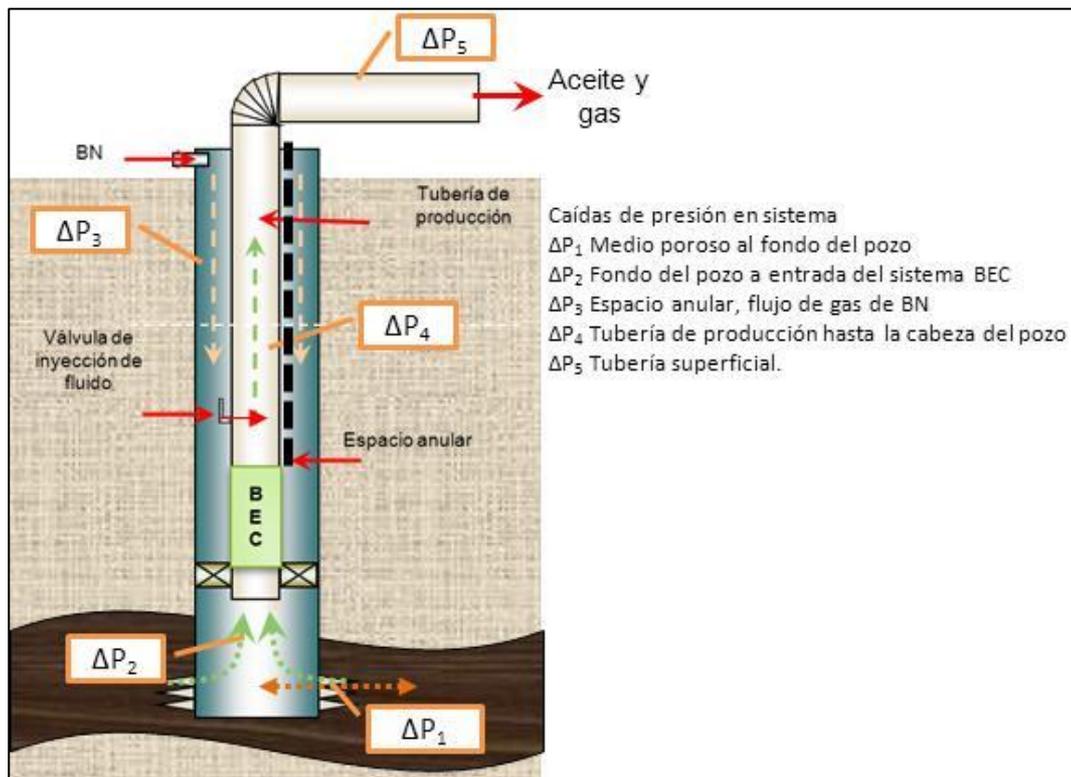


Figura 17. Configuración 1 del sistema acoplado BEC-BN



La Configuración 2 es diseño propio de este trabajo, su característica principal es la inyección de gas de BN profundo y la colocación de la bomba electrosumergible a menor profundidad. Este estructura representa una manera distinta de colocación de ambos sistemas artificiales, ya que el criterio tradicional trata de evitar la instalación del BEC en un pozo con gas libre, sin embargo, para esta configuración el gas representa una ventaja ya que el bombeo neumático provoca una disminución de la densidad de la mezcla y el aumento de la velocidad de líquidos por la expansión de las burbujas de gas, por otro lado el bombeo electrocentrífugo provoca un incremento en la presión del líquido, dando el impulso final para que el líquido pueda vencer las caídas de presión hasta llegar al punto final del sistema

El diagrama de la Configuración 2 se muestra en la Figura 18, el funcionamiento de este sistema artificial se explica a continuación:

1. El gas de BN es inyectado en superficie y fluye por el espacio anular del pozo hasta el punto de inyección ubicado a la mayor profundidad permitida por el estado mecánico del pozo.
2. Los fluidos del yacimiento entran al fondo del pozo y ascienden hasta el punto de mezcla con el gas de BN, el cual disminuye la densidad de la mezcla reduciendo las caídas de presión por elevación.
3. La mezcla compuesta por los fluidos del yacimiento y el gas de BN entran al separador ciclónico el cual tiene acoplada con una tubería paralela a la TP (tubería de producción) en la cual se transporta el gas separado (gas de formación y gas de BN) hacia la superficie.
4. El líquido separado entra a la succión de la bomba electrocentrífuga en donde se da un incremento de presión suficiente para vencer las caídas de presión por elevación y fricción en la tubería de producción, así como en la tubería superficial.
5. El conjunto bomba electrocentrífuga – separador ciclónico son colocados en la parte superior del pozo, es decir, entre 1000 a 1600 m de profundidad (Figura 13)

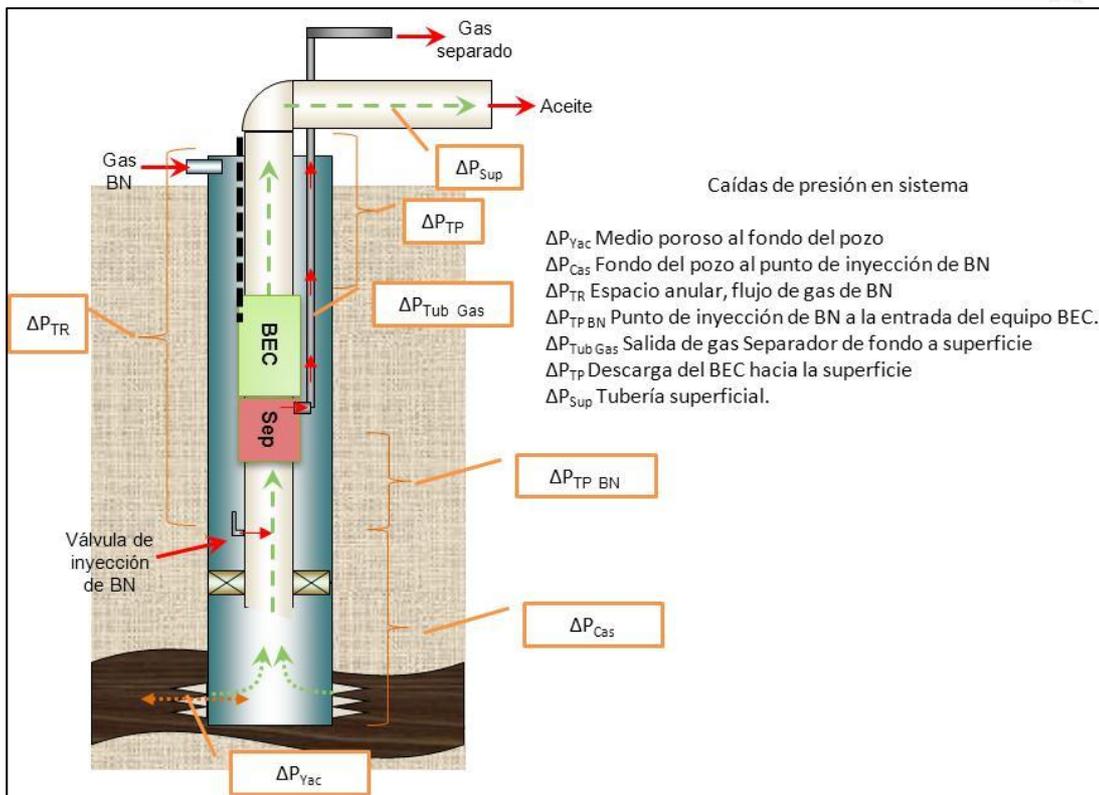


Figura 18. Configuración 2 del sistema acoplado BEC-BN.

VI.1 Datos del pozo analizado.

Para el análisis de la aplicación del sistema acoplado se ha realizado tomando como base la información de la prueba de un pozo ubicado en costa afuera productor de aceite extra pesado de 11°API, con BEC ubicado en el fondo del pozo, el estado mecánico y datos de la prueba del pozo se muestran en la Figura 19.

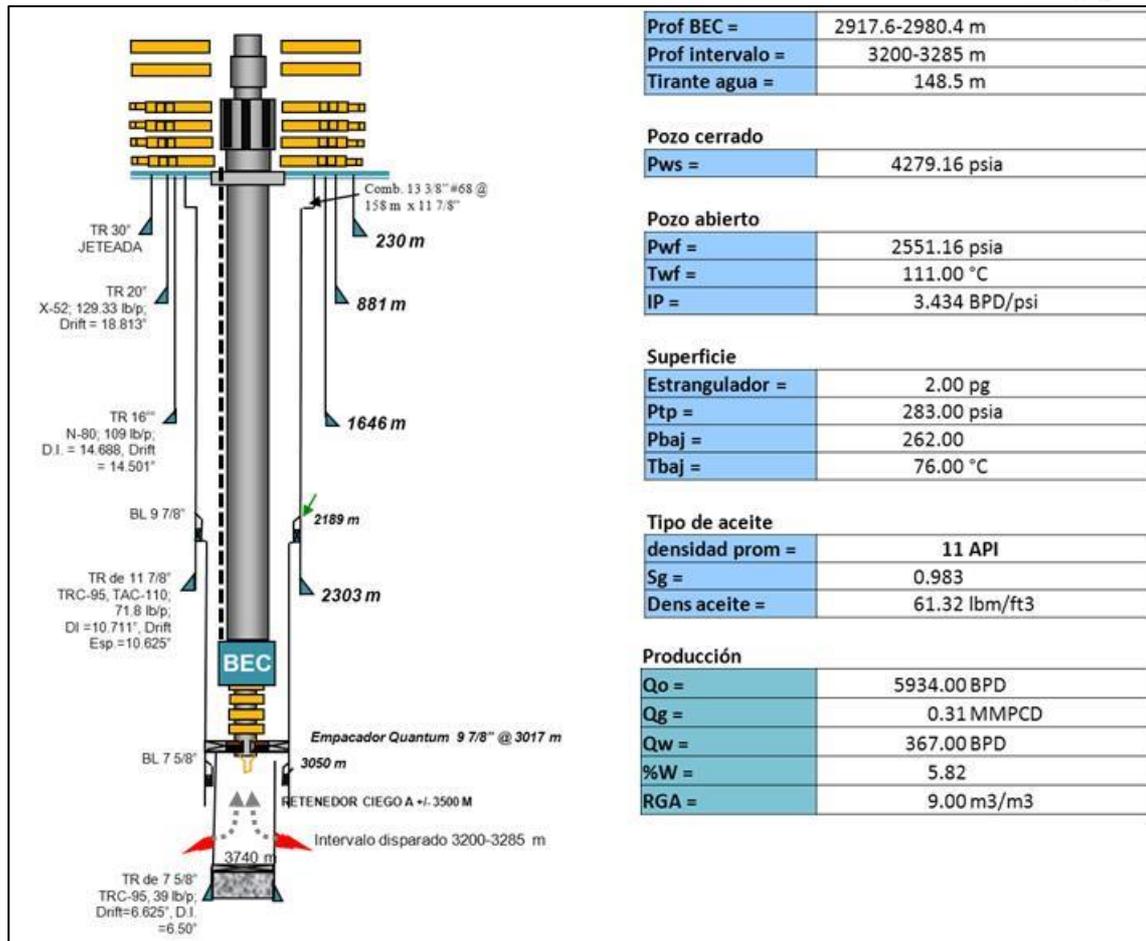


Figura 19. Estado mecánico y datos de la prueba del pozo analizado.

El equipo BEC utilizado en la prueba del pozo consta de dos bombas de 95 etapas y dos motores eléctricos de 450 HP en tándem, el sistema de bombeo fue ubicado a una profundidad de 2917.6 - 2980.4 m (220 m por arriba del intervalo disparado), la bomba fue instalada sin separador de gas. Las características generales del equipo BEC se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Características del equipo de bombeo electrosumergible utilizado en la prueba del pozo analizado.

Profundidad =	2917.6 - 2980.4 m
No. Etapas =	95 -
No. Bombas =	2 -
Frecuencia =	60 Hz
Velocidad =	3500 rpm
Potencia =	450 HP
Configuración =	Dos motores en Tándem
Voltaje =	2062 V
Corriente =	131 A
Bomba =	Reda GN4000
Motor =	Dominator F151



El análisis PVT indica que la densidad del aceite del pozo analizado es de 10.9°API, por lo tanto se puede catalogar como aceite extra pesado, este mismo fluido es utilizado para el modelado del sistema artificial acoplado BEC-BN, en la Figura 20 se pueden consultar más detalles relacionados con las propiedades PVT.

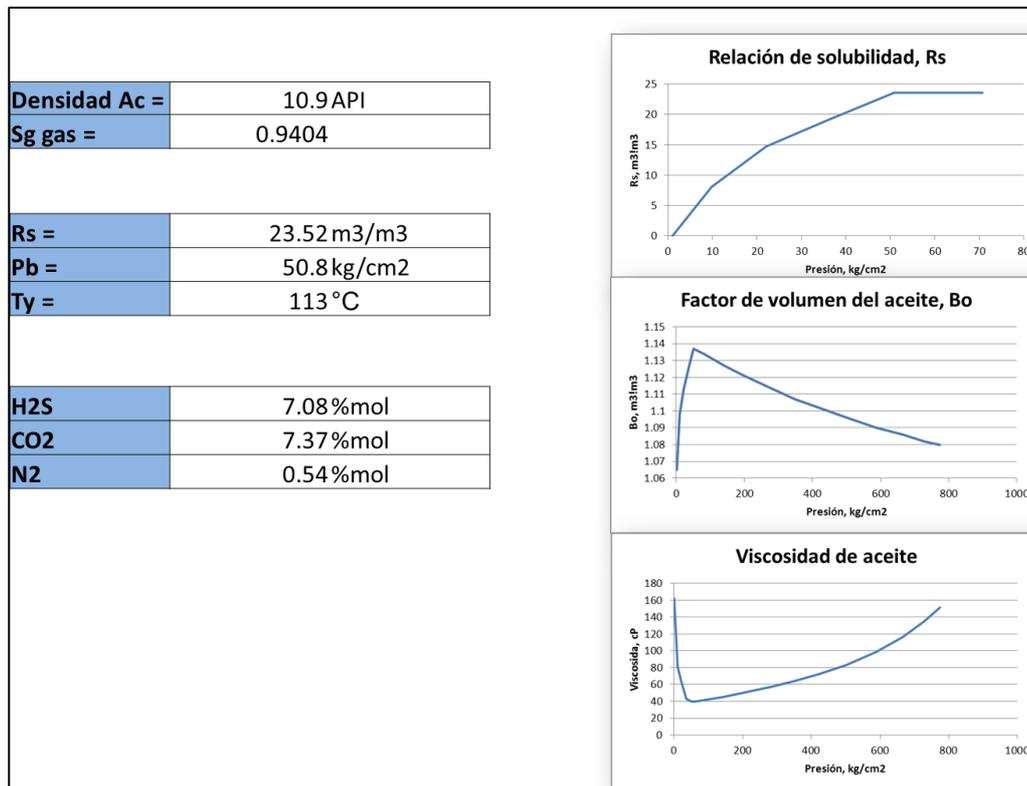


Figura 20. Datos PVT del fluido del yacimiento.

El índice de productividad es de 3.434 BPD/ lbf/pg², para mayor detalle del cálculo del mismo consultar el Anexo A. La Figura 21 muestra el índice de productividad.

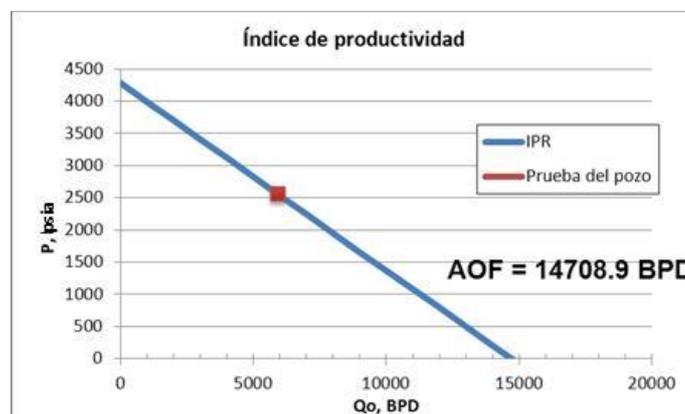


Figura 21. Índice de productividad del pozo.



VI.2 Definición de casos de simulación.

En esta sección se muestran los resultados obtenidos del modelado del pozo analizado con la aplicación de sistemas artificiales individuales y acoplados.

Inicialmente fueron desarrollados los modelos del pozo con sistemas artificiales individuales. El primer caso representa el comportamiento del pozo durante la prueba de campo, es decir, con la aplicación de bombeo electrocentrífugo, con este modelo fueron seleccionadas y ajustadas las correlaciones de propiedades de los fluidos y de flujo multifásico. El segundo caso de simulación del pozo analizado es la aplicación de gas de bombeo neumático, este modelo permite conocer la cantidad de aceite que se puede producir si este sistema artificial es utilizado en caso de falla del bombeo electro sumergible.

De igual manera fueron aplicadas las herramientas de simulación para conocer el comportamiento del pozo con los sistemas artificiales acoplados, este análisis fue aplicado a las configuraciones propuestas, las cuales consideran la operación simultánea del bombeo electrosumergible y el bombeo neumático. La Configuración 1 representa la aplicación del equipo BEC ubicado en el fondo del pozo y el bombeo neumático aplicado en la parte superior. En la Configuración 2 los sistemas artificiales son instalados de la siguiente manera: el gas de BN se ubica en la parte más profunda permitida por el estado mecánico del pozo, mientras que el bombeo electrocentrífugo es aplicado en la parte superior.

En la Tabla 3 se muestra una matriz con los modelos de simulación realizados con el objetivo de conocer el comportamiento del pozo con la aplicación de las distintas configuraciones, así como el estudio paramétrico de las principales variables que afectan el comportamiento de los sistemas acoplados. La sensibilización de variables para la Configuración 1 incluye la aplicación de distintos gastos de gas de BN y cambio de profundidad de inyección del mismo, mientras que para la Configuración 2 se analizó la variación del diámetro de tubería de producción, así como profundidad de ubicación del sistema BEC.



Tabla 3. Matriz de modelos de simulación con sistemas artificiales individuales y acoplados

Tipo	Sistema Artificial	Estudios paramétricos.	
Individual	BEC		
	BN		
Acoplado	Configuración 1 BEC profundo, BN Superior	Profundidad de inyección de BN, m	Flujo de BN, MMPCD
		1500	1.0
		2000	1.5
		2500	2.0
			2.5
			3.0
			4.0
	Configuración 2 BN profundo, BEC Superior	Diámetro de TP, pg	Profundidad del BEC, m
		4.5	1000
		5.5	1200
		1600	

VI.3 Simulación del pozo con sistema artificial individual, bombeo electrocentrífugo.

Se realizó la simulación de la prueba de campo del pozo con bombeo electrocentrífugo utilizando la información del pozo estudiado, el ajuste de este modelo permitió definir las correlaciones apropiadas para la reproducción del comportamiento del sistema, las propiedades PVT fueron ajustadas con la correlación de *Glasso*, con la cual se calcula la relación de solubilidad del gas (R_s) y el factor de volumen del aceite (B_o), la correlación de *Beal* fue seleccionada para el cálculo de la viscosidad del aceite, de igual manera se estableció que la correlación de flujo multifásico vertical más apropiada para este caso fue *Beggs & Brill*.

La Figura 22 muestra los resultados del análisis nodal del pozo con bombeo electrosumergible, en donde es posible observar que el punto de operación (el cruce entre el índice de productividad y la curva de capacidad de transporte) se ubica en 6386.4 BPD de líquido. De acuerdo con los datos de campo mostrados en la Figura 19 el flujo de líquido producido durante la prueba del pozo fue de



6301 BPD, realizando la comparación del flujo calculado y el dato de campo la simulación tuvo una desviación de 1.36% con lo cual la simulación se considera como satisfactoria*.

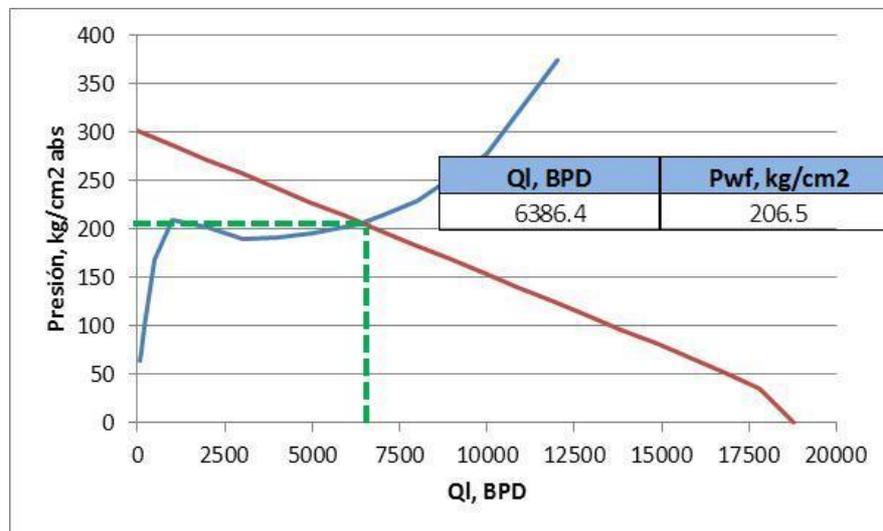


Figura 22. Análisis nodal del pozo con bombeo electrocentrífugo.

En la Figura 23 se muestra el perfil de presión en función de la profundidad del pozo, es notable el aumento de presión ocasionado por la bomba electrosumergible (204 kg/cm² abs).

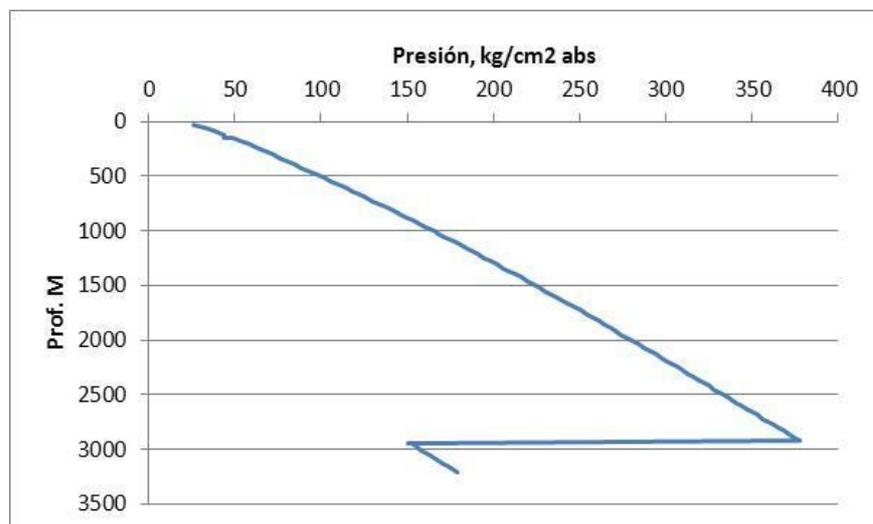


Figura 23. Perfil de presión en el pozo con bombeo electrocentrífugo.

En la Tabla 4 se muestra un resumen del ajuste del modelo del pozo analizado el cual utiliza únicamente bomba electrosumergible como sistema artificial.

* De manera general en simulación de flujo multifásico la desviación máxima permisible es de 5%.



Tabla 4. Resultados del equipo BEC de la simulación del caso base.

Caso	QI, BPD @ c.s.	No. Etapas	Potencia, HP	P. Succión, kg/cm ²	P. Descarga, kg/cm ²	ΔP, kg/cm ²
Base	6386.4	168	503	179	383	204

VI.4 Simulación del pozo con sistema artificial individual, bombeo neumático.

Con el propósito de comparación, se realizó el análisis del pozo analizado utilizando bombeo neumático, esto con el objetivo de verificar el comportamiento del pozo en caso de falla del BEC. Como se puede observar en el estado mecánico mostrado Figura 24, el punto de inyección fue ubicado en 3000 m, cabe señalar que el estado mecánico está basado en la configuración del pozo de la prueba de campo.

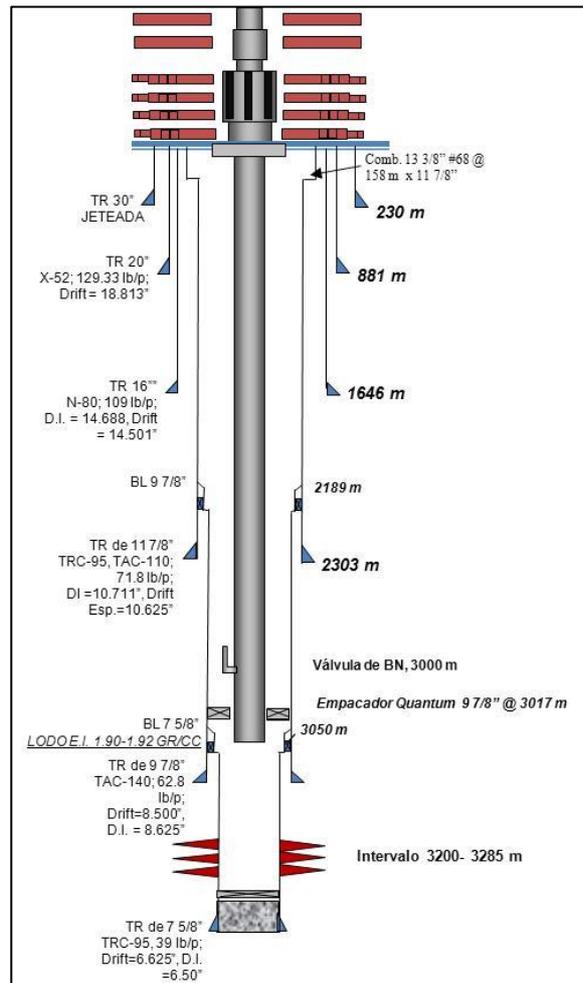


Figura 24. Estado mecánico del pozo con bombeo neumático



Se realizó la simulación del pozo con bombeo neumático con dos distintas tuberías de producción, 4 ½ pg y 5 ½ pg, los resultados se muestran en la Tabla 5. La Figura 25 muestra el análisis nodal del pozo de estudio con inyección de gas, de manera similar a lo mostrado en la figura anterior, el pozo puede producir 3439 BPD de aceite con tubería de producción de 4 ½ pg, sin embargo se obtiene un mayor flujo de aceite con TP de 5 ½ pg y 4.3 MMPCD, con lo cual se obtendría 4446 BPD de aceite.

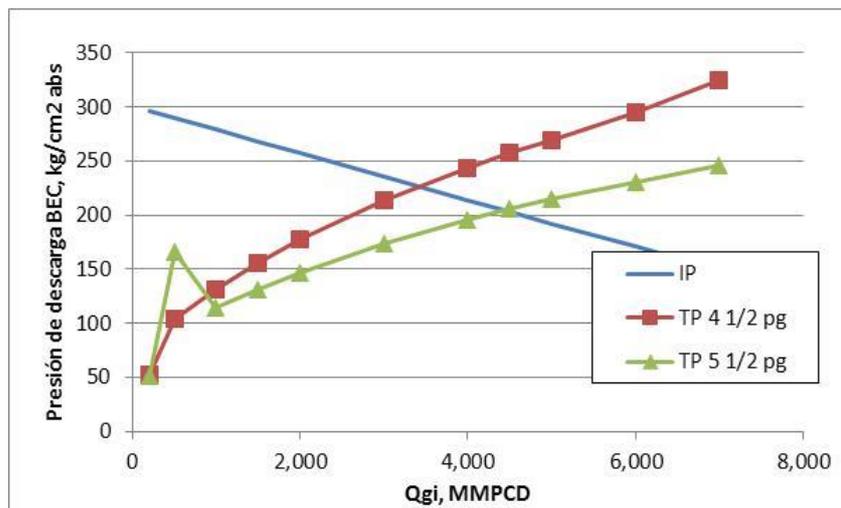


Figura 25. Análisis nodal del pozo con bombeo neumático.

Como se puede observar el caso con TP de 5 ½ pg tiene una producción de 4446 BPD de aceite, inyectando 4.3 MMPCD de gas de BN, con una presión de inyección de 130 kg/cm² aproximadamente.

Tabla 5. Resultados del análisis nodal del pozo utilizando bombeo neumático.

TP, pg	Qo, BPD	Qg BN, MMPCD	Piny BN, kg/cm ² abs
4 1/2	3439	3.4	131.6
5 1/2	4446	4.3	129.5

En la Figura 26 se muestra el gráfico de respuesta de BN para el pozo con TP de 5 ½ pg, se puede observar que una inyección de gas d BN mayor a 4.3 MMPC no representará un aumento significativo en la producción, por lo tanto, se puede considerar a este flujo límite superior de inyección. La opción de BN profundo podría ser aplicada cuando el equipo BEC tenga una falla, de esta manera se evita la producción diferida, con lo cual las pérdidas económicas serán menores.

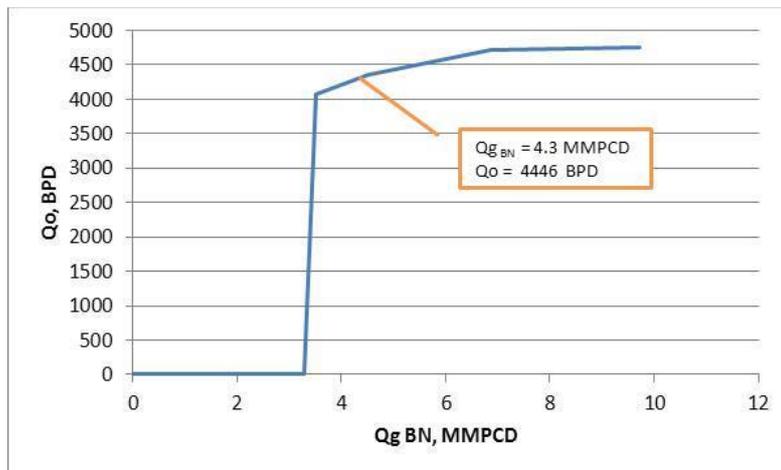


Figura 26. Gráfico de respuesta de BN para el pozo analizado con TP de 5 1/2 pg

VI.5 Análisis de la Configuración 1 para el pozo analizado.

La Configuración 1 del sistema acoplado consiste en la instalación de la bomba BEC en el fondo del pozo, la inyección de BN se ubica en la parte superior del pozo, la Figura 27 muestra el estado mecánico de la Configuración 1 del sistema acoplado, el cual toma como base el diseño del pozo examinado y se incluye la inyección de gas de BN.

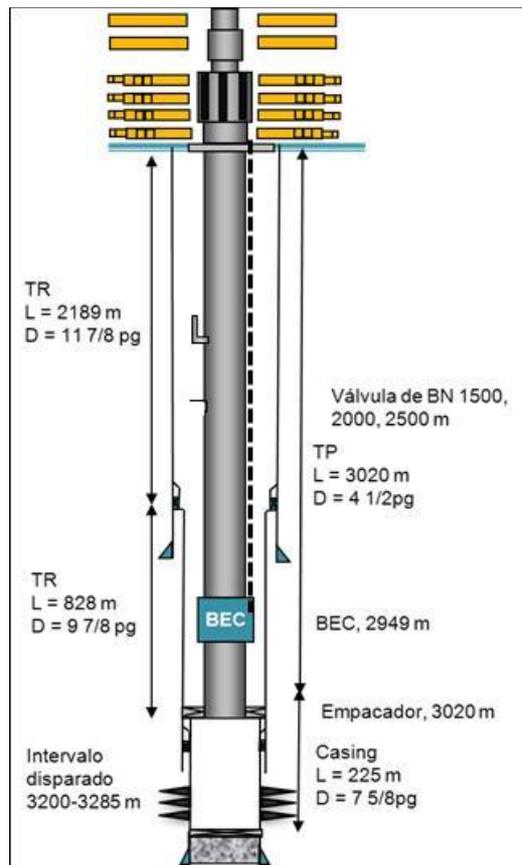


Figura 27. Estado mecánico propuesto para la Configuración 1 del sistema acoplado BEC-BN.

El método de análisis de la Configuración 1 mostrado en esta sección se basa en la investigación de autores que han realizado estudios relacionados con este sistema artificial acoplado. El método consiste en determinar las caídas de presión en las diferentes zonas del pozo, es decir, antes y después del equipo BEC, así como del punto de inyección de gas de BN³⁴. Para el diseño y análisis de esta configuración no fue necesario desarrollar nuevas correlaciones o modelos de cálculo sofisticados, es posible aplicar las herramientas de diseño convencional para el bombeo neumático y electrosumergible, lo que se propone es conjuntar ambas aplicaciones⁸.

Cabe señalar que las fuentes consultadas no detallan los pasos a seguir para el análisis de caídas de presión de la Configuración 1 del sistema artificial acoplado, por lo que en este trabajo se definen de manera ordenada los pasos necesarios para realizar estos cálculos, los cuales se enlistan a continuación. En la Figura 28 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo de solución.

1. Proponer una profundidad de colocación del equipo BEC, así como punto de inyección de gas de BN.



2. Determinar la caída de presión por cambio de elevación y por fricción desde el fondo del pozo hasta el punto de ubicación del BEC y comparar la presión de succión con la presión de burbuja. Si la presión de succión es menor que la presión de burbuja entonces habrá presencia de gas libre, el cual no podrá ser transportado por el espacio anular hacia la superficie, ya que se encontrará ocupado por gas de BN para la inyección, por lo cual será necesario profundizar la colocación del BEC hasta que un punto en que sólo exista líquido en la succión. En caso de que la presión del yacimiento esté por debajo del punto de burbuja será necesario utilizar un separador de gas y una tubería que lleve el gas separado hacia la superficie.
3. Calcular la caída de presión por cambio de elevación y por fricción desde la descarga del equipo BEC hacia el punto de inyección de gas de BN.
4. Calcular las caídas de presión desde el punto de inyección de BN hacia la superficie por medio de correlaciones de flujo multifásico incluyendo la cantidad de gas de BN inyectada, esto tiene como principal efecto la disminución de la densidad de la mezcla. Sumando la Δp de los puntos 3 y 4 se obtendrá la presión de descarga del BEC.
5. Determinar el flujo volumétrico y densidad de aceite, gas y agua a las condiciones de succión de la bomba.
6. Hacer uso de los catálogos de curvas de bombas de compañías fabricantes para seleccionar el equipo apropiado, a partir del flujo de líquido en las condiciones de succión.
7. Calcular la carga, potencia e incremento de presión desarrollados en cada etapa.
8. Calcular el número de etapas necesario y la potencia total para lograr el incremento de presión total en el equipo BEC.
9. Calcular caída de voltaje en el cable de potencia y seleccionar el calibre comercial apropiado y calcular la carga en el transformador.
10. Proponer flujo de gas de gas de BN y determinar la presión de inyección requerida en superficie.

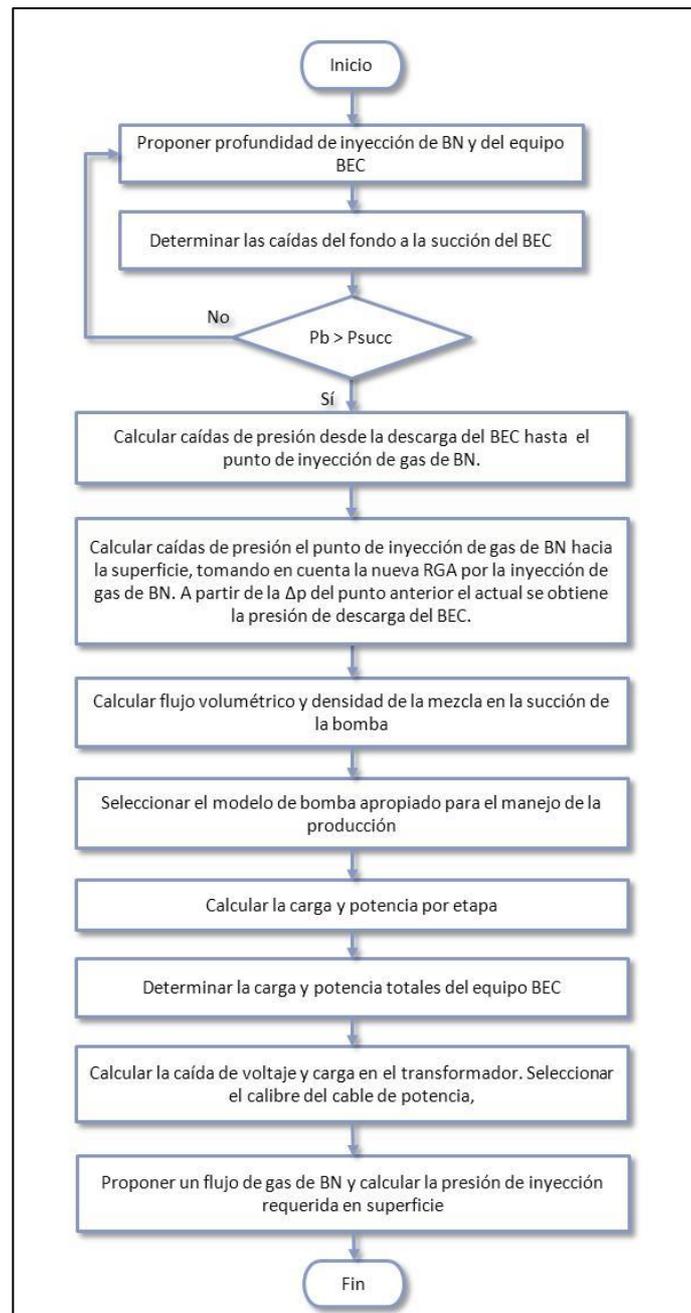


Figura 28. Diagrama de flujo para el análisis del sistema acoplado BEC-BN*, Configuración 1.

Cabe señalar que los simuladores comerciales de flujo multifásico vertical más conocidos, no cuentan con el modelo de cálculo para sistemas artificiales acoplados, sin embargo el simulador *Subpump*[®] de la compañía *IHS* es el único que dispone de un módulo para realizar los cálculos de un sistema artificial BEC-BN, el cual puede resolver la Configuración 1 que se plantea en este trabajo, dicho simulador se especializa en el cálculo de equipos BEC en régimen permanente apoyado por su extensa base de datos de equipos comerciales además de contar con una

* Diagrama de flujo desarrollado en esta tesis.



herramienta de optimización que selecciona las curvas de las bombas más apropiadas según la aplicación. Cabe aclarar que la modalidad de BEC-BN de *Subpump*[®] solamente se puede especificar la profundidad y flujo de inyección de BN (Figura 29). Por lo anterior se utilizó dicho simulador para la estimación de caídas de presión y el dimensionamiento del equipo de bombeo requerido. Si no se dispone de un simulador que calcule las caídas de presión del sistema artificial acoplado, es posible desarrollar un simulador propio aplicando la metodología mostrada en este trabajo.

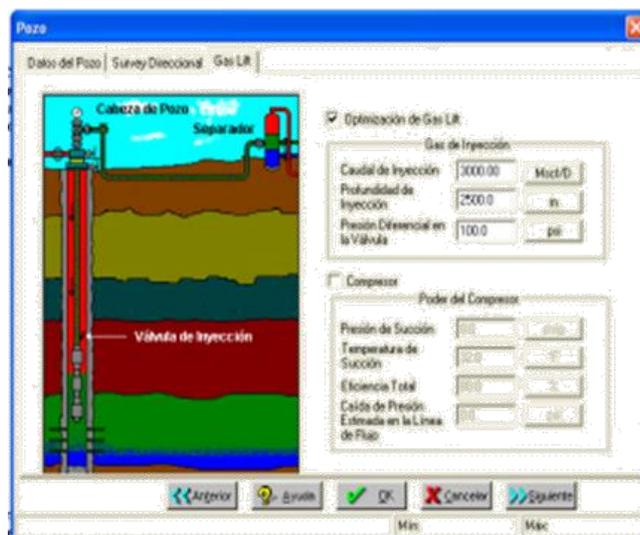


Figura 29. Interfaz gráfica del simulador *Subpump* en la modalidad de sistema acoplado BEC-BN

Para demostrar la factibilidad de esta tecnología fueron realizados distintos casos de sensibilización de los siguientes parámetros:

- Flujo de inyección de gas de bombeo neumático (1, 1.5, 2, 2.5, 3 y 4 MMPCD),
- Profundidad del punto de inyección de gas de bombeo neumático (1500, 2000 y 2500 m).

Cabe señalar que en el análisis que se muestra en esta sección se ubicó la bomba a la misma profundidad que en la prueba del pozo (2949 m).

El simulador *Subpump*[®] realiza los cálculos necesarios para determinar el flujo volumétrico a condiciones de succión de la bomba, el flujo de líquido (incluyendo el gas disuelto) es tomado como dato de entrada para la búsqueda en la base de datos del simulador, el cual selecciona la bomba más apropiada, es decir, el equipo con el punto de mayor eficiencia (*BEP*) más cercano al flujo de líquido en la succión de la bomba. De acuerdo al algoritmo de búsqueda de *Subpump*[®] el equipo capaz de manejar la producción del pozo con la Configuración 1 con 6300 BPD de líquido



es la K75 de la compañía *Centrilift*, la Figura 30 muestra las curvas de carga (H) para distintos valores de frecuencia eléctrica, desde 50 hasta 70 Hz, ambos límites sólo se incluyen con fines de ilustración, ya que se utiliza el estándar de 60 Hz para definir el desempeño del equipo BEC. La línea de color verde es la curva de transporte del sistema, la cual representa la carga requerida para poder elevar el fluido hacia la superficie, es decir, son las caídas de presión que deben ser vencidas para que el pozo pueda producir. El cruce entre la curva del sistema y la curva de comportamiento de la bomba en 60 Hz determina el punto de operación del equipo BEC.

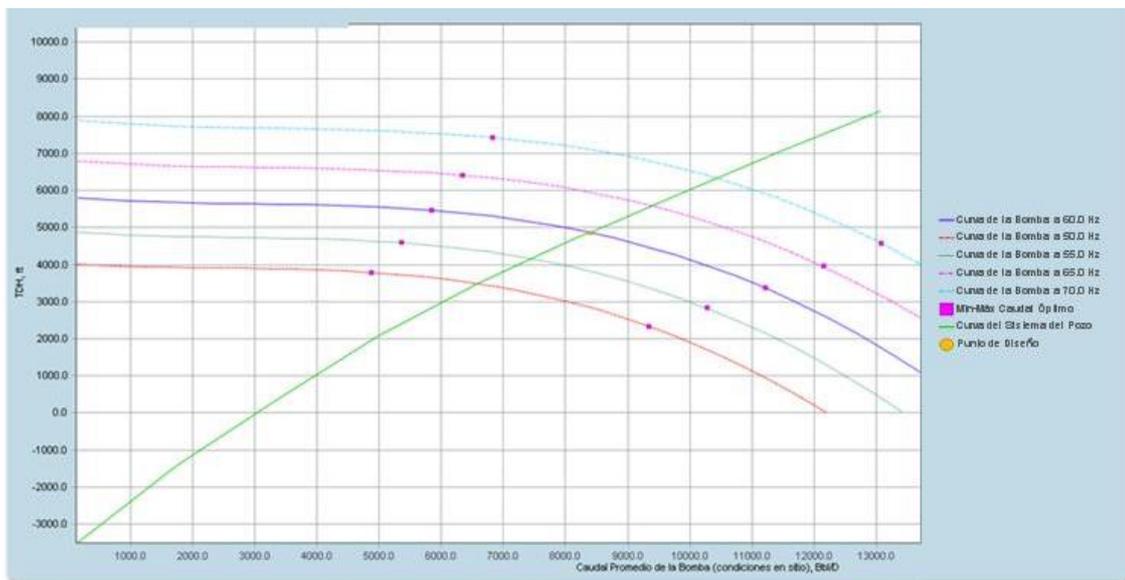


Figura 30. Simulación del sistema híbrido BEC-BN en *Subpump*, Configuración 1.

Los resultados de las simulaciones realizadas para la Configuración 1 muestran que no fue posible obtener producción mayor a 6020 BPD de aceite, ya que el simulador *Subpump* realiza una optimización del flujo a transportar minimizando las caídas de presión en la tubería de producción, en la Figura 31 se muestran los resultados de las distintas simulaciones formuladas para la Configuración 1.

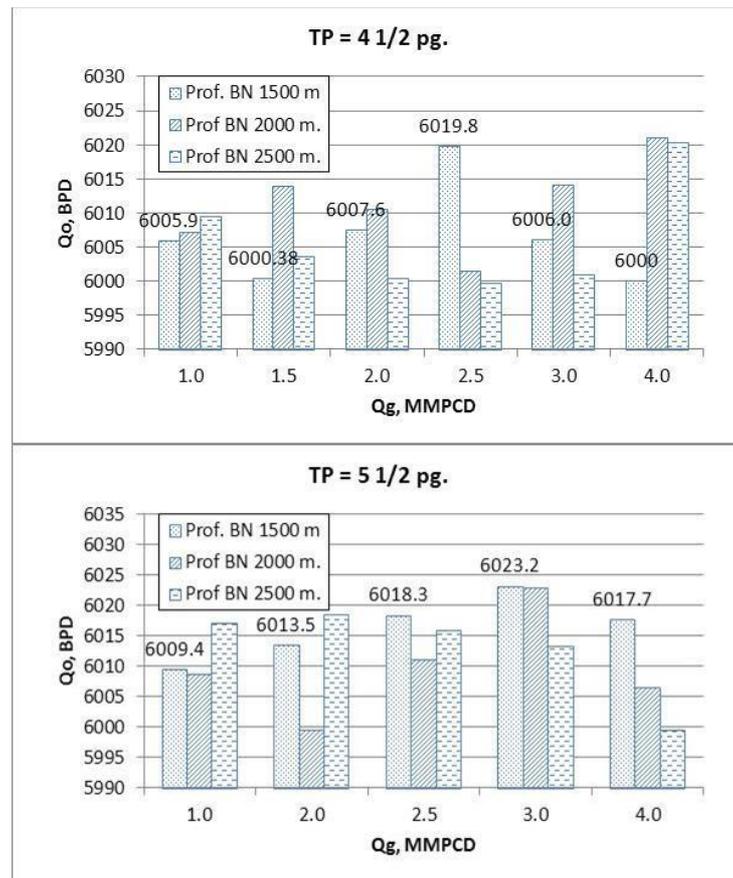


Figura 31. Flujo de aceite calculado en los casos de simulación de la Configuración 1.

Cabe señalar la presión de succión calculada por el simulador es de 154 kg/cm² abs, lo cual es mayor que la presión de burbuja del aceite (50.8 kg/cm² abs), es decir, no existe gas libre en la succión de la bomba, se descarta el uso de un separador de fondo.

En la Tabla 6 se muestran las características del motor eléctrico del equipo BEC seleccionado para la Configuración 1.

Tabla 6. Características del equipo de bombeo electrosumergible, Configuración 1.

Motor	Centrilift 544 GMF
Frecuencia =	60 Hz
Velocidad =	3500 rpm
Voltaje =	2060 V
Corriente =	65 A
Cable	Centrilift CE BNR



Al variar el flujo de inyección de BN y la profundidad de la inyección se calcula una carga dinámica total del BEC distinta en cada caso, es decir, se tendría una curva de comportamiento de la bomba para cada caso específico (Figura 34), se puede observar que a medida que aumenta el flujo de gas de BN aplicado al pozo la curva de comportamiento de la bomba disminuye, lo cual demuestra que el BN disminuye los requerimientos de presión en la descarga del BEC.

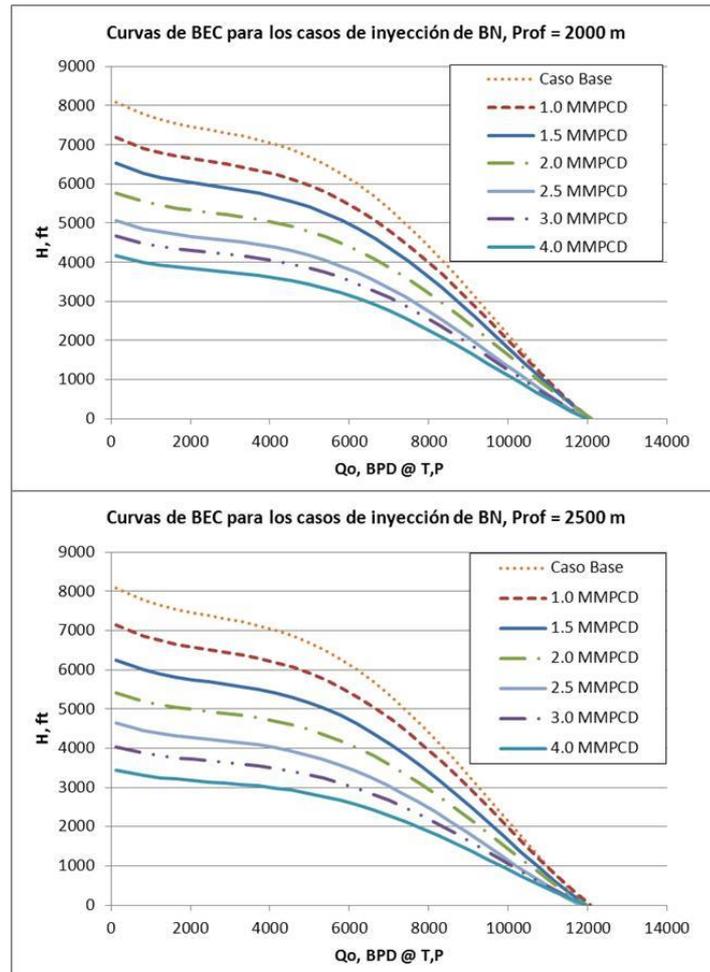


Figura 32. Curvas de BEC calculadas para cada flujo de inyección de BN.

De acuerdo con los resultados de la simulación en *Subpump* al aplicar BN de manera simultánea con el BEC se disminuyen los requerimientos de potencia y las etapas de la bomba para manejar la producción. En el Anexo B pueden consultarse con mayor detalle los resultados de las simulaciones del pozo con el sistema artificial híbrido. Se puede afirmar que la disminución de etapas y potencia va desde 10 a 80% dependiendo de la cantidad de BN inyectado, la profundidad y el diámetro de TP del pozo.



La Figura 33 y Figura 34 muestran la disminución de etapas y potencia del equipo BEC al variar la inyección de gas de BN, es notable que en la medida en que aumenta la cantidad de gas inyectado los requerimientos energéticos (potencia, etapas y carga) son menores, esto debido al aligeramiento de la columna hidrostática, así como al aumento en la velocidad de líquido ocasionado por la expansión del gas de BN en la tubería de producción cabe señalar que el modelo de simulación del pozo probado únicamente con BEC requería 168 etapas y 503 HP.

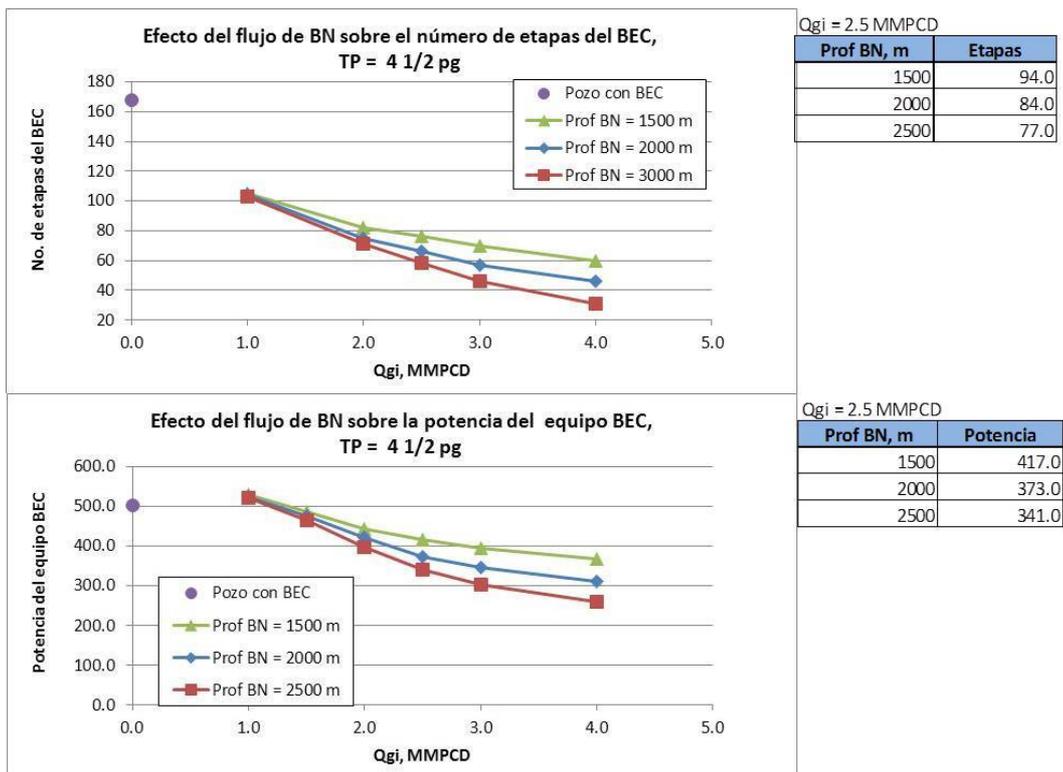


Figura 33. Disminución de la carga y potencia del BEC variando la inyección de BN, TP = 4 1/2 pg.

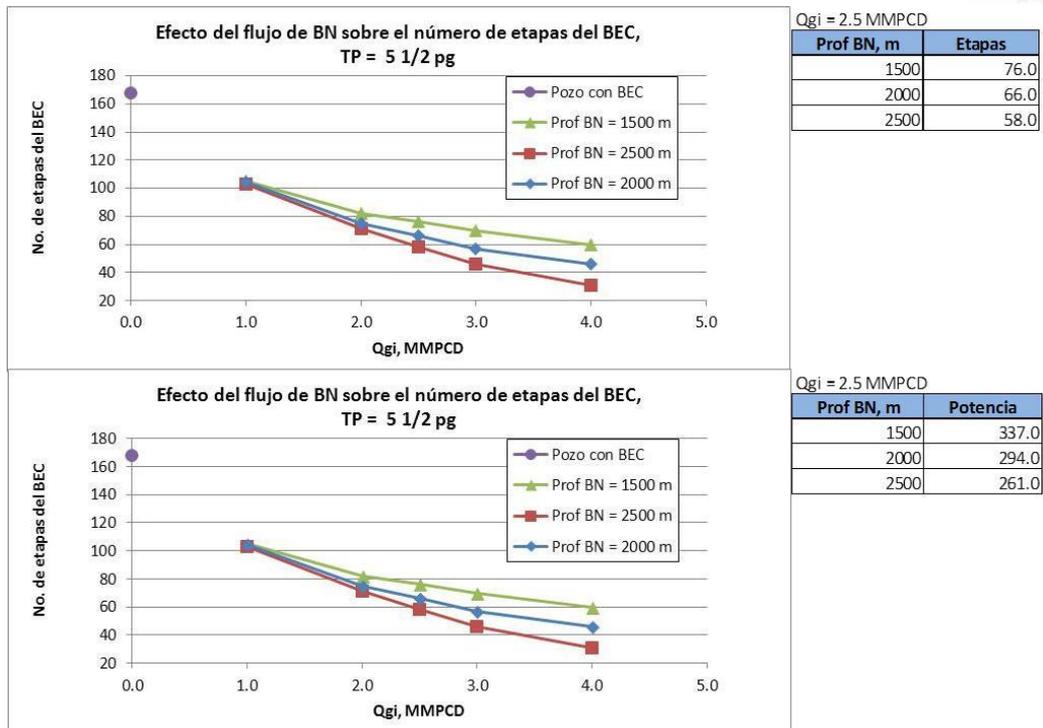


Figura 34. Disminución de la carga y potencia del BEC variando la inyección de BN, TP = 5 1/2 pg.

Los resultados de la Figura 34 muestran que la presión de descarga del equipo BEC disminuye significativamente al inyectar gas de BN en la tubería de producción. El efecto de disminución de la densidad de la mezcla, así como la expansión del gas y el arrastre de líquidos ocasionado por el BN provocan una disminución de más de 100 kg/cm² abs en la presión de descarga de la bomba, se muestra como referencia la presión del equipo BEC utilizado en la prueba del pozo (383 kg/cm²abs).

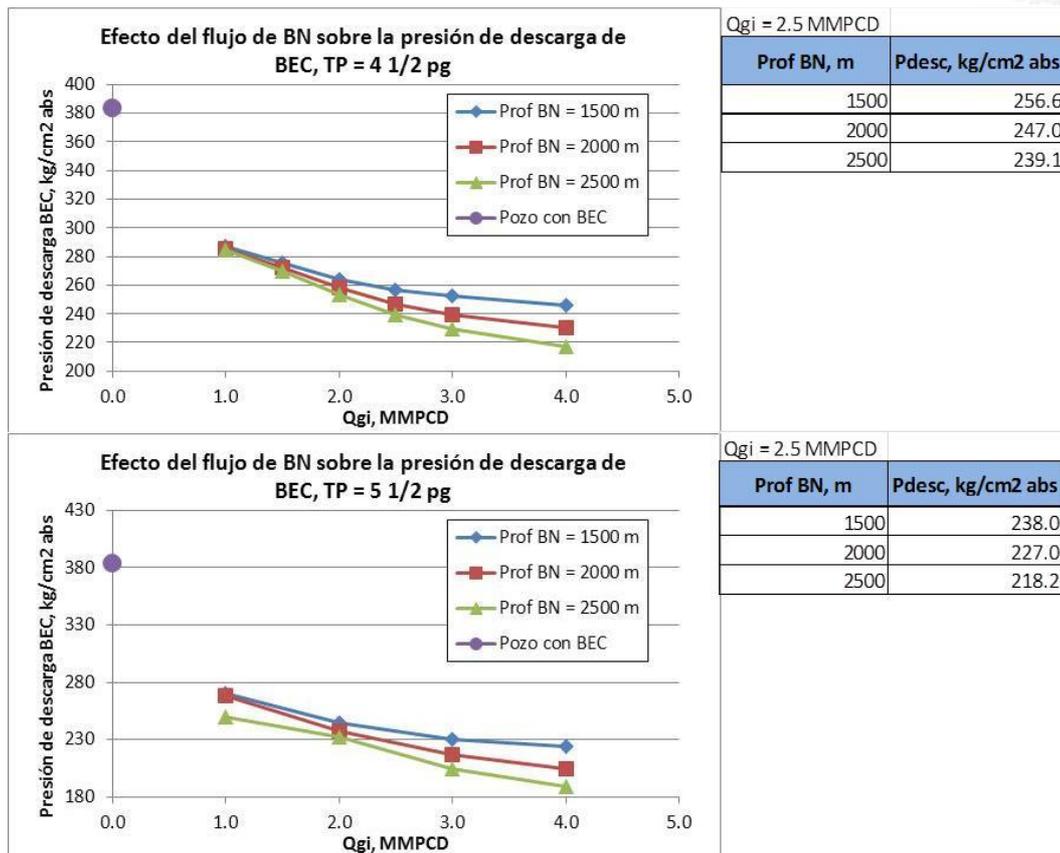


Figura 35. Disminución de la presión de descarga del BEC variando la inyección de BN.

Debido a que *Subpump* no genera la curva de respuesta de BN, la cantidad adecuada de gas para la aplicación se puede encontrar gráficamente en los gráficos anteriores, para el caso de ambas tuberías de producción se puede observar que a partir de 2.5 MMPCD de gas de BN no se presenta una disminución significativa de la potencia en la bomba, por lo que continuar con mayores flujos de inyección no representa beneficios apreciables.

En la Figura 36 se muestran los resultados de presión de inyección de gas de BN para esta configuración, es notable la alta presión requerida en todos los casos, sobre todo para los casos con la tubería de producción de 4 1/2 pg, cuyos resultados van desde 114 kg/cm² abs para la inyección de 2 MMPCD a 1500 m y más de 167 kg/cm² abs para el caso con inyección a 2500 m para el mismo gasto de gas. El cambio de tubería de producción a 5 1/2 pg disminuye la presión de inyección requerida. En el caso de la inyección a 1500 m y 2.5 MMPCD de gas se requieren 98 kg/cm² abs, mientras que el mismo flujo aplicado a 2000 m requiere 124.2 kg/cm² abs para la inyección.



Pese a que se observó una disminución sustancial en el número de etapas y potencia requerida en la bomba electrosumergible, la presión requerida para la inyección de gas de BN oscila entre 98 a 150 kg/cm² para 1500 y 2500 m respectivamente para una TP de 5 1/2 pg. Tomando en cuenta que en instalaciones costa afuera en México la red de suministro de gas de BN opera a una presión 60 kg/cm² aproximadamente por lo cual para esta configuración será necesario utilizar un compresor a boca de pozo, con una relación de compresión* de 1.63 y 2.5 respectivamente, para ambos casos será necesaria una etapa de compresión.

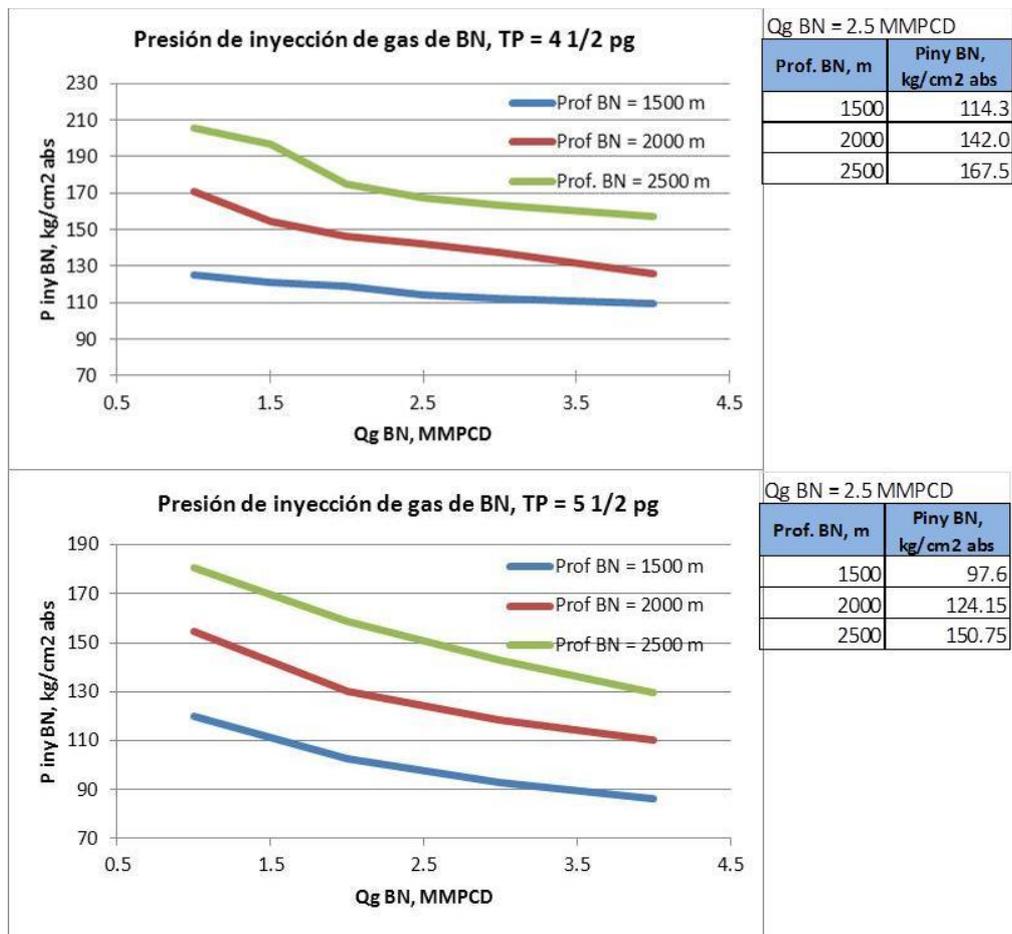


Figura 36. Presión de inyección de gas de BN para la Configuración 1.

* La relación de compresión se define como P_{desc}/P_{succ} si este parámetro es mayor que 3.5 se requieren dos o más etapas de compresión, de esta manera se evita el calentamiento excesivo en el impulsor.



Lo anterior permite definir al caso más apropiado para la Configuración 1, cuyas características se muestran en la Tabla 10:

Tabla 7. Resultados del equipo BEC de la simulación de la Configuración 1.

Qo =	6018.3 BPD
No. Etapas =	76
Potencia =	338 HP
P desc =	238.0 kg/cm ²
ΔP BEC =	85.0 kg/cm ²
Qg BN =	2.5 MMPCD
Piny BN =	97.6 kg/cm ² abs
TP =	5 ½ pg

Los resultados indican que durante la etapa de diseño es necesario encontrar un balance en el cual existe una disminución en las dimensiones del equipo de bombeo electrosumergible así como de la presión de inyección de gas de BN, ya que con esta aplicación ambos sistemas artificiales se deben beneficiar de manera conjunta.

VI.6 Aplicación de la Configuración 2 al pozo analizado.

En esta sección se muestra el análisis de la Configuración 2 del sistema artificial acoplado. La idea original de esta propuesta fue generada por los Maestros en Ingeniería Francisco Sánchez Arredondo y Juan de la Cruz Clavel López. Los modelos de simulación, diagramas de flujo, esquemas, ecuaciones, tablas de datos y gráficos de resultados son desarrollo propio de este trabajo a menos que se indique lo contrario.

La Configuración 2 del pozo con sistema artificial combinado consiste en la inyección de BN en el fondo, ubicación del conjunto bomba BEC y separador centrífugo por encima del punto de inyección de BN, el gas separado se envía a la superficie por medio de una tubería de menor diámetro que la TP, el gas de BN se inyecta a través del espacio anular. La Figura 37 muestra el estado mecánico propuesto para la Configuración 2, en donde las tuberías de revestimiento son tomadas directamente del estado mecánico del pozo de estudio pero se incluye la propuesta del sistema artificial acoplado.

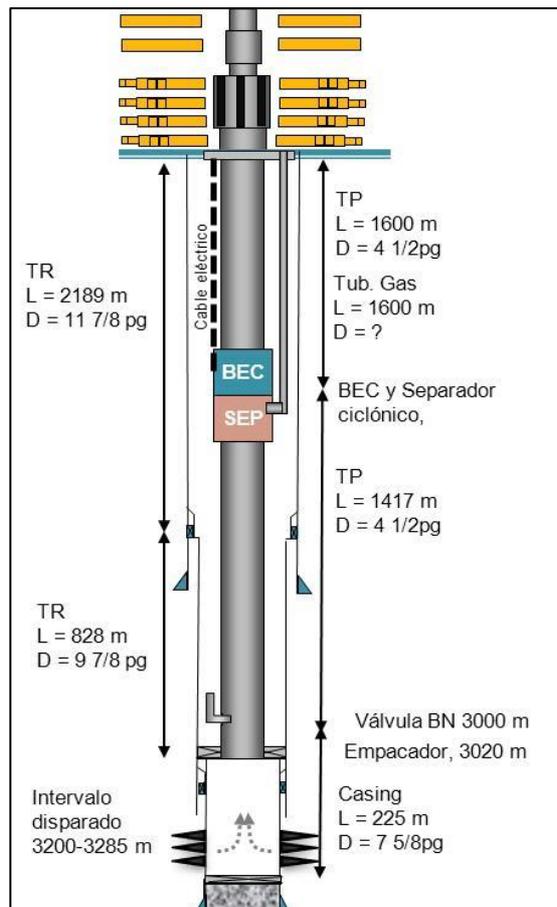


Figura 37. Estado mecánico propuesto para la Configuración 2 del sistema acoplado BEC-BN*.

Como se pudo observar en la imagen anterior esta aplicación no es convencional, ya que el separador del equipo BEC debe ser diseñado para tener una conexión a una tubería que envíe el gas hacia la superficie, en la Figura 38 se puede observar con mayor detalle el arreglo de tuberías necesarias y la conexión del cable eléctrico hacia el motor.

Resulta complicado determinar la capacidad máxima del separador de fondo para el manejo de fluidos, ya que no está completamente definido matemáticamente el comportamiento de los fluidos en su interior. El efecto del bacheo formado por el BN inyectado y la interacción de este patrón de flujo con el separador ciclónico son fenómenos transitorios que no son analizados en este trabajo, por lo que se considera que el separador funciona de manera apropiada para el flujo de gas de BN considerado en la sensibilización de flujos de inyección.

* Diagrama desarrollado en esta tesis.

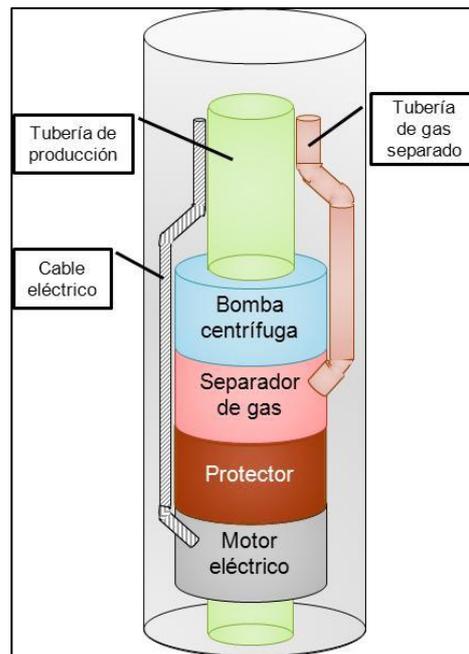


Figura 38. Conexiones de tuberías y cable eléctrico para el equipo BEC*, Configuración 2

Una de las tareas fundamentales en el diseño del sistema artificial acoplado BEC-BN, Configuración 2, es determinar si el espacio anular es suficiente para alojar al conjunto bomba-tuberías de gas separado-cable eléctrico, la Figura 39 muestra un corte transversal del conjunto BEC-tubería de gas separado-cable eléctrico, en la fase de diseño es necesario determinar el *Claro entre tuberías* o *drift* (Ecuación 2), el cual se puede considerar que durante la instalación pueda ser bajado el equipo y colocado en la profundidad requerida, este parámetro puede ser determinado con la Ecuación 2

$$Claro = \frac{H - G - P}{2} \quad \text{Ecuación 2*}$$

En donde:

H = Diámetro interno de la tubería de revestimiento.

G = Diámetro externo del equipo BEC.

P = Diámetro externo de la tubería de gas separado.

* Diagrama y ecuación desarrollados en esta tesis.

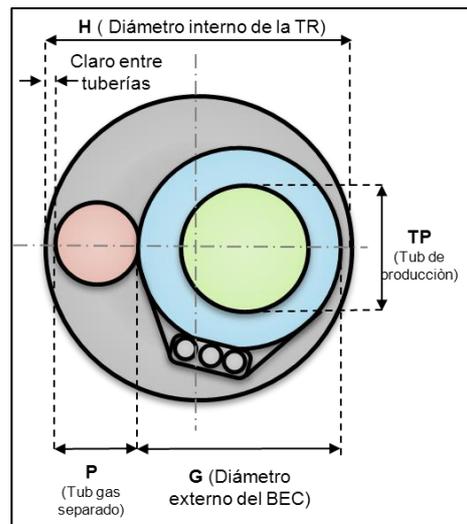


Figura 39. Vista transversal de la ubicación del conjunto BEC-tuberías de gas separado-cable eléctrico*.

La inyección de gas de BN se realiza por el espacio anular del pozo, de la misma forma en que se aplica de forma convencional, sin embargo, en la Configuración 2 del sistema acoplado se incluye la tubería de gas separado y el cable eléctrico del equipo BEC, ambos elementos disminuyen el espacio disponible al flujo de gas de BN, por lo cual es necesario conocer el diámetro equivalente del espacio anular tomando en cuenta a los elementos que componen al conjunto tubería de producción-tubería de gas separado-cable eléctrico. Es posible determinar el espacio disponible utilizando la Ecuación 3. Una vez que ha sido determinado el espacio disponible para el gas de BN se puede determinar el diámetro equivalente del espacio anular (Ecuación 4), este parámetro es útil en los cálculos de caídas de presión en el transporte de gas desde la superficie hasta el punto de inyección.

$$A_{Aeq} = A_H - A_{TP} - A_P - A_C \quad \text{Ecuación 3}^*$$

$$D_{Aeq} = \sqrt{\frac{4A_{Aeq}}{\pi}} \quad \text{Ecuación 4}^*$$

En donde:

A_{Aeq} = Área anular equivalente

A_H = Área interna de la tubería de revestimiento

A_{TP} = Área ocupada por la tubería de producción.

A_P = Área ocupada por la tubería de gas separado.

A_C = Área ocupada por el cable eléctrico.

D_{eq} = Diámetro equivalente del espacio anular.

* Diagrama y ecuaciones desarrolladas en esta tesis.



Cabe señalar que en la literatura especializada no existe ningún método de cálculo establecido para el análisis del sistema artificial acoplado, Configuración 2, por lo cual en este trabajo se define el diagrama de flujo para el diseño del sistema artificial acoplado (Figura 40). Uno de los puntos más importantes es establecer las longitudes y diámetros de las tuberías que transportan a la producción, como se puede observar existen distintos puntos condicionales en los cuales se verifica el espacio requerido para tuberías y equipo BEC o la capacidad para el manejo de la producción en distintas secciones de pozo, ya que de no cumplirse con alguna de esas condiciones es necesario regresar a establecer otras dimensiones del sistema.

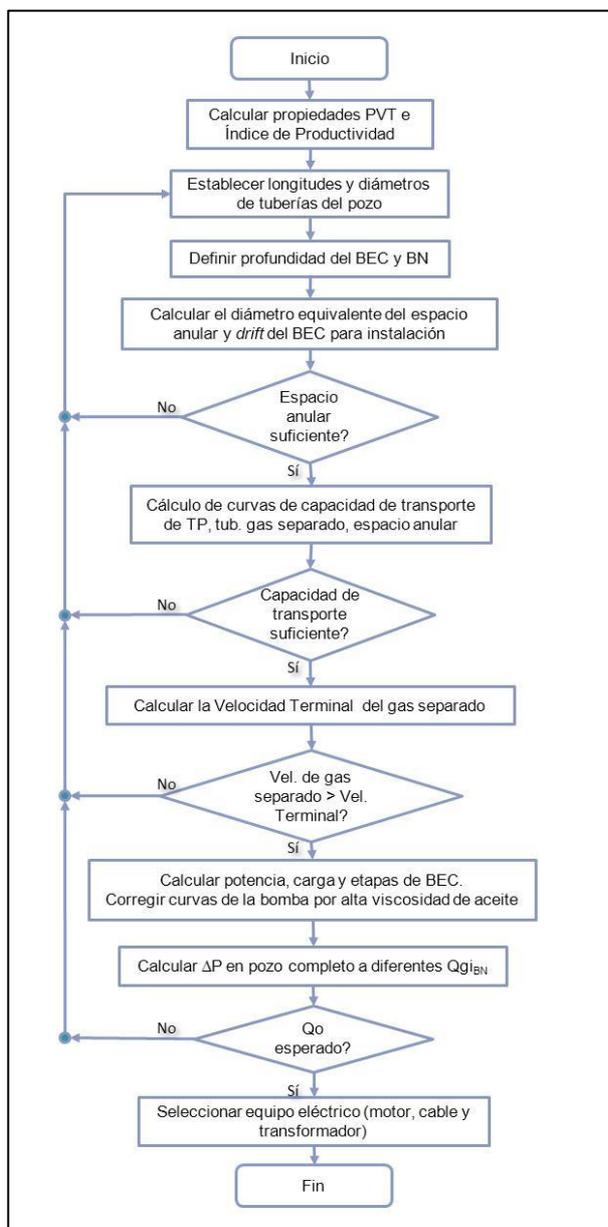


Figura 40. Diagrama de flujo para el análisis del sistema acoplado BEC-BN*, Configuración 2.

* Diagrama de flujo desarrollado en esta tesis.



Para la Configuración 2 del sistema artificial acoplado es necesario realizar el cálculo de la bomba BEC tomando en cuenta la presencia de gas en la succión, la Figura 41, muestra el diagrama de flujo para realizar los cálculos hidráulicos necesarios para dimensionar este equipo, el algoritmo de cálculo toma en cuenta la cantidad de gas de BN inyectada en el fondo para aligerar la columna hidrostática, de igual manera se toma en cuenta el gas de formación liberado si la succión se encuentra por debajo de la presión de burbuja, el modelo matemático del cálculo del equipo BEC se puede consultar en el Anexo C. Otra función del método de cálculo es determinar la cantidad de gas que ingresa a la bomba suponiendo cierta eficiencia del separador centrífugo, de esta manera se puede determinar si la bomba operaría de forma estable, en caso contrario deberán proponerse nuevas condiciones en la bomba, es decir, se podría ubicar a mayor profundidad o disminuir la cantidad de BN inyectado al pozo.

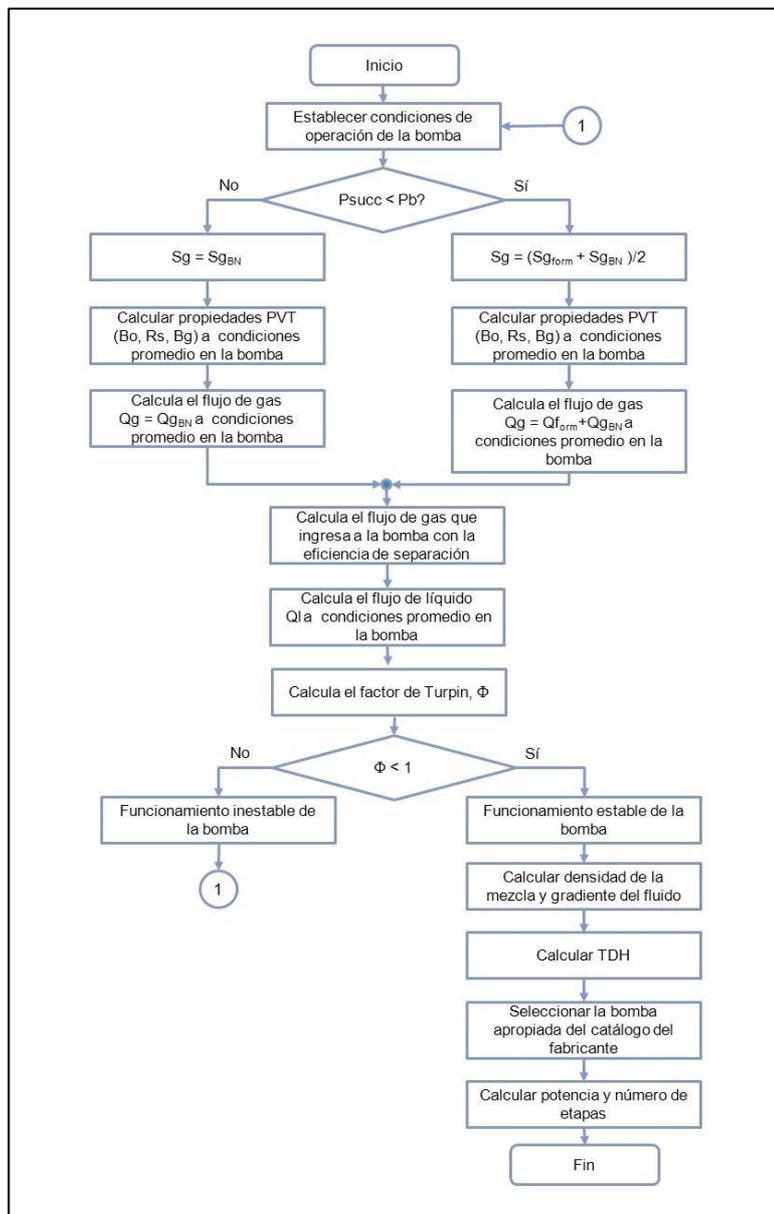


Figura 41. Diagrama de flujo para el cálculo del equipo BEC con presencia de gas en la succión*.

* Diagrama de flujo desarrollado en esta tesis.



Otro de los puntos importantes en el diseño del sistema acoplado es la capacidad del manejo de la producción del separador centrífugo, ya que este es un punto fundamental para el buen funcionamiento del equipo BEC, los datos de eficiencia de separación normalmente no son publicados por los fabricantes, sin embargo, para el desarrollo de este trabajo se utiliza un valor supuesto de 95%, la bomba electrosumergible tendrá un GVF de 0.05

Para el desarrollo de este trabajo se utilizó el simulador *GAP*[®] de la compañía *Petroleum Experts* ya que permite configurar el sistema de acuerdo con los requerimientos del análisis, es decir, permite realizar conexiones de tuberías, bombas, separadores y válvulas, de igual manera permite incluir el índice de productividad del pozo. En la Figura 42 se muestra el diagrama de flujo en la interfaz gráfica del simulador.

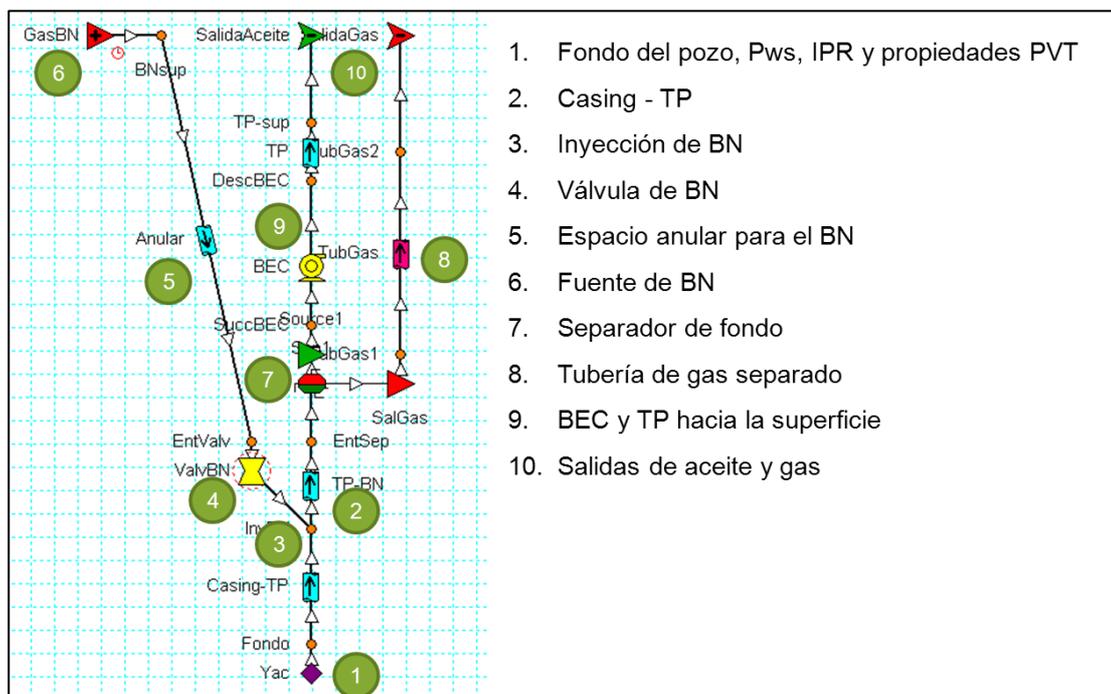


Figura 42. Interfaz gráfica del simulador *GAP*[®] con el sistema artificial acoplado, Configuración 2*.

Las simulaciones fueron realizadas estableciendo las siguientes condiciones:

- $P_{tp} = 20 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$ (salida de aceite).
- $P = 5 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$ (salida de gas).
- $P_{\text{sep fondo}} = 35 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$ (salida de gas).
- $\Delta P_{\text{valvBN}} = 100 \text{ lbf/pg}^2 \text{ man}$ (7.03 kg/cm^2)

* Diagrama de flujo de simulación desarrollado en esta tesis.



Fueron realizados distintos casos de estudio, en los cuales fue sensibilizada la profundidad de ubicación del equipo BEC, y el diámetro de la tubería de producción (Tabla 8), de igual manera se incluyen los nombres clave con los que se denominan los casos estudiados y de esa manera aparecen reportados en distintos gráficos de resultados.

Tabla 8. Casos analizados para la Configuración 2 del sistema artificial acoplado.

Profundidad de BN, m	Profundidad del BEC-Separador, m	TP, pg	Nombre clave*
3000	1000	4 ½	BEC1K-BN3K
	1200		BEC1.2K-BN3K
	1600		BEC1.6-BN3K
	1000	5 ½	BEC1K-BN3K-5.5pg
	1600		BEC1.6K-BN3K-5.5pg

Al aplicar el procedimiento mostrado en la Figura 41 fue seleccionada la curva de la bomba *Reda SN8500*. En la Figura 43 se muestran las curvas de carga y potencia por cada etapa, así como la eficiencia global de la bomba seleccionada, los gráficos mostrados corresponden a los valores originales del fabricante.

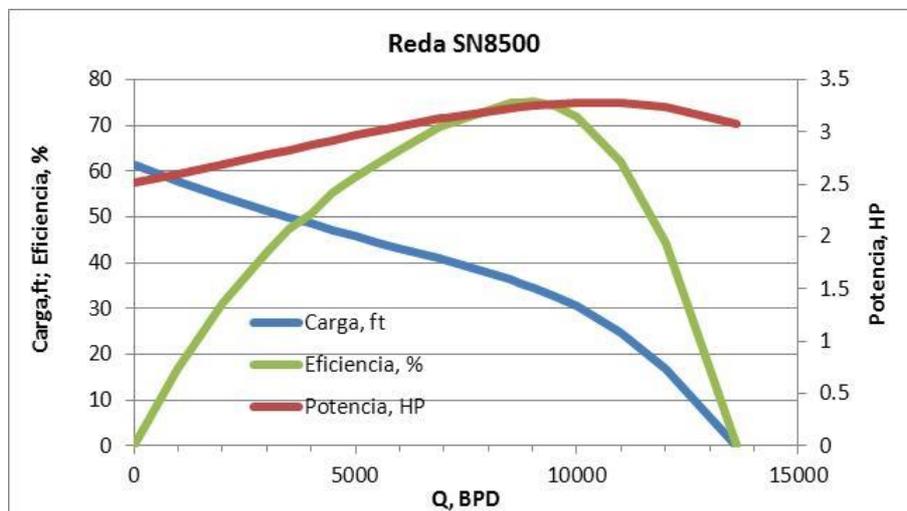


Figura 43. Curvas características de la bomba Reda SN8500.

Fueron obtenidas las curvas de capacidad de transporte para los siguientes componentes del sistema:

* K es un factor multiplicador equivalente a 1000 unidades.



- Tubería de descarga del BEC hacia la superficie.
- Tubería de gas separado hacia la superficie.
- Fondo del pozo hacia el separador centrífugo.
- Pozo completo.

La Figura 44 muestra las curvas de capacidad de transporte para la tubería de descarga del BEC, los casos analizados consideran la variación del diámetro (4 ½ y 5 ½ pg) y las profundidades de ubicación del equipo BEC, de acuerdo con la Tabla 8. Se puede observar que prácticamente no hay cambios de pendiente para flujos menores de 7000 BPD, este comportamiento es más notorio en los casos de tubería de producción de 5 ½ pg, si se transportan 6500 BPD de aceite, la presión de descarga del BEC deberá ser de 118 y 178 kg/cm² abs si el equipo de bombeo se ubica a 1000 y 1600 m respectivamente, por otro lado, para transportar la misma cantidad de aceite en la tubería de 4 ½ pg, si el BEC es ubicado a 1000 m, la presión de descarga deberá ser de 121 kg/cm²abs, pero si este es ubicado a 1600 m serán requeridos 183 kg/cm² abs. Siendo las presiones similares para ambos diámetros de tubería de producción se puede decir que ambas tienen capacidad suficiente para manejar la producción requerida.

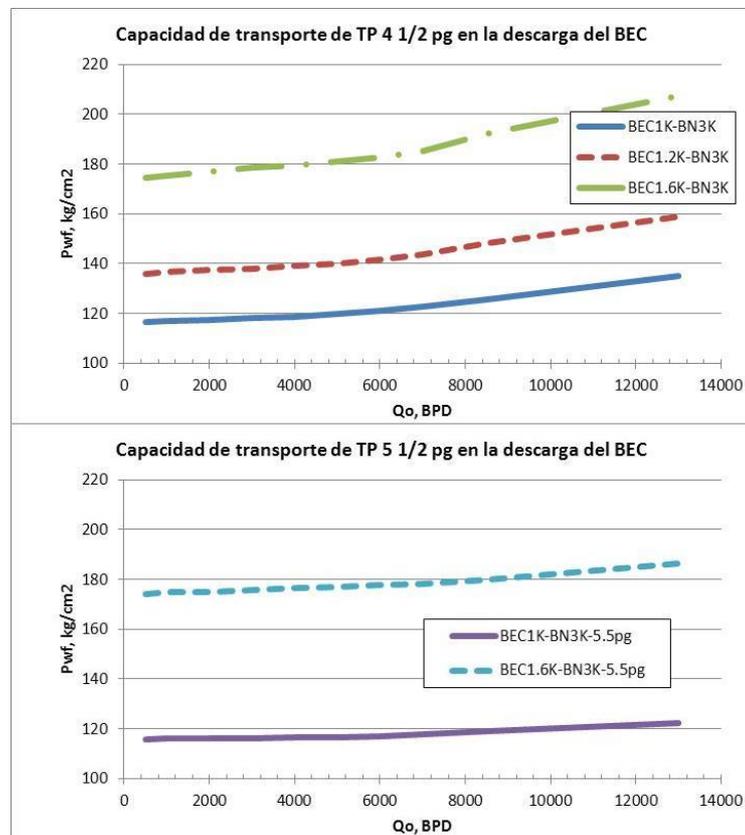


Figura 44. Curvas de capacidad de transporte para la tubería de descarga del BEC.



Se analizó el comportamiento de la tubería de transporte de gas separado en dos distintos diámetros: 2 3/8 y 2 7/8 pg para las profundidades mostradas en la Tabla 8.

En la Tabla 9 se muestran los diámetros de las tuberías consideradas en los distintos casos de estudio, así como el conductor eléctrico y la bomba electrocentrífuga, esta información se utilizó para determinar el claro entre tuberías (*drift*), es decir, espacio no ocupado por los elementos del pozo, el valor positivo de este parámetro indica que es posible alojar a las tuberías, cable y bomba electrocentrífuga en el interior de la tubería de revestimiento. Los espacios fueron determinados con la Ecuación 2, siguiendo el arreglo mostrado en la Figura 39.

Tabla 9. Espacio requerido para el alojamiento de la tubería de producción, tubería de gas y el BEC en el pozo.

Tubería de revestimiento		Otros elementos			Tubería de producción	
D ext, pg	D int, pg	D ext Tub gas, pg	D ext conductor eléctrico, pg	D ext BEC, pg	D ext, pg	D int, pg
11.875	10.711	2.875 (2 7/8)	1.0	5.13	4.5	3.958
					5.5	4.892

Espacio disponible para alojamiento		
Claro del BEC, pg	Claro de la TP y Tub gas, pg	Claro del BEC y conductor eléctrico
1.353	1.668	2.2905
	1.168	

Cabe señalar que en este sistema artificial acoplado la manera de controlar la presión en la succión de la bomba depende de la presión impuesta en superficie para la salida de gas. La Figura 44 muestra la presión requerida a la salida del separador para el envío del gas hacia la superficie, si el sistema es ajustado para que haya una presión de 35 kg/cm² en el separador, se podrían transportar hacia la superficie un máximo de 4.7 MMPCD de gas si el separador se ubica a una profundidad de 1000 m con una tubería de 2 7/8 pg. Para esa misma profundidad pero utilizando una tubería de 2 3/8 pg, se podrían transportar únicamente 2.6 MMPCD. Hay que tomar en cuenta el espacio en el interior de la tubería de revestimiento, ya que utilizar tuberías más grandes para el manejo del gas podría limitar el uso de un equipo BEC con la capacidad de manejo de aceite requerido, por lo cual la tubería de 2 7/8 pg se considera apropiada para este caso.

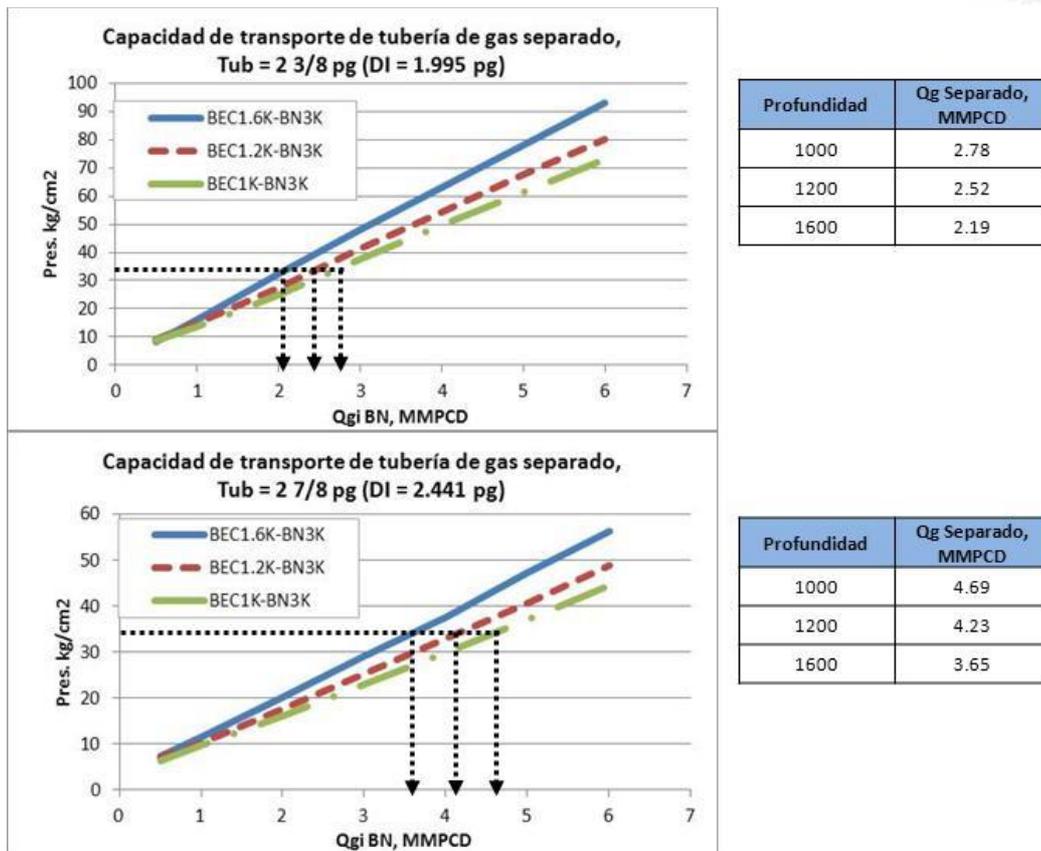


Figura 45. Curvas de capacidad de transporte para la tubería de gas separado.

La Figura 46 y Figura 47 muestran las curvas de capacidad de transporte para tubería de producción de 4 ½ y 5 ½ pg respectivamente, abarcando desde el fondo del pozo hasta la entrada al separador centrífugo, cabe señalar que se estableció una presión de 35 kg/cm² para este elemento, se hace la comparación de los resultados para diferentes profundidades del conjunto BEC-separador centrífugo y el diámetro de tubería de producción de acuerdo con los datos de la Tabla 8.

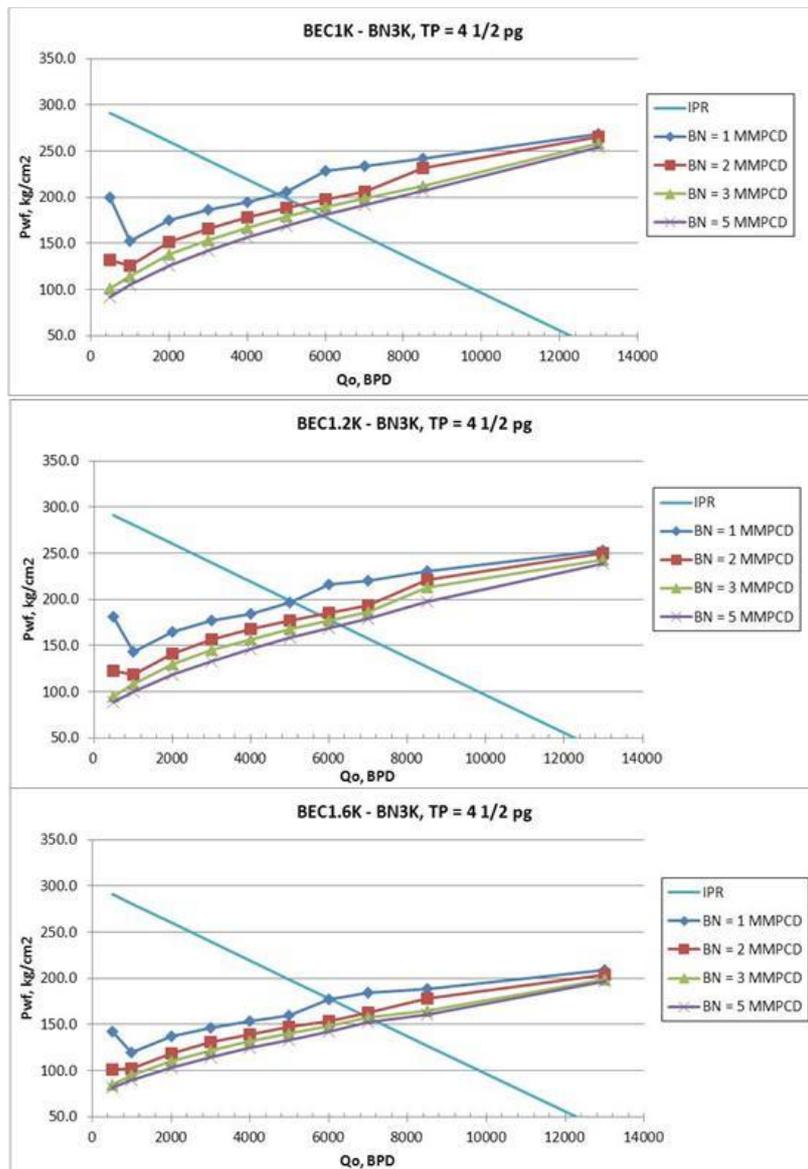


Figura 46. Curvas de capacidad de transporte desde el fondo del pozo hacia el separador ciclónico, $T_p = 4 \frac{1}{2}$ pg.

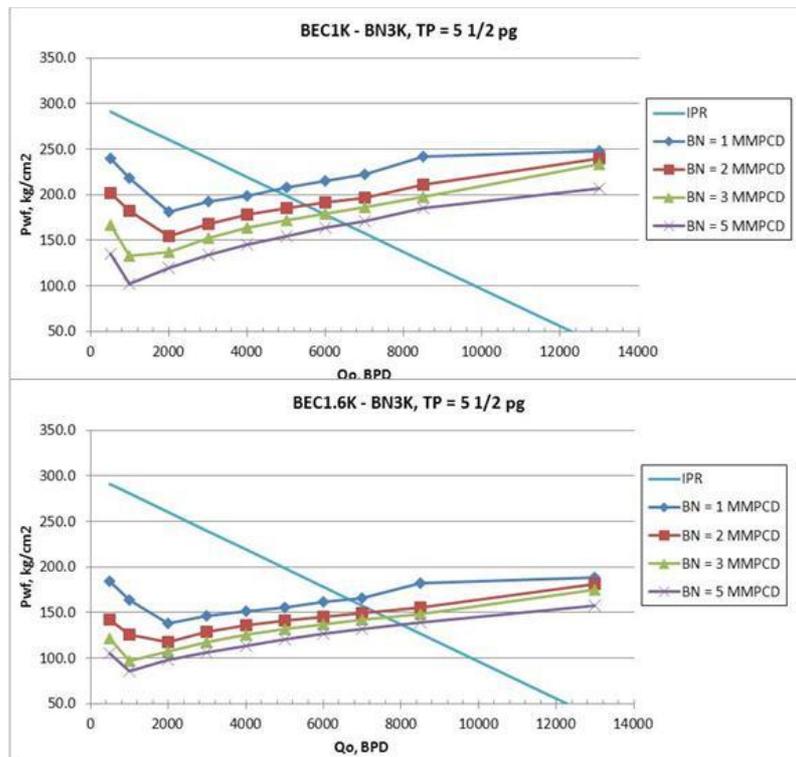


Figura 47. Curvas de capacidad de transporte desde el fondo del pozo hacia el separador ciclónico, $T_p = 5 \frac{1}{2}$ pg.

La Figura 48 muestra un resultado más preciso del punto de solución entre el índice de productividad y la curva de capacidad de transporte, se puede observar que el caso de 2 MMPCD de gas de BN a una profundidad del separador de 1600 m y una tubería de producción de $5 \frac{1}{2}$ pg puede transportar 7334 BPD de aceite (7760 BPD de líquido total).

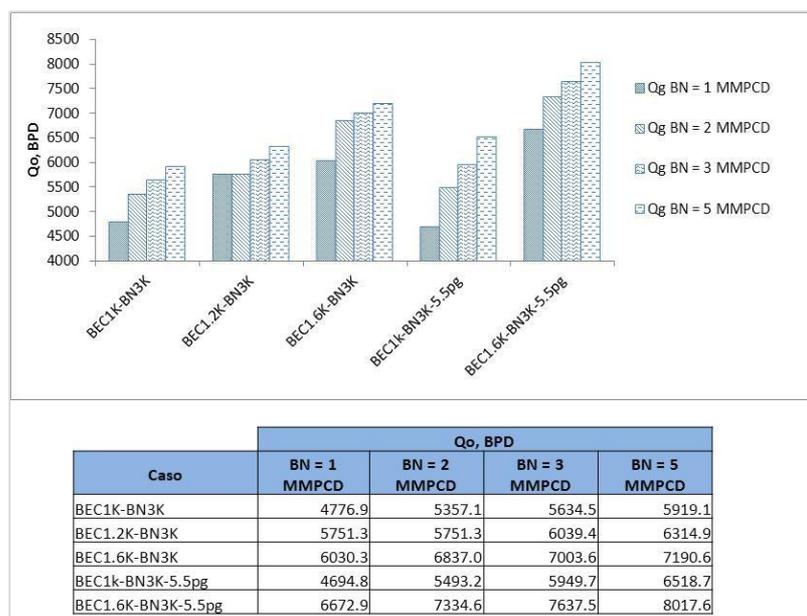


Figura 48. Resultados de la curva de capacidad de transporte para la sección fondo del pozo – separador ciclónico.



La Figura 49 y Figura 50 muestran el análisis nodal realizado para el pozo completo con tubería de 4 ½ y 5 ½ pg respectivamente ubicando al equipo BEC a distintas profundidades, variando la cantidad de gas de BN inyectado al pozo, cabe señalar que se estableció la presión del separador ciclónico en 35 kg/cm²abs.

El análisis de nodal del pozo completo indica que es posible producir gastos mayores a lo obtenido en la prueba de campo (5934 BPD de aceite), si el equipo BEC se ubica a una profundidad adecuada. La Figura 51 muestra un resumen de los puntos de solución del análisis nodal, se puede observar que en los casos en que el equipo BEC se ubica a 1600 m de profundidad tanto para TP de 4 ½ como de 5 ½ pg se puede obtener entre 6000 a 8000 BPD, el valor exacto depende de la cantidad de gas de BN aplicada. Cabe recordar que la tubería de gas separado puede transportar hasta 3.6 MMPCD, sin embargo, para el análisis del sistema se escoge la cantidad de 3 MMPCD de gas para evitar mantener al sistema en una condición límite. Cabe señalar que estos casos mencionados requieren de la inyección de 3 MMPCD de gas de BN, no se hace mención de los resultados con 5 MMPCD ya que la presión establecida en el separador de fondo no sería suficiente para hacer transportar el gas por la tubería de 2 7/8 pg hacia la superficie.

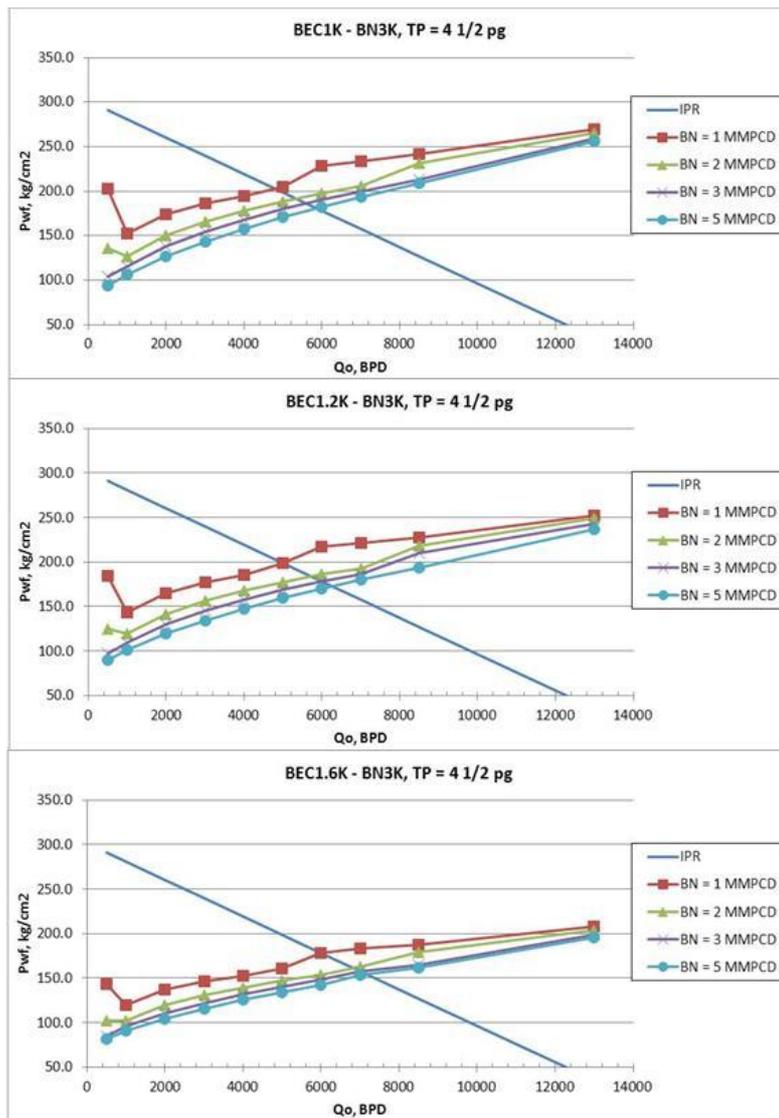


Figura 49. Análisis nodal del pozo completo con el sistema artificial acoplado, Configuración 2, con TP = 4 ½ pg

El análisis nodal del pozo de la Figura 50 muestra que el caso de 5 ½ pg y profundidad de BEC de 1000 m mostró producción marginalmente superior al dato de la prueba de campo para una inyección de 3 MMPCD de gas de BN. Por otro lado, el caso de profundidad de BEC de 1600 m muestra una mejora con respecto a los datos de campo para todos los flujos de inyección de BN, por lo que se puede definir a este caso como la mejor opción en cuanto a producción de aceite. Para tener una mejor referencia de los resultados del análisis nodal se puede observar la Figura 51 aporta

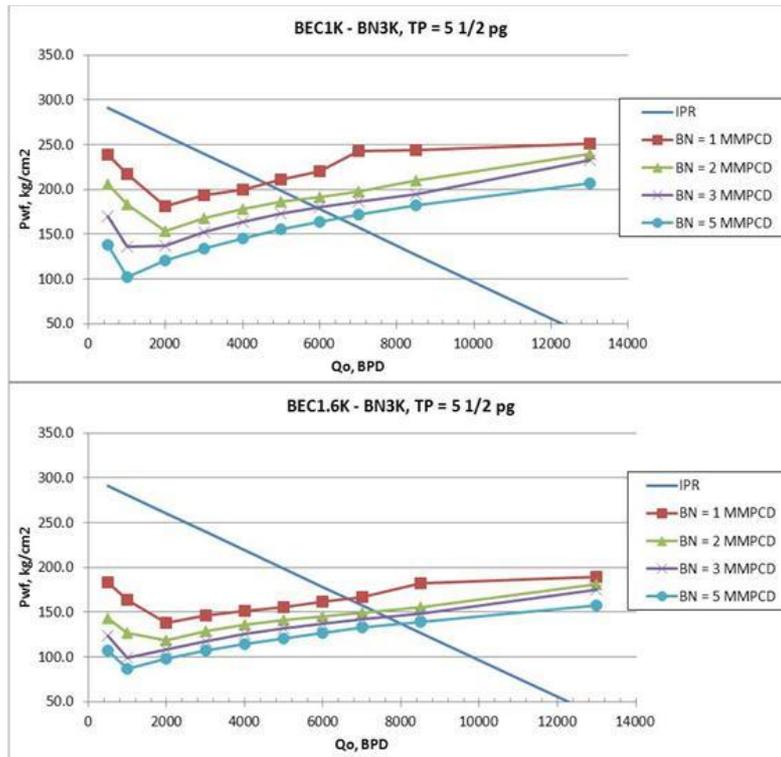
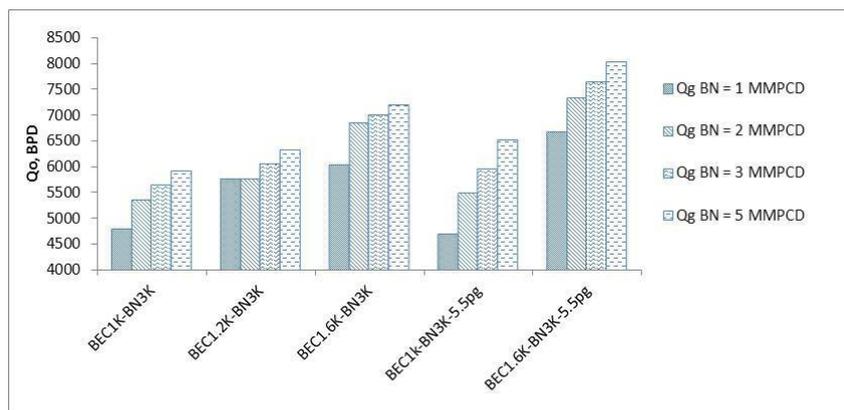


Figura 50. Análisis nodal del pozo con el sistema artificial acoplado, Configuración 2, con TP = 5 1/2 pg

De acuerdo con la Figura 51 la opción de tubería de producción de 5 1/2 pg con el equipo BEC ubicado a 1600 m de profundidad y una inyección de 3 MMPCD de gas de BN tendrá una producción de 7649 BPD de aceite (8094 BPD de líquido total).



Caso	Qo, BPD			
	BN = 1 MMPCD	BN = 2 MMPCD	BN = 3 MMPCD	BN = 5 MMPCD
BEC1K-BN3K	4810.7	5343.7	5613.6	5870.5
BEC1.2K-BN3K	5004.9	5737.1	6016.2	6276.0
BEC1.6K-BN3K	6014.3	6833.0	6994.7	7160.6
BEC1k-BN3K-5.5pg	4623.6	5485.6	5944.7	6511.9
BEC1.6K-BN3K-5.5pg	6646.7	7339.1	7647.8	8008.8

Figura 51. Resultados de la curva de capacidad de transporte del pozo completo.



Las Curvas de Respuesta de BN (Figura 52) muestran el comportamiento del pozo para diferentes flujos de inyección de BN, las cuales confirman los resultados de los gráficos del análisis nodal, la inyección de 3 MMPCD tendrá como resultado la producción de flujos de aceite mayores a 7000 BPD. Con las cantidades de BN analizadas no es posible encontrar un máximo en las curvas de respuesta, sin embargo esto no es necesario, ya que el sistema no será capaz de desalojar el gas si el flujo es mayor de 3.6 MMPCD (ver Figura 45).

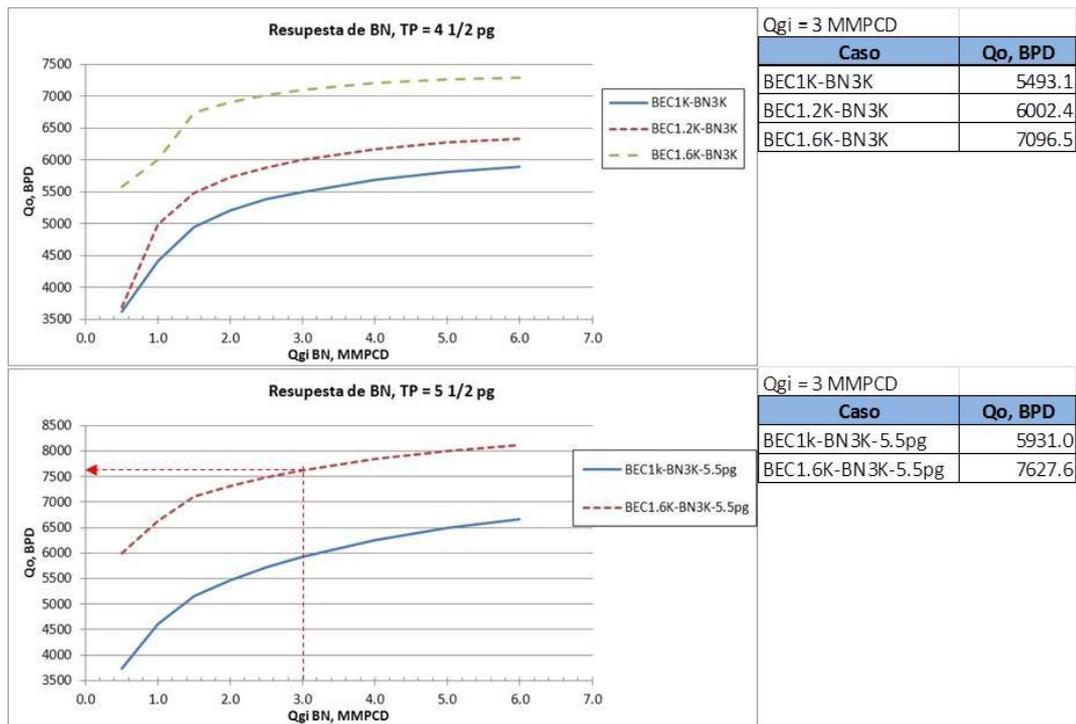


Figura 52. Gráfico de respuesta de BN para la Configuración 2 del sistema acoplado.

Debido a que en esta Configuración el gas de BN es inyectado a gran profundidad (3000 m) se requiere alta presión de inyección en superficie (Figura 53), en los casos en donde el equipo BEC se ubica a 1600 m de profundidad la presión requerida en superficie es de 95.7 y 107 kg/cm² en los casos en que el pozo tiene una TP de 5 ½ pg y 4 ½ pg respectivamente. Si la red de suministro de gas de BN opera a 60 kg/cm² será necesario utilizar un compresor a boca de pozo, con una relación de compresión de 1.6 y 1.78 respectivamente, es decir, sólo será necesaria una etapa de compresión

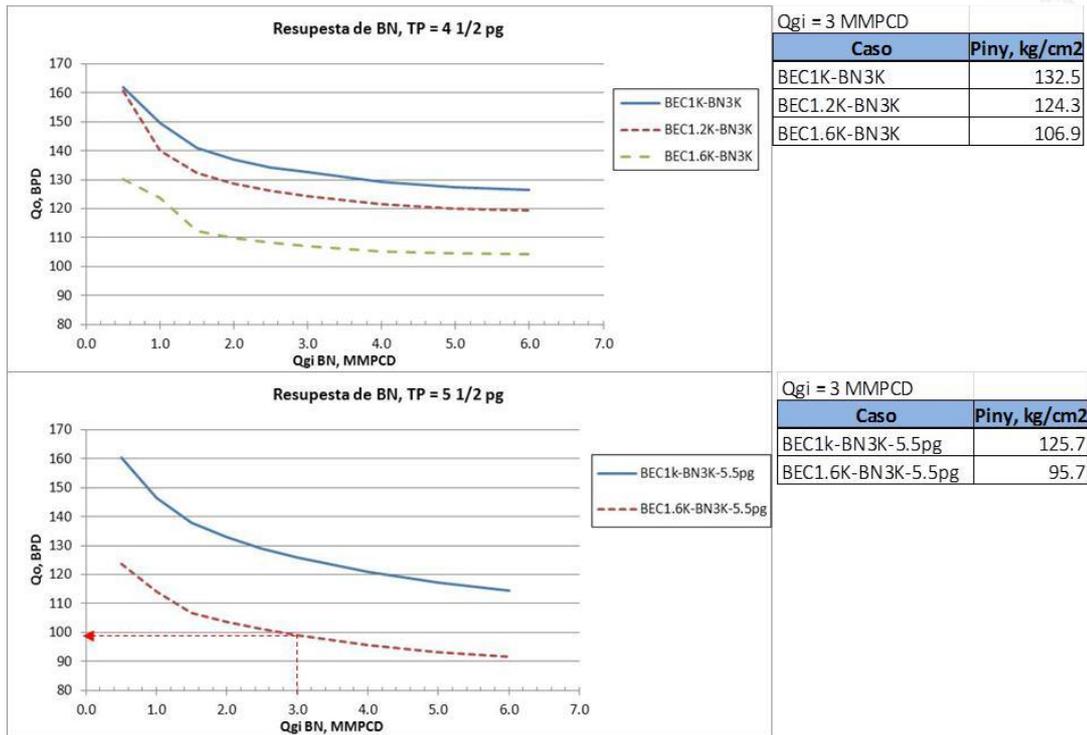


Figura 53. Presión de inyección de BN para el sistema artificial acoplado, Configuración 2

La Figura 54 muestra una comparación de resultados de las simulaciones de los casos de la Configuración 2. Los flujos de aceite reportados corresponden a los casos con inyección de 3 MMPCD gas de BN, como se puede observar, los casos en los cuales el equipo BEC se coloca a 1600 muestran un aumento considerable de producción con respecto a la prueba del pozo, la mayor producción se obtiene al aplicar la tubería de producción de 5 ½ pg (BEC1.6K – BN3K-5.5pg), con la cual se obtiene un incremento de producción aceite de 1714 BPD, lo cual representa un 28.8%.



A continuación se muestra un resumen con el mejor caso de la Configuración 2.

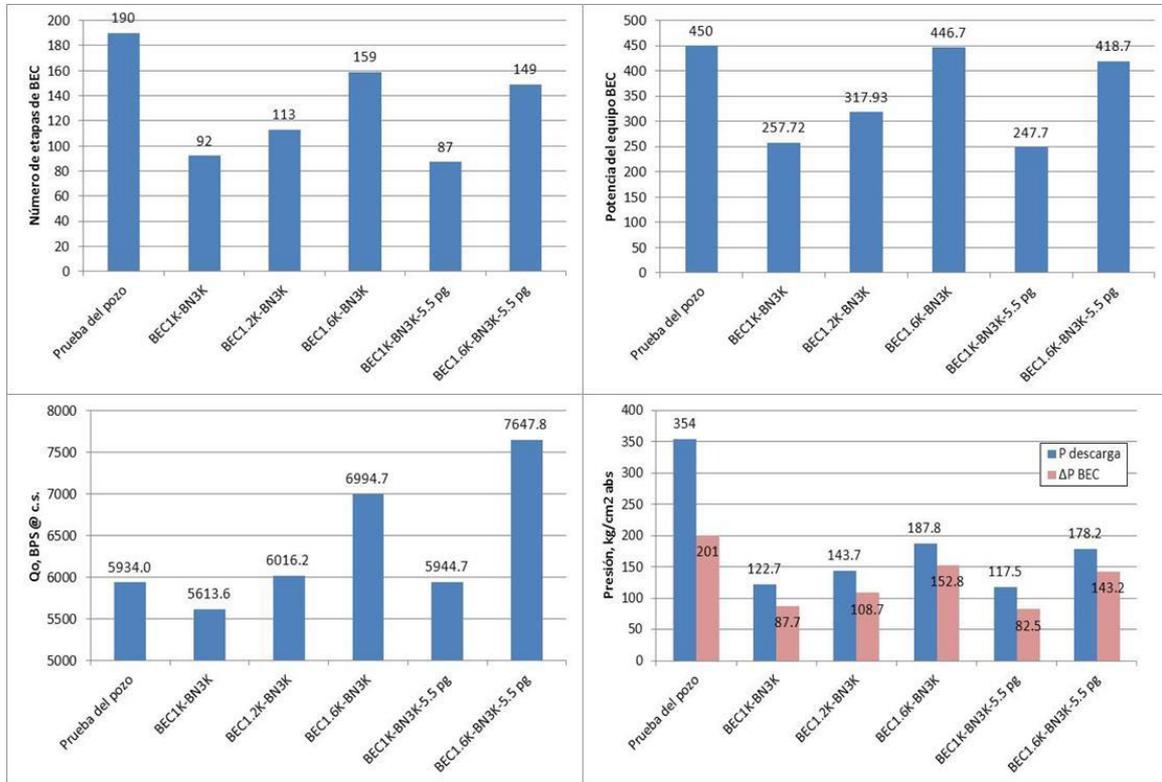


Figura 54. Resultados del equipo BEC de los casos analizados, Configuración 2.

El equipo BEC de esta opción requiere 149 etapas y 419 HP para poder realizar el levantamiento de la producción, ambos parámetros menores que el equipo de la prueba del pozo (190 etapas y 450 HP). La menor profundidad de colocación tiene como consecuencia que la presión de descarga y el incremento de presión sean menores que en la prueba del pozo (Tabla 10).

Tabla 10. Resultados del equipo BEC de la simulación de la Configuración 2.

Caso	BEC1.6K-BN3K-5.5 pg
Qo =	7647.8 BPD
No. Etapas =	149.0
Potencia =	418.7 HP
P desc =	178.2 kg/cm2
ΔP BEC =	143.2 kg/cm2
Qg BN =	3.0 MMPCD
TP =	5 1/2 pg



En la Figura 55 se muestran las curvas características de la bomba electrosumergible calculada para la Configuración 2, caso BEC1.6K-BN3K-5.5 pg.

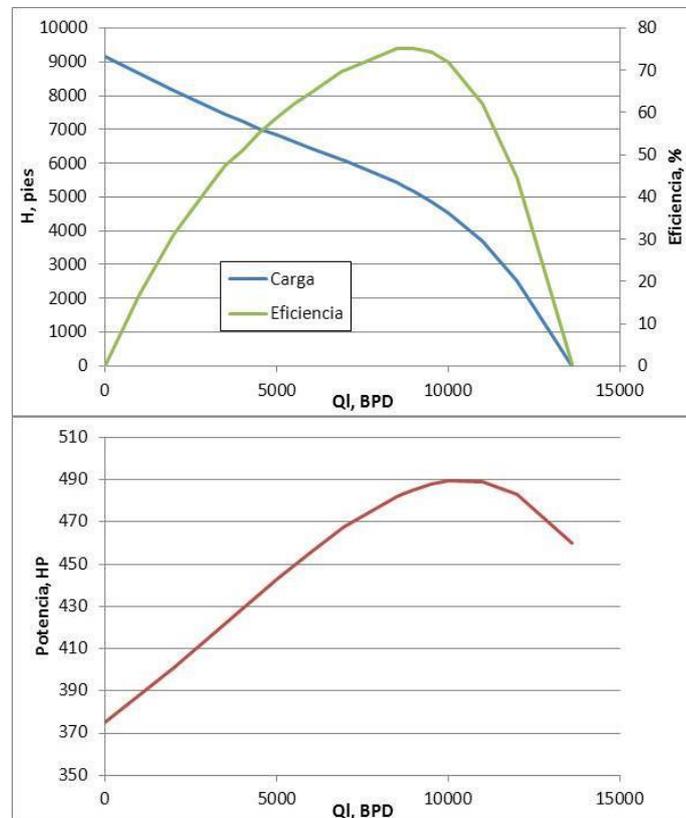


Figura 55. Curvas características de la bomba del BEC de la Configuración 2 BEC1.6K-BN3K-5.5 pg, 149 etapas

VI.7 Análisis comparativo de resultados de la Configuración 1 y 2.

La Tabla 11 muestra un resumen de los resultados obtenidos por el modelado del pozo con sistemas artificiales.

Tabla 11. Comparación de resultados de los modelos de simulación.

Caso	Qo, BPD	No. Etapas	Pot. HP	P succ, kg/cm2 abs	P desc, kg/cm2 abs	ΔP , kg/cm2 abs	Qg BN, MMPCD	Piny BN, kg/cm2 abs	TP, pg
Prueba del pozo	5934	168	503	179	383	204			4 1/2
Sólo BN	4446						4.3	129.5	5 1/2
Configuración 1	6018	76	338	153	238	85	2.5	97.6	5 1/2
Configuración 2	7647	149	418	35	178	143	3.0	95.7	5 1/2

Al comparar los resultados de la simulación de los distintos escenarios, considerando sistemas artificiales individuales y acoplados, es posible notar que el pozo de estudio con la Configuración 2



del sistema artificial acoplado produce la mayor cantidad de aceite (7647.8 BPD), lo cual representa un incremento de 28.8% con respecto de los datos de la prueba del pozo con equipo BEC (5934 BPD). El pozo con la Configuración 1 permite obtener una ganancia marginal de 1.4%, equivalente a 84 BPD por encima de la prueba del pozo con BEC. Por último, el pozo de estudio utilizando la inyección de gas de bombeo neumático profundo permite obtener 4446 BPD, este escenario fue formulado considerando al BN como un sistema auxiliar en caso de falla del BEC en la Configuración 2 (Figura 56),

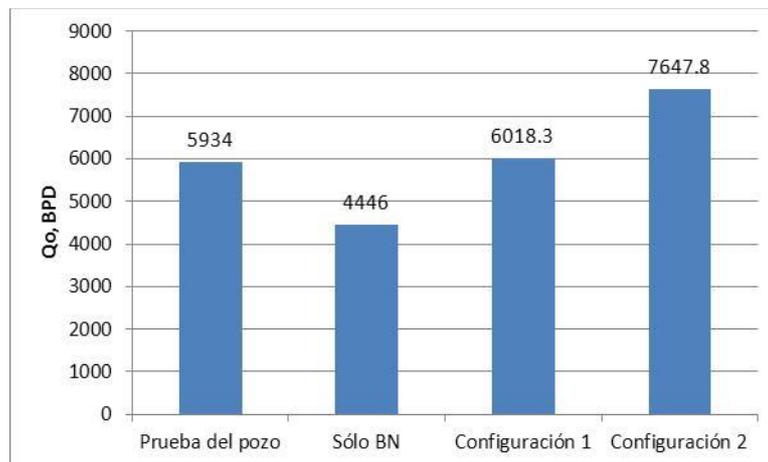


Figura 56. Comparación de flujo de aceite producido en los casos analizados.

En la Figura 57 se muestra los de resultados de equipos BEC para la Configuración 1 y 2 del sistema artificial acoplado, los cuales son comparados con la prueba del pozo con BEC. La Configuración 1 mostró una disminución de las dimensiones del equipo de bombeo electrocentrífugo, ya que como se ilustra, se requiere la mitad de etapas que la Configuración 2 y la prueba de campo del pozo con BEC únicamente. Los requerimientos de potencia también son menores con la Configuración 1 que en el caso de la prueba de campo del pozo con BEC y la Configuración 2.

La explicación a este comportamiento es la siguiente: la Configuración 1 tiene como característica la inyección de gas de BN en la parte superior de la tubería de producción, 1400 m por encima del BEC, esta inyección tiene como efecto la disminución de la densidad de la mezcla líquido-gas, expansión del gas y arrastre de líquido debido a la formación de baches, siendo estos mecanismos una ayuda directa al equipo BEC. La Configuración 2 pese a tener ubicada la bomba a 1600 m de la superficie requiere una potencia considerable, debido a que debe bombear aceite sin aligeramiento de la columna hidrostática como en la Configuración 1, además de generar un incremento de presión considerable (143 kg/cm² abs)

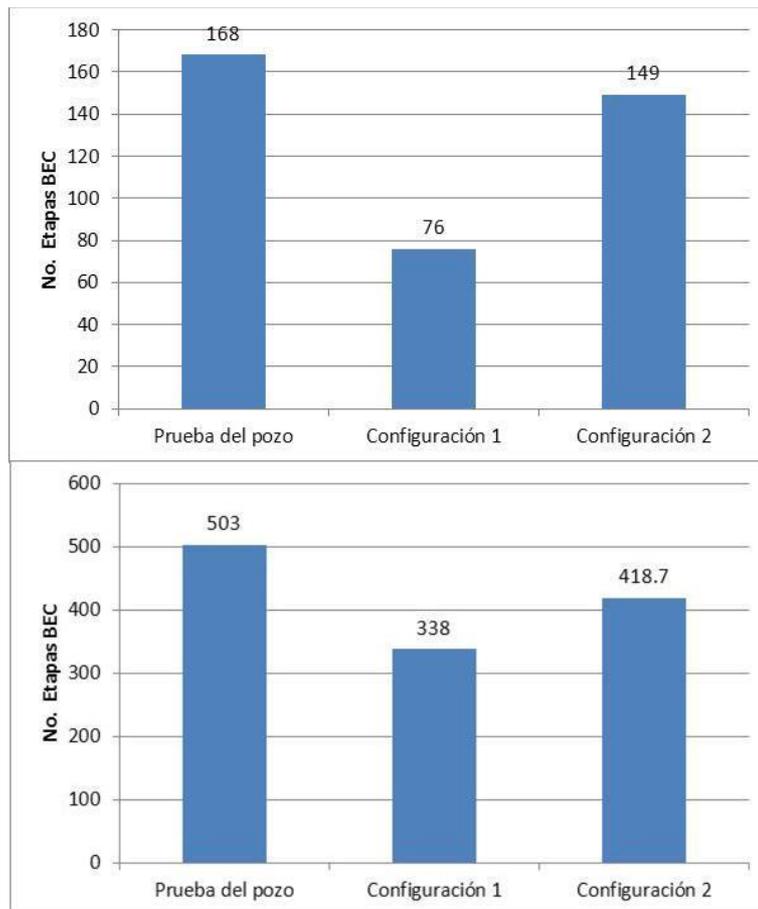


Figura 57. Comparación de resultados de equipos BEC.

En la Figura 58 se muestra la cantidad de gas de BN y la presión requerida en superficie para la inyección de este gas para la Configuración 1 y 2, así como para el caso del pozo con gas de BN como sistema artificial de respaldo. La mayor presión requerida en superficie corresponde al caso del pozo con gas de BN como único sistema artificial ($129.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$), ya que la inyección de BN se realiza a 2914 m de profundidad y se requiere la mayor cantidad de gas de BN de las opciones analizadas (4.3 MMPCD).

Con relación a la Configuración 1 y 2 de sistemas artificiales acoplados se puede decir que ambas requieren una menor cantidad de gas de inyección que el caso del pozo operando únicamente con BN, requiriendo 2.5 y 3 MMPCD de gas respectivamente, de igual manera las presiones de inyección en superficie similares, $97.6 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$ para la Configuración 1 y 95.6 para la Configuración 2.

En el caso de la Configuración 1 se requiere una presión alta el manejo de gas de BN debido a que la inyección se realiza a menor profundidad que el punto de colocación del equipo BEC, por lo cual para que el gas de BN ingrese debe vencer la presión impuesta por la bomba electrosumergible.

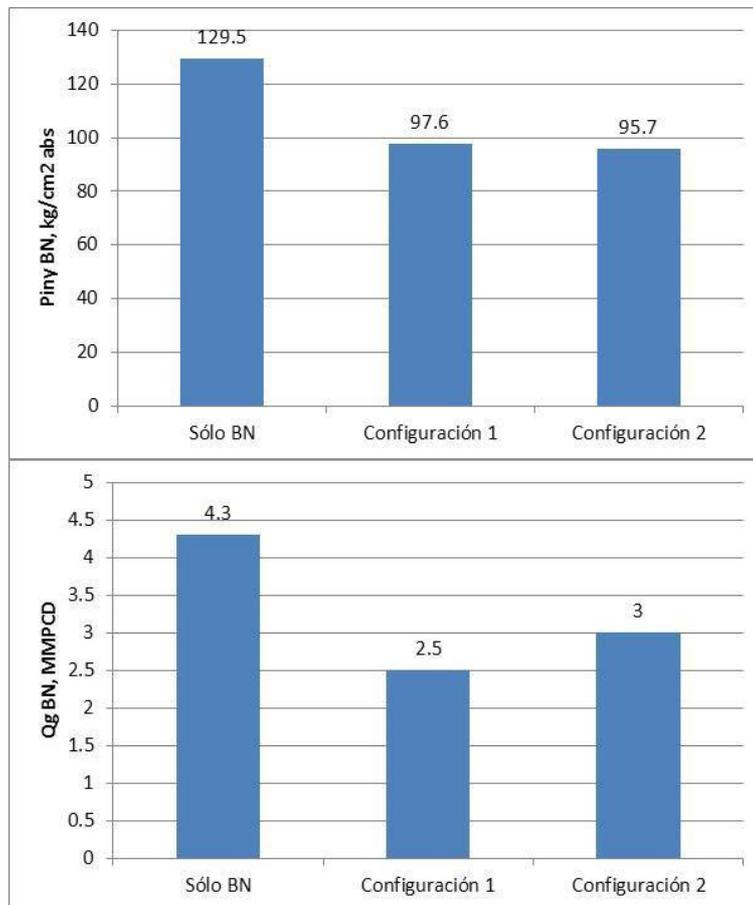


Figura 58. Comparación de requerimientos de BN.

Con base en los resultados expuestos, se puede afirmar que la Configuración 2 del sistema artificial acoplado es una opción atractiva orientada a la obtención de un aumento en la producción del pozo, ya que el análisis de caídas de presión en el sistema mostró incremento de 28.8% en el gasto de aceite con respecto al pozo fluyendo únicamente con el sistema BEC, lo cual es una cifra considerable teniendo en cuenta las propiedades físicas del aceite (alta densidad y viscosidad). Este incremento de producción requiere del funcionamiento conjunto de ambos sistemas artificiales (BEC y BN); debido a la configuración formulada, el equipo BEC disminuye el número de etapas y la potencia requeridos para el levantamiento de la producción, sin embargo, es necesaria la inyección de gas de BN a gran profundidad (3000 m), para lo cual la presión en superficie deberá ser de 95.7 kg/cm²abs, esto quiere decir que, para el pozo estudiado, la disminución de energía obtenida para un sistema artificial deberá ser compensada por el otro sistema de levantamiento artificial



VII. Conclusiones y recomendaciones.



VII.1 Conclusiones.

El sistema acoplado BEC-BN es una modalidad no convencional en la cual se conjuntan las cualidades de ambos sistemas artificiales. Existen muy pocas publicaciones que han abordado este tema y por consecuencia los modelos para el análisis de estos sistemas acoplados son muy escasos, lo anterior debido a que representa un mayor nivel de dificultad que el análisis de los sistemas individuales, ya que para éstos existen modelos matemáticos establecidos que incluso se pueden encontrar en paquetes de simulación. La Configuración 1 del sistema acoplado es la única que puede encontrarse en un simulador comercial, sin embargo, para realizar los cálculos hidráulicos de la Configuración 2 fue necesario desarrollar el algoritmo de cálculo que permitiera determinar las caídas de presión y capacidades de las tuberías que componen el pozo, este modelo fue adaptado para su aplicación a un simulador de flujo multifásico en redes de tuberías, con la capacidad de incluir un índice de productividad, separador de fondo y una bomba. Fue modificado el modelo convencional de cálculo de un equipo BEC para incluir el efecto de la inyección de gas de BN en el fondo y determinar los efectos de este fluido en la succión del equipo dinámico.

Los yacimientos que en la actualidad se encuentran en explotación se encuentran en declinación debido a la tasa de producción que ha sido impuesta a lo largo de su periodo de vida, por lo cual es necesario incorporar más reservas, las cuales en muchos casos son de aceites de difícil explotación, por ejemplo los aceites extra pesados ubicados en el Golfo de México, la tecnología de sistemas artificiales acoplados podría ser una útil herramienta en la explotación de campos de aceites pesados y extra pesados,

El análisis de la aplicación del sistema acoplado a un pozo productor de aceite extra pesado muestra la factibilidad técnica de la aplicación del mismo, ya que se pueden obtener gastos de aceite mayores a los obtenidos por un sistema artificial convencional.

Durante el análisis fue posible definir como mejor escenario para el pozo estudiado a la Configuración 2, ya que permite una mayor producción de aceite y menor presión de inyección de BN. La Configuración 2 permite obtener un incremento de 28% de producción de aceite con respecto de la prueba del pozo con BEC únicamente; comparando los resultados entre las dos configuraciones del sistema artificial acoplado, la primera opción mostró una disminución en las dimensiones del equipo BEC debido al efecto de la inyección del gas de BN 1400 m por arriba del BEC, lo cual beneficia al transporte, sin embargo no fue posible mejorar significativamente la producción que se obtuvo en la prueba del pozo con BEC. La bomba electrosumergible de la Configuración 2 requiere mayor potencia y carga que la Configuración 1 debido a que maneja mayor incremento de presión, además de impulsar un mayor flujo de líquido.



VII.2 Recomendaciones.

Se podría continuar con el análisis de sistemas artificiales acoplados integrando los modelos de matemáticos de flujo multifásico, equipo de bombeo, inyección de gas, cálculo de propiedades de los fluidos, índice de productividad, solución de redes de tuberías en un programa de cómputo hecho a la medida y de esta manera prescindir o disminuir la demanda de paquetes de simulación comerciales, teniendo como ventaja, el fácil mantenimiento y actualización del código, disminuyendo los costos de licenciamiento, los cuales para una compañía operadora y de diseño representan elevados costos.

Es conveniente continuar con el estudio del sistema artificial acoplado con la Configuración 2, por ejemplo, aplicar el modelado del flujo multifásico en régimen transitorio con el simulador *OLGA*[®] con el objetivo de conocer el efecto del bacheo ocasionado por la inyección de gas de BN en el fondo del pozo, de esta manera es posible visualizar la frecuencia y magnitud de los baches que estarán llegando al separador de fondo, de esta manera hacer una mejor selección del mismo. De igual manera sería posible verificar escenarios de cambios de condiciones operativas, paros y arranques del sistema, variación en el flujo de inyección de gas de BN, determinar inestabilidades en el pozo y tomar las previsiones necesarias para evitar estas condiciones indeseables.

Como sucede con todas las nuevas tecnologías, es conveniente realizar pruebas tecnológicas del sistema artificial acoplado, por ejemplo construir un circuito de pruebas en el cual sea posible obtener datos experimentales que permitan afinar el modelo matemático y de esta manera tener un modelado más robusto y confiable, el cual permita llevar este sistema a una prueba a escala industrial en un pozo, el cual inicialmente deberá ser ubicado en tierra para facilitar la logística, los resultados de esta prueba podrían ayudar a determinar la factibilidad de la aplicación masiva de esta tecnología.

Es recomendable verificar la aplicabilidad de los sistemas artificiales acoplados analizados en este trabajo a pozos con distintas características, por ejemplo, la Configuración 2 podría ser útil en pozos de mayores profundidades en donde la temperatura de fondo está cerca del límite permisible para el motor eléctrico del equipo BEC, recordemos que la Configuración 2 ubica la inyección de gas de BN en el fondo y el BEC en la parte superior del pozo. Una posible aplicación de la Configuración 1 podría ser en pozos con baja presión de fondo, ya que el equipo BEC se encargaría de proporcionar la presión suficiente para levantar el líquido hacia una profundidad tal que pueda haber un mezclado con BN que daría el impulso final y llevar la producción hacia la superficie.



Bibliografía

1. Al Gahtani, A. “A new Productivity Index Formula for ESP-Lifted Wells”. SPE 141984, 2011.
2. Aitken, K. J., Allan, J. C., Brodie, A. D. “Combined ESP / Auto Gas Lift Completions in High GOR / High Sand Wells on the Australian Northwest Shelf”. SPE, 64466. 2000.
3. Alhanati, F. J. A simple model for the efficiency of rotary separators. SPE, 28525. 1994.
4. Amaral, G. E. “On the influence of viscosity on ESP performance” SPE. 2009.
5. Bao Feng, S. “The applications of ESPCP in China offshore oilfield”. SPE, 136816. 2010.
6. Bautista Torres, F. “Diseño combinado de sistemas artificiales, bombeo neumático a alta presión y bombeo electrocentrífugo invertido con separador de fondo”. Trabajo de especialidad. México, D. F. UNAM, Facultad de Ingeniería. 2005.
7. Bedrin, V. G. “High GLR ESP technologies comparison, field test results”. SPE, 117414. 2008.
8. Borja, H., Castano, R. “Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields”. SPE, 53966. 1999.
9. Brill, J., Beggs, D. “Two-phase flow in pipes”. Tulsa, Oklahoma, EUA (1998); Págs. 1-24 – 1-28.
10. Brown, K. E., “The technology or artificial lift methods” Tulsa, Oklahoma, EUA: Pennwell Books. 1985.
11. Carvalho, P. M. “An electrical Submersible Jet Pump for Gassy Oil Wells”. SPE, 48934. 1998.
12. Colodette, G., Pereira, C. “Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”. SPE, 117174. 2008.
13. Clavel, J., Robles, V., Gil, J., Corsi, C., “F.30730 Estudio para el aseguramiento de flujo en los sistemas de producción del Activo Integral Ku-Maloobb-Zaap”, Instituto Mexicano del Petróleo, México, D. F. 2007.
14. Correa, J. F. “Intelligent automation for intermiten gas-lift oil wells”. SPE. 2001.
15. Drozdov, A. N. “Standard investigations of ESP's and gas separators characteristics on gas-liquid mixtures with different values of free-gas volume, intake pressure, foaminess and viscosity of liquid”. SPE, 134198. 2010.
16. Dunbar, C. “Determination of Proper Type of Gas Separator”. SPE Microcomputer Users Group Meeting. 1989 Octubre;: p. 15-17.



17. Elichev, V. A. “*Performance analysis of ESP systems in high GLR wells: from lab experiments to practical field applications*”. SPE, 120628. 2009.
18. Fairuzov, Y. “*Effect of operating valve performance on stability of gas lift wells*”. SPE. 2005.
19. Fairuzov, Y. “*Stability maps for continuous gas-lift wells: a new approach to solving an old problem*”. SPE. 2004.
20. Garaicochea, F., Bernal, C. “*Transporte de hidrocarburos por ductos*”. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. México, D.F. 1991. Págs. 105-110.
21. Gómez, M, Moreno S. “*Factibilidad técnico-económica de sistemas artificiales híbridos*”. Tesis. México, D. F. UNAM, Facultad de Ingeniería. 2008.
22. Gruehagen, H. “*Subsea separation and boosting-an overview of ongoing projects*”. SPE, 123159. 2009.
23. Guerrero, I. “*Stability analysis of gas lift wells used for deepwater oil production*”. SPE. 2006.
24. Harun, A. F. “*Design optimization of a rotaray gas separator in ESP systems*”. SPE, 80890.2003.
25. Jayawardena, S. “*The use of subsea gas-lift in deepwater applications*”. SPE, 2007.
26. Lea, J. F., Turpin, J. L., Berden, J. L. “*Correlation of Performance Data for Electric Submersible Pumps with Gas-Liquid Flow*”. Proc. 33rd Southwestern Petroleum Short Course. 1986; Págs. 267-281.
27. Liu B. M. “*Application of oa bubble tracking technique for estimating downhole natural separation efficiency*”. JCPT. Vol. 43(5). 2004.
28. Maged Mabrook Yaslam, et al. “*Pilot of Gas-lift System as building blok in the Development Strategy for a Super Giant Field*”. SPE, 137962. 2010.
29. Oyewole P. O. “*Aritificial lift selection strategy for the life of a gas well with some liquid production*”. SPE. 1990.
30. Patterson J. “*The geared centrifugal pump: a new high-volume lift system*”. SPE, 123938. 2009.
31. Poblano, E. “*Stability analysis of continous flow gas-lift wells*”. SPE. 2002.
32. Ramos, M. A. “*Producing extra-heavy oil form the Orinoco belt, Cerro Negro area, Venezuela, using bottom-drive progressive cavity pumps*”. SPE. 2007.
33. Santoso, B. T. “*Gas-lift applications in offshore northwets Java production sharing contract*”. SPE. 1999.
34. Saputelli, L. “*Combined artificial lift system - An innovative approach*”. SPE, 39041. 1997.
35. Shimokata N. Y. “*Trouble, problemas and improvements of ESP*”. SPE. 137337. 2010.



36. Suarez, L. “3D CFD simulation of rotary gas-separator performance under two-phase-flow condition”. SPE, 94959. 2005.
37. Suat Bagci A. “Challenges of using electrical submersible pump (ESP) in high free gas applications”. SPE, 121760. 2010.
38. Takacs, G. “Electrical submersible pumps manual”: Elsevier; 2009.
39. Tetzlaff, S. W. “Extreme temperatura ESP development”: SPE, 110701. 2007.
40. Urbina Hernández J. “Aplicación combinada de sistemas artificiales bombeo electrocentrífugo y bombeo neumático”. Trabajo de especialidad. México, D.F. UNAM, Facultad de Ingeniería. 2005.
41. Vasper A. “Auto, natural or in-situ gas lift systems explained”. SPE. 2006.
42. Zdolnik, S. “Real time optimization approach for 15000 ESP wells”. SPE, 112238. 2008.



Para encontrar la presión estática se utiliza la presión en la succión de la bomba con el pozo cerrado. En el caso de la presión de fondo fluyendo se utiliza la presión en la entrada del BEC.

$$p_h = \frac{h\rho_l}{144} \quad \text{Ecuación 5}$$

p_h = Presión hidrostática, lbf/pg² abs

h = Altura, pies

ρ_l = Densidad de líquido, lbm/pies³

$$p_h = \frac{(859.91 \text{ m})(62.1 \text{ lbm/pies}^3)}{144} = 370.21 \text{ lbf/pg}^2 \quad \text{Ecuación 6}$$

$$P_{ws} = P_{succ} + p_h \quad \text{Ecuación 7}$$

$$P_{ws} = 3913 \text{ lbf/pg}^2 \text{ abs} + 370.21 \text{ lbf/pg}^2 \text{ abs} = 4283.27 \text{ lbf/pg}^2 \text{ abs}$$

$$P_{wf} = 2185 \text{ lbf/pg}^2 \text{ abs} + 370.21 \text{ lbf/pg}^2 \text{ abs} = 2555.27 \text{ lbf/pg}^2 \text{ abs}$$

La P_{wf} calculada es mayor que la presión de burbuja del aceite (50.8 kg/cm² abs, 722.52 lbf/pg² abs), mostrada en la Figura 20, por lo tanto no hay presencia de gas libre y el modelo de índice de productividad lineal es aplicable.

$$IP = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 8}$$

Finalmente se obtiene el índice de productividad:

$$IP = \frac{5934 \text{ BPD}}{4283 - 2555.2 \text{ lbf/pg}^2} = 3.434 \text{ BPD/lbf/pg}^2 \text{ (48.84 BPD /kg/cm}^2\text{)}$$



Anexo B. Tablas de resultados de la simulación del sistema acoplado Configuración 1 en *Subpump*.

Tabla 12. Resultados de *Subpump* para TP = 4.5 pg, y 6000 BPD

Sistema	Prof. BN, m	Qg BN, MMPCD	No. Etapas	Potencia requerida, HP	Psucción, lbf/pg ² abs	Pdesc, lbf/pg ² abs	Disminución del No. Etapas, (%)	Disminución potencia requerida, (%)	Qo, BPD
Caso base	-	0.0	168	561.0	2186.4	4325.5			6004.8
BEC-BN	1500	1.0	120	529.4	2185.9	4079.6	-28.6	-5.6	6005.9
		1.5	110	485.7	2185.8	3923.0	-34.5	-13.4	6000.38
		2.0	100	442.2	2184.9	3759.7	-40.5	-21.2	6007.6
		2.5	94	417.1	2181.1	3653.3	-44.0	-25.7	6019.8
		3.0	89	394.2	2185.4	3585.3	-47.0	-29.7	6006.0
		4.0	83	368.3	2181.2	3496.2	-50.6	-34.4	6000
	2000	1.0	119	524.9	2164.1	4058.0	-29.2	-6.4	6007.1
		1.5	108	477.0	2184.5	3874.0	-35.7	-15.0	6013.9
		2.0	95	420.4	2163.4	3672.0	-43.5	-25.1	6010.5
		2.5	84	373.0	2186.5	3512.7	-50.0	-33.5	6001.5
		3.0	78	346.2	2160.0	3406.3	-53.6	-38.3	6014.1
		4.0	70	311.6	2180.5	3279.0	-58.3	-44.5	6021.11
	2500	1.0	118	520.6	2184.0	4044.0	-29.8	-7.2	6009.4
		1.5	105	464.3	2185.8	3842.2	-37.5	-17.2	6003.53
		2.0	90	398.6	2186.9	3603.7	-46.4	-28.9	6000.3
		2.5	77	341.5	2186.2	3401.0	-54.2	-39.1	5999.69
		3.0	68	303.0	2186.2	3265.0	-59.5	-46.0	6001.0
		4.0	58	259.7	2180.6	3089.2	-65.5	-53.7	6020.29



Tabla 13. Resultados de Subpump para TP = 5.5 pg. y 6000 BPD

Sistema	Profundidad BN, m	Qg BN, MMPCD	No. Etapas	Potencia requerida, HP	Psucción, lbf/pg ² abs	Pdesc, lbf/pg ² abs	Disminución del No. Etapas, (%)	Disminución potencia requerida, (%)	Qo, BPD
BEC (caso base)	-	0.0	168	503.0	2186.4	4325.5			6004.8
BEC-BN	1500	1.0	105	464.0	2184.2	3839.2	-37.5	-7.8	6009.4
		2.0	82	363.7	2182.8	3478.8	-51.2	-27.7	6013.5
		2.5	76	337.4	2173.5	3379.2	-54.8	-32.9	6018.3
		3.0	70	311.1	2164.2	3279.6	-58.3	-38.1	6023.2
		4.0	60	285.3	2163.5	3189.2	-64.3	-43.3	6017.7
	2000	1.0	104	459.6	2182.8	3819.0	-38.1	-8.6	6008.6
		2.0	75	333.5	2186.5	3374.0	-55.4	-33.7	5999.57
		2.5	66	294.2	2183.2	3227.4	-60.7	-41.5	6011.2
		3.0	57	255.0	2179.8	3080.8	-66.1	-49.3	6022.8
		4.0	46	207.3	2184.4	2914.0	-72.6	-58.8	6006.47
	2500	1.0	103	455.3	2182.0	3551.0	-38.7	-9.5	6017.0
		2.0	71	315.9	2181.1	3297.5	-57.7	-37.2	6018.4
		2.5	58.5	261.6	2181.8	3103.8	-65.2	-48.0	6015.9
		3.0	46	207.3	2182.5	2910.0	-72.6	-58.8	6013.3
		4.0	31	142.1	2178.8	2681.4	-81.5	-71.7	5999.51



Anexo C. Modelo de cálculo de la bomba electrocentrífuga

El método de cálculo del equipo BEC se puede encontrar en publicaciones técnicas especializadas en el diseño de sistemas artificiales de producción^{10, 38}, sin embargo este trabajo propone las modificaciones necesarias para incluir el efecto del gas de BN aplicado en el fondo del pozo (Configuración 2), con las cuales se cuantifica el flujo volumétrico del gas a las condiciones de succión de la bomba electrosumergible y se determina la estabilidad de la bomba con presencia de gas que ingresa a la bomba y que no ha podido ser eliminado por el separador ciclónico.

Inicialmente es necesario verificar si la presión de succión se encuentra por encima de la presión de burbuja, en tal caso no hay gas de formación libre, únicamente se tomará en cuenta el gas de BN inyectado.

$$Q_{g\ BN} = 10^6 Q_{g\ BNiny} B_g \quad \text{Ecuación 9}$$

$$Q_{g\ T} = Q_{g\ BN} \quad \text{Ecuación 10}$$

$Q_{g\ BN}$ = Flujo de gas de BN a condiciones de T, P, pies³/d

$Q_{g\ BNiny}$ = Flujo de gas de BN a condiciones estándar, MMPCD

B_g = Factor de volumen del gas, pies³/d @ T, P / pies³/d @ std

$Q_{g\ T}$ = Flujo de gas total a condiciones de T, P, pies³/d

Si la presión de succión se encuentra por debajo de la presión de burbuja considerar un promedio de la gravedad específica del gas de formación y el gas de BN, esto con la finalidad de simplificar los cálculos.

$$Q_{g\ f} = Q_l (1 - w_{cut}) (RGA - R_s) B_g \quad \text{Ecuación 11}$$

$$Q_{g\ T} = Q_{g\ BN} + Q_{g\ f} \quad \text{Ecuación 12}$$

$Q_{g\ f}$ = Flujo de gas de formación liberado, pies³/d

Q_l = Flujo de líquido a condiciones estándar, BPD

w_{cut} = Corte de agua

RGA = Relación gas-aceite, pies³/bbl

R_s = Relación de gas disuelto, pies³/bbl



Cálculo del factor de volumen de gas

$$B_g = 0.02827 \frac{Z(T + 460)}{P} \quad \text{Ecuación 13}$$

Z = factor de compresibilidad
 T = Temperatura, °R
 P = Presión, lbf/pg² abs

Habrà una menor cantidad de gas succionado por la bomba al incluir el efecto del separador, el flujo de gas que entra a la bomba se obtiene con la siguiente ecuación:

$$Q_{g \text{ ent bomb}} = Q_g T (1 - E) \quad \text{Ecuación 14}$$

$Q_{g \text{ ent bomb}}$ = Flujo de gas que entra a la bomba, pies³/d
 E = Eficiencia del separador

Cálculo del flujo volumétrico total en la bomba

$$Q_T = Q_w B_w + Q_o B_o + \frac{Q_{g \text{ ent bomb}}}{5.615} \quad \text{Ecuación 15}$$

Q_T = Flujo total a la entrada de la bomba a condiciones de T, P, bbl/d
 Q_w = Flujo de agua, bbl/d
 Q_o = Flujo de aceite a condiciones estándar, BPD
 B_w = Factor de volumen del agua, bbl @ T, P / bbl @ std
 B_o = Factor de volumen del aceite, bbl @ T, P / bbl @ std

Se puede considerar que el factor volumétrico de agua (B_w) es igual a la unidad, debido a que es un fluido de compresibilidad despreciable.

Cálculo del factor de Turpin para determinar la estabilidad de la bomba con ingestión de gas.

$$Q_{o \text{ bomb}} = Q_o B_o \quad \text{Ecuación 16}$$

$$Q_{l \text{ bomb}} = Q_{o \text{ bomb}} + Q_w \quad \text{Ecuación 17}$$

$$\Phi = \frac{2000 Q_{g \text{ ent bomb}} / Q_l}{3PIP} \quad \text{Ecuación 18}$$

$Q_{o \text{ bomb}}$ = Flujo de aceite a condiciones de T, P, bbl/d



$Q_{l\ bomb}$ = Flujo de líquido a la entrada de la bomba a condiciones de T, P,
bbl/d

Φ = Factor de Turpin.

PIP = Presión a la entrada de la bomba, lbf/pg² abs

Se pueden tener condiciones estables de operación para valores $\Phi < 1.0$, mientras que existirá severa interferencia y deterioro del comportamiento de la bomba si esta variable excede la unidad, entonces será necesario modificar la profundidad de ubicación de la bomba o la cantidad de gas de BN inyectado

Cálculo del flujo másico total, Q_{mT}

$$Q_{mT} = 350(Q_w B_w + Q_o B_o) + [0.0764 B_o RGA(1 - E)] \gamma_g \quad \text{Ecuación 19}$$

Q_{mT} = Flujo másico total, lbm/d

γ_g = Gravedad específica del gas

Cálculo de la densidad del fluido, ρ_f

$$\rho_f = \frac{Q_{mT}}{5.615 Q_T} \quad \text{Ecuación 20}$$

ρ_f = Densidad de la mezcla, lbm/pies³

Cálculo de la gravedad específica del fluido, Sg_f

$$Sg_f = \frac{\rho_f}{62.366} \quad \text{Ecuación 21}$$

Cálculo del gradiente del fluido, G_f

$$G_f = 0.433 Sg_f \quad \text{Ecuación 22}$$

Seleccionar la curva de comportamiento de la bomba y obtener la carga, potencia y eficiencia con el flujo volumétrico total calculado con la Ecuación 15 .

Obtener el incremento de presión por cada etapa



$$\Delta P_{etapa} = H G_f$$

Ecuación 23

ΔP_{etapa} = Incremento de presión por etapa, lbf/pg² /etapa

H = Carga de la bomba (*head*) por etapa, pies/etapa

Cálculo del número de etapas:

$$No. Etapas = \frac{\Delta P_{total}}{\Delta P_{etapa}}$$

Ecuación 24

ΔP_{total} = Incremento de presión total proporcionado por la bomba, lbf/pg²

Cálculo de la potencia al freno de la bomba (*HP*).

$$HP = No. Etapas HP_{etapa} S G_f$$

Ecuación 25

La ecuación anterior se utiliza como datos a las curvas características proporcionadas por el fabricante de la bomba, sin embargo, en caso de no conocer esta información se puede utilizar la siguiente expresión:

$$HP = \frac{\Delta P_T Q_T \gamma_f}{1714 \eta}$$

Ecuación 26

ΔP_T = Caída de presión total, desde la descarga hasta la superficie, lbf/pg²

Q_T = Flujo total, BPD

γ_f Gravedad específica de la mezcla

η = Eficiencia de la bomba

En donde la caída de presión total está en función de los siguientes términos:

$$\Delta P_T = f(\rho_f, \mu_f, Re, \varepsilon)$$

Ecuación 27

ρ_f = Densidad de la mezcla, lbf/pies³

μ_f = Viscosidad de la mezcla, cP

Re = Número de Reynolds.

ε = Rugosidad de la tubería, pg.