



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estrategias para garantizar el suministro de gas
de bombeo neumático a pozos con Sistema
Artificial de BN**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Arely Alexandra Ibarra Hernández

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Jaime Larios González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ESTRATEGIAS PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO DE GAS DE BOMBEO NEUMATICO A POZOS CON SISTEMA ARTIFICIAL DE BN que presenté para obtener el título de INGENIERA PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

ARELY ALEXANDRA IBARRA HERNANDEZ

Número de cuenta: 317153323

Agradecimientos.

A mi familia

A **mis padres, Óscar Ibarra y Josefina Hernández**, por siempre hacer todo lo posible para que no nos faltara nada y tratar de ser su mejor versión para guiarnos, motivarnos y, sobre todo, apoyarnos. Siempre voy a estar agradecida con todo lo que han hecho y siguen haciendo por mí, espero que la vida me alcance para poder regresarles todo.

*"Entre tus alas dormí
Y en tu mirada compasiva, crecí
Siempre confiaste en todo lo que soñé
Me cuidaste y me guiaste hasta aquí,
Te lo digo desde el alma
Con el corazón abierto,
Eres mi amor eterno." (Arrullo de estrellas, Zoé)*

A **mis hermanas, Karina y Michelle**, por ser ese apoyo incondicional en mi vida y dejarme ser tan caprichosa.

A mis amigos

A **Naomi, Mónica, Tania, Jocelyn, Mauricio, Jonathan y Yael**, por enseñarme la definición de *Amistad*, por ser ese lugar seguro, de apoyo y confianza; por todos los momentos divertidos, emotivos y hacer más llevadero todo. Por enseñarme a ver la vida con otros ojos, por enseñarme a ser más paciente y empática.

A **María**, por ser mi primera amiga en la facultad, por siempre tener una crítica constructiva hacia mi persona, y por toda la confianza a pesar seguir caminos diferentes.

Y a todos los demás que me acompañaron en cada etapa, que me enseñaron algo y forjaron mi personalidad.

A mi director de tesis y a los Ingenieros de la CO de la RMNE

Al **Mtro. Jaime Larios González**, por toda la paciencia y la confianza que me tuvo durante mi estadía en Carmen y aún aquí en la ciudad trabajando siempre constante y paciente en este trabajo.

A mi asesor, al **Ing. Alberto Rubio Ibarra, Ing. Alberto Carlos Jiménez Padilla, Ing. Christian A. Téllez Castro y Ing. Mardujano**, por ser un ejemplo profesional y motivarme a ser parte de esta gran industria, pero sobretodo por siempre tener la disposición de explicar las cosas, de compartir sus conocimientos y aconsejarme.

A mis primos

A **Diego, Ximena, Osmara y mi sobrina Sofía**, por su apoyo incondicional, toda la confianza y su cariño contante, por estar presentes en cada etapa de este camino. A **Diego** por creer en mí, inspirarte y verme siempre como un ejemplo a seguir.

A mis sinodales

A **Ing. Eduardo Dorantes, Dr. Daniel Cabrera, Ing. Miguel Ángel Carrillo y al Ing. Israel Castro**, por el tiempo, la dedicación y las observaciones realizadas durante la revisión y evaluación de esta tesis. Sus comentarios, sugerencias y conocimientos contribuyeron de forma significativa a mejorar la calidad.

Contenido

Lista de Figuras	6
Lista de Tablas	7
INTRODUCCIÓN	8
Capítulo I. MARCO TEÓRICO.....	10
I.I CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA PETROLERA.	10
I.II ANTECEDENTES DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE Y GAS EN MÉXICO.....	13
I.III DEMANDA Y OFERTA DE GAS EN MÉXICO.....	16
Capitulo II. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.	18
II.I SIP.....	18
II. II MANEJO DE LA PRODUCCIÓN.....	20
II. III ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y CURVAS IPR	23
II. III. I MÉTODO DE VOGEL.....	24
II. III. II MÉTODO DE STANDING	25
II. IV ANÁLISIS NODAL	26
Capitulo III. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.	27
III.I SAP's	27
III.II BOMBEO MECÁNICO.....	27
Componentes Principales	28
Ventajas	28
Desventajas (Limitantes).....	28
III.III BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS.....	29
Componentes Principales	29
Ventajas	29
Desventajas (Limitantes).....	30
.....	30
III.IV BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO.....	30
Componentes Principales	30
Ventajas	31
Desventajas (Limitantes).....	31
III.V BOMBEO HIDRAULICO	32
Componentes Principales	32
Tipo Pistón.....	33

Tipo Jet.....	33
Ventajas	33
Desventajas (Limitantes).....	33
III.VI BOMBEO NEUMATICO	34
Componentes Principales	34
Bombeo Neumático Continuo	35
Bombeo Neumático Intermitente	35
Bombeo Neumático Autoabastecido	35
Ventajas	35
Desventajas (Limitantes).....	35
Capítulo IV. ESTRATEGIAS PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO DE GAS BN EN POZOS.	39
IV.I FILOSOFÍA DE OPERACIÓN DE LOS POZOS CON SISTEMA ARTIFICIAL DE BOMBEO NEUMÁTICO.....	39
IV. II BOMBEO NEUMÁTICO CON NITROGENO.	41
IV.III BOMBEO NEUMATICO CON GAS HÚMEDO AMARGO (GHA) Y GAS HÚMEDO DULCE (GHD).	42
CONCLUSIONES.....	60
Referencias	62

Lista de Figuras

Figura 1. Actividades de la Cadena de Valor de la Industria Petrolera. _____	9
Figura 2. Mapa de las Cuencas de Hidrocarburos en México. _____	10
Figura 3. Producción de Crudos en México. _____	11
Figura 4. Producción de Aceite y Gas en las últimas décadas. _____	12
Figura 5. Producción de Gas Natural _____	14
Figura 6. Producción, importación y consumo de gas seco [MMpcd]. _____	15
Figura 7. Producción y Consumo de Gas Seco [MMpcd]. _____	16
Figura 8. Sistema Integral de Producción. _____	18
Figura 9. Presión en el Sistema Integral de Producción. _____	19
Figura 10. Pérdidas de Presión y nodos principales en un Sistema básico de Producción. _____	19
Figura 11. Diagrama Típico del Manejo de Hidrocarburos. _____	21
Figura 12. Instalaciones para la extracción de Hidrocarburos. _____	22
Figura 13. Curva del Índice de Productividad. _____	22
Figura 14. Curva de IPR. _____	24
Figura 15. Gráfica IPR y OPR. _____	25
Figura 16. Esquemas de una unidad de Bombeo Mecánico Convencional. ____	28
Figura 17. Configuración Típica de un Bombeo por Cavidades Progresivas. ____	29
Figura 18. Configuración Típica de un Bombeo Electrocentrífugo. _____	31
Figura 19. Configuración Típica del Bombeo Hidráulico. _____	33
Figura 20. Componentes Principales del BN. _____	35
Figura 21. Diagrama general de Instalaciones para el Bombeo Neumático. ____	39
Figura 22. Red de BN. _____	41
Figura 23. Extracción, Manejo y Transporte de Gas Residual. _____	42
Figura 24. Manejo y Transporte de Gas Nitrógeno. _____	43

Figura 25. Extracción, Manejo y Transporte de GHA. _____	44
Figura 26. Extracción, Manejo y Transporte de GHD. _____	46
Figura 27. Gradiente de Presión del Gas de Inyección para un gas con densidad relativa = 0.8509. _____	49
Figura 28. Diseño de BN con un gas de inyección con densidad relativa = 0.8509. _____	52
Figura 29. Gradiente de Presión del Gas de Inyección para un gas con densidad relativa = 0.5186. _____	53
Figura 30. Diseño de BN con un gas de inyección con densidad relativa = 0.5186 _____	55
Figura 31. Curvas VLP para un Gas con densidad relativa de 0.85 y 0.5186. ____	57
Figura 32. Distribución de volúmenes para los gases de operación de BN. ____	57
Figura 33 Distribución de producción y cantidad de pozos productores. ____	58
Figura 34. Configuración de un Peine de BN. _____	58
Figura 35. Diagrama esquemático de flexibilidad para operar pozos de BNC con GR, GHA, GDH y N2. _____	59

Lista de Tablas

Tabla 1. Clasificación de petróleo por sus densidades. _____	12
Tabla 2. Rango de los parámetros para la aplicación de los SAP. _____	36
Tabla 3. Propiedades de los Gases. _____	46
Tabla 4. Comparación de escenarios. _____	56

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera ha sido una parte importante en la economía del país, pues México en algún punto de su historia fue uno de los mayores productores de petróleo del mundo. Aunque el desarrollo de las energías sostenibles ha avanzado en los últimos años a partir de acuerdos como la Agenda 2030 y el Acuerdo de París entre los países para promover la reducción de emisión de gases e impulsar la transición energética hacia modelos más limpios, los hidrocarburos siguen representando una parte esencial para cubrir gran parte del consumo energético, principalmente en sectores como el transporte, la electricidad y el desarrollo industrial en el país. Esta demanda ha avanzado conforme aumenta el crecimiento de la población, haciendo que el petróleo y el gas mantengan un lugar esencial en la materia energética.

Sin embargo, durante la explotación de algún yacimiento pueden surgir diversos problemas técnicos como la producción de arena, disminución en la presión del yacimiento, producción de crudo pesado o extrapesado, la producción de agua y altas concentraciones de nitrógeno, que ocasionen que la producción deje de ser económicamente viable, por lo que la ingeniería tiene que buscar alternativas técnicas y operativas para solucionar esos problemas y así poder mejorar las condiciones de flujo o compensar las pérdidas de energía. Una solución es implementar métodos de producción artificial para continuar con la extracción de hidrocarburos. El método más eficiente para yacimientos con crudo pesado, extrapesado o ubicados en aguas profundas es el bombeo neumático continuo, sin embargo, el gas utilizado en este sistema como fluido de levantamiento suele ser el gas natural seco lo que representa un desafío técnico y logístico adicional, pues para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente, es fundamental considerar aspectos clave como la disponibilidad del gas, su distribución, el monitoreo y control de las variables operativas en tiempo real del sistema. Y en caso de no tener una completa disponibilidad de ese gas, es necesario buscar otras alternativas que permitan mantener la operación del sistema y restablecer la producción para estabilizarla o en el mejor de los casos, incrementarla.

OBJETIVOS

Analizar los retos técnicos asociados con la disponibilidad y calidad del gas de inyección requerido en el Sistema de Bombeo Neumático Continuo en pozos petroleros, pues esos factores técnicos afectan directamente la eficiencia del levantamiento artificial y, por consiguiente, la producción de hidrocarburos. Para analizar la disponibilidad del gas se comparan datos históricos de la producción de los gases y su distribución, identificando posibles limitaciones en el suministro, permitiendo diseñar estrategias para asegurar un flujo constante, como proponer el uso de otros gases y así, optimizar la eficiencia del levantamiento. Por otro lado, para analizar los retos relacionados con la calidad, se realizará un estudio de los componentes porcentuales de los gases base para la inyección del sistema (Gas Dulce y Gas Nitrógeno), así como de los gases que se proponen como alternativa (Gas Húmedo Amargo y Gas Húmedo Dulce) para garantizar que su composición pueda ser una clave eficiente para el desempeño y el suministro ante la limitada disponibilidad de los gases base.

ALCANCES

Esta tesis se enfoca en el análisis del desempeño del sistema de bombeo neumático continuo en pozos. El estudio aborda aspectos técnicos y operativos relacionados con la eficiencia del sistema y las posibilidades de usar otros gases para lograr la eficiencia de este y garantizar suministros al sistema. El alcance se limita al análisis del desempeño técnico sin abordar en profundidad aspectos económicos ni realizar comparaciones con otros métodos de levantamiento artificial.

Capítulo I. MARCO TEÓRICO

Este capítulo abarca principalmente generalidades del manejo de la producción en la industria petrolera en México. Se muestran las principales zonas productoras del país y se incluye una breve explicación de la clasificación de los tipos de crudo según su gravedad API. Además, se expone la problemática actual relacionada con la alta demanda de gas natural en el país y la necesidad de implementar soluciones eficientes para que la producción de hidrocarburos sea óptima y se pueda garantizar un suministro para poder asegurar la disponibilidad del recurso a mediano y largo plazo.

1.1 CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA PETROLERA.

Una *Cadena de Valor* es una serie de procesos y actividades que a medida que se van presentando van agregando valor a la materia prima. Los Hidrocarburos tienen la *Cadena de Valor de la Industria Petrolera* que abarca todas las etapas del proceso productivo, desde la identificación de reservas hasta la entrega de hidrocarburos al mercado. La cadena se divide en 3 procesos clave, *Upstream*, *Midstream* y *Downstream*.

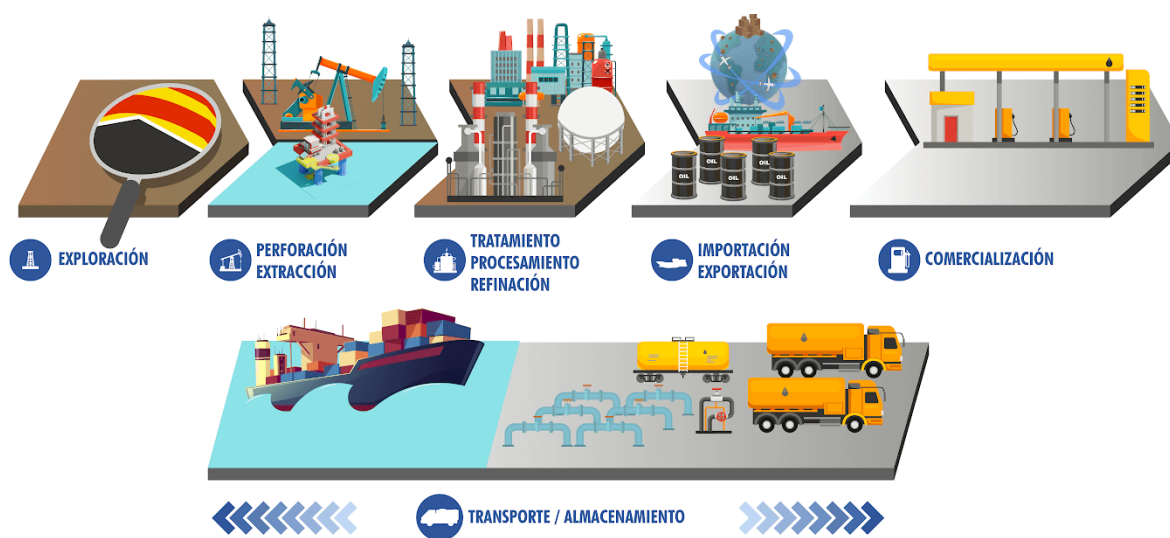


Figura 1: Actividades de la Cadena de Valor de la Industria Petrolera.

Como se puede observar en la *Figura 1* la primera etapa de la cadena es **Upstream**, que abarca todo lo referido con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural. Se realizan actividades como la recolección de información geológica y geofísica para la caracterización de yacimientos y de esta forma poder conocer la presencia, cantidad y calidad de los hidrocarburos para poder diseñar y perforar algún pozo que permita iniciar la etapa de producción, donde se busca

mantener y optimizar la productividad de los pozos implementando infraestructuras o técnicas que mejoren el rendimiento del yacimiento.

Una vez que el pozo está produciendo, entra la etapa de **Midstream** donde los hidrocarburos extraídos son almacenados, transportados y distribuidos a instalaciones de procesamiento. Luego de eso, en la etapa del **Downstream**, los hidrocarburos se someten a procesos industriales de refinamiento, lo que va a permitir producir variedades de combustibles como gas licuado de petróleo (GLP), gasolinas y otros combustibles. Además de que abastece a la industria química y manufacturera con materias primas para la generación de productos desde plásticos hasta productos farmacéuticos. El principal propósito de esta *Cadena de valor* es maximizar la eficiencia operativa, reduciendo costos y garantizar una rentabilidad durante todos los procesos.

En el caso de México, estas actividades se desarrollan dentro de distintas cuencas petroleras ubicadas en el oriente del país, tanto terrestres como marinas. Las regiones se dividen en provincias dependiendo de las características geológicas y del tipo de hidrocarburos que se concentran ahí. La presencia de aceite y gas dependen de las condiciones de presión y temperatura, que éstas a su vez van a depender de la profundidad en la que se encuentren.

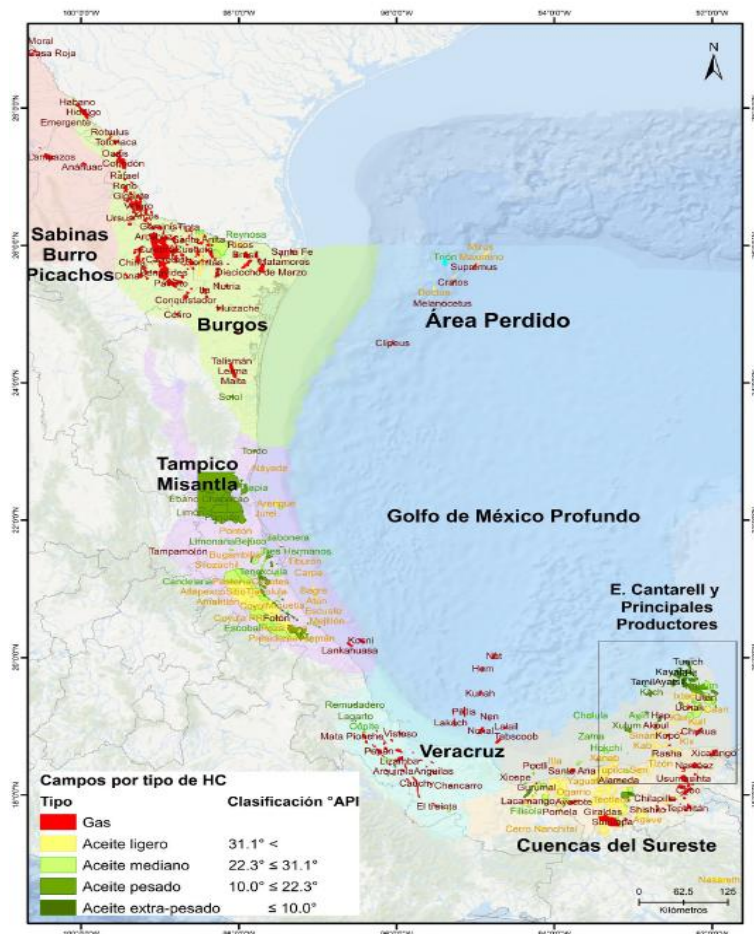


Figura 2 Mapa de las Cuencas de Hidrocarburos en México Revista Mexicana de Ciencias Geológicas. (2025). Unam.mx.

La *Figura 2* muestra que la mayor parte de la producción del país proviene de las Cuencas del Sureste con tendencias que van desde la generación de crudo extrapesado y pesado en la zona norte costa afuera, hacia crudos más ligeros e incluyendo gas natural en dirección al suroeste y en la zona terrestre. Siendo los primeros la mayor parte de la producción del país, como lo muestra la *Figura 3*.

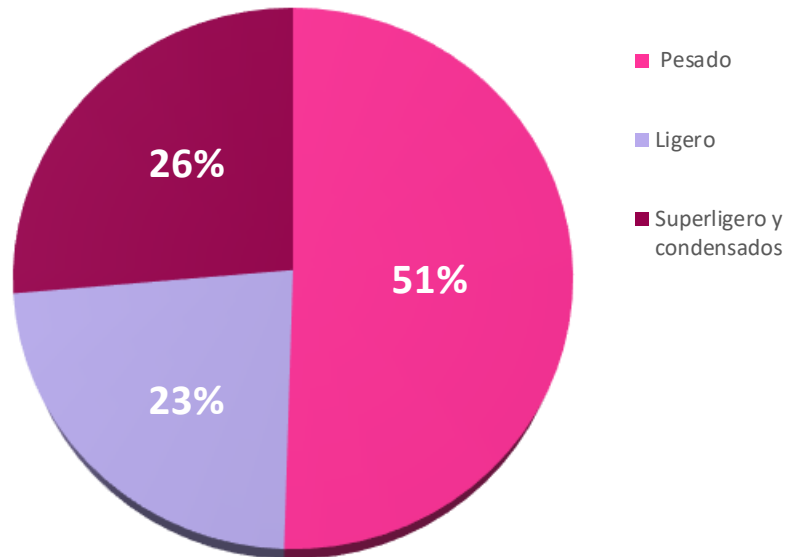


Figura 3 Producción de Crudos en México.
PEMEX | Base de Datos Institucional | Producción de Hidrocarburos Líquidos

Cada tipo de crudo presenta propiedades físicas y químicas, destacando la *Densidad* (ρ) que mide la cantidad de masa (m) que tiene una sustancia u objeto con el espacio que ocupa (V):

$$\rho = \frac{m}{V} \dots (1)$$

A partir de esta propiedad se establece la *Densidad Relativa* (ρ_r), que es la comparación de la densidad de una sustancia con la de una sustancia de referencia, en este caso, se compara la densidad del petróleo (ρ_o) con la densidad del agua (ρ_w).

$$\rho_r = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots (2)$$

La densidad relativa se relaciona directamente con la *Gravedad °API*, la cual describe que tan pesado o ligero es el petróleo en comparándolo con el agua, lo cual es fundamental saber para su manejo, procesamiento y valor comercial.

$$°API = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5 \dots (3)$$

Otro parámetro para la clasificación del crudo es el Factor Kuop (K), este caracteriza la densidad y la volatilidad de los crudos, permitiendo identificar el tipo de crudo

según su composición química a través de la temperatura de ebullición (T_B) y la gravedad específica del crudo (S).

$$K = \frac{T_B}{S} \dots (4)$$

Aceite Crudo	Densidad [gr/cm^3]	Gravedad °API	Factor de Koup
Extrapesado	>1.0	<10	
Pesado	1.0 - 0.92	10 – 22.3	10 (Aromático)
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1	11 (Nafténico)
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39	12 (Mixto)
Extraligero	<0.83	>39	13 (Parafínico)

Tabla 1 Clasificación de petróleo por sus densidades.

I.II ANTECEDENTES DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE Y GAS EN MÉXICO.

A principios del siglo XX, la extracción de crudo y gas ha sido un pilar fundamental de la economía mexicana. México se encuentra entre los principales productores de crudo y gas natural a nivel mundial, ubicándose dentro de los primeros 15 países productores globalmente. Mientras que, en América Latina, ocupa uno de los primeros lugares en términos de producción.

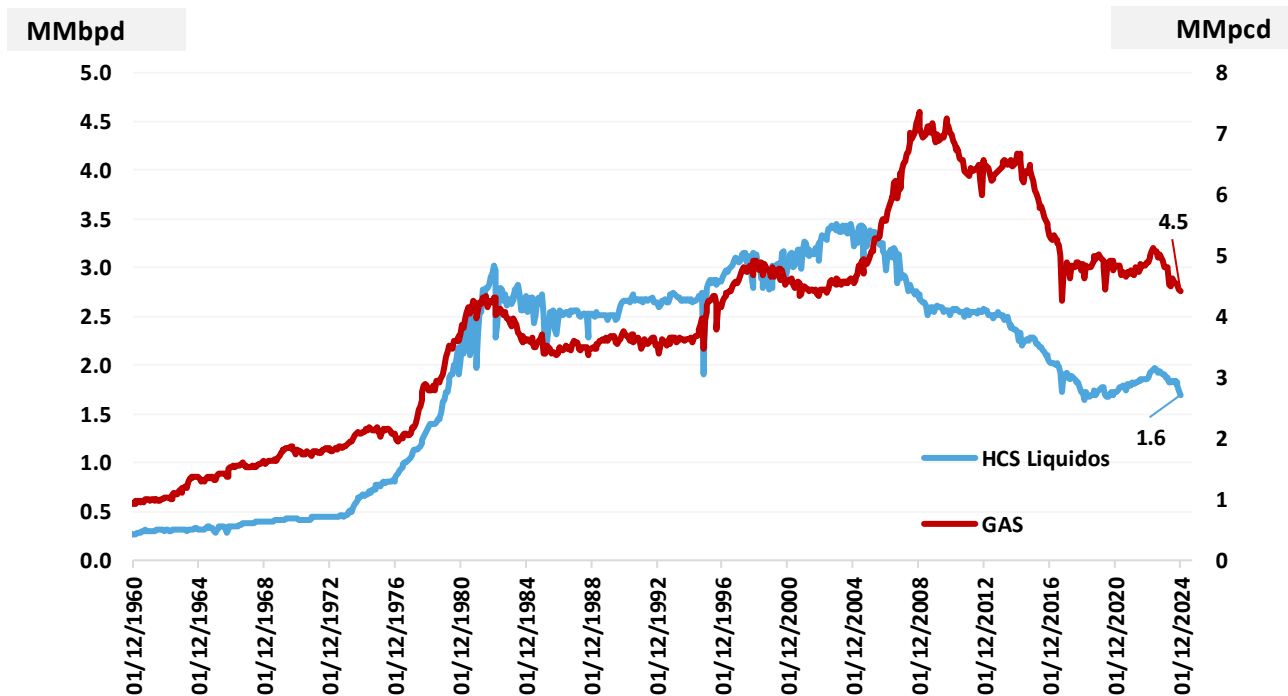


Figura 4 Producción de Aceite y Gas en las últimas décadas
 CNIH - Producción. (2025). Hidrocarburos.gob.mx. <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>

En cuanto a los tipos de crudo que México produce son **crudo ligero** y **crudo pesado**. El **crudo ligero** presenta una mayor densidad °API y menor viscosidad, lo que permite una refinación más sencilla y resulta en productos como gasolina y diésel de alta calidad. Este tipo de crudo es más valioso en los mercados internacionales, debido a su menor contenido de azufre y su facilidad para ser procesado.

Petróleos Mexicanos (Pemex) comercializa el crudo en diferentes tipos de mezclas de acuerdo con su requerimiento de exportación, ya sea ligero o pesado.

Algunos ejemplos de mezcla de crudo ligero en México son:

- **Olmecca:** Tiene una densidad de 38-39 °API y un contenido de azufre de hasta 0.95%. Este crudo se utiliza para producir lubricantes y petroquímicos.¹
- **Istmo:** Su densidad va de 32 a 33 °API y su porcentaje de azufre es de 1.8%. Por sus características este crudo se utiliza principalmente para producir gasolina y destilados intermedios como el diésel, jet fuel y keroseno.¹

Por el contrario, el **crudo pesado** se caracteriza por tener una menor densidad °API, mayor viscosidad y un contenido elevado de azufre, por lo que requiere de procesos más complejos para su refinación; los tipos de mezcla de crudo pesado que tiene México son:

- **Maya:** Es un crudo pesado y amargo, pues su densidad va entre 21 y 22 °API, y su porcentaje de azufre va de 3.4 a 3.8%. Debido a sus características, este crudo no tiene un buen rendimiento para la producción de gasolina y diésel, sin embargo, funciona como fuente de energía para uso doméstico.¹
- **Altamira:** Su densidad va entre los 15.5 y los 16.5 °API, y su porcentaje de azufre se encuentra en el rango de 5.5% a 6%. Sus características permiten producir asfalto.¹

Algunas veces estos dos tipos de crudo se combinan para ajustar la calidad y cumplir así con características comerciales de las refinerías, dando como resultado el crudo **Talam**, clasificado como un crudo pesado y amargo por su densidad de 16 °API y su porcentaje de 4.5% de contenido de azufre, generalmente se utiliza para producir asfáltenos, mientras que el crudo **Zapoteco** es un crudo ligero pues su densidad es de 29 °API y su porcentaje de azufre es de 2.5%.²

A su vez, la producción de gas está integrada por gas asociado (57%) y gas no asociado (43%), es decir, la mayor parte de la producción se obtiene de la extracción de petróleo crudo, y la proporción de gas amargo (81.21%) es mayor que la del gas dulce (18.10%).³ A diferencia de la reserva y producción de aceite, el gas natural

en su mayoría se encuentra en campos terrestres, principalmente en las regiones del norte, centro y sureste de México.

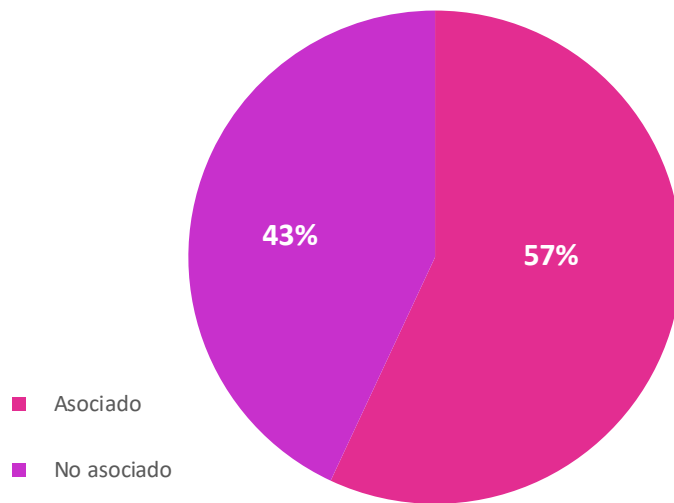
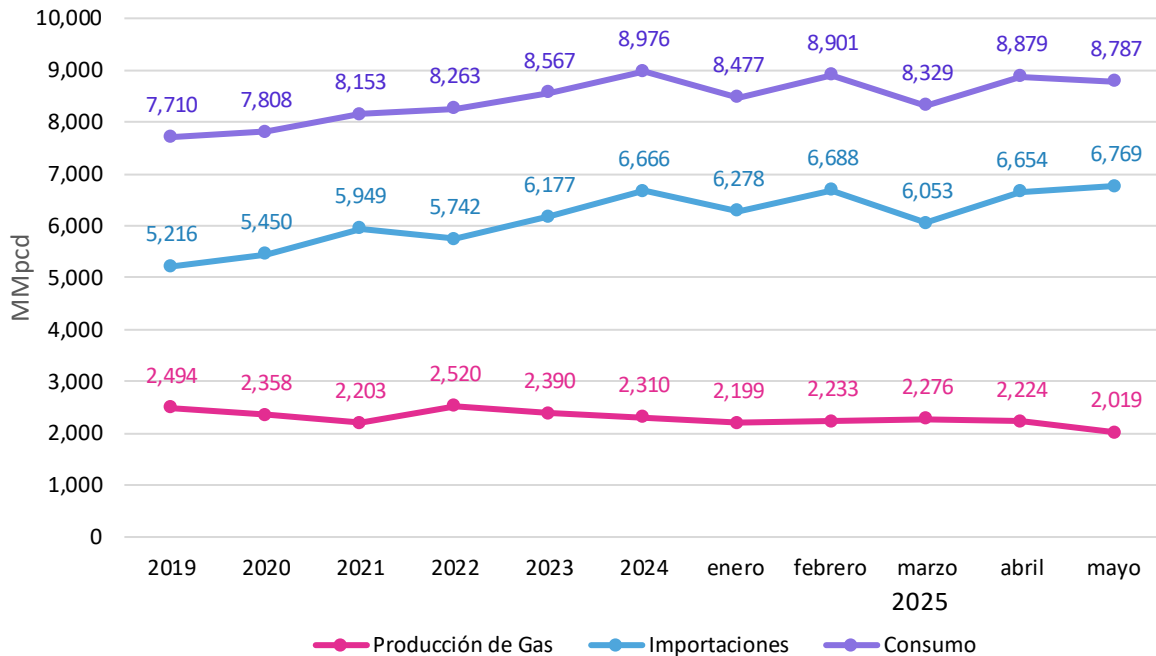


Figura 5 Producción de Gas Natural
Elaborado con datos de PEMEX (2025), tomados de la Base de Datos Institucional.

El gas natural suele estar compuesto en su mayoría por metano (CH_4), aunque también puede contener otros hidrocarburos ligeros como etano, propano, butano, y gases no hidrocarburos como dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2) y azufre. Además, la calidad del gas varía según el yacimiento y las condiciones de extracción, lo que puede influir en los procesos de tratamiento y refinación antes de que el gas esté listo para su uso.⁴ La producción de gas natural en México ha tenido un papel esencial en la economía, tanto por su contribución al suministro energético como por su importancia estratégica en la industria petrolera y en la generación eléctrica. Aunque México ha tenido fluctuaciones en su producción, actualmente, el país produce 1.6 millones de barriles de crudo por día (MMbpd) y 4.586 millones de pies cúbicos diarios de gas (MMpcd).

I.III DEMANDA Y OFERTA DE GAS EN MÉXICO.

El gas natural es una de las fuentes clave de energía, y aunque el país cuenta con yacimientos importantes de gas, la producción de estos no ha sido suficiente para cubrir la demanda interna, por lo que se importa gran parte de lo que se consume especialmente desde Estados Unidos.



*Figura 6 Producción, importación y consumo de gas seco [MMpcd]
Elaborado con datos de Secretaría de Energía (2025), tomados del Prontuario de Gas Natural y Petroquímicos.
https://estadisticashidrocarburos.energia.gob.mx/Doc/Prontuario_Actual_GnGlpPqs.pdf*

Como se pudo observar en la *Figura 4*, la producción de gas promedio anual es de 4.586 MMpcd, es un volumen importante respecto a la demanda del consumo mostrada en la *Figura 5* (8,787 MMpcd), pero sólo en apariencia pues el flujo incluye grandes cantidades de nitrógeno utilizado en la recuperación secundaria del petróleo; esa impureza no cuenta como gas disponible para el mercado, ni tampoco el CO₂, el vapor de agua, el gas enviado a la atmosfera, el gas reinyectado a los yacimientos, el gas de autoconsumo, las exportaciones y las pérdidas. Descontando esos rubros, la producción de gas seco es de solo 2,019 MMpcd.

México es el tercer país a nivel mundial que más importa gas natural por ducto, el 58.9% del gas natural se utiliza para generar energía eléctrica, el 23.3% en el sector petrolero, el 16.8% en el sector industrial, y el resto en áreas como el sector residencial, servicios y autotransporte.⁵

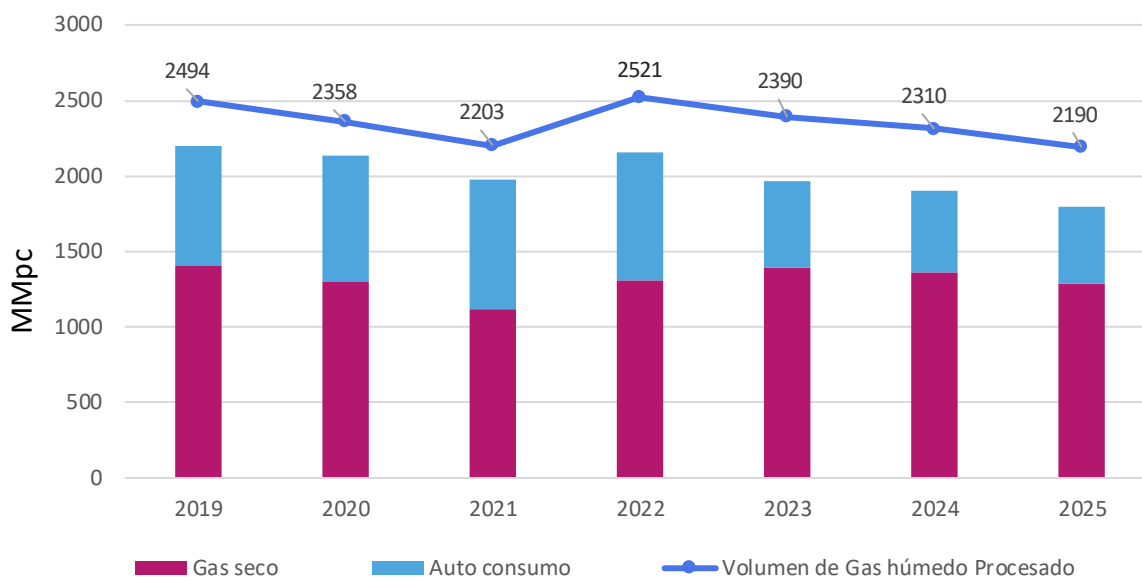


Figura 7 Producción y Consumo de Gas Seco [MMpcd]

Elaborado con datos de Secretaría de Energía (2025), tomados del Prontuario de Gas Natural y Petroquímicos.

Aunque la producción y las reservas de gas son mayores que las de crudo, su disponibilidad en la industria es limitada (23.3%). El déficit en su disponibilidad dificulta la implementación eficiente en la industria petrolera como la recuperación secundaria y como uso en el Sistema Artificial de Bombeo Neumático en pozos, esta reducción en el volumen de gas residual puede provocar inestabilidad en el flujo de los pozos, afectando la continuidad y eficiencia de la producción repercutiendo también en los procesos de manejo, transporte y distribución de hidrocarburos. Además, el déficit de gas también podría afectar el funcionamiento de equipos críticos para el manejo de hidrocarburos como Turbogeneradores, turbo bombas y turbocompresores, la disminución en el rendimiento de estos equipos puede generar paros no programados, aumentando los costos de mantenimiento, lo que se podría traducir como pérdidas económicas. Estas limitaciones impactan de forma negativa la cadena productiva de la industria.

Capítulo II. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.

Este capítulo tiene como propósito describir los componentes principales que intervienen para llevar los hidrocarburos presentes en el yacimiento hasta la superficie. Se abordan los diferentes tipos de empuje del yacimiento y la interacción de los hidrocarburos a través de los componentes del Sistema Integral de Producción (SIP), por lo que se incluyen las caídas de presión en cada sección del sistema. Las caídas de presión afectan la capacidad de los hidrocarburos para que puedan fluir de manera natural hasta la superficie. Todo lo anterior para poder realizar un análisis del comportamiento del sistema mediante los índices de productividad y las curvas de IPR y VLP, de forma que se pueda evaluar las condiciones del pozo y poder optimizar su rendimiento.

II.1 SIP

En el Sistema Integral de Producción (SIP) es el conjunto de elementos a través del cual se administra el transporte de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie para separar el aceite, gas, agua y sedimentos; se acondiciona cada fase para su almacenamiento y/o su comercialización. Aquí, se gestionan los equipos, la optimización de la operación y el control de los recursos, maximizando la eficiencia operativa, reduciendo costos y mejorando la recuperación de los yacimientos.

Un SIP se compone principalmente de:

- **Yacimiento:** Es el medio poroso y permeable en donde los fluidos se almacenan y a través la cual los fluidos fluirán al pozo, pues suministra la energía primaria al sistema de producción.
- **Pozo:** Es la conexión para poder acceder al yacimiento desde la superficie, en la conexión se instalan tuberías normalmente cementadas que alojan equipo de producción del subsuelo, esto para establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.
- **Tubería de Descarga:** Tuberías que transportan la producción del pozo hasta el tanque de almacenamiento
- **Estrangulador:** Es un dispositivo que se instala en los pozos productores con el fin de establecer un control en el flujo de fluidos. El control de los fluidos se realiza desde la superficie permitiendo obtener un gasto deseado, además de que previene la conificación de agua, la producción de arena y sobre todo, ofrece seguridad a las instalaciones superficiales.
- **Separadores:** Es el equipo que separa la mezcla de aceite y gas, o en algunos casos, la mezcla de aceite, gas y agua que viaja del yacimiento a la superficie. Los separadores se pueden clasificar por su forma (horizontal, vertical o esférico) o por las fases que separa: bifásico o trifásico.

- **Tanque de almacenamiento:** Son tanques de gran capacidad para almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Estos suelen ser estructuras.⁶

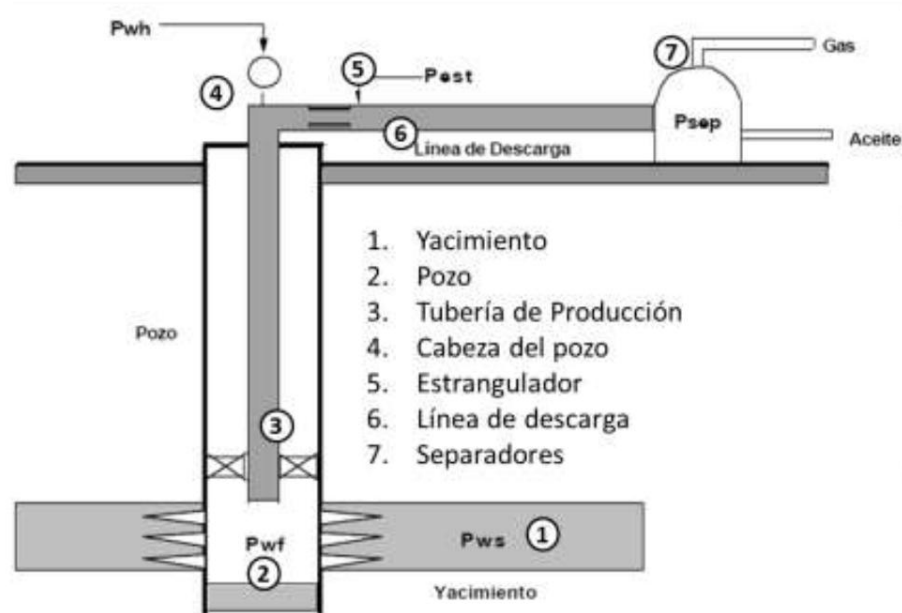


Figura 8. Sistema Integral de Producción

Durante el transporte de los hidrocarburos por los elementos del SIP, éstos presentan una pérdida de energía que afecta su capacidad para fluir de manera natural hasta las instalaciones superficiales.

Las pérdidas en el medio poroso (ΔP_1), representan entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.

La caída de presión que se experimenta en el ascenso de los fluidos del yacimiento a la superficie (ΔP_2), es uno de los principales factores que afectan su llegada. Al menos el 80% de la pérdida total de presión en un pozo fluyente puede ocurrir en el levantamiento del fluido del yacimiento a la superficie. Las pérdidas de presión en la línea de descarga (ΔP_3), generalmente constituyen entre el 5 y el 30% de las pérdidas totales.⁶ Cuando la presión decrece y el pozo deja de fluir, la producción se continúa con ayuda de los sistemas artificiales.

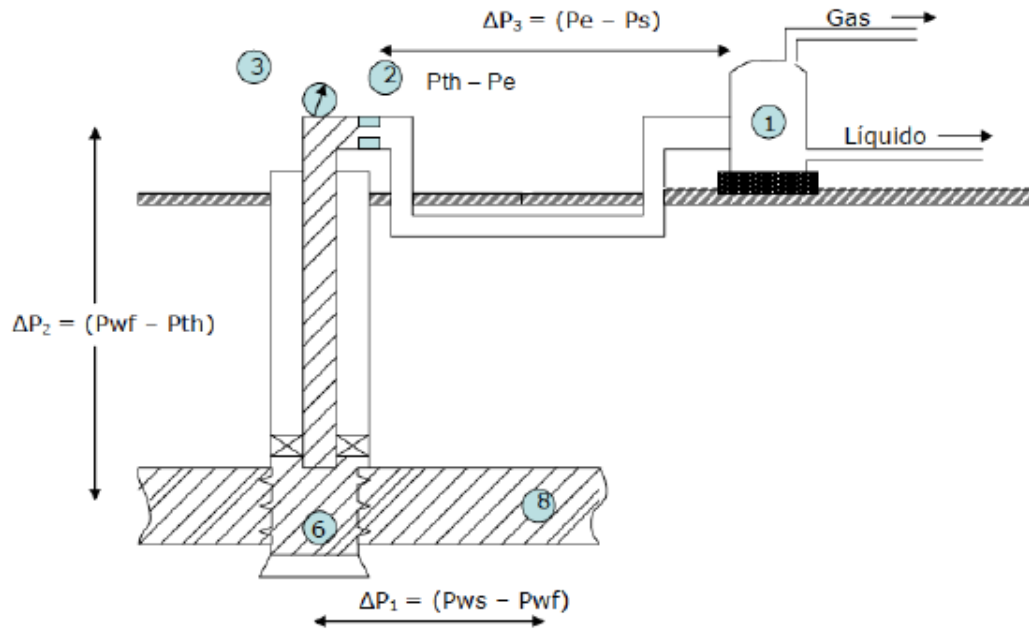


Figura 9. Presión en el Sistema Integral de Producción.

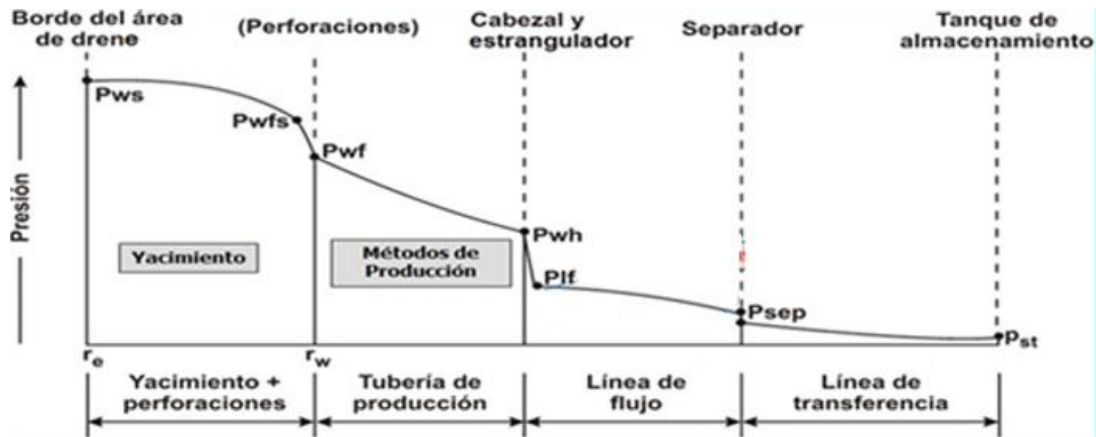


Figura 10. Pérdidas de Presión y nodos principales en un Sistema básico de Producción.⁶

II. II MANEJO DE LA PRODUCCIÓN

Luego de que se perforó y terminó el pozo, comienza la producción de hidrocarburos, ésta puede ocurrir por la energía natural y los mecanismos de empuje disponibles para proveer movimiento a los hidrocarburos. Hay cinco mecanismos de empujes naturales:

1. **Empuje por gas disuelto:** Cuando la presión se reduce en el yacimiento hasta alcanzar la presión de saturación, parte del gas que se encuentra en el aceite se libera. El gas liberado se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales, por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar una fase continua permitiendo el flujo de gas y aceite hacia los pozos.

2. **Empuje por casquete de gas:** La presión inicial en el yacimiento debe ser igual a la presión de burbuja, así el gas que se encuentra en el yacimiento comienza a liberarse en forma de casquete invadiendo progresivamente al crudo desplazándolo hacia los pozos productores.
3. **Empuje por expansión de la roca:** Cuando se reduce la presión se genera una expansión de la roca, también conocido como mecanismo de compactación, debido a la reducción del volumen poroso del yacimiento el aceite y el gas son expulsados.
4. **Empuje hidráulico (efecto de acuífero):** Ocurre en los yacimientos que tienen un acuífero asociado y se empieza a presentar una vez que se reduce la presión en el yacimiento, permitiendo que el agua en el acuífero se expanda y fluya dentro de la zona de aceite.
5. **Empuje por segregación gravitacional:** Aunque este tipo de empuje no es muy común, se relaciona normalmente con yacimientos de grandes espesores o que tienen un echado considerable, lo que permite que por gravedad los fluidos pesados vayan a ocupar las partes bajas del mismo y que el gas, al ser más ligero tienda a ocupar la parte superior. Cuando esto se logra, la capa de gas opera de manera muy eficiente, ya que hace el efecto de un pistón que empuja el aceite y los fluidos más pesados hacia abajo.⁷

Una vez que los hidrocarburos salen del pozo y pasan la línea de descarga, estos llegan a la central de recolección, también conocida como *Batería* en donde se pasan por una etapa de separación; los separadores utilizados pueden ser de dos fases (líquido y gas) o de tres fases (aceite, agua y gas). Esta parte generalmente pueden dividirse en dos etapas; la primera consiste en separar la mayor parte de líquido del gas; Luego de esto, el líquido separado se puede enviar a otra etapa de separación para eliminar gotas de líquido del gas, estas gotas se separan por gravedad; o el fluido puede enviarse a un *slug catcher* para estabilizar el flujo de crudo y pueda ser bombeado para almacenarse y/o distribuirse. Una vez que se ha acumulado una cantidad conveniente, se bombea por oleoductos hasta plataformas de enlace o barcos de exportación.

Cuando el gas es separado, se envía a compresores para proporcionar presión y puedan llegar a tanques de almacenamiento o pueda enviarse a turbomaquinarias. El gas se puede comprimir de dos formas, según sea el caso, puede ser que se envíe a *Compresores Boosters*, que aumenta la presión del gas en mediana medida o puede enviarse a *Compresores Mars*, que tiene una capacidad de succión y descarga mayor.

En algunas regiones por lo regular, los pozos productores se encuentran en plataformas denominadas *Satélites* donde la producción ya sea como mezcla o

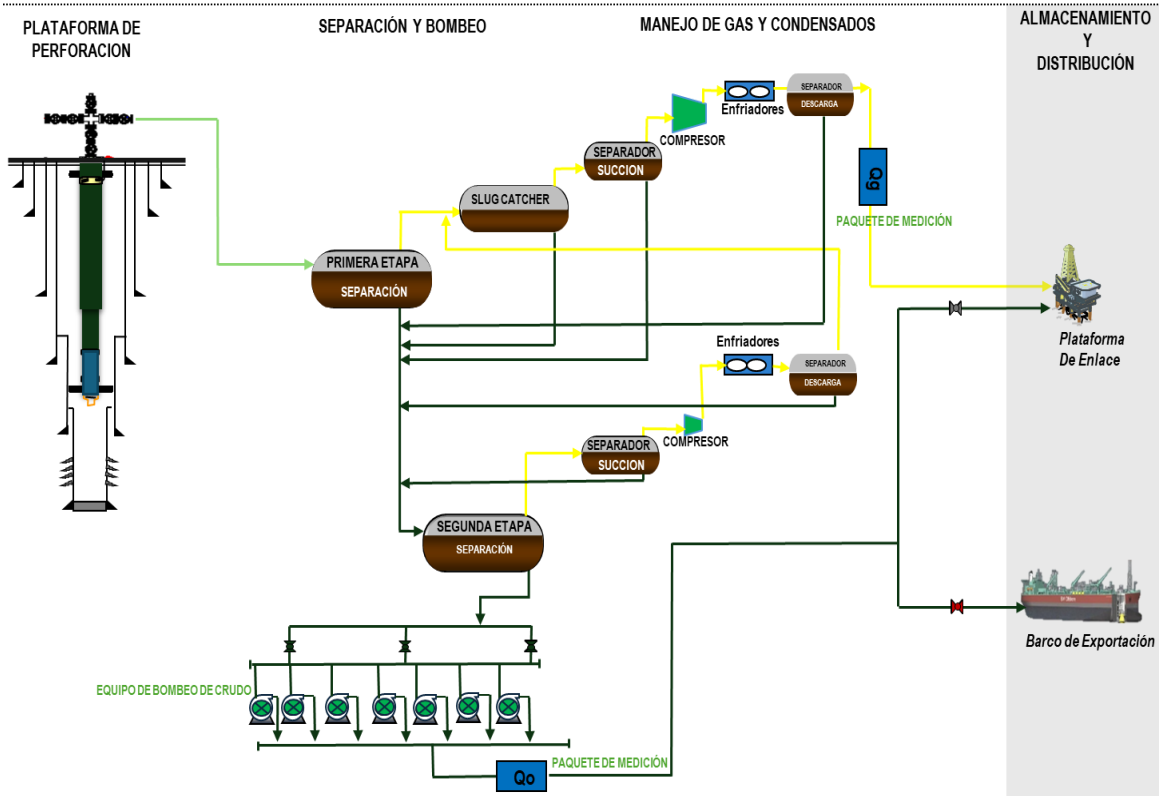


Figura 11. Diagrama Típico del Manejo de Hidrocarburos.

como gas y aceite separado es enviado a plataformas denominadas *Centros de Proceso* donde se encuentra la *Batería* de Producción para su proceso.

Cuando un pozo no produce como se esperaba, es necesario identificar las causas de su baja productividad para determinar el método más efectivo para corregir esa falla. Generalmente, los problemas de este tipo están relacionados con la formación productora, incluyendo factores como baja permeabilidad, baja porosidad, baja presión o se puede tratar de una formación no consolidada. Otra posible causa puede estar asociada al comportamiento del flujo de fluidos a través de los medios

porosos que dependen de las fuerzas cómo la presión, la gravitacional y viscosas, así como de fenómenos como la entrada de agua o la expansión del gas.

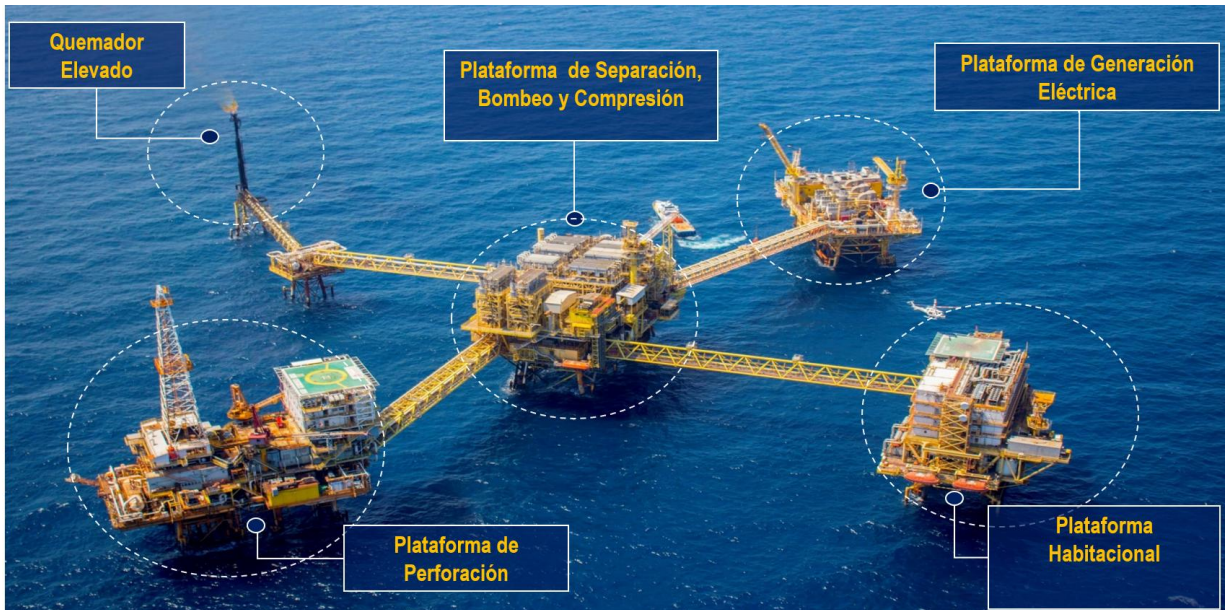


Figura 12. Instalaciones para la extracción de Hidrocarburos.

II. III ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y CURVAS IPR

Como se puede observar, este capítulo se enfoca en el estudio y el análisis del comportamiento del flujo de un pozo, desde la formación hasta la superficie. Pues es importante saber y comprender si es que un pozo produce de forma adecuada y así poder maximizar su potencial de producción, para poder lograr esto se debe tomar en cuenta el Índice de productividad y las caídas de presiones en las tuberías por medio de curvas de desempeño vertical (VLP).

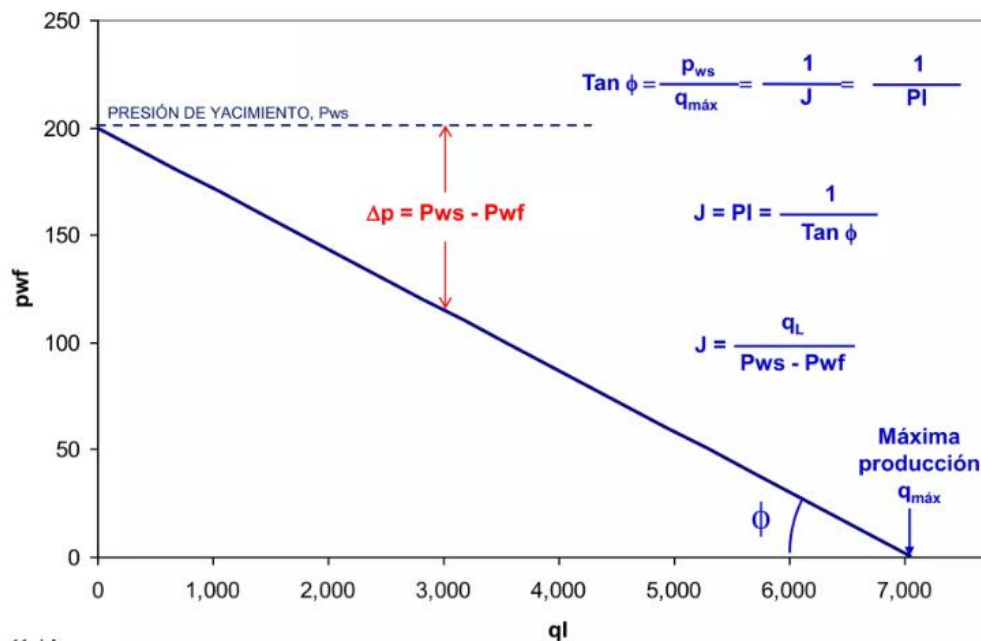


Figura 13. Curva del Índice de Productividad

El índice de productividad (J o IP) es una ecuación que relaciona el gasto o la cantidad de fluidos que aporta un pozo debido a una caída de presión, desde la presión del yacimiento medida hasta la presión de fondo fluvente.⁸

$$J = IP = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta P} \dots \dots \dots (5)$$

Q_o = Gasto de aceite [bpd]

$J = IP$ = Índice de Productividad [bpd/psi]

P_{ws} = Presión estática del yacimiento [psi]

P_{wf} = Presión de fondo fluvente [psi]

Sí la presión de fondo es mayor que la presión de burbuja, la tendencia se presenta como una línea recta. Por el contrario, si la presión de fondo es menor que la presión de burbuja la tendencia es diferente por la relación entre el gasto de producción y el abatimiento de presión, el gas se libera y la relación gas-aceite aumenta, en este último caso se le conoce como IPR (*Inflow Performance Relationship*). La curva IPR evalúa el rendimiento del pozo mediante la representación gráfica de la producción del pozo en función de la presión de fondo; su análisis es uno de los métodos más usados para predecir la producción futura de un campo de petróleo o gas.

Existen numerosas formas de predecir el comportamiento del pozo.

II. III. I MÉTODO DE VOGEL

Vogel fue el primero en presentar un método para predecir el comportamiento de pozos de aceite con empuje de gas disuelto.

$$\frac{Q_o}{Q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots (6)$$

Q_o = Gasto de aceite medido a la P_{wf} [bpd]

$Q_{o\max}$ = Potencial del pozos (considerando $P_{wf} = 0$)

P_{ws} = Presión estática del yacimiento [psi]

P_{wf} = Presión de fondo fluvente [psi]

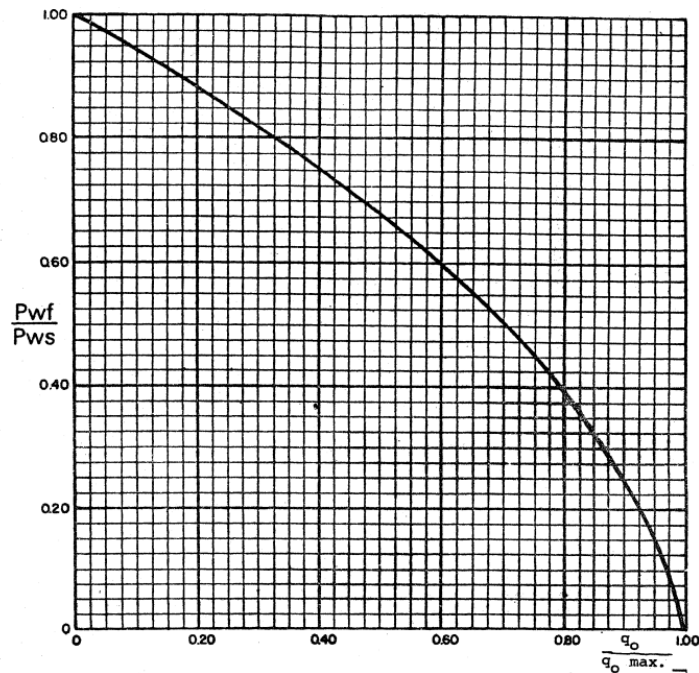


Figura 14. Curva de IPR

La ecuación 6 se utiliza en casos donde no se ha producido ningún daño en la formación, ya sea durante la perforación por uso de lodos, en la terminación por uso de fluido de control o de limpieza o durante la producción por acumulación de sólidos u orgánicos. En situaciones así se considera que el pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal, $EF=1$. Este modelo representa un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan. Los cambios en los índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y al abatimiento de presión.⁹

Para utilizar el método de Vogel se requiere una prueba de producción, la cual consiste en obtener un gasto de aceite a una presión de fondo fluyendo (Q_o, P_{wf}), con esa información se puede estimar el gasto máximo que aportaría un pozo ($Q_{o \max}$) si tuviera las mejores condiciones y se pueden calcular otros gastos posibles bajo diferentes P_{wf} .

Para optimizar la producción de un pozo se compara el potencial del pozo $Q_{o \max}$ con el gasto máximo Q_o que puede aportar el pozo con las condiciones en las que se encuentra, esto para saber si se tiene algún problema en el SIP.

II. III. II MÉTODO DE STANDING

Años más tarde, Standing extendió el trabajo de Vogel con un índice de productividad multifásico modificado para relacionar el rendimiento actual del pozo con el rendimiento futuro. El inconveniente que dificulta el uso de este método es que se requiere el conocimiento de las propiedades del fluido y el comportamiento de la permeabilidad relativa a una presión futura del yacimiento.¹⁰

$$\frac{Q_o}{Q_{o\max}} = \left(1 - \left(\frac{P_{pwf}}{P_{ws}}\right)\right) \left(0.8 \left(\frac{P_{pwf}}{P_{ws}}\right)\right) \dots (7)$$

II. IV ANÁLISIS NODAL

En los sistemas de producción de hidrocarburos, las propiedades de los fluidos cambian en función de la presión y la temperatura. El análisis nodal se utiliza para:

- Determinar el gasto que producirá un pozo y las condiciones de flujo a las que el pozo se agotará.¹¹
- Predecir las condiciones de flujo a las que el pozo se agotara.
- Fijar el momento apropiado para la instalación de un sistema artificial de producción y asistir en la selección óptima del sistema.¹¹
- Optimizar el sistema para incrementar el gasto de producción de forma económicamente viable.

Para simular el flujo del fluido en un sistema particular es necesario dividir el sistema en diferentes secciones o “nodos” (Figura 8) para posteriormente calcular el flujo que entra (Inflow) y sale (Outflow) en ese nodo.¹² La curva de Outflow representa la capacidad de los equipos como tuberías, válvulas, etc. Para que salga el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. Para el estudio de la caída de presión en este sistema se utilizan correlaciones empíricas desarrolladas a partir de modelos físicos, como Beggs & Brill, Duns & Ros, entre otros. Esto para poder calcular la pérdida de presión a lo largo de la tubería.

El punto en donde se interceptan estas dos curvas es la muestra de la producción del yacimiento de manera estable y sostenida, de no coincidir el punto el pozo no está operando de forma eficiente, y será necesario ajustar las condiciones del sistema o realizar alguna intervención para restablecer el equilibrio.³³¹²³

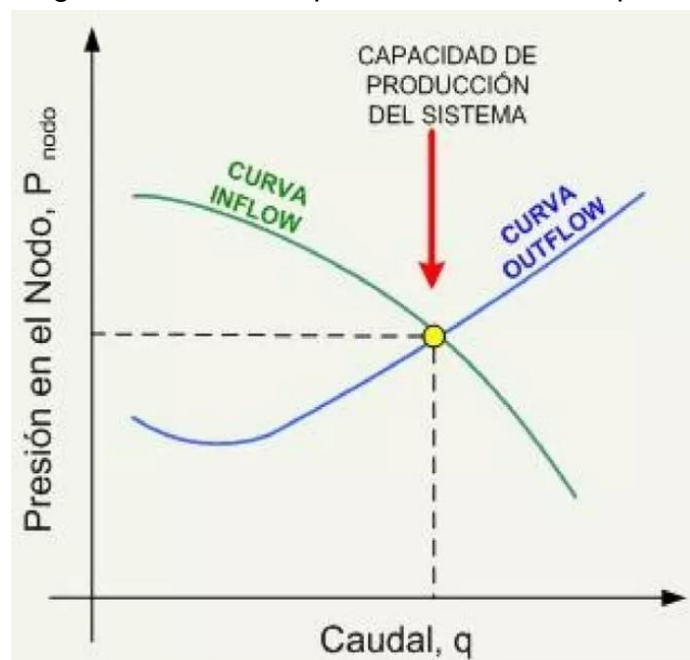


Figura 15. Gráfica IPR y OPR

Capítulo III. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

Este capítulo menciona la importancia de optimización y mantenimiento de la producción con ayuda de los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) dentro de la industria. Se detallan los componentes fundamentales y se describe de forma general los principios básicos de funcionamiento de cada sistema, así como sus ventajas y desventajas operativas. Se analizan los beneficios que pueden aportar los sistemas como las limitaciones técnicas y económicas en ciertos escenarios.

III.I SAP's

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, diseñados para proporcionar energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento y así restablecer o aumentar la producción, cuando:

- El mecanismo de empuje del yacimiento es deficiente para producir fluidos por sí mismo.
- Se tienen bajos gastos de producción con la energía natural del yacimiento.

Estos equipos se dividen en varias categorías dependiendo del principio de funcionamiento, su diseño y la fuente de energía requerida. Para la selección y diseño para la instalación de un SAP se deben considerar las características tanto de pozo como de los fluidos del yacimiento y problemas que se puedan llegar a presentar en el pozo y el yacimiento durante su instalación. Al mismo tiempo se debe de hacer un análisis económico que engloba costos de operación, de instalación, mantenimiento y los ingresos que se pueden llegar a tener con el aumento de la producción.

III.II BOMBEO MECÁNICO.

El sistema consiste en instalar una bomba reciprocante en la tubería de producción la cual succiona el aceite debido al movimiento reciprocante de un embolo, el cual se desplaza en forma ascendente y descendente en el interior de la bomba al ser puesto en operación desde la superficie.¹³

Su movimiento es generado por un motor, ya sea eléctrico o de combustión interna, este motor transmite energía a la sarta de varillas, convirtiendo el movimiento oscilatorio de la fecha del motor en un movimiento reciprocante.¹³

Se utiliza en pozos cuyos criterios sean:

- Bajo índice de producción
- Poca o nula producción de arena

- Nula producción de parafinas.
- Una Presión de pozo de fondo fluuyente suficiente para que los fluidos alcancen un nivel estático en el pozo.
- Yacimientos de crudos pesados y extrapesados.¹⁴

Componentes Principales

- La bomba subsuperficial (pump) desplaza el fluido del fondo del pozo hasta la superficie mediante la generación de vacío en la tubería de producción; el gasto a producir va a depender del tamaño de la bomba.
- La cadena de varillas de bombeo: que transmite el movimiento de bombeo de superficie y la potencia a la bomba de subsuelo.
- El equipo de bombeo de superficie: es la estructura que convierte el movimiento rotacional del motor a un movimiento reciproco vertical requerido por la sarta de varillas.
- La unidad de transmisión de potencia o reductor de velocidad: reduce la velocidad requerida para el bombeo.
- El motor principal que proporciona la potencia necesaria al sistema (prime mover).¹⁴

Ventajas

- Su diseño es simple
- Sus reparaciones tienen un bajo costo
- La capacidad de bombeo puede ser modificada fácilmente para adaptarse a las variaciones del índice de productividad.
- Su eficiencia es buena.¹⁴

Desventajas (Limitantes)

- Su manejo de gas y sólidos es deficiente
- Problemas en agujeros desviados y unidades marinas.
- La unidad de superficie es muy grande y pesada, necesita mucho espacio.
- Para reparación de la bomba, las varillas deben ser extraídas.¹⁴

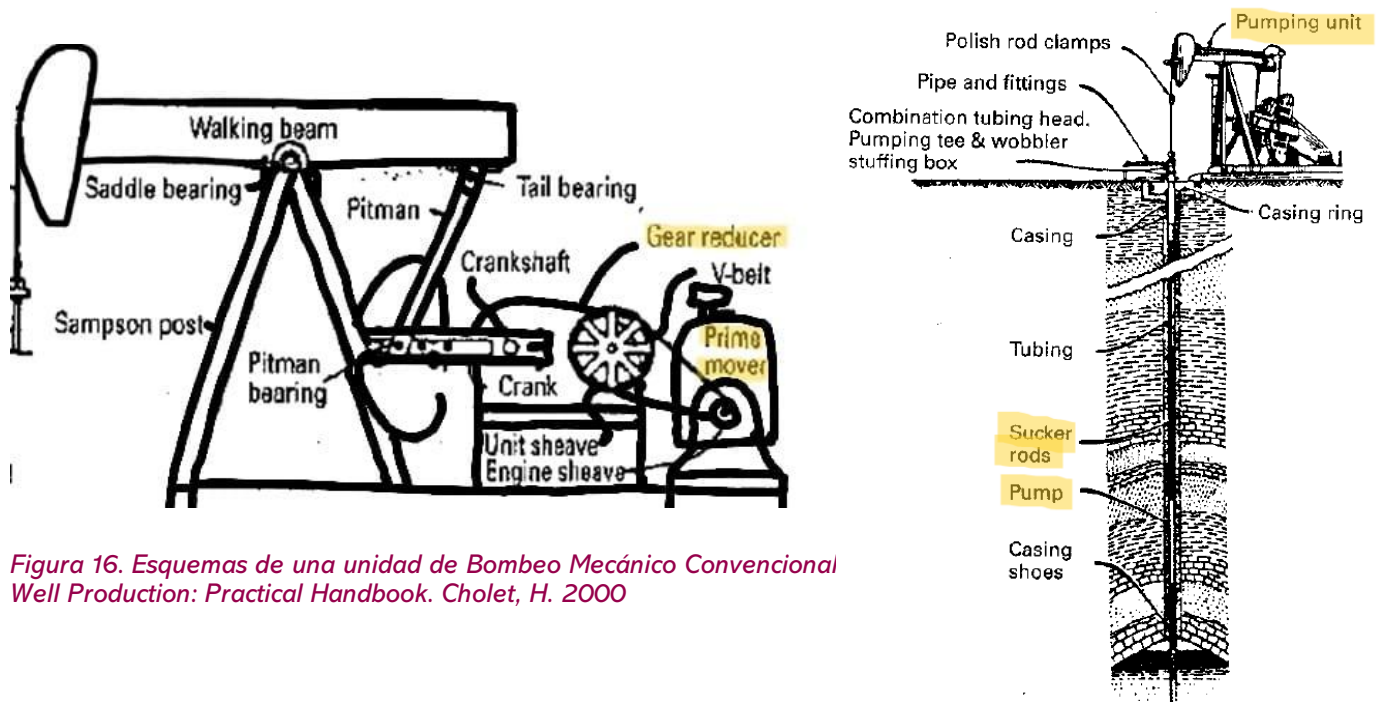


Figura 16. Esquemas de una unidad de Bombeo Mecánico Convencional
Well Production: Practical Handbook. Cholet, H. 2000

III.III BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS

Consiste en levantar el fluido mediante un desplazamiento positivo en el fondo del pozo. El principio básico de este sistema es el uso de una bomba que consta de un rotor helicoidal y un estator que, representan una geometría en conjunto que forman una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando un bombeo.¹⁴

Componentes Principales

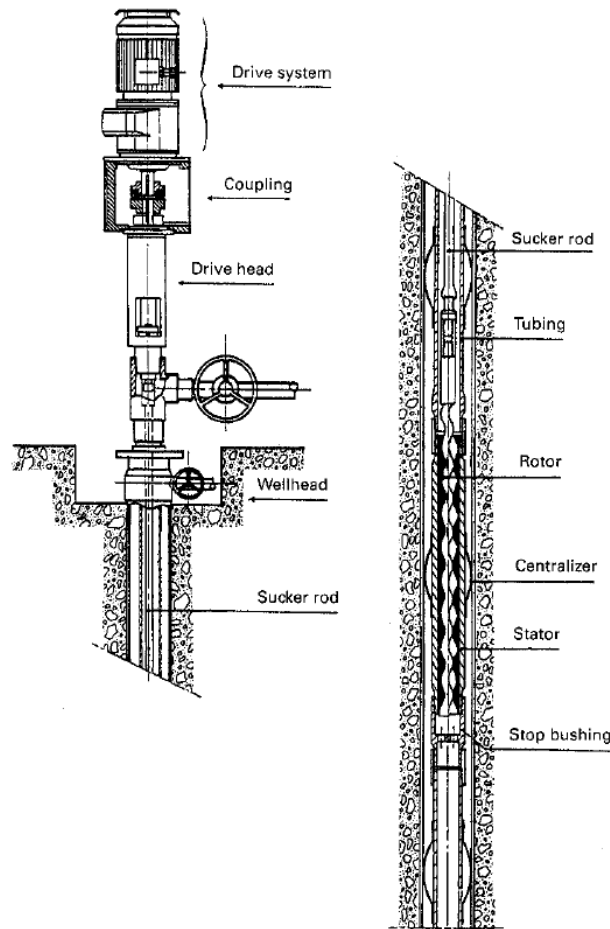
- Motor: Proporciona el movimiento mecánico para accionar la bomba dentro de la tubería y permitir la producción de aceite desde el pozo. Puede ser eléctrico o de combustión interna.
- Estator: Es un cilindro de acero con un cuerpo de elastómero pegado internamente, en forma de doble hélice.
- Rotor: Es la pieza interna de la bomba este presenta la forma de un tornillo sin fin, hecho de acero de alta resistencia.
- Cabezal rotatorio: Soporta el peso de la sarta de varillas, así como el peso que genera la columna de los fluidos del rotor.¹⁴

Ventajas

- Su instalación y operación es fácil
- Buen manejo de arena
- Se puede operar en yacimientos de crudo pesado
- Equipos Superficiales de dimensiones pequeñas.
- Uso en pozos desviados y horizontales.¹⁴

Desventajas (Limitantes)

- ❑ Su vida útil es corta debido a los problemas del elastómero
- ❑ Baja eficiencia para gas
- ❑ Su capacidad es limitada dependiendo de la profundidad, su profundidad máxima es de 6 500 ft.
- ❑ Su producción máxima es de 4 000 barriles por día (bpd) .¹⁴



*Figura 17. Configuración Típica de un Bombeo por Cavidades Progresivas.
Well Production: Practical Handbook. Cholet, H. 2000*

III.IV BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

Este Sistema se aplica cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-liquido.¹⁴

Componentes Principales

- Bomba centrífuga: Implementa la presión necesaria a los fluidos del pozo para que éstos puedan llegar a la superficie.

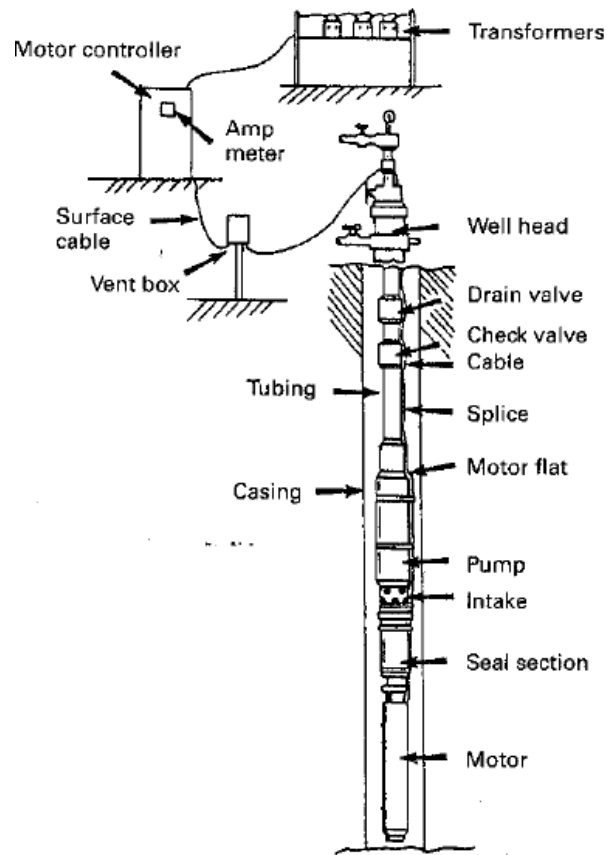
- Separador de gas (Intake): Se coloca entre la bomba y el protector, en esta parte el fluido entra a la bomba y desvía el gas libre hacía el espacio anular, permitiendo así un bombeo más eficiente y reduciendo los problemas de capacidad de carga en el motor producidos por la interferencia de gas.
- Protector (Seal section): Se ubica entre el motor y la bomba, iguala la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad en donde se encuentra el aparejo.
- Motor eléctrico: Se coloca al fondo del aparejo y mediante un cable recibe la energía desde la superficie
- Cable de potencia: Transmite la energía suficiente desde la superficie para que el motor pueda funcionar.
- Transformador: Ubicado en la parte superficial, controla el voltaje requerido en la superficie para poder el motor en el fondo del pozo.
- Variador de frecuencia: Controla el motor, permitiendo operar el sistema con un amplio rango de frecuencias.
- Caja de venteo: Se instala entre el cabezal del pozo y el tablero de control, ventea a la atmosfera el gas que fluye a la superficie a través del cable, evitando que llegue al panel de control.¹⁴

Ventajas

- Buena capacidad para producir altos volúmenes de fluido de profundidades somera a intermedias.
- Baja inversión a profundidades someras
- Eficiente en pozos desviados
- Facilidad de operar en superficie.¹⁴

Desventajas (Limitantes)

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- Poca flexibilidad para variar condiciones de producción
- Requieren suministro de energía eléctrica
- Dificultad para manejar alto porcentaje de arena o gas.¹⁴



*Figura 18. Configuración Típica de un Bombeo Electrocentrifugo.
Well Production: Practical Handbook. Cholet, H. 2000*

III.V BOMBEO HIDRAULICO

Transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado (fluido de potencia o fluido motor) que es el inyectado a través de la tubería, y es utilizado por una bomba del subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía del fluido en energía potencial.¹⁴

Componentes Principales

- Bomba Superficial: Es una bomba de alta presión y de acción recíprocante, suministra la potencia necesaria para que el fluido motriz viaje desde la superficie hasta la bomba de fondo.¹³
- Fluido Motriz: Fluido al que se le aplica presión para después ser bombeado, éste puede ser agua o aceite.
- Bomba Hidráulica de Succión: Se ubica al fondo del pozo, su funcionamiento se basa en el mismo principio que el bombeo mecánico, sin embargo, a diferencia de este, en el Bombeo Hidráulico la varilla que transmite el movimiento ascendente y descendente se encuentra al interior de la bomba.¹³

- Válvula fija: Evita pérdidas de fluido hacía el yacimiento. Cuando el sistema de bombeo está en funcionamiento, se realiza un proceso de succión en la bomba lo que acciona la válvula, ésta se abre y permite la entrada de fluido proveniente de la formación; cuando el sistema de bombeo no se encuentra en funcionamiento, esta válvula se cierra impidiendo el paso de los fluidos.¹³

Tipo Pistón

Su unidad subsuperficial principal está constituida por dos pistones unidos entre sí por medio de una varilla metálica, uno denominado pistón motriz, el cual es impulsado por el fluido motriz y que arrastra al pistón inferior o pistón de producción, el cual tiene la función de impulsar el aceite de producido a la superficie. La presión proporcionada en la superficie al fluido motriz será la misma que se aplique a los pistones de la unidad de bombeo, obligándolos a impulsar los fluidos producidos por el yacimiento hasta la superficie.¹⁴

Tipo Jet

Su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos. Al inyectar el fluido motriz por la tubería de inyección, este entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de la tobera donde su alta presión lo convierte en un fluido de alta velocidad. La tobera descarga un chorro dentro de la cámara de mezclado, donde se mezclan los fluidos del pozo y el fluido motriz. En el momento que se efectúa la mezcla, el fluido motriz pierde energía la cual es ganada por los fluidos del pozo, la mezcla pasa al difusor, en donde la energía que en su mayor parte es conservada en forma de velocidad se convierte en presión estática; cuando esta presión es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular, se produce el flujo de los fluidos hacia la superficie.¹⁵

Ventajas

- Puede operar en pozos desviados.¹⁵
- Adecuado para el bombeo de crudos pesados.¹⁵
- Puede instalarse en plataforma o en tierra.¹⁵
- Inversión sólo en el fluido motriz.
- Permite el manejo de producción de gas.
- Sus profundidades de trabajo son superiores en comparación con el bombeo mecánico y el bombeo electrocentrifugo.¹⁴

Desventajas (Limitantes)

- En la bomba tipo Jet, se presenta fácil ingreso de partículas sólidas abrasivas.
- En la bomba tipo Pistón, pueden presentar tendencia a la contaminación del líquido.

- Para su funcionamiento requiere de altas presiones de trabajo.
- Poseen una baja eficiencia de operación en comparación con otros sistemas artificiales de producción.¹³

III.VI BOMBEO NEUMATICO

Es un método de levantamiento donde se utiliza la inyección de gas residual a alta presión, esa inyección puede ser continua o intermitente. El gas viaja a través del espacio anular mediante una válvula de fondo, el gas pasará a la tubería de producción, lo que reduce la columna hidrostática del pozo, permitiendo el desplazamiento de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Componentes Principales

- Válvula del BN: Permiten la inyección de un volumen regulado de gas de la tubería de revestimiento a la tubería de producción para extraer los fluidos aportados por el pozo y van montadas en el mandril a la profundidad del punto de inyección con la presión disponible de operación.¹⁶
- Mandril: Es una sección tubular que permite colocar la válvula a la profundidad deseada, permitiendo el paso del gas desde el espacio anular, hasta la válvula de BN y después a la tubería de producción.¹⁶

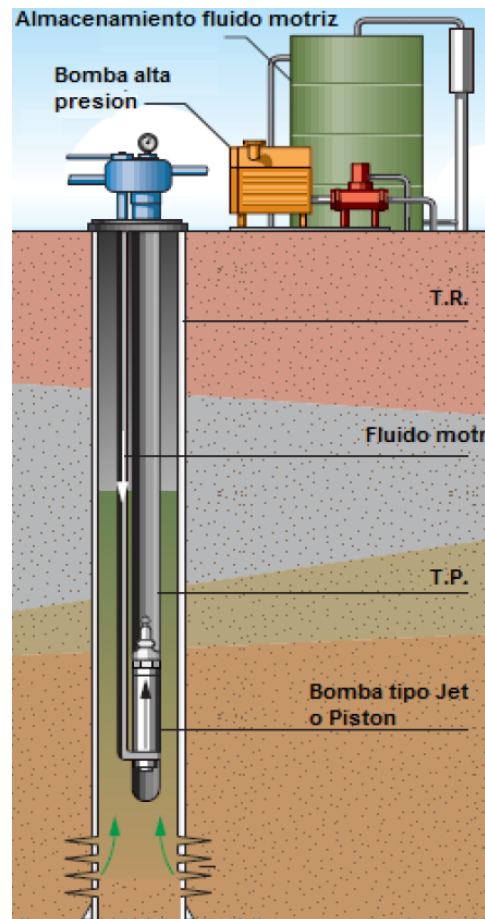


Figura 19. Configuración Típica del Bombeo Hidráulico.
(Baños, 2019)

- Estación de Compresión: Se encarga de recibir el gas a baja presión proveniente del pozo para aumentar su presión y enviarlo nuevamente al pozo.
- Línea de Inyección de gas: Tubería a través la cual se transporta, regula y mide todo el gas que se utiliza en una instalación de BN.¹⁷
- Batería de Separación: Es necesario separar el gas que está mezclado con la producción, entre mejor sea la separación, mayor será la cantidad para poder ser recirculado en la operación de BN.¹⁷

Bombeo Neumático Continuo

El gas es inyectado de forma continua a alta presión, de tal forma que el pozo produce de manera constante.

Se recomienda para pozos con alto Índice de Productividad y presiones de fondo altas como para mantener el gasto deseado aun cuando la RGL se incrementa.¹⁵

Bombeo Neumático Intermitente

El gas es inyectado de forma periódica, para desplazar un bache de líquido a través de la tubería de producción. Se aplica principalmente a pozos con bajo índice de productividad, baja RGL de yacimiento, bajas presiones de fondo y bajos gastos.

Bombeo Neumático Autoabastecido

Se refieren a la utilización del gas de formación para reinyectarse. Este gas es separado, tratado y comprimido en superficie dentro de la misma localidad del pozo. Para instalar este sistema es necesario contar con una alta RGA, con gasto de producción de gas dentro de los volúmenes requeridos para el funcionamiento del sistema, con el espacio suficiente para la colocación del equipo y que sea económicamente rentable.¹⁸ Los pozos en los que se implementa este sistema pueden producir gas con diferente composición por lo cual se requiere que los equipos de separación y compresión sean capaces de manejar gas húmedo amargo.

Ventajas

- Presenta pocos problemas al manejar sólidos
- Adaptable en pozos desviados y pozos costa fuera.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos
- El equipo se recupera, repara o reemplaza con facilidad
- Opera en pozos con alta RGL sin dificultad.
- Flexible si se quiere cambiar de BN continuo a BN intermitente.
- Bajos costos de operación.

Desventajas (Limitantes)

- Disponibilidad del gas de inyección
- Costos operativos altos si el gas es comprado.

- Altos costos operativos al manejar gases amargos.
- La TR debe soportar una alta presión de gas.
- Formación de hidratos y congelamiento de gas.
- Problemas de obstrucción en las líneas de superficie

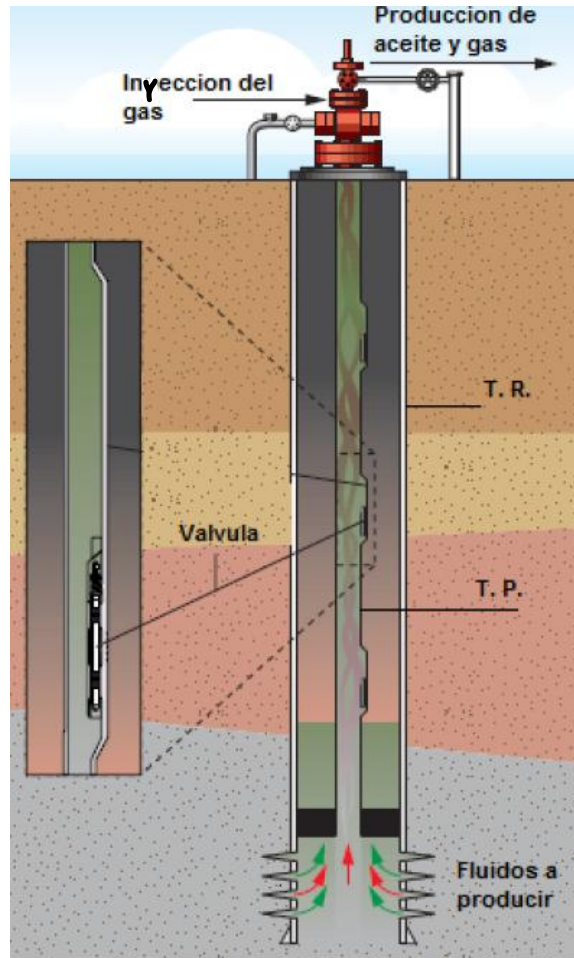


Figura 20. Componentes Principales del BN. (Gómez, 2021)

La selección de un SAP depende de diversas consideraciones, para esto se tiene una tabla de Rango de los parámetros para su aplicación. No sólo se determina por el diseño optimo o criterios económicos también se deben de tomar en cuenta limitaciones físicas como la localización de pozos, desviaciones y terminaciones del pozo. Se debe considerar la existencia de una fuente de energía como un motor, pues en algunas áreas puede o no ser existente de manera económica, práctica o técnica.

Atributo	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrocentrifugo	Bombeo por Cavidades Progresivas	Bombeo Hidráulico tipo Jet
Profundidad de operación	4880 [mts]	2400 [mts]	4570 [mts]	3500 [mts]	5500 [mts]
Eficiencia del Sistema	5 – 30 %	50 - 60 %	40 -50 %	50 -70%	10 - 20%
Aplicación Costa Afuera	Excelente: Debe ser comúnmente el método adecuado y disponible para la inyección de gas.	Malo: Se debe diseñar para el tamaño de la unidad, peso y sacar la unidad por el espacio.	Bueno: Deberá proveerse de energía eléctrica y servicios de arranque de la unidad.	Malo: Puede tener alguna aplicación especial costa afuera. Sin embargo, es necesario sacar la unidad.	Bueno: Puede ser usado para dar fuerza al fluido antes de ser separado en los sistemas de tratamiento de la producción.
Temperatura de Operación	40 – 200 [°C]	40 – 290 [°C]	40 – 290 [°C]	40 – 180 [°C]	40 – 260 [°C]
Habilidad de manejo de gas.	Excelente: Reduce la producción de gas necesario para la inyección de gas.	Malo – Bueno: Bueno si puede dar escape y usando fijo el gas natural con un apropiado diseño de la bomba. Malo si debe manejar la bomba >50% de gas libre.	Malo – Favorable: Para gas libre (con >5%) a través de la bomba. Los separadores de gas rotatorios son útiles si no se produjeran sólidos.	Malo: Si debe bombear algún gas libre.	Bueno-Favorable: Bomba estable concéntrica o paralela permite una libertad del escape del gas con un apropiado separador de gas abajo del agujero debajo de la bomba de succión.
Manejo de sólidos	Bueno: A veces se requiere del corte mecánico. El gas de inyección puede agravar un problema ya existente.	Regular – Bueno: Tratamiento caliente de agua/aceite y/o uso de posibles raspadores (escareador), pero incrementan los problemas de operación y costos	Regular: Tratamiento caliente de agua/aceite, el corte mecánico, con inhibidores de corrosión.	Regular: TP puede necesitar tratamiento. La varilla rascadora no se usa. Posibilita una destitución de la bomba y la circulación de fluidos calientes en el sistema.	Bueno-Excelente: Circulación caliente abajo del agujero la bomba minimiza y aumenta.
Capacidad de manejo de alta viscosidad	Regular: Pocos problemas para >16 API o debajo de 20 cP de viscosidad.	Bueno: Para fluidos <200 cP y bajo gasto (400 bpd)	Regular: Limitado alrededor de los 200 cP	Excelente: Para viscosidades altas de los fluidos.	Bueno -Excelente: Producción con una alta viscosidad hasta 800 cP
Densidad del Fluido	>15 [°API]	>8 [°API]	>10 [°API]	>8 [°API]	>8 [°API]
Confiabilidad	Excelente: Si el sistema de compresión es apropiadamente diseñado y mantenido.	Excelente: Si se siguen las buenas prácticas de operación y si la corrosión, parafinas, asfáltenos, sólidos, desviaciones, etc. son controlados.	Varía: Excelente para los casos de producción ideales. Malo para las áreas de problemas. Muy sensible a las temperaturas de operación y mal funcionamiento eléctrico.	Bueno: Normalmente por encima del bombeo y la carencia de experiencia disminuyen el tiempo de corrida.	Bueno: Con el tamaño apropiado de garganta y tobera para las condiciones de operación.
Gasto de Operación [bpd]	100 – 30,000	5 – 5,000	150 – 100,000	5 – 5,000	300 – 15,000

Tabla 2. Rango de los parámetros para la aplicación de los SAP. (Chavez, F. & Torres, S., 2016)

La presión que maneje el yacimiento es importante, pues si ésta ha disminuido por debajo de un tercio de la presión debida a la columna hidrostática de los fluidos en el pozo, el Bombeo Neumático Continuo se vuelve cuestionable, ya que la cantidad de gas requerida para levantar los fluidos se vuelve excesiva.

Las bombas sumergibles pueden operar por debajo de algunos de cientos de libras por pulgada cuadrada, los pistones y los sistemas hidráulicos pueden operar esencialmente a una presión de cero, tal vez requiriendo cierta ventilación de gas.¹¹

Los SAP, como el Bombeo Mecánico, el Bombeo Electrocentrífugo y el Bombeo Neumático, han emergido como soluciones clave para optimizar la extracción y mantener la eficiencia operativa en los campos. Estos sistemas, entre los más utilizados, ofrecen respuestas técnicas esenciales para prolongar la vida útil de los yacimientos, aunque no están exentos de sus propios retos y limitaciones.

Capítulo IV. ESTRATEGIAS PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO DE GAS BN EN POZOS.

Este capítulo analiza principalmente el método del Bombeo Neumático, su filosofía de operación y los gases que hacen posible su funcionamiento, así como estrategias para poder utilizar otros gases y asegurar un suministro continuo en los pozos. Se incluyen los cálculos necesarios para el diseño e implementación de una instalación de BNC eficiente. Todo lo anterior con el objetivo de optimizar el desempeño del sistema reduciendo pérdidas de energía del yacimiento y mejorando la productividad del pozo.

IV.I FILOSOFÍA DE OPERACIÓN DE LOS POZOS CON SISTEMA ARTIFICIAL DE BOMBEO NEUMÁTICO.

Durante el siglo XIX el método se desarrolló inicialmente para pozos de agua, en este se bombeaba aire comprimido para bombear el líquido, lo cual pareció lógico adaptar ese método para pozos petroleros aparentemente agotados. Consistía en utilizar un eyector o una bomba de aire con dos tuberías insertadas en el tubo del pozo, el aire era forzado a bajar por un tubo hasta el fondo y por el otro salía el crudo como una corriente constante.

Sin embargo, el inyectar aire presentaba varias desventajas como corrosión en los pozos, oxidación del petróleo y riesgos de explosión. Por lo anterior se comenzaron a hacer pruebas de bombeo que implicaban el uso de gas a alta presión para estimular el flujo de petróleo de los pozos. El uso de gas redujo los peligros de las mezclas inflamables y explosivas que se forman cuando se utiliza aire, permitiendo recuperar grandes cantidades de condensados y gas que de otro modo se habrían desperdiciado.

El gas usado para este método es gas residual o dulce, es decir, gas natural tratado que ha sido sometido a diferentes procesos para cumplir con las características estándar requeridas como, bajas concentraciones de compuestos ácidos, especialmente dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S), garantizando así que su uso sea eficiente y seguro.

Actualmente, una parte de los pozos utilizan el bombeo neumático continuo que es muy similar al flujo natural. En la mayoría de los casos se instalan compresores de gas para recoger el gas producido, y con pequeños cambios, pueden diseñarse para suministrar la alta presión de gas de inyección para el sistema de bombeo neumático.

En la producción de hidrocarburos se cuentan con ductos de llegada de gas residual, cabezales de distribución de BN (peine de BN), válvulas reguladoras de gas a inyección de BN a pozos y medidores de gas de BN, también se utilizan

turbomaquinaria como turbobombas, turbogeneradores y turbocompresores, pues regularmente, la presión del gas disponible en la red de BN no es suficiente para llegar al punto de inyección en el espacio anular y así pueda entrar a la tubería de producción. En instalaciones marinas, el bombeo neumático se utiliza mayormente en la producción de petróleo pesado. El nitrógeno también se utiliza a veces para elevar crudo y gas. El aire se sigue utilizando para elevar el crudo, pero, debido a los peligros, la escala es muy limitada.¹⁹

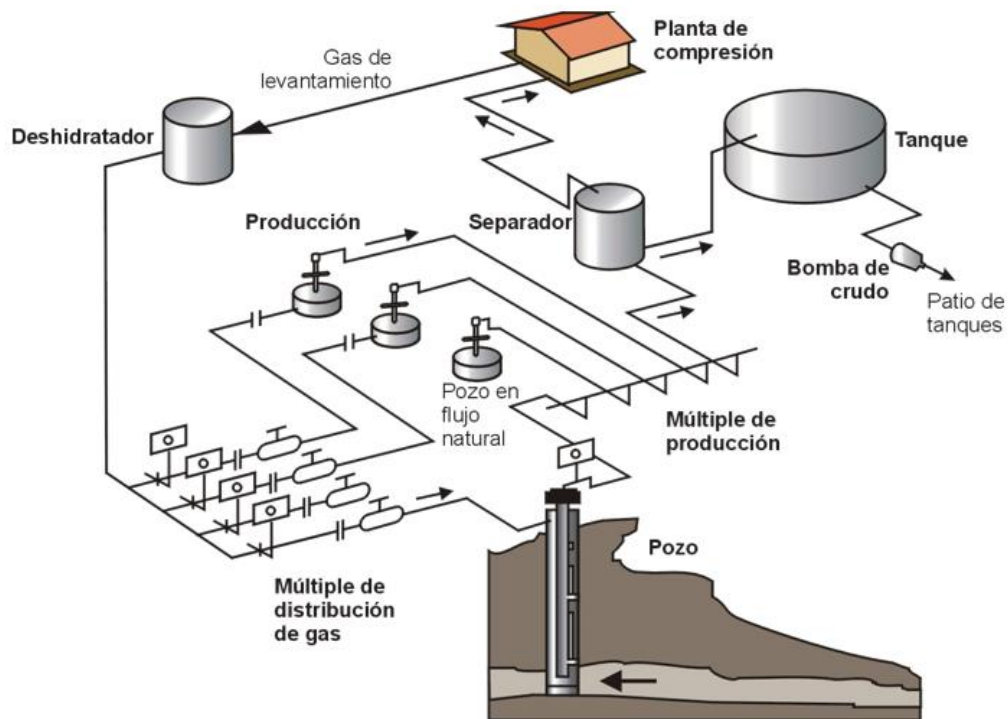


Figura 21. Diagrama general de Instalaciones para el Bombeo Neumático

Como se mencionó en el [Cap. II.11](#) la producción se manda a *Centros de Proceso* para su almacenamiento y distribución o en otros casos, la producción es comprimida para su transmisión a gasoductos o para reinyección dentro de los pozos de BN o a maquinas. El gas que no se comprime se ventea, esto, por razones, operativas, técnicas y de seguridad, para evitar sobrepresiones en compresores.

Para que el BNC sea eficiente y se pueda garantizar una operación adecuada se debe realizar un diseño de aparejo, lo que va a permitir determinar el espaciamiento entre las válvulas y sus especificaciones, especificaciones del control en superficie y un aproximado de la cantidad de gas necesario a usar. Por lo que para realizar el diseño se deben conocer datos cómo:

Estado Mecánico:

- 🔧 Profundidad del pozo.

- Tamaño y peso de la tubería de revestimiento (Longitud y diámetro)
- Tamaño y cuerdas de la tubería de producción (tramo x tramo)
- Profundidad de la zona de disparos
- Información de los accesorios, como empacadores, etc.

Especificaciones del Sistema de BN:

- Presión disponible (Presión de la línea en el gasoducto)
- Volumen, cantidad disponible
- Gravedad específica.

Información del Pozo:

- Presión de fondo estática (P_{wf})
- Información del fluido (Gravedad API, porcentaje de agua, Gradiente estático de presión)
- Nivel estático del fluido
- Datos de producción (producción estimada, índice de productividad)

IV. II BOMBEO NEUMÁTICO CON NITROGENO.

Como se ha mencionado, uno de los desafíos operativos que presenta la industria es, mantener o restablecer la producción de los pozos de yacimientos que han perdido energía o de yacimientos que necesitan ayuda para movilizar los fluidos más densos o viscosos hacia la superficie.

Ante la carencia que se estaba presentado en la producción de gas natural, la industria buscó alternativas para mantener el ciclo de vida del pozo, en este caso implementó el uso del gas nitrógeno en lugar del gas residual, conocido como *Nitrogen Lift*, que consiste en la inyección controlada de nitrógeno en el pozo para reducir la densidad de la columna de fluido.

El nitrógeno es un gas incoloro, inodoro, insípido y no tóxico, su uso en la industria es ideal por no reaccionar con el aceite y gas, además de no causar corrosión en las instalaciones. El uso de este gas permitió a operadoras optimizar tiempos, costos de operación y mejoró la eficiencia de producción en campos maduros.

Para asegurar el suministro de nitrógeno y su aprovechamiento en la industria, en el año 2000 se crea la empresa Compañía de Nitrógeno Cantarell (CNC). Esta empresa, ubicada en Ciudad del Carmen, Campeche, suministra nitrógeno a Pemex Exploración y Extracción (PEE), la cual emplea ese recurso para mantener la presión en el yacimiento a través de su inyección y aumentar la extracción de petróleo; y otra parte se utiliza como gas de BN en los pozos. La disponibilidad y la configuración de las instalaciones de los ductos de nitrógeno dio viabilidad a la opción de ser interconectados a la red de BN y así poder ocupar nitrógeno en la inyección de BN a pozos.

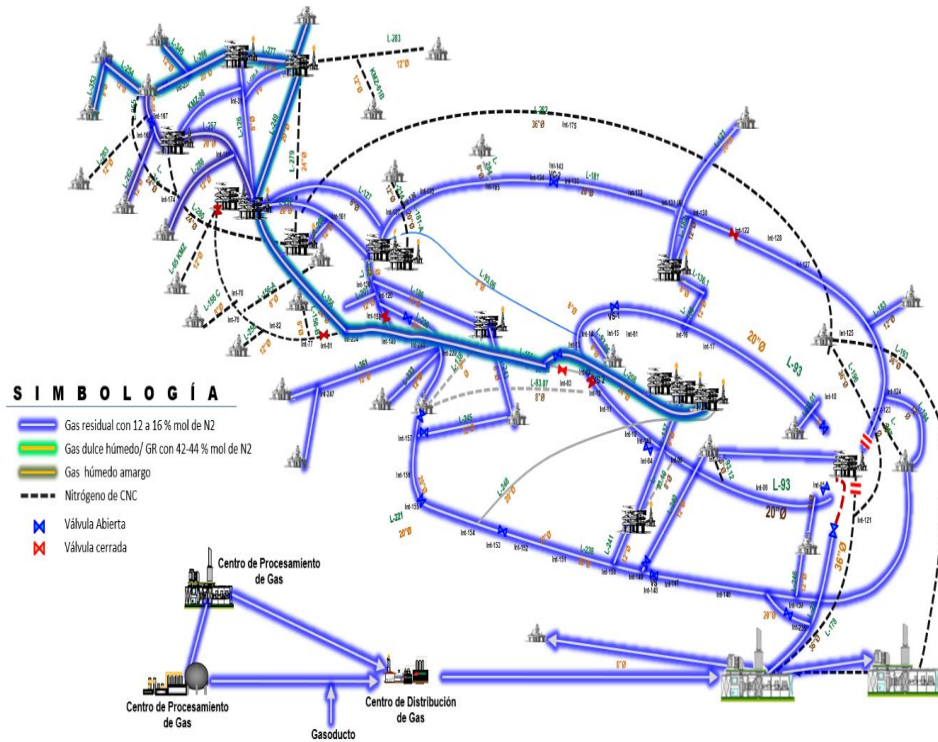


Figura 22. Red de BN

IV.III BOMBEO NEUMÁTICO CON GAS HÚMEDO AMARGO (GHA) Y GAS HÚMEDO DULCE (GHD).

La gestión del gas de inyección representa un desafío técnico y logístico. Requiere una planificación cuidadosa en cuanto a disponibilidad, distribución, control de presión y monitoreo en tiempo real. Optimizar esta parte del sistema no solo mejora el rendimiento de los pozos, sino que también contribuye a la eficiencia energética y económica de las operaciones en campos maduros.

Como se ha mencionado en este trabajo, el Sistema Artificial de Bombeo Neumático opera principalmente con Gas Residual (GR). La forma en la que estos gases se obtienen y se tratan para su uso, es la siguiente:

Para el primer caso, una vez que los hidrocarburos son extraídos y enviados a separadores, el gas que es obtenido como resultado de las etapas de separación es comprimido para poder ser enviado a Centros Procesadores, donde es tratado a través de plantas endulzadoras y de deshidratación. Estos procesos permiten eliminar el azufre y sus derivados, así como eliminar trazas de agua y nitrógeno del gas. Lo que resulta de este proceso, es el **Gas Residual (GR)** o Gas Dulce (GD), un gas que no es corrosivo y contiene una mayor eficiencia energética.

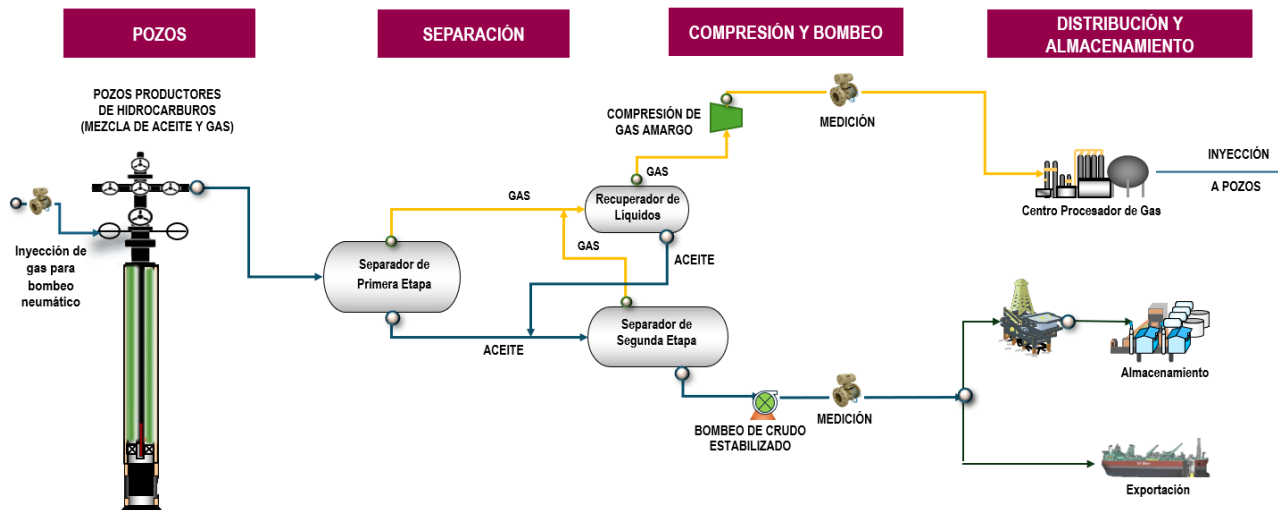


Figura 23: Extracción, Manejo y Transporte de Gas Residual.

Las ventajas que tienen este usar este gas es la eficiencia que tiene para el desplazamiento de los fluidos y a mantener una presión constante y un flujo estable. Sin embargo, la disponibilidad para el sistema artificial es limitado, pues su producción se debe repartir entre el uso industrial como combustible de maquinaria y generación eléctrica, uso doméstico como suministro de gas para hogares y en la industria como gas de BN o como gas de inyección al yacimiento como recuperación secundaria.

Por otro lado, el **Gas Nitrógeno** se extrae del aire a través de técnicas como la Adsorción por Cambio de Presión y la Destilación Criogénica en plantas industriales o también puede ser extraído del Gas Natural a través de la destilación criogénica con el sistema de NRU (*Nitrogen Rejection Unit*). Una vez separado el Nitrógeno del aire, este es transportado a través de ductos hasta las plataformas donde se requiera para su inyección como gas de BN o como inyección directa al yacimiento.

El uso de este gas se destaca por su gran disponibilidad y sus características como se menciona en el [punto IV.II](#) Las desventajas de usar este gas es que el nitrógeno tiene algunas deficiencias en el sistema como los altos costos que se requieren para

su proceso de separación y que el nitrógeno es poco soluble con los componentes del crudo, lo que puede hacer que los desplazamientos sean menos eficientes y se requiera una mayor presión de inyección para ganar miscibilidad con los fluidos del pozo.

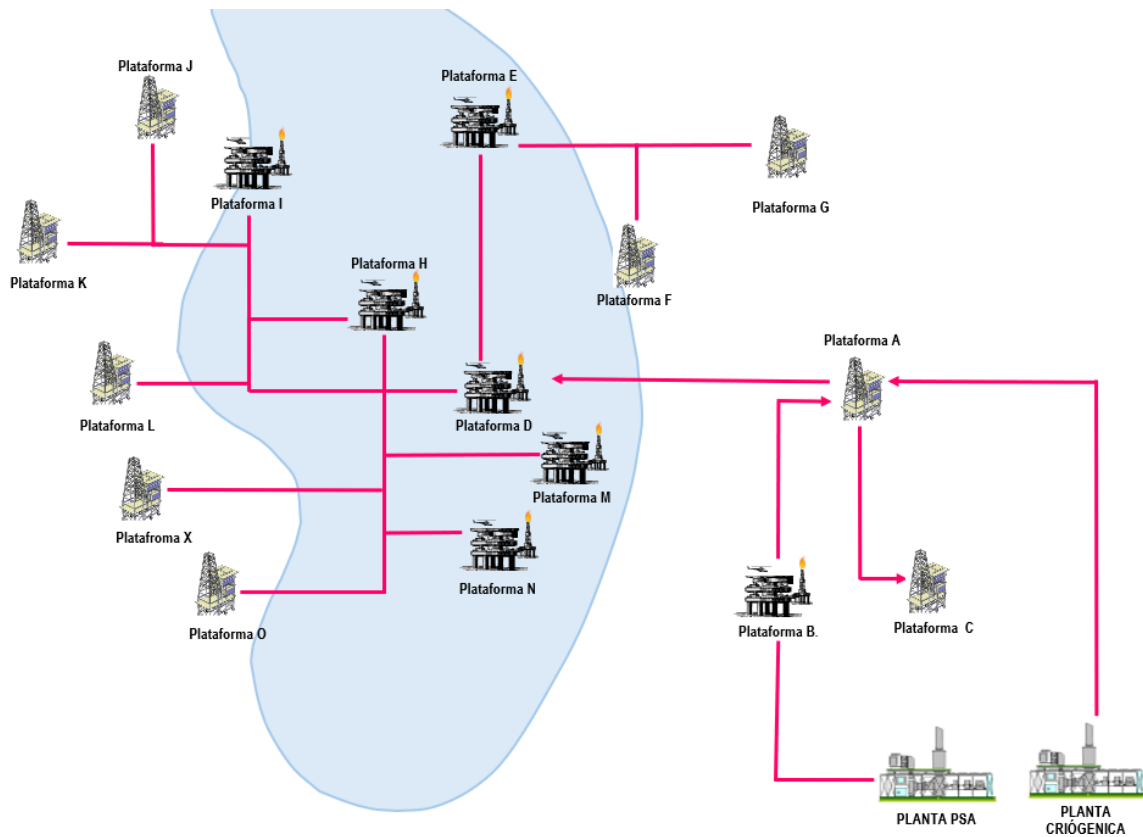


Figura 24. Manejo y Transporte de Gas Nitrógeno

Las estrategias de este trabajo tienen como objetivo que los gases producidos de los pozos y que parte de ellos son venteados, sean utilizados como gas de BN para su aprovechamiento y con ello, mantener la producción de hidrocarburos y reducir la dependencia de las importaciones de gas dulce (gas residual).

Ante la configuración se ha implementado usar Gas Húmedo Amargo (**GHA**) y el Gas Húmedo Dulce (**GHD**) como gases de inyección al BNC.

Cuando el gas es extraído del pozo, suele contener agua, hidrocarburos líquidos, dióxido de carbono (CO₂), Nitrógeno y Ácido Sulfhídrico; a esta mezcla se le conoce como **Gas Húmedo Amargo (GHA)**, una de las estrategias por tener déficit de gas dulce y mantener la operación de los pozos con sistema artificial BNC es utilizar el GHA.

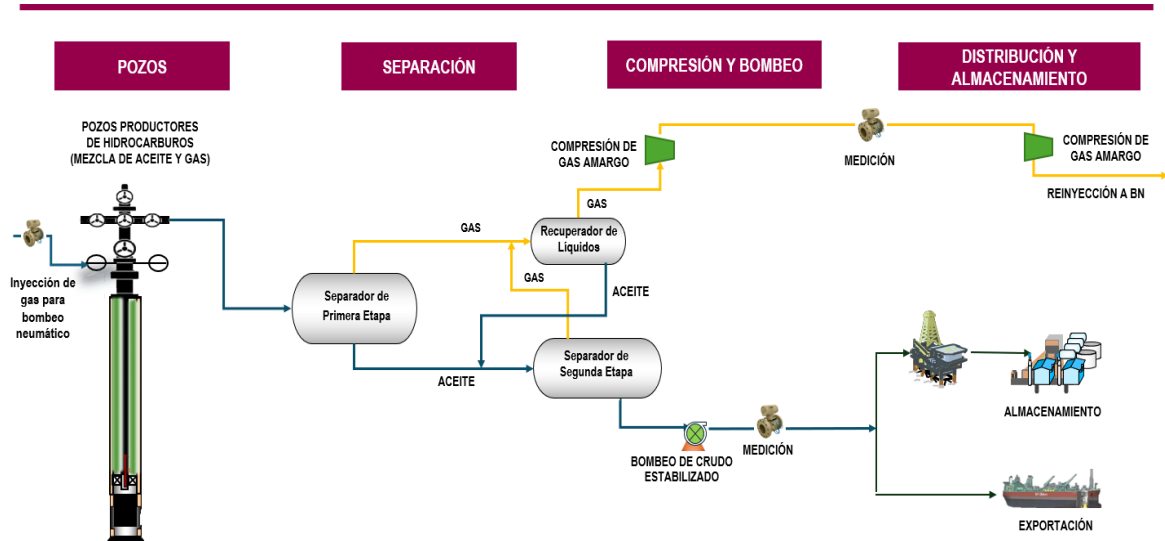


Figura 25 Extracción, Manejo y Transporte de GHA

Sin embargo, hay que tener ciertas consideraciones al momento de utilizar estos gases pues, en el caso del GHA se debe prevenir de afectaciones provenientes de la corrosión y/o formaciones de hidratos en el sistema o en las instalaciones.

Una alternativa para que este fluido sea aprovechado en la práctica podría ser que se adecue infraestructura que pueda manejar este gas sin acondicionar en el sistema de BN; como la instalación de ductos, cabezales, recolectores de líquidos, servicios auxiliares y turbocompresores que estén diseñados para el proceso del GHA, además el uso de inhibidores de corrosión para las tuberías, como lo podría ser el *Dietanolamina*, que es una amina orgánica.

Cuando el GHA es tratado en plantas endulzadoras y de deshidratación se elimina el contenido de CO₂, ácido Sulhídrico y los líquidos, sin embargo, en algunos centros de proceso el gas puede pasar únicamente por el proceso de endulzamiento dando como resultado el **Gas Húmedo Dulce (GHD)**. Como este gas, pasa únicamente por el proceso de endulzamiento, el Nitrógeno no es retirado, por lo que su contenido es alto (60%).

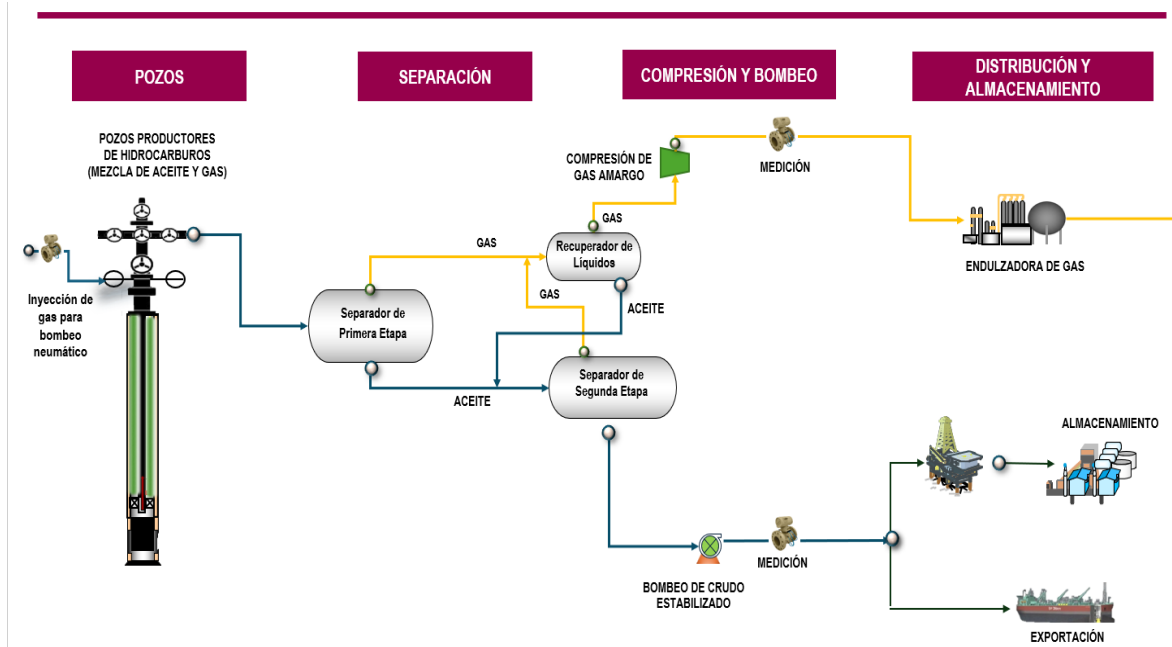


Figura 26. Extracción, Manejo y Transporte de GHD

Mientras que, para el GHD debido a la presencia de líquidos la formación de hidratos es más viable provocando algún tipo de bloqueo en las tuberías que puedan afectar la eficiencia en la producción.

Una alternativa para eliminar la formación de hidratos en las tuberías podría ser el uso de *Etilenglicol*, que es un compuesto químico incoloro e inodoro que se utiliza como deshidratante en el procesamiento de gas natural.

Determinar las características del gas inyectado requiere un enfoque importante, entre ellos destaca la densidad relativa, ya que influye directamente en la eficiencia y el costo del sistema de BN. Si el gas tiene una densidad relativa del orden de 0.90 será más viable para usarse como gas de BN que un gas con menor densidad relativa, pues un gas con mayor densidad va a proporcionar una mayor presión de inyección en el fondo del pozo; La carga estática del gas más denso requiere de una presión de superficie más baja, pero un volumen de inyección mayor, por barril de fluido bombeado en comparación a un gas menos denso.

Tipo de Gas	Densidad	%N ₂	H ₂ S
Gas Residual (GR)	0.8509	4.0	0
Gas Nitrógeno (N ₂)	0.5186	100	0
Gas Húmedo Amargo (GHA)	0.85	60	5.0
Gas Húmedo Dulce (GHD)	0.85	60	0

Tabla 3. Propiedades de los Gases

Las presiones del gas de inyección muy altas aumentarán el requerimiento de la presión de descarga del compresor, lo que aumenta la potencia del compresor requerida para un volumen dado de gas. Si el sistema de bombeo está diseñado adecuadamente, la reducción en los requerimientos del volumen de gas, debido a la eficiencia mejorada proporcionada por la mayor presión de inyección de gas, causando una reducción general en los requerimientos de potencia de compresión. Una presión apropiada de inyección de gas se verá reflejada en la buena eficiencia del pozo y el diseño del sistema de distribución de gas.

Por ejemplo, para determinar y comparar que tipo de gas sería más eficiente si se desea diseñar un programa para instalar un sistema de producción de BN en un pozo con un intervalo productor de 8000 - 8200 [ft] de profundidad para un gasto deseado de 800 [bpd] @50 % de agua.

Datos			
RGA [<i>ft</i> ³ / <i>bl</i>]	200	Densidad Relativa del agua	1.07
Pwf [Psi] @ Q _L = 500 [bpd]	2500	Densidad del crudo producido[°API]	35
Pws [Psi]	2650	Diámetro Externo de la TR [in]	7 5/8
Temperatura a 8,100 [ft]	170 °F	Diámetro Interno de la TP [in]	2
Temperatura superficial	100 °F		

- Para el diseño primero se debe calcular el gasto máximo, despejando esta variable de la [ecuación 2](#)

$$\frac{Q_o}{Q_{omax}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2$$

$$Q_{omax} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2}$$

$$Q_{omax} = \frac{500 [bpd]}{1 - 0.2 \left(\frac{2500 [psi]}{2650 [psi]} \right) - 0.8 \left(\frac{2500 [psi]}{2650 [psi]} \right)^2}$$

$$Q_{omax} = 5034.05 [bpd]$$

Se calcula Pwf para los 800 [bpd] deseados

$$Pwf = 0.125 (Pws) \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{Q_o}{Q_{omax}} \right)} \right)$$

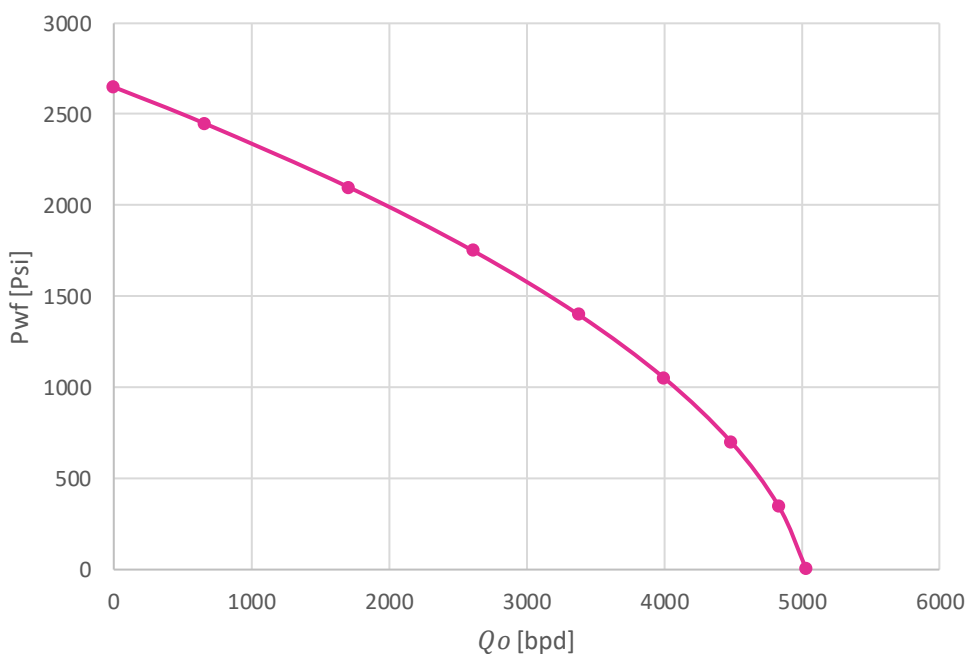
En este caso, Q_o es el gasto de líquido deseado ($Q_L = 800 [bpd] @ 50\% H_2O$)

$$Pwf = 0.125 (2650 [Psi]) \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{800 [bpd]}{5034.05 [bpd]} \right)} \right)$$

$$Pwf = 2406.05 [Psi]$$

Se calculan gastos con la [ecuación 2](#) para diferentes Pwf y poder graficar

$$Q_o = (Q_{omax}) \left(1 - 0.2 \left(\frac{Pwf}{Pws} \right) - 0.8 \left(\frac{Pwf}{Pws} \right)^2 \right)$$



Pwf [Psi]	Qo [bpd]
0	5034.05
350	4830.82
700	4487.09
1050	4002.86
1400	3378.13
1750	2612.90
2100	1707.16
2450	660.93
2650	0

Calculando la densidad relativa

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + (35 \text{ } ^\circ\text{API})} = 0.85$$

$$\gamma_{mezcla} = (\gamma_o)(\%_{aceite}) + (\gamma_w)(\%_{agua}) = (0.85)(0.50) + (1.07)(0.50)$$

$$\gamma_{mezcla} = 0.96$$

- Se calcula el Nivel Medio del Intervalo Productor (NMIP), Nivel Estático (NE) y el Nivel Dinámico (ND).

$$NMIP = \frac{\text{Prof. Maxima Disparos} + \text{Prof. Minima Disparos}}{2} = \frac{8200 + 8000}{2}$$

$$NMIP = 8100 \text{ [ft]}$$

$$NE = NMIP - \frac{Pws \text{ [Psi]}}{0.433 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] * \gamma_{mezcla}} = 8100 \text{ [ft]} - \frac{2650 \text{ [Psi]}}{0.433 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] * 0.96}$$

$$NE = 1725.90 \text{ [ft]}$$

Para esta parte, se utiliza la Pwf que corresponde al gasto deseado, calculada anteriormente.

$$ND = NMIP - \frac{Pwf \text{ [Psi]}}{0.433 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] * \gamma_{mezcla}} = 8100 \text{ [ft]} - \frac{2406.05 \text{ [Psi]}}{0.433 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] * 0.96}$$

$$ND = 2311.77 \text{ [ft]}$$

- Para saber la presi3n de la columna del gas de inyecci3n a 8 100 [ft] para un **Escenario 1**, donde se est3 utilizando **Gas Residual**. En una gráfica de curvas de gradiente de presi3n de flujo multifásico se debe ubicar la presi3n de operaci3n del gas de BN (Pso) (900 [Psi]) y una **Densidad relativa de gas de 0.8509**.

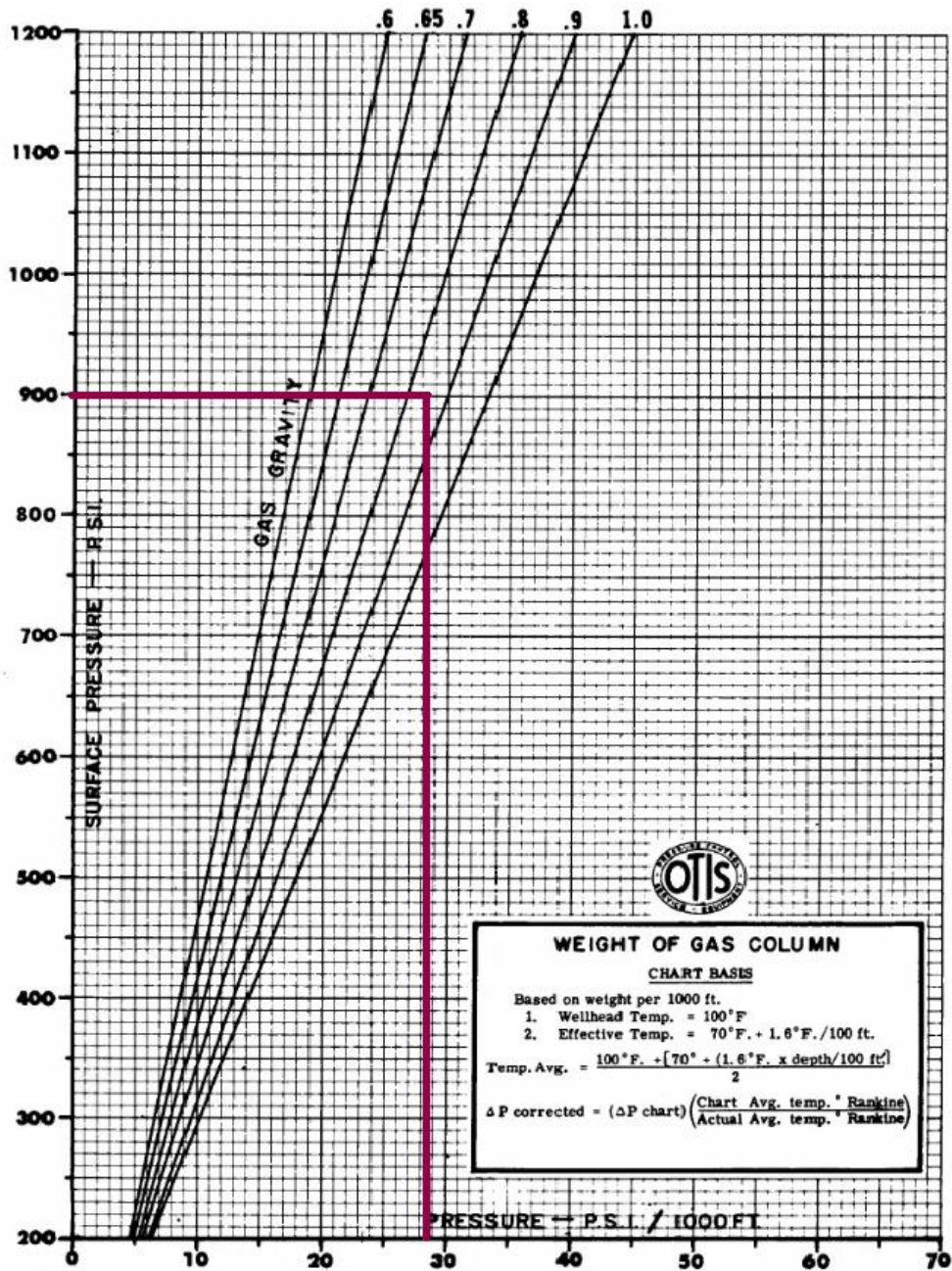


Figura 27. Gradiente de Presión del Gas de Inyección para un gas con densidad relativa = 0.8509

El gradiente de presión para este punto es $26 \left[\frac{\text{Psi}}{1000 \text{ ft}} \right]$, sin embargo, ese dato se debe corregir con la siguiente formula:

$$\Delta P_{\text{corregida}} = \Delta P_{\text{graf}} \frac{\bar{T}_{\text{graf}} [^\circ\text{R}]}{\bar{T}_{\text{real}} [^\circ\text{R}]}$$

$$\bar{T}_{\text{graf}} = \frac{170 + \left[1.6 * \frac{\text{Profundidad [ft]}}{100 [ft]} \right]}{2} + 460$$

$$\bar{T}_{graf} = \frac{170 + [1.6 * \frac{8100 [ft]}{100 [ft]}]}{2} + 460 = 609.8 \text{ } ^\circ R$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{T_{sup} + T_{fondo}}{2} + 460 = \frac{170 + 100 [^\circ F]}{2} + 460 = 595 [^\circ R]$$

$$\Delta P_{corregida} = 26 \left[\frac{Psi}{1000 ft} \right] \left(\frac{609.8 [^\circ R]}{595 [^\circ R]} \right) = 26.64 \left[\frac{Psi}{1000 ft} \right]$$

🗄️ Por lo que, la presión de la columna de gas es:

$$Columna \ de \ gas \ BN = \Delta P_{corregida} * Profundidad [ft] = 26.64 \left[\frac{Psi}{1000 ft} \right] * 8100 [ft]$$

$$Columna \ de \ gas \ BN = 215.784 [Psi]$$

🗄️ Se obtiene la presión de gas BN a 8100 [ft] y la Presión de Diseño de BN

$$P_{gasBN@8100ft} = P_{so} + Columna \ de \ gas \ BN = 900 + 215.784 [Psi]$$

$$P_{gasBN@8100ft} = 1,115.784 [Psi]$$

$$P_{Diseño} = P_{gasBN@8100ft} - 100 [Psi] = 1,115.784 - 100 [Psi]$$

$$P_{Diseño} = 1,015.784 [Psi]$$

🗄️ Se obtiene el volumen de gas BN necesario

$$Q_{giBN} = \left(RGL \left[\frac{ft^3}{bl} \right] - RGA \left[\frac{ft^3}{bl} \right] \right) * Q_L \left[\frac{bl}{día} \right]$$

$$Q_{giBN} = \left(400 \left[\frac{ft^3}{bl} \right] - 200 \left[\frac{ft^3}{bl} \right] \right) * 800 \left[\frac{bl}{día} \right]$$

$$Q_{giBN} = 160 \ 000 \left[\frac{ft^3}{día} \right]$$

- En una gráfica Profundidad vs Presión, se ubica el Nivel Medio del Intervalo Productor y se traza una línea horizontal, también se ubica la Presión de Diseño, el ND y la Pwf, para posteriormente, unirlos con una línea. La profundidad donde intersecciona la presión de inyección de diseño y la línea que une el ND y la Pwf, determina el punto de inyección.
- Para obtener la Temperatura al Punto de Inyección en ese punto (4,497 [ft]) se puede obtener de la siguiente forma:

$$T_{P.I.} = T_{sup} + \left(\frac{T_{8100} - T_{sup}}{Prof} \right) * Prof_{P.I.}$$

$$T_{P.I.} = 100 [^{\circ}\text{F}] + \left(\frac{170 [^{\circ}\text{F}] - 100 [^{\circ}\text{F}]}{8100 [ft]} \right) * 4,497 [ft] = 138.86 [^{\circ}\text{F}]$$

$$T_{P.I.} = 138.86 [^{\circ}\text{F}]$$

- El gasto de Gas inyectado se debe corregir por temperatura y por la densidad del gas.

$$F_c = 0.0544 \sqrt{\rho_{gasBN} * T_{@P.I.(^{\circ}\text{R})}} = 0.0544 \sqrt{(0.8509)(138.86 + 460)}$$

$$F_c = 1.228$$

$$Q_{gicorreg@P.I.} = F_c * Q_{giBN} = 1.228 * 160\,000 \left[\frac{ft^3}{día} \right]$$

$$Q_{gicorreg@P.I.} = 196\,481.1 \left[\frac{ft^3}{día} \right]$$

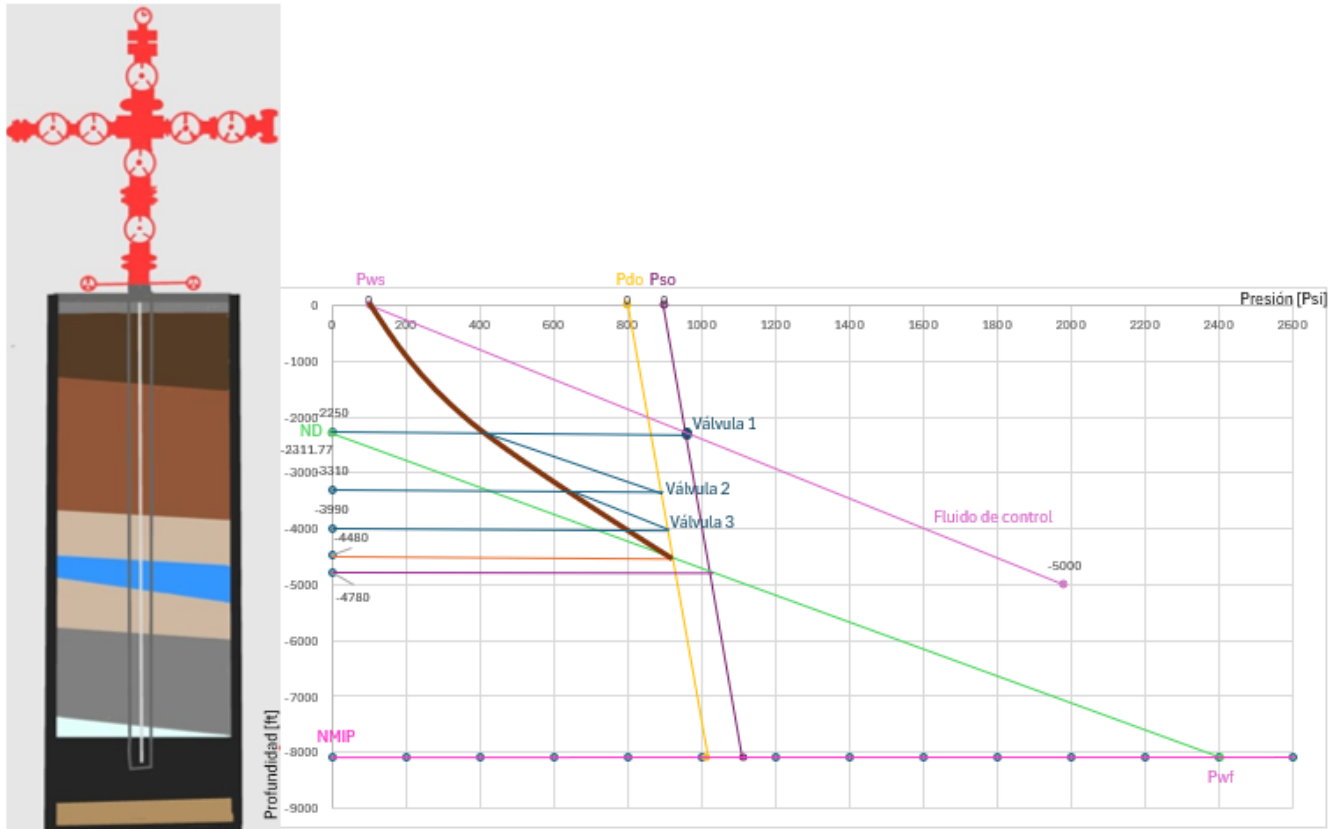


Figura 28. Diseño de BN con un gas de inyección con densidad relativa = 0.8509

Para cada gas se repiten los pasos:

- Para saber la presión de la columna del gas de inyección a 8 100 [ft] para un **Escenario 2**, donde se esté utilizando **Gas Nitrógeno**. En una gráfica de curvas de gradiente de presión de flujo multifásico se debe ubicar la presión de operación del gas de BN (P_{so}) (900 [Psi]) y una **Densidad relativa de gas de 0.5186**.

El gradiente de presión para este punto es $21 \left[\frac{Psi}{1000 ft} \right]$, sin embargo, ese dato se debe corregir con la siguiente formula:

$$\Delta P_{corregida} = \Delta P_{graf} \frac{\bar{T}_{graf} [^{\circ}R]}{\bar{T}_{real} [^{\circ}R]}$$

$$\bar{T}_{graf} = \frac{170 + \left[1.6 * \frac{Profundidad [ft]}{100 [ft]} \right]}{2} + 460$$

$$\bar{T}_{graf} = \frac{170 + \left[1.6 * \frac{8100 [ft]}{100 [ft]} \right]}{2} + 460 = 609.8 \text{ } ^{\circ}R$$

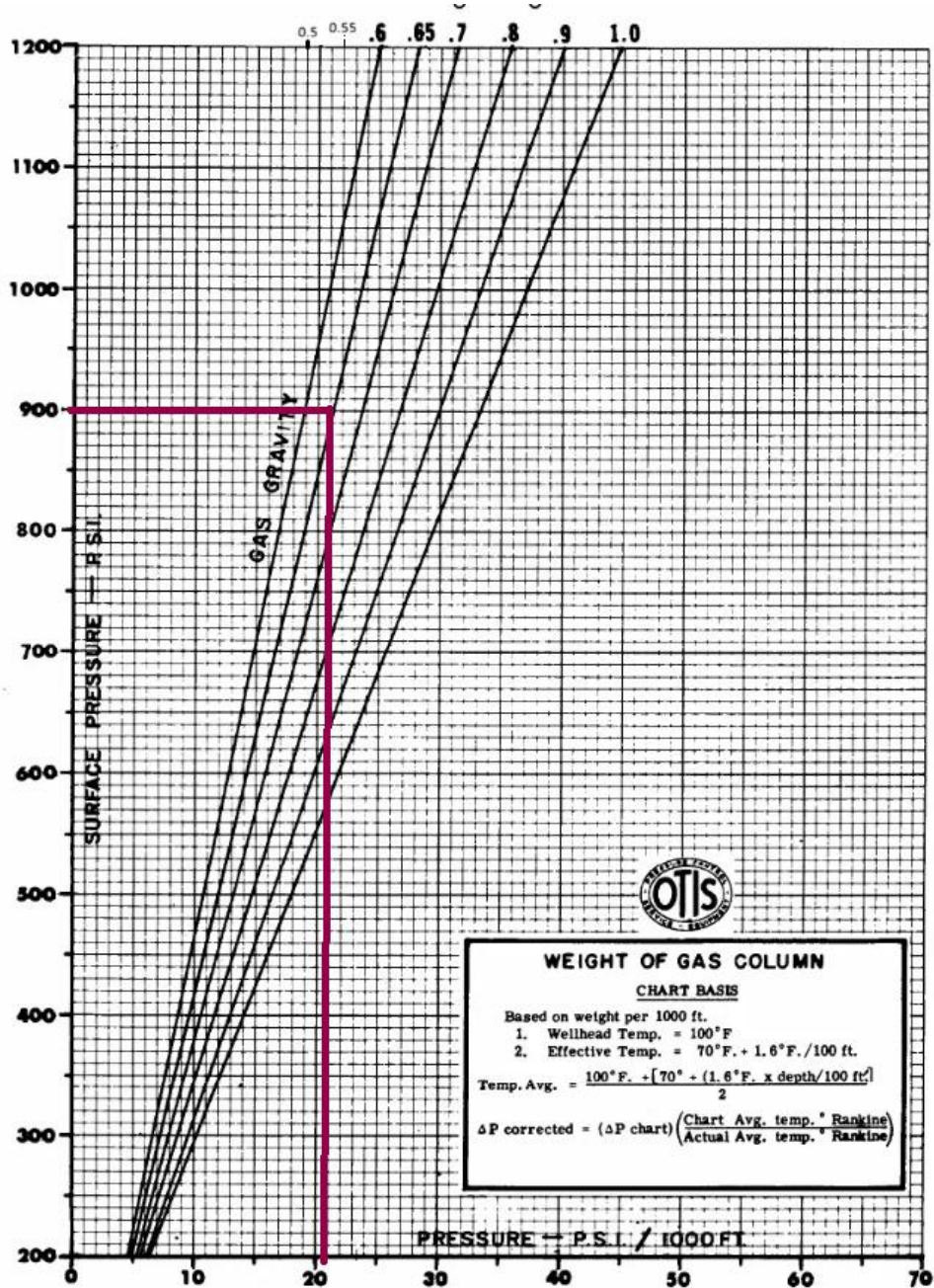


Figura 29. Gradiente de Presión del Gas de Inyección para un gas con densidad relativa = 0.5186

$$\bar{T}_{real} = \frac{T_{sup} + T_{fondo}}{2} + 460 = \frac{170 + 100 [^{\circ}\text{F}]}{2} + 460 = 595 [^{\circ}\text{R}]$$

$$\Delta P_{corregida} = 21 \left[\frac{\text{Psi}}{1000 \text{ ft}} \right] \left(\frac{609.8 [^{\circ}\text{R}]}{595 [^{\circ}\text{R}]} \right) = 21.52 \left[\frac{\text{Psi}}{1000 \text{ ft}} \right]$$

Siendo la presión de la columna de gas:

$$Columna \text{ de gas BN} = \Delta P_{\text{corregida}} * Profundidad [ft] = 21.52 \left[\frac{Psi}{1000 ft} \right] * 8100 [ft]$$

$$Columna \text{ de gas BN} = 174.312 [Psi]$$

Se obtiene la presión de gas BN a 8100 [ft] y la Presión de Diseño de BN

$$P_{\text{gasBN@8100ft}} = P_{so} + Columna \text{ de gas BN} = 900 + 174.312 [Psi]$$

$$P_{\text{gasBN@8100ft}} = 1,074.312 [Psi]$$

$$P_{\text{Diseño}} = P_{\text{gasBN@8100ft}} - 100 [Psi] = 1,074.312 - 100 [Psi]$$

$$P_{\text{Diseño}} = 974.312 [Psi]$$

Se obtiene el volumen de gas BN necesario

$$Q_{\text{giBN}} = \left(RGL \left[\frac{ft^3}{bl} \right] - RGA \left[\frac{ft^3}{bl} \right] \right) * Q_L \left[\frac{bl}{día} \right]$$

$$Q_{\text{giBN}} = \left(400 \left[\frac{ft^3}{bl} \right] - 200 \left[\frac{ft^3}{bl} \right] \right) * 800 \left[\frac{bl}{día} \right] = 160\,000 \left[\frac{ft^3}{día} \right]$$

$$Q_{\text{giBN}} = 160\,000 \left[\frac{ft^3}{día} \right]$$

Para obtener la Temperatura al Punto de Inyección en ese punto (4,497 [ft]) se puede obtener de la siguiente forma:

$$T_{P.I.} = T_{sup} + \left(\frac{T_{8100} - T_{sup}}{Prof} \right) * Prof_{P.I.}$$

$$T_{P.I.} = 100 [°F] + \left(\frac{170 [°F] - 100 [°F]}{8100 [ft]} \right) * 4,497 [ft] = 138.86 [°F]$$

$$T_{P.I.} = 138.86 [°F]$$

- El gasto de Gas inyectado se debe corregir por temperatura y por la densidad del gas.

$$F_c = 0.0544 \sqrt{\rho_{rgasBN} * T_{@P.I.(^{\circ}R)}} = 0.0544 \sqrt{(0.5186)(138.86 + 460)}$$

$$F_c = 0.958$$

$$Q_{gicorreg@P.I.} = F_c * Q_{giBN} = 0.958 * 160\,000 \left[\frac{ft^3}{día} \right]$$

$$Q_{gicorreg@P.I.} = 153\,390.2 \left[\frac{ft^3}{día} \right]$$

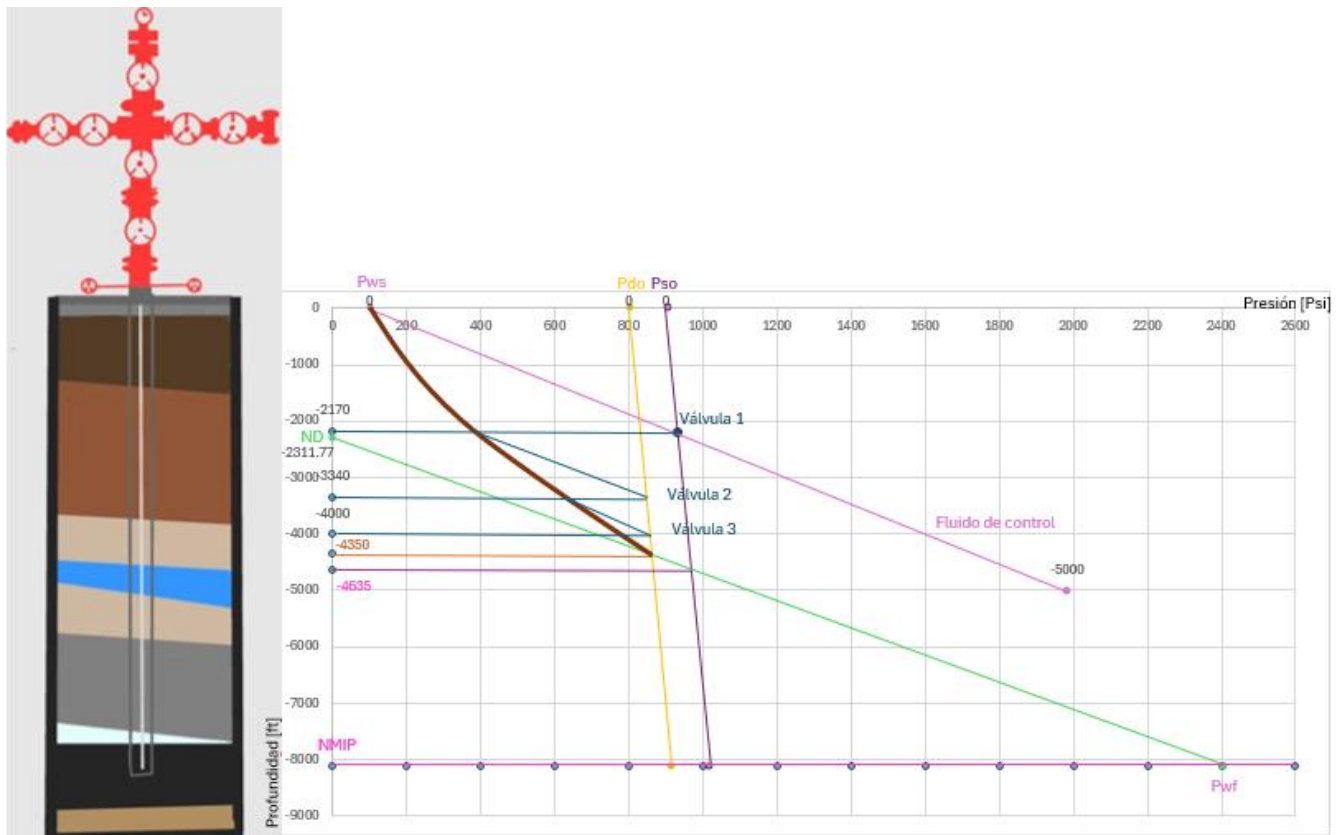


Figura 30. Diseño de BN con un gas de inyección con densidad relativa = 0.5186

El **Escenario 1** se puede usar como si se tratara de GHA y GHD, pues las densidades son similares, y no habría muchos cambios en los resultados.

	Gas Residual / GHA / GHD	Gas Nitrógeno
Densidad Relativa	0.85	0.5186
Gradiente de Presión	26.64 [Psi/1000ft]	14.34 [Psi/1000ft]
Columna de Gas BN	215.784 [Psi]	116.154 [Psi]
Presión de Diseño	1015.784 [Psi]	916.154 [Psi]
Gasto de Gas Necesario	196,481.1 [ft ³ /día]	153,390.2 [ft ³ /día]
Punto de Inyección	4,480 [ft]	4,350 [ft]
Punto de Balance	4,780 [ft]	4,635 [ft]
Válvula 1	2,250 [ft]	2,170 [ft]
Válvula 2	3,310 [ft]	3,340 [ft]
Válvula 3	3,990 [t]	4,000 [t]

Tabla 4. Comparación de Escenarios.

Comparando los escenarios, se puede tener una idea de las diferentes eficiencias y requerimientos que necesita el sistema.

El Nitrógeno, al ser menos denso que el Gas Residual o que el GHA y el GHD, muestra un menor aligeramiento de la columna y una baja presión de inyección, lo que implica que requeriría de una mayor presión de inyección para obtener mejor resultados de empuje de los hidrocarburos. Lo que deriva un consumo energético mayor y posiblemente aumento de costos operativos, además de una eficiencia de acarreo del hidrocarburo más limitada. El uso de Gas Nitrógeno puede ser viable dependiendo del tipo de hidrocarburo que tenga el yacimiento, sin embargo, en México al tener yacimientos de crudo pesado y extrapesado en su mayoría, su desempeño no es tan favorable.

La profundidad a la cual se coloca la válvula operadora del BN depende de la presión de inyección del gas disponible. Entre más presión disponible, más profundo puede ser el punto de inyección. Además, conforme incrementa la profundidad de inyección, menos gas de inyección es requerido para alcanzar la misma presión en el fondo del pozo.²⁵

Hay dos variables que pueden ser controladas por el diseñador para un tamaño de tubería dado y una presión en la cabeza del pozo, éstas son, la profundidad a la cual el gas es inyectado y el volumen de gas inyectado. La cantidad de presión del gas de inyección en la superficie controla la profundidad de inyección.²⁵

El uso de gases que no están siendo aprovechados al 100% como el GHA y el GHD, pueden ser una estrategia para suministrar el Bombeo Neumático, pues muestran una eficiencia similar a la del uso de Gas Residual.

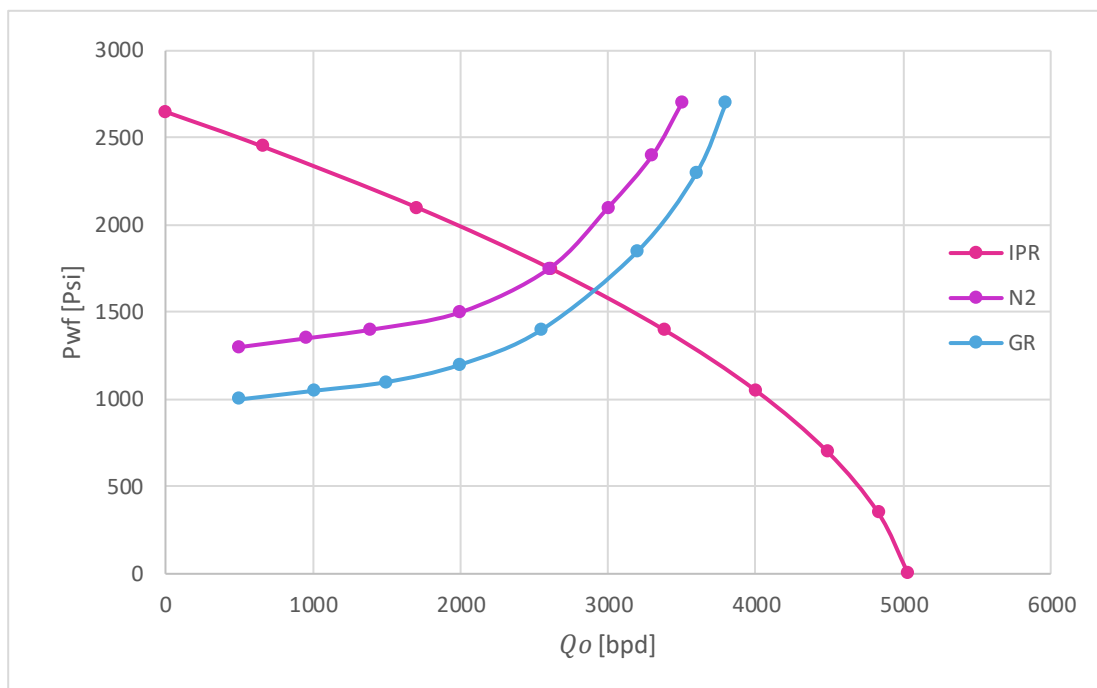


Figura 31. Curvas VLP para un Gas con densidad relativa de 0.85 y 0.5186

En la figura 29 se puede observar la comparación entre el comportamiento de los diferentes gases, lo que sugiere que el sistema es más eficiente cuando se usa un gas de mayor densidad, en este caso, se tiene al Gas Residual, el Gas Húmedo Amargo y el Gas Húmedo Dulce cuyas densidades son similares (0.85) en contraste al usar un gas de menor densidad, en este caso, el Gas Nitrógeno (0.5186).

El GR, GHA y el GHD, al ser más densos ejercen mayor presión en el pozo, provocando un mayor aligeramiento en la columna, lo que mejora el empuje del fluido hacia la superficie. El Nitrógeno, al ser más ligero, va a presentar una capacidad menor de arrastre y menor eficiencia en la reducción de la presión hidrostática, teniendo una recuperación de hidrocarburos menor.

En un caso hipotético considerando lo anterior en una región en donde se explotan 18 campos con 348 pozos y una producción diaria de gas de 1,014.5 MMcpd se puede planear y coordinar actividades para reemplazar el déficit de gas residual, distribuyendo la producción de los gases de la siguiente forma:

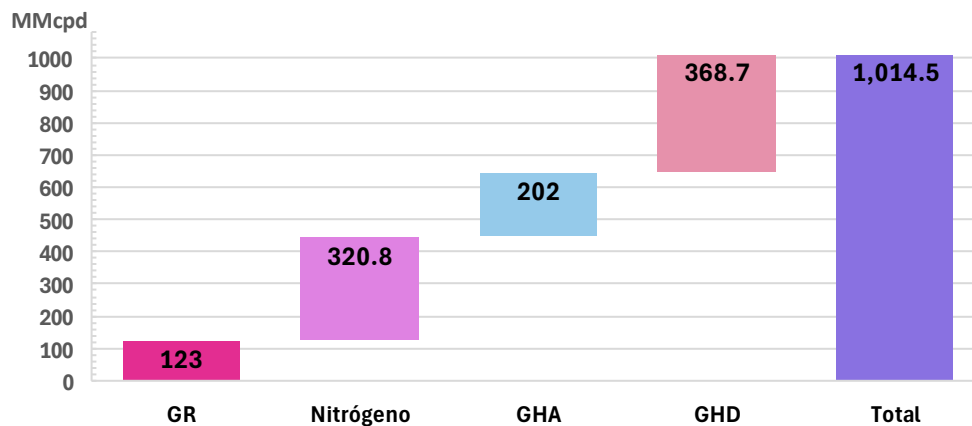


Figura 32. Distribución de volúmenes para los gases de operación de BN.

De esta forma se podrían mantener operando 202 pozos con sistema artificial de bombeo neumático continuo (BNC) y a los demás se le podría colocar un Sistema de Bombeo Electrocentrífugo.

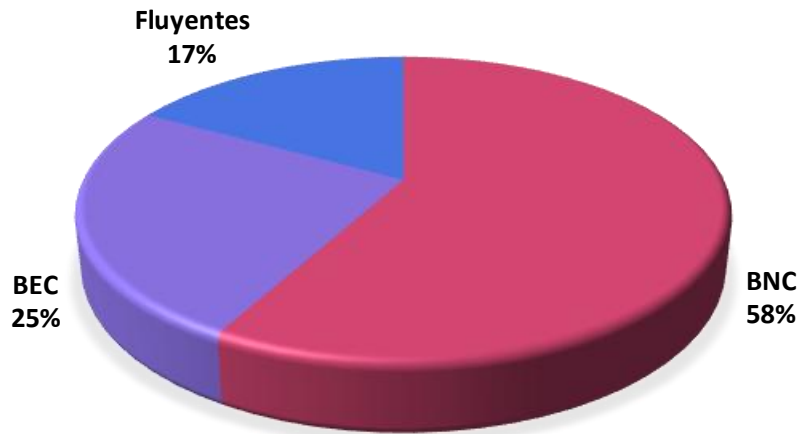


Figura 33. Distribución de producción y cantidad de pozos productores.

La configuración de las instalaciones del Bombeo Neumático, se le conoce como **Peine de BN**, esta configuración permite distribuir de manera eficiente el gas de inyección hacia diferentes válvulas reguladoras para controlar el flujo de entrada en los pozos, todo lo anterior para facilitar la operación del Sistema cuando se tienen varios pozos conectados a una misma fuente de gas.

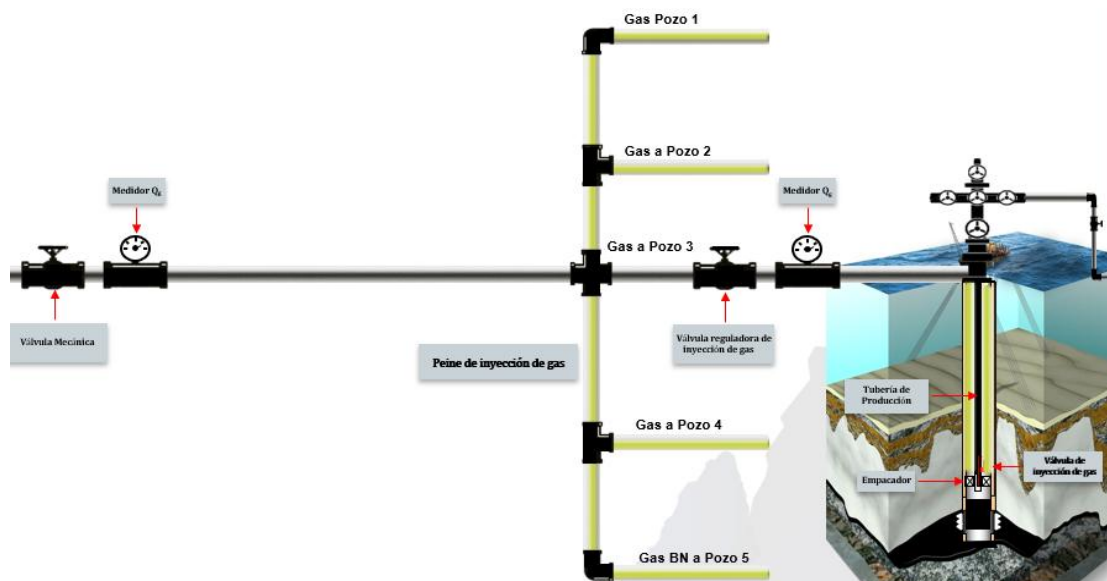


Figura 34. Configuración de un Peine de BN

Entonces, considerando los 4 escenarios analizados en este trabajo, se propone diseñar un peine de BN con interconexiones de ductos para cada gas, optimizando la eficiencia del sistema. La flexibilidad de esta configuración va a permitir una

mejora en las operaciones, pues se podrá hacer uso selectivo de los gases disponibles en caso de presentarse una contingencia en algún ducto o en las fuentes de suministro, reduciendo tiempos de respuesta y asegurando la continuidad de la producción.

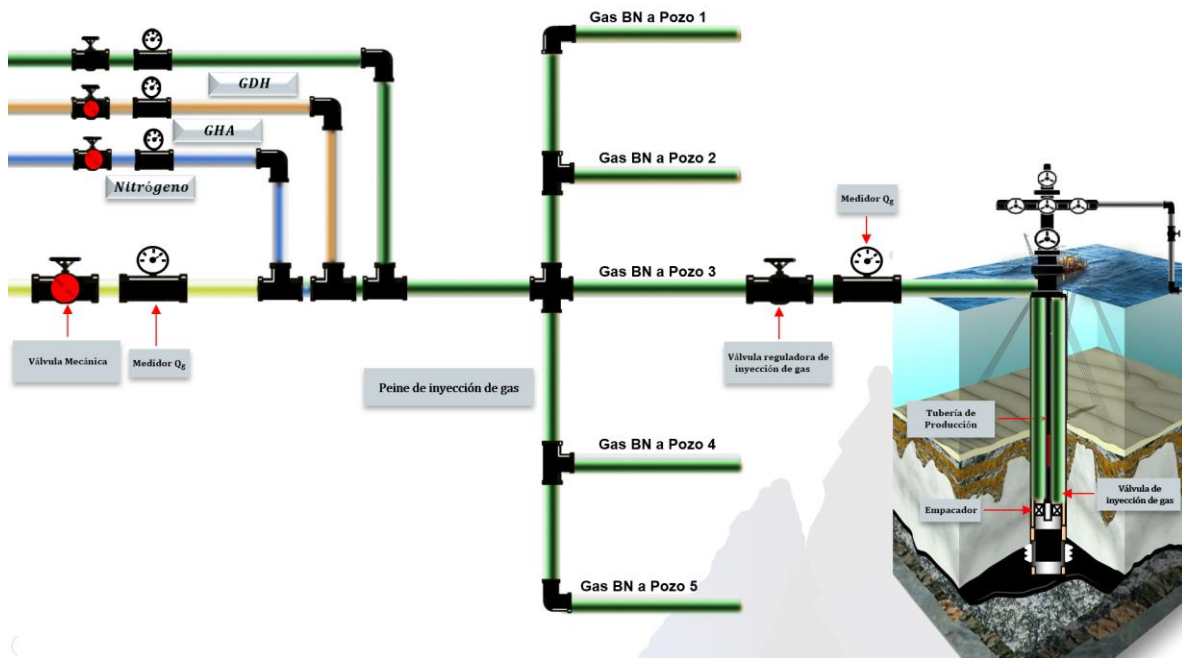


Figura 35. Diagrama esquemático de flexibilidad para operar pozos de BNC con GR, GHA, GHD y N₂

CONCLUSIONES.

En relación con el objetivo, este trabajo permitió analizar los retos técnicos asociados a la eficiencia y optimización del Bombeo Neumático, se describió el desempeño de este sistema con diferentes gases, ilustrando y comparándolos de forma sencilla con un ejercicio de diseño. También se identificó el principal factor que afecta el desempeño de este sistema, siendo éste el suministro limitado de gas dulce.

Ante la necesidad de adoptar estrategias técnicas que permitan asegurar la continuidad del sistema y disminuir las importaciones de gas dulce, se propone la implementación de gases como el Gas Húmedo Amargo y el Gas Húmedo Dulce como gases de bombeo. Estas propuestas pueden proyectarse como soluciones flexibles para optimizar el desempeño del sistema; cubriendo el alcance de este trabajo, limitando al análisis del desempeño técnico sin abordar en profundidad aspectos económicos ni realizar comparaciones con otros métodos de levantamiento artificial.

Se recomienda que, al utilizarse Gas Húmedo Amargo para la optimización del sistema, se utilice algún inhibidor de corrosión, como, por ejemplo, la Dietanolamina (DEA) que se utiliza como surfactante e inhibidor para eliminar el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono del gas natural.²⁶

Por otro lado, para el uso de Gas Húmedo Dulce y prevenir o eliminar la formación de hidratos de gas se recomienda utilizar *Etilenglicol* o *Metanol*, que funcionan como anticongelantes, pues al inyectarse en el flujo de gas evita que el agua y el gas formen los cristales sólidos que podrían llegar a obstruir el paso del flujo en las tuberías, haciendo que los componentes del sistema de BNC no consuman tanta energía y se tenga una operación favorable para la producción. Sin embargo, en esta parte se debe de ser más cuidadoso, pues si se excede en las cantidades de estos componentes se puede tener un efecto contrario, teniendo una generación más rápida de los hidratos.²⁷

Referencias

1. Tipos de petróleo crudo. (2016). Obtenido de PMI Comercio Internacional: <https://www.pmi.com.mx/Paginas/Tipoproducto.aspx?IdSec=14>
2. PEMEX. (28 de 05 de 2024). Obtenido de Productos y Servicios: <https://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/crudo-zapoteco.aspx>
3. Petróleos Mexicanos | Base de Datos Institucional. (n.d.). Ebdí.pemex.com. <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=appliedOptions>
4. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (13 de enero de 2025). Obtenido de Producción de Gas por Componentes: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
5. Global Energy. (2024, July 3). México alcanza récord histórico en importaciones de gas natural desde EU en 2024 - Global Energy. Global Energy. <https://globalenergy.mx/noticias/mexico-alcanza-record-historico-en-importaciones-de-gas-natural-desde-eu-en-2024/>
6. López, F. & Ortíz, I. (2013). Ingeniería de Producción y Producción de Pozos. CDMX: Tesis de Licenciatura. UNAM.
7. Porchas, P. E. (2011). Estudio de factores que determinan la baja recuperación de aceite en los yacimientos. CDMX: Tesis de Licenciatura. UNAM.
8. Alvarez, R. (2008). Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo. CDMX: Tesis de Licenciatura. UNAM.
9. Aguilar, E. (2018). Construcción de curvas IPR y VLP. CDMX. Material Didáctico. UNAM
10. Oil well performance. (2025). <https://doi.org/10.2118/pw0660>
11. Sanchez, S. (2015). Sistema de Bombeo Neumático Autoabastecido con la Finalidad de Separar, Rectificar, Medir, Comprimir e Inyectar Gas Natural Húmedo Amargo en Pozos Petroleros de la Región Sur Manejando Producción de Gas y Aceite. Cárdenas, Tabasco: Tesis de Licenciatura. Universidad Popular de la Chontalpa.
12. Guo, B. (2019). Well Productivity Handbook: Vertical, Fractured, Horizontal, Multilateral, Multi-Fractured and Radial-Fractured Wells. Second Edition. Gulf Professional Publishing.
13. Figueroa, O. y Tibaduisa, D. (2016). Selección del Método de Levantamiento Artificial y la Concentración de un reductor de viscosidad en Fondo de Pozo para la Extracción de Crudo Pesado en el Pozo Torcaz 3. Bogotá D.C.: Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América.
14. Baños, J. J. (2019). Aplicaciones del Bombeo Neumático en la Industria Petrolera. Ciudad de México: Tesis de Licenciatura UNAM.

15. García, J. C. (2013). Alternativas en el Bombeo Hidráulico tipo Jet para optimizar la producción de Hidrocarburos. México, D.F.: Tesis de Licenciatura. UNAM
16. Chavez, F. & Torres, S. (2016). Sistemas Artificiales de Producción Híbridos BEC-BN. Ciudad de México: Tesis de Licenciatura. UNAM.
17. Gómez, C. A. (2021). 1Library.co. Obtenido de Bombeo Neumático Básico Schlumberger: <https://1library.co/document/q0xg6m9q-bombeo-neumatico-basico-schlumberger.html>
18. Pérez, J., Ruiz, J. (2013). Metodología para Determinar la Eficiencia del Bombeo Neumático Continuo (BNC). Ciudad de México. Tesis de Licenciatura. UNAM.
19. Beckwith, R. (2014, September 30). Legends of Artificial Lift—Part 3. JPT. <https://jpt.spe.org/legends-artificial-lift-part-3-history>
20. NAKASAWA. (2022, June 16). Etapas de la cadena de valor en el sector energético. Innova Más. <https://innovamas.nakasawaresources.com/procesos-clave-del-sector-petrolero-en-la-cadena-de-valor/>
21. Vier, P. (2023). ¿Qué es upstream, midstream y downstream en la industria del petróleo? Coldjet.com. <https://blog-mx.coldjet.com/upstream-midstream-y-downstream>
22. Vier, P. (2023). ¿Qué es upstream, midstream y downstream en la industria del petróleo? Coldjet.com. <https://blog-mx.coldjet.com/upstream-midstream-y-downstream>
23. Ferrari, L., Flores Hernández J.R., Hernández Martínez, D., 2024, A 20 años del pico del petróleo en México: análisis del sector hidrocarburos e implicaciones para el futuro energético nacional: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 41(1), 66-86, DOI: 10.22201/cgeo.20072902e.2024.1.1770.
24. PEMEX | Base de Datos Institucional | Producción de hidrocarburos líquidos (Estructura por tipo vigente a partir de 2004, con información desde 2002). (2025). Pemex.com. <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=INDI01>
25. Amador, J., Hernández O., (2021). Uso de Bombeo Multifásico en la Extracción de Crudo Pesado y Extrapesado en Instalaciones Costa Afuera. Ciudad de México. Tesis de Licenciatura. UNAM.
26. Beggs, H. D. (s.f.) Production Optimization using NODAL Analysis. OGCI Publications.
27. www.instijlmedia.nl. (2025). *Dietanolamina*. Laboratorium Discounter | Productos de Laboratorio Baratos. <https://www.laboratoriumdiscounter.nl/es/productos-de-marca-privada/quimicos-9319956/a-z/d/dietanolamina/>

28. H, Y. M. (1996, December 30). *Effect of under-inhibition with methanol and ethylene glycol on the hydrate control process*. Osti.gov; Offshore Technology Conference, Richardson, TX (United States).
https://www.osti.gov/biblio/434046?utm_source=chatgpt.com
29. *Contenidos Didácticos Hidrocarburos Contenidos Didácticos*. (n.d.). Retrieved January 12, 2026, from
http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/Hidrocarburos.pdf