



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DE UNA VARIANTE DE BOMBEO NEUMÁTICO UTILIZANDO TECNOLOGÍA VENTURI EN CAMPOS DE CRUDO PESADO

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

ALEJANDRO BAIZABAL GONZÁLEZ

IVAN YAIR ROA ARENAS



DIRECTOR DE TESIS: M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Índice

Introducción	I
Capítulo I: Antecedentes de los Sistemas Artificiales de Producción	
1.1 Introducción	2
1.2 Tipos de sistemas artificiales de producción	3
1.2.1 Bombeo Mecánico	3
1.2.1.1 Clasificación de Bomba Subsuperficial	6
1.2.1.2 Unidades de bombeo mecánico tipo balancín	8
1.2.2 Bombeo Neumático	15
1.2.2.1 Clasificación de las válvulas de bombeo neumático	19
1.2.2.2 Bombeo Neumático Continuo	19
1.2.2.3 Bombeo Neumático Intermitente.....	20
1.2.3 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.....	22
1.2.3.1 Condiciones de operación	23
1.2.3.2 Estructura Superficial	24
1.2.3.3 Estructura subsuperficial	25
1.2.4 Bombeo de Cavidades Progresivas	25
1.2.4.1 Equipo Superficial	27
1.2.4.2 Equipo Subsuperficial.....	28
1.2.5 Bombeo Hidráulico (BH).....	30
1.2.5.1 Equipo Superficial	33
1.2.5.2 Equipo subsuperficial	34
1.2.6. Émbolo Viajero	36
1.2.6.1 Equipo Superficial	37
1.2.6.2 Equipo subsuperficial	38
1.2.7 Sistemas Híbridos.....	39
1.2.7.1 Sistema híbrido BEC-BN	39
1.2.7.2 Sistema híbrido BH tipo jet-BM	40
1.2.7.3 Sistema híbrido BEC-PCP	41
1.2.7.4 Sistema híbrido BN-Émbolo Viajero.....	42
Referencias Capítulo I.....	44

Capítulo II: Fundamentos del Bombeo Neumático

2.1	Introducción	48
2.2	Principio de operación	48
2.3	Bombeo neumático continuo (BNC)	51
2.3.1	Ventajas y desventajas del BNC	53
2.4	Bombeo neumático auto, natural o in-situ (BNA)	54
2.4.1	Válvula de control de flujo del bombeo auto	55
2.4.1.1	Profundidad de asentamiento de la válvula de control de flujo	56
2.4.1.2	El flujo a través de la válvula de control	56
2.5	Infraestructura del bombeo neumático y tipos de instalaciones	58
2.5.1	Equipo superficial	60
2.5.1.1	Estación de compresión del gas	61
2.5.1.2	Línea de inyección del gas	61
2.5.1.3	Línea de descarga	62
2.5.1.4	Árbol de válvulas	62
2.5.1.5	By-Pass	64
2.5.2	Equipo Sub-superficial	64
2.5.2.1	Válvulas de inyección de gas	64
2.5.2.2	Empacadores	66
2.5.2.3	Accesorios	66
2.6	Bombeo Neumático Intermitente	66
2.6.1	Aplicaciones del BNI	68
2.6.2	Tipos de bombeo neumático intermitente	68
2.6.3	Consideraciones del BNI	69
2.6.4	Descripción del ciclo de operación bombeo neumático intermitente	70
2.6.5	Descripción del ciclo de descarga del bombeo neumático intermitente	71
2.6.6	Tipos de instalaciones para bombeo neumático intermitente	73
2.7	Diseño del Bombeo Neumático	74
2.7.1	Factores a considerar en el diseño de Instalación de bombeo neumático Intermitente	74
2.7.2	Factores clave en el diseño de Instalación de bombeo neumático continuo	76
2.8	Aplicaciones, Ventajas y Limitaciones	78
2.8.1	Aplicaciones	78
2.8.2	Ventajas	78
2.8.3	Limitaciones	79
	Referencias Capítulo II	80

Capítulo III: Variante del Bombeo Neumático Utilizando Tecnología Venturi

3.1 Introducción	83
3.2 Sistema de inyección capilar.....	84
3.2.1 Equipo superficial	85
3.2.2 Equipo subsuperficial	86
3.3 Dispositivo Venturi	87
3.3.1 Principio de Operación de Dispositivo Venturi.....	88
3.3.2 Estructura del dispositivo Venturi	90
3.3.3 Flujo multifásico a través del dispositivo Venturi.....	91
3.3.3.1 Modelo de flujo homogéneo	92
3.3.3.2 Modelo de flujo pseudo homogéneo.....	93
3.3.3.3 Modelo de densidad de flujo separado.....	94
3.3.3.4 Correlación de Murdock.....	94
3.3.3.5 Correlación de Chisholm.	95
3.3.3.6 Coeficiente de descarga	96
3.3.4 Cálculo del gasto a través dispositivo Venturi.....	100
3.3.5 Aplicación programada para calcular el gasto a través del Venturi	106
3.4 Sistema de bombeo neumático utilizando tecnología Venturi e inyección de químicos.	108
3.4.1 Equipo Superficial	109
3.4.2 Equipo Subsuperficial.....	111
3.4.3 Principio de operación y descripción del proceso	114
3.4.4 Metodología de diseño	117
3.4.5 Rangos de aplicación.....	133
3.4.6 Ventajas y desventajas	133
Referencias Capítulo III.....	135

Capítulo IV: Aplicación de la Variante de Bombeo Neumático en Campos Maduros de Crudo Pesado

4.1 Introducción.	138
4.2 Aplicación de la variante analizada de bombeo neumático con Venturi e inyección capilar en México	139
4.2.1 Campo Altamira	139
4.2.1.1 Pozo V-1	140
4.2.1.2 Arreglo del pozo y resultados de producción	147

4.3 Aplicación de sistemas de BN con Venturi sin inyección capilar en México	149
4.3.1 Campo Íride	149
4.3.1.1 Pozo V-2.....	151
4.3.2 Campo Cunduacán.....	155
4.3.2.1 Pozo V-3.....	157
Referencias Capítulo IV	161

Capítulo V: Análisis de Resultados

5.1 Introducción	164
5.2 Análisis de la aplicación en el Pozo V-1	164
5.3 Análisis de la aplicación en el pozo V-2	166
5.4 Análisis de la aplicación en el Pozo V-3	167
Referencias Capítulo V	169

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones	171
Recomendaciones	173
Bibliografía.....	174

Introducción

El ciclo de vida de los yacimientos naturalmente llega a una etapa de depresionamiento en la que la producción disminuye. Para solucionar el decremento o la interrupción de la producción de algunos pozos, y así prolongar su vida productiva, se pueden aplicar distintas técnicas de recuperación primaria, secundaria y mejorada. Para definir si se aplica o no alguna de las técnicas de recuperación, se deben realizar distintos análisis, ya sea de presión, producción o un análisis integral del yacimiento; y con base en los resultados obtenidos, tomar una decisión sobre el tipo de técnica a utilizar.

Hoy en día la Industria Petrolera requiere un gran avance en desarrollo y creación de tecnologías que colaboren a optimizar los aspectos tanto técnicos como económicos de la producción en los pozos.

Dentro de las técnicas de recuperación primaria, se encuentra la instalación de sistemas artificiales de producción (SAP), estos consisten en proporcionar una fuente externa de energía a los fluidos provenientes del yacimiento para levantarlos desde el fondo hasta la superficie con mayor efectividad.

Dentro de los sistemas artificiales de producción disponibles encontramos: el bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo electrocentrífugo sumergido, bombeo de cavidades progresivas, bombeo hidráulico y el sistema de émbolo viajero. Actualmente existen variantes de estos sistemas que son diseñadas y aplicadas en pozos con características especiales con el fin de aprovechar todas las ventajas del sistema artificial de producción seleccionado.

Entre los sistemas mencionados destacamos el bombeo neumático, que consiste en inyectar gas al pozo para reducir la densidad de la columna de fluidos en él y mejorar su producción. Este sistema artificial es de los más usados en México, precedido por el bombeo mecánico, y es el sistema de objeto de ésta tesis.

En el Capítulo I se describe cada uno de los sistemas artificiales de producción, donde se incluyen sus componentes superficiales como subsuperficiales, principio de operación y sus respectivas ventajas y desventajas. También se mencionan, más superficialmente, algunos de los sistemas artificiales híbridos que están disponibles hoy en día.

En el Capítulo II, se da un enfoque más profundo al Bombeo neumático dado que sobre este sistema se basa la variante presentada en esta tesis. Así, en este capítulo se extiende el estudio sobre el bombeo neumático continuo, intermitente y auto o insitu. De la misma manera, se hace una descripción más detallada sobre cada uno de los componentes que constituyen estas formas de bombeo neumático.

El Capítulo III incluye una breve descripción del sistema de inyección capilar, presentando sus principales características. Posteriormente, se estudian el principio, configuración y

ecuaciones de modelo de flujo del dispositivo Venturi, con el fin de explicar el efecto de usarlo en pozos petroleros. Una de las principales partes de este capítulo, en donde se incluye uno de los aportes de esta tesis, es el desarrollo de un programa de cómputo nombrado como “VenFlow” que calcula el gasto líquido y de gas que fluye a través del Venturi. Este programa servirá cuando se busque justificar la aplicación de un dispositivo Venturi en un pozo.

Después, en el mismo capítulo, definimos el arreglo superficial y subsuperficial de la variante de bombeo neumático que combina tratamiento químico en el pozo y el uso de tecnología Venturi para mejorar la producción en campos de crudo pesado. También se incluye el principio de operación de esta variante. En la parte final del Capítulo III, se define una metodología de diseño para esta misma variante, basada en el programa de cómputo WellFlo. Dicha metodología da como resultado la profundidad de instalación del Venturi y la presión de inyección del gas necesitada. Se definen las bases de la metodología y de igual forma se mencionan las ventajas, desventajas y rango de operación de la variante presentada.

Más adelante, en el Capítulo IV, presentamos un caso de aplicación de esta variante en específico en un campo maduro de crudo pesado en el norte de México. Se muestra el proceso que se siguió para definir el arreglo del sistema y se mencionan los resultados obtenidos. También presentamos otros dos casos de aplicación, ubicados en otros campos mexicanos. Estos casos no tienen la misma configuración de la variante estudiada, sin embargo, también combinan el sistema de bombeo neumático con tecnología Venturi.

Finalmente en el Capítulo V, analizamos los resultados obtenidos de los casos de aplicación, mencionando los problemas que surgieron con la instalación y resaltando las mejoras obtenidas después de aplicar los sistemas nuevos en los pozos.

Capítulo I

Antecedentes de los Sistemas Artificiales de Producción

1.1 Introducción

La extracción de hidrocarburos, ya sea por energía propia del yacimiento o por aplicación de un sistema artificial de producción, es uno de los temas preocupantes en la Industria Petrolera, ya que existen diversos factores que intervienen en este proceso, los cuáles influirán en el comportamiento del pozo.

En la actualidad México es uno de los mayores productores de hidrocarburo en el mundo, además de representar el rubro más importante de ingresos, cabe destacar que gran parte de los campos existentes son maduros, para trabajarlos se requiere implementar mecanismos que ayuden a levantar la producción de los mismos, para ello es importante la implementación de los sistemas artificiales.

Un sistema artificial de producción (SAP) es aquella fuente externa de energía que se aplica al pozo para incrementar su energía natural, optimizando técnica y económicamente la producción bajo un funcionamiento seguro y un ambiente sano. Principalmente se aplican en campos maduros que ya alcanzaron su pico de producción y están en etapa de declinación. Como dato importante, puede mencionarse que más del 48% de la producción mundial proviene de campos maduros.

Para el ingeniero de producción es importante conocer los sistemas artificiales existentes cuya eficiencia varía de acuerdo a las condiciones del yacimiento, características del pozo, las condiciones de operación, tipo de fluidos, así como la estrategia de explotación y un análisis económico integral. Conociendo esta información podrá elegirse al sistema que más convenga en el pozo candidato.

Para la implementación del sistema artificial de producción deben llevarse los siguientes pasos.

- 1.- Definir la necesidad de un sistema artificial.
- 2.- Seleccionar el SAP.
- 3.- Diseño del sistema artificial.
- 4.- Implementación del SAP en campo.
- 5.- Monitoreo de datos de producción.
- 6.- Monitoreo del funcionamiento del equipo.
- 7.- Evaluación integral del SAP instalado.

1.2 Tipos de sistemas artificiales de producción

1.2.1 Bombeo Mecánico^{1,3,4,5}

El Bombeo Mecánico (BM) es el más común de los métodos de levantamiento artificial. Hasta los años noventa la operación de los equipos de bombeo mecánico se consideraban los más eficientes, utilizando las unidades de bombeo convencional, aerobalanceada y Mark II. Cuando llegó a México una nueva unidad llamada Tieben, en el campo Poza Rica se llevó a cabo una prueba piloto en el año de 1995.

El bombeo mecánico es un sistema artificial de producción en el cual el movimiento del equipo de bombeo superficial se origina en superficie a través de un movimiento rotacional y transmitido a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión transformándose en movimiento recíprocante. El objetivo principal de este sistema es extraer fluidos mediante un movimiento ascendente-descendente, el cual es transmitido por la sarta de varillas a la bomba dentro de la tubería de producción en el fondo.

Este sistema artificial representa el segundo más implementado en México; puede operar eficientemente sobre un amplio rango de características de producción de pozo, es considerado para elevar volúmenes moderados desde profundidades someras y volúmenes pequeños desde profundidades intermedias.

Ventajas:

- Diseño simple
- Inversión baja para la producción de volúmenes bajos y profundidades someras a intermedias (2400 m).
- Permite producir con niveles de fluido bajos.
- Adaptable en pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.
- Cuando su aplicación es apropiada, la operación es muy rentable.

Desventajas:

- Inversiones altas, para producciones altas, así como para profundidades medias y grandes.
- Debido a las características de las varillas se limita al BM a profundidades mayores y volúmenes altos de producción.
- Problemas en agujeros desviados.
- La reparación de la bomba implica que las varillas deben ser extraídas.

Limitaciones:

- Presenta desgaste en las varillas y en la TP en pozos desviados.
- No aplicable cuando se tiene RGA mayor al 40%.
- Su eficiencia decrece con la profundidad.
- Por las dimensiones y aspecto de la unidad superficial afecta la estética y el ambiente.

Las principales partes del equipo de bombeo mecánico son:

- 1.- La bomba y su varilla subsuperficial.
- 2.- La sarta de la varilla de succión que transmite el movimiento de bombeo y potencia a la bomba subsuperficial.
- 3.- El equipo de bombeo superficial el cual cambia el movimiento de rotación del motor primario en el movimiento oscilatorio lineal de bombeo.
- 4.- La unidad de transmisión de energía o reductor de velocidad.
- 5.- El motor primario, el cual proporciona la potencia necesaria al sistema.

La información mínima requerida para el diseño e instalación del bombeo mecánico es:

- Nivel del fluido.
- Profundidad de la bomba.
- Velocidad de bombeo.
- Longitud de la superficie.
- Diámetro de la bomba de émbolo.
- Gravedad específica del fluido.
- El diámetro nominal de la tubería de producción y si está anclada o desanclada.
- Tamaño y diseño de la varilla de succión.
- Geometría de la unidad.

El sistema de bombeo mecánico tiene como objetivo elevar los fluidos a la superficie con un mínimo de:

- Torsión.
- Carga en la varilla pulida.
- Requerimientos de potencia del motor principal.
- Costos de mantenimiento de la unidad.
- Fallas en la varilla.

Rango de aplicación

El sistema de bombeo mecánico depende de varios factores para un mejor desempeño en los equipos que lo componen, entre los cuales están la profundidad, el volumen y la temperatura. En la **Tabla 1.1** se muestran las condiciones óptimas de operación del equipo.

Tabla 1.1 Rangos de aplicación del BM.¹

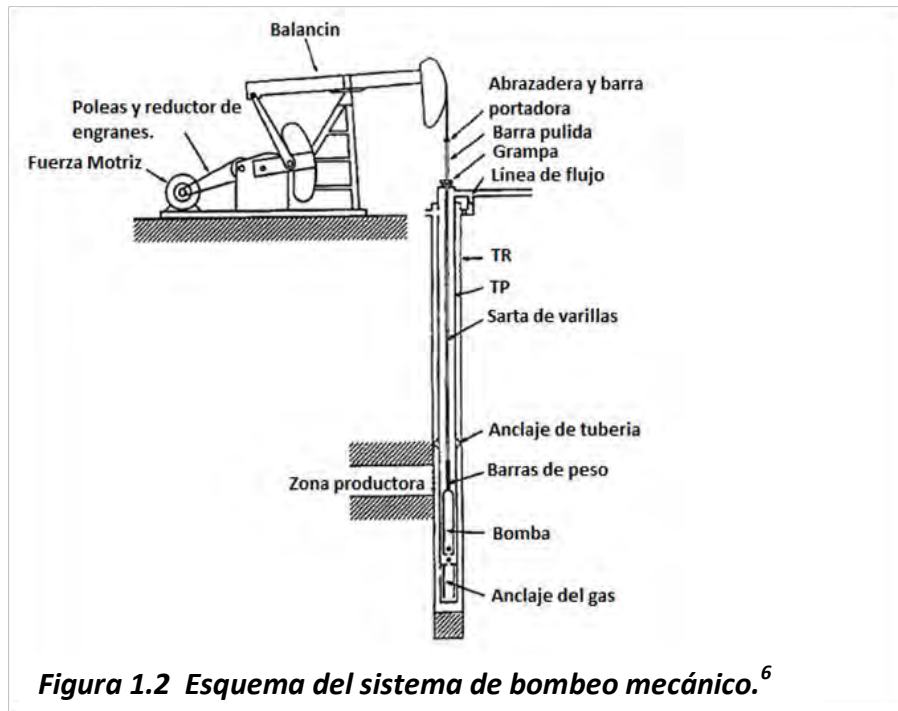
	Rango típico	Rango máximo
Profundidad	31 - 3353 m	4877 m
Volumen	5 - 1500 BPD	5000 BPD
Temperatura	100° - 350° F	550° F
Desviación	0 – 20°	0 – 90°
Corrosión	Bueno a Excelente	
Manejo de Gas	Aceptable a bueno	
Manejo de sólidos	Aceptable a bueno	
Densidad Fluido	> 8 ^o API	
Tipo de motor	Gas o eléctrico	
Aplicaciones marinas	Limitada	
Eficiencia de sistema	45% - 60%	

Estructura del Bombeo Mecánico.

La configuración del sistema de bombeo mecánico se muestra en la **Figura 1.2**, y consiste las siguientes partes principales:

- Unidad de bombeo mecánico.
- Mecanismos superficiales.
- Motor principal.
- Unidad de transmisión de potencia o reductor de velocidad.

- Sarta de varillas de succión.
- Bomba subsuperficial.
- Tubería de producción.



1.2.1.1 Clasificación de las Bomba Subsuperficiales^{1,5}

La función de la bomba subsuperficial es desplazar los fluidos del yacimiento, desde el fondo del pozo hasta la superficie por el interior de la tubería de producción. Se clasifican de la siguiente manera:

- 1) **Bomba de Inserción:** Puede conectarse a la sarta de varillas sin sacar la T.P. a la superficie, solo se saca la sarta de varillas.
- 2) **Bomba de tubería de revestimiento:** Es una versión de la anterior solo que ésta se ancla en la T.R. Manejan grandes volúmenes en pozos someros y de bajo IPR.
- 3) **Bomba de tubería de producción:** La diferencia con la de inserción es la forma en cómo se coloca la camisa de la bomba. Ésta va conectada en el extremo inferior de la T.P. y se introduce al pozo como parte de la sarta de producción.

Ciclo de Bombeo

En la **Figura 1.3** se describe gráficamente el ciclo de bombeo, que es aplicable para los tres tipos de bombas. Se diferencian las siguientes etapas:

- En la primera etapa el émbolo se mueve hacia abajo cerca del fondo de la carrera descendente; el fluido pasa al barril de la bomba a través de la válvula viajera abierta; mientras que el peso de la columna que está en la tubería de producción es soportado por la válvula de pie que está cerrada.
- Como segunda etapa, el émbolo se mueve hacia arriba, cerca del fondo de la carrera ascendente, la válvula viajera ahora se encuentra cerrada y la válvula de pie abierta, admitiendo la producción del pozo.
- En la tercera etapa, el émbolo se mueve hacia arriba, cerca de la parte superior de la carrera ascendente; la válvula viajera se encuentra cerrada y la válvula de pie abierta, admitiendo la producción del pozo.
- En la última etapa el émbolo se mueve hacia abajo, cerca de la parte superior de la carrera descendente; la válvula de pie se encuentra cerrada debido al incremento de presión resultado de la compresión de los fluidos en el volumen existente entre las válvulas de pie y viajera; la válvula viajera se encuentra abierta, cuando el émbolo llega al fondo de la carrera descendente, el ciclo de bombeo se repite.

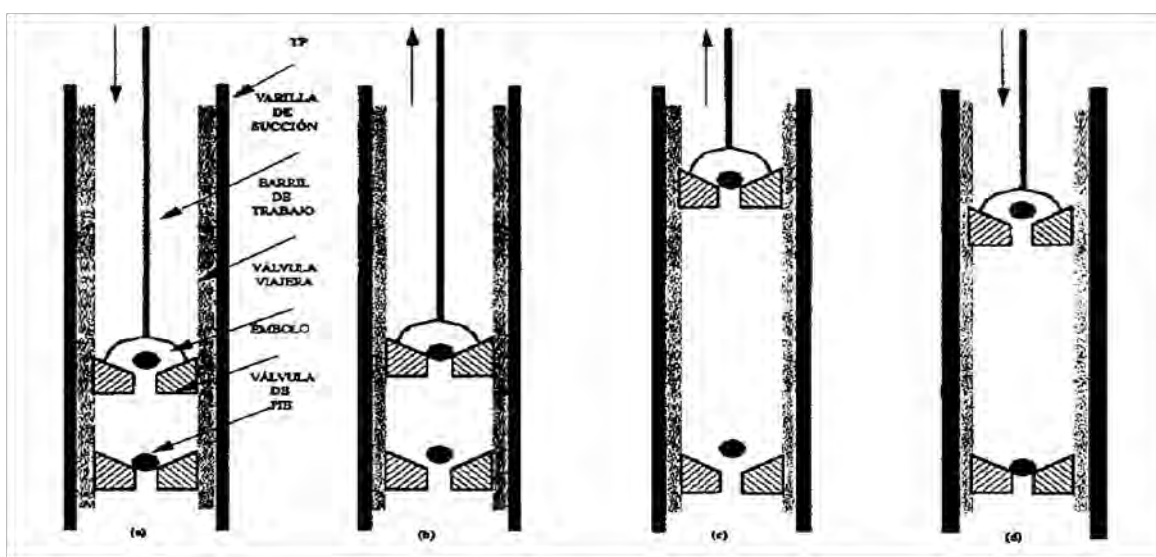


Figura 1.3 Ciclo de bombeo BM.⁵

En la **Figura 1.4** se muestran las partes del sistema de bombeo mecánico con la Inserción de la bomba en el fondo.

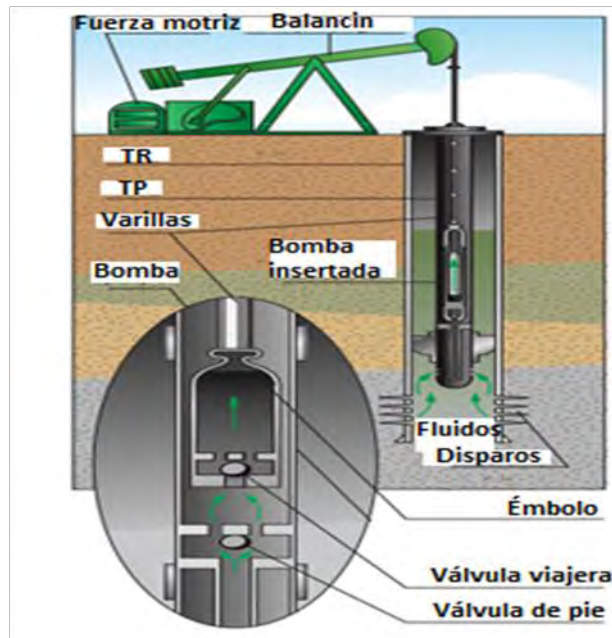


Figura 1.4 Bomba insertada en la tubería de producción.⁸

Hay tres tipos de unidades de bombeo mecánico: de balancín, hidroneumático y Rotaflex.

1.2.1.2 Unidades de bombeo mecánico tipo balancín¹

Geometría de las Unidades

Clase I. Unidad Convencional

Clase III. Aero balanceada y Mark II

Clase I: Unidad Convencional (Figura 1.5)

Ventajas:

- Tiene bajo costo de mantenimiento.
- Costos menores que otro tipo de unidades.
- Usualmente es mejor con varillas de fibra de vidrio.
- Puede girar en el sentido de las manecillas del reloj y contrario.
- Puede bombear más rápido que la Mark II sin problemas.
- Requiere menos contrabalanceo que la Mark II.

Desventajas:

- En muchas aplicaciones no es tan eficiente como la Mark II.
- Puede requerir una caja de velocidades mayor que otro tipo de unidades (especialmente con varillas de acero).

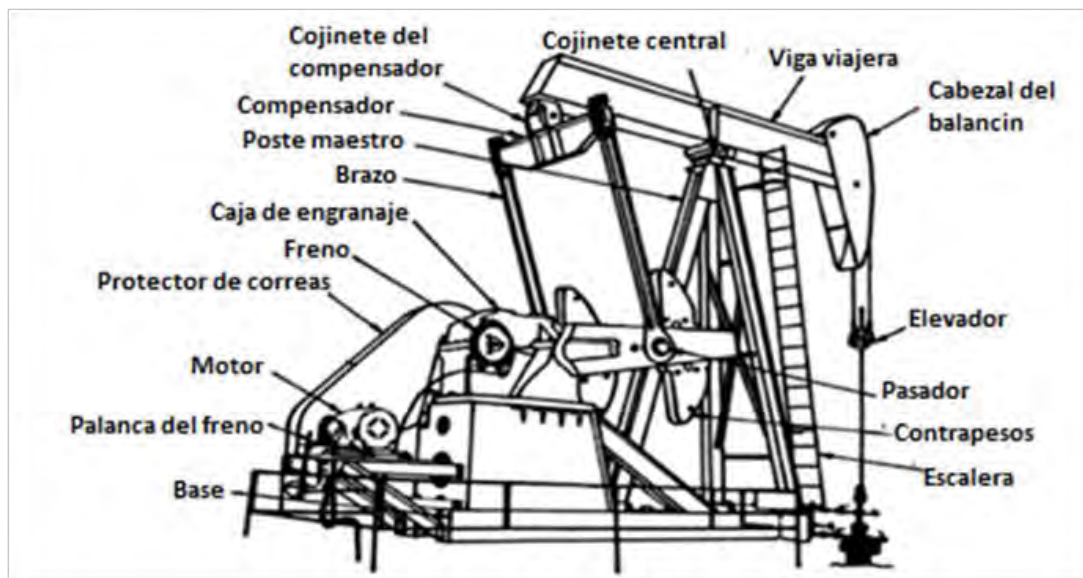


Figura 1.5 Bombeo Mecánico Convencional.²³

Clase III. Mark II (Figura 1.6)

Ventajas:

- Tiene bajo torque en muchos casos (con varillas de acero).
- Puede bajar costo (5 a 10%) comparada con el siguiente tamaño de la unidad convencional.

Desventajas:

- En muchas aplicaciones no puede bombear tan rápido como la convencional, porque puede causar problemas de fallas en las varillas.
- Puede girar solamente en sentido contrario de las manecillas del reloj.
- Puede causar más daño a las varillas y bomba en el caso de los fluidos pesados.
- Puede someter a la sarta de varillas en el fondo del pozo a una compresión severa que puede causar fallas por pandeo.

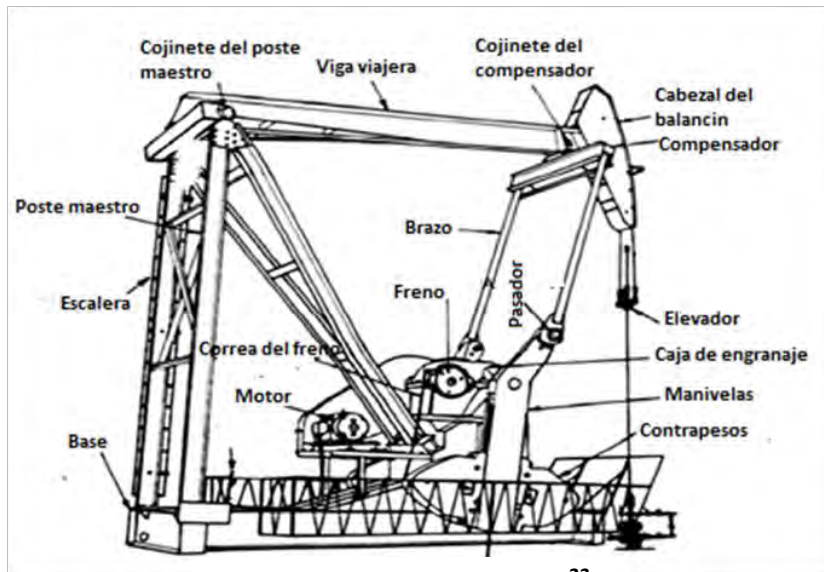


Figura 1.6 Unidad Mark II.²³

Clase III. Unidad Aero balanceada (Figura 1.7)

Ventajas:

- Es más compacta y más fácil para balancear que otras unidades.
- Los costos de transportación son menores que otras unidades.
- Puede girar en el sentido de las manecillas del reloj o en sentido contrario.

Desventajas:

- Es más complicada y requiere mayor mantenimiento (compresor de aire, cilindro de aire).
- La condensación de agua en el cilindro puede causar problemas.
- La caja de velocidades puede dañarse si el cilindro pierde presión de aire.

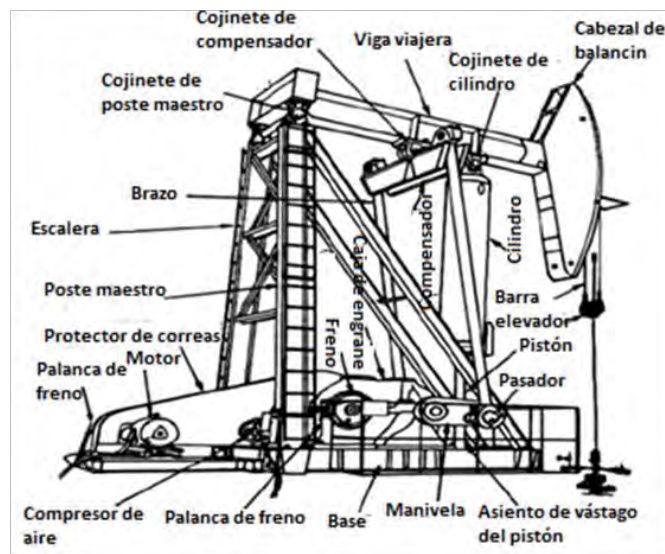


Figura 1.7 Unidad Aero balanceada.²³

Bombeo Mecánico tipo hidroneumático ^{1,7}

Hasta los años noventa las unidades de bombeo convencional, Aero balanceada y la Mark II se consideraban las más eficientes. Ahora bien, en México se llevó a cabo una prueba piloto en el año de 1995 en el pozo Poza Rica 329 donde se evaluó la eficiencia de una nueva unidad de bombeo Mecánico tipo Hidroneumático mejor conocida como "Tieben".

La Tieben es una unidad de bombeo alternativo para el movimiento de varillas, cuyo principio de funcionamiento es sobre la base de presiones hidráulicas compensadas debido a la compresión y expansión de nitrógeno (N₂). Este nitrógeno se encuentra dentro de un acumulador que soporta 2/3 de la carga total de la varilla pulida y reemplaza a los contrapesos de la unidad de bombeo mecánico convencional.

Con el principio hidroneumático se pueden levantar cargas hasta 40,000 lb/pg² en la varilla pulida, con una carrera efectiva máxima de 120 pulgadas y con hasta ocho emboladas por minuto; las emboladas pueden modificarse según las necesidades de la operación.

Se compone de dos sistemas básicos:

- 1.- Sistema Hidráulico: Proporciona el movimiento necesario, ascendente y descendente para el funcionamiento de la bomba subsuperficial. Consta de un cilindro hidráulico de efecto doble, una válvula de control direccional de cuatro vías y una bomba maestra de engranes.
- 2.- Sistema de Balanceo Hidroneumático: Contrabalancea el peso de la sarta de varillas y consta de un cilindro hidráulico de efecto simple (acumulador), un paquete de tanques de nitrógeno y una bomba auxiliar de engranajes.

Este tipo de unidades tienen cinco elementos principales:

- Estructura del balancín de bombeo.
- Motor primario.
- Caja de engranes.
- Sarta de la varilla de succión.
- Bomba subsuperficial.

En la **Figura 1.8** se muestran los principales componentes de la Unidad Tieben.

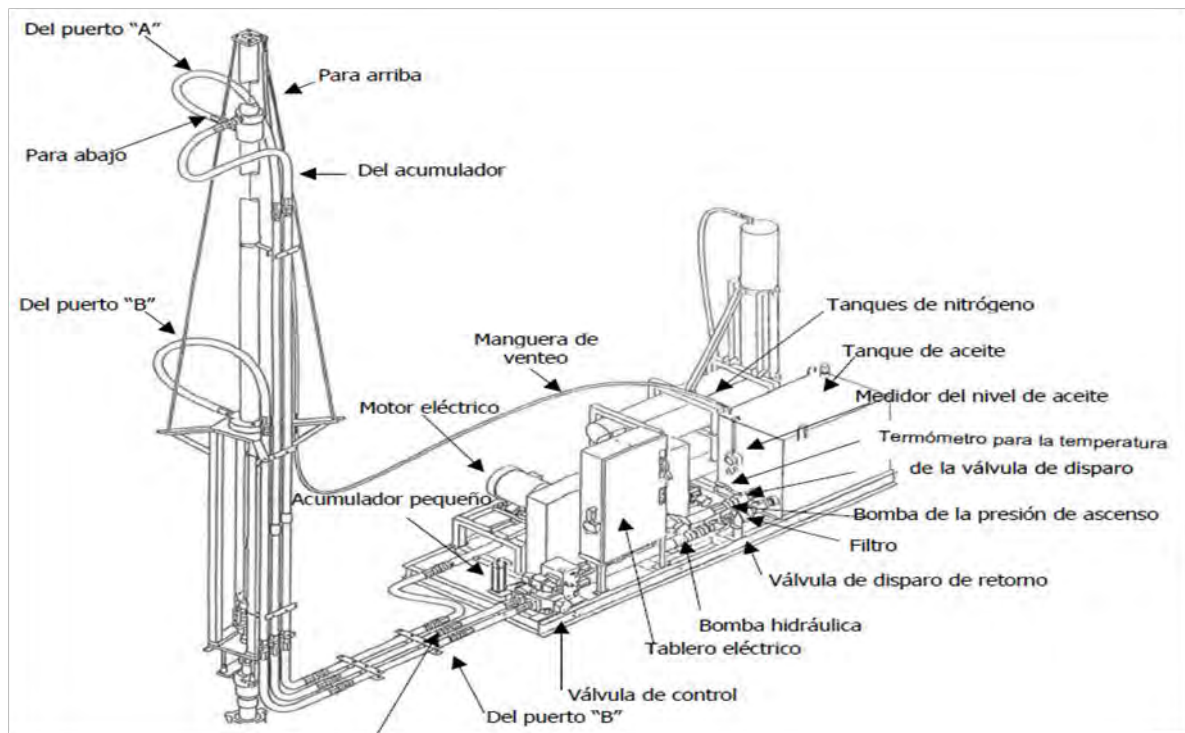


Figura 1.8 Unidad de Bombeo Hidroneumática (Tieben).⁷

Las unidades de bombeo hidroneumáticas se clasifican de acuerdo al tipo de motor, montaje y carrera con el que pueden operar.

- *Motor* : Eléctrico – Combustión
- *Tipo de montaje*: Pedestal – Directo
- *Carrera*: 60 pg – 120 pg – 180 pg

Elementos que la constituyen:

Acumulador: Es un cilindro con un pistón flotante en su interior en el cual actúan dos fluidos, aceite hidráulico y nitrógeno (N_2) comprimido. El acumulador genera el efecto de los contrapesos.

Cilindro actuador: Es el cilindro que está compuesto por dos pistones adheridos a una varilla pulida; estos pistones generan tres cámaras en las cuales actúa el aceite hidráulico.

Motor: Elemento que propicia la potencia necesaria a la bomba hidráulica.

Bomba Hidráulica: Unidad provista de 130[cm^3], con una bomba simple o de 75[cm^3] cuando se trata de una bomba doble.

Tanque de aceite hidráulico: Almacenador del aceite hidráulico con una capacidad de hasta 360 litros.

Pedestal: Torre de aproximadamente 7 metros en la cual se alojan los sensores para el cambio de dirección de la carrera y del elevador, los cuales están unidos por la varilla de succión en uno de los extremos del cilindro actuados y en el otro extremo por la varilla pulida.

Ventajas: ¹

Costo de adquisición: Se tienen ahorros de hasta el 50% debido a que la unidad Tieben viene completamente lista para ser instalada, a diferencia del convencional que requiere de la adquisición del motor, las bandas de transmisión, principalmente y de una tardada y costosa base de concreto.

Consumo de energía: Se tienen consumos menores al 30% en comparación al de las unidades convencionales.

Tipo de motor: Puede utilizar motor eléctrico, de combustión interna diesel o de gas, ya sea gas LP de un tanque estacionario o gas liberado en el espacio anular. Con respecto al consumo de energía de la unidad Tieben el requerimiento de potencia es aproximadamente 30% menor que el de la unidad convencional.

Costos de reparación: Se tienen ahorros del orden del 500%. Por ejemplo, lo más caro por reparar en una unidad convencional es el reductor de engranes, en una Tieben lo más caro es el cilindro (cambio de todos los sellos y empaques).

Transportación e instalación: Mayor facilidad de transportación, instalación y operación. La unidad Tieben se transporta en un remolque ligero jalado por una camioneta Pick-Up, se instala y se pone en operación en menos de tres horas. Puede ser instalada incluso por un simple camión con malacate y pluma. La unidad Tieben no requiere base de concreto.

Eficiencia de bombeo: Con la unidad de bombeo Tieben es posible trabajar a bajas velocidades de bombeo, lo cual permite un mejor llenado del barril de la bomba, reduce el golpeteo del fluido, el desgaste de las varillas y el equipo superficial.

Producción diferida: El tiempo en operación es una gran ventaja de la unidad Tieben, pues la reparación de cualquier parte de la unidad es bastante rápida y requiere poco refaccionamiento. Se emplean menos de dos horas para cambiar los sellos del pistón del acumulador de nitrógeno, recargarlo de nitrógeno y reiniciar la operación. Además el hecho de que el pedestal sea abatible, permite la operación en forma inmediata de los equipos de reparación y terminación de pozos. Todo esto reduce al mínimo los problemas por producción diferida.

Bombeo Mecánico tipo Rotaflex

La unidad Rotaflex es un equipo de carrera larga de bombeo. Generalmente, un motor eléctrico acciona una caja de engranes el cual a su vez acciona una cadena larga a una cierta velocidad lo cual provoca que este comience su accionamiento.

Está unidad muestra un 100% de accionamiento mecánico de bajo mantenimiento, con una alta eficiencia para la extracción de pozos con grandes profundidades.

Características:

- Carrera de 288 y 306 pulgadas para bombas mecánicas (más de 7 metros).
- Alta capacidad de producción.
- Alta eficiencia para extracción de pozos problema o pozos profundos.
- Aplicaciones en reemplazo de bombas BEC.
- Mayor vida útil del equipo de fondo.
- 40 a 60% de reducción en los ciclos de esfuerzo, lo que representa una mayor vida útil de las varillas.
- 20 a 50% de reducción en el costo de energía.
- Ayuda a resolver el problema de candado de gas.
- 100% accionamiento mecánico de bajo mantenimiento.

Ventajas:

- Embolada larga y lenta que permite:
- Mejorar el llenado del barril.
- Reducir los problemas de golpe de fluido.
- Minimizar los problemas de interferencia de gas.
- Reducir el desgaste entre las partes móviles.
- Reducir los esfuerzos de tensión y compresión sobre la sarta de cabillas.
- Aumenta la eficiencia total del sistema.
- Permite al sistema de bombeo reciprocante aumentar su capacidad de producción hasta más de 2500 BFPD.
- Unidad 100% mecánica.
- Contrapeso fácil y preciso.
- Reductores de engranajes más pequeños.
- Armado, probado y embarcado en una sola pieza.
- Reduce los costos de operación y mantenimiento.

En la **Figura 1.9** se presenta un esquema de una Unidad de bombeo mecánico tipo Rotaflex. El mecanismo de Inversión que actúa en esta unidad de bombeo mecánico se muestra en la **Figura 1.10**.

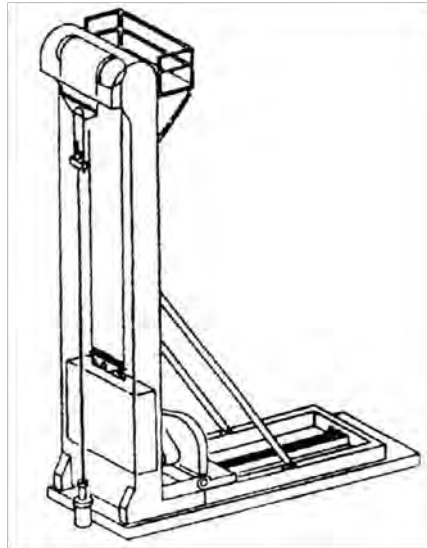


Figura 1.9 Esquema de Unidad Rotaflex.²²

Mecanismo de Inversión:

- Corona superior
- Cadena
- Caja de contrapesos
- Carro Inversor
- Corona Motriz

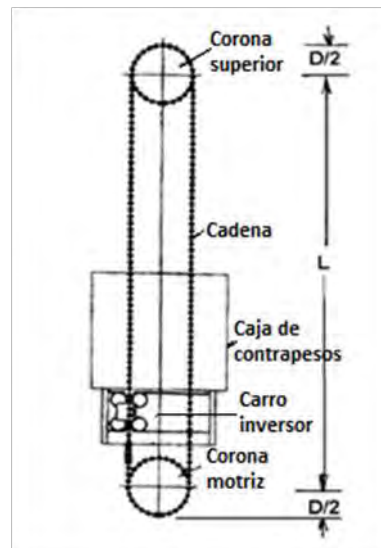


Figura 1.10 Esquema de Mecanismo de Inversión.²²

1.2.2 Bombeo Neumático^{1,3}

Este sistema es el que más se parece al flujo natural y utiliza la energía del gas comprimido en el espacio anular como la fuerza principal para elevar el aceite a la superficie. Se debe a que el gas inyectado siendo más ligero que el aceite comienza el desplazamiento, ya que reduce la densidad del fluido (del yacimiento) y por lo tanto el peso de la columna de fluido sobre la formación disminuye. Esta reducción en la densidad de la columna de fluido produce una presión diferencial entre el fondo del pozo y el intervalo productor del yacimiento, lo que ocasiona que el pozo fluya.

El gas (gas natural tratado o nitrógeno) es inyectado y controlado desde la superficie, este entra a alta presión dentro del espacio anular. Una válvula de inyección de gas permitirá

el paso de gas dentro de la T.P. a determinadas profundidades. La válvula opera automáticamente en respuesta a la presión diferencial que hay entre el espacio anular y la T.P, si la diferencia de presión disminuye a una presión predeterminada, la válvula se abre y cuando se llegan a valores críticos en el diferencial de la válvula se cierra.

La válvula de inyección que controla el flujo de gas dentro de la tubería de producción es llamada válvula operante y forma parte del sistema de control subsuperficial.

La válvula operante es la última válvula que se utiliza para desalojar el fluido de control, se instala a una profundidad tal que el volumen de gas inyectado sea alto y el pozo aporte un volumen de fluido de acuerdo con su capacidad productiva. La **Tabla 1.3** muestra los rangos óptimos para operar el Bombeo Neumático (BN).

Tabla 1.3 Rangos de Operación BN. ¹

	Rango típico	Rango máximo
Profundidad	1000 – 3000 metros	5,000 metros
Volumen	100 – 10000 BPD	30,000 BPD
Temperaturas	100 – 250°F	400°F
Desviación	0 – 50°	70° radio de bajo a medio

Los efectos del gas dentro de la tubería de producción son:

- Reducción de la densidad de la columna de fluidos.
- Expansión del gas conforme las condiciones de presión cambian a lo largo de la profundidad.
- Empuje de baches de líquido cuando las burbujas son suficientemente grandes para llenar el diámetro interno de la T.P.

En la **Figura 1.11** se muestran los efectos de la inyección del gas en la TP:

- 1) Flujo natural.
- 2) BN con volumen de inyección de bajo a moderado.
- 3) BN con volumen de inyección alto.

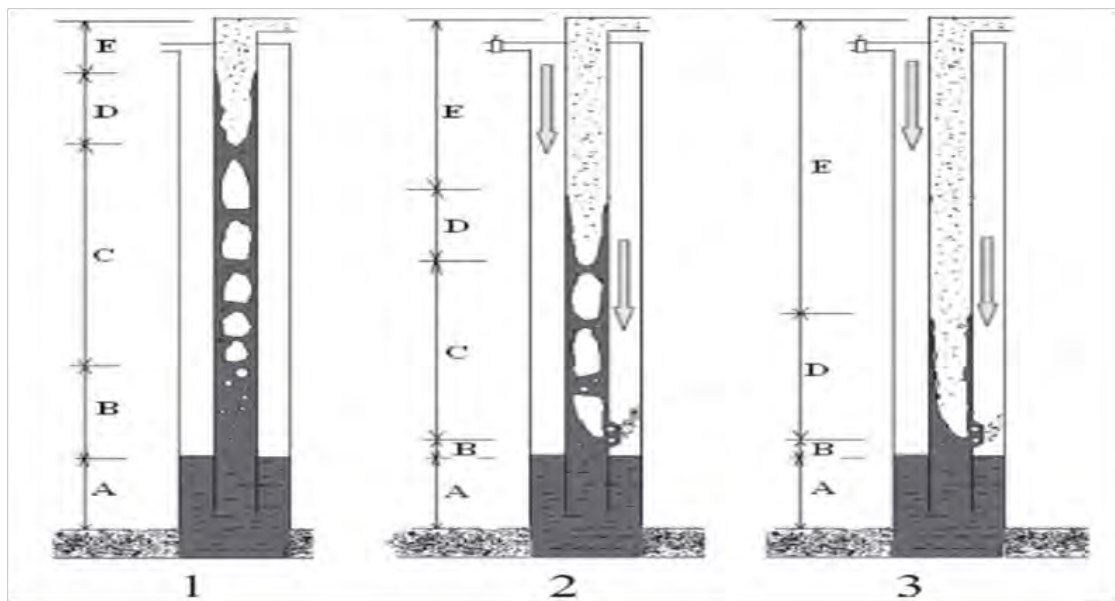


Figura 1.11 Efectos del gas en la TP.⁹

Para diseñar un sistema de BN se requiere la información básica siguiente:

- Presión de fondo fluyendo.
- Índice de Productividad.
- Relación Gas – Aceite de formación.
- Porcentaje de agua.
- Profundidad total del pozo.
- Tamaño de las tuberías de producción y revestimiento.
- Tipo de mecanismo de empuje del yacimiento.
- Densidad del aceite.
- Densidad del gas.
- Densidad del agua.
- Gastos y presiones (máximas y mínimas) de las tuberías de producción y revestimiento.
- Características del equipo superficial y subsuperficial (material y mecánica de diseño).

El sistema de bombeo neumático consiste en cuatro partes fundamentales (**Figura 1.12**), las cuales son:

- Abastecimiento de gas a alta presión: principalmente consiste en una estación de compresión, o pozo productor de gas a alta presión.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo.
- Sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección).
- Equipo necesario para manejar y almacenar el fluido producido.

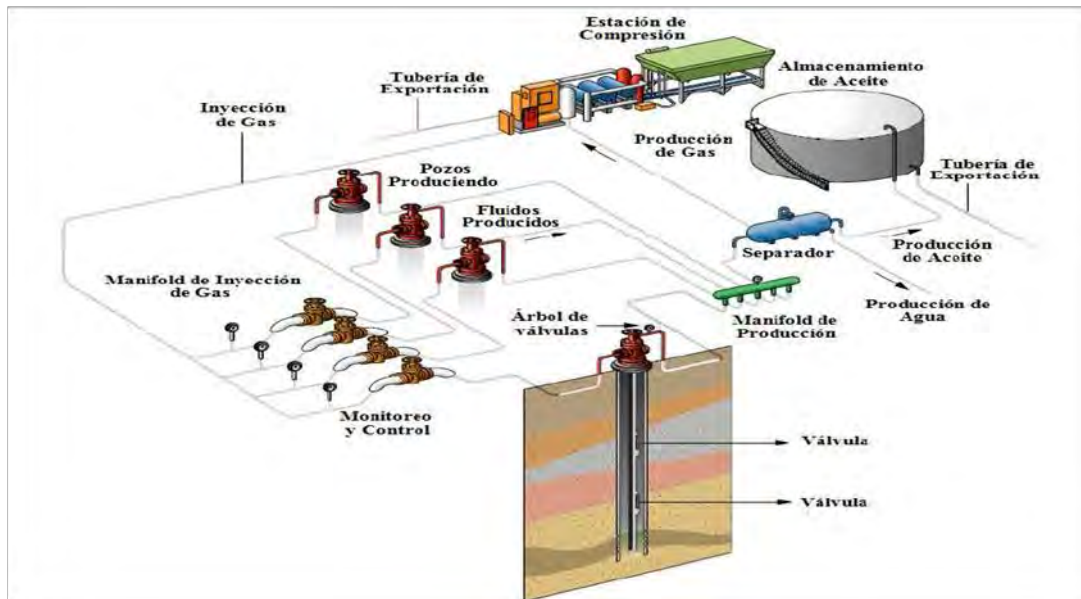


Figura 1.12 Esquema de Instalaciones de Bombeo Neumático. ⁸

Mecanismos de las válvulas subsuperficiales del BN

Los diversos fabricantes han categorizado a las válvulas de BN dependiendo de qué tan sensible son a una determinada presión actuando en la TP o en la TR. Generalmente son clasificadas por el efecto que la presión tiene sobre la apertura de la válvula, esta sensibilidad está determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada del gas.

Las válvulas de BN operan de acuerdo a ciertos principios básicos, que son similares a los reguladores de presión.

Las partes que componen una válvula de bombeo neumático son:

- 1.-Cuerpo de válvula.
- 2.- Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos).
- 3.- Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule).
- 4.- Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal).
- 5.- Elemento medidor (orificio o asiento).

1.2.2.1 Clasificación de las válvulas de bombeo neumático

Válvulas desbalanceadas

Son aquellas que tienen un rango de presión limitado por una presión de apertura y por una presión inferior de cierre, determinada por las condiciones de trabajo del pozo; las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

Este tipo de válvulas se divide en:

- Válvula operada por presión del gas de inyección.
- Válvula reguladora de presión.
- Válvula operada por fluidos de la formación.
- Válvula combinada.
- Válvulas balanceadas

Válvulas balanceadas

Este tipo de válvulas dependen de la presión de la TP. La presión de la TR actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo; esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (presión del domo). De acuerdo con esto la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.

1.2.2.2 Bombeo Neumático Continuo

El Bombeo Neumático Continuo (BNC) es el sistema artificial de producción más utilizado en nuestro país, ya que aproximadamente el 50% de los pozos productores están operando con este sistema; es utilizado en pozos con alto índice de productividad y presiones de fondo altas.

Al inicio del siglo antepasado, se utilizó el aire como fuente de bombeo neumático, pero debido a los problemas de corrosión y al peligro potencial de una explosión por las mezclas de gases formados, se optó por utilizar gas natural.

Actualmente el gas natural continúa siendo la fuente principal del bombeo neumático a pesar de que se ha utilizado el nitrógeno en algunos casos.

Es un método mediante el cual se inyecta continuamente gas a alta presión para aligerar la columna hidrostática en el pozo.

Ventajas:

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.

- Flexibilidad operativa para cambiar las condiciones de presión.
- Adaptable en pozos desviados.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.

Desventajas:

- Requiere una fuente continua de gas.
- Costos operativos altos si el gas es comprado.
- Altos costos operativos al manejar gases amargos.
- Se requieren niveles de líquido altos.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión
- Condiciones peligrosas al manejar el gas a alta presión.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.

Factores que afectan al BNC

- Presión en la tubería de revestimiento y línea de descarga.
- Profundidad de inyección.
- Tamaño de la TR, TP y LD.
- Profundidad, presión y temperatura del yacimiento.
- Índice de productividad del pozo.
- Porcentaje de agua.
- Rs y gas libre en el fluido producido.
- Presión de separación
- Desviación del pozo

1.2.2.3 Bombeo Neumático Intermitente

Consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión, el gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos; el gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido de la formación que se ha estado acumulando dentro de la TP es expulsado al exterior en forma de tapón o bache de aceite.

En el bombeo neumático intermitente el gas es inyectado a intervalos regulares, de tal manera que el ciclo es regulado para que coincida con la relación de fluidos que está produciendo la formación hacia el pozo.

Ventajas:

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa para cambiar las condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.
- Su vida útil es mayor que la de otros sistemas.

Desventajas:

- Requiere una fuente continua de gas.
- Los gastos de producción son reducidos.
- Su eficiencia es muy baja.
- Más cantidad de gas para producir un barril.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión.
- La T.R. debe soportar el gas a alta presión.

Consideraciones:

- Es básico utilizar válvulas con sección piloto (válvula piloto), ya que se requieren diámetros de puerto amplio.
- Se emplea un controlador del tiempo de ciclo en superficie.
- Se emplea una válvula motora en superficie.

En la **Figura 1.13** se muestran el funcionamiento del bombeo neumático intermitente.

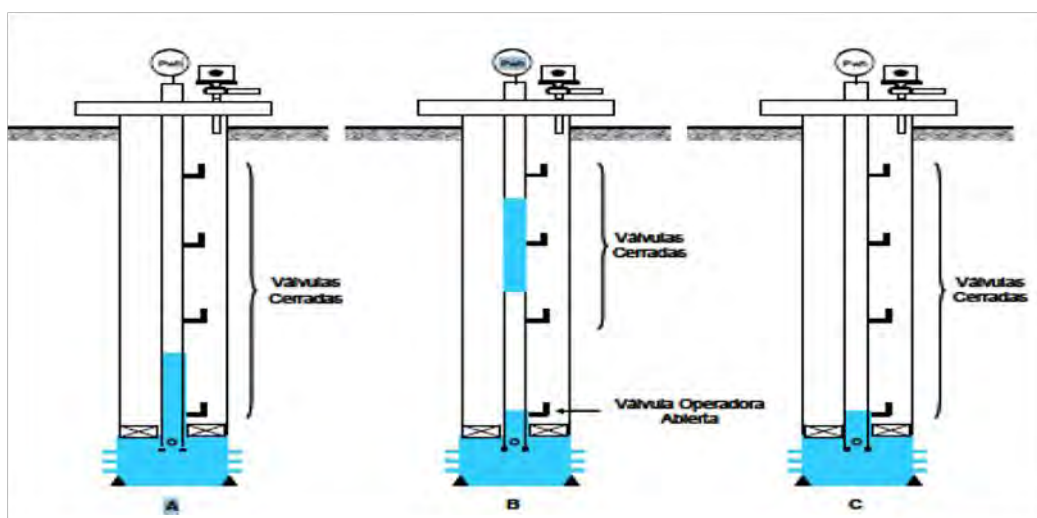


Figura 1.13 Esquema de Bombeo Neumático Intermitente. ¹

1.2.3 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido^{1, 10, 11}

El sistema de bombeo electro centrífugo es considerado un medio efectivo y económico para levantar grandes volúmenes de fluidos en pozos profundos. Este sistema es usado en pozos de aceite y utiliza bombes centrífugos multi etapa. El motor eléctrico y la bomba están fijados a la tubería de producción, con el motor posicionado debajo de la bomba y ésta descargando directamente en la tubería de producción.

La energía es suministrada por el motor a través de un cable de tres conductores, que va desde la superficie hasta el motor de fondo.

Los principales problemas que tiene este sistema electro centrífugo son:

- **Corrosión:** La producción de fluidos de algunos pozos son corrosivos (H_2S , CO_2 , O_2). Este tipo de corrosión comúnmente ocurre y ocasiona daños en el interior del sistema, dentro de la tubería de producción y al interior de las bombas. En algunos pozos la corrosión es ocasionado por causas externas, es decir el revestimiento del pozo debido a una pobre cementación o la presencia de un acuífero corrosivo.
- **Producción de sólidos y arena.** Se ha observado que con el incremento del corte de agua, la producción de arena y sólidos en superficie tiene incremento, esto implica problemas en el accionamiento del motor.
- **Alto volumen de gas.** A cantidades mayores de gas, se reduce la eficiencia y capacidad de carga de la bomba.

Se debe tener especial cuidado en todas las condiciones que se encuentran involucradas en el accionamiento del sistema; se requiere un buen estudio de los fluidos, de las presiones y de temperaturas del sistema, lo cual afectará directamente el rendimiento y el tiempo de vida del equipo.

Ventajas:

- Buena capacidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias.
- Baja inversión para profundidades someras.
- Adaptable a la automatización.
- Es aplicable a profundidades de 4200 m.

Desventajas:

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción.

- Tiempos de cierre prolongados.
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica.
- Los problemas de incrustaciones son altos para la operación.
- Difícil para manejar alto porcentaje de arena o gas.

1.2.3.1 Condiciones de operación¹

Este sistema actúa con bombas electro sumergibles para pozos con TR's DE 4.5" y gastos de 100 bpd hasta TR's de 13 3/8" y gastos de 100,000 bpd; las bombas pueden instalarse en diferentes ambientes de trabajo, como son:

- Temperaturas de 10°C (50°F) hasta 288°C (550°F).
- Fluidos con cantidades considerables de sólidos (sistemas resistentes a la abrasión).
- Ambientes muy severos (metalurgia especial).
- Las potencias de los motores BEC cubren un rango entre 7.5 HP y 1170 HP a 60 Hz con motores de 3.75"OD hasta 7.38"OD.

Motores del BEC

Los principios básicos de diseño y operación de los motores de los equipos BEC son los mismos que los motores eléctricos normales de superficie:

- 1.- Son de inducción.
- 2.- Trifásico.
- 3.- Tipo jaula de ardilla.
- 4.- Con dos polos de inducción.

Características de los motores BEC.

Los motores BEC deben cumplir ciertas características para un mejor desempeño en su funcionamiento, entre las cuales destacan:

- Debe contar con una geometría adecuada, por estar instalada dentro de la TR.
- Existen diferencias en el diseño y construcción por el ambiente en que operan.
- Son llenados completamente con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético para lubricar su interior entre otras funciones (transferir el calor).
- Puede utilizar corriente alterna de 60 Hz o 50 Hz.

- Su comportamiento está en función de la carga a la que está sometido.
- Cada tipo de motor tiene sus curvas de rendimiento: velocidad, eficiencia, factor de potencia y amperaje en función del porcentaje de la carga.

Una de las limitaciones de los motores BEC es que tienen un diámetro pequeño para poder instalarse en el pozo; esta restricción obstaculiza las opciones del diseño del motor y para obtener altos HP es necesario aumentar la longitud del motor.

Las etapas de una bomba se muestran en la **Figura 1.14**; en la parte superior se tiene el impulsor rotatorio y en la parte inferior el difusor estacionario; cada impulsor toma el fluido e incrementa su energía cinética, mientras que el difusor transforma la energía cinética en energía potencial.

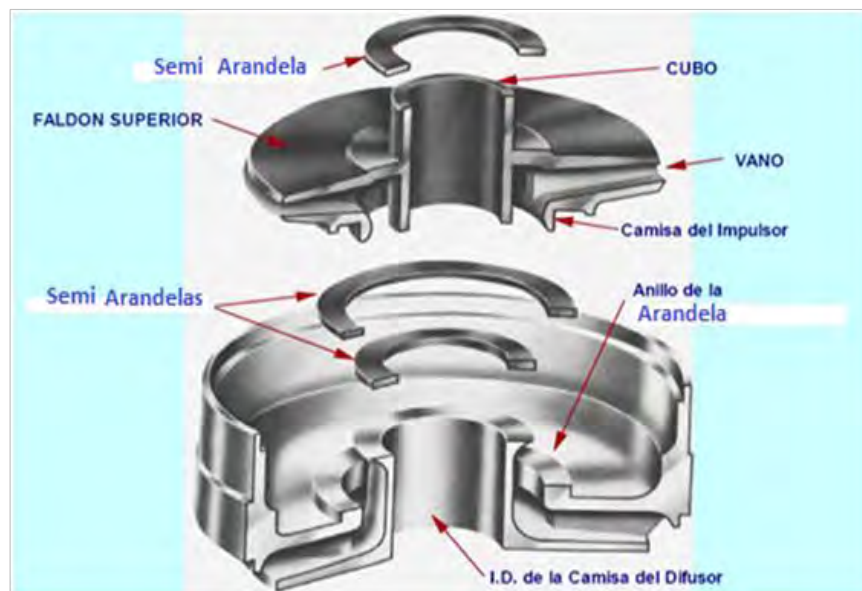


Figura 1.14 Esquema de etapas en la bomba. ¹⁰

1.2.3.2 Estructura Superficial

En la **Figura 1.15** se muestra las partes esenciales del sistema BEC, en donde en la estructura superficial se compone de lo siguiente:

- Tablero de control:** Permite el encendido del sistema BEC.
- Variador de Frecuencia (VSD):** Este permitirá variar la frecuencia de operación de la bomba.
- Caja de venteo:** Permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control.
- Transformadores:** Son aquellos equipos que se encargan de entregar el voltaje necesario al sistema.

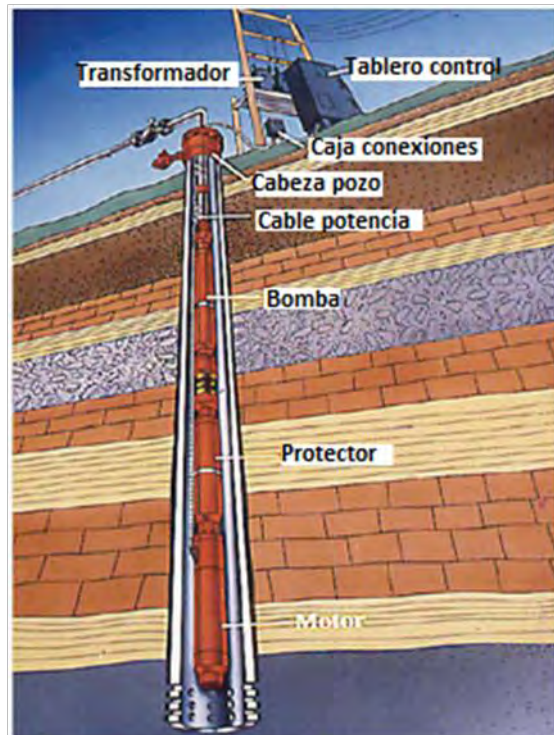


Figura 1.15 Esquema de Instalaciones sistema BEC. ¹⁰

1.2.3.3 Estructura subsuperficial

- a) **Bomba centrífuga de etapas múltiples:** Sistema accionado por el motor eléctrico y que se proporciona la energía suficiente a los fluidos para ser producidos.
- b) **Intake o separador de gas:** Es la entrada que permite el flujo de fluido hacia la bomba para ser producidos, un separador se utilizará en caso de presentar alta RGA.
- c) **Protectores:** Evitan el ingreso del fluido del pozo al motor.
- d) **Motor eléctrico:** Transforma la energía eléctrica en mecánica para el accionamiento de la bomba.
- e) **Cable de potencia:** Transmite la energía eléctrica de la superficie al motor, así como señales de fondo del pozo a la superficie.

1.2.4 Bombeo de Cavidades Progresivas ^{1,13}

Debido a que gran parte del hidrocarburo líquido del mundo tiene una gravedad API menor a 20, a principios de la década de los 80's se introdujo el sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) como una alternativa al Bombeo Mecánico para la producción de crudos pesados.

El BCP tiene una buena flexibilidad operativa para manejar fluidos abrasivos y viscosos con bajos costos operativos, lo que lo hace uno de los sistemas más atractivos para

producir este tipo de hidrocarburos. Otro de los factores que hacen a este sistema de los más viables es su eficiencia, que puede llegar hasta un 70% en condiciones óptimas.

El Bombeo de Cavidades Progresivas es ideal para pozos someros, pero también puede ser utilizado en profundidades pronunciadas, aunque la eficiencia se vea afectada.

Este sistema utiliza una bomba que consiste en un rotor metálico y un estator con un elastómero. La rotación excéntrica del rotor dentro del estator provoca la formación de una serie de cavidades selladas que se van elevando a lo largo del eje desde la succión de la bomba hasta la descarga.

La rotación es transmitida hasta la bomba mediante una sarta de varillas especiales, que reciben la energía de un motor en superficie, ya sea eléctrico, hidráulico o de gas. Cada vez que el rotor gira, cierta cantidad de líquido es desplazada hacia la superficie. Cuando las cavidades son cortas el gasto disminuye pero aumenta la presión de descarga, mientras que cuando las cavidades selladas son más largas el gasto se incrementa pero la presión de descarga se reduce.

En la **Figura 1.16** se esquematiza el principio de funcionamiento de la bomba subsuperficial del BCP, donde se ilustra la trayectoria que presentan los fluidos a través de su paso por la bomba, creándose las cavidades y moviéndose axialmente.



Figura 1.16 *Movimiento de los fluidos a través de la bomba.*¹²

El hecho de que este sistema no utilice válvulas impide la formación de fenómenos como candados de gas y también permite manejar altos porcentajes de gas libre. En algunos casos, la cantidad de gas en el sistema podría afectar la eficiencia de la bomba, pero esto puede arreglarse colocando la entrada de la bomba debajo de las perforaciones o instalando un separador de gas debajo de la bomba.

La geometría y principio de operación de la bomba facilita el manejo de la producción de arena y altas concentraciones de sólidos. La presión que soportará la bomba dependerá del número de cavidades selladas que contenga.

El elastómero del estator puede manejar algunos fluidos abrasivos como el ácido sulfhídrico (H₂S), sin embargo, cuando se presenta en cantidades significativas lo puede dañar permanentemente.

En superficie, la instalación se realiza de manera sencilla gracias a que son pocos elementos los que constituyen el equipo superficial, en donde están alojados el motor, el cabezal de rotación, las poleas y bandas para transmitir el movimiento del motor a la sarta de varillas y la línea de flujo. La sencillez de la instalación superficial se traduce en menores costos, tanto de instalación como de reparación.

La versatilidad, entre otras cosas, es causada por la capacidad de cambiar la velocidad de bombeo a través de un variador de frecuencia o por sus siglas en inglés VSD (Variable Speed Drive), que incluso puede ser monitoreado y operado a distancia.

La aplicación del BCP puede darse en pozos desviados, pero hay que poner especial atención en los puntos en los que pueda rozar o roce la tubería de producción con la sarta de varillas, pues en estos puntos habrá un desgaste adicional.

1.2.4.1 Equipo Superficial

- **Motor:** Proporciona la energía que requiere el sistema para hacer girar la sarta de varillas. Existen tres tipos de motores: eléctrico (de uso más común), hidráulico (frecuente en Canadá) y de gas (aplicaciones específicas).
- **Cabezal de rotación:** Transfiere la energía requerida para mover la sarta de varillas; crea un sello entre la parte superior de la tubería y la varilla pulida, soporta el efecto del mecanismo de frenado, el peso de la sarta de varillas y la acción de la bomba.
- **Poleas y Bandas:** Son el medio por el cual se transfiere la energía desde el motor hacia la varilla pulida.
- **Varilla Pulida:** Une la sarta de varillas con el equipo superficial.
- **Estopero y Sello Mecánico:** Sirven de sello superficial para los fluidos del pozo y se encuentran en la parte superior de la tubería y la parte inferior de la varilla pulida.
- **Grampa:** Su función es mantener fija la varilla pulida al cabezal de rotación para poder transmitirle correctamente el movimiento rotatorio desde el cabezal.

En la **Figura 1.17** se muestran los elementos principales del equipo superficial del BCP.

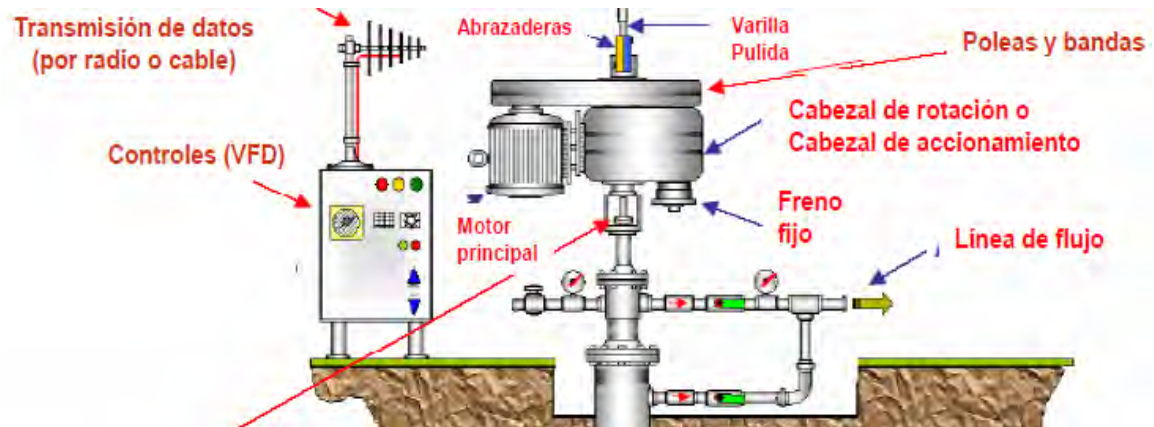


Figura 1.17 Esquema del equipo superficial del Bombeo de Cavidades Progresivas con Control de Frecuencia Variable.¹

1.2.4.2 Equipo Subsuperficial

- **Sarta de Varillas:** Es el sistema que transmite la rotación desde el equipo superficial hasta la bomba de fondo. Hay de distintos tipos, que se diferencian en el material del que están hechas, la tensión que resisten y otras especificaciones como el peso que tienen.
- **Bomba Subsuperficial:** Está encargada de impulsar los fluidos del fondo del pozo a la superficie mediante el movimiento rotatorio que le suministra la sarta de varillas. Es una bomba Multi-Lóbulos y su geometría está basada en la proporción de los lóbulos, el paso del estator, el diámetro del rotor y la excentricidad entre los ejes de estos dos últimos elementos.
 - **Rotor:** Consiste en una hélice de acero con n lóbulos que se conecta a la sarta de varillas.
 - **Estator:** Es la pieza externa de la bomba hecha de una camisa de acero que está revestida en el interior por un elastómero de $n+1$ lóbulos y está conectada a la TP. El elastómero está considerado como el motor de la bomba, y es de los elementos que más hay que cuidar del sistema de BCP. Reviste el interior del estator y gracias a su propiedad de memoria hace posible el sellado entre las cavidades contiguas.
- **Separador de Gas:** Se instala opcionalmente cuando la cantidad de gas afecta la eficiencia de la bomba de fondo del sistema, incrementando con ello la producción de líquido. Al instalarse, los efectos por abrasión, corrosión y calentamiento por burbujas de gas son reducidos, mejorando así la lubricación y el funcionamiento de la bomba.

- **Centradores:** Impiden que la sarta de varillas se mueva excéntricamente y comunique ese comportamiento a la varilla pulida en la superficie. No son rotatorios y se instalan en los extremos de las varillas de la sarta.
- **Ancla de torsión:** Se instala debajo del estator y se fija en la tubería de revestimiento. Sirve para evitar el desprendimiento de la tubería causado por el giro de la sarta y el giro del rotor. Se instala cuando las velocidades de rotación causan una vibración considerable en la tubería.

En la **Figura 1.18** son ilustrados y señalados los elementos que conforman el equipo subsuperficial del BCP, incluyendo la sarta de varillas, la bomba subsuperficial, el pin de paro, los centradores, y una entrada o separador de gas.



Figura 1.18 Esquema de los elementos que constituyen el equipo subsuperficial del Bombeo de Cavidades Progresivas. ¹

Rangos de aplicación

Aceite pesado	{	Densidad <18 °API De 300 a 800 m Arriba de 440 BPD Porcentajes de agua hasta 100% + 70% Arenas
Aceite mediano	{	Densidad de 18 a 30 °API De 600 a 1400 m + de 3150 BPD -2% arena Agua hasta 100%

Aceite ligero	}	>30 °API
		>1000 m
		>3150 BPD
		Hasta 100% corte agua

Ventajas del sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos con alta concentración de sólidos y moderado gas libre.
- Evita el bloqueo o candados de gas.
- Instalación y operación simple así como bajo mantenimiento.
- Equipo superficial de perfil bajo y poco ruidoso.

Desventajas del sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)

- Producción máxima de 6825 barriles.
- Profundidad máxima de 2000 m.
- Temperatura máxima de 170°C debido al material del elastómero.
- El elastómero puede hincharse o dañarse con fluidos agresivos.
- El estator puede dañarse permanentemente si se bombea en seco incluso en periodos cortos.

1.2.5 Bombeo Hidráulico (BH) ^{1, 15,16, 17}

El Bombeo Hidráulico opera bajo la Ley de Pascal, que dice que: “Cuando se ejerce cierta presión sobre la superficie de un fluido contenido en un recipiente, esta se transmite a todas las superficies del recipiente con la misma intensidad”.

El bombeo Hidráulico transmite energía a los fluidos producidos, desde una bomba en superficie hasta una bomba en el fondo del pozo. La transmisión de energía se lleva a cabo mediante el uso de un fluido presurizado, también llamado fluido de potencia o motriz (FM), que se inyecta a través de una tubería y al llegar a la bomba subsuperficial, esta convierte la energía del fluido de poder en energía potencial y se promueve el movimiento de los fluidos producidos a la superficie.

El fluido motriz se circula continuamente, por lo que la instalación en superficie juega un papel especialmente importante en este sistema. El sistema de BH no tiene un uso frecuente dentro de la industria petrolera, sin embargo en la última década ha reaparecido en el panorama petrolero, situación que se justifica porque, teóricamente, al tratarse de un sistema hidráulico, las pérdidas de potencia que sufre son mucho menores que las de un sistema mecánico, y con ello la eficiencia debería ser mayor.

Como fluidos motrices pueden utilizarse agua y algunos crudos livianos. Hay dos maneras de instalar dicho fluido motriz: en circuito abierto y circuito cerrado.

Circuito abierto

El fluido motriz regresa a la superficie mezclado con los fluidos producidos, por medio de la tubería de descarga o el espacio anular entre la TR y la TP. Es el sistema más económico debido a su sencillez.

El circuito abierto presenta ventajas como: minimizar el efecto de corrosión añadiendo un fluido motriz limpio en pozos donde el porcentaje de agua salada es alto; y reducir la viscosidad en pozos que producen aceite pesado mediante la utilización de aceite ligero como fluido motriz. El mayor inconveniente de este tipo de inyección es el aumento del volumen total de fluidos que deben de tratarse en superficie para poder limpiar de nuevo el aceite o fluido que se va a inyectar para poder seguir con la operación.

Circuito cerrado

El fluido de potencia regresa a la superficie pero, a diferencia del circuito abierto, lo hace independientemente del fluido producido. Para tal efecto se utiliza una tubería adicional alojada en un dispositivo llamado “cámara de fondo”, instalada en el fondo del pozo.

Si se inyecta el fluido de potencia utilizando un circuito cerrado se puede:

- Medir exactamente la cantidad de fluidos producidos,
- Determinar el desgaste interno que sufre la unidad de bombeo

También existen dos tipos de instalaciones de la bomba subsuperficial:

- Bomba Fija.
- Bomba Libre.

Bomba Fija

La bomba está unida a la parte final de la tubería de inyección del fluido de potencia, por lo que se introduce o extrae del pozo junto con ella. Hay 3 tipos de instalaciones de bombas fijas:

- Bomba fija insertada (para circuito abierto o cerrado).
- Bomba fija para TR (para circuito abierto o cerrado).
- Bomba fija para TP (sólo para circuito abierto).

En la **Figura 1.19** se ilustran los tipos de bombas fijas para cada tipo de circuito.

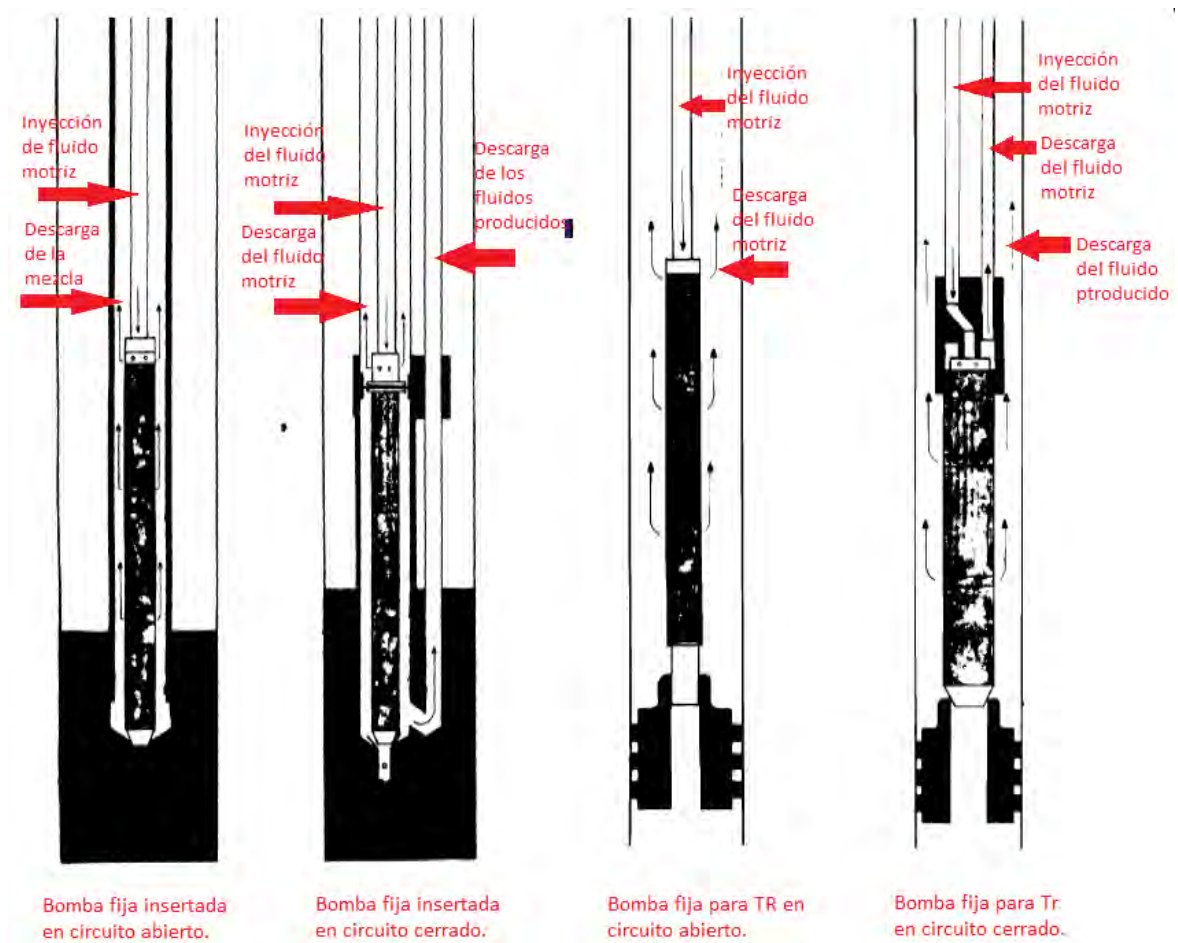


Figura 1.19 Esquemas de las diferentes instalaciones de bombas fijas. ¹

Bomba libre

La bomba no se encuentra conectada o unida a ninguna tubería, por lo que su medio de inserción o extracción se realiza por circulación directa o inversa del fluido motriz, respectivamente, ventaja que la hace la instalación más usada.

Existen dos tipos de bombas libres ya sea para circuito abierto o uno cerrado:

- Bomba libre con tuberías paralelas
- Bomba libre para TR.

Ambos tipos de bomba libre se muestran en la **Figura 1.20** para los dos tipos de circuitos.

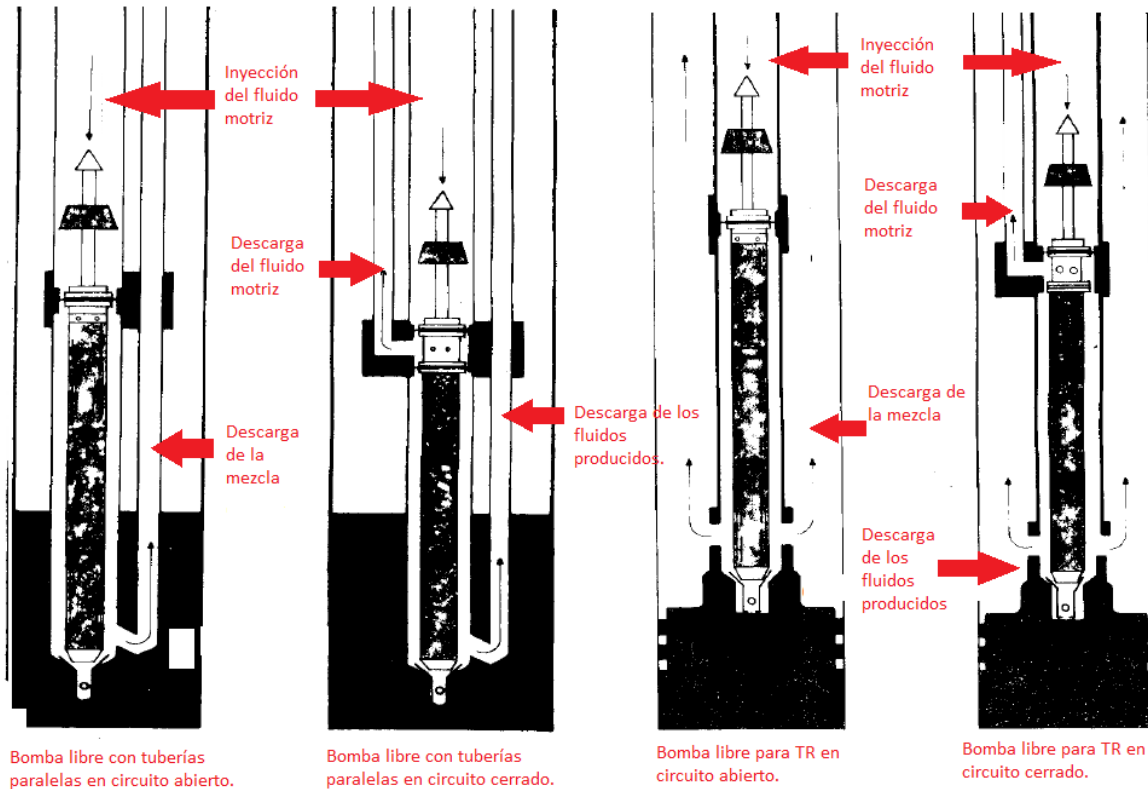


Figura 1.20 Esquemas de los tipos de bomba libre. ¹

1.2.5.1 Equipo Superficial

El equipo superficial se conforma por los siguientes elementos:

- **Unidad de potencia:** Proporciona la potencia que requiere el sistema para realizar la inyección del fluido motriz; consiste en una bomba reciprocante del tipo triplex que se acciona con un motor eléctrico o de combustión interna.
- **Cabezal de distribución:** Regula el flujo que proviene de la bomba tipo triplex, y se compone de dispositivos que tienen medidores de desplazamiento positivo.
- **Válvula de cuatro vías:** Se coloca en la cabeza del pozo y regula el fluido motriz. Consta de cuatro posiciones que permiten la introducción, operación y extracción de la unidad de bombeo.
- **Conexiones superficiales:** Para pozos con BH, la única sección que se utiliza es la que corresponde a la última TR. Sobre esta última sección se instalan las tuberías que se utilizarán, con sus respectivos empaques u colgadores.
- **Tanques de almacenamiento y tratamiento del fluido motriz:** El diseño de estos tanques permite el movimiento lento del fluido (aceite) en el interior del tanque de asentamiento y evita la formación de flujo turbulento o de burbujas de gas que pudieran arrastrar impurezas hacia la succión de la bomba (Triplex).

En la **Figura 1.21** están ilustrados y señalados los elementos del equipo superficial del BH.

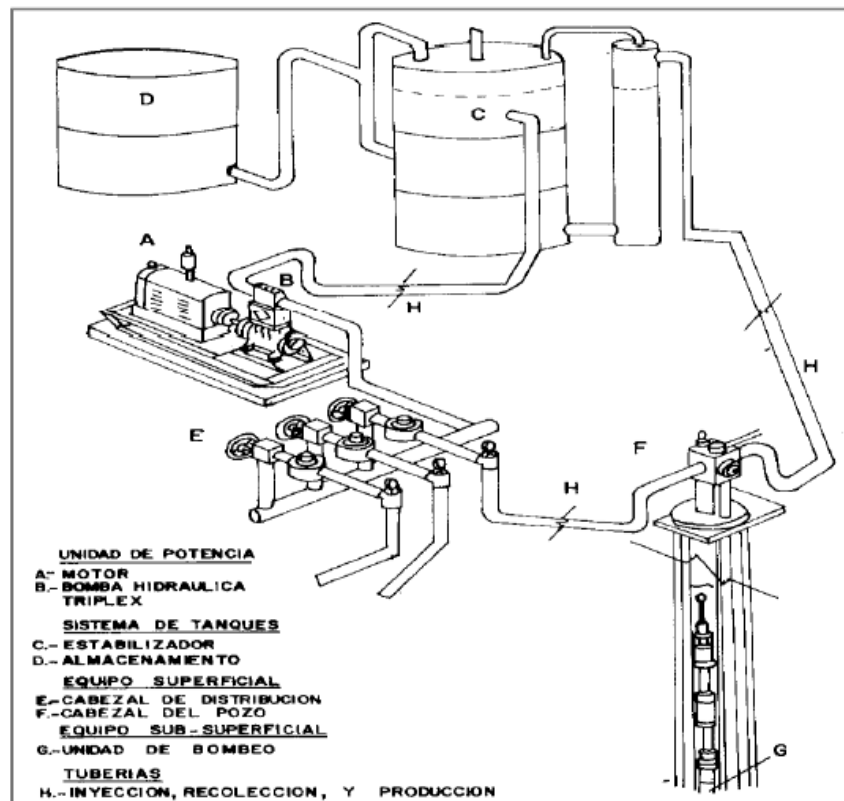


Figura 1.21 Equipo superficial del bombeo hidráulico. ¹⁹

1.2.5.2 Equipo subsuperficial

El equipo subsuperficial está constituido por la bomba subsuperficial, la cual puede ser de dos tipos.

- a) Bomba tipo pistón.
- b) Bomba tipo jet

a) Bombeo tipo pistón

Consiste en dos pistones de doble acción unidos por una varilla; uno es impulsado por el fluido motriz y el otro es impulsado por los fluidos producidos, los cuales son producidos tanto en la carrera ascendente como en la descendente.

Cuenta con un motor hidráulico con pistón de doble acción, una válvula motriz que regula el flujo de fluido motriz al motor, una bomba hidráulica con pistón de doble acción. La llamada “Sección motriz” incluye al motor y la válvula motriz; mientras que la llamada “Sección de producción” la constituye solamente la bomba hidráulica. En la **Figura 1.22** se presenta la configuración de una bomba tipo pistón.

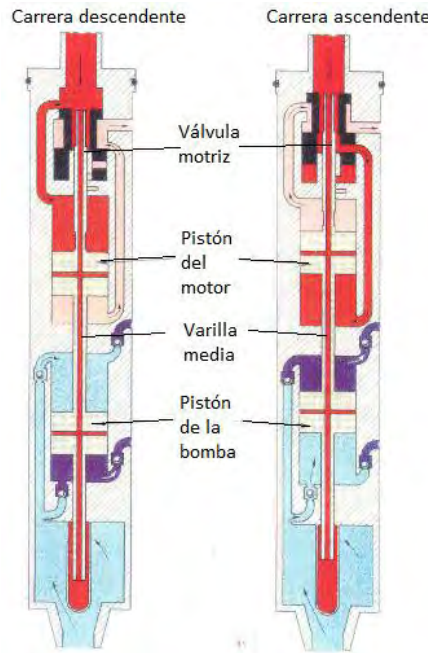


Figura 1.22 Esquema de la bomba tipo pistón y sus componentes.¹

b) Bomba tipo jet

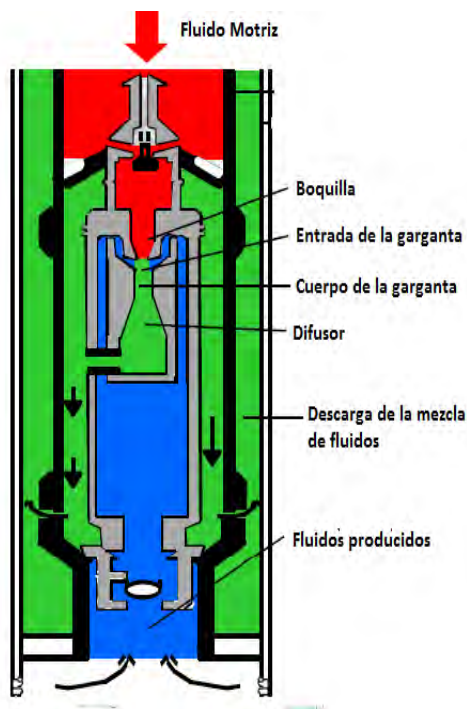


Figura 1.23 Configuración de la bomba tipo jet.¹

Su funcionamiento se basa en el principio de Venturi. Las bombas tipo jet cuentan con una boquilla, una garganta y un difusor. Dichos componentes se muestran en la **Figura 1.23**.

La boquilla es el elemento por el que pasa el fluido motriz que fue inyectado a alta presión, después de su paso por la boquilla, la presión del fluido motriz se reduce a causa del aumento de su velocidad, convirtiendo la presión del fluido en energía cinética. El fluido motriz se introduce en la garganta de la bomba, que está conectada con la formación, y se mezcla con los fluidos producidos. En el borde de la boquilla se mezclan el fluido de potencia y los fluidos del pozo, y se realiza la transferencia de energía hacia los fluidos producidos. Al salir de la garganta, la mezcla de fluidos pasa al difusor y la energía es convertida en una presión alta capaz de llevar la mezcla de fluidos hacia la superficie.

El comportamiento de la velocidad y la presión del fluido de potencia se muestra en la **Figura 1.24** Por su funcionamiento, la bomba tipo jet solo puede aplicarse cuando el circuito de inyección es abierto.

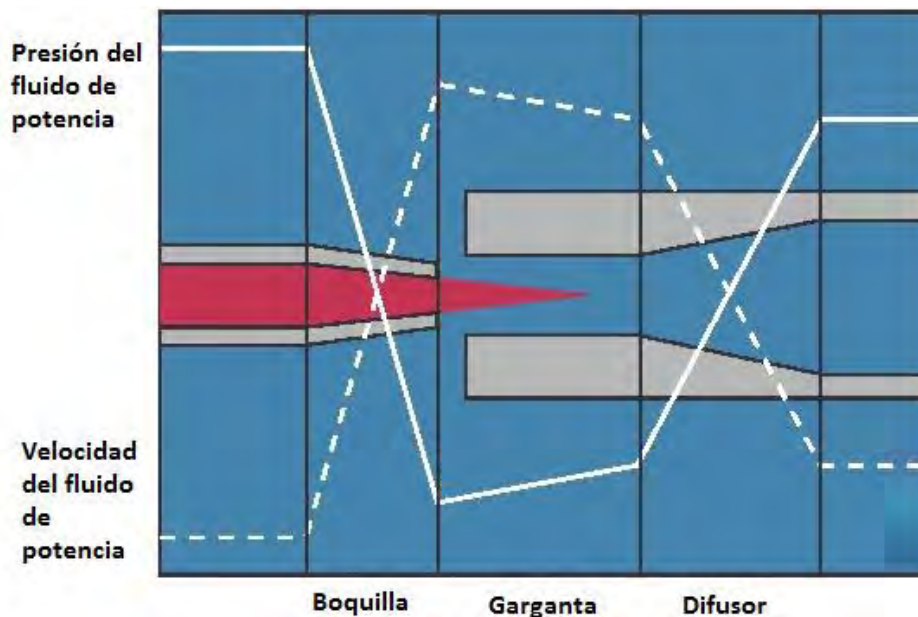


Figura 1.24 Comportamiento de la presión y velocidad del fluido motriz (FM) a través de la bomba tipo jet.¹⁴

Ventajas del bombeo hidráulico

- Se puede utilizar para profundidades de hasta 5,500 m.
- Para operaciones de reparación de la bomba únicamente se invierte el sentido del fluido motriz y el dispositivo llegará a la superficie.
- Maneja rangos de gastos de hasta 5000 BPD.
- Posible en pozos desviados.
- Adecuado para manejar crudos pesados.

1.2.6. Émbolo Viajero^{1, 2, 18, 19}

El sistema de émbolo o pistón viajero no se considera propiamente un sistema artificial de producción, sin embargo constantemente es utilizado para:

- Remover líquidos en pozos productores de gas.
- Incrementar la eficiencia en pozos con bombeo neumático intermitente.
- Producir pozos con alta RGA (más de 40%).
- Estabilizar las condiciones de producción del pozo.

Su funcionamiento consiste en un pistón que viaja a lo largo de la tubería de producción. Dicha operación inicia con el cierre de la descarga de la tubería de producción en

superficie para que comience el llenado de fluidos en el fondo del pozo. Después de un determinado tiempo, se abre nuevamente la descarga y el pistón comienza su viaje a la superficie cargando los líquidos que se acumularon sobre de él, impulsado por el gas a presión que también se acumuló pero debajo del pistón. Así los fluidos llegan a la superficie y la descarga en superficie se vuelve a cerrar para que el pistón regrese al fondo del pozo y se repita la operación. Esto se ilustra en la **Figura 1.25**.

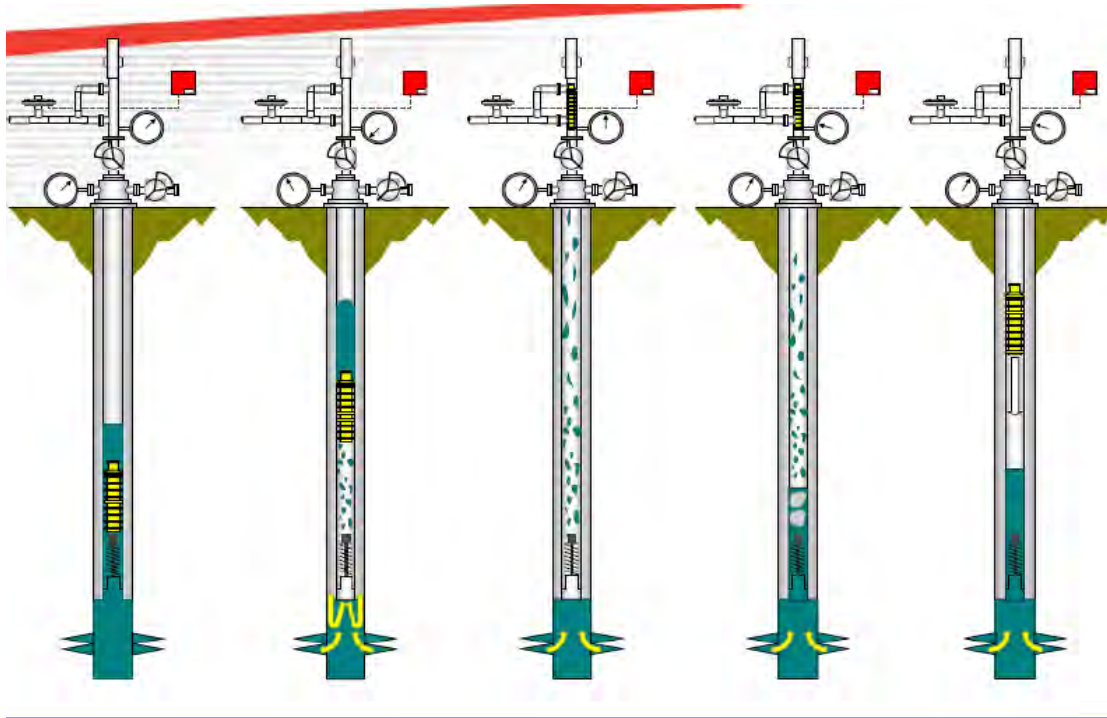


Figura 1.25 Ciclo de operación del Émbolo Viajero. ¹

Actualmente, existen dos versiones de este sistema: la versión autónoma y la versión asistida. La versión autónoma utiliza la misma energía del yacimiento para elevar los fluidos a la superficie. La versión asistida utiliza energía externa, porque la energía del yacimiento no es suficiente para enviar los fluidos a la superficie, también se conoce como combinación del Bombeo Neumático Intermitente y del Émbolo Viajero.

1.2.6.1 Equipo Superficial

- **Control de cabeza de pozo:** Abre o cierra la válvula de producción. Pueden ser controles de presión, que son mejores para pozos de aceite que no cuentan con mucho gas disponible para realizar la operación, o controles de tiempo, que son mejores para pozos de gas o de aceite con alto RGA.
- **Lubricador:** Está instalado en la parte superior del árbol de válvulas y su función básica es amortiguar la llegada del pistón a la superficie, aunque también puede retener el pistón para cuando requiera ser inspeccionado o reparado.
- **Válvulas motoras:** Son los elementos que con su apertura o cierre controlan la producción y/o inyección en caso de pozos asistidos.

En la **Figura 1.26** se ilustran los elementos superficiales del EV.

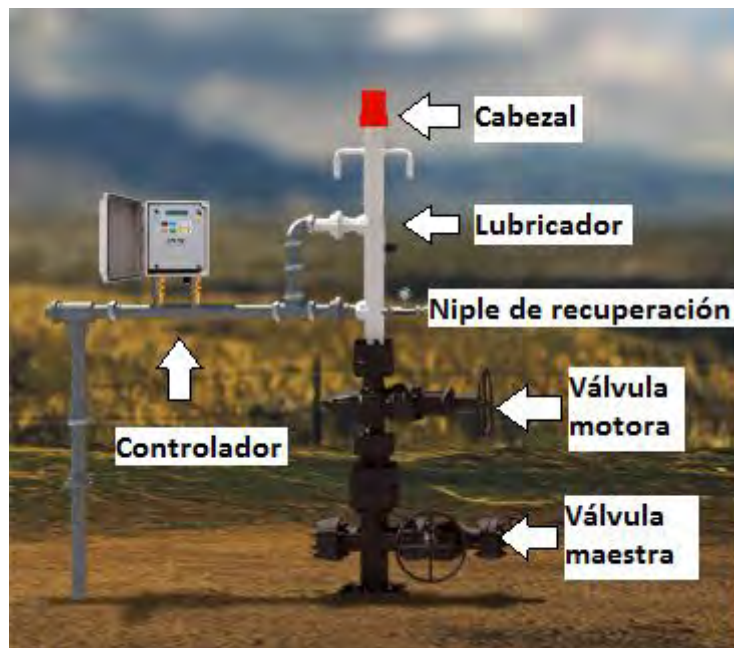


Figura 1.26 configuración superficial del sistema de émbolo viajero.¹⁸

1.2.6.2 Equipo subsuperficial

- **Émbolo:** Viaja a través de la tubería y separa el líquido producido y el gas impulsor.
- **Resorte de fondo:** Amortigua la llegada del pistón al fondo del pozo para evitar que se dañe.

Un esquema del equipo subsuperficial del émbolo viajero se presenta en la **Figura 1.27**.



Figura 1.27 Equipo subsuperficial del sistema de Émbolo Viajero.¹⁸

1.2.7 Sistemas Híbridos ^{2, 20, 21}

Como es sabido, todos los sistemas artificiales de producción tienen ventajas y desventajas. Los sistemas artificiales combinados nacen para disminuir estas desventajas y mejorar la productividad de los pozos. Los principales objetivos de combinar los sistemas artificiales de producción son el de minimizar los requerimientos de energía y maximizar la producción.

El mayor beneficio de los sistemas artificiales combinados es la reducción del capital inicial y costos de operación, optimizando los requerimientos de compresión de gas y electricidad y reducir la presión de abandono para obtener una mayor recuperación.

El área de aplicación de estos sistemas es muy amplia, como campos nuevos, en desarrollo, campos maduros, campos con poco suministro de gas y pozos profundos. Una aplicación híbrida es más común en pozos cuya rentabilidad ha bajado debido a una disminución en la producción y evita que los pozos deban ser cerrados por esa baja rentabilidad, prolongando así la vida productiva del pozo.

Algunos de los sistemas artificiales híbridos o combinados que se pueden encontrar son los siguientes:

- Bombeo electrocentrífugo sumergido con bombeo neumático.
- Bombeo electrocentrífugo sumergido con bombeo de cavidades progresivas.
- Bombeo de cavidades progresivas con bombeo neumático.
- Bombeo mecánico con bombeo neumático
- Bombeo hidráulico tipo jet con bombeo mecánico.
- Bombeo neumático con émbolo viajero.

1.2.7.1 Sistema híbrido BEC-BN

Combinados de esta manera, la función del bombeo electrocentrífugo sumergido es proporcionar la presión necesaria a los fluidos provenientes de la formación para que el bombeo neumático pueda actuar. Por su parte, el bombeo neumático hace el trabajo de aligerar la columna de fluidos por lo que se reduce el tamaño de la bomba sumergible; de esta manera los requerimientos de energía del sistema disminuyen.

Existen dos configuraciones posibles para instalar este sistema híbrido: con empacador y sin empacador. La primera configuración consiste en instalar un empacador debajo de las válvulas de bombeo neumático y por encima del equipo del BEC para evitar que el gas fluya al fondo del pozo y llegue a la bomba sumergible. La segunda configuración no requiere un empacador pero se necesita un separador de gas para desviarlo hacia el espacio anular e impedir que éste llegue a la bomba sumergible y disminuya su eficiencia.

En la **Figura 1.28** se presenta el arreglo superficial y subsuperficial del sistema combinado compuesto por el bombeo electrocentrífugo sumergido y el bombeo neumático, con la configuración que utiliza un empacador.

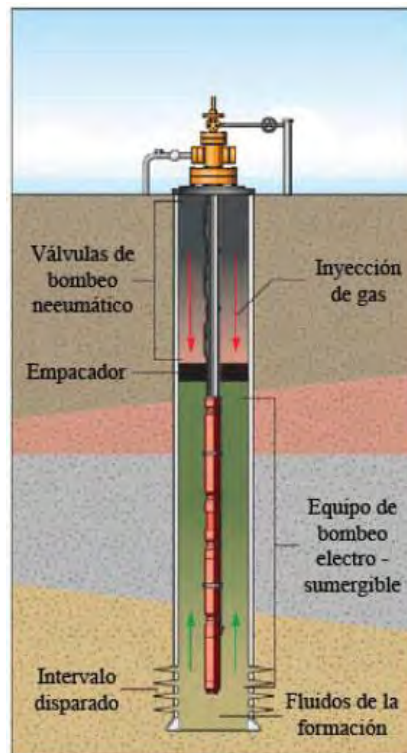


Figura 1.28 Sistema combinado BEC-BN. ²¹

1.2.7.2 Sistema híbrido BH tipo jet-BM

En esta combinación se complementan los sistemas de bombeo hidráulico tipo jet y bombeo mecánico. El levantamiento total se divide en dos: el levantamiento primario y el secundario.

El levantamiento primario lo realiza el sistema de bombeo hidráulico, al inyectarse el fluido de poder a través del espacio anular entre TP y TR a la altura donde se encuentra la boquilla de la bomba tipo jet. Dicha bomba tipo jet consiste en una tubería dual con bombeo en circulación inversa la cual impulsa los fluidos producidos mezclados con el fluido de poder hacia la superficie.

El levantamiento secundario está a cargo del bombeo mecánico que recibe la mezcla de fluidos a la salida de la bomba tipo jet y levanta dicha mezcla hasta la superficie con ayuda de la bomba típica de bombeo mecánico.

En la **Figura 1.29** se muestra el arreglo del sistema híbrido conformado por el sistema de bombeo hidráulico tipo jet y el bombeo mecánico.

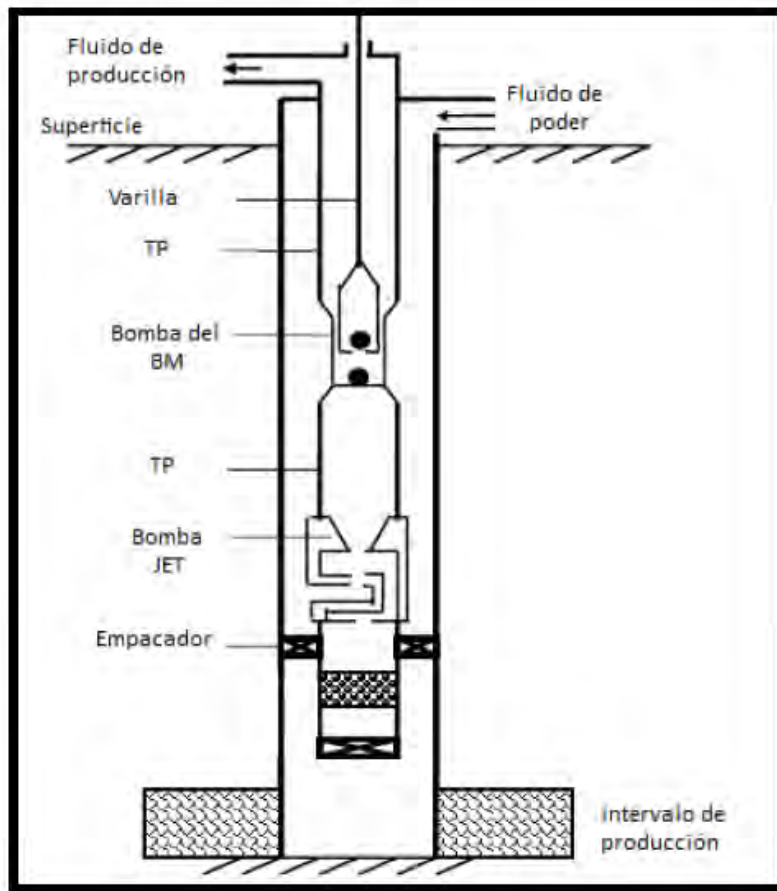


Figura 1.29 Sistema combinado BH tipo jet-BM. ²

1.2.7.3 Sistema híbrido BEC-PCP

Es resultado de la combinación del bombeo electrocentrífugo sumergido y el bombeo de cavidades progresivas, generalmente se utiliza para aumentar la producción de crudos pesados.

Este sistema híbrido ofrece las ventajas:

- Producir fluidos altamente viscosos.
- Manejo de altas RGA.
- Manejo de sólidos.
- Reduce costos y tiempos de mantenimiento de algunos componentes como el empacador en superficie.

De las principales características que presenta esta combinación es que al calentarse el motor de fondo, se reduce la viscosidad de los fluidos a esa profundidad y se reducen las pérdidas por fricción. Es posible su instalación en pozos desviados y horizontales sin presentar mayores complicaciones.

En la **Figura 1.30** se ilustra la configuración superficial y subsuperficial del sistema combinado del bombeo electrocentrífugo sumergido y el bombeo de cavidades progresivas.

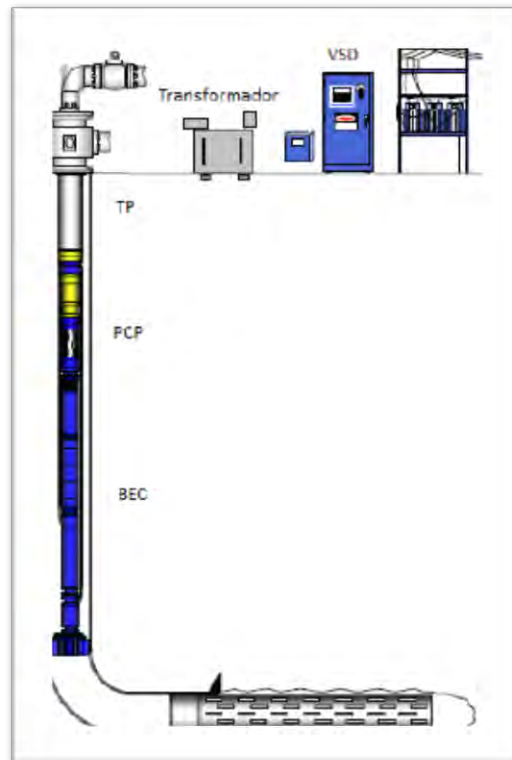


Figura 1.30 Sistema BEC-PCP. ²

1.2.7.4 Sistema híbrido BN-Émbolo Viajero

Esta combinación se implementa cuando la formación no aporta la cantidad suficiente de gas para impulsar el pistón hacia la superficie y que éste transporte los baches de líquido que obstruyen la producción óptima del pozo. Este sistema también es conocido como sistema de *Bombeo con Émbolo Viajero Asistido*.

Este sistema puede aplicarse cuando:

- Se desean costos operativos más bajos.
- La relación gas-líquido está por debajo de la que requiere el sistema de émbolo viajero para operar solo.
- El pozo experimenta producción inestable.

Entre los beneficios que ofrece este sistema están:

- Una presión de fondo fluyendo reducida.
- Control de parafinas.
- Menores costos al reducir la tasa de inyección de gas.
- Un tiempo mínimo de cierre provee flujo constante de gas al compresor y se reduce el calentamiento del sistema.

Su instalación requiere:

- Que las válvulas y mandriles del BN estén instalados y en buen estado.
- Que esté definida la profundidad de asiento del resorte.

La **Figura 1.31** muestra el sistema híbrido BN-Émbolo Viajero con sus componentes principales.

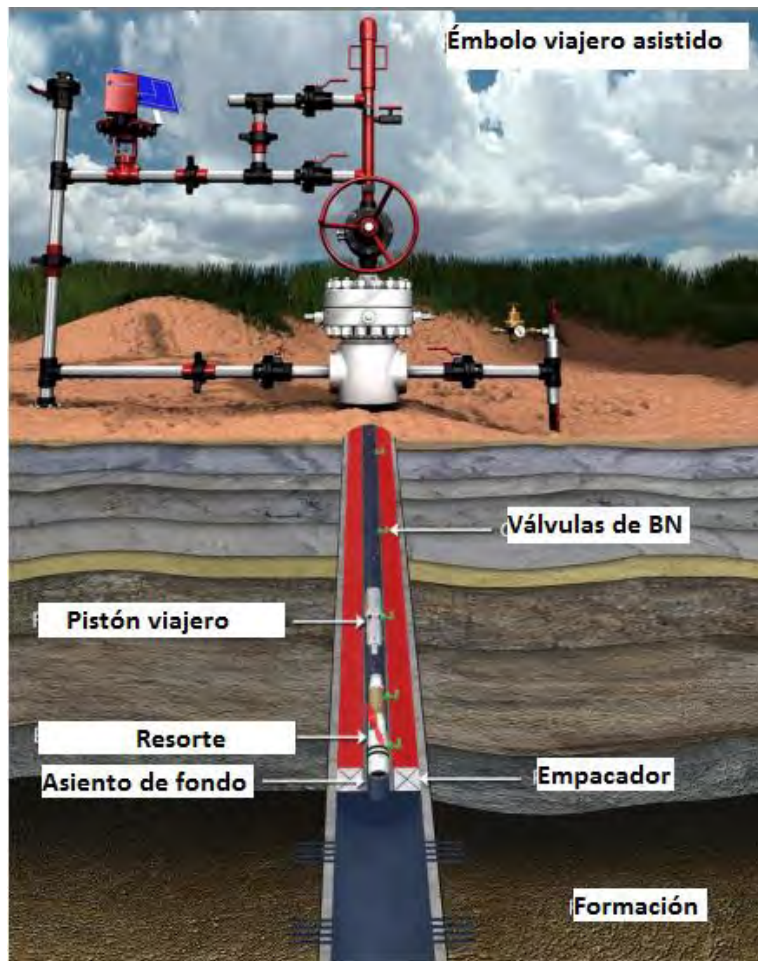


Figura 1.31 Configuración del sistema híbrido BN-Émbolo Viajero.²⁴

Referencias Capítulo I

Referencias Títulos

1. Lucero Aranda Felipe de Jesús, **“Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción”**, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, 2012.
2. Juárez Toquero Fidel, Campos Cervera Mario Alberto. **“Nuevos Desarrollos del Bombeo Electrocentrífugo sumergido en Instalaciones Costa Fuera”**. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
3. M.I. Gómez Cabrera José Ángel. **“Producción de Pozos”**. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, México. 1985.
4. García Ortiz Juan. **“Aplicación de Terminaciones Inteligentes en Sistemas Artificiales de Producción”**. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
5. León Garrido Ana Gabriela. **“Bombeo Mecánico: Descripción, Diseño y Diagnóstico”**. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
6. J.D. Clegg, S.M. Bucaram, N.W. Heln Jr. **“Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods”**. SPE 24834. 1993.
7. Santos Hernández Jesús. **“Presentación Bombeo Mecánico, Unidad Hidroneumática Tieben”**. Facultad de Ingeniería, Universidad Olmeca.
8. Fleshman R., Obren L.H. **“Artificial Lift for High- Volume Production”**. Artículo presentado en Oklahoma USA, 1999.
9. Dou Hong`en, Chang Yuwen, Hu Dandan. **“Application of Gas Lift Technology to a High-Water-Cut Heavy-Oil Reservoir in Intercampo Oilfield, Venezuela”**. SPE 97370. 2007.
10. Schlumberger **“Presentación Curso de Operaciones con bombas electrosumergibles”**. Curso impartido por SLB al IMP 2003.
11. Atika Al-Bimani, Samuel Armacanqui, Buthaina Al-Barwani, Iqbal Sipra, Said Al-Hajri, Halima Al-Riyami. **“Electrical Submersible Pumping System: Striving for Sustainable Run-Life Improvement in Oman Oil Fields”**. SPE 12601. 2008.
12. <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/bombeo-de-cavidad-progresiva-pcp.html>
13. L.J. Dunn, C.M. Matthews, T.A. Zahacy. **“Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production”**. SPE 30271. 1995.

14. **“Conceptos teóricos Jet Pump”**.
http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=165:conceptos-teoricos-jet-pump&catid=71:pump&Itemid=100
15. House Vivanco Carlos, Villacreces Zambrano Ricardo Javier; **“Estudio para la implementación del servicio de bombeo hidráulico tipo jet de la compañía ECUAPET CÍA. LTDA. En petroproducción”**. Tesis, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional.
16. Granados J., Mancilla S.F.; **“Analysis of Hydraulic-Jet Lift System application on Wells in the North Region Assets, AIPRA and AIATG”**, SPE 160090. 2012.
17. H. Ramos Morales, H. Salgado Castro, O. Ruiz Maldonado y A. Salazar Munive; **“Test of Hydraulic Jet Pum in the Balam 91 Well”**. SPE 599021. 2000.
18. **“Determining Which Artificial Lift System is Best”**.
http://www.epmag.com/Production/NOV-Monoflo-Determining-Artificial-Lift-System-Best_100825
19. Marttelo Palma Claudia Ivette; **“Aplicación de Tecnologías no Convencionales de Bombeo Mecánico en México”**, Tesis, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
20. L. Saputelli; **“Combined Artificial Lift System – An Innovative Approach”**, SPE 39041. 1997.
21. López Reyes Jaime, Sámano Vences Crispín; **“Nuevos Desarrollos en el Bombeo de Cavidades Progresivas para la Optimización de la Producción de Pozos de Aceite”**, Tesis, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
22. J.N. McCoy, Echometer Company, A.L. Podio, University of Texas at Austin, Lynn Rowlan. **“Rotaflex efficiency and balancing”**. SPE 67275. 2001.
23. Sánchez N. Yoel S. **“Evaluacion del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo mecánico corlift”**. Trabajo Especial de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleo. La Universidad de Zulia Núcleo Costa Oriental del Lago. Cabimas Marzo de 2010.
24. Darryl Polasek, David Dahlgren. **“Plunger Assisted Gas Lift: Improving lift efficiency in gas lift Wells”**. Presentación. Texas Tech. 2013.

Capítulo II

Fundamentos del Bombeo Neumático

2.1 Introducción ^{1, 5}

El sistema de bombeo neumático es uno de los más usados en la industria petrolera mundial. Se comenzó a utilizar por los años de 1860 en Estados Unidos, mientras que a México su llegada fue alrededor del año 1900.

Inicialmente el aire era el fluido usado para este sistema, pero causaba muchos problemas por corrosión y su uso aumentaba las probabilidades de una explosión por las mezclas de gases que se forman en el pozo. Entonces, la inyección de gas en lugar de aire fue una buena alternativa para evitar estos problemas. La inyección de gas se realiza a alta presión para llevar los fluidos del pozo hasta la superficie.

El bombeo neumático es un sistema artificial de producción en donde el comportamiento del flujo de los fluidos se asemeja mucho al comportamiento que tendría un flujo natural en un pozo vertical. Puede utilizarse para reactivar o aumentar la producción en los pozos.

No cuenta con una bomba subsuperficial y gracias a ello su instalación es relativamente más sencilla y necesita menor mantenimiento en comparación a aquellos sistemas que si cuentan con bomba subsuperficial; estas son algunas de las ventajas que ofrece este sistema. La flexibilidad operativa y el amplio rango de condiciones de producción en que puede actuar el bombeo neumático son algunas de las razones por las que este sistema es de los más utilizados en la industria petrolera.

Una fuente continua y segura de gas es de las consideraciones más importantes que se hacen cuando se plantea la instalación de un sistema como este. De no contarse con una fuente de gas confiable, es muy probable que no se pueda realizar la instalación, lo que representa una de las desventajas.

En México, hasta 2005, el sistema de bombeo neumático abarcaba cerca de un 60% de las instalaciones totales de sistemas artificiales de producción¹. Lo anterior se debe a que el sistema de bombeo neumático favorece a la producción de crudos pesados y en México, hasta finales de 2011, la producción de crudo pesado representaba más del 50% de la producción total de petróleo crudo⁴.

2.2 Principio de operación ^{3, 5,}

Para el bombeo neumático se inyecta gas continua o intermitentemente en una ubicación seleccionada, resultando en la reducción de la carga hidrostática en el pozo. El propósito es llevar los fluidos a la superficie a una presión deseada en la cabeza de pozo.³

El objetivo de instalar un sistema de bombeo neumático es inyectar gas en la parte más profunda posible del pozo y consecuentemente reducir el gradiente de presión en dicha columna.⁵

La mayoría de los sistemas de bombeo neumático actualmente empleados, requieren la inyección de gas, dentro del espacio anular entre la TP y la TR (aunque también puede inyectarse a través de La TP) a suficiente presión para que lo fuerce a pasar a través de una o más válvulas localizadas en la sarta de producción debajo del nivel de aceite.

Cuando el flujo de gas entra a la tubería de producción se mezcla con los fluidos del yacimiento. Dentro de la tubería se presentarán cuatro distintos tipos de flujo:

- **Flujo burbuja.-** Las burbujas de gas se encuentran esparcidas en la fase continua de líquido y el diámetro de estas es mucho menor en relación al de la tubería.
- **Flujo bache.-** La proximidad de las burbujas de gas es muy cercana así que chocan entre ellas y forman burbujas más grandes, incrementando su tamaño hasta uno similar al de la tubería.
- **Flujo anular.-** Cuando la velocidad del gas y el esfuerzo cortante entre este y el líquido aumentan lo suficiente, el líquido es expulsado del centro de la tubería y fluye como una capa delgada en contacto con la pared de la tubería.
- **Flujo niebla.-** Se presenta con tasas muy altas de inyección de gas. La capa anular se estrecha aún más hasta que se desestabiliza y desaparece, quedando todo el líquido como pequeñas gotas en la fase continua de gas. Inverso al flujo burbuja.

La **Figura 2.1** ilustra los 4 regímenes de flujo que se presentan en la tubería de producción durante el bombeo neumático.

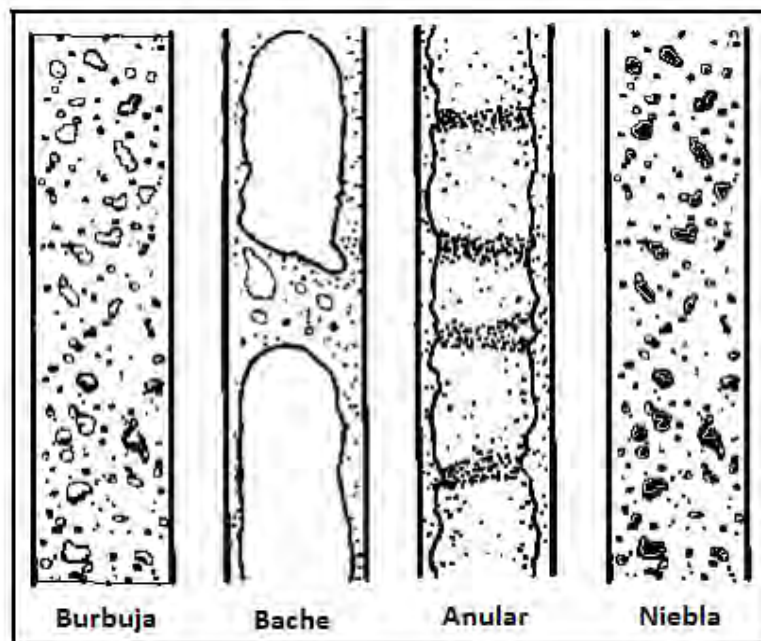


Figura 2.1 Regímenes de flujo en el bombeo neumático. ⁶

Con una inyección moderada de gas, el flujo en la entrada de la tubería será de tipo burbuja; a medida que las burbujas de gas van ascendiendo se cambia el tipo de flujo a flujo bache. Si la velocidad del gas aumenta lo suficiente se creará un flujo anular. Cuando la velocidad y flujo de gas son muy altos, la capa anular de líquido desaparecerá y se presenta un flujo niebla. El proceso anterior se esquematiza en la **Figura 2.2**.

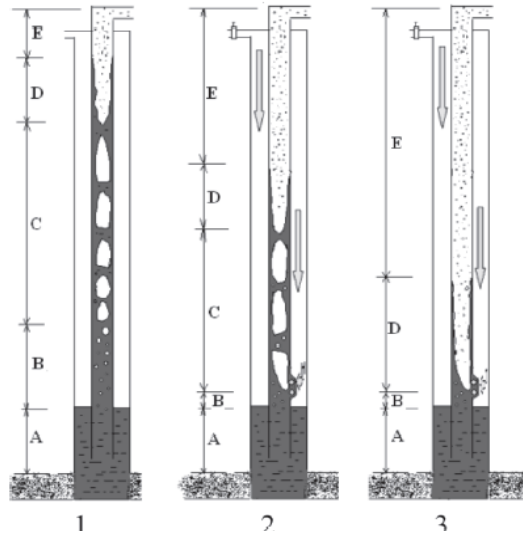


Figura 2.2 (1) Flujo natural, (2) Inyección moderada de gas, (3) Alta tasa de inyección de gas. (A) Flujo líquido, (B) flujo burbuja, (C) flujo bache, (D) flujo anular, (E) flujo niebla.²

Los principales mecanismos de producción del bombeo neumático (**Figura 2.3**) son:

1. Reducción de la densidad de la columna de fluidos.
2. Expansión del gas a lo largo de la tubería.
3. Desplazamiento de fluido gracias al flujo bache.

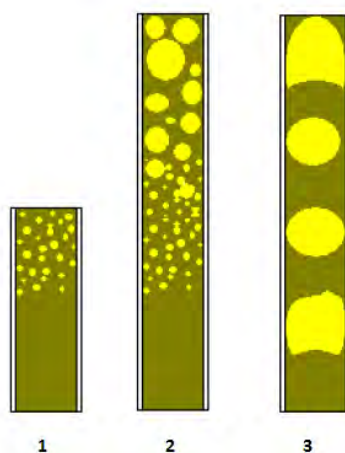


Figura 2.3 Mecanismos de producción en el bombeo neumático.¹

La reducción en la densidad de la columna de fluidos causa una reducción en el peso de la misma y una disminución de la presión de fondo del pozo; esto se refleja en una mayor facilidad a fluir de la columna de fluidos del pozo.

En la superficie, se separan los fluidos de la mezcla producida; el gas separado se recircula para ser inyectado de nuevo al pozo, de tal manera que no se requieren excedentes de gas.

La tasa óptima de inyección de gas es el parámetro más importante en una operación de bombeo neumático. Encontrar esa cantidad óptima de gas de BN es importante porque si se inyectan cantidades extras de gas no sólo no se mejorará la producción sino que disminuirá debido al resbalamiento entre el gas y el líquido.⁵

Otros parámetros que deben tenerse en consideración incluyen: la presión en la cabeza del pozo, las profundidades de las válvulas operantes y de descarga, el espaciamiento entre ellas y la carga hidráulica.

Existen 2 métodos distintos para inyectar el gas:

1. **Bombeo neumático continuo (BNC).** Consiste en la inyección continua e ininterrumpida del gas al pozo.
2. **Bombeo neumático intermitente (BNI).** Consiste en la inyección del gas, a través de una o más válvulas, de forma cíclica o intermitente para formar baches de gas y líquidos. Se describirá más adelante de forma detallada.

También existe la siguiente forma de bombeo neumático:

- **Bombeo neumático auto, natural o in-situ (BNA).** Utiliza el gas proveniente de una formación, o de una capa de gas, para inyectarlo al pozo y así crear una alternativa al bombeo neumático convencional.

2.3 Bombeo neumático continuo (BNC)¹⁰

El bombeo neumático continuo se define como un medio para producir artificialmente un pozo a través de la inyección continua y controlada de gas a una columna de fluido. El gas se inyecta a una profundidad que permite la mezcla eficiente de los fluidos con el propósito de reducir la presión de fondo y obtener el ritmo de producción deseado. El bombeo neumático continuo es similar al flujo natural.

El gas inyectado, que suplementa al gas de la formación, usualmente es controlado por el estrangulador o válvula de aguja que permite que ingrese gas al espacio anular entre TP y TR a un volumen y presión adecuados. El gas continua descendiendo hasta llegar a la válvula operante que funciona como el medio de control a la profundidad de inyección.¹⁰

El bombeo neumático continuo utiliza la energía que proporciona la expansión del gas desde una presión alta a una presión más baja para impulsar los fluidos del pozo a la superficie.

La inyección del gas puede llevarse a cabo a través de la tubería de producción o a través del espacio anular entre ésta y la tubería de revestimiento. Cuando se inyecta a la tubería de producción los fluidos se producen por el espacio anular, mientras que cuando se inyecta el gas en el espacio anular, la producción se realiza por la tubería de producción.

Las válvulas del bombeo neumático se encuentran instaladas en la sarta de la tubería de producción y son las encargadas de permitir el paso del gas desde el espacio anular hacia la tubería de producción, o viceversa.

En la operación normal de BNC, sólo una válvula estará admitiendo gas en la TP (la válvula operante) y esa válvula estará a la máxima profundidad que permita la presión disponible de gas. Las válvulas por encima de la válvula operante son utilizadas para iniciar el flujo del pozo pero están diseñadas para cerrar cuando la relación entre la caída de presión en el pozo y la presión de inyección disponible permitan que se inyecte suficiente gas a través de una válvula más baja.¹⁰

El proceso de inicialización del flujo o proceso de descarga de un pozo que producirá con BNC (**Figura 2.4**) y que, en este ejemplo, contiene 4 válvulas con presiones operativas de 625, 600, 575 y 550 psi, es el siguiente:⁹

1. Se inyecta gas lentamente al espacio anular a través de un estrangulador y el fluido que se encontraba en el espacio anular inmediatamente comenzara a salir de la tubería.
2. Como el gas se está inyectando continuamente en el espacio anular, se requiere de un incremento gradual en la presión de la TR para mantener el fluido saliendo de la tubería.
3. El nivel de líquido desciende hasta la válvula 1 (625 psi) y el gas se inyectará en la TP; esto se traducirá en un incremento inmediato de la velocidad del flujo que sale de la TP.
4. Ahora se está produciendo en superficie una mezcla de gas y líquido.
5. La inyección de gas en el espacio anular seguirá forzando al nivel de líquido a bajar hasta que se alcance la segunda válvula (600 psi).
6. Tan pronto el nivel de líquido llegue a esta válvula el gas será inyectado a través de ella y la presión en la TR bajará a 600 psi.
7. La secuencia se repite para alcanzar las válvulas 3 y 4. En algún punto la presión de fondo bajará lo suficiente para empezar a incluir los fluidos de la formación, esto alentará un poco el proceso de descarga hasta que se alcance la válvula operante.
8. Una vez que se alcanza la válvula 4, la presión en la TR se estabilizará a 550 psi de presión de operación en superficie y el pozo se pondrá en producción.

Mientras más profundo se coloque la válvula operante, menor será el volumen de gas requerido para producir los fluidos del pozo. Las tasas de producción del BNC son función del volumen y presión del gas, los diámetros de las tuberías y las propiedades de producción del pozo. La aplicación del BNC se recomienda para:

- Producir pozos con alta capacidad.
- Pozos en los que cambios en la presión de fondo fluyendo resultan en la entrada de arena o agua.
- Producir fluidos con carga de arena.
- Pozos que son de conductos pequeños.

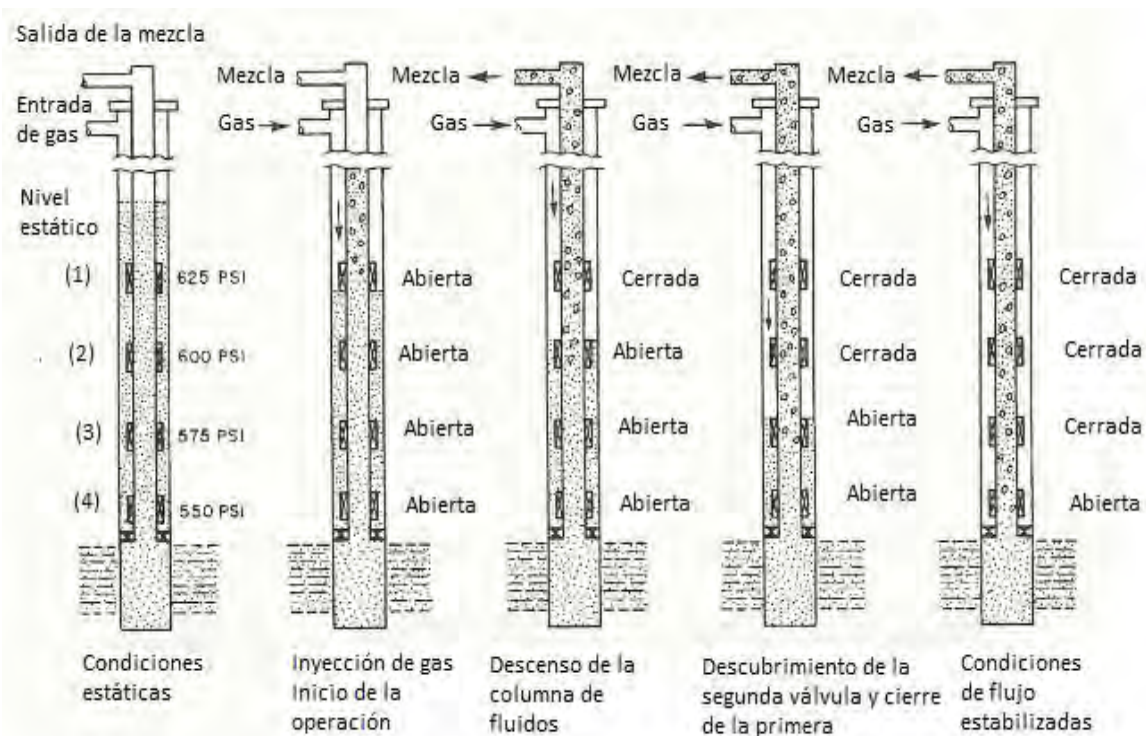


Figura 2.4 Proceso de descarga del pozo con BNC. ⁹

2.3.1 Ventajas y desventajas del BNC

Algunas de las ventajas que otorga el uso del bombeo neumático continuo son:

- La energía de la expansión del gas inyectado y de la formación se utiliza para disminuir la presión en la cabeza del pozo.
- El gas ayuda a mantener un ritmo de producción casi constante.
- En la mayoría de los pozos se puede lograr que la presión de fondo fluyendo sea constante.
- La mayoría de las instalaciones del BNC sólo requieren control del gas de inyección con un estrangulador.

Entre las desventajas se encuentran:

- Se necesita una fuente continua y confiable de gas.
- Si se manejan gases corrosivos, los costos pueden aumentar debido al tratamiento al que deben someterse.
- El espacio que ocupa el equipo superficial puede ser un factor en algunas localizaciones donde no se dispone de tal área.
- Normalmente sólo se aplica a pozos con alta productividad.

2.4 Bombeo neumático auto, natural o in-situ (BNA) ^{7,8}

El bombeo neumático auto, natural o in-situ es una variante al bombeo neumático convencional, donde se ocupa el gas contenido en una formación o capa de gas que atraviese o contacte al pozo. El pozo tiene una terminación para zonas de gas desde la que el gas se introduce a la tubería de producción, a diferencia del bombeo neumático convencional donde el gas se inyecta al espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción desde la superficie.

El gas que produce la formación se inyecta a la tubería de producción a una tasa controlada gracias a una válvula de control instalada en la tubería. La válvula de control de flujo de gas tiene la capacidad de ser operada desde la superficie con medios hidráulicos o eléctricos para controlar el flujo que permite pasar, esta es una propiedad de las llamadas “terminaciones inteligentes”, por eso a los pozos que tienen este tipo de bombeo neumático se les cataloga como pozos inteligentes.

Por encima de la válvula de control de flujo debe instalarse un empacador Multiport, para evitar que el gas se expanda por el espacio anular hacia la superficie, pero al mismo tiempo permitirá el paso de los conductos eléctricos o hidráulicos mediante los que se podrá operar la válvula de control de flujo. Por debajo de la válvula de control se instala un empacador convencional para evitar que el gas proveniente de la formación se expanda por el espacio anular hacia el fondo del pozo y se mezcle con los líquidos producidos.

De los puntos más recalables del sistema de bombeo neumático auto, natural o in-situ es la ventaja que ofrece al ahorrar la instalación de costosas líneas de tubería, compresores y otro equipo dedicado al tratamiento del gas en la superficie. Bajo distintas condiciones, el bombeo neumático auto también puede ofrecer las siguientes ventajas:

- Ahorrar la instalación de válvulas de seguridad en el espacio anular que, en el bombeo neumático convencional, son necesarias.
- Eliminar los efectos de un alto corte de agua al inicio y durante la producción del pozo.
- Control de la conificación de gas y agua.

- Para pozos submarinos, se puede mantener la presión de cabeza de la tubería.
- Suprimir los costos por compresión y transporte de gas.
- Producir el gas no asociado sin tener que volver a terminar el pozo.

Un esquema de una terminación de un pozo con bombeo neumático auto, ubicando la válvula de control de flujo de gas, los empacadores y las formaciones se muestra en la **Figura 2.5**.

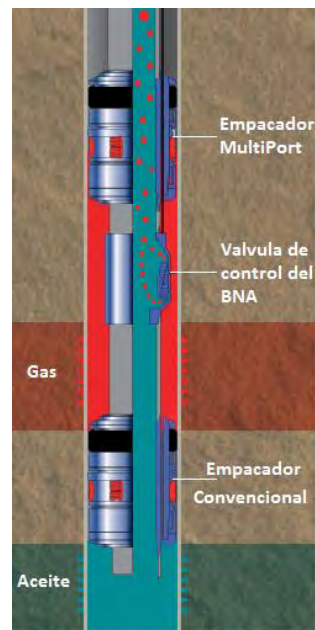


Figura 2.5 Arreglo de una instalación de bombeo neumático auto. ⁸

2.4.1 Válvula de control de flujo del bombeo auto

Es el dispositivo que permite el paso del gas producido desde el espacio anular a la tubería de producción. Maneja un amplio rango de posiciones que permiten controlar el flujo a diferentes condiciones de producción.

Debe ser diseñada para accionarse bajo grandes diferenciales de presión y hechas con un material lo suficientemente resistente para resistir erosión o corrosión que pudiera provocar la producción de fluidos abrasivos. Previene la intrusión del fluido desde la tubería de producción al espacio anular, esta característica permite que se puedan realizar pruebas de presión en la tubería de producción y evita un posible daño a la zona productora del gas.

Si se instalan los manómetros del espacio anular y de la tubería de producción cerca de la válvula de control, los resultados medidos serán las presiones para el flujo ascendente y descendente, respectivamente. Estas presiones permiten calcular las tasas de producción de gas y consecuentemente realizar un modelo apropiado del sistema y, en caso de ser necesario, ajustar el tamaño del orificio de la válvula para optimizar las condiciones de producción del pozo.

2.4.1.1 Profundidad de asentamiento de la válvula de control de flujo

Para calcular la profundidad de asentamiento de la válvula de control se dibuja, en un gráfico de profundidad vs presión, la línea del gradiente de presión en la tubería de producción y la línea del gradiente de gas de la zona productora de éste. La profundidad máxima de asentamiento se halla donde las dos líneas se intersectan, es decir, donde la presión de la tubería y del espacio anular son iguales. Sin embargo, la profundidad de asentamiento deber ser fijada en un punto ligeramente más superficial, para establecer un factor de seguridad y evitar que el gas fluya de la tubería de producción al espacio anular. Un ejemplo del gráfico que se obtiene se ilustra en la **Figura 2.6**.

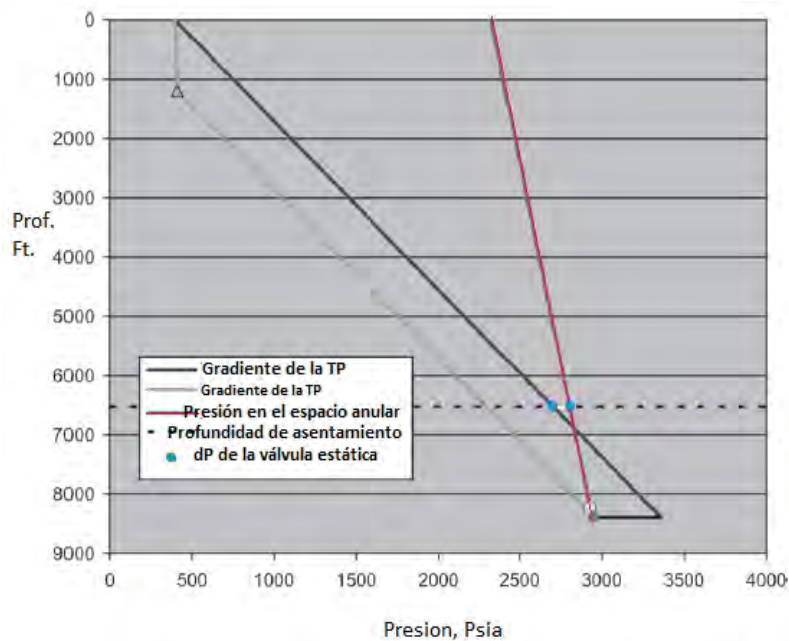


Figura 2.6 Procedimiento gráfico para fijar la profundidad de la válvula de control.⁷

Si el gas proviene de una capa gaseosa que está sobre la zona de aceite, entonces la válvula se podrá fijar cerca de la terminación para la zona de gas, mientras se cumpla el diferencial de presión de seguridad.

2.4.1.2 El flujo a través de la válvula de control

Las válvulas de control más comunes poseen orificios o ventanas a través de las cuales pasa el flujo de gas y que pueden variarse en tamaño y en número. Para evitar trabajos de recuperación de la válvula, es necesario seleccionarla con el tamaño de orificio(s) óptimo, lo suficientemente pequeño para que impida que los fluidos de la tubería de producción invadan el espacio anular y al mismo tiempo sea lo suficientemente grande para optimizar la producción de fluidos del yacimiento.

La longitud de los orificios de la válvula puede variar el porcentaje de apertura de la misma, y éste porcentaje de apertura puede ser cambiado en superficie si se recupera

hidráulicamente. El ancho o calibre del orificio puede ir desde 1/16" hasta 1/4". La selección del calibre a utilizar deberá estar en función de la tasa de producción que se requiera.

En la **Figura 2.7** se esquematizan las presiones involucradas en la operación de la válvula de control y que son utilizadas para los cálculos de diseño y elección de la misma.

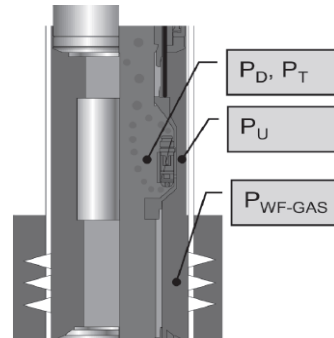


Figura 2.7 (P_D) Presión descendente, (P_T) Presión de la TP, (P_U) Presión ascendente, (P_{WF-GAS}) Presión de fondo de la zona productora de gas.⁷

La presión ascendente es la contenida en el espacio anular a la altura de la válvula, mientras que la presión descendente es la que se presenta en la descarga de la válvula dentro de la tubería de producción. A continuación se estudia la importancia de estos dos parámetros para la elección del grado de apertura de los orificios de la válvula de control.

Normalmente se pueden observar las curvas de comportamiento de éstas y otro tipo de válvulas graficando la tasa de flujo de gas versus la relación de la presión descendente y ascendente (P_D/P_U).

En la **Figura 2.8** se presenta una gráfica de comportamiento de flujo de gas a través de una válvula con calibre de 1/16" con aperturas de 20%, 40%, 60% 80% y 100%.

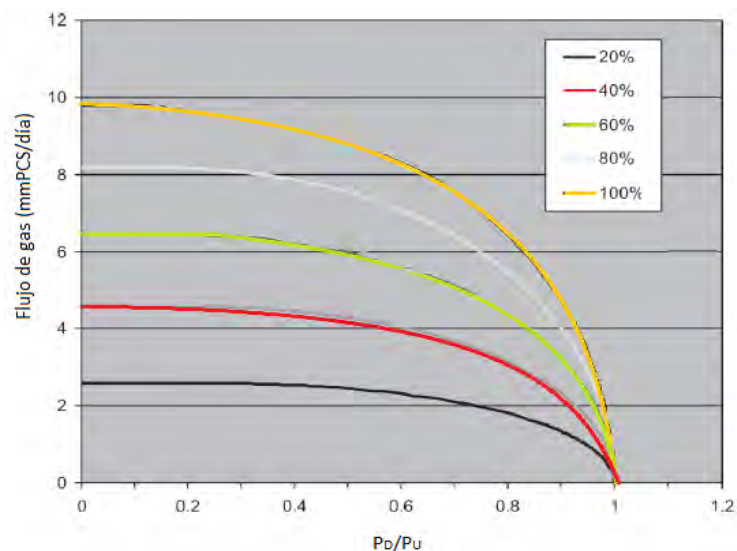


Figura 2.8 Comportamiento del flujo de gas respecto a la relación (P_D/P_U).⁷

Los parámetros anteriores (profundidad de asentamiento de la válvula de control y el tamaño de sus orificios) son sin duda los parámetros más influyentes para el diseño de un sistema de bombeo neumático auto exitoso. No obstante, hay muchos más parámetros importantes que están involucrados en el diseño del BNA que no deben dejarse de lado, tales como: el agotamiento del yacimiento, el corte de agua, la relación gas-aceite, la productividad del pozo, etc.

Con un diseño apropiado del sistema de bombeo neumático auto, este sistema de bombeo tiene un gran número de beneficios operativos y de capital, al eliminar mecanismos relacionados con el tratamiento del gas en superficie, aprovechar la energía de una formación productora de gas, reducir el espacio requerido para el equipo superficial (haciéndolo un sistema más discreto para localizaciones urbanas) y mejorar o reactivar la producción de un pozo.

Éste método de bombeo neumático todavía no es usado ampliamente pero, cuando se entiende bien su funcionamiento, su método de diseño, sus limitaciones y posibilidades de aplicación, puede convertirse en un candidato potencial para instalarse en pozos con problemas de productividad, presupuesto insuficiente para gastos de compresión de gas en superficie y que gocen de una formación productora de gas sobre o debajo de la formación productora de aceite.

2.5 Infraestructura del bombeo neumático y tipos de instalaciones⁹

Para llevar a cabo la selección del tipo de instalación, deben considerarse las características del pozo, tales como el tipo de bombeo neumático que se empleará (continuo, intermitente o auto), el tipo de fluidos que se producen, el tipo de terminación de éste, la presencia de arena, etc. Asimismo, la selección debe contemplar el desempeño futuro del pozo.

El tipo de instalación del bombeo neumático se categoriza de la siguiente manera:

1. Instalación abierta.
2. Instalación semicerrada.
3. Instalación cerrada.

1.- Instalación abierta

En este tipo de instalación la sarta de tubería de producción queda suspendida dentro del pozo con ningún tipo de empacador (**Figura 2.9**). Debido a que la tubería de producción y la de revestimiento están en comunicación, sólo se recomienda para pozos que producirán con BNC a pesar de que es difícil encontrar un punto óptimo de inyección del gas.

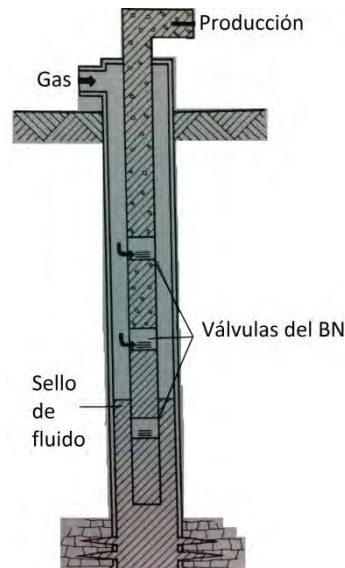


Figura 2.9 Instalación abierta de bombeo neumático.⁹

Otra desventaja que tiene una instalación abierta se debe a que la presión de la línea en superficie es variable y el nivel de fluido estará subiendo y bajando en el espacio anular y expondrá a posibles daños a las válvulas que se encuentren debajo de la válvula operante. De igual forma, un problema de este tipo de instalación es que el pozo debe ser descargado cada vez que se requiera pausar la producción, debido a que el nivel del fluido subirá durante el periodo de pausa.

Es evidente que la primera opción al momento de decidir qué tipo de instalación se hará, no es la del tipo abierta. Pero hay situaciones en las que por distintas razones no se puede instalar un empacador y en ese caso se debe recurrir a una instalación abierta que, a pesar de sus desventajas, cumple satisfactoriamente su trabajo.

2.- Instalación semicerrada

La diferencia entre una instalación abierta y una semicerrada es que en ésta se coloca un empacador entre la TR y la TP (**Figura 2.10**). Con esta diferencia se puede realizar tanto un bombeo neumático continuo como uno intermitente. La ventaja más evidente que ofrece esta instalación es que, una vez que se haya descargado el pozo, ya no habrá fluidos que vayan del espacio anular a la tubería de producción y viceversa.

Otra ventaja de las instalaciones semicerradas es prevenir que la presión del gas en el espacio anular actúe sobre la formación, sin embargo, aún no evita que la presión del gas que entra a la TP actúe sobre la formación.

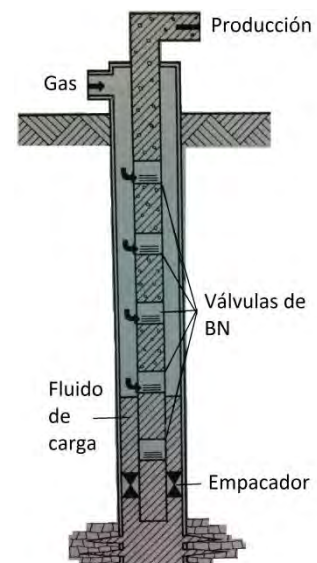


Figura 2.10 Instalación semicerrada de bombeo neumático.⁹

3.- Instalación cerrada

La instalación es similar a la del tipo semicerrada salvo que en esta se coloca una válvula de pie en la sarta de la tubería de producción (**Figura 2.11**). Se puede colocar justo debajo de la válvula operante. Esto ayuda a prevenir que la presión del gas que entra a la tubería de producción afecte a la formación.

Si una válvula operante maneja una presión mayor a la presión de fondo fluyendo y no se cuenta con una válvula de pie, la diferencia entre esas presiones podría ocasionar que se fuerce el regreso de algunos fluidos a la formación, ocasionando un daño considerable. Así, la instalación cerrada se recomienda para pozos que tienen una baja presión de fondo fluyendo y altos o bajos índices de productividad.

La válvula de pie no será muy útil en pozos con alta presión de fondo fluyendo o en aquellos asociados a formaciones muy compactas.

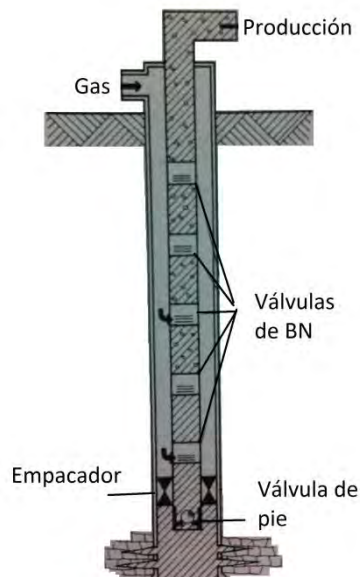


Figura 2.11 Instalación cerrada del bombeo neumático.⁹

2.5.1 Equipo superficial^{9,1}

Son los dispositivos y los mecanismos que se colocan en superficie con el fin de regular, conducir y tratar el gas inyectado así como los fluidos que produce el pozo. En otras palabras, controla y regula los fluidos que entran y salen del pozo. Consta principalmente de los siguientes sistemas:

- Estación de compresión del gas.
- Línea de inyección de gas.
- Línea de descarga.
- Árbol de válvulas.
- Bypass.

2.5.1.1 Estación de compresión del gas

Es el sistema encargado de suministrar la presión requerida a un determinado volumen de gas para que este a su vez provea a las válvulas operantes de la presión requerida para abrir. La selección de un compresor adecuado para el diseño de un sistema completo de bombeo neumático es uno de los aspectos más importantes de las operaciones en superficie. Los sistemas de compresión se clasifican en tres tipos:

- **Sistema de compresión abierto.** En este sistema el gas que se comprime proviene de un sistema de baja presión, después se inyecta para realizar el bombeo neumático y cuando regresa a la superficie no se vuelve a comprimir, sino que se utiliza para otros fines. En otras palabras, no se recircula el gas.
- **Sistema de compresión semicerrado.** Funciona del mismo modo que el sistema abierto, con la diferencia de que el gas que producen los pozos si es recirculado. De esta manera no todo el gas es recirculado, pero a pesar de eso se cuenta con la cantidad suficiente de gas disponible para mantener el sistema cargado.
- **Sistema de compresión cerrado.** Se recircula todo el gas que produce el pozo. Se necesita de una cantidad de gas inicial para poner a trabajar el sistema, aunque pudiera iniciarse con aire. Si el sistema cerrado de compresión se diseña correctamente, no se necesitara gas adicional durante la operación para seguir funcionando.

Factores que se consideran para el diseño de un sistema de compresión

- 1) Número y localización de los pozos.
- 2) Un diseño individual de la válvula de bombeo neumático para cada pozo.
- 3) Tipo de bombeo neumático que operará (Continuo o intermitente).
- 4) Volumen de gas que se necesitará.
- 5) La presión de inyección necesaria en la cabeza del pozo.

2.5.1.2 Línea de inyección del gas

Es el sistema que controla, mide y regula el flujo del gas que será inyectado al pozo. Se dispone de dispositivos de seguridad para no poner en riesgo a los operadores ni la operación. Sus componentes principales (**Figura 2.12**) son:

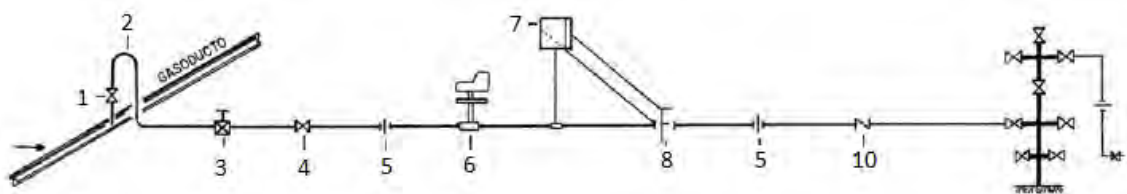


Figura 2.12 Disposición de los elementos de la línea de inyección de gas.¹

Dónde:

- 1) **Válvula de control.** Controla el flujo de gas a través de la línea de inyección.
- 2) **Garza.** Su principal función es eliminar la turbulencia en la línea de flujo y posibles golpes de ariete.
- 3) **Válvula de Aguja.** Permite regular con precisión el flujo de gas en la línea de inyección, ajustando el diámetro de apertura de la válvula.
- 4) **Tuerca unión.** Proporciona una conexión enroscable entre dos líneas de flujo, dándoles también un sello confiable. Es usada en muchos diferentes ámbitos e industrias por su simplicidad y eficacia.
- 5) **Interruptor de inyección de gas.** Distribuye los periodos de inyección de gas de acuerdo a los requerimientos del pozo. Incluyen otros dispositivos llamados reductores de presión.
- 6) **Registrador de flujo.** Mide el gasto y la presión del gas que fluye en la línea. Mide la presión diferencial y permite conocer las condiciones de flujo en la línea.
- 7) **Porta Placa.** Junto con el registrador de flujo permite medir los gastos de gas que serán inyectados al pozo gracias a, como su nombre lo indica, una placa que contiene un orificio de un determinado diámetro.
- 8) **Válvula de retención.** Son también conocidas como válvulas check, y funcionan como dispositivos de seguridad porque sólo permiten el flujo en una dirección y evitan el regreso de este.

2.5.1.3 Línea de descarga

Es la tubería que recibe primero la mezcla de fluidos provenientes del pozo. Es la responsable de transportar la mezcla hasta el dispositivo donde se separará.

2.5.1.4 Árbol de válvulas

Es un sistema que contiene distintos mecanismos que soportan las tuberías internadas en el pozo así como los fluidos provenientes de él. Es el eslabón más directo entre la superficie y el pozo.

Está compuesto por cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, válvulas y estranguladores. La **Figura 2.13** muestra la disposición de los elementos más importantes de un árbol de válvulas.

Se dice que su instalación es gradual por que los elementos que se instalan primero son los que se encuentran en la parte inferior del cabezal, siendo el elemento en la parte superior el último en haberse instalado.

El árbol de válvulas está conformado por los siguientes elementos:

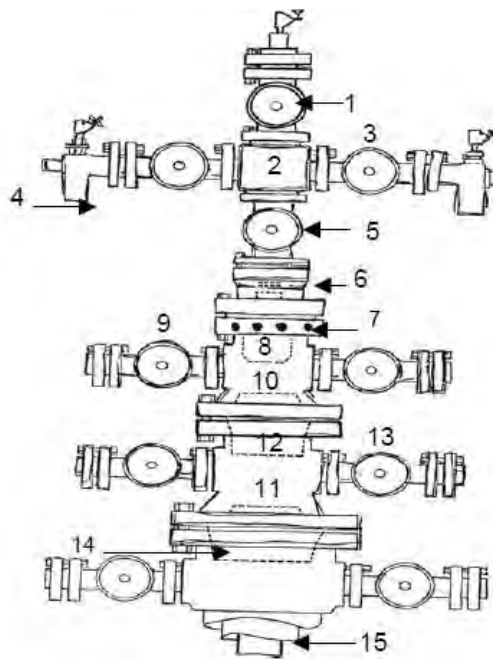


Figura 2.13 Principales componentes de un árbol de válvulas.¹

Dónde:

1. **Válvula maestra superior.** Ajusta la presión de la tubería de producción; permite instalar un lubricador para diferentes operaciones como circulación inversa, introducción de tubería flexible u operaciones con línea de acero sin la necesidad de interrumpir el flujo.
2. **Distribuidor de Flujo.** Es la conexión que desvía los fluidos hacia una u otra rama de la tubería de producción.
3. **Válvula lateral de producción.** Facilita el acceso a la TP. Normalmente se colocan dos en un árbol, una para aislar la producción y la otra para tratamiento y control del pozo.
4. **Porta estrangulador.** Contiene o aloja algún tipo de estrangulador.
5. **Válvula maestra inferior.** Sirve como un respaldo en caso de emergencia, contingencia o reparaciones. Proporciona control total del pozo.
6. **Adaptador.** Permite el ensamblaje de las bridas medias correspondientes al cabezal de distribución y la tubería de revestimiento.
7. **Opresores de la bola colgadora.** Centran y mantienen fija a la bola colgadora.
8. **Asiento interior para la bola colgadora.** Aquí se aloja la bola colgadora.
9. **Válvulas laterales de la tubería de revestimiento interior.** Permiten la inyección de fluidos al espacio anular, en este caso del gas. También sirven para tomar las presiones de la TR y permitir o impedir el paso de los fluidos.

10. **Cabezal de la tubería de revestimiento interior.** Proporciona un sello para el espacio anular, también aloja el colgador de la TR y cuenta con una brida para instalar preventores y conexiones inferiores. Permite colgar tuberías de revestimiento intermedias y de explotación.
11. **Cabezal de tubería de revestimiento exterior.** Mantiene roscada la tubería de revestimiento y en su asiento interior se aloja la bola colgadora para la TR interior.
12. **Asiento Interior para la bola colgadora de la TR interior.**
13. **Válvula Lateral de la TR exterior.** Permite depresionar la tubería de revestimiento.
14. **Rosca para la TR exterior.**
15. **Tubería de revestimiento exterior.**

2.5.1.5 By-Pass

Es una conexión de tubería que se instala en el árbol de válvulas y sirve como apoyo para las conexiones superficiales que están ligadas a la línea de descarga del pozo. Comunica el cabezal de la tubería de revestimiento con el de la tubería de producción tiene como objetivo el continuar con las operaciones cuando se necesitan hacer ajustes o reparaciones.

2.5.2 Equipo Sub-superficial ^{1,10}

Son dispositivos que se encuentran en el fondo del pozo, que contribuyen a transportar los fluidos de la formación a superficie. El equipo sub superficial consta de los siguientes dispositivos:

- a) Válvulas de inyección de gas
- b) Empacadores
- c) Válvula de pie
- d) Accesorios

En la **Figura 2.14** se observa un esquema básico del equipo sub-superficial del bombeo neumático.

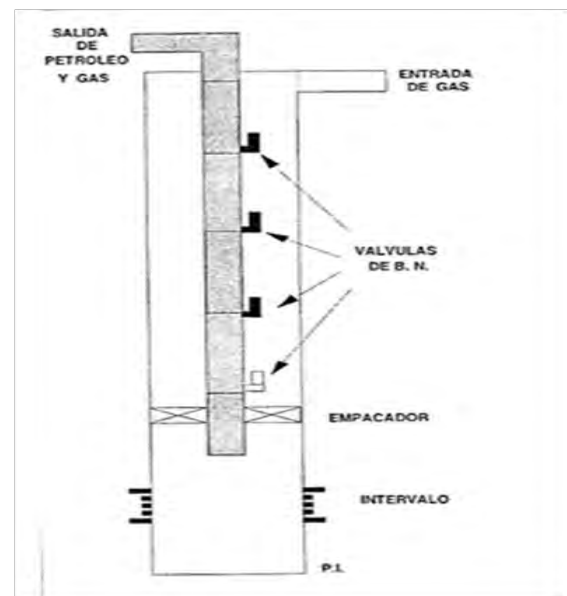


Figura 2.14 Equipo subsuperficial del BN.¹

2.5.2.1 Válvulas de inyección de gas.

Son aquellos dispositivos diseñados de acuerdo a las condiciones de operación del sistema, que permiten la inyección de un volumen regulado de gas a través del espacio anular a la T.P, con la finalidad de disminuir la densidad de los fluidos procedentes del yacimiento.

Estas válvulas son instaladas a diferentes profundidades, de acuerdo a un diseño previo y se encuentran conectadas en la T.P.

Las válvulas de bombeo neumático se clasifican en:

- a) Válvulas desbalanceadas.
- b) Válvulas balanceadas.

Las válvulas desbalanceadas son aquellas que tienen un rango de presión limitado por una presión de apertura y por una presión inferior de cierre, estas válvulas se clasifican en:

- Válvula operada por presión del gas de inyección (válvula de presión) y la cual es sensible a la presión en TR.
- Válvula reguladora de presión (válvula proporcional), es sensible a la presión en TR o TP (cierre).
- Válvula operada por fluidos de la formación, sensible a la presión en TP.
- Válvula combinada, sensible a la presión en TP (apertura) y TR (cierre).

En la **Figura 2.15** se muestra una válvula desbalanceada operada por el fluido de formación, y la cual requiere un incremento en la presión de T.P para abrir y una reducción en la presión de T.P para el cierre.

En la **Figura 2.16** observamos una válvula operada por el gas de inyección, mostrando cada una de sus partes.

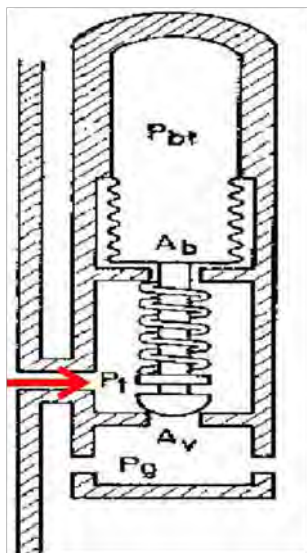


Figura 2.15 Válvula desbalanceada operada por el fluido de formación.¹

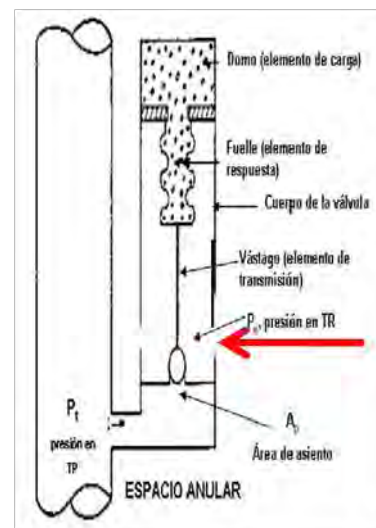


Figura 2.16 Válvula desbalanceada operada por el gas de inyección.¹

Las válvulas balanceadas no están influenciadas por la presión en TP cuando se encuentra cerrada o abierta; la presión en la TR actúa en el área de fuelle durante todo el tiempo, es

decir, la válvula abre y cierra a la misma presión (presión de domo) y son controladas al 100% por la presión de inyección.

2.5.2.2 Empacadores

Es un dispositivo el cual se encarga de aislar o bloquear el paso de los fluidos al espacio anular o del espacio anular a la TP; incrementando la eficiencia de flujo. Otras funciones son:

- Disminuye la presión en la TR, arriba del empacador.
- Los fluidos corrosivos, arena, etc., fluyen únicamente por la TP, lo cual mantiene la TR sin daños.
- Aísla los intervalos productores.

Existen varios tipos de empacadores:

- Empacador recuperable
- Empacador permanente
- Empacador semi permanente.

2.5.2.3 Accesorios

a) Mandriles

Estos dispositivos se colocan en la TP con la finalidad de realizar una conexión entre la válvula y la tubería de producción.

b) Válvula de pie

Esta válvula se instala en el fondo del pozo y es necesario en pozos de baja recuperación; impide que el fluido se desplace dentro de la formación en lugar de ir a superficie; este dispositivo se conoce también como válvula de retención.

2.6 Bombeo Neumático Intermitente

La operación del sistema de bombeo neumático intermitente (BNI) consiste en producir de manera periódica determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión, este gas es inyectado desde superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por ambos, el gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en dicha tubería; cuando esta válvula se abre, el fluido de formación que se ha ido acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un bache de aceite. Debido al fenómeno de “resbalamiento” del líquido, sólo una parte del volumen del líquido se recupera en la superficie, mientras que el resto se acumula para el ciclo siguiente. Después de que la válvula se cierra, transcurre un cierto periodo de inactividad o de reposo, en el que se acumula otro bache de aceite de

formación, y así volver a iniciar el ciclo. En este tipo de bombeo neumático el gas se inyecta a intervalos regulares para que el volumen de aceite coincida con la relación de fluidos que está produciendo la formación hacia el pozo.

Una de las diferencias con el bombeo neumático continuo es que en la estructura superficial contiene un controlador de tiempo para la inyección de gas, este consiste de un ciclo de tiempo piloto que acciona automáticamente la válvula motora en la línea de inyección a diferentes intervalos deseados. Generalmente este ciclo de tiempo piloto consiste en una rueda de temporización que es impulsada por un reloj. El número de ciclos de inyección por día varía de acuerdo a la adición o disminución en la sincronización del reloj.

La frecuencia del ciclo es variado mediante el uso de varios tiempos, tales como 2hrs, 4hrs, etc. de rotación. La duración en la inyección de gas es cambiada por ciertos ajustes en el ciclo de control de tiempo.

En la inyección de gas el ciclo de control de tiempo es aplicado en la mayoría de las instalaciones intermitentes y además es muy recomendado utilizarlo, particularmente para pozos de alta y muy baja capacidad; además es flexible puesto que la frecuencia del ciclo se puede cambiar fácilmente, lo que facilita realizar ajustes en caso de que las condiciones de producción hayan cambiado.

En la **Figura 2.17** se muestra un esquema detallado de la instalación de un controlador de tiempo para el bombeo neumático intermitente.

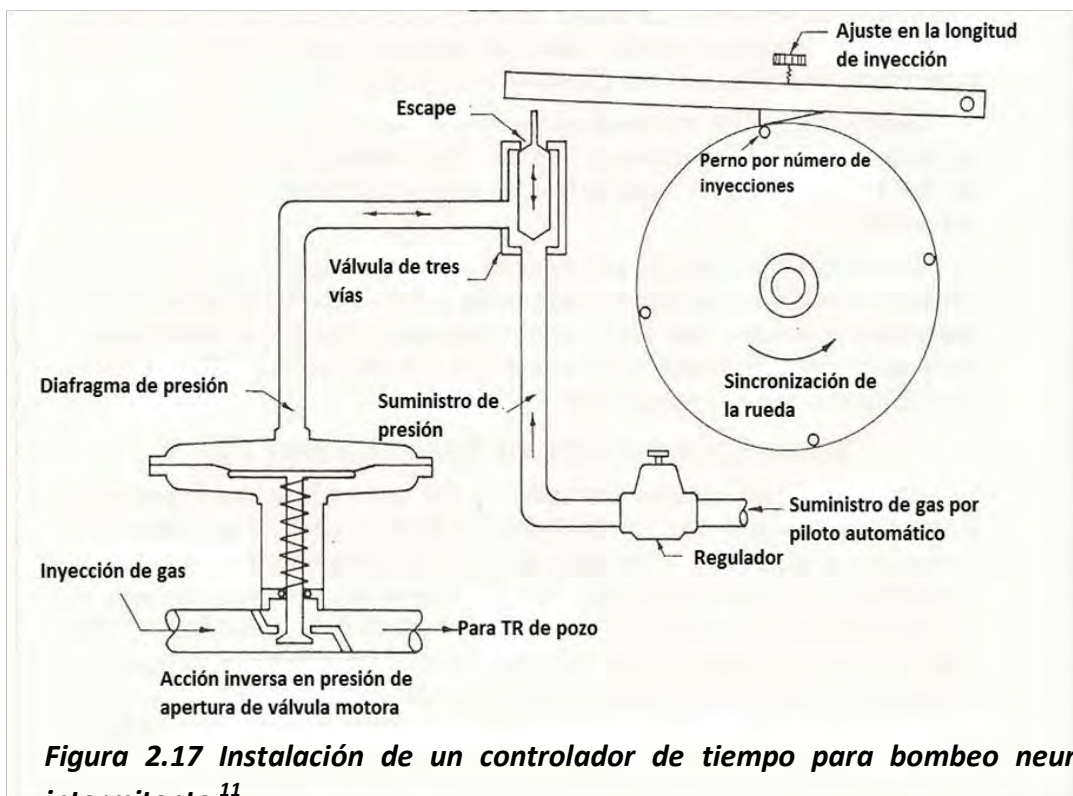


Figura 2.17 Instalación de un controlador de tiempo para bombeo neumático intermitente.¹¹

En la superficie se utiliza un regulador de flujo en serie con un estrangulador, de modo que cuando la presión en TR se acumula hasta la presión deseada, antes del final del periodo de espera necesario para la acumulación de la presión en la tubería, el regulador apaga la inyección de gas.

En la **Figura 2.18** se muestra un esquema de la instalación de bombeo neumático intermitente.

2.6.1 Aplicaciones del BNI

Dentro de las principales aplicaciones del bombeo neumático intermitente tenemos:

- Bajo índice de productividad.
- Baja RGL de yacimiento.
- Baja presión de yacimiento.
- Bajas tasas de producción.
- Pozos sin producción de arena.
- Pozos con baja presión de fondo.
- Columna hidrostática del orden del 30% menor en relación a la profundidad.

2.6.2 Tipos de bombeo neumático intermitente

Existen básicamente dos tipos de bombeo intermitente:

- Punto único de inyección: Todo el gas es inyectado a través de la válvula operante.
- Punto múltiple de inyección: La expansión del gas actúa sobre el bache de aceite, empujándolo hacia una válvula posterior por medio de otra válvula que se encuentra inmediatamente debajo del bache.

Una instalación de bombeo neumático intermitente puede operar con cualquier tipo de válvula de BN, sólo debe ser diseñada de acuerdo a las condiciones y necesidades que se requieran para el pozo a operar.

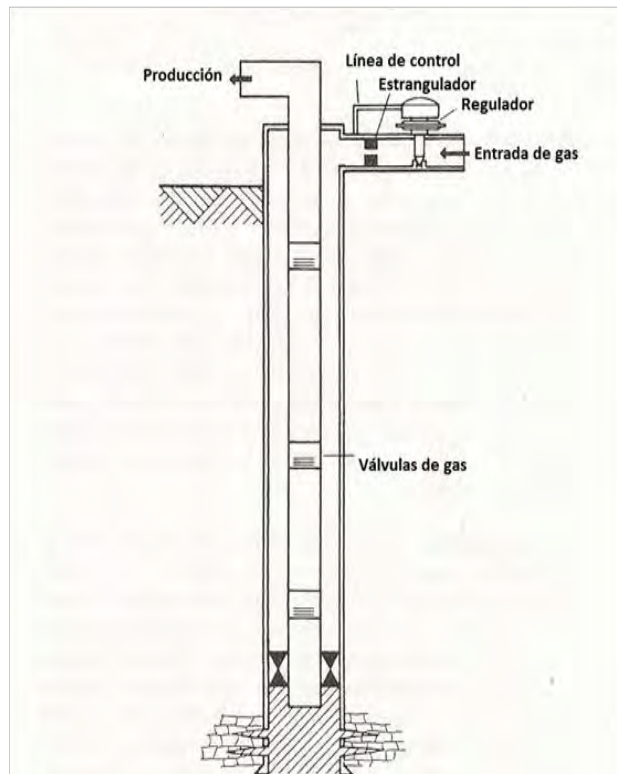


Figura 2.18 Instalación de BN intermitente.⁹

2.6.3 Consideraciones del BNI

Las consideraciones que se deben tomar en cuenta para el bombeo neumático intermitente son las siguientes:

- Es básico utilizar válvulas con sección piloto (válvula piloto), ya que se requieren diámetros de puerto amplio.
- Se emplea un controlador de tiempo de ciclo en superficie.
- Se emplea una válvula motora en superficie.

La válvula piloto tiene un puerto grande, el cual es usado para conducir el gas cuando la válvula abre, este puerto puede ser tan grande como sea posible mecánicamente y no es necesario cambiarse para modificar su amplitud de orificio. En esta válvula el puerto pequeño es llamado *orificio de control* de la sección de control y el puerto grande para el suministro de gas es conocido como *orificio motriz* de la válvula motriz. En la **Figura 2.19** se muestran una válvula piloto con sus diferentes partes que la integran para el funcionamiento del bombeo neumático.

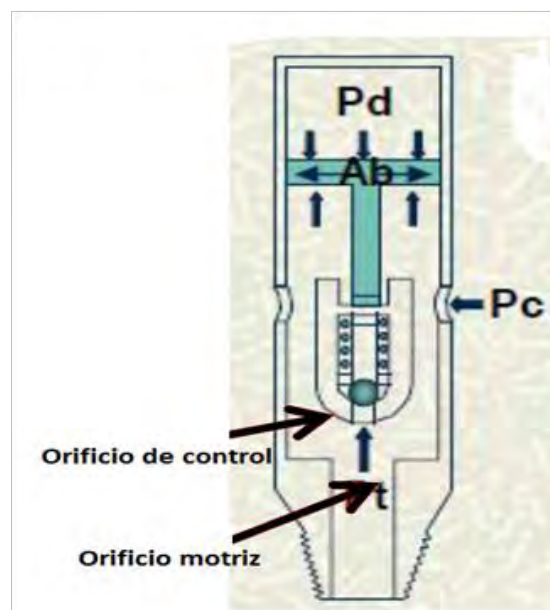


Figura 2.19. Esquema de una válvula piloto.¹

El controlador de tiempo es un dispositivo electrónico que tiene como finalidad controlar la apertura y cierre de las válvulas de control; debe tener una programación previa de acuerdo a las necesidades que se requieran. Existen tres tipos de controladores de tiempo, los cuales permiten controlar el ciclo de la válvula motora de la línea de flujo: controlador de tiempo de ciclo, controlador de presión y controlador electrónico.

La válvula de control o motora es otro de los dispositivos que diferencian al bombeo neumático intermitente del continuo; este equipo de control se encuentra en superficie y opera de manera automática por un controlador de tiempo de ciclo de inyección de gas.

2.6.4 Descripción del ciclo de operación bombeo neumático intermitente.¹⁰

Un ciclo completo de operación convencional de bombeo neumático intermitente se muestra en la **Figura 2.20** y comprende de los siguientes pasos:

- 1.- En la imagen (A), el controlador en la línea de inyección de gas y la válvula operante se encuentran cerradas. La válvula de pie está abierta y el fluido de formación se acumula en la tubería por encima de la válvula operante a una distancia de partida deseada.
- 2.- En la imagen (B), el controlador y la válvula operante están abiertas. El gas de inyección entra a través del espacio anular y llega al fondo donde se encuentra la válvula operante; por ahí ingresa y desplaza el fluido que se ha acumulado hacia la superficie.
- 3.- En la imagen (C), el controlador se ha cerrado pero la válvula operante permanece abierta. El bache de líquido entra en la línea de flujo y la presión en el espacio anular comienza a disminuir.
- 4.- En la imagen (D), el controlador y la válvula operante se encuentran cerradas. La inyección de gas debajo del bache de fluido entra en la línea de flujo y la presión de cabeza se reduce a la presión del separador. La válvula de pie se encuentra abierta y el fluido de formación empieza a acumularse para nuevamente repetir el ciclo de bombeo.

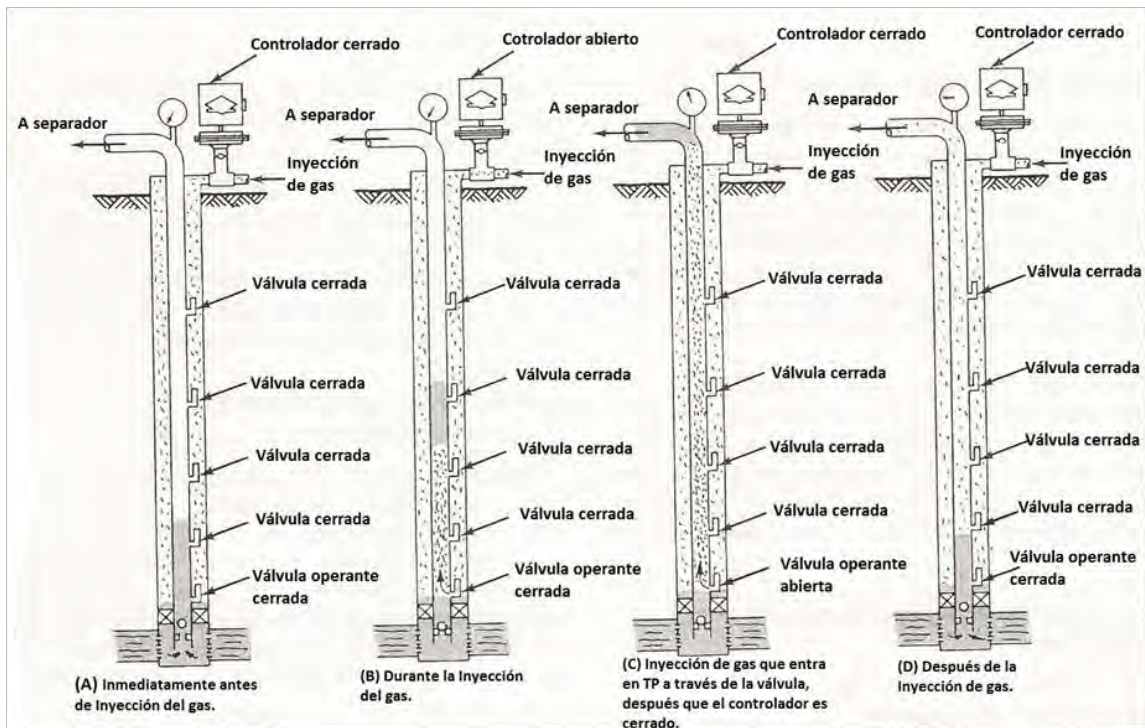


Figura 2.20 Esquema del ciclo de operación del BNI.¹⁰

2.6.5 Descripción del ciclo de descarga del bombeo neumático intermitente.¹⁰

Si se sabe que en un pozo se va a colocar un sistema de bombeo intermitente de gas, se puede instalar con menos válvulas que una instalación de flujo continuo. La mayoría de los pozos con bombeo intermitente producen en un rango de 50-200 BPD; un gradiente de descarga de 0.04 Lb/pg²/pie será suficiente para la mayoría de los pozos candidatos a requerir este tipo de bombeo.

La secuencia de descarga intermitente usando un controlador de tiempo en superficie y con puntos múltiples de inyección se muestra en la **Figura 2.21**; en la imagen (A) se indican a su vez la presión de apertura y cierre de válvulas respectivamente. Por ejemplo la válvula superior abre a 600psig y cierra a 575 psig.

En la imagen (B), el controlador y todas las válvulas de gas se encuentran abiertas. La válvula de pie se cierra, mientras que la válvula superior se encuentra al descubierto y la inyección de gas está entrando a la tubería a través de dicha válvula y se levanta el primer bache de líquido a la superficie.

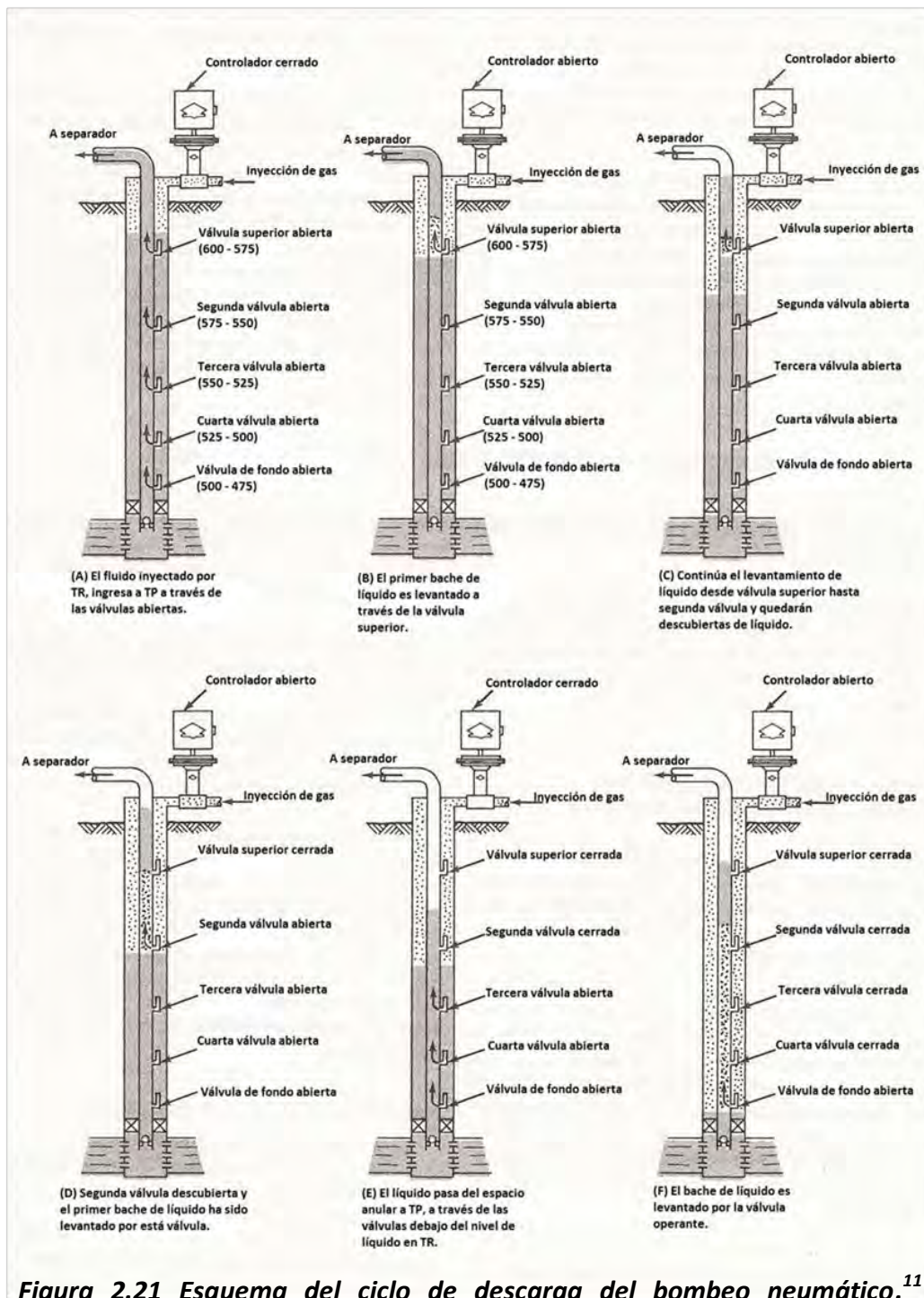
En la imagen (C), el controlador y las válvulas de gas se encuentran abiertas y la válvula de pie permanece cerrada; después de que el controlador se abre, la presión en T.R se incrementa a la presión de apertura de la válvula superior (600psig). La inyección del gas entra a la tubería y desplaza el bache de líquido por encima de esta válvula a la superficie; entonces el controlador se cierra y la presión en TR se reduce a la presión de cierre de la válvula superior. Cuando la presión en TP decrece después del bache enviado a superficie y se ha cerrado la válvula superior, el fluido de TR entra nuevamente en la TP a través de las válvulas abiertas por debajo del nivel de líquido. Después un bache de líquido se acumula encima de la válvula superior y el controlador es reabierto. Este proceso se repite hasta que el gas haya alcanzado la segunda válvula como se mostrará más adelante.

En la imagen (D), el controlador y todas las válvulas de gas se encuentran abiertas, excepto la válvula superior. La válvula de pie se cierra, la segunda válvula es alcanzada por el gas entra a la TP a través de esta válvula y levanta el bache de líquido a superficie. La operación de bombeo neumático continúa desde el fondo de la segunda válvula hasta la tercera válvula. La válvula superior permanece cerrada desde la presión de apertura, ya que está es mayor a la presión de apertura de la segunda válvula.

En la imagen (E), el controlador, la válvula superior y la segunda válvula están cerradas ya que la presión de TR es menor que la presión de cierre de la segunda válvula. Todas las válvulas por debajo del nivel del líquido permanecen abiertas. La válvula de pie permanece cerrada ya que la presión en TP excede la presión de formación.

Cuando el controlador es reabierto, la segunda válvula abre una vez que la presión en TR alcanza su presión de apertura. La inyección de gas entra a la TP a través de esta válvula y

desplaza el bache de líquido a superficie. El controlador se ajusta para cerrar antes de que la presión en TR aumente a la presión de apertura de la válvula superior.



El proceso de descarga de la segunda válvula a la tercera, de la tercera a la cuarta, etc. es idéntico al proceso descrito para la descarga entre la válvula superior y la segunda.

2.6.6 Tipos de instalaciones para bombeo neumático intermitente.¹¹

Existen varios tipos de instalaciones para este tipo de bombeo neumático intermitente, los cuales deben adaptarse a las condiciones del pozo. Es importante estar familiarizado con este tipo de terminaciones con el fin de realizar un correcto diseño y el sistema tenga un correcto funcionamiento.

La **Figura 2.22** muestra una instalación semicerrada; la cual es igual a una instalación abierta con la adición de un empacador. El empacador evita la comunicación entre la zona superior del empacador en el espacio anular y los fluidos de formación en el fondo. Este tipo de instalación permite que la válvula operante se cierre en la parte inferior de la TP sin la posibilidad de que el gas pase alrededor del fondo de la TP.

En la **Figura 2.23**, se muestra una instalación cerrada; éste es muy parecido a una instalación semi-cerrada, con la excepción que ha sido adherida una válvula de pie. Este tipo de instalación es el más adecuado para pozos con baja presión de fondo, especialmente si la presión inicial es alta. La válvula de pie previene que la inyección aplique presión sobre la formación y la posibilidad de empujar los fluidos del pozo nuevamente al yacimiento.

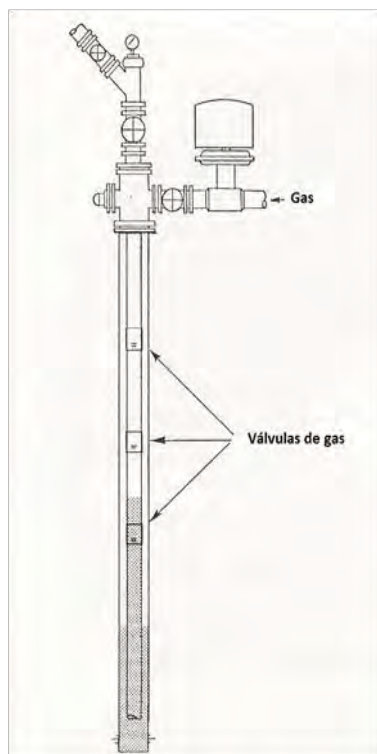


Figura 2.22 Ilustración de una instalación semicerrada.¹¹

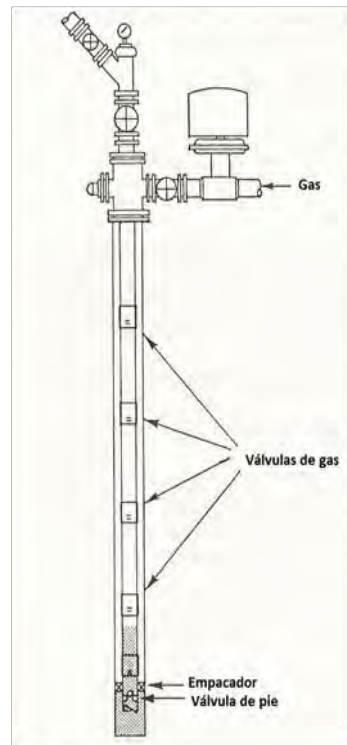


Figura 2.23 Esquema de una instalación cerrada.¹¹

La **Figura 2.24** muestra una instalación de una sola cámara de empacador con la cámara por encima del empacador y el funcionamiento de la válvula de gas por encima del empacador. La válvula de pie está colocada al fondo de la cámara.

En la **Figura 2.25** se muestra una instalación con dos empacadores, los cuales permiten la utilización del almacenamiento de líquido de formación en TR. La distancia entre los dos empacadores proporciona el volumen de acumulación.

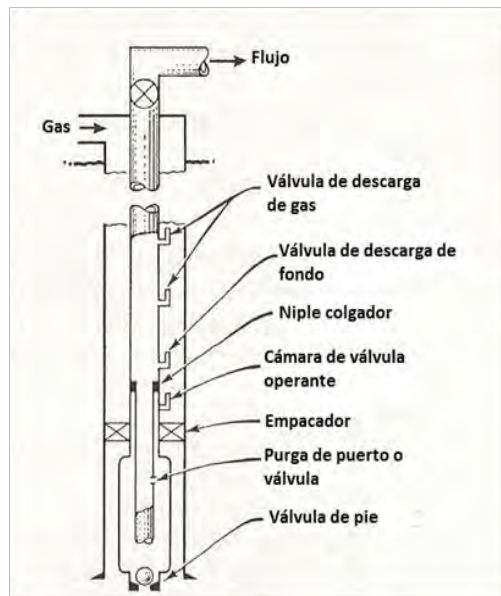


Figura 2.24 Esquema de una instalación con una cámara de empacador.¹¹

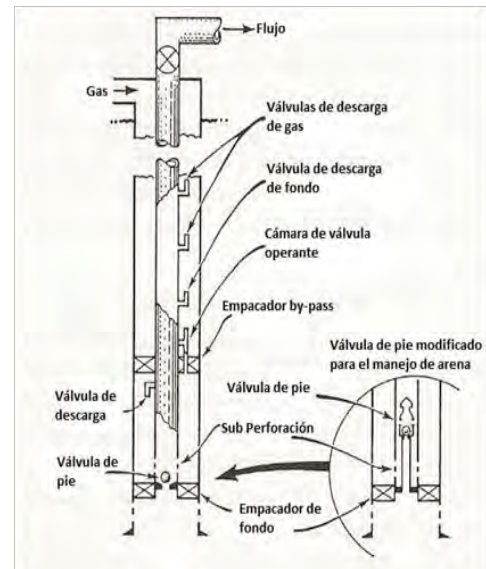


Figura 2.25. Ilustración de una instalación con dos empacadores.¹¹

2.7 Diseño del Bombeo Neumático.^{9,11}

En la operación del sistema de bombeo neumático existen dos tipos de diseño:

- Para instalación de flujo continuo.
- Para instalación de flujo intermitente.

2.7.1 Factores a considerar en el diseño de Instalación de bombeo neumático Intermitente.

Los siguientes factores deben tomarse en cuenta para el correcto diseño del bombeo neumático intermitente:

a) Ubicación de la profundidad de la válvula superior.

La localización de la válvula superior puede ser extremadamente importante y depende de la presión de fondo del pozo. Muchos pozos con sistema de bombeo neumático intermitente tienen muy baja presión de fondo, si los pozos no ofrecen algún intento de fluir durante las operaciones de reacondicionamiento del nivel de fluido estático el cual puede ser de varios metros, esto es perfectamente

permisible para la colocación de la primera válvula en este punto y no instalarse en algún otro punto menor al del nivel de fluido estático.

b) Sistema de presión y ajuste de válvulas.

Existen numerosos tipos y marcas de válvulas de bombeo neumático; el objetivo de la mayoría de los procedimientos de diseño es utilizar la máxima presión disponible de gas. Debido a la construcción inherente de válvulas de gas, algunas deben tener una caída de presión (normalmente 25psi por válvula), mientras que otras válvulas se pueden ajustar a la misma presión, es decir, misma presión de abertura en superficie, misma presión de cierre en superficie o ajuste de presión en una temperatura establecida (normalmente 60 u 80°F).

c) Gradientes de descarga y espaciamento.

Existen algunas controversias sobre cómo los gradientes de descarga deberían ser utilizados en el espaciamento de las válvulas del bombeo neumático. El gradiente de descarga es el gradiente de presión media en psi/ft que existe desde la válvula superior hasta la superficie cuando el gas es inyectado por primera vez en la segunda válvula. Este gradiente variará según el tamaño de la tubería, la presión de gas, las propiedades de los fluidos y el tamaño de conexión.

El espaciamento puede determinarse gráficamente o por formulación matemática, aunque la variación entre estos dos métodos existe técnicamente, estos métodos son generales y pueden utilizarse con más tipos de válvulas.

d) Profundidad y productividad de pozo.

En general más terminaciones de bombeo intermitente levantarán a partir de la profundidad total diseñada previamente, aunque también existen algunas terminaciones donde será intermitente desde una profundidad media; generalmente este tipo de pozos deberían también ser considerados para flujo continuo y un análisis debe ser realizado para asegurar que debe ser un bombeo intermitente.

Las tasas de producción que se muestran en la **Tabla 2.1** sirven de guía para conocer cuando cambiar de flujo intermitente a flujo continuo.

Tabla 2.1 Tasas de producción de acuerdo al tamaño de tubería del bombeo neumático intermitente.¹¹

Diámetro de tubería (in.)	Tasa de producción (BPD)
1	25-50
$1\frac{1}{4}$	50-75
$1\frac{1}{2}$	75-125
2	200
$2\frac{1}{2}$	250
3	300
Cámaras	400-600

2.7.2 Factores clave en el diseño de Instalación de bombeo neumático continuo

Los factores más importantes que deben tomarse en cuenta para el correcto diseño y posterior funcionamiento del bombeo neumático continuo son los siguientes:

a) Requerimientos de válvulas de flujo continuo.

Una válvula de flujo continuo opera a características diferentes que una válvula de flujo intermitente. Es deseable para una válvula de flujo continuo que tenga un sistema de estrangulación.

En válvulas balanceadas el gas es regulado entrando desde la superficie, y la válvula abre para el paso de la cantidad de gas de inyección; si se requiere de más o menos gas, en superficie se realiza el ajuste necesario.

b) Presión del separador y en cabeza de pozo.

La presión en superficie es un factor de diseño importante en el sistema de bombeo neumático. Se debe saber si el pozo debe ser descargado o no en la presión del sistema o en una fosa; esto es importante en la localización de la primera válvula.

Es muy importante tomar en cuenta la presión en el separador y en la cabeza de pozo para el correcto diseño; la primera válvula debe ser tan profunda como sea más práctico con el fin de permitir el espaciamiento más cercano al fondo del pozo.

c) Ubicación de válvula superior.

La localización de la válvula superior es muy importante; en prácticamente todas las instalaciones, las tres válvulas superiores tienen la misma finalidad que es la descarga de los fluidos, por ello es que esta región de ubicación de las válvulas tiene gran interés.

La válvula superior debe ser colocada lo más alto posible para que el pozo pueda descargar de manera correcta, sin embargo debe estar lo suficientemente profundo para la eficiencia bajo condiciones de operación.

d) Presión y volumen de inyección de gas.

Existen dos factores que controlan la producción, los cuales son la presión y el volumen del gas de inyección. Cuando una mayor presión de gas está disponible, el punto de inyección puede ser reducido progresivamente lo cual provoca un aligeramiento en el gradiente de flujo desde un punto cada vez más profundo, por lo tanto, como aumenta la presión, el volumen de inyección de gas requerido puede reducirse.

Si un suministro de gas está disponible, el mínimo gradiente se puede conseguir en todas las instalaciones para cualquier presión de gas y por lo tanto la máxima producción y pérdida se puede alcanzar.

e) Temperatura en fondo de pozo y gradiente de temperatura.

Un factor importante en el diseño de cualquier instalación de bombeo neumático es la temperatura; ya que prácticamente todas las válvulas se

someten a incrementos en las presiones de operación lo que ocasiona un aumento en la temperatura, es imposible diseñar una instalación correcta sin esta información.

Para el proceso de descarga existe un conjunto de condiciones de temperatura, al igual que para la instalación en funcionamiento existen otros parámetros más, así también la temperatura de fondo será la misma en ambos casos.

f) Gradientes de descarga y espaciamiento de válvulas de gas.

La ubicación del punto óptimo del gas de inyección no causa un serio problema. Sin embargo, hay cierta polémica en cuanto a cuál es el mejor método para espaciar las válvulas de gas hasta el punto óptimo; el método puede ser gráfico o analítico.

En el proceso de descarga inicial del espacio anular, la tubería puede estar permanentemente llena de fluido en toda la trayectoria que recorre hacia superficie. Después la válvula de operación alcanza un gradiente de flujo el cual se establecerá entre este punto y la presión de tubería en superficie, este gradiente es satisfactorio para el espaciamiento entre válvulas.

Una línea recta puede trazarse entre el punto de inyección de gas y la presión en superficie, así las válvulas se comienzan a espaciar utilizando esta línea de gradiente.

g) Tamaño y producción de tubería.

En la mayoría de las instalaciones el tamaño de la tubería ya ha sido diseñado e instalado, así que generalmente se mantiene al instalar las válvulas de gas.

Haciendo uso de las curvas de gradiente, en la siguiente **Tabla 2.2** se muestra la máxima producción que puede ser determinada por los tamaños de tubería.

Estos rangos servirán como una guía para determinar la máxima y mínima tasa posible de producción bajo buenas condiciones de flujo continuo.

Tabla 2.2 Tasas de producción para BNC de acuerdo al tamaño de tubería.⁹

Tamaño de tubería (diam, in.)	Máxima tasa de producción (BPD)	Mínima tasa de producción (BPD)
1	350	25-50
1 $\frac{1}{4}$	600	50-75
1 $\frac{1}{2}$	1000	75-125
2	2500	200
2 $\frac{1}{2}$	3000	250
3	4000	300
4	8000	-

h) Ajustes de válvula

Las válvulas tienen diferentes características de operación y sus fabricantes realizan diferentes ajustes en sus diseños. Por ejemplo si una válvula balanceada es utilizada para flujo continuo debe tenerse una caída de presión de 15-25psi por válvula dentro del pozo, esta caída de presión es diferente en la presión de superficie de las demás válvulas, y es necesaria para que no exista interferencia en las válvulas.

Un diseño de instalación de válvulas se puede establecer con la misma presión de apertura o cierre en superficie. La válvula inferior abre primero porque la alta presión de retorno actúa nuevamente contra esta.

2.8 Aplicaciones, Ventajas y Limitaciones.¹⁰

2.8.1 Aplicaciones

Algunas de las principales aplicaciones del bombeo neumático son las siguientes:

- Para elevar de manera artificial los pozos de aceite hasta el agotamiento, independientemente de la tasa final a producir.
- Para poner en marcha los pozos que más adelante comenzarán a fluir naturalmente.
- Para el reflujos de agua en los pozos de inyección.
- Para descargar el agua de los pozos de gas.

2.8.2 Ventajas

- El costo inicial del equipo para la instalación de este sistema es generalmente menor que otros sistemas artificiales, particularmente para grandes profundidades.
- El material abrasivo en el fluido que se produce no afecta el funcionamiento del sistema artificial en la mayoría de las instalaciones.
- El sistema de bombeo neumático es fácilmente adaptable en agujero desviado o con geometría compleja.
- Es ideal para pozos con alta RGA.
- Los costos de operación son menores que en otros sistemas artificiales de producción.

2.8.3 Limitaciones

- El sistema de bombeo neumático no puede ser empleado si el gas no está disponible. Sin embargo el aire puede ser utilizado en algunos casos
- El gran espaciamiento entre pozos puede limitar la selección de los sistemas de bombeo neumático con una fuente de gas a alta presión situada en el centro. Aunque esta limitación ya ha sido mejorada debido a que se han instalado un cierto número de depósitos de gas con buena comunicación horizontal mediante la utilización del casquete de gas como un mecanismo de empuje y devolver este gas al casquete mediante pozos de inyección.
- La inyección de gas altamente corrosivo puede impedir las operaciones de bombeo de gas, pero dicho gas puede ser utilizado satisfactoriamente si es tratado antes de su uso como gas de inyección.

Referencias Capítulo II

Referencias Títulos

1. Lucero Aranda Felipe de Jesús, **“Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción”**, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, 2012.
2. Dou Hong'en, Chang Yuwen y Hu Dandan; **“Application of Gas Lift Technology to a High-Water-Cut Heavy-Oil Reservoir in Intercampo Oilfield, Venezuela”**. SPE 97370.
3. Economides Michael J., Hill A. Daniel y Ehlig-Economides Christine; **“Petroleum Production Systems”**. 1994.
4. PEMEX; **“Anuario Estadístico 2012”**. 2012.
5. M. Ebrahimi; **“Gas Lift Optimization in One Iranian South Western Oil Field”**. SPE 133434.
6. Wolverine Tube, Inc; **“Chapter 12: Two-Phase Flow Patterns”**. <http://www.wlv.com/products/databook/db3/data/db3ch12.pdf>
7. Vasper Adam; **“Auto, Natural, or In-Situ Gas-Lift Systems Explained”**. SPE 104202.
8. Schlumberger; **“Intelligent Completions”**. 2007. http://www.slb.com/~media/Files/resources/mearr/num8/5_21.pdf.
9. Brown Kermit E.; **“Gas Lift Theory and Practice”**. 1967.
10. American Petroleum Institute, Division of Production; **“Gas Lift”**. 1965.
11. Winkler Herald W. y Smith Sidney S.; **“Gas Lift Manual”**. CAMCO. 1962.

Capítulo III

Variante del Bombeo Neumático Utilizando Tecnología Venturi

3.1 Introducción

El bombeo neumático ha resultado uno de los sistemas artificiales de producción más eficientes, ya sea para reactivar o para mejorar la producción de un pozo, pero a pesar de eso no puede afirmarse que sea el sistema que más optimizará la producción de cualquier pozo. Esto debido a que cada pozo tiene características diferentes y el bombeo neumático tiene rangos de aplicación, ventajas y desventajas que deben ser analizadas y consideradas si se desea aplicar este sistema. A razón de eso existen varios sistemas artificiales de producción con ventajas y desventajas particulares.

Con el paso del tiempo, con el desarrollo y avance tecnológico, han surgido variantes a esos sistemas con la finalidad de reducir sus desventajas, hacerlos más eficientes o para producir pozos con características especiales que requieran alguna modificación o especificación del sistema.

Es bien sabido que una de las características más perjudiciales del BN es la necesidad de una fuente confiable de gas y los requerimientos de compresión y tratamiento de éste en superficie, por lo que reducir esas desventajas implicaría un gran beneficio para la optimización de costos y eficiencia del sistema.

Por otro lado, uno de los retos más grandes de la industria es la producción de crudo pesado de forma rentable y eficiente; se estima que en México cerca de 55% de la producción nacional de petróleo se trata de crudo pesado¹. El principal problema de los crudos pesados se debe a que normalmente están asociados a una viscosidad y densidades altas, las cuales dificultan de sobremanera la facilidad con la que se mueve el hidrocarburo.

Es por eso que en éste capítulo se analiza una variante del bombeo neumático cuyo diseño y funcionamiento está encaminado a aumentar la producción en pozos de crudo pesado con una viscosidad elevada. En esta variante del bombeo neumático el gas se inyecta junto con un químico reductor de viscosidad mediante una tubería de diámetro reducido llamada tubería capilar, y adicionalmente se instala un dispositivo tipo Venturi para mejorar el flujo de la mezcla de fluidos hacia la superficie.

A lo largo del capítulo se describirán los fundamentos de la inyección de sustancias químicas mediante el sistema de inyección capilar y se estudiará el principio de funcionamiento del dispositivo Venturi y el comportamiento del flujo de los hidrocarburos a través de él. También se detallarán los componentes de esta sistema variante del BN, tanto superficiales como subsuperficiales.

3.2 Sistema de inyección capilar²

El sistema de inyección capilar constituye una herramienta confiable y eficaz cuyo uso más común es el de inyectar agentes químicos al pozo con distintos objetivos, entre los cuales están:

- Estabilizar la producción total.
- Solucionar problemas de corrosión en el pozo.
- Desahogar pozos de gas con problema de acumulación de líquidos.
- Reducir la densidad y la tensión superficial del fluido.

La tubería capilar tiene un diámetro exterior que va desde 5/8" hasta 1/4" y se inserta al pozo ya sea dentro de la tubería de producción o dentro del espacio anular entre ésta y la tubería de revestimiento.

En el caso de pozos que operan con bombeo neumático el capilar se instala concéntricamente dentro de la tubería de producción gracias a una unidad de coiled tubing (tubería flexible) en superficie, mientras que para pozos en los que se requiera insertar el capilar en el espacio anular no se necesita la unidad de coiled tubing, sino que se inserta junto con la tubería de producción en una operación de reparación.

Esta tecnología permite bajar hasta profundidades del orden de 7,000 metros con el pozo en producción, vinculándolo en superficie a un sistema convencional de dosificación de productos químicos².

La instalación de este sistema se realiza de forma discreta y relativamente rápida (de 3 a 4 horas) mediante un camión que contiene todos los mecanismos de instalación, que muestra la **Figura 3.1**.



Figura 3.1 Unidad de instalación de tubería capilar.²

3.2.1 Equipo superficial

- **Estopero o "Pack-Off".-** Cumple la función de empaquetar la tubería capilar en boca de pozos. Se regula hidráulicamente la presión de sello aplicada dependiendo del trabajo que se desea realizar. Existen dos modelos: Roscado (soporta hasta 5000 lb/pg²) y Bridado (soporta hasta 10000 lb/pg²).
- **Grampa.-** Su función es mantener fija la tubería capilar al cabezal de producción.
- **Capilar.-** Es el medio por el que fluirá el agente químico o los fluidos que se inyectarán al pozo. Su diámetro externo varía desde 5/8" hasta 1/4". Está hecha de acero inoxidable y el acero Duplex 2205 es la aleación más versátil del mercado en cuanto a durabilidad y costo.
- **Bomba de inyección del producto químico.-** Son los dispositivos encargados de bombear el producto químico o los fluidos que serán inyectados hacia el pozo. Hay dos tipos: bombas neumáticas (alimentadas por gas) y bombas eléctricas (normalmente alimentadas con un panel solar).
- **Tanque de producto químico.-** Es el recipiente donde se almacena el agente químico que será inyectado al pozo.

En la **Figura 3.2** se esquematiza el equipo superficial del sistema de inyección capilar.

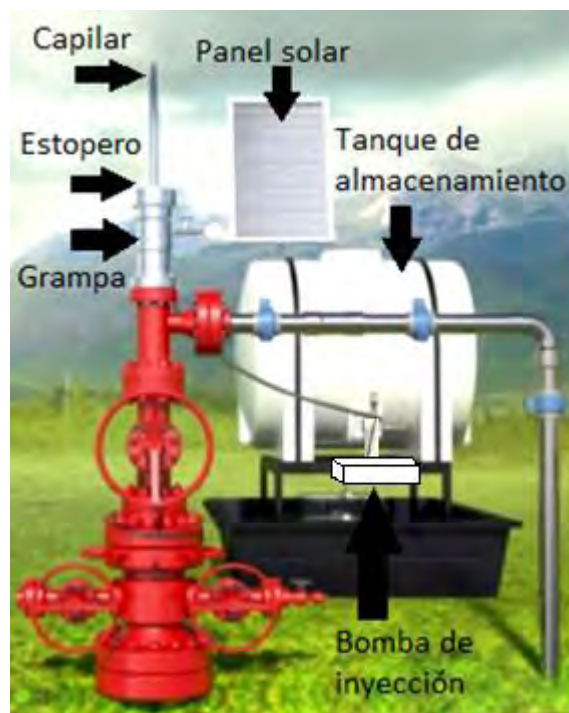


Figura 3.2 Equipo superficial de tubería capilar con panel solar.³

3.2.2 Equipo subsuperficial

El equipo subsuperficial del sistema de inyección capilar está conformado básicamente por la boquilla dosificadora que está conectada al final de la sarta de tubería capilar. Existen varios modelos de boquillas dosificadoras, ya sea para liberar el agente químico de forma continua o discontinua (bacheos).

Para una operación de dosificación continua se pueden utilizar boquillas de dosificación con válvula check o con regulación de presión de apertura, mientras que para operaciones de dosificación discontinua o de bacheo se pueden utilizar boquillas con válvula check.

La **Figura 3.3** y la **Figura 3.4** ilustran una boquilla de dosificación con válvula check y una boquilla de dosificación con regulación de presión de apertura, respectivamente.

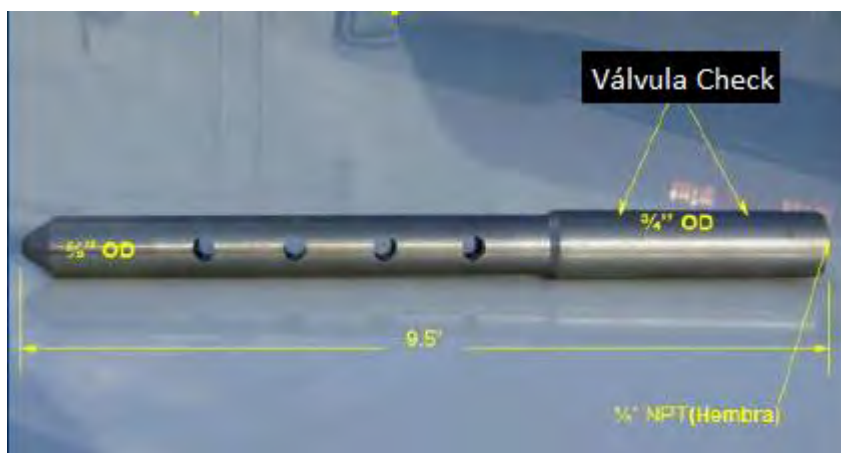


Figura 3.3 Boquilla de dosificación con válvula check.²



Figura 3.4 Boquilla de dosificación con regulación de presión de apertura.²

Ventajas del sistema de inyección capilar

- Su instalación es simple y segura.
- Aumenta la producción.
- Disminuye la necesidad de operaciones de reparación al evitar daños por corrosión o deposición de sal o parafinas.
- Provee un tratamiento químico eficiente.
- El tratamiento químico permite solucionar varios problemas simultáneamente.
- Minimiza los daños que pudieran ocasionarse a la formación.

- Se aprovecha energía solar cuando se usan los paneles para operar la bomba de inyección.

Desventajas del sistema de inyección capilar

- Cuando se realiza la dosificación continua se debe tener en cuenta el costo que generará la cantidad necesaria de producto químico.
- Si se necesitara de una operación con línea de acero o una operación de reparación, se complica el acceso a boca de pozo. Y para retirar el equipo y volverlo a instalar se consumirían alrededor de 4 horas.
- Debe ser cuidadosa la selección del agente químico a inyectar con el fin de evitar que los capilares se tapen.

3.3 Dispositivo Venturi.⁸

El principio del tubo Venturi se inventó por el físico italiano Giovanni Batista Venturi (1746 – 1822), quien también estudió asuntos teóricos relacionados con el calor, óptica e hidráulica. En 1797 mostró que a la entrada de un tubo cilíndrico se originaba un fenómeno que provocaba una disminución de la presión y generaba remolinos; más adelante reemplazo el cilindro por dos secciones cónicas que en un principio denominó toberas de cono, y que finalmente fue nombrado tubo de Venturi en su honor.

Este dispositivo inicio con el objetivo de medir el gasto de un fluido, es decir, la cantidad de fluido por unidad de tiempo, a partir de un diferencial de presión en la entrada y el punto de mínima sección del tubo, en donde su parte ancha final actúa como un difusor.

El tubo Venturi como instrumento de medición puede realizar medidas de flujo compresible y no compresible, gases y líquidos respectivamente; al colocar un manómetro en la garganta del dispositivo se mide la caída de presión y a la vez hace posible el cálculo del caudal.

Más adelante el dispositivo fue utilizado para incrementar la velocidad de un fluido obligándolo a circular a través de la parte estrecha del dispositivo para así perder presión y aumentar velocidad.

Este dispositivo se aplica en el bombeo neumático para hacer más eficiente el transporte de los fluidos del yacimiento a superficie, donde deberá tener un diseño específico del mismo para conocer la colocación del dispositivo, calibración y producción que se requieran en cierto pozo candidato a este tipo de sistema artificial.

Uno de los problemas a tomar en cuenta en este dispositivo es el fenómeno de cavitación, el cual ocurre cuando la presión en alguna parte del tubo es menor que la presión de vapor del fluido, este problema se suele presentar en la garganta del mismo,

por ser la zona con mínima área de contacto y máxima velocidad, por ello la región donde se presenta el mayor decremento de presión. Cuando ocurre este problema de cavitación se empiezan a formar burbujas a lo largo del tubo donde circula el fluido, cuando estas llegan a zonas de mayor presión pueden ocasionar un colapso, produciendo así picos de presión y por lo tanto dañar la pared de la tubería.

La forma del dispositivo Venturi previene además la formación de remolinos lo cual reduce enormemente la pérdida continua de presión.

En la **Tabla 3.1** se presentan las ventajas y desventajas del dispositivo venturi, y así conocer mejor la aplicabilidad de este sistema.

Tabla 3.1 Ventajas y Desventajas del dispositivo Venturi.¹²

Ventajas	Desventajas
Menor pérdida de presión continua	Aplicabilidad limitada.
Mínimo mantenimiento	Instalación complicada.
Maneja entre el 25 y 50% de flujo mayor a placa de orificio.	Ocupa considerable espacio.
Medición de grandes flujos.	Si el intervalo de velocidades cambia considerablemente, se obtienen diferenciales de presión poco precisas.
Manejo de fluidos con sólidos en suspensión o viscosos.	Usado para altos números de Reynolds.
Se instala directamente en tubería.	El mínimo flujo está limitado por encima de 30% del flujo máximo de diseño del dispositivo.
Ubicación exacta en tomas de presión.	

3.3.1 Principio de Operación de Dispositivo Venturi

El dispositivo Venturi se implementa para aumentar la eficiencia del bombeo neumático; al momento de que el fluido ingrese por la boquilla del dispositivo, disminuirá su presión y su velocidad aumentará, al pasar por la garganta y llegar a la salida del dispositivo, los fluidos tendrán un incremento de presión y su velocidad disminuirá, para así ayudar a los fluidos a llegar a superficie.

Como se observa en la **Figura 3.5**, el fluido al ingresar por la boquilla del Venturi la presión disminuye y la velocidad aumenta, ya que el fluido se encuentra circulando por la garganta, este efecto se invierte, así la presión retoma su fuerza y la velocidad va en decremento, teniendo esquemáticamente el efecto del dispositivo Venturi, donde finalmente en el tubo divergente la velocidad disminuye gradualmente aumentando así la presión, con una ligera pérdida de fricción.

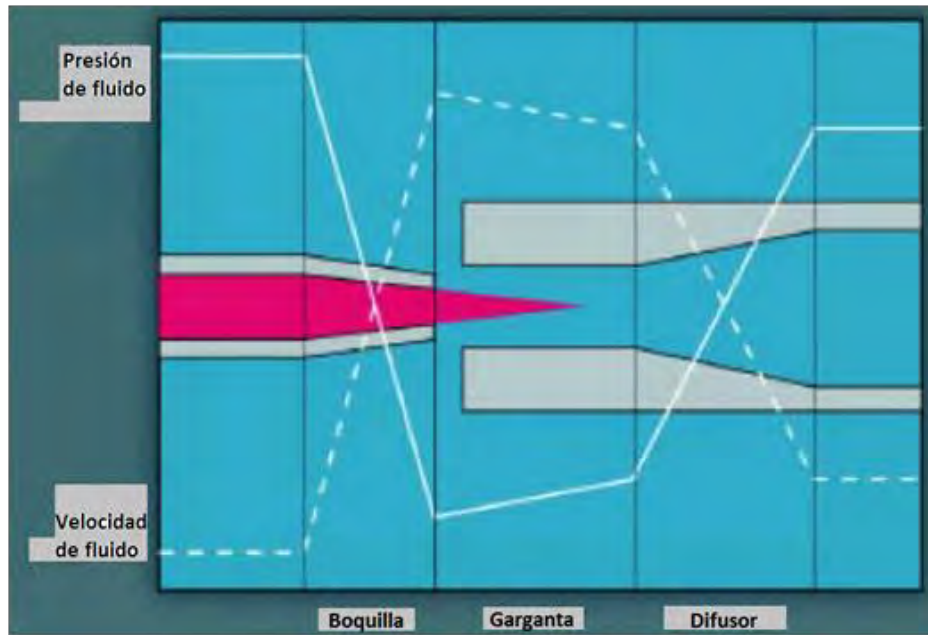


Figura 3.5 Esquema del comportamiento del dispositivo Venturi.⁶

El efecto Venturi se explica por el principio de Bernoulli y el principio de continuidad, donde tenemos que si el caudal de un fluido es constante y la sección disminuye, entonces tendremos un aumento de velocidad, mientras que en el teorema de conservación de la energía, si la energía cinética aumenta, entonces la energía determinada por el valor de presión disminuye.

La ecuación de Bernoulli o Trinomio de Bernoulli se muestra gráficamente en la **Figura 3.6**; de acuerdo a esta ecuación la “suma de energías potencial y cinética, en los distintos puntos del sistema, es constante. Cuando el diámetro de un tubo se modifica, la velocidad también se modifica”, y expresa que un fluido ideal (sin viscosidad ni rozamiento) en un régimen de circulación por un conducto cerrado, la energía que posee el fluido permanece constante a lo largo de toda su trayectoria. Cabe mencionar que la energía de un fluido consta de tres componentes:

- Energía cinética: es aquella debida a la energía que posee el fluido.
- Potencial Gravitacional: Es aquella energía debido a la altitud que posee un fluido.
- Energía de flujo: Aquella energía que un fluido contiene debido a la presión que lleva.

Donde la ecuación de Bernoulli consta de los siguientes términos:

$$\frac{v^2 \rho}{2} + P + \rho g z = C \dots \dots \dots (ec. 3.1)$$

Donde; en unidades consistentes,

v = Velocidad del fluido en la sección considerada.

ρ = Densidad del fluido.

P = Presión a lo largo de la línea de corriente.

g = Aceleración gravitatoria.

z = Altura en la dirección de la gravedad desde una cota de referencia.

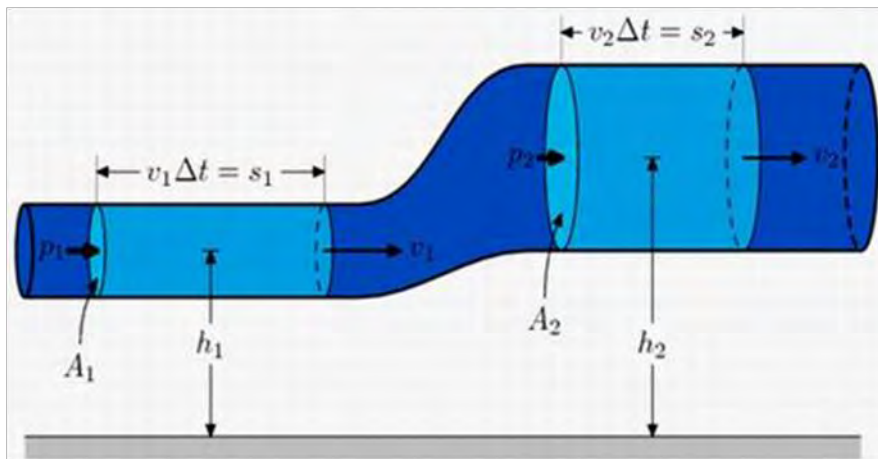


Figura 3.6 Muestra gráfica de la ecuación de Bernoulli.⁸

Para ello se deben tomar en cuenta las siguientes condiciones:

- Viscosidad = 0.
- Gasto constante.
- Flujo incompresible.

3.3.2 Estructura del dispositivo Venturi

El dispositivo Venturi consiste de un tubo convergente, el cual se encarga de realizar la conversión de cargas, de presión a velocidad; la sección donde se reduce el diámetro de la tubería llamado garganta y un tubo divergente encargado de la conversión de carga de velocidad a presión, esta combinación de tuberías son las partes fundamentales para realizar la función del dispositivo Venturi.

En la **Figura 3.7** se muestra la estructura del dispositivo Venturi con las partes que lo integran y las zonas donde tendrán efecto los fluidos provenientes del pozo.

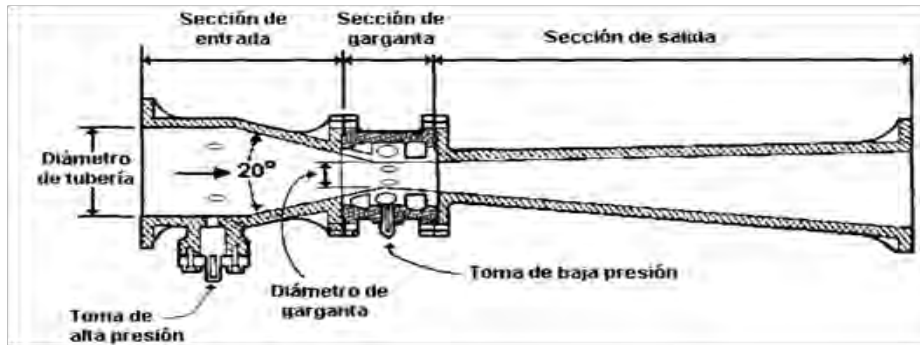


Figura 3.7 Estructura del dispositivo Venturi.¹²

La ubicación del dispositivo Venturi estará a cierta profundidad del pozo donde también estará el punto de inyección de la mezcla de gas con el reductor de viscosidad, y estos puntos se ubicarán por debajo del desviador de flujo; para ello se deberá realizar un diseño tomando en cuenta las condiciones del pozo, la producción que se requiere y otros factores que están involucrados en el funcionamiento del dispositivo.

Una de las ventajas del dispositivo Venturi es que para su reacondicionamiento o instalación de un pozo poco profundo, sólo se requerirá una unidad de tubería flexible o una unidad móvil con grúa para instalar el equipo de fondo. Además se tiene una gran facilidad para la medición de flujo de líquidos con sólidos en suspensión.

Otra de las principales ventajas del dispositivo Venturi es que sólo pierde de 10 a 20% de la diferencial de presión entre la entrada y la garganta, ya que esto se consigue en el cono divergente que desacelera la corriente.

Se debe tener especial atención al diseño que se tenga del dispositivo, ya que será de suma importancia realizar correctamente el diseño de los distintos diámetros que tiene el tubo; dependiendo de éstos, será la presión que se obtendrá a la entrada y salida del mismo.

3.3.3 Flujo multifásico a través del dispositivo Venturi.⁴

El dispositivo Venturi comúnmente se utiliza en combinación con otros sensores para poder medir las fracciones de gas y los cortes de agua, teniendo así un sistema de medición multifásica que se encargara de medir el aceite, agua y gas presentes en la corriente de flujo.

Se han propuesto varios modelos para la medición de dos fases en el dispositivo Venturi y en correlaciones empíricas prácticas ha resultado ser más satisfactorio; entre estos modelos se encuentran: modelo de flujo homogéneo, pseudo homogéneo y de flujo separado.

3.3.3.1 Modelo de flujo homogéneo

Este modelo trata el flujo de dos fases tomado como si se fuera una sola fase, con el líquido y gas viajando a la misma velocidad y en equilibrio térmico; conociendo el principio de este modelo, la densidad del flujo en dos fases es definida como:

$$\frac{1}{\rho_h} = \frac{x}{\rho_g} + \frac{1-x}{\rho_l} \dots\dots\dots (ec. 3.2)$$

Donde, en unidades consistentes:

- x:** Calidad de la mezcla.
- ρ_h:** Densidad homogénea del flujo en dos fases.
- ρ_g:** Densidad del gas.
- ρ_l:** Densidad del líquido.

El flujo másico total del gas y el líquido se obtiene de la siguiente manera:

$$m = K \sqrt{\frac{\Delta p_{tp}}{\left(\frac{x}{\rho_g}\right) + \frac{(1-x)}{\rho_l}}} \dots\dots\dots (ec. 3.3)$$

Donde:

- Δp_{tp}:** Caída de presión de dos fases a través del Venturi.
- K:** Coeficiente de flujo, se determina con la calibración de una sola fase [pg³/s].
- ρ_g:** Densidad del gas.
- ρ_l:** Densidad del líquido.
- x:** Calidad de la mezcla.
- m:** Flujo másico.

Así también, con el método volumétrico para flujo multifásico podemos calcular el gasto con este modelo homogéneo:

$$Q_m = C_q A \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho_m}} \dots\dots\dots (ec. 3.4)$$

Dónde:

- Δp:** Caída de presión de dos fases a través del Venturi.
- C_q:** Coeficiente de descarga calculada para la mezcla [adimensional].
- ρ_m:** Densidad de la mezcla.
- A:** Área de flujo de la tubería.
- Q_m:** Gasto de la mezcla.

Entonces el coeficiente de descarga está relacionado con el coeficiente de flujo como se muestra a continuación:

$$K = C_q A \sqrt{2} \dots \dots \dots (ec. 3.5)$$

Donde:

C_q: Coeficiente de descarga calculada para la mezcla [adimensional].

A: Área de flujo de la tubería.

K: Coeficiente de flujo.

3.3.3.2 Modelo de flujo pseudo homogéneo

El modelo de flujo pseudo homogéneo si considera el factor de resbalamiento entre fases; el gasto de líquido se obtiene de la siguiente manera:

$$Q_l = (1 - \alpha) C_q A \sqrt{2 \frac{\Delta p}{\rho_l}} \dots \dots \dots (ec. 3.6)$$

Donde:

C_q: Coeficiente de descarga para fluido líquido [adimensional].

ρ_l: Densidad del líquido.

A: Área de flujo de la tubería.

α: Fracción de gas.

Δp: Caída de presión de dos fases a través del Venturi.

Q_l: Gasto de líquido.

Tomando en consideración la ecuación anterior, y añadiendo el factor de deslizamiento, el gasto de gas se calcula de la siguiente manera:

$$Q_g = s \frac{\alpha}{1 - \alpha} Q_l \dots \dots \dots (ec. 3.7)$$

Donde:

Q_l: Gasto de líquido.

α: Fracción de gas.

s: Factor de deslizamiento.

Q_g: Gasto de líquido.

Este modelo pseudo homogéneo muestra resultados muy parecidos a los datos obtenidos de manera experimental.

3.3.3.3 Modelo de flujo separado.

En este modelo, la densidad de la mezcla en dos fases, ρ_s , es calculada como una función de la densidad del líquido, la densidad del gas y la fracción de gas (α), entonces se tiene:

$$\rho_s = \alpha\rho_g + (1 - \alpha)\rho_l \dots \dots \dots (ec. 3.8)$$

Dónde:

α : Fracción de gas.

ρ_g : Densidad del gas.

ρ_l : Densidad del gas.

ρ_s : Densidad de la mezcla en dos fases

El gasto másico total es calculado de la manera siguiente:

$$m_s = K \sqrt{\Delta p_{tp}(\alpha\rho_g + (1 - \alpha)\rho_l)} \dots \dots \dots (ec. 3.9)$$

Dónde:

α : Fracción de gas.

ρ_g : Densidad del gas.

ρ_l : Densidad del gas.

Δp_{tp} : Caída de presión de dos fases a través del Venturi.

K: Coeficiente de flujo, se determina con la calibración de una sola fase.

m_s : Flujo másico.

3.3.3.4 Correlación de Murdock

Esta correlación originalmente fue desarrollada para el dispositivo de placa de orificios, y considera el flujo en dos fases; y el gasto másico total se calcula de la manera siguiente:

$$m_M = \frac{K \sqrt{\Delta p_{tp} \rho_g}}{x + 1.26(1 - x) \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l}}} \dots \dots \dots (ec. 3.10)$$

Dónde:

ρ_g : Densidad del gas.

ρ_l : Densidad del líquido.

Δp_{tp} : Caída de presión de dos fases a través del Venturi.

K: Coeficiente de flujo, se determina con la calibración de una sola fase.

x: Calidad de la mezcla.

m_M : Flujo másico de la mezcla.

3.3.3.5 Correlación de Chisholm.

Esta correlación toma en cuenta el factor de resbalamiento entre la fase líquida y el gas, y considera flujo estratificado, tenemos con esto que el gasto másico se obtiene de la siguiente manera:

$$m_c = K \sqrt{\frac{\Delta p_{tp} \rho_l}{(1-x)^2 \left(1 + \left(\frac{c}{X}\right) + \left(\frac{1}{X^2}\right) \right)}} \dots \dots \dots (ec. 3.11)$$

Dónde:

Δp_{tp} : Caída de presión de dos fases a través del Venturi.

ρ_l : Densidad del líquido.

x: Calidad de la mezcla.

m_c : Flujo másico.

K: Coeficiente de flujo, se determina con la calibración de una sola fase.

Obteniendo *X* de la siguiente manera:

$$X = \left(\frac{\Delta p_L}{\Delta p_G} \right) = \frac{M_L}{M_G} \left(\frac{\rho_G}{\rho_L} \right)^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (ec. 3.12)$$

Dónde:

Δp_G : Caída de presión del gas.

Δp_L : Caída de presión del líquido.

M_L : Flujo másico de líquido.

M_G : Flujo másico del gas.

ρ_l : Densidad del líquido.

ρ_g : Densidad del líquido.

El parámetro C depende de la relación de resbalamiento *s*:

$$C = \frac{1}{s} \left(\frac{\rho_L}{\rho_G} \right)^{\frac{1}{2}} + s \left(\frac{\rho_G}{\rho_L} \right)^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (ec. 3.13)$$

Dónde:

s: Factor de resbalamiento.

ρ_l: Densidad del líquido.

ρ_g: Densidad del gas.

C o s tienen que ser determinados por calibración en condiciones representativas.

Si tenemos el escenario en que S y c son parámetros conocidos, entonces tendremos dos incógnitas las cuales serán Δp_L y Δp_G, por ello es necesario que se trabaje en conjunto con un instrumento que proporcione información de densidad, velocidad o gasto másico.

La aplicación del dispositivo Venturi para el flujo multifásico (aceite, gas y agua), presenta algunas complicaciones, en caso de flujo homogéneo no es posible, en este caso requiere una cierta calibración, por ello se requieren otras mediciones de parámetros con el fin de obtener el flujo de tres fases.

3.3.3.6 Coeficiente de descarga.⁴

En el flujo multifásico, el coeficiente de descarga depende en gran medida del modelado que se realice de acuerdo a las condiciones de flujo; con el modelo de flujo homogéneo pueden tenerse errores de 5-10% en la predicción de la velocidad de flujo, mientras que para el flujo en una sola fase el error es de 1-5%. Uno de los factores que influyen en el coeficiente de descarga es la viscosidad, sobre todo cuando se manejan aceites pesados y extrapesados.

El coeficiente de descarga es la relación entre el gasto medido y el gasto teórico esperado.

$$C_q = \frac{Q_m}{Q_t} \dots \dots \dots (ec. 3.14)$$

Donde:

Q_m: Gasto medido.

Q_t: Gasto teórico.

C_q: Coeficiente de descarga a partir de datos experimentales.

El coeficiente de descarga también puede calcularse a partir de datos experimentales, por medio de la relación inversa del flujo en una sola fase; se tiene que:

$$C_{q.exp.} = \frac{Q}{A_2 \sqrt{2 \left(\frac{\Delta p_m}{\rho} \right)}} \dots \dots \dots (ec. 3.15)$$

Donde:

Q: Gasto.

A: Área de flujo de la tubería.

ρ : Densidad del fluido.

Δp_m : Caída de presión medida.

$C_{q.exp.}$: Coeficiente de descarga a partir de datos experimentales.

En el modelado en el flujo multifásico debe tomarse en cuenta el efecto de colgamiento entre las fases de líquido y gas. El factor de resbalamiento se define como:

$$s = \frac{v_g}{v_l} \dots \dots \dots (ec. 3.16)$$

Donde:

v_g : Velocidad del gas.

v_l : Velocidad del líquido.

s: Factor de deslizamiento.

Así entonces se tiene que el gasto total de la mezcla es:

$$Q_m = Q_l \left(1 + s \frac{\alpha}{1 - \alpha} \right) \dots \dots \dots (ec. 3.17)$$

Donde:

Q_l : Gasto de líquido.

s: Factor de deslizamiento.

α : Fracción de gas.

Q_m : Gasto de la mezcla.

Como consecuencia, el coeficiente de descarga es mayor para los flujos donde la relación de resbalamiento es mayor que 1. Con el objetivo de corregir este efecto, se añade un factor de corrección, definido como la relación entre el flujo total que se obtiene del modelo de flujo homogéneo y el gasto total actual de la mezcla, teniendo en cuenta el resbalamiento; se tiene lo siguiente:

$$\frac{Q_h}{Q_m} = \frac{1}{1 + \alpha(s - 1)} \dots \dots \dots (ec. 3.18)$$

Donde:

Q_h : Gasto de flujo homogéneo.

Q_m : Gasto total de la mezcla.

s : Factor de resbalamiento.

α : Fracción de gas.

La utilización del dispositivo Venturi ha mejorado para medir los diferenciales de presión en el sistema cuando existe flujo multifásico. Los modelos de flujo utilizan las diferentes mediciones de caídas de presión para calcular la variación de la velocidad de flujo. Se presentó un modelo original y novedoso que se basaba en la presión que cae a través del dispositivo y en la recuperación de dicha presión al pasar por el difusor.

Este modelo de flujo se basa en el principio de balance de energía, el cual utiliza las mediciones de caídas de presión sobre las secciones de entrada y salida del dispositivo Venturi para calcular la producción de fluido que circula a través de él. Se tiene que la variación del flujo de líquido está directamente relacionada con la caída de presión a través del dispositivo y actúa independientemente del gas presente en la mezcla.

De la ecuación de balance de energía, se obtienen dos relaciones que serán clave, la primera es la que se muestra a continuación:

$$Q_l = (1 - \alpha)A_1 \sqrt{2 \frac{\Delta p_{dif}}{\rho_m \left(1 - \left(\frac{A_1^2}{A_2^2}\right) - K_d\right)}} \dots \dots \dots (ec. 3.19)$$

Donde:

K_d : Coeficiente de pérdidas.

Δp_{dif} : Caída de presión medida a través del difusor.

A_1 : Sección de entrada.

A_2 : Sección de garganta.

ρ_m : Densidad de la mezcla.

Q_l : Gasto de líquido.

α : Fracción de gas.

El coeficiente de pérdida K_d puede obtenerse experimentalmente y su valor más común es 0.5; así que será el valor con el que comúnmente se deba trabajar, aunque ya en el campo variará por las calibraciones que se realicen.

La segunda relación que se obtiene a partir del balance de energía es la relación que tiene la velocidad de flujo total y la caída de presión total en el dispositivo Venturi, es:

$$Q_m = \frac{A_3}{\left[1 + K_t - \left(\frac{A_3}{A_1}\right)^2\right]^{\frac{1}{2}}} \sqrt{2 \frac{\Delta p_{tot}}{\rho_m}} \dots \dots \dots (ec. 3.20)$$

Donde:

K_t : Coeficiente de pérdida.

A_1 y A_3 : Son las secciones de entrada y salida del Venturi.

ρ_m : Densidad de la mezcla.

Δp_{tot} : Caída de presión total del sistema.

Q_m : Gasto total de la mezcla.

En la **Figura 3.8** se muestra la variación del coeficiente de pérdida con respecto al número del Reynolds para cualquier dispositivo Venturi, y la cual puede utilizarse para verificar que coeficiente utilizar.

Así una de las innovaciones que se tiene en el dispositivo Venturi es la medición del flujo multifásico sin la necesidad de un medidor de fracción de gas.

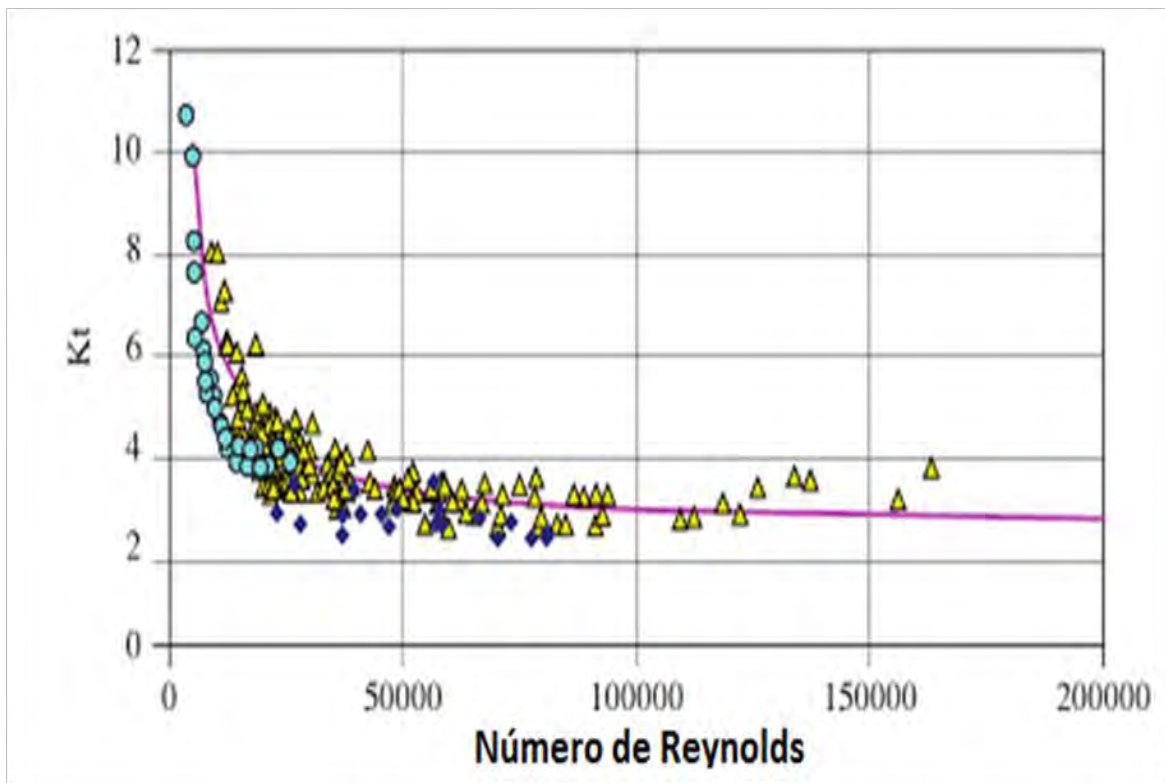


Figura 3.8 Gráfica del coeficiente de pérdida con respecto al número de Reynolds.⁴

3.3.4 Cálculo del gasto a través dispositivo Venturi.^{8,9}

El fluido que circula a través del dispositivo de Venturi experimenta cambios de presión y velocidad, y pueden calcularse las variaciones de ambos.

En la **Figura 3.9** se muestra un esquema del dispositivo Venturi que muestra las diferentes secciones donde tendremos los efectos de caída de presión de acuerdo a la geometría del sistema.

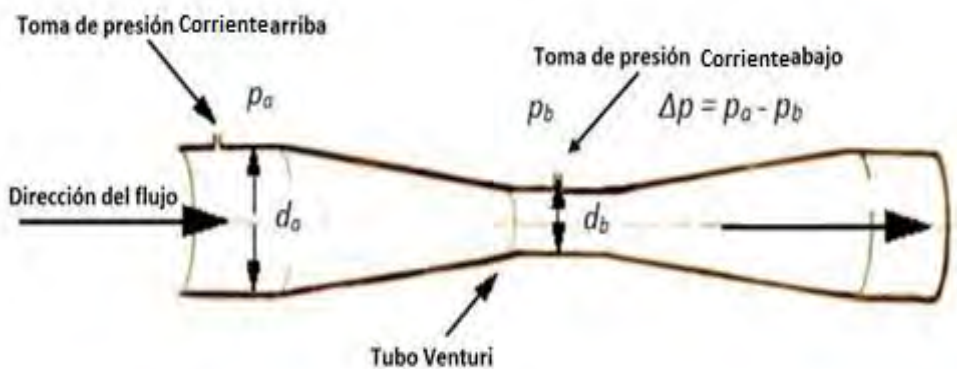


Figura 3.9 Esquema representativo del dispositivo Venturi para las diferentes secciones que lo integran.⁵

Para el cálculo del caudal que pasa a través del dispositivo, se utiliza la ecuación de Bernoulli para **fluido incompresible**, se tiene:

$$P_a - P_b = \Delta p = \frac{1}{2} \rho V_b^2 - \frac{1}{2} \rho V_a^2 \dots \dots \dots (ec. 3.21)$$

Donde, en unidades y dimensiones consistentes:

P_a : Presión de entrada.

P_b : Presión de salida.

ρ : Densidad.

V_b : Velocidad a la salida del sistema.

V_a : Velocidad a la entrada del sistema.

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \rho_1 \left(\frac{Q_1}{A_2} \right)^2 - \frac{1}{2} \rho_1 \left(\frac{Q_1}{A_1} \right)^2 \dots \dots \dots (ec. 3.22)$$

Donde:

P_1 : Presión de entrada.

P_2 : Presión de salida.

A_2 : Área en sección de salida.

A_1 : Área en sección de entrada.

Q_1 : Gasto en la entrada del sistema.

ρ_1 : Densidad del fluido en sección de entrada.

A partir de la ecuación de continuidad, la velocidad de la garganta V_b puede sustituirse de la ecuación anterior:

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho V_a^2 \left[\left(\frac{A_a}{A_b} \right)^2 - 1 \right] \dots \dots \dots (ec. 3.23)$$

Donde:

ρ : Densidad del fluido.

A_a : Área en sección de entrada.

A_b : Área en sección de salida.

V_a : Velocidad a la entrada del sistema.

Δp : Caída de presión.

Simplificando la ecuación y resolviendo la ecuación para la velocidad V_a y multiplicando por el área de sección transversal A_a , tenemos el siguiente caudal volumétrico Q :

$$Q = \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}} \frac{A_a}{\sqrt{\left(\frac{A_a}{A_b}\right)^2 - 1}} \dots \dots \dots (ec. 3.24)$$

Donde:

Δp : Caída de presión.

A_a : Área en sección de entrada.

A_b : Área en sección de salida.

ρ : Densidad del fluido.

Q : Caudal volumétrico.

Los fluidos no viscosos cumplen la ecuación anterior, por ello se añade un coeficiente de descarga C , donde se toma en cuenta la viscosidad de los fluidos:

$$Q = C \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}} \frac{A_a}{\sqrt{\left(\frac{A_a}{A_b}\right)^2 - 1}} \dots \dots \dots (ec. 3.25)$$

Donde:

Δp : Caída de presión.

A_a : Área en sección de entrada.

A_b : Área en sección de salida.

ρ : Densidad del fluido.

C : Coeficiente de descarga.

Q : Caudal volumétrico.

El coeficiente C depende del número de Reynolds y , por lo general, se encuentra en un rango de 0.90 – 0.98 para los tubos Venturi. En la **Figura 3.10** se presenta una gráfica del comportamiento del coeficiente de descarga respecto del número de Reynolds.

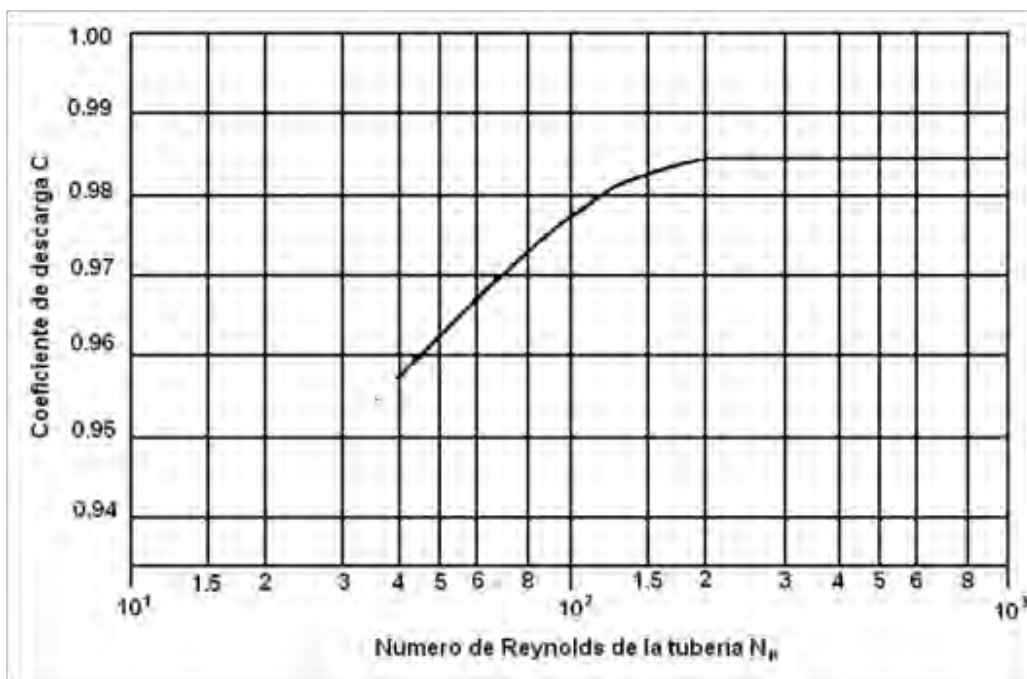


Figura 3.10 Gráfica del coeficiente de descarga con respecto del número de Reynolds.⁸

El gasto másico se obtiene multiplicando Q con la densidad del fluido:

$$Q_{mass} = \rho Q \dots \dots \dots (ec. 3.26)$$

Donde:

ρ : Densidad del fluido.

Q : Gasto en el sistema.

Q_m : Gasto másico.

Las presiones en la sección subida y en la garganta son las presiones reales, y las velocidades encontradas en la ecuación de Bernoulli son las velocidades teóricas. Ahora

se tiene que cuando se consideran las pérdidas en la ecuación de energía, las velocidades son las reales.

En la **Figura 3.11** se presenta el comportamiento de presión de los fluidos a través del dispositivo Venturi; se observa cómo la geometría del sistema es la causante de las variaciones de presión de los fluidos que circulan a través del dispositivo.

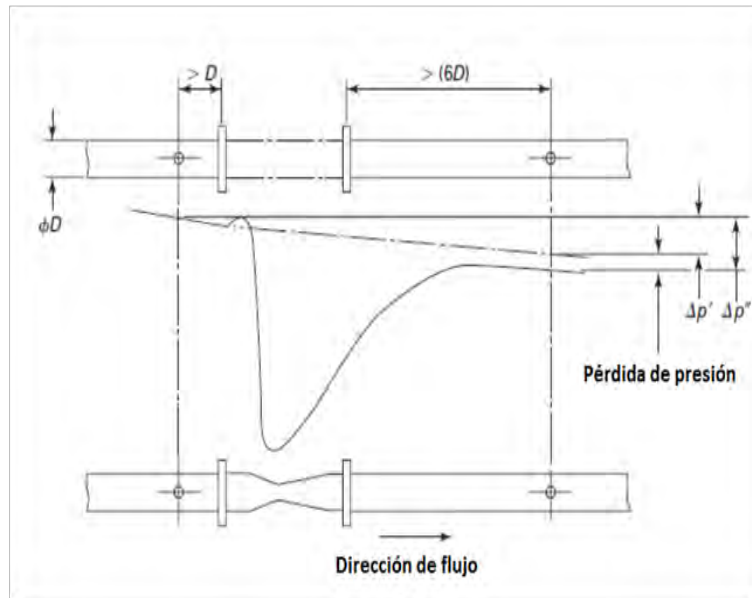


Figura 3.11 Esquema del comportamiento de presión de los fluidos respecto de la geometría del sistema.⁸

En la **Figura 3.12** se muestra un esquema del efecto Venturi en el cual se muestra el comportamiento a la entrada y salida del dispositivo.

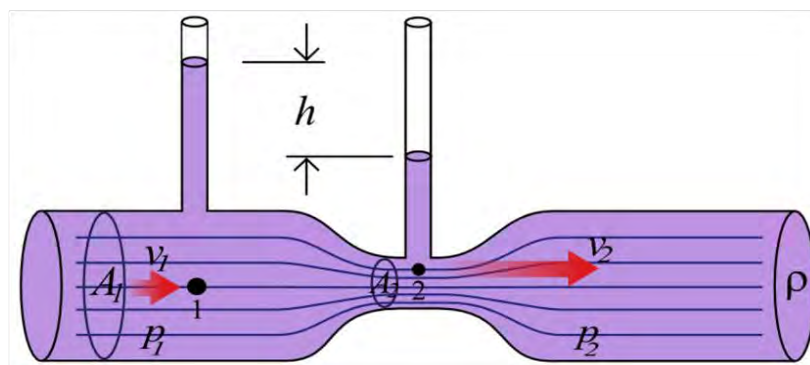


Figura 3.12 Esquema del efecto Venturi.⁸

Debe darse especial énfasis a la variación del peso específico con la presión, por lo que (Figura 3.12):

$$\frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} = \frac{P_1 - P_2}{\gamma} + (Z_1 - Z_2) - h_1 \dots \dots \dots (ec. 3.27)$$

$$V_2^2 - V_1^2 = 2g \left[\left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right) + (Z_1 - Z_2) - h_1 \right] \dots \dots \dots (ec. 3.28)$$

Donde:

V_2 : Velocidad en la salida del sistema.

V_1 : Velocidad en la entrada del sistema.

γ : Peso específico.

Z_1 : Altura en la entrada del sistema.

Z_2 : Altura en la salida del sistema.

g : Aceleración gravitacional.

h_1 : Perdida de la energía del fluido de sección de entrada a sección de salida.

Tomando en cuenta que:

$$A_1 = V_2^2 \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \dots \dots \dots (ec. 3.29)$$

Sustituyendo en la **ecuación 3.27**:

$$V_2^2 \left[1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \right] = 2g \left[\left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right) + (Z_1 - Z_2) - h_1 \right] \dots \dots \dots (ec. 3.30)$$

$$V_2 = \sqrt{\frac{2g \left[\left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right) + (Z_1 - Z_2) - h_1 \right]}{\left[1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \right]}} \dots \dots \dots (ec. 3.31)$$

Dónde:

A_1 : Área en sección de entrada del dispositivo.

A_2 : Área en sección de garganta del dispositivo.

V_2 : Velocidad en la salida del dispositivo.

P_1 : Presión en sección de entrada del dispositivo.

P_2 : Presión en sección de salida del dispositivo.

Z_1 : Altura en la entrada del sistema.

Z_2 : Altura en la salida del sistema.

g : Aceleración gravitacional.

h_1 : Perdida de la energía del fluido de sección de entrada a sección de salida.

γ : Peso específico [lb_f/pg³].

En la **ecuación 3.31** pueden realizarse dos simplificaciones; primero, la diferencia de elevación (Z_1-Z_2) es muy pequeña, aun cuando el mismo medidor se encuentre ubicado en posición vertical, por lo mismo será despreciable. Segundo, el término h_l es la pérdida de la energía del fluido mientras circula de la sección 1 a 2; por lo tanto, este valor h_l puede determinarse en forma experimental. Sin embargo, es más conveniente modificar la ecuación, eliminando h_l , e introduciendo un coeficiente de descarga C , por lo tanto tendremos:

$$V_2 = C \sqrt{\frac{2g \left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right)}{1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2}} \dots \dots \dots (ec. 3.32)$$

Donde:

C: Constante.

P₁: Presión a la entrada del dispositivo.

P₂: Presión a la salida del dispositivo.

g: Aceleración gravitacional.

γ : Peso específico.

A₁: Área en sección de entrada del dispositivo.

A₂: Área en sección de garganta del dispositivo.

La **ecuación (3.30)** puede ser utilizada para calcular la velocidad de flujo en la garganta del dispositivo. Sin embargo, por lo regular se desea calcular el gasto volumétrico, tenemos que:

$$Q = A_2 V_2 \dots \dots \dots (ec. 3.33)$$

entonces:

$$Q = C A_2 \sqrt{\frac{2g \left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right)}{1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2}} \dots \dots \dots (ec. 3.34)$$

Donde:

C: Constante.

A₂: Área de salida del sistema.

A_1 : Área de entrada del sistema.

γ : Peso específico.

P_1 : Presión a la entrada del dispositivo.

P_2 : Presión a la salida del dispositivo.

g : Aceleración gravitacional.

Q : Flujo volumétrico.

El valor del coeficiente C dependerá del número de Reynolds de flujo y de la geometría real del medidor.

3.3.5 Aplicación programada para calcular el gasto a través del Venturi

Hay disponibles varios programas y aplicaciones en internet y otras ubicaciones, para calcular el gasto a través del dispositivo Venturi. No obstante, dichas aplicaciones sólo contemplan el flujo en una sola fase (modelo homogéneo). Por lo tanto se programó en Visual Basic para aplicaciones en Excel una subrutina para resolver las ecuaciones del modelo pseudo homogéneo y proporcionar una herramienta para la medición de fluidos a través del Venturi. Este programa se nombró VenFlow.

La aplicación que se programó (VenFlow) utiliza las ecuaciones presentadas en la sección 3.3.3.2, para medir el gasto a través del Venturi. Se eligió este modelo porque, a diferencia de los otros modelos disponibles (modelo homogéneo y modelo de flujo separado), este modelo se asemeja más a las condiciones reales en las que fluye la mezcla de gas, el químico reductor de viscosidad y fluidos producidos en el pozo.

El modelo homogéneo sólo toma en cuenta el flujo de una pseudo fase (monofásico); tomando en cuenta la cantidad de gas que se inyecta al pozo, y el gas que pueda producir el mismo, se estaría incurriendo en un error significativo si se utiliza este modelo.

El modelo en flujo separado, como su nombre lo indica, contempla dos fluidos moviéndose a velocidades distintas y como dos fases distintas. Lo anterior supone que los fluidos no se mezclan en absoluto, situación que difiere de la situación real de la mezcla en cuestión.

El modelo pseudo homogéneo, a diferencia del modelo homogéneo, toma en cuenta un factor de resbalamiento entre las fases y una fracción de gas. Dicho modelo reporta los resultados más parecidos a las pruebas experimentales y debido a que considera dos fases moviéndose como una sola, se eligió para estimar el gasto a de una mezcla bifásica a través del Venturi.

El diagrama de flujo del programa se presenta en la **Figura 3.13**.

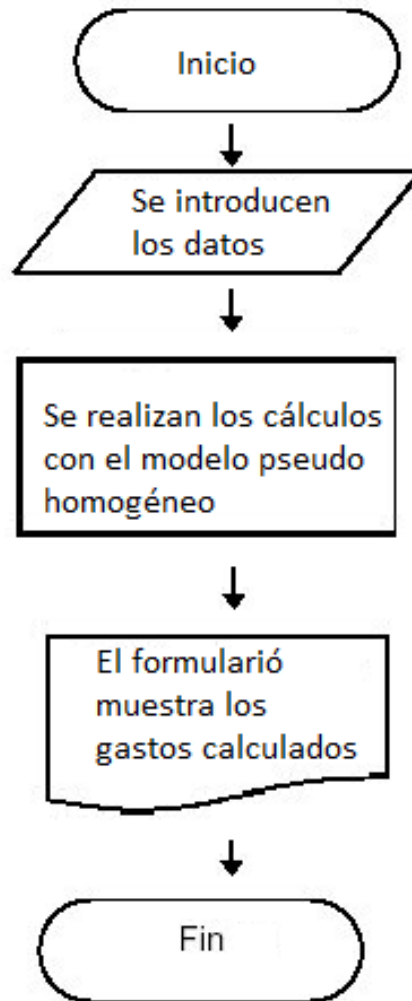


Figura 3.13 Diagrama de flujo de la programa desarrollado Venflow.

El programa se encuentra como un archivo de Excel, y la macro correrá al pulsar sobre el botón Mostrar aplicación, como se muestra en la **Figura 3.14**.

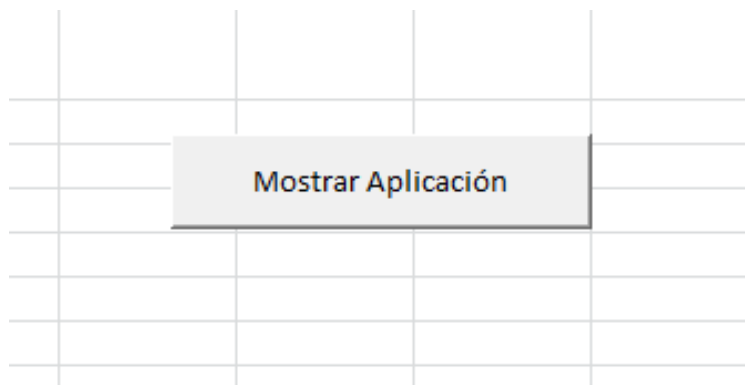


Figura 3.14 Captura del botón que abre la macro programada.

La macro muestra un formulario que contiene cajas de texto para introducir los datos de entrada. La **Figura 3.15** muestra el arreglo del formulario, donde se especifican las unidades requeridas de entrada y las unidades que se entregarán en la salida.

Gasto a través del Venturi

Entrada de datos:

Diferencia de presión, Δp : a **psi**

Diametro de la garganta, D_b : **pg**

Coeficiente de descarga, C_q :

Densidad del líquido, ρ : **lb/in³**

Fracción de gas, α :

Factor de resbalamiento:

Diagrama del Tubo Venturi:

Toma de presión Corriente arriba: p_a

Toma de presión Corriente abajo: p_b

$\Delta p = p_a - p_b$

Dirección del flujo

d_0

d_b

Tubo Venturi

Calcular Gastos

Figura 3.15 Formulario de entrada y salida de datos.

El programa arroja en una hoja de Excel el gasto volumétrico esperado tanto de aceite en BPD como de gas en MMPCED.

3.4 Sistema de bombeo neumático utilizando tecnología Venturi e inyección de químicos.

Ésta variante de bombeo neumático surgió de la necesidad de mejorar la producción en campos maduros de la región norte de México que producen crudo pesado y se presentan como un reto debido a sus avanzadas condiciones de explotación.

La variante que se presenta en este trabajo tiene como objetivo optimizar la producción de hidrocarburos pesados a través de la inyección de una mezcla de gas de bombeo

neumático y un químico reductor de viscosidad por medio de una tubería interna, colocada dentro de la tubería de producción. Adicionalmente, al final de la sarta de tubería interna, se instala un dispositivo tipo Venturi en un arreglo que se mostrará más adelante.



Los principales objetivos de combinar el bombeo neumático con tecnología Venturi y con tratamiento químico son:

- Reducir la presión de fondo del pozo.
- Reducir la viscosidad del crudo.
- Reactivar o aumentar la producción del pozo.

3.4.1 Equipo Superficial

La configuración del equipo superficial de la variante en cuestión, integra dos campos de los sistemas artificiales de producción: el bombeo neumático y la inyección mediante tubería capilar.

Los elementos que conforman el equipo superficial son los que se listan a continuación, apuntando a qué tipo de sistema pertenece cada uno:

- | | | |
|---|---|-------------------|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Estación de compresión de gas. 2. Línea de inyección del gas. 3. Árbol de válvulas. |  | Bombeo neumático |
| <ol style="list-style-type: none"> 4. Tanque de producto químico. 5. Bomba de inyección. 6. Estopero preventor o "Pack-Off". 7. Grampa. 8. Difusor |  | Inyección capilar |

En el punto **2.5.1** del capítulo dos, se detalló el propósito de los elementos 1,2 y 3 de éste sistema, mientras que en el punto **3.2** de éste capítulo se detallaron los elementos 4 a 8.

El árbol de válvulas presenta una modificación al instalarle un cabezal perteneciente a la tubería interna en la parte superior de la cruz de flujo de la TP.

Basado en la **Figura 3.16**, la inyección del gas, a diferencia del bombeo neumático convencional, se realiza por medio del cabezal de la tubería interna que se agrega (marcado con el número 1) y no por el cabezal de la última TR (marcado con el número 2). El proceso se detalla más adelante en el punto **3.4.3** de este capítulo.

La configuración del equipo superficial de la variante de bombeo neumático se presenta a continuación, utilizando una bomba eléctrica alimentada con un panel solar. (Figura 3.16).

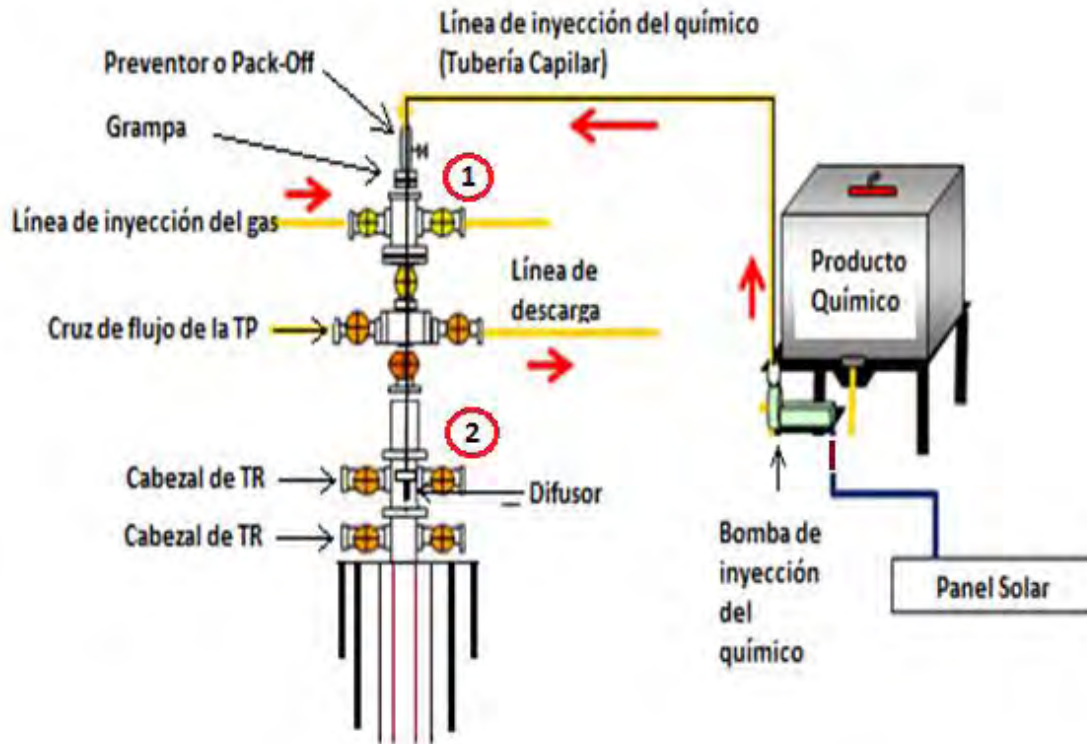


Figura 3.16 Esquema del equipo superficial de la variante de bombeo neumático con bomba eléctrica.

A diferencia de un sistema de inyección capilar convencional, en este sistema la tubería capilar no se introduce hasta el fondo del pozo, sino hasta una profundidad superficial con la finalidad de que el químico reductor de viscosidad se mezcle con el gas de inyección y dicha mezcla viaje hasta el punto de colocación del dispositivo Venturi, donde será inyectada. Lo anterior puede traducirse en una ventaja al momento de reducir tiempos de instalación del capilar.

El hecho de que la profundidad de inyección del químico sea muy somera, reduce los requerimientos de potencia en la bomba de inyección y por consiguiente ahorra energía. Como se mencionó en el punto 2.5.1, existen dos tipos de bomba de inyección y en caso de seleccionar una bomba eléctrica, la instalación de un panel solar para alimentarla también resultaría en un ahorro de energía considerable para el análisis económico.

Es una configuración relativamente sencilla y en México se han aplicado sistemas similares en donde se complementan tanto el sistema de bombeo neumático como el de tubería capilar, con la diferencia de que en esos sistemas la inyección del gas se realiza por la tubería de revestimiento y, por separado, se inyectan los químicos a través de la

tubería capilar, colocando esta ya sea dentro de la tubería de producción o flejada por fuera de ella en el espacio anular TP-TR.

3.4.2 Equipo Subsuperficial

El equipo de fondo de pozo de esta variante es el que presenta las modificaciones más notorias en cuanto al bombeo neumático convencional, ya que no se usan válvulas de BN para la inyección de la mezcla de gas y químico y la mayoría de los elementos subsuperficiales se conjuntan en un sólo dispositivo que se muestra más adelante.

El equipo subsuperficial integra los siguientes elementos:

- **Tubería Interna.** Tiene un diámetro de 1.6 pulgadas y a través de dicha tubería entra el gas de inyección y el reductor de viscosidad, los cuales posteriormente se desvían a una tubería de diámetro más reducido (tubería capilar).

Al final de ésta tubería se instala el dispositivo que es el corazón de esta variante, en el que se alojan el dispositivo Venturi, la válvula de inyección y un desviador de flujo.

- **Dispositivo Venturi.** Este dispositivo tiene la finalidad de variar el comportamiento de velocidad y presión de los fluidos provenientes del yacimiento y que viajarán hasta la superficie; este dispositivo junto con la inyección de la mezcla de gas y el reductor de viscosidad, ayudarán a reducir la presión de fondo del pozo y transportar los fluidos de manera eficiente y óptima hasta la superficie.

Este dispositivo se encargará de disminuir la presión y aumentar la velocidad del fluido desde su entrada hasta su garganta del dispositivo, y a la salida estos parámetros se invertirán y la presión aumentará mientras que la velocidad disminuirá.

La presión no será de la misma magnitud a la entrada que a la salida del dispositivo, será menor a la salida y con ello se logra reducir la presión de fondo del pozo. A este dispositivo, en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), también se le llama *mejorador de patrón de flujo tipo Venturi*.¹³

- **Desviador de flujo.** La principal función del desviador de flujo es enviar los fluidos provenientes del yacimiento hacia el espacio anular entre la tubería interna y la TP para que sean producidos a través de la TP.

Está situado justo debajo de la tubería interna y por encima del dispositivo Venturi. Es el que recibe los fluidos después de que han pasado por el dispositivo Venturi.

En la **Figura 3.17** se muestra un esquema del mecanismo que contiene el desviador de flujo, la tubería capilar por donde se inyectara la mezcla de gas con el reductor de viscosidad y la válvula de gas.

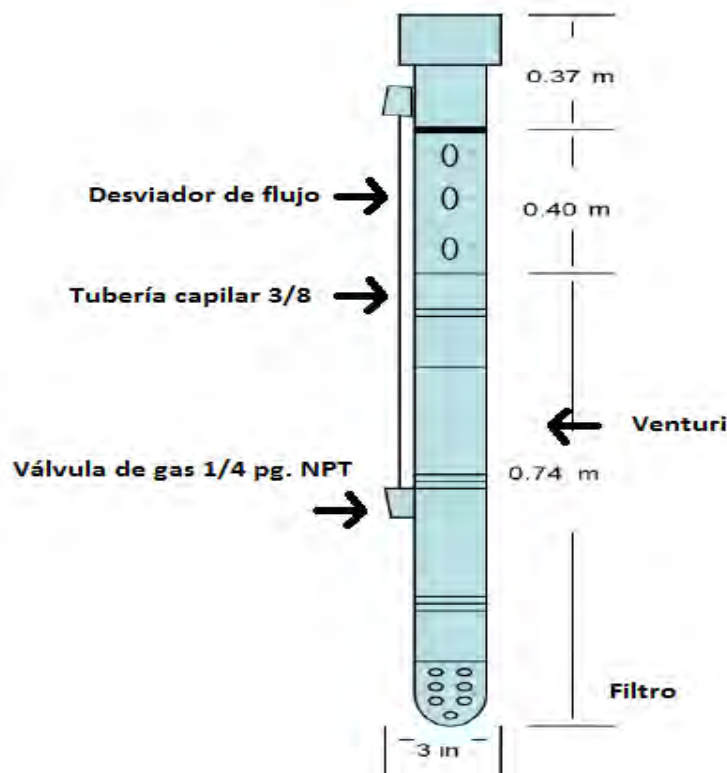


Figura 3.17 Esquema y dimensiones del mecanismo de fondo de pozo que conjunta el desviador de flujo, tubería capilar, el dispositivo Venturi y la válvula de gas.⁵

- **Válvula o llave de gas.** Está válvula actúa de manera similar a una válvula check, de tal manera que sólo permite la entrada de la mezcla hacia la zona donde se encuentran los fluidos, e impedirá el regreso de los mismos.

Está se encuentra colocada en el punto de inyección de la mezcla e impedirá que los fluidos tanto de la mezcla como de los fluidos provenientes del yacimiento ingresen por ese medio, así solo saldrá la mezcla de gas y químico y no permitirá su entrada nuevamente. Se utiliza una llave NPT de $\frac{1}{4}$ pg, y se pueden encontrar gran variedad de válvulas de gas disponibles.

Tiene un funcionamiento muy simple aunque debe ser correctamente seleccionada para la presión que manejará; cuando el gas tenga la suficiente presión abrirá la válvula. La geometría o configuración de estas válvulas puede apreciarse en la **Figura 3.18**.

En la **Figura 3.19** se muestra la estructura sub superficial del dispositivo Venturi con los elementos que comprenden el sistema en general.

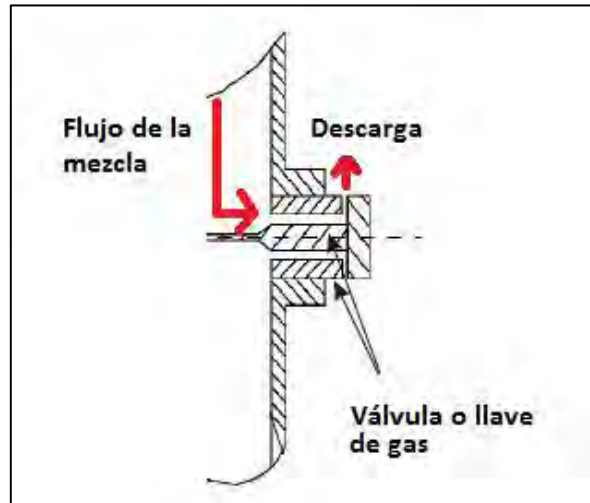


Figura 3.18 Esquema de una válvula o llave de gas usada para la variante de BN con Venturi.⁵

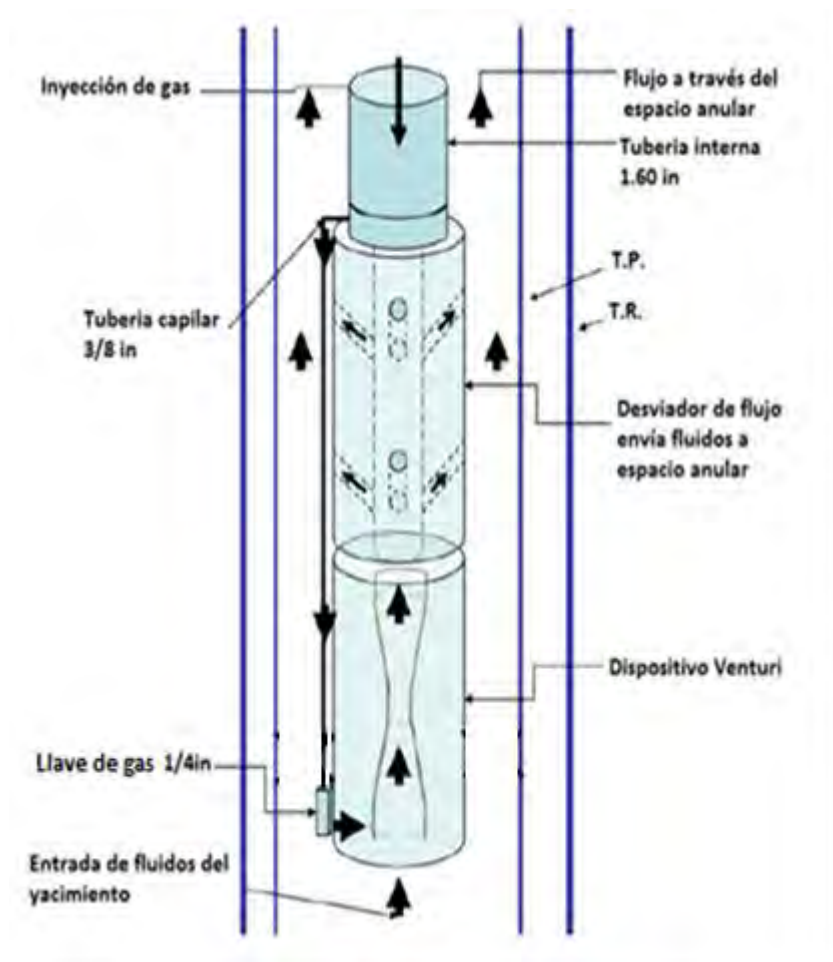


Figura 3.19 Estructura interior del pozo con la implementación del dispositivo Venturi.⁵

3.4.3 Principio de operación y descripción del proceso.⁵

El principio de operación de este sistema de bombeo neumático con el dispositivo Venturi, es similar al principio de bombeo neumático convencional, pero se añaden otros mecanismos de producción al implementar el dispositivo

- a) En la superficie se envía el gas a alta presión por medio de compresores, de acuerdo al diseño previamente realizado para que la inyección pueda llegar con suficiente energía hasta la profundidad de inyección en el fondo, esta línea de gas se conectara directamente en uno de los distribuidores de flujo de la tubería interna, por donde ingresará este gas (**Figura 3.20**).

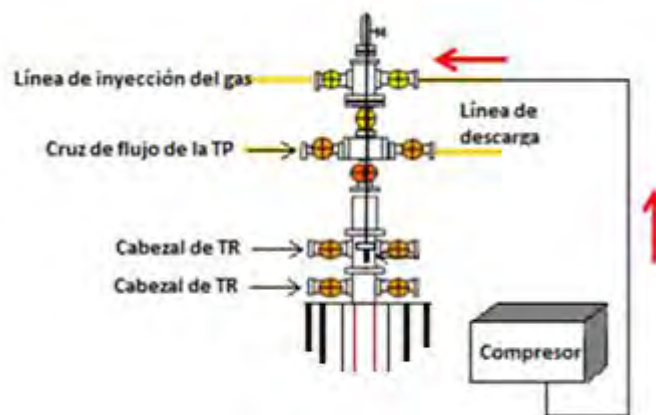


Figura 3.20 Esquema de conexión superficial de compresor.

- b) El reductor de viscosidad se encuentra contenido en un tanque de almacenamiento y pasa a través de una bomba, la cual le dará potencia para después viajar a través de la línea de flujo y conectarse al cabezal del pozo (**Figura 3.21**).

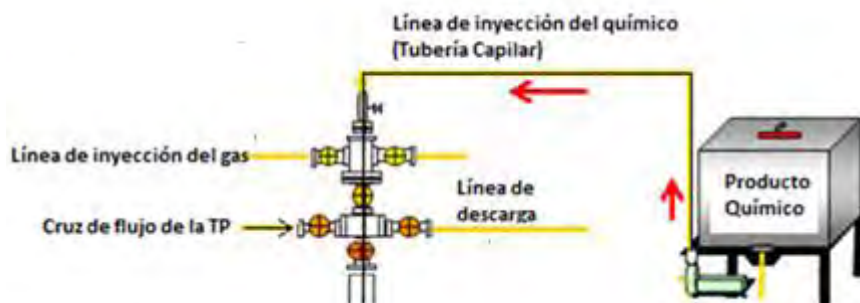


Figura 3.21 Esquema de conexión superficial del reductor de viscosidad.

- c) La mezcla de gas con el reductor de viscosidad se mezclan en la superficie, para continuar su camino al fondo del pozo (**Figura 3.22**).

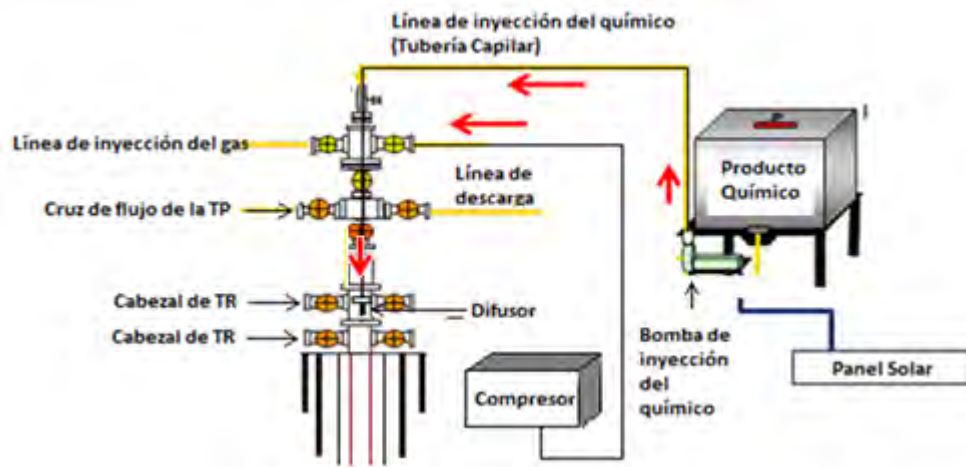


Figura 3.22 Esquema superficial de la mezcla de gas con reductor de viscosidad.

- d) Al llegar a la profundidad donde se encuentra el desviador de flujo, la mezcla de químico y el gas de BN se desvía a la tubería capilar de 3/8 pg., que será la última tubería por donde fluirá la mezcla antes de ser inyectada (**Figura 3.23**).

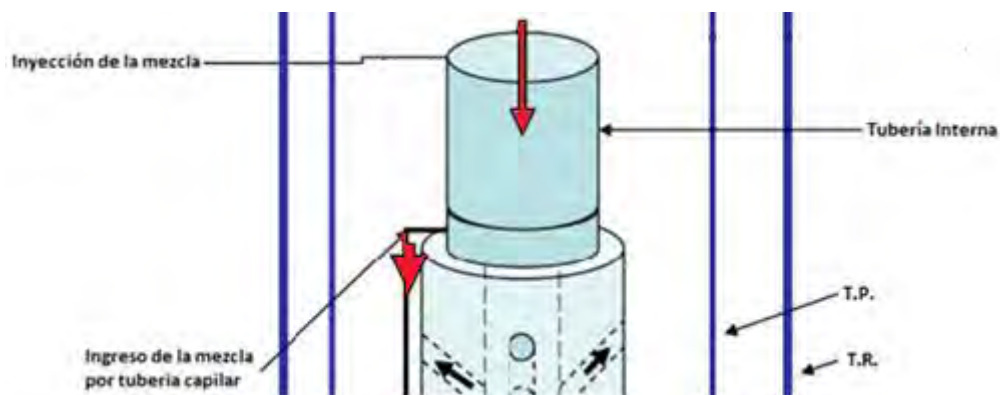


Figura 3.23 Esquema de la circulación de la mezcla a través de Tubería Capilar.⁵

- e) La mezcla de gas y el reductor de viscosidad saldrán a través de la válvula de gas a la profundidad de inyección previamente diseñada y donde también estará colocado el dispositivo Venturi. Esta mezcla entra en contacto con los fluidos provenientes del yacimiento para combinarse y formar una nueva mezcla (**Figura 3.24**).

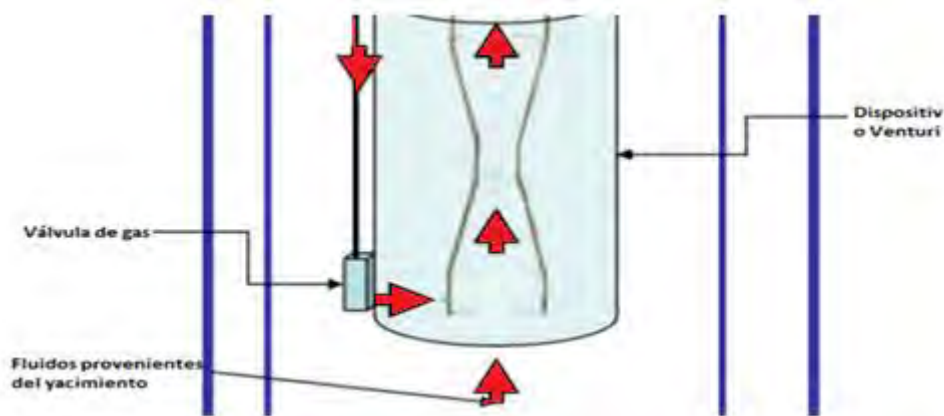


Figura 3.24 Esquema del punto de Inyección de la mezcla.⁵

- f) Al mezclarse los fluidos del yacimiento con la mezcla proveniente de superficie, el químico inyectado ocasionará una disminución en la viscosidad del crudo proveniente del pozo, mientras que el gas del bombeo neumático reduce la densidad de la columna; en conjunto, estos dos efectos mejoran las condiciones del flujo hacia la superficie.
- g) Los fluidos ingresan enseguida al dispositivo Venturi que, como se dijo previamente, servirá para reducir la presión de fondo del pozo a la salida del dispositivo.
- h) Luego de salir del Venturi, los fluidos llegan al desviador de flujo, el cual enviará los fluidos provenientes del yacimiento hacia el espacio anular formado entre la TP y la tubería interna y por donde serán llevados a superficie (**Figura 3.25**).

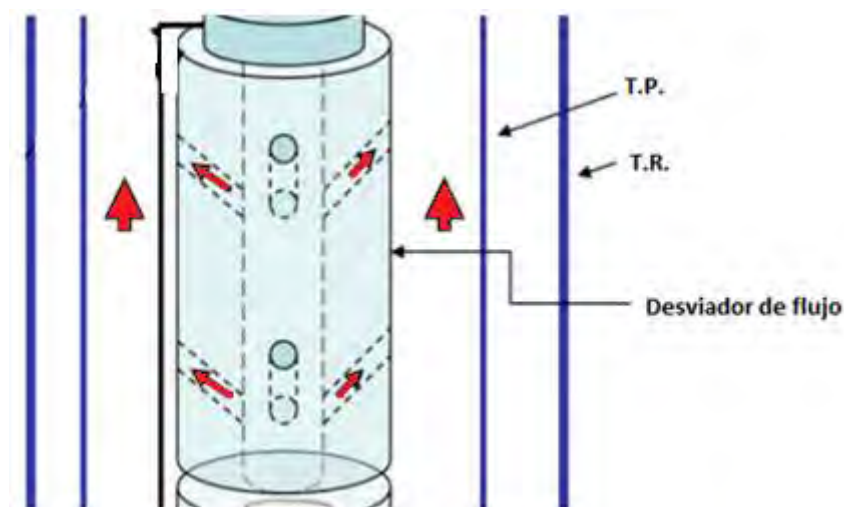


Figura 3.25 Esquema del desviador de flujo.⁵

- i) Finalmente la mezcla de fluidos llega a superficie y se produce por la línea de descarga (Figura 3.26).

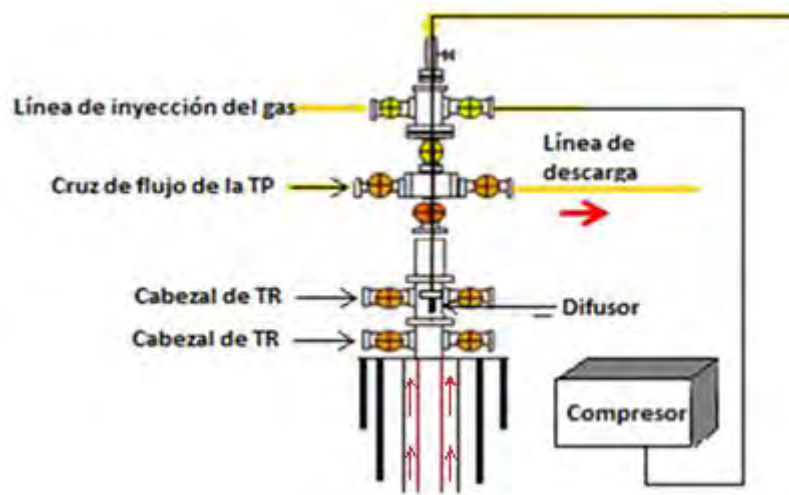


Figura 3.26 Esquema de ubicación de línea de descarga.

De tal manera es como se consigue una reducción en la densidad de la columna de fluidos, una reducción en la viscosidad del crudo y una reducción de la presión de fondo; estos mecanismos de producción favorecen el incremento de la productividad de un pozo con problemas de baja producción debido a la alta viscosidad del crudo.

Así es como de acuerdo a esta descripción del proceso se tiene el funcionamiento del bombeo neumático con la implementación del dispositivo Venturi, mencionando de manera específica las funciones tanto en superficie como en el fondo, para tener una óptima y funcional producción de parte del sistema.

3.4.4 Metodología de diseño

Para ejecutar la metodología de diseño de la variante de bombeo neumático con tecnología Venturi, se utilizó el programa de computadora para análisis de sistemas, WellFlo, que sirve para diseñar, modelar y optimizar pozos petroleros que fluyan naturalmente o con ayuda de un sistema artificial de producción.

Se encontraron las siguientes limitaciones en el programa, por las cuales se tuvieron que hacer varias suposiciones para tratar de hacer un modelo lo más representativo posible:

1. No se pueden simular dos tuberías del mismo tipo (de producción o revestimiento) concéntricas a la misma profundidad.

2. No existe la opción de simular la instalación de un estrangulador de fondo tipo Venturi.
3. No se puede variar la presión de fondo fluyendo para analizar el efecto de la variación en la producción.

A fin de poder crear un diseño lo suficientemente representativo se trabajará en el programa WellFlo realizando suposiciones con el propósito de superar las limitaciones que tiene por defecto el programa de computadora.

Para enfrentar la limitación número uno listada previamente, se ajustará el modelo real que, en este caso, integra una tubería de producción de 4.5 pg. con una tubería interna concéntrica de 1.6 pg., con los fluidos producidos fluyendo a través del espacio anular formado entre éstas y el gas siendo inyectado a través de la tubería interna de 1.6 pg.

El ajuste consistirá en adaptar un sólo tamaño de tubería de producción cuya área de flujo sea lo más cercana posible al área de flujo real. De igual forma, se adaptará un tamaño de TR cuyo espacio anular formado con la TP ajustada tenga la misma área de la que tiene la tubería interna. De este modo se puede ingresar al programa una sola tubería de producción y una sola tubería de revestimiento para evitar que el programa emita un error al tener dos tuberías del mismo tipo (de producción o revestimiento) a la misma profundidad. El ajuste se muestra gráficamente en la **Figura 3.27**.

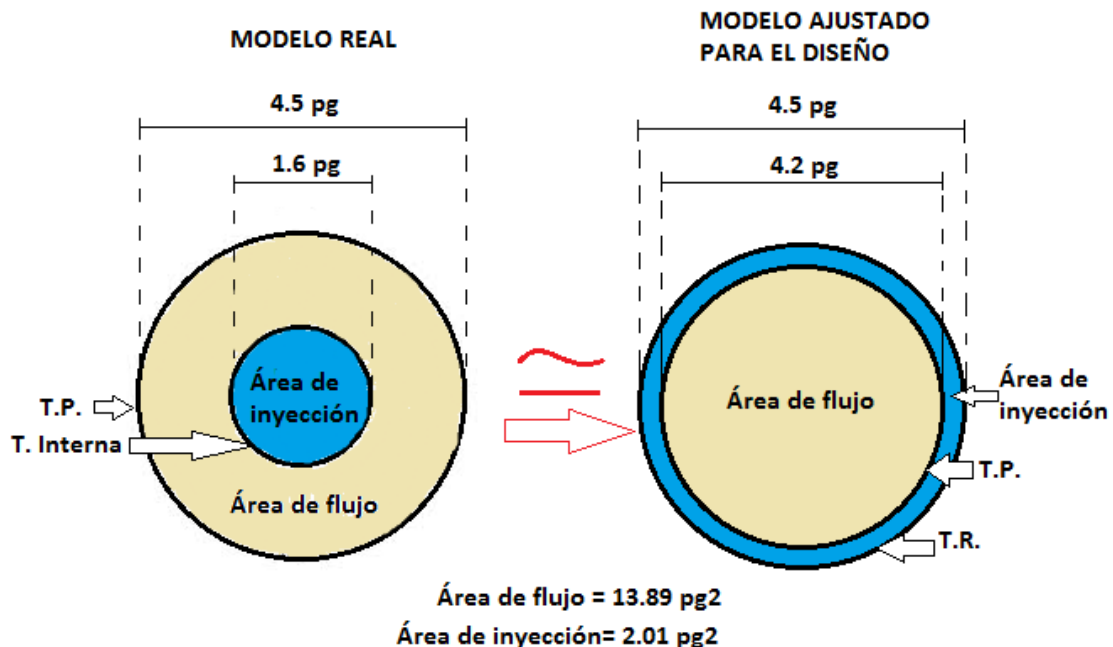


Figura 3.27 Esquema del ajuste hecho para realizar el diseño de la variante de BN con Venturi.

Utilizando la **ecuación 3.36** se puede calcular el diámetro de TP que se ingresará al programa de cómputo, mientras que el diámetro de TR que se ingresará al programa tendrá el mismo valor que la TP real.

$$\text{Área de flujo} = \text{Área TP} - \text{Área interna} \dots \dots \dots \text{(ec. 3.35)}$$

$$\text{Diámetro TP diseño} = 2 * \sqrt{\frac{\text{Área de flujo}}{\pi}} \dots \dots \dots \text{(ec. 3.36)}$$

$$\text{Diámetro TR diseño} = \text{Diámetro TP real} \dots \dots \dots \text{(ec. 3.37)}$$

Para superar la limitación número dos, el Dr. Alberto López Enríquez, autor del artículo **“Using a New Hybrid Artificial Lift System for Mature Heavy Oil Fields”**, sugiere las siguientes suposiciones para poder reproducir el efecto del Venturi en el pozo:

- Aceptar que el principio de operación del Venturi es cierto.
- Basado en el principio del Venturi, en la entrada del Venturi existe una reducción en la presión mientras se aumenta la velocidad del flujo.
- Que esta reducción en la presión a la entrada del Venturi, puede ser aceptada como una reducción “efectiva” de la presión de fondo fluyendo en la cara de la formación. (Esto implicaría que a cualquier profundidad que se instale el Venturi, la presión de fondo fluyendo disminuiría y la profundidad que impactaría sería la de inyección del gas).

Estas suposiciones implican que se debe cambiar el valor de la presión de fondo fluyendo en el programa de cómputo, y es ahí de donde surge la tercera y última limitación, el programa no contiene la opción de cambiar ese valor.

La solución encontrada fue cambiar los valores de la presión diferencial de la válvula de BN, bajo el siguiente argumento:

- Se define la presión diferencial de la válvula como la cantidad de presión que debe exceder la presión en el espacio anular TR-TP para operar. Así, si la presión en el espacio anular TR-TP es fija, una reducción en la presión diferencial de la válvula indicaría que la presión dentro de la TP también se redujo. De esta manera se puede relacionar esta reducción en la TP como una reducción de la presión de fondo fluyendo.

Al suponer todas las situaciones mencionadas, los resultados deben ser analizados con precaución y teniendo en mente los posibles errores que dichas suposiciones podrían acarrear.

A continuación se muestra un diagrama de bloques que describe los pasos a seguir de la metodología de diseño para esta variante de bombeo neumático con tecnología Venturi (**Figura 3.28**).

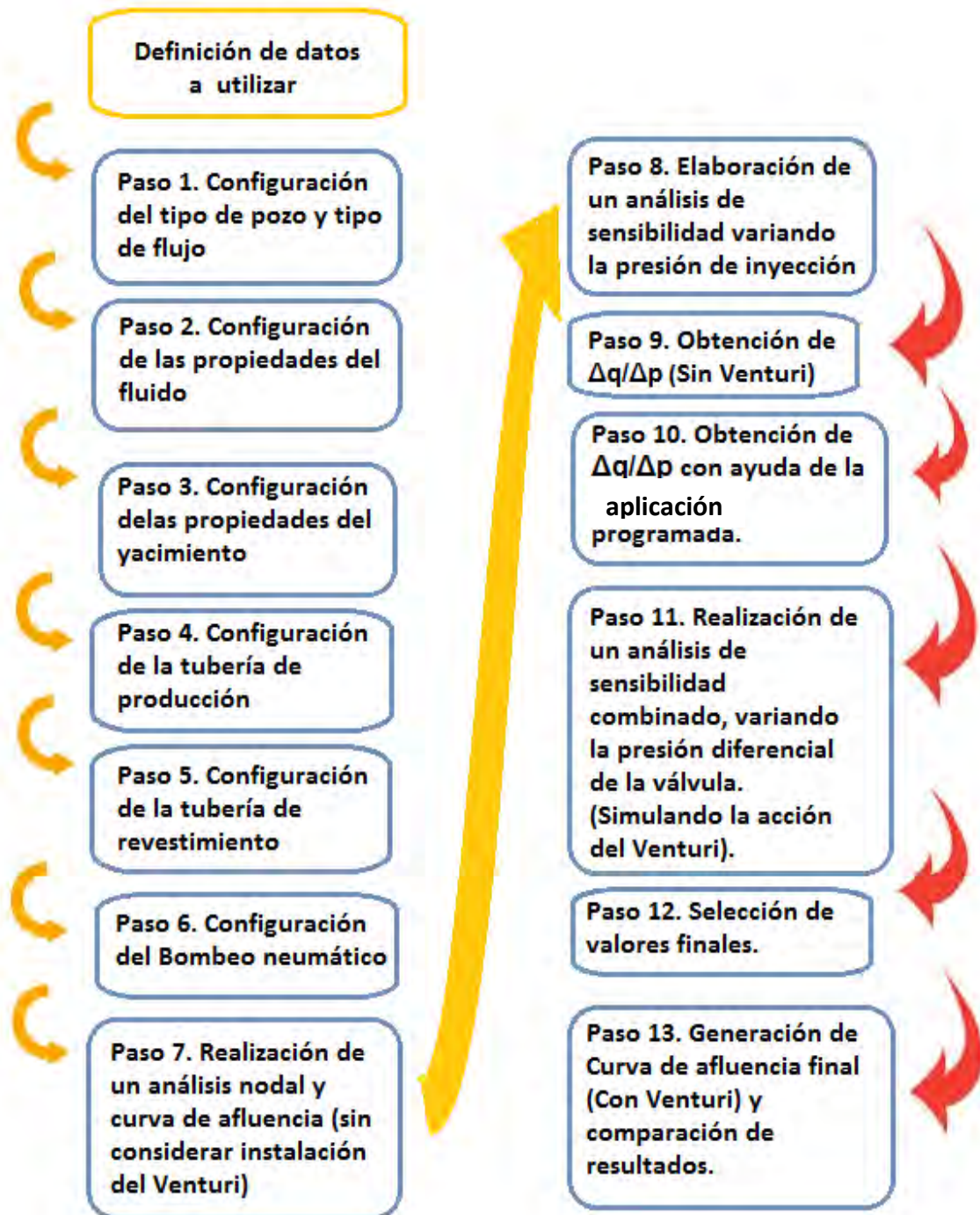


Figura 3.28 Diagrama de bloques para la metodología de diseño.

Ahora, una vez delimitado el alcance de la metodología, se procede a utilizar el programa WellFlo versión 4.1.0.7. Los datos con los que se trabajará serán los mostrados en la **Tabla 3.2.**

Tabla 3.2 Datos para ejecutar la metodología de diseño.

<i>Variable</i>	<i>Valor</i>
Gravedad API del aceite [°API]	11.4
Gravedad específica del aceite	0.82
Gravedad específica del agua	1.1
Relación Gas-Aceite [PCS/STB]	451
Corte de agua [%]	20
Presión media del yacimiento [Lb/pg ²]	853
Presión de burbuja	1023
Temperatura del yacimiento [°F]	104
Presión de fondo fluyendo experimental	650
Gasto total experimental [BPD]	24
Viscosidad después del tratamiento químico [cp]	10,000
Profundidad de TP [m]	200
Profundidad de los disparos [m]	485
Diámetro de IT [pg] (Obtenido del ajuste con la ecuación 3.36)	4.2
Diámetro de TR [pg] (Obtenido del ajuste con la ecuación 3.37 y considerando el espesor de la tubería)	4.650
Presión de inyección del gas [Lb/pg ²]	169
Gravedad específica del gas de inyección	0.66
Presión diferencial de la válvula [Lb/pg ²]	86
Tasa de inyección del gas [MMPCS/día]	0.08
Profundidad de inyección del gas [m]	113

Una vez definidos los datos con los que se trabajará se procede a trabajar con el programa siguiendo los siguientes pasos:

1. Del lado izquierdo de la pantalla, se selecciona la sección **Well and Flow Type**, en la sección *Well Type* se selecciona el tipo *Productor*, en la sección *Artificial Lift Method* se selecciona *Gas lift*, mientras que en *Flow Type* se selecciona *Tubing*, en *Fluid Type* se selecciona *Black Oil* y para terminar en *IPR Model* seleccionamos *Vertical*, como se ilustra en la **Figura 3.29**.

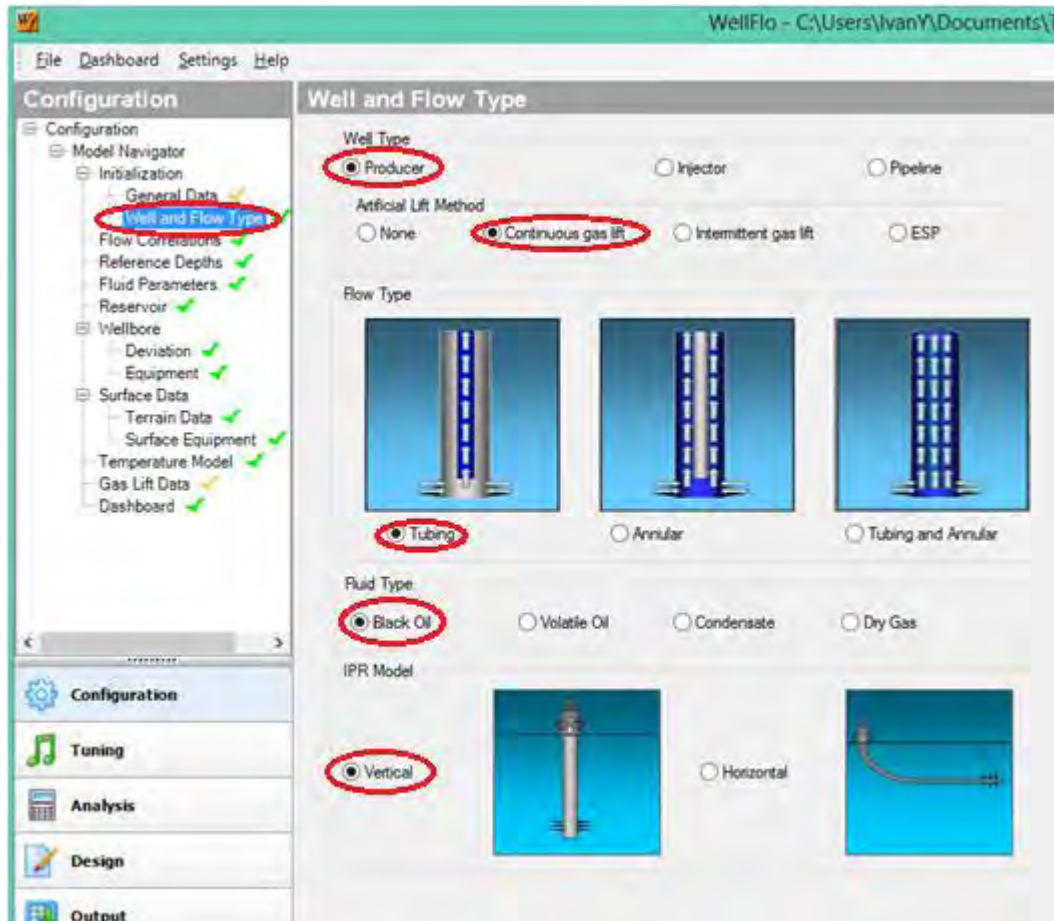


Figura 3.29 Selección del tipo de pozo y tipo de flujo en el programa WellFlo.

2. Ahora seleccionamos, de la parte izquierda de la pantalla, la opción de *Fluid Parameters* e introducimos los datos que se solicitan y que fueron proporcionados en la **Tabla 3.2**, se cuenta con la opción de elegir las correlaciones que se crean más convenientes y representativas. Esto se muestra en la **Figura 3.30**.

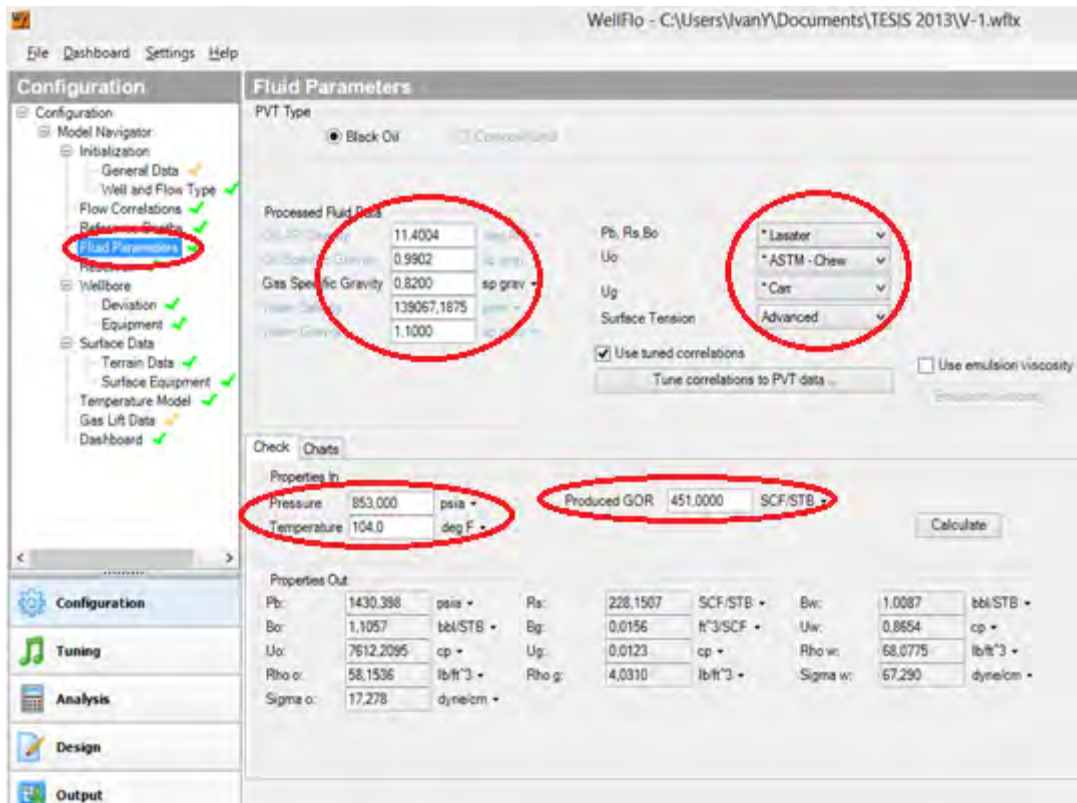


Figura 3.30 Inserción de los valores de las propiedades del fluido.

- Una vez ingresados los datos del fluido, de la barra de configuración se selecciona la opción *Reservoir*. Debido a que tenemos información de campo, de la barra de herramientas del lado derecho se selecciona la opción *Test Data* y se ingresan los datos que pide el programa. Se elige el modelo de IPR de Vogel para calcular el comportamiento de afluencia. La captura de pantalla la muestra la **Figura 3.31**.

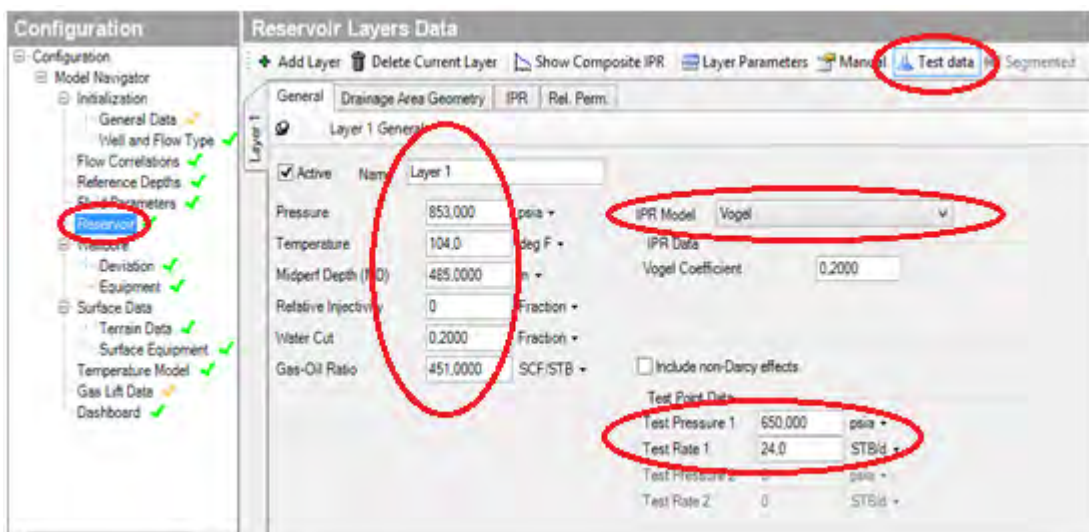


Figura 3.31 Ingreso de los datos del yacimiento obtenidos de pruebas.

- Lo siguiente es configurar las tuberías que se encuentran en el pozo, para esto seleccionamos de la barra de configuración la opción *Equipment* y, del lado derecho de la pantalla, ubicamos la pestaña *Tubing* para ingresar los datos de la tubería de producción (Figura 3.32).

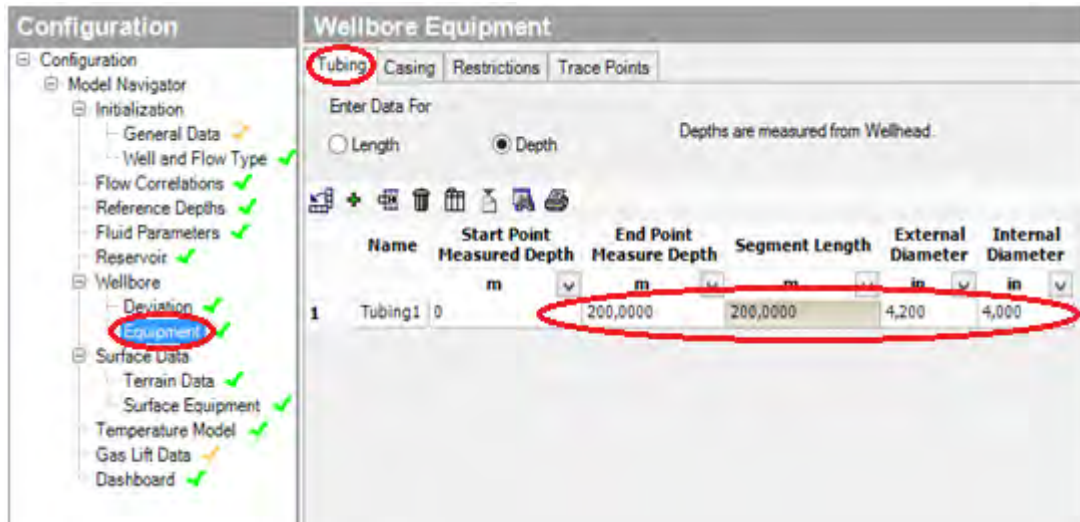


Figura 3.32 Inserción de datos de la tubería de producción.

- Ahora se selecciona la pestaña *Casing* para ingresar los datos de la tubería de revestimiento; debido a que no se hay otro tipo de equipo en el pozo, las pestañas *Restrictions* y *Trace Points* no se modificarán (Figura 3.33).

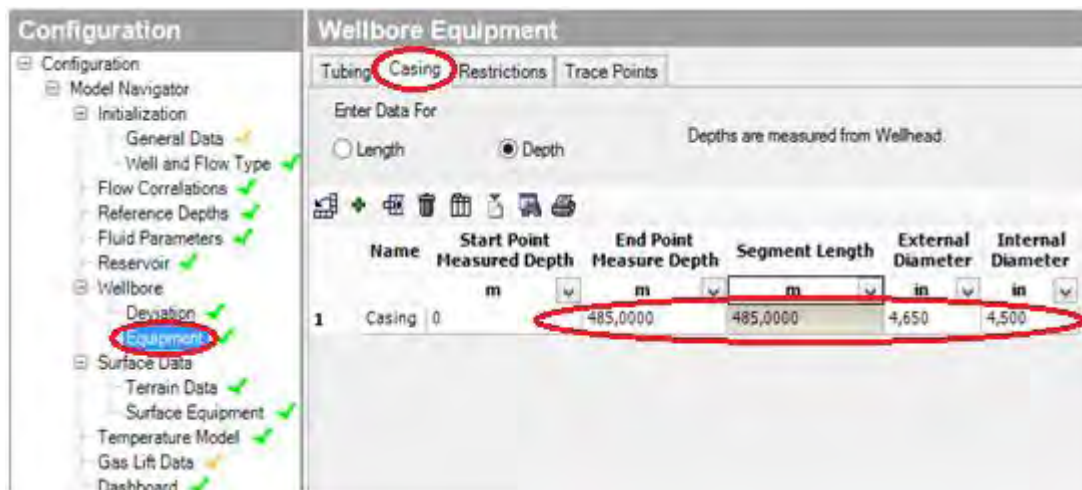


Figura 3.33 Inserción de datos de la tubería de revestimiento.

- En la opción *Gas Lift Data* se introducen los datos de presión de inyección, densidad relativa del gas de inyección, presión diferencial de la válvula, gasto de inyección del gas y la profundidad máxima de Inyección. En el caso de que se decida trabajar con el gasto de inyección de gas se marca la opción *Use Qgi*; para especificar la relación de gas-líquido inyectado se marca la opción *Use GLRi*, en el caso actual trabajaremos con el gasto de inyección de gas (Figura 3.34).

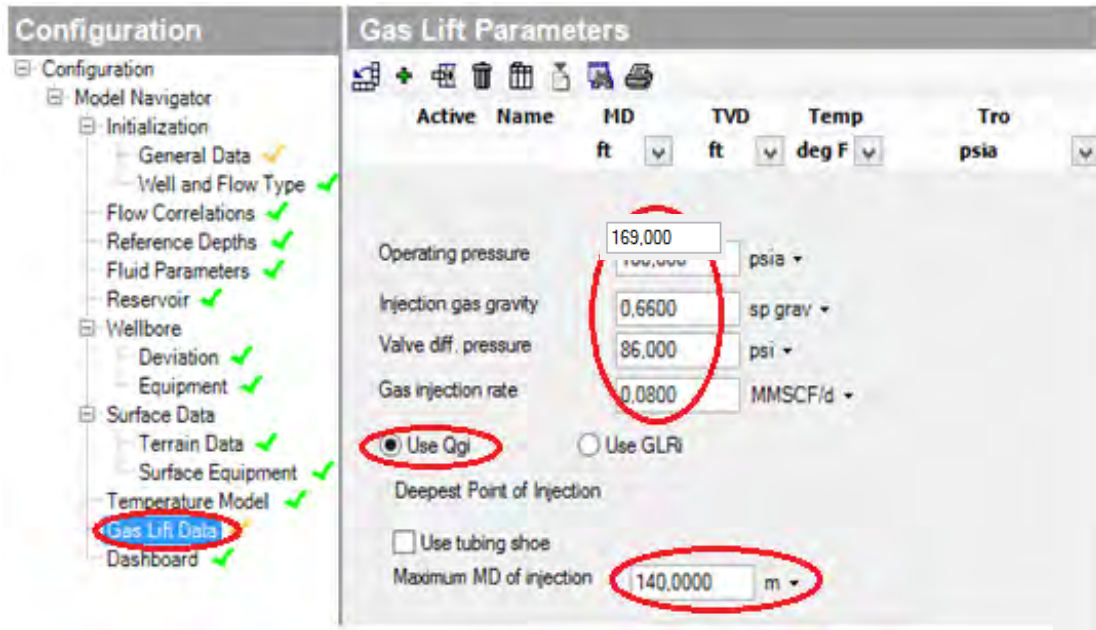


Figura 3.34 Configuración del Bombeo neumático con los datos suministrados.

- En la parte inferior izquierda de la pantalla se elige la opción *Analysis* y se desplegará una pantalla nueva; en la parte izquierda aparecen nuevas opciones de análisis, de las que seleccionaremos la opción *Operating Conditions*.

En la parte derecha de la pantalla hay una sección llamada *Nodal Analysis Mode*, donde marcaremos la opción *Deepest Injection Point*; que desbloqueará dos opciones debajo, de las que se selecciona *Operating Point*.

En la sección *Depht Format* se marca la opción *Measured Depth*. Debajo, en la sección *Calculation Nodes* se muestran tres filas: *Top Node*, *Bottom Node* y *Solution Node*. En *Top Node* elegiremos *Xmas Tree@0* e ingresaremos el valor de la presión en el cabezal, así que el nodo superior corresponderá al árbol de válvulas. En *Bottom Node* se elige *Layer 1@1591* haciendo al yacimiento el nodo inferior. Ahora en *Solution Node* se selecciona *Casing@1591* lo que hace al fondo del pozo como el nodo solución a 1591 pies de profundidad (485 metros).

Debajo de la selección de nodos, se muestra una tabla que se llenará con los gastos que se utilizarán para generar la curva de afluencia de pozo. Para el caso analizado, el programa calculó que el gasto máximo es de 61,7 BPD, por lo que nuestro rango de gastos irá de 1 a 61,7 barriles. En la casilla *From* se ingresa el gasto mínimo a graficar (mayor a cero); en la casilla *to*, el gasto máximo (menor al gasto máximo calculado por el programa) y en la casilla *Steps*, el número de gastos a graficar. Posteriormente se selecciona *Fill* y el programa despliega los gastos que graficará.

Finalmente se oprimen el botón *Apply* en la parte inferior, y en la parte superior el botón *Calculate*. Esto se ilustra en la **Figura 3.35**.

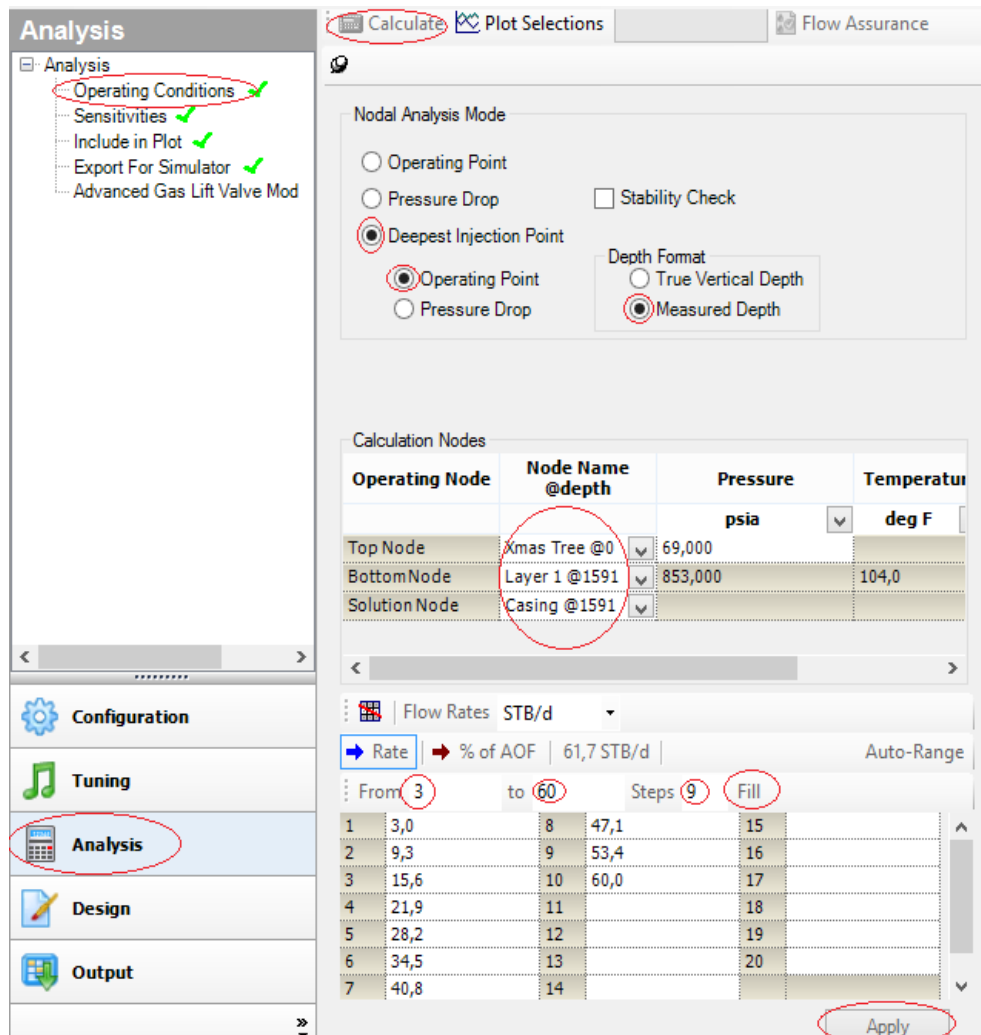


Figura 3.35 Análisis nodal en el programa WellFlo.

La curva de afluencia se generará en la parte derecha de la pantalla y debajo de ella se mostrará una tabla que contiene la presión de fondo fluyendo junto con los gastos de aceite, agua y gas calculados. Cabe mencionar que ésta curva de afluencia muestra los resultados antes de simular la implementación del dispositivo Venturi en el pozo.

Para validar la curva resultante, se compara la presión obtenida en *Operating Point* y el gasto obtenido en *Liquid Rate* con los datos de campo de presión de fondo fluyendo y gasto; en este caso la presión de fondo fluyendo experimental es de 650 lb/pg² y el gasto de 24 BPD que si se comparan con los resultados calculados de 695.78 lb/pg² y 19.08 BPD son muy cercanos y muestran un error muy pequeño. Lo anterior se muestra en la **Figura 3.36**.

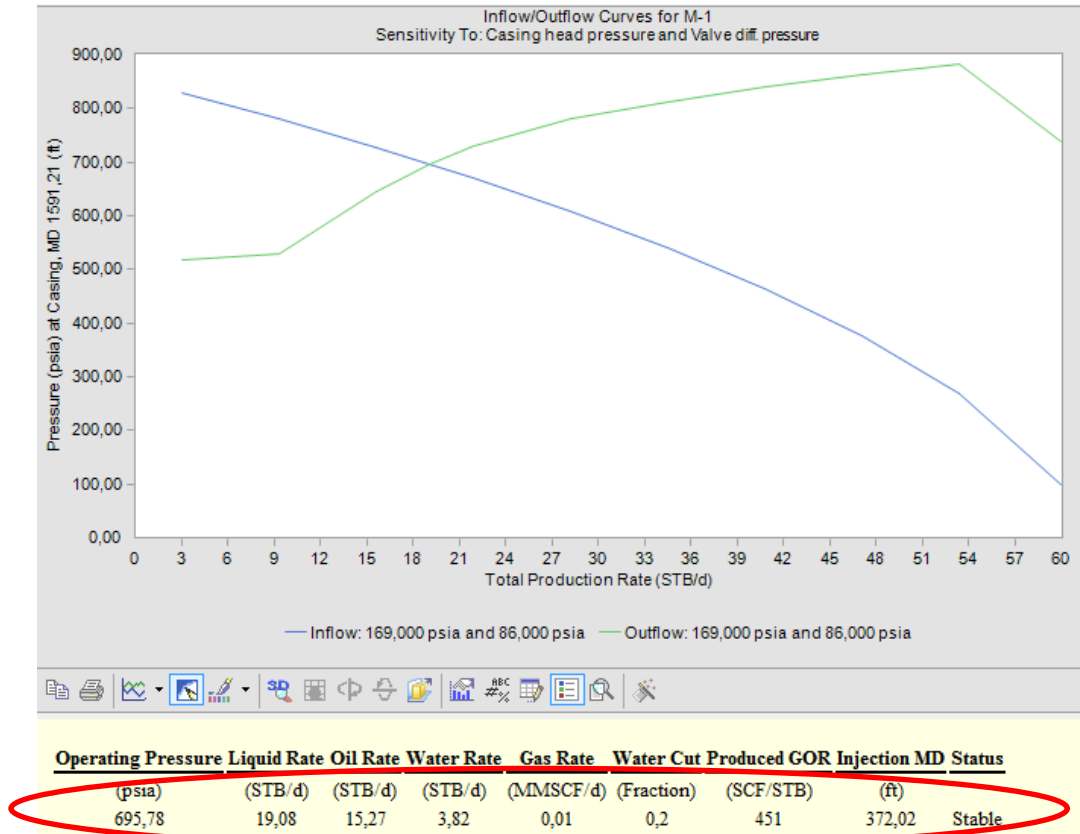


Figura 3.36 Curva de afluencia obtenida con los datos suministrados.

- Realizar un análisis de sensibilidad variando la presión de inyección del gas. Lo anterior se logra pulsando sobre la opción *Sensitivities* en la parte izquierda de la pantalla. Posteriormente se pulsa se oprime sobre el botón *Create...* y en la lista de abajo se selecciona la opción *Casing Head Pressure*. En la sección *Values* se ingresan los datos de presión que se analizarán, pudiendo graficar hasta 10 escenarios de presión de inyección; en el caso analizado se graficarán 5, partiendo de 169 [lb/pg²] aumentando con un Δp de 2 [lb/pg²] hasta 177 [lb/pg²] (**Figura 3.37**).

Una vez que la lista ha sido completada, se pulsa sobre el botón *Apply* y luego sobre el botón *Calculate*. En la parte izquierda de la pantalla se selecciona la opción *Include in Plot* y aparecerán las presiones que queremos que se muestren en el gráfico de la curva de afluencia. Se seleccionan todas arrastrando el cursor y posteriormente se pulsa el botón *Plot Selected*. La curva de afluencia mostrará el comportamiento de la producción con cinco diferentes presiones de inyección considerando que no se ha instalado el dispositivo Venturi. La imagen que describe lo mencionado anteriormente se muestra en la **Figura 3.38**.

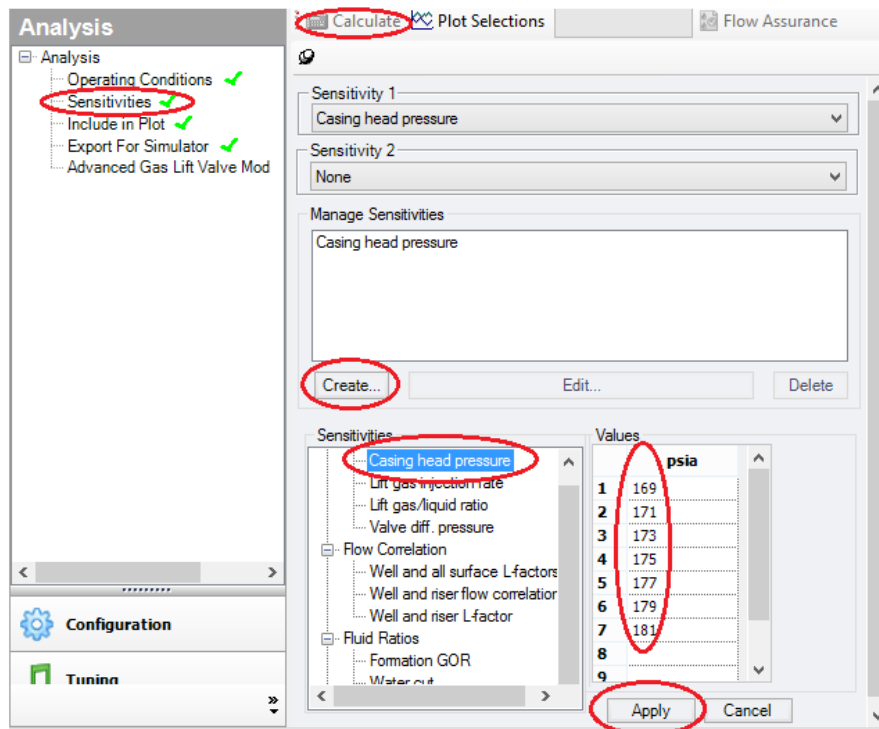


Figura 3.37 Creación de un análisis de sensibilidad para la presión de inyección.

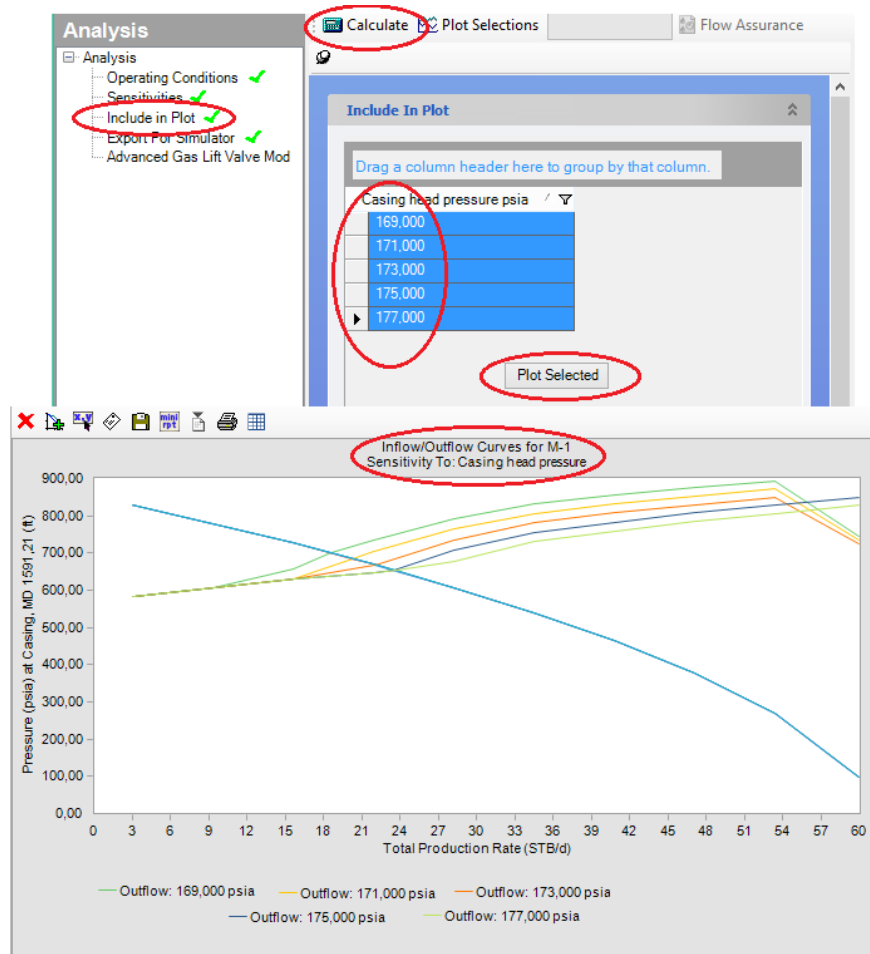


Figura 3.38 Análisis de sensibilidad aplicado a la presión de inyección del gas.

- Enlistar los resultados de presión de inyección obtenidos con WellFlo, gasto de aceite obtenido, incremento de gasto de aceite (Δq [BPD]), incremento de presión (Δp [lb/pg²]) y $\Delta q/\Delta p$ [BPD/lb/pg²] (**Tabla 3.3**). Cabe mencionar que estos resultados se obtienen cuando no se ha considerado la instalación de un Venturi y son el resultado del aumento en la presión de inyección solamente.

Tabla 3.3 Resultados de variar la presión de inyección sin Venturi.

Presión de Inyección (lb/pg ²)	Gasto de aceite (BPD)	Δp (lb/pg ²)	Δq (BPD)	$\Delta q/\Delta p$ (BPD/lb/pg ²)
169	15,27			
171	16,46	2	1,19	0,60
173	17,67	4	2,40	0,60
175	18,71	6	3,44	0,57
177	19,77	8	4,50	0,56

- Con ayuda del programa desarrollado en este capítulo (Venflow), se obtienen los valores de $\Delta q/\Delta p$ que produce el Venturi (**Figura 3.39**). Estos valores de $\Delta q/\Delta p$ se compararán con los resultados de $\Delta q/\Delta p$ que produce el aumento en la presión de inyección (**Tabla 3.3**). Esta comparación se hace con el fin de definir que práctica dará mejores resultados: sólo aumentar la presión de inyección o instalar el Venturi en el pozo. Aumentar la presión de inyección implica gastos por compresión del gas de BN; mientras que instalar el Venturi en el pozo representa un solo gasto de instalación. En caso de que un valor de $\Delta q/\Delta p$ obtenido con Venflow sea más alto que todos los valores de $\Delta q/\Delta p$ obtenido de incrementar la presión de inyección quedaría justificada la aplicación del dispositivo Venturi.

Δp [Lb/pg ²]	Δq [BPD]	$\Delta q/\Delta p$ [BPD/Lb/pg ²]
1	9,76	9,76
2	13,80	6,90
3	16,90	5,63
4	19,51	4,88
5	21,81	4,36
6	23,90	3,98
7	25,81	3,69
8	27,59	3,45

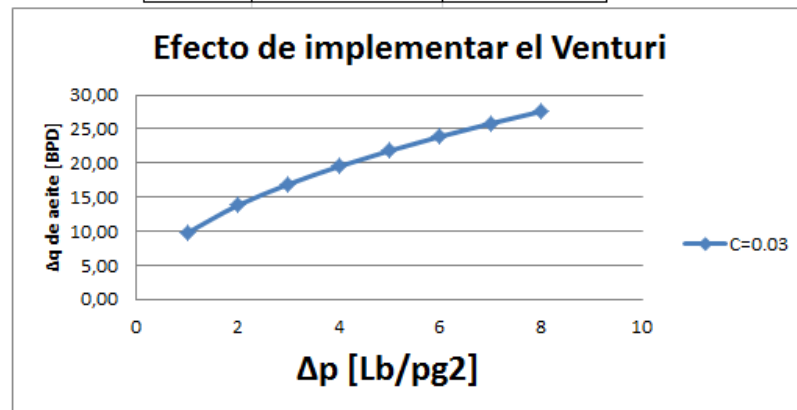


Figura 3.39 Resultados obtenidos de la aplicación programada en este capítulo, VenFlow.

De acuerdo a la **Figura 3.39**, incluso el valor más bajo de $\Delta q/\Delta p$ obtenido en el programa VenFlow ($\Delta q/\Delta p=3.45$ [BPD/lb/pg²]) es mayor que cualquier valor obtenido de $\Delta q/\Delta p$ en la **Tabla 3.3** ($\Delta q/\Delta p=0.60, 0.57$ y 0.56 [BPD/lb/pg²]) donde no se considera la instalación de un dispositivo Venturi. Por lo tanto en este caso se ha justificado la instalación del Venturi.

La selección del Δp que produce el Venturi está sujeta a la disponibilidad del dispositivo que tenga el fabricante, ya que la manufactura y geometría del dispositivo es la que define el Δp que produce el Venturi.

- Una vez justificada la aplicación del dispositivo Venturi, se realiza un análisis de sensibilidad combinado con la presión diferencial en la válvula de inyección y a la presión de inyección. El cambio en los valores de presión diferencial en la válvula de inyección puede utilizarse como primera aproximación para reproducir la caída de presión que ocasiona el Venturi en la tubería de producción.

Para realizar el análisis, en WellFlo, se selecciona de nuevo la opción *Sensitivities* y después se oprime el botón *Create...* Se selecciona la opción *Valve diff. Pressure* e y se ingresan los valores de diferencial de presión de interés; Oprimir los botones *Apply* y *Calculate* (**Figura 3.40**).

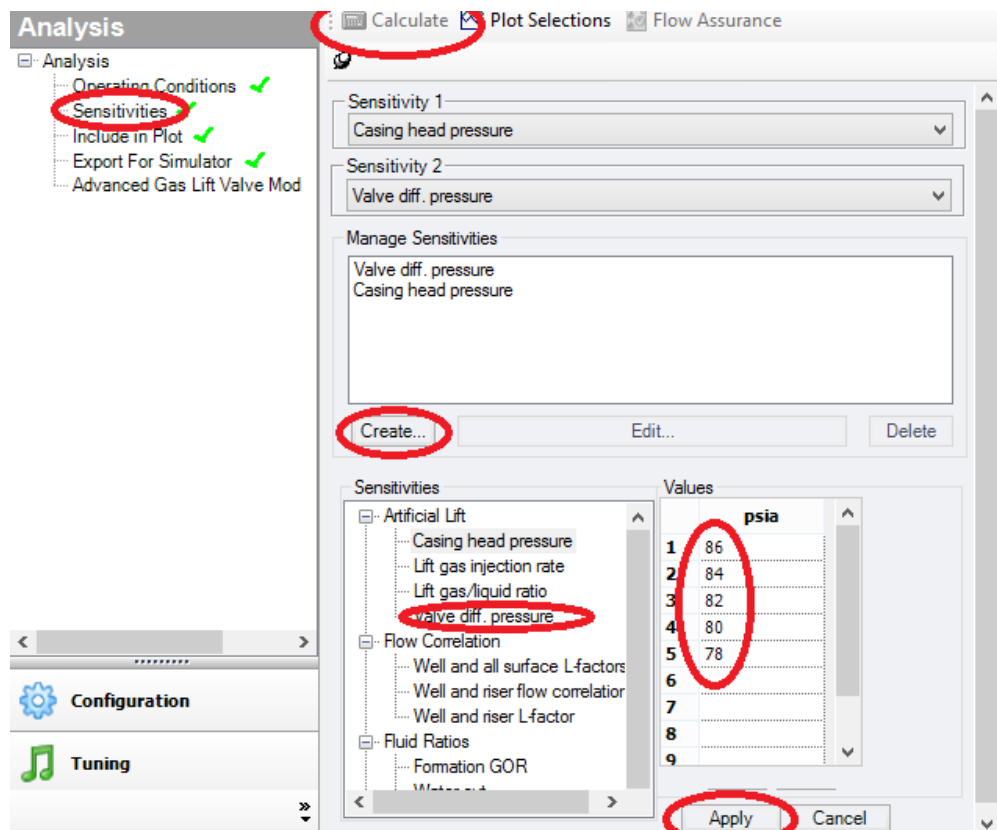


Figura 3.40 Elementos para realizar el análisis de sensibilidad combinado.

Posteriormente del lado izquierdo volvemos a seleccionar la opción *Include in Plot* y aparecerán todas las combinaciones posibles de presión de inyección y presión diferencial en la válvula. Se seleccionan las combinaciones que se deseen graficar y se pulsa el botón *Plot Selected*.

Para el ejemplo que se presenta, la **Figura 3.41** muestra la captura de pantalla del análisis combinado en donde se graficó una presión de inyección de 177 Lb/pg² por ser la que aportaba los gastos más altos en la **Tabla 3.3**.

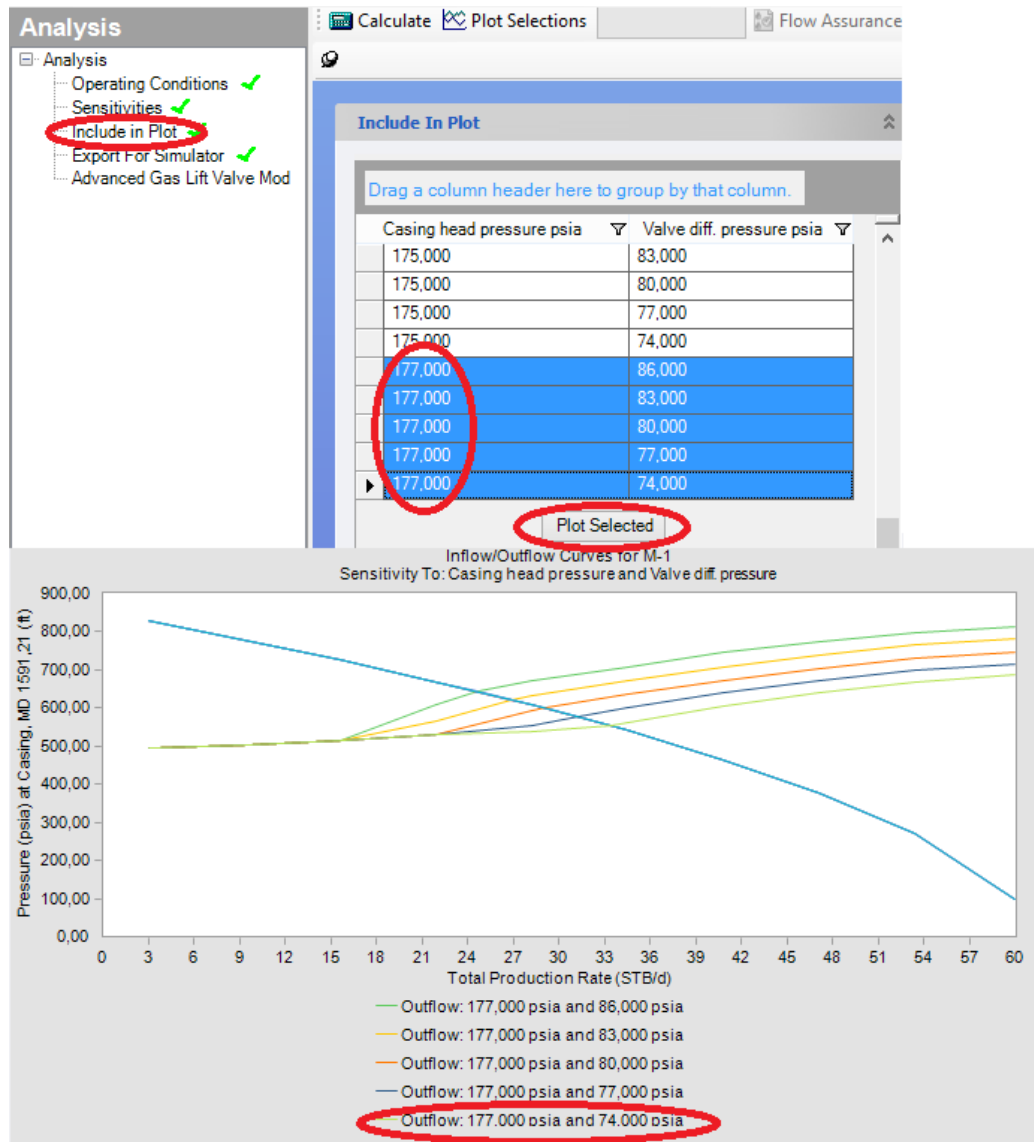


Figura 3.41 Análisis de sensibilidad combinado para la presión diferencial de la válvula.

Del análisis del paso diez (**Figura 3.39**) puede concluirse que mientras mayor sea el valor de Δp en el Venturi, el gasto entregado será. Ahora, gracias a las suposiciones que se hicieron para desarrollar la metodología, se puede simular un aumento de Δp del Venturi, al disminuir el Δp de la válvula de BN (**Figura 3.41**), lo que significaría que son inversamente proporcionales. Al disminuir el Δp de la válvula de BN se aprecia que el gasto aumenta, sin embargo hay un punto en el que el gasto ya no puede aumentar más a pesar de que siga disminuyendo el Δp de la válvula. Este punto límite está en función de la presión de inyección del gas y del volumen de inyección.

12. Con base en el análisis de los resultados obtenidos, debe elegirse la combinación que aporte el mayor gasto, en este caso la combinación que aportó el mayor gasto fue la de 177 lb/pg² de presión de inyección y 78 lb/pg² de presión diferencial en la válvula, con un gasto de 26.75 BPD de aceite y el gas siendo inyectado a 196.6 metros de profundidad (645 pies); En la **Figura 3.42** se presentan los resultados obtenidos en WellFlo después del análisis de sensibilidad combinado, para el caso referido.

Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Injection MD	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	MMSCF/d	(Fraction)	(SCF/STB)	(ft)	
552,83	33,43	26,75	6,69	0,01	0,2	451	645,25	Stable

Figura 3.42 Tabla de resultados generada por el programa WellFlo 2010.

Los parámetros más importantes, la presión de inyección y la presión diferencial en la válvula han sido analizados; adicionalmente podría analizarse el efecto de la profundidad de inyección del gas, pero el programa WellFlo calcula automáticamente la mayor profundidad posible de inyección del gas. Para fines didácticos puede analizarse el impacto de otras variables en el modelo generado repitiendo los pasos 8 y 11 para las variables deseadas.

13. Como paso final, se genera una curva de afluencia única, actualizada para los datos de presión de inyección y presión diferencial elegidos como resultado de la metodología de diseño. Se comparan los resultados obtenidos del modelo antes y después de cambiar los valores de las variables de interés y se realizan las conclusiones pertinentes.

Para el ejemplo presente, la curva de afluencia después de la optimización de valores se ilustra en la **Figura 3.43**, mientras que los resultados de la comparación antes y después de la optimización los muestra la **Tabla 3.4**.

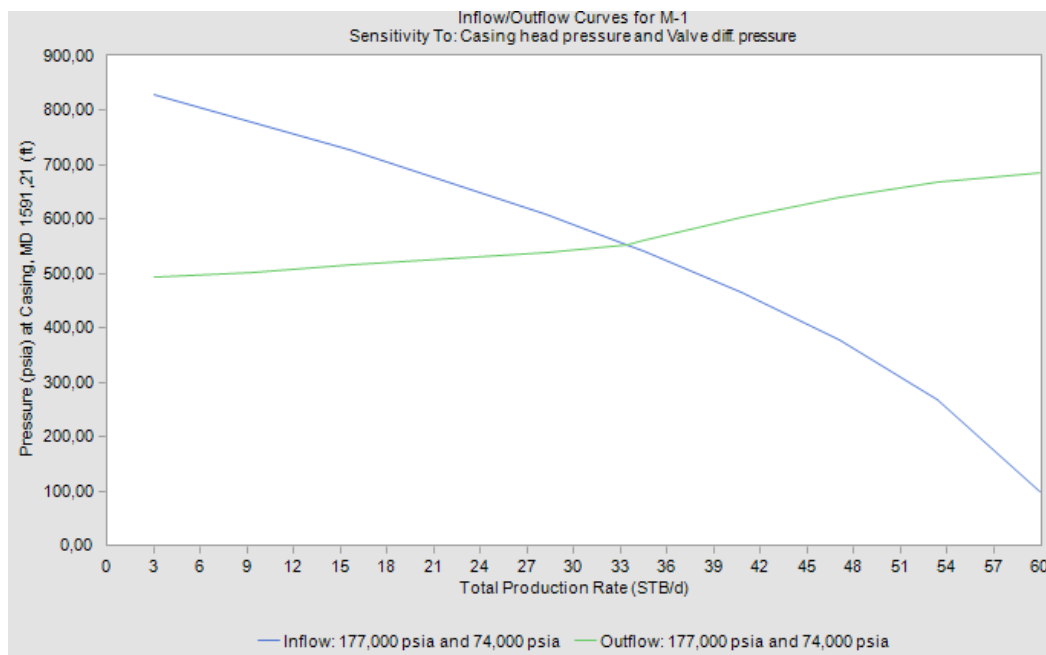


Figura 3.43 Curva de afluencia después del análisis total.

Tabla 3.4 Resultados antes y después de suponer la instalación del dispositivo Venturi.

	Resultados antes del Venturi	Resultados esperados después del Venturi
Profundidad de Inyección [m]	113	196.6
Presión de Fondo Fluyendo [Lb/pg ²]	695	552.8
P. de Inyección [Lb/pg ²]	169	177
Presión diferencial de la válvula [Lb/pg ²]	86	78
Gasto de aceite [BPD]	15.27	26.27

De los resultados obtenidos en la **Tabla 3.4** se aprecia que hubo una mejora significativa en el gasto de aceite cuando se instaló el dispositivo Venturi y simultáneamente se aumentó la presión de inyección (de 15.25 BPD a 26.27 BPD = 72% de aumento).

3.4.5 Rangos de aplicación

La **Tabla 3.5** muestra los principales aspectos y rangos de aplicación de la variante de bombeo neumático presentada.

Tabla 3.5 Rangos de aplicación de la variante de bombeo neumático con tecnología Venturi.

Profundidad	Hasta 5000 metros
Temperatura	Hasta 166 °C
Corte de agua	Hasta 30%
Volumen	Desde 25 hasta 8,000 BPD
Producción de sólidos	Hasta 15%
Díámetro de TP	Mayor a 3 pulgadas

3.4.6 Ventajas y desventajas ⁵

Ventajas:

- Al insertar el dispositivo Venturi junto con la sarta de tubería interna, se evitan operaciones para sacar la tubería de producción.

- La viscosidad del fluido se reduce y por consiguiente mejoran las condiciones del flujo.
- La misma sarta que actúa como vehículo para transmitir la presión del gas al dispositivo Venturi sirve como medio para colocar el tratamiento químico en el pozo.
- Se ahorra tiempo de instalación al necesitar un tramo muy corto de tubería capilar en superficie.
- El sistema no consta de partes móviles que se desgasten o rompan.
- La instalación del dispositivo se realiza mediante unidad de tubería flexible, lo que evita el uso de un aparejo de reparación (Workover rig) y evita costos considerables.
- Ya que el gas de inyección viaja a través de la tubería interna, no se crea presión adicional sobre la formación, y así la integridad hidráulica del sistema depende de la TP existente y no de la TR.
- Es aconsejable para pozos cuyas condiciones avanzadas de explotación dificultan operaciones de reparación.
- Sin dificultades para producir con altos cortes de agua.
- Tiene tolerancia aceptable en cuanto a producción de sólidos.
- Al funcionar como un tipo de bombeo neumático con una sola válvula operante, los cálculos para el diseño del sistema se simplifican considerablemente.
- La eficiencia del sistema aumenta para pozos que requieren bajos gastos de inyección.
- En caso de utilizar una bomba eléctrica para la inyección del químico, la instalación de un panel solar es una opción para optimizar costos.

Desventajas:

- La profundidad del punto de inyección está limitada por la presión de inyección disponible.
- Se necesita una fuente disponible de gas de inyección y de producto químico.
- La instalación está sujeta a las dimensiones de las conexiones superficiales y al diámetro de la tubería de producción.
- Debe considerarse el costo del producto químico y el costo de tratamiento del gas.
- En general el sistema es de bajo perfil pero el compresor del BN puede llegar a ser ruidoso.
- Debido al arreglo de fondo de pozo se dificulta la aplicación para pozos con un ángulo considerable de desviación.

Referencias Capítulo III

Referencias Títulos

1. PEMEX; **“Anuario Estadístico 2012”**. 2012.
2. Dupré Juan, Giérega Raúl, Cabral Pedro, Suriano Alejandro; **“Aplicación de Productos Químicos Específicos empleando la Tecnología de Capilar en el Yacimiento Loma La Lata”**; Unidad Económica Loma La Lata, Repsol-YPF S.a & PQB (Productos Químicos Bolland), Bolland y Cía. S.A.
3. Weatherford; **“Capillary Injection system”**;
<http://www.youtube.com/watch?v=fCvDkIKD1uM>
4. Falcone Gioia, F. Hewitt Geoffrey, Alimonti Claudio. **“Multiphase Flow Metering: Principles and Applications”**.Elsevier. Great Britain. 2009.
5. López Manríquez Alberto, López Hernández José G. **“Using a New Hybrid Artificial Lift System for Mature Heavy Oil Fields”**. SPE 157828. 2012.
6. Schlumberger; **“Staircase Lifting of Oil Using Venturi Principle: A new Artificial-Lift Technique”**. SPE 106094. 2007.
7. L. Streeter Victor, Benjamin Wylie E.,W. Bedford Keith. **“Mecánica de Fluidos”**. Mc Graw Hill. México. Novena edición.
8. Vargas León Enrique, Reyes Huerta Iván. **“Aplicación del dispositivo mejorador de patrón de flujo tipo Venturi para la optimización de la producción de pozos de gas”**. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
9. eFunda. Venturi Flowmeter Calculator.
http://www.efunda.com/formulae/fluids/venturi_flowmeter.cfm
10. Alviares Jonatan, Corro Yamir. **“Proyecto Construcción y Aplicación del tubo Venturi”**. Tesis de Licenciatura. Universidad Bolivariana de Venezuela.
11. Lucero Aranda Felipe de Jesús, **“Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción”**, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, 2012.
12. **“Guía Técnica de Medidores de Flujo”**. Universidad Nacional Experimental Politécnica. Fuerza Armada Nacional Bolivariana. Venezuela.
13. **“Reseña de un año de logros, avances y distinciones”**; Instituto Mexicano del Petróleo (IMP); <http://www.imp.mx/comunicacion/gaceta/?imp=nota¬a=120106vi>

Capítulo IV

Aplicación de la Variante de Bombeo Neumático en
Campos Maduros de Crudo Pesado

4.1 Introducción.

Los pozos que producen aceites pesados necesitan más energía que un pozo de aceite ligero o mediano para llevar la producción a superficie; cuando esta energía ya no es suficiente para producir los fluidos eficientemente, deben hacerse pruebas y análisis para tomar una decisión sobre las acciones que se harán sobre el pozo.

En México el 55% de los campos produce aceite pesado. Por ejemplo, en la Región Sur hay pozos en campos maduros con más de 40 años de explotación y debido a que el contacto agua-aceite está cada vez más cerca de los intervalos de producción, se ha incrementado la cantidad de pozos con alto corte de agua; esto ha ocasionado cierta inestabilidad en las condiciones operativas y la reducción de la producción neta de aceite con el sistema de Bombeo Neumático.

Reactivar o incrementar eficientemente la producción de pozos que producen aceites pesados representa un reto tecnológico; la implementación de la variante de bombeo neumático con el dispositivo Venturi es una alternativa para solucionar los problemas de producción que surgen en pozos que producen aceites pesados.

Los dispositivos Venturi surgieron para medir gastos de fluidos, sin embargo gracias a su geometría también permite generar cambios de presión y velocidad sobre los fluidos que circulan a través de él. El objetivo de utilizar esta tecnología en pozos petroleros es cambiar o mejorar el patrón de flujo, evitar la formación de remolinos y reducir la presión de fondo fluyendo en la tubería.

Para la variante presentada, el sistema de bombeo neumático aligera la columna de fluidos al inyectar gas al fondo del pozo; el dispositivo Venturi administra la energía del pozo, cambia las condiciones de flujo en la tubería y reduce la presión de fondo fluyendo; mientras que la inyección del químico disminuye la viscosidad del aceite.

La configuración de la variante analizada en este trabajo también permite que la TP funcione como el nuevo soporte hidráulico del pozo en lugar de la TR; con lo que se evitan gastos y operaciones de reparación en pozos donde la TR se encuentra en mal estado y se prolonga la vida productiva del pozo.

La instalación del dispositivo Venturi al pozo se realiza en pocas horas con la unidad de tubería flexible, y tiene la ventaja de no contar con partes móviles evitando intervenciones o reparaciones frecuentes. Para obtener mejores resultados, la implementación de este sistema debe estar sujeta a los rangos de aplicación que maneja la variante.

4.2 Aplicación de la variante analizada de bombeo neumático con Venturi e inyección capilar en México^{6,7}

La variante de bombeo neumático con dispositivo Venturi que se presenta en el capítulo tres de este trabajo se implementó en un pozo del campo Altamira en la región norte de México; el área se caracteriza por producir crudo pesado y aportar producciones bajas.

4.2.1 Campo Altamira

El campo se localiza en la planicie costera del Golfo de México, aproximadamente a 40 km de la ciudad de Tampico. Abarca una superficie de 1,625 km², y forma parte de la zona norte de la Cuenca Tampico-Misantla, como lo muestra las **Figura 4.1**.



Figura 4.1 Mapa de ubicación del campo Altamira.⁷

El campo comenzó a producir en 1926 en rocas calcáreo-arcillosas naturalmente fracturadas, pertenecientes a las formaciones San Felipe y Agua Nueva, que tienen espesores impregnados que van desde 150 hasta 190 m. El yacimiento más importante produce aceite pesado con gravedades desde 10 hasta 13° API.

El primer pozo se perforó en agujero descubierto y produjo aceite en el intervalo de 379 a 476 m. Se estima que el campo tiene un volumen original de aceite de 104.29 MMbl y 103.32 MMMpc de gas. La máxima producción del campo tuvo lugar el mismo año que comenzó a producir, en 1926, con 10,170 BPD y actualmente produce 1,100 BPD. A la fecha se han producido 13.6 MMbl de aceite.

El yacimiento más importante de este campo se caracteriza por poseer baja permeabilidad y baja porosidad. Esto se refleja en producciones bajas; la producción promedio actual de aceite por pozo es de 40 BPD en pozos recientes y 9 BPD en pozos viejos.

Al 1 de enero del 2011, se estima que las reservas de Altamira son las que muestra la **Figura 4.2**.

Núm Pozos Existentes	Plays	Tipo hidrocarburos	Densidad (°API)	Reservas (MMbpce)*			RGA (m ³ /m ³)
				1P	2P	3P	
87	Ksf-Kan	Aceite pesado	10-13	2.3	4.8	10.5	22

Figura 4.2 Reservas estimadas del campo Altamira.⁷

El área de Altamira presenta la problemática de poca producción en sus pozos, atribuyéndolo a las características fisicoquímicas de los aceites producidos y a los avanzados estados de explotación de dichos pozos.

Gracias a un estudio de las condiciones físicas de los pozos y los fluidos que producen, se concluyó la necesidad de aplicar nuevas técnicas para explotar de mejor manera los pozos y obtener producciones más altas.

En un pozo del campo Altamira (que nombraremos Pozo V-1) se implementó un sistema de bombeo neumático con tecnología Venturi; a continuación se describen los detalles y resultados obtenidos de las pruebas realizadas.

4.2.1.1 Pozo V-1⁶

El pozo V-1 se encontraba produciendo mediante un sistema de bombeo neumático que necesitaba ser optimizado ya que presentaba dos inconvenientes: se trata de una instalación abierta de BN, y con la inyección de gas se crea una presión adicional contra la formación. Segundo, Como los pozos se encuentran en un estado de explotación

avanzado, las condiciones de la tubería de revestimiento no aportan el suficiente soporte hidráulico para la presión de inyección que se necesita para operar el sistema de BN.

La variante propuesta combina tecnologías enfocadas para resolver distintos problemas a la vez: la alta viscosidad se trata con la inyección de un químico reductor de viscosidad, y la configuración de la variante elimina la necesidad de inyectar el gas del BN a través del espacio entre TP y TR, proveyendo así un nuevo medio lo suficientemente resistente para soportar la presión de inyección.

A continuación se presenta la **Tabla 4.1** que contiene los datos principales del pozo V-1.

Tabla 4.1 Características del pozo V-3.⁶

Variable	Valor
Presión promedio del yacimiento [Lb/pg ²]	853
Profundidad total [m]	546
Relación agua-aceite	20
Presión de saturación [Lb/pg ²]	1023
Gravedad °API	11.4
Producción inicial (BPD)	24.8

Con el programa de cómputo Well Evaluation Model (WEM) y los datos suministrados por la **Tabla 4.1** los autores del artículo “**Using a New Hybrid Artificial Lift System for Mature Heavy Oil Fields**” obtuvieron la curva de comportamiento de afluencia del pozo, mostrada en la **Figura 4.3**.

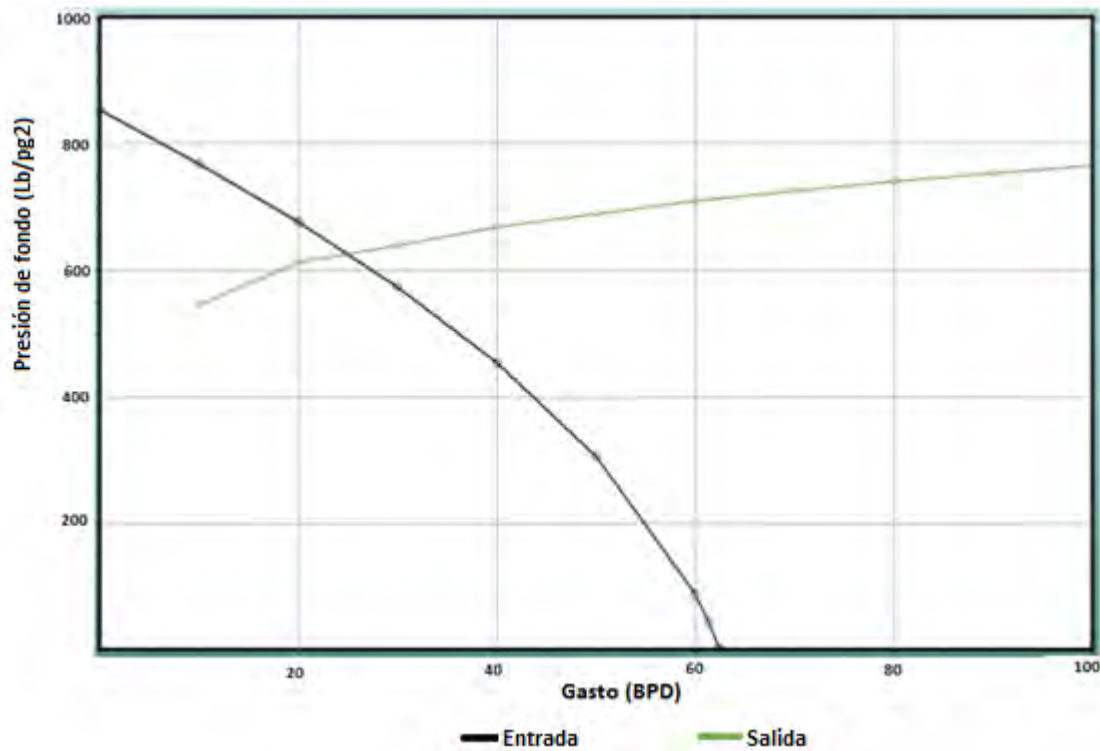


Figura 4.3 Gráfica de comportamiento de afluencia del pozo V-1.⁶

Efecto del dispositivo Venturi sobre las condiciones de flujo

Los autores también compararon los resultados esperados utilizando el sistema convencional de BN y al utilizar el sistema BN con dispositivo Venturi. Para el primer caso, se simularon condiciones a presiones de inyección de 180, 200, 250 y 300 lb/pg². En la **Figura 4.4** puede observarse que cuando la presión de inyección aumenta de 180 a 200 Lb/pg² ($\Delta p = 20 \text{ Lb/pg}^2$), el gasto aumenta de 24.8 BPD a 31.4 BPD, resultando en un incremento de la producción de 6.6 BPD ($\Delta q = 6.6 \text{ BPD}$). El gradiente de gasto/presión calculado es de $\Delta q/\Delta p = 0.33 \text{ BPD/Lb/pg}^2$. Para el aumento de presión, de 200 a 250 Lb/pg² ($\Delta p = 50 \text{ Lb/pg}^2$), se observa un incremento de 6 BPD ($\Delta q = 6 \text{ BPD}$), calculando una producción de 37.4 BPD. El gradiente de gasto/presión correspondiente es de $\Delta q/\Delta p = 0.12 \text{ BPD/Lb/pg}^2$.

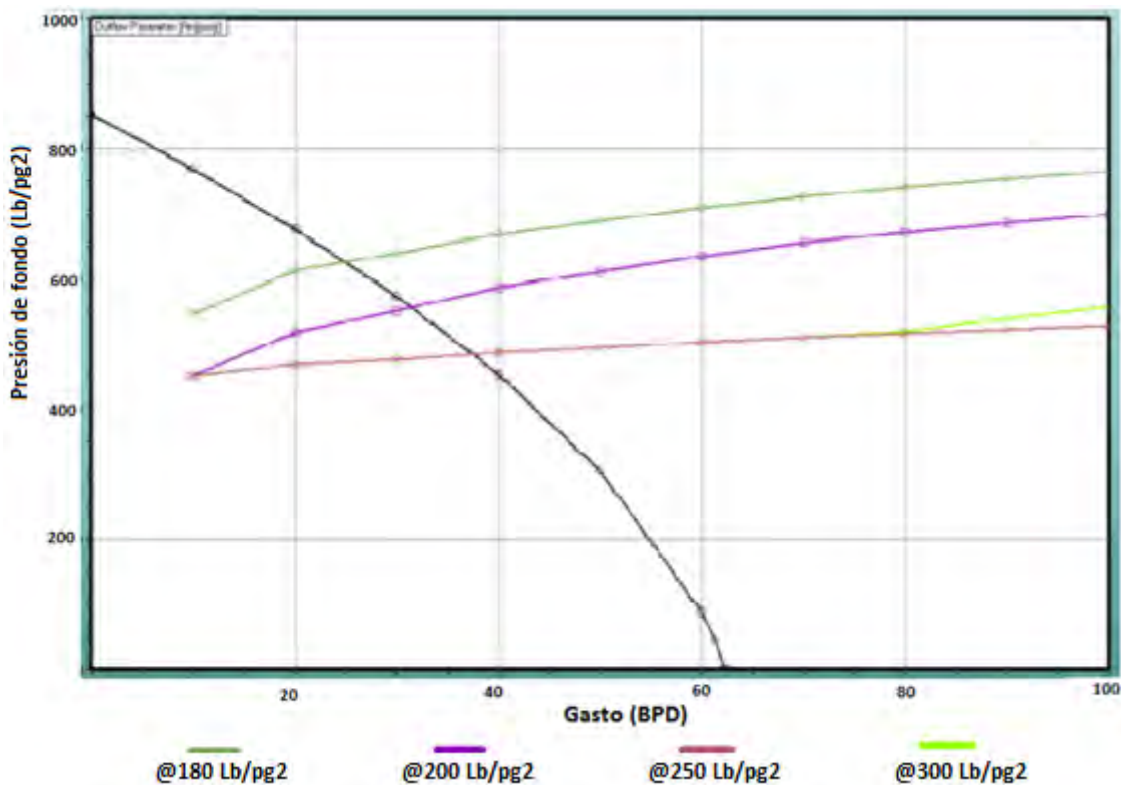


Figura 4.4 Gráfica de la simulación de cuatro diferentes presiones de inyección sin utilizar Venturi.⁶

Para poder comparar los resultados cuando se usa el dispositivo Venturi, los autores calcularon los gastos con diferentes valores del coeficiente de descarga mediante la ecuación siguiente:

$$q = C \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}} \frac{Aa}{\sqrt{\left(\frac{Aa}{Ab}\right)^2 - 1}} \dots \dots (ec. 4.1)$$

Dónde:

q: Gasto a través del Venturi.

C: Coeficiente de descarga.

Δp : Diferencia de presión.

Aa: Área de entrada al Venturi.

Ab: Área de la garganta del Venturi.

ρ : Densidad del fluido.

Los resultados obtenidos se muestran en la **Figura 4.5**; puede observarse que para un coeficiente de descarga de $C = 0.01$ y $\Delta p = 7 \text{ lb/pg}^2$, el gradiente $\Delta q/\Delta p = 2.5/7 = 0.36 \text{ BPD/lb/pg}^2$; estos resultados representan el peor escenario analizado. Al comparar este gradiente $\Delta q/\Delta p$ con el mejor gradiente obtenido en la simulación sin Venturi ($\Delta q/\Delta p = 0.33 \text{ BPD/lb/pg}^2$) se justifica la decisión de instalar la variante de BN con dispositivo Venturi.

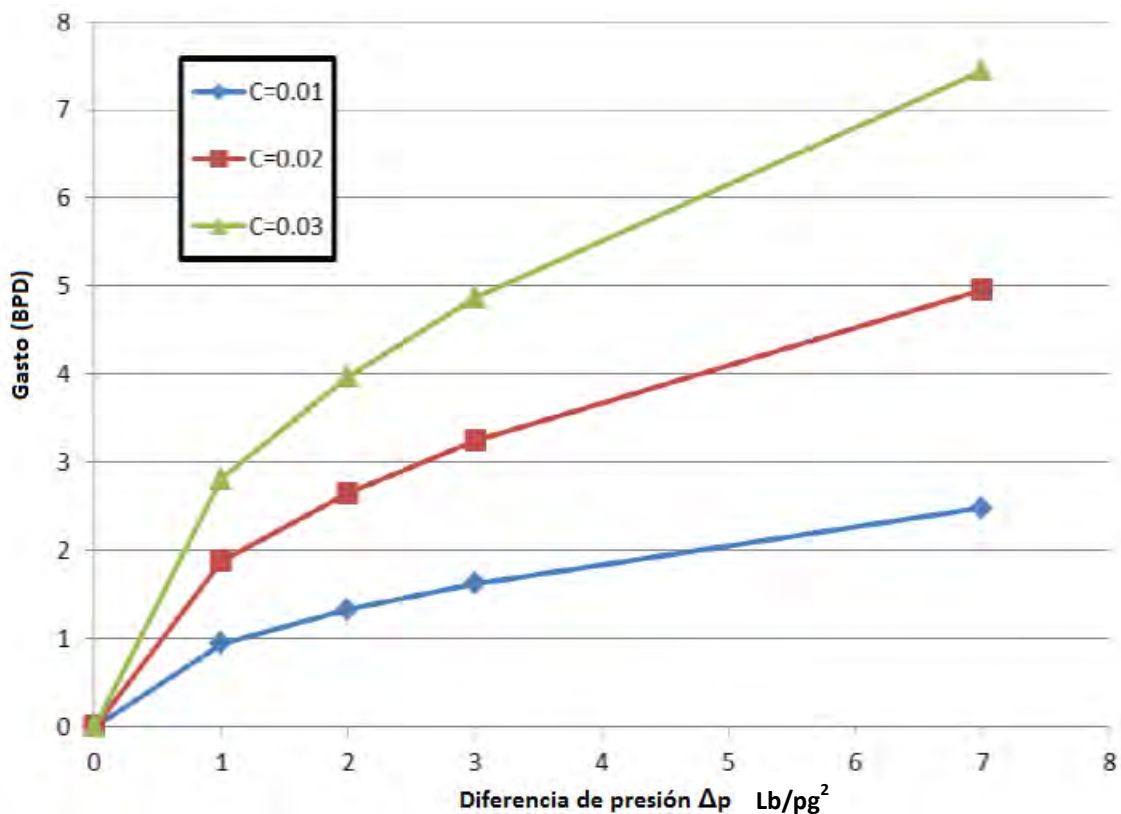


Figura 4.5 Gráfica de la simulación de tres escenarios distintos de flujo a través del Venturi variando el coeficiente de descarga y Δp .⁶

Profundidad de inyección del gas

Se analizó el efecto de la profundidad de inyección del gas sobre la producción. La **Figura 4.6** presenta los resultados obtenidos cuando la profundidad varía entre 100 m (328 pies), 150 m (492 pies) y 200 m (656 pies). Estos resultados deben ser analizados tomando en cuenta la presión de inyección disponible, que para el caso analizado estaba restringida a 163 lb/pg².

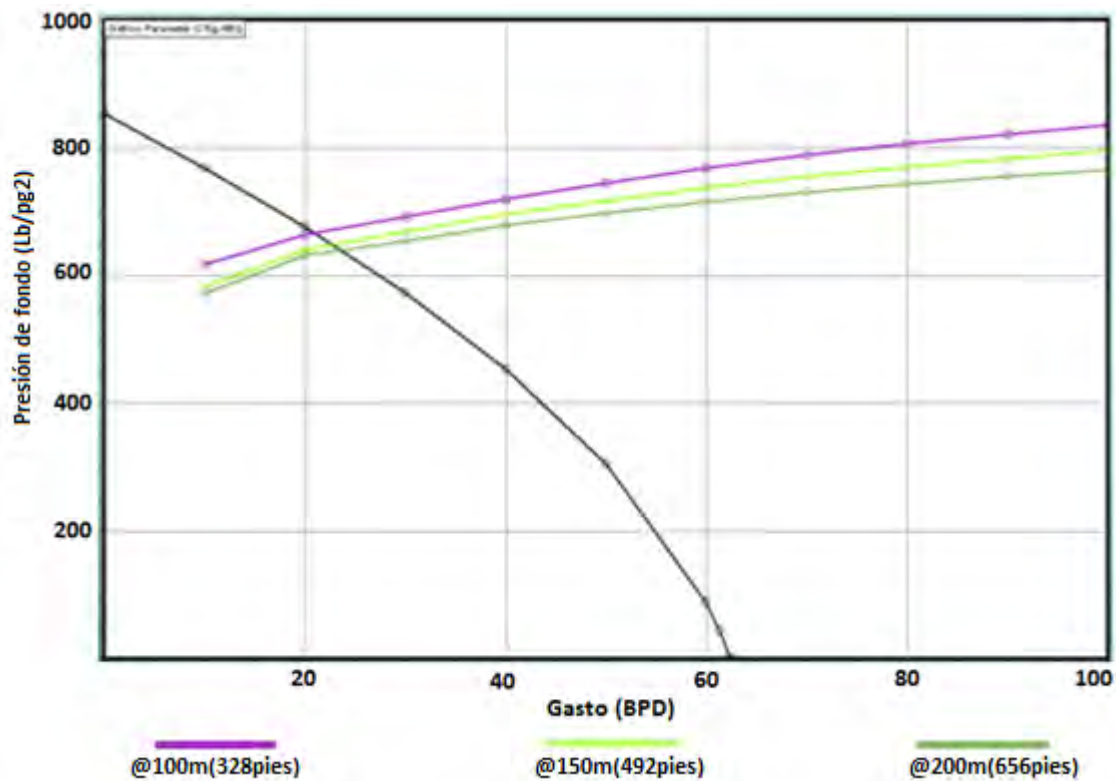


Figura 4.6 Gráfica de la simulación de inyectar el gas a 3 distintas profundidades.⁶

Relación agua-aceite y densidad de los fluidos producidos

De acuerdo a las **Figuras 4.7** y **4.8** se observa que las variaciones en la relación agua-aceite y densidad de los fluidos producidos no tienen un efecto importante sobre la producción. En la **Figura 4.7** se simularon las condiciones con relaciones agua-aceite de 0.07, 0.20 y 0.50. Al observar el comportamiento de las curvas resultantes, se justifica el argumento de que ésta es una variable despreciable para el pozo en cuestión.

Por otra parte, se analizó el efecto de la densidad del aceite sobre la producción, se consideraron densidades de 0.957, 0.987 y 1.06 gr/cm³ y se procedió a calcular el gasto. Con base en las curvas de la **Figura 4.8**, y al igual que la relación agua-aceite, se encontró que los cambios en dicha densidad no afectan de manera significativa las condiciones de flujo. Esto se deduce porque todas las curvas muestran la misma tendencia sin diferencias

mayores. Los resultados pueden contribuir a que las densidades del aceite se acercaban mucho al valor de la densidad relativa del agua (1 gr/cm³).

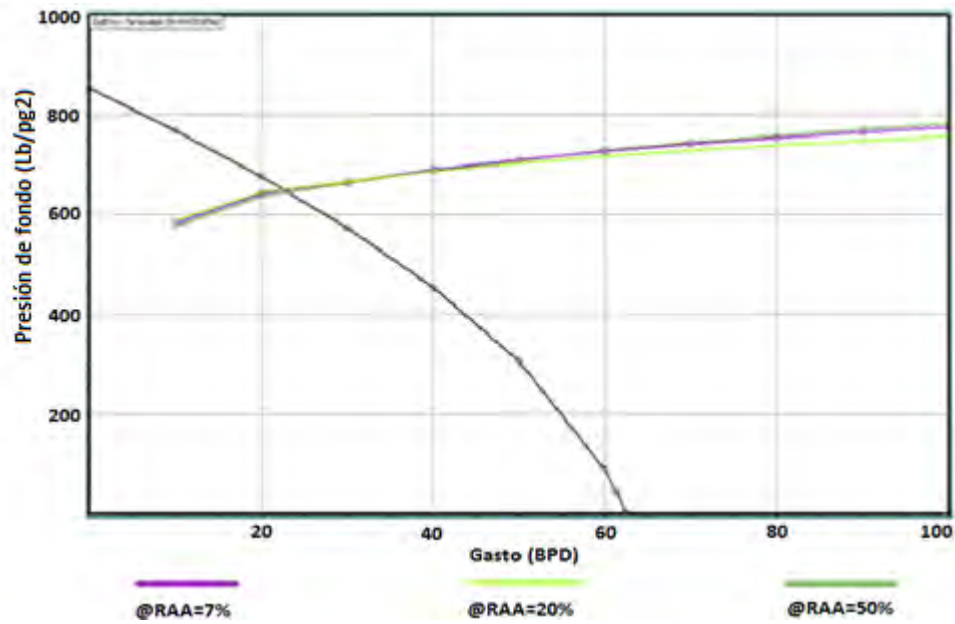


Figura 4.7 Gráfica de la simulación del comportamiento de flujo con tres valores distintos de relación agua-aceite ($Q_o=24$ BPD).⁶

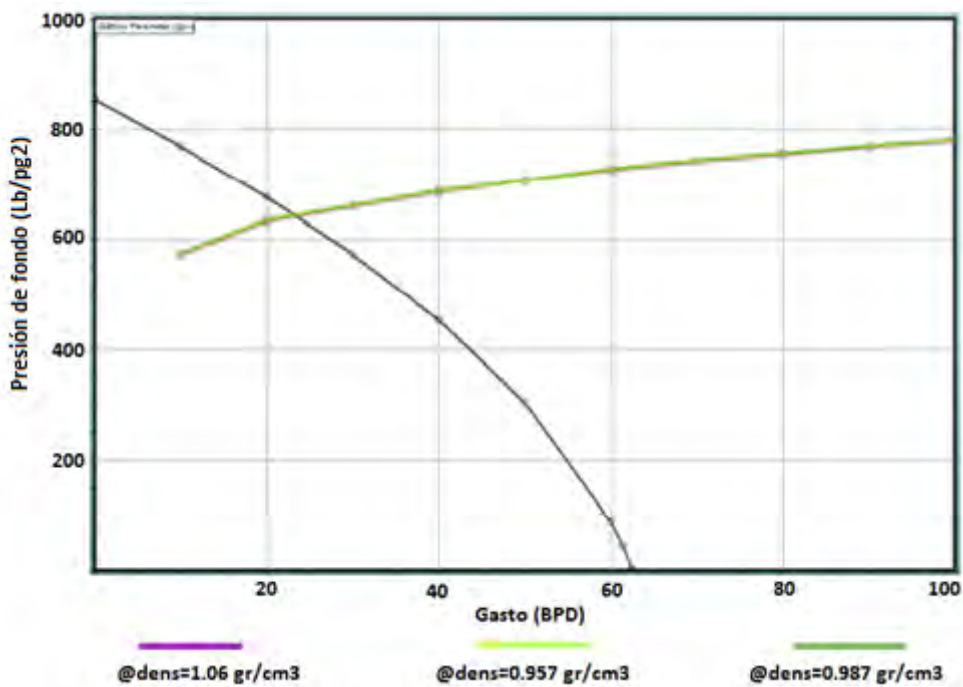


Figura 4.8 Gráfica de la simulación del comportamiento al variar el valor de la densidad de los fluidos producidos ($Q_o=24$ BPD).⁶

Presión de inyección

Una vez que los autores justificaron los beneficios de instalar el Venturi en el pozo, se calcula el comportamiento de flujo para 3 distintas presiones de inyección (150, 160 y 175 Lb/pg²). La presión disponible de inyección es uno de los aspectos más importantes en el diseño de una instalación de BN, ya sea convencional o con Venturi.

Los resultados, mostrados en la **Figura 4.9**, sugieren que las más grandes producciones están asociadas a mayores valores de presión de inyección disponibles; mientras mayor sea la presión de inyección, mayor será la producción. Para el presente caso, existen limitaciones en superficie de presión de inyección (163 lb/pg²), este es un caso común en campos como Altamira donde las condiciones del equipamiento no son las óptimas y, la tubería de revestimiento no tiene el soporte hidráulico necesario.

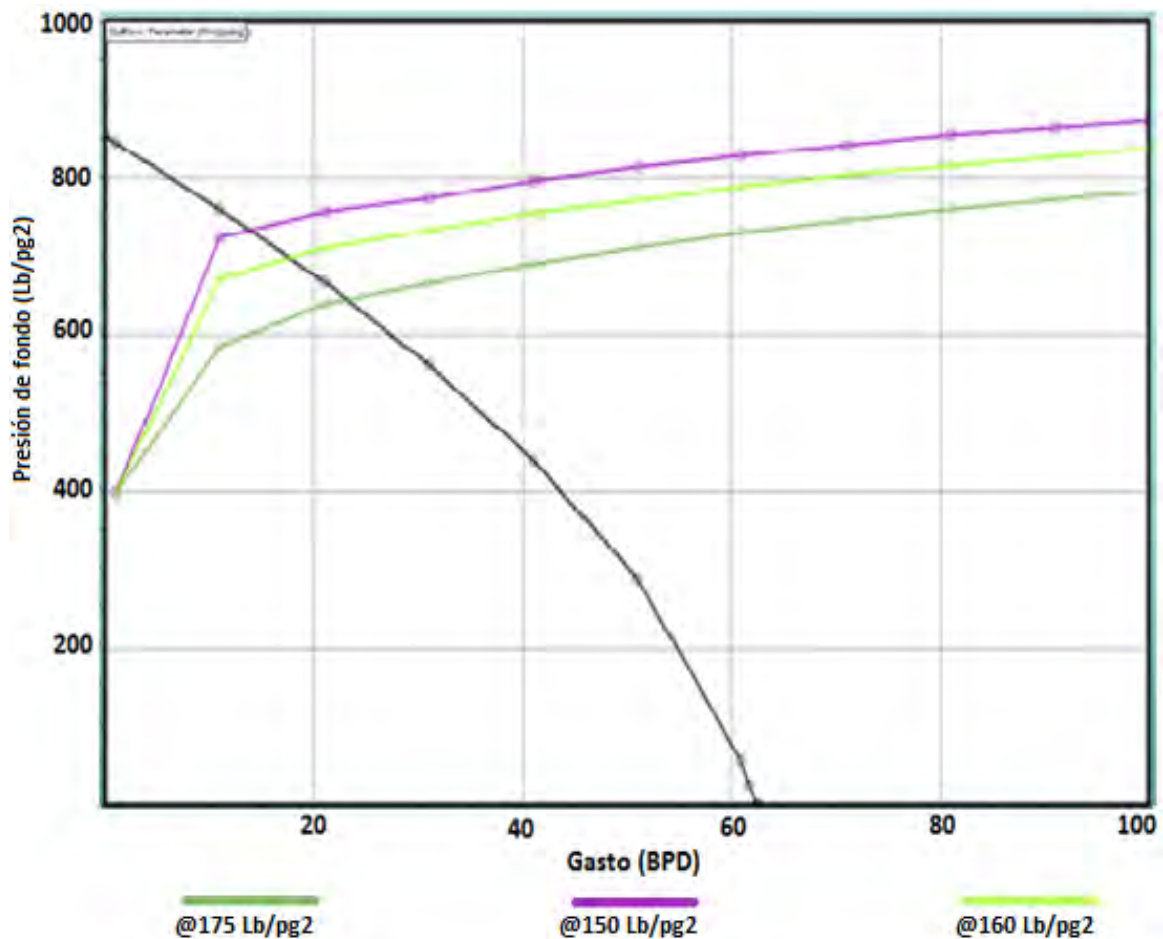


Figura 4.9 Gráfica de la simulación del comportamiento de flujo a tres presiones distintas de inyección (@175 lb/pg²=25 BPD; @160 lb/pg²= 18 BPD; @150 lb/pg²=13 BPD).⁶

4.2.1.2 Arreglo del pozo y resultados de producción

Después de analizar los escenarios otorgados por el programa WEM, los autores tomaron las decisiones más prudentes tomando en cuenta todas las restricciones que, tanto en superficie como en el fondo, se encontraban presentes. Son las más importantes las restricciones en el tamaño de conexiones en superficie, el estado de la tubería de revestimiento y la presión de inyección disponible.

Al considerar las restricciones del tamaño de TP y TR, se decidió que el gas, mezclado con el químico reductor de viscosidad, viajaría a través de una tubería flexible (interna) de 1.6 pulgadas de diámetro externo y el Venturi se colocaría dentro de un instrumento con un desviador de flujo, como el que se muestra en la **Figura 4.10**.

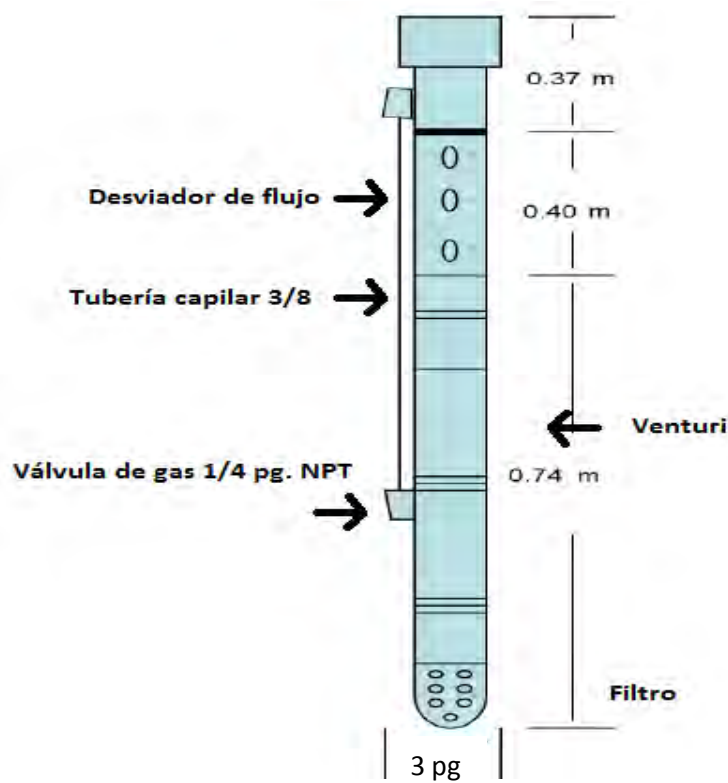


Figura 4.10 Instrumento donde se colocará el dispositivo Venturi a la profundidad programada.⁶

En tal dispositivo, se combinarían varias acciones simultáneamente: se inyectaría el gas de BN a través de una válvula de gas, se inyectaría por el mismo conducto el químico reductor de viscosidad, los fluidos del pozo pasarían a través del Venturi corriente arriba.

Con la inyección del gas dentro de la TP, se solucionó el problema de la presión adicional sobre la TR, misma que no podía soportar. El soporte hidráulico a la presión del gas de inyección recae en la tubería de producción, que es mucho más fácil de maniobrar en caso de reparación.

La **Figura 4.11** muestra el arreglo de tubería de producción y tubería de revestimiento del Pozo V-1. Es común encontrar tuberías de producción de entre 3 ½ a 4 ½ pulgadas en los pozos del área. Otra cosa notable es que las terminaciones en agujero descubierto eran muy comunes en los tiempos en los que este pozo se terminó.

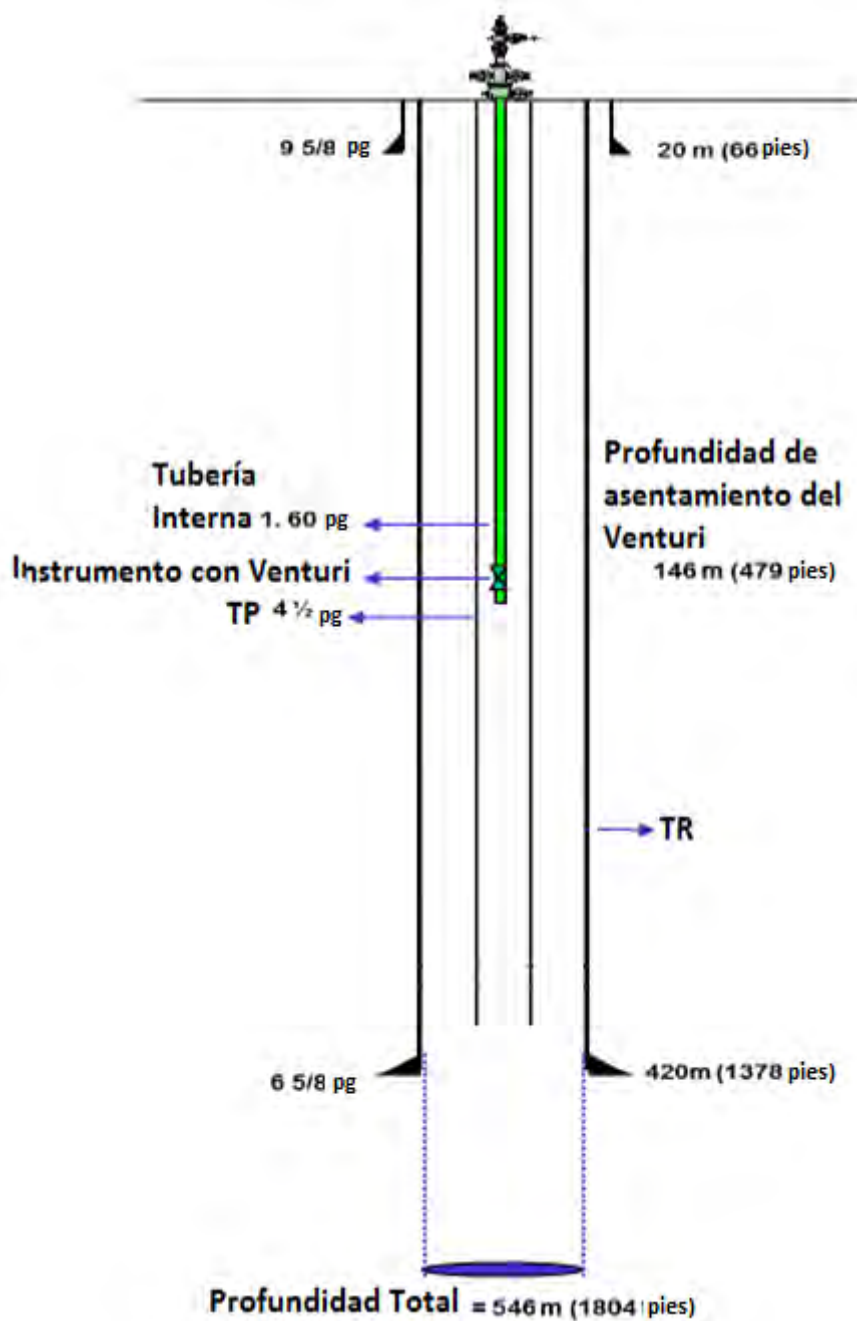


Figura 4.11 Arreglo del Pozo V-1 con la variante de BN y el instrumento con el dispositivo Venturi.⁶

El instrumento con el Venturi quedó entonces programado a una profundidad de 146 m (479 pies), y está adherido a una tubería flexible de 1.60 pulgadas de diámetro. Fue instalado en el pozo al mismo tiempo que la tubería flexible.

La presión de inyección disponible en superficie se limita a 163 lb/pg² (11.46 kg/cm²), hecho que limita significativamente la profundidad de inyección del gas y la profundidad de asentamiento del dispositivo

Después de la instalación, se colocó un tanque en la misma localización del Pozo V-1 con el objetivo de medir la producción de líquidos. Los resultados que se reportaron informan que la producción promedio del Pozo V-1 después de 3 días de comenzar la prueba fue de 34.7 BPD. Esto significa que, si comparamos esta producción con la producción inicial de 24.8 BPD (cuando no se tenía instalada la variante de BN con Venturi), el hecho de haber instalado este sistema significó un aumento de cerca del 40% en la producción del Pozo V-1.

Desafortunadamente la prueba tuvo que ser suspendida debido a que se agotó la capacidad del tanque de almacenamiento de fluidos producidos, sin embargo la prueba ofreció resultados prometedores.

4.3 Aplicación de sistemas de BN con Venturi sin inyección capilar en México^{2, 3, 4}

Estos dispositivos han sido implementados en pozos de campos maduros ubicados en varios lugares del país, con la información de históricos de producción, de presión, estado mecánico del pozo, se confirma la eficacia y los resultados positivos que ha tenido el diseño, aplicación y ejecución de dichos dispositivos en varios pozos de nuestro país. A continuación se muestran los detalles y resultados obtenidos de combinar el sistema de bombeo neumático con tecnología Venturi sin inyección capilar en otros campos mexicanos.

4.3.1 Campo Íride

El campo íride pertenece al complejo Antonio J. Bermúdez (CAJB), comprende cuatro campos petroleros más: Samaria, Cunduacán, Oxiacaque y Platanal. La explotación del campo Íride comenzó en 1975, con una producción máxima entre los años de 1980 y 1981 de 75,000 bpd teniendo ocho pozos activos. Después de 1984, luego de una fuerte declinación, la producción se mantuvo aproximadamente alrededor de 24,000 BPD. Hasta el 2011 se tenían alrededor de 40 pozos produciendo un total de 16,000 BPD de aceite. El complejo pertenece al Activo Integral Samaria-Luna, Región Sur, y está localizado el noroeste de Villahermosa, Tabasco; cerca de los límites con el estado de Chiapas.²

El CABJ, es de yacimientos naturalmente fracturados y hasta el 2011 contaba con más de cien pozos activos produciendo en formaciones del Cretácico, Jurásico y arenas del Terciario. Las formaciones del Cretácico y Jurásico, varían en profundidad entre 3,100 m y 4,500 m, con una porosidad de entre 2 y 6% y permeabilidades de 5 hasta 200 md. El espesor máximo observado de estas formaciones es de 2,400 m. El aceite producido por los yacimientos del Cretácico-Jurásico es de tipo ligero (28-31 °API); en los yacimientos Terciarios se produce aceite más pesado (de 11 a 23 °API) y aceite ligero (de hasta 33 °API).²

En el campo Íride se sabe por reglas heurísticas que los costos por producción de agua con un corte de agua mayor del 40% son altos, además que es un punto cima de la producción de aceite. Cuando un pozo llega a estas condiciones se le tiene que realizar un tratamiento remedial. Además, el campo cuenta con una buena cantidad de reservas probadas de aceite.²

Los campos del complejo (CAJB) se encuentran sobre un anticlinal de tipo cóncavo, seccionado por un gran número de fallas normales que lo dividen en bloques con características litológicas diferentes pero unidos hidráulicamente entre sí.³

El yacimiento del campo Íride se encuentra en una etapa madura de explotación, y se tienen dificultades por la presencia de agua en la producción; ya que fácilmente los pozos alcanzan un corte de agua alto, el ritmo de producción de agua aumento y el ritmo de recuperación de aceite disminuye.

En la **Figura 4.12** se muestra la localización del campo Íride y de otros campos que conforman el complejo Antonio J. Bermúdez.

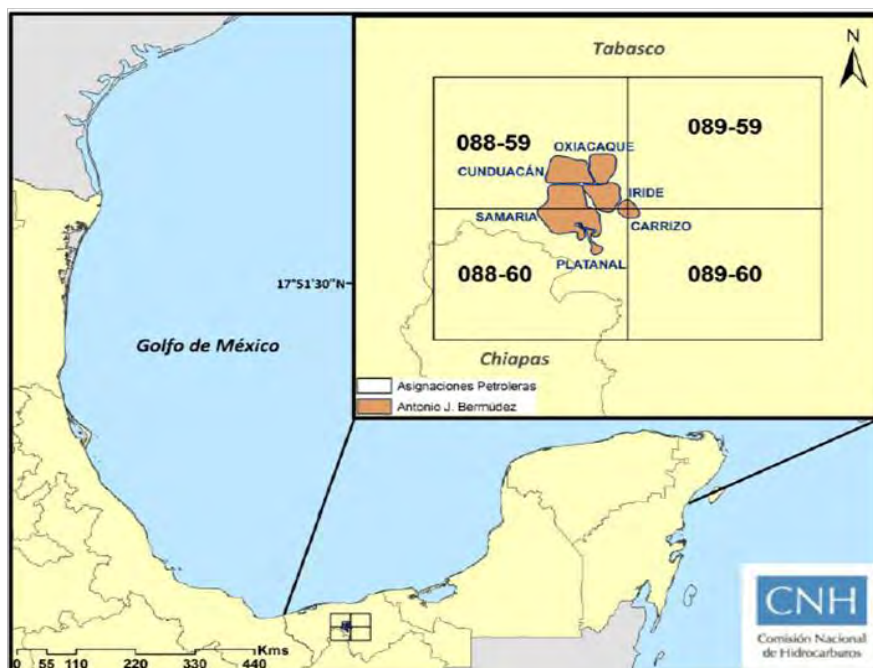


Figura 4.12 Localización de los campos íride y Cunduacán.⁴

En la Región Sur se encuentran en ejecución nueve proyectos exploratorios y quince proyectos de explotación. De estos últimos, nueve se realizan con inversión de tipo Pidiregas, el Proyecto Integral Complejo Antonio J. Bermúdez está en operación bajo este esquema de financiamiento. De todos los proyectos que conforman la cartera de inversión de Pemex Exploración y Producción (PEP), el proyecto Bermúdez ocupa el segundo lugar al aportar el 10.1% del valor económico de la empresa.

4.3.1.1 Pozo V-2.¹

Pemex ha implementado dispositivos llamados estranguladores de fondo tipo Venturi, los cuales son utilizados en los pozos para provocar un cambio al flujo mejorando las condiciones de levantamiento de los fluidos provenientes del yacimiento, administrar la energía del yacimiento, prolongar la vida productiva del pozo, minimizar los baches de líquido en la tubería de producción al realizar una dispersión homogénea del aceite con el gas disuelto liberado en el fondo, mejorar el patrón de flujo en TP para un adecuado transporte de los fluidos hasta la superficie y para controlar la producción de agua; estas son algunas de las ventajas que se han mostrado en campo con la implementación de los estranguladores de fondo, y que han servido para incrementar la producción de aceite.

En la **Figura 4.13** se muestra el comportamiento de la presión de acuerdo a la colocación de los estranguladores.

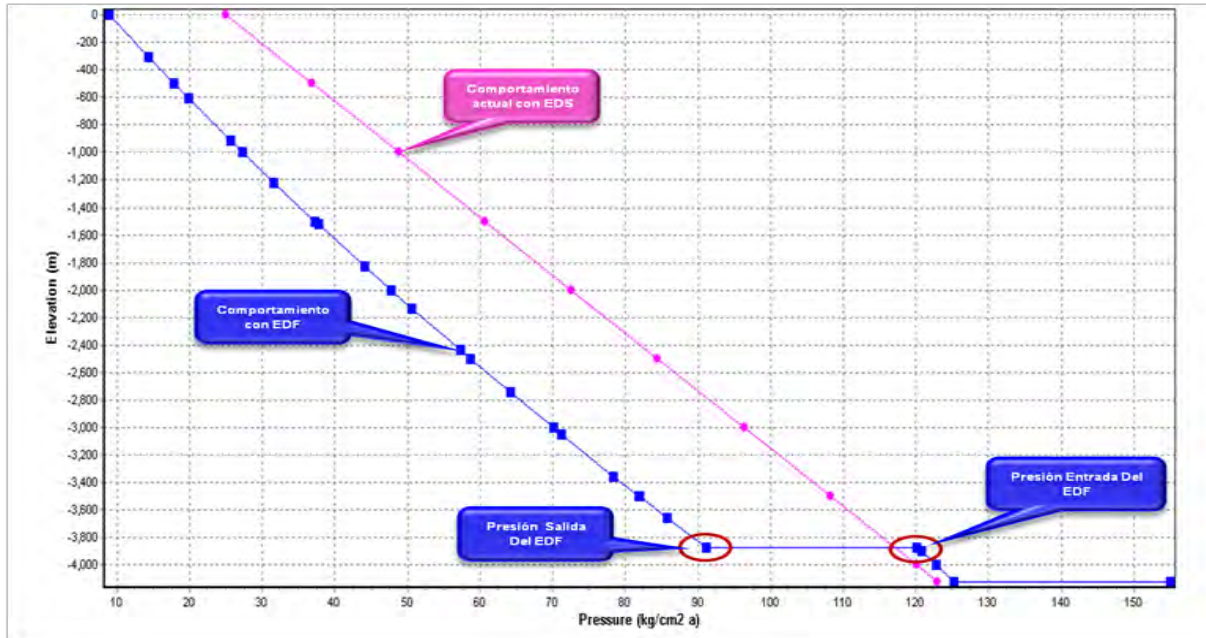


Figura 4.13 Comportamiento EDS y EDF.¹

En la **Figura 4.14** se muestra la información del Pozo V-2 ubicado en el campo Íride, donde se observa información de la columna geológica, fluidos de perforación con sus respectivos intervalos, desviaciones, información de las TR's y del aparejo de producción.

POZO: V-2
EQUIPO: 122 (SIOP 624)

Columna Geologica (Des.)			Fluidos de Perforación		
Formación	Prog.	Real	INTERVALO	Programa	Real
Paraje Solo	0	0	0-50	INH ARC 0	
Filisola	1300	1,063.80	50 - 718	INH ARC 1.10-1.17	INH ARC 1.10-1.19
C. Superior	1630	1,306.93	718 - 1746	E I 1.32-1.48	E I 1.32-1.43
C. Inferior	1860	1,608.50	1725 - 3662	E I 1.58-1.74	E I 1.55-1.65
Encanto	2015	1,689.35	3662 - 4366	POLIMERIC 1.00-1.02	POLIMERIC 1.00-1.01
Deposito	-	Ausente			
Oligoceno	-	Ausente			
Eoceno	3065	2,608.24			
Paleoceno	3240	3,351.78			
K. Superior	3520	3,667.56			
K. Medio	3583	3,841.83			
K. Inferior	3721	3,953.39			
J.S.T.					
J.S.K.					
P.T.	4215	4,219			

Desviaciones					
	PID/P. Des.	Prof.V	Desp.	Ang.	Rumbo
Prog.	2800/4215	4150	403.95	19.27	N 20°W
Real	3601	3598.01	50.29	3.66°	S16 27°E

Tuberías de Revestimiento

Diám.	Prog	Real	Descripción
30"	50	50	Tubo Conductor
20"	725	718	K-55, 94 LB/FT, BCN
13 3/8"	2000	1746	68 LB/PIE, N-80 - BCN 72 LB/PIE, P-110, BCN
9 5/8"	3520	3624	53.5 LB/PIE, TAC-110 VFJL, TAC-110 HDSLX, P-110 HDSLX Y TRC95 HDSLX
7" B.L.7"	4215 3420	4219	P-110, 35 LB/FT, HDSLX

Intervalos

Int.	Form.	Φ	Sw	Pistola	Ø	Observaciones
3947-3965 4000-4030 3947-3923	KM KI	8 % 4 - 6 %	16 % 18 %	SEMI-EXPANDIBLE SHOGUN RAPTOR 2 1/2", 13 C/PM FASE 60°	0.36"	Dol.=15, Cal=82, Arc=3 Dol.=85, Cal=10, Arc=5 ABIERTO

Aparejo de Producción		DE	HASTA
Punta de aparejo en			3731.38
Asiento de canica expulsable		3731.38	3731.16
1 tramo TP, N-80, 3 1/2", 9.2 lb/pie, MVAM		3731.16	3722.05
Empacador PHL 7" 35 lb/pie hidráulico recuperable		3722.05	3720.30
1 tramo TP, N-80, 3 1/2", 9.2 lb/pie, MVAM		3720.30	3711.35
Junta de expansión 15 pies longitud 50% abierta		3711.35	3703.47
1 tramo TP, N-80, 3 1/2", 9.2 lb/pie, MVAM		3703.47	3695.03
Camisa deslizante cerrada XDJH 3 1/2", 9.2 lb/pie		3695.03	3693.78
5 tramos TP, N-80, 3 1/2", 9.2 lb/pie, MVAM		3693.78	3650.79
Mandril gas lift - valvula orificio 20/64" oval		3650.79	3648.11
3 Tramos TP, N-80, 3 1/2", 9.2 lb/pie, MVAM		3648.11	3621.29
Combinación 3 1/2" MVAM (pin) x 3 1/2" VAM TOP (caja)		3621.29	3620.90
43 Tramos TP, N-80, 3 1/2", 9.2 lb/pie VAM TOP		3620.90	3220.01
Combinación 3 1/2" VAMTOP (pin) x 3 1/2" MVAM (caja)		3220.01	3219.62
Mandril gas lift oval - Con tapón dummy		3219.62	3216.94
Combinación 3 1/2" MVAM (pin) x 3 1/2" VAM TOP (caja)		3216.94	3216.55
186 Tramos TP, N-80, 3 1/2", 9.2 lb/pie, VAM TOP		3216.55	1478.68
155 Tramos TP, TRC-95, 3 1/2", 9.2 lb/pie, VAM TOP		1478.68	18.60
Combinación 3 1/2" VAMTOP (pin) x 3 1/2" MVAM (box)		18.60	17.48
1 tramo TP, TRC-95, 3 1/2", 9.2 lb/pie, MVAM		17.48	8.03
Colgador de tubería 13 5/8" x 3 1/2" MVAM		8.03	7.69
PCP Equipo PD 122		7.69	00.0

Figura 4.14 información general del Pozo V-2.¹

La **Figura 4.15** muestra el estado mecánico del pozo V-2, en donde se especifica la profundidad de asentamiento del Venturi que se programó a 3624 m. de profundidad.

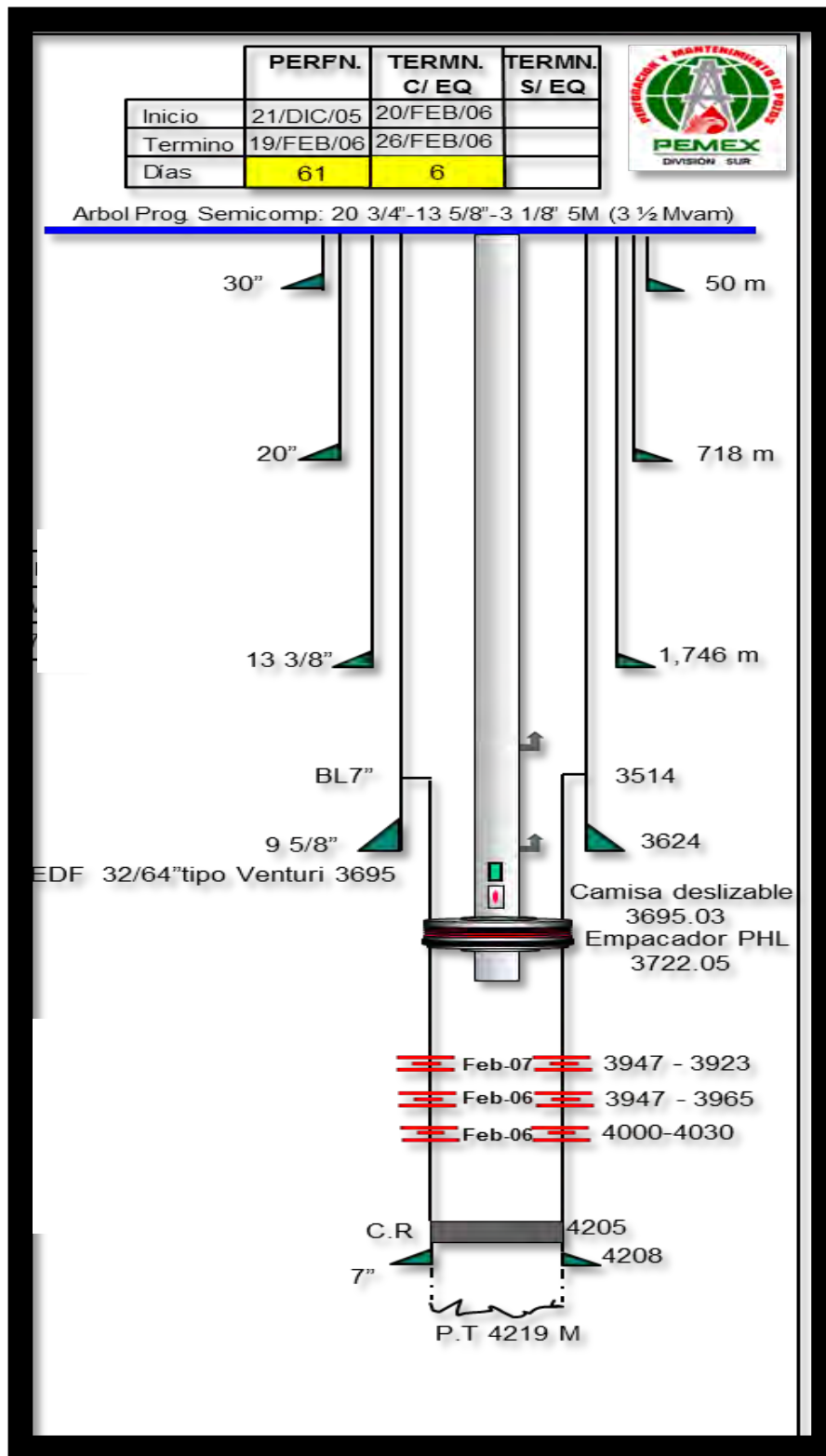


Figura 4.15 Arreglo mecánico del Pozo V-2. ¹

En este pozo, se tiene un corte de agua significativo, lo cual debe tomarse en cuenta para controlarlo y no afectar la producción de aceite. En la **Figura 4.16** se muestra gráficamente el comportamiento de la producción de aceite, gas y agua, con la implementación del estrangulador de fondo tipo Venturi, mismo que fue colocado a distintos tiempos por el problema que originaba el corte de agua, se realizó además una limpieza de aparejo para evitar que la herramienta se atore.

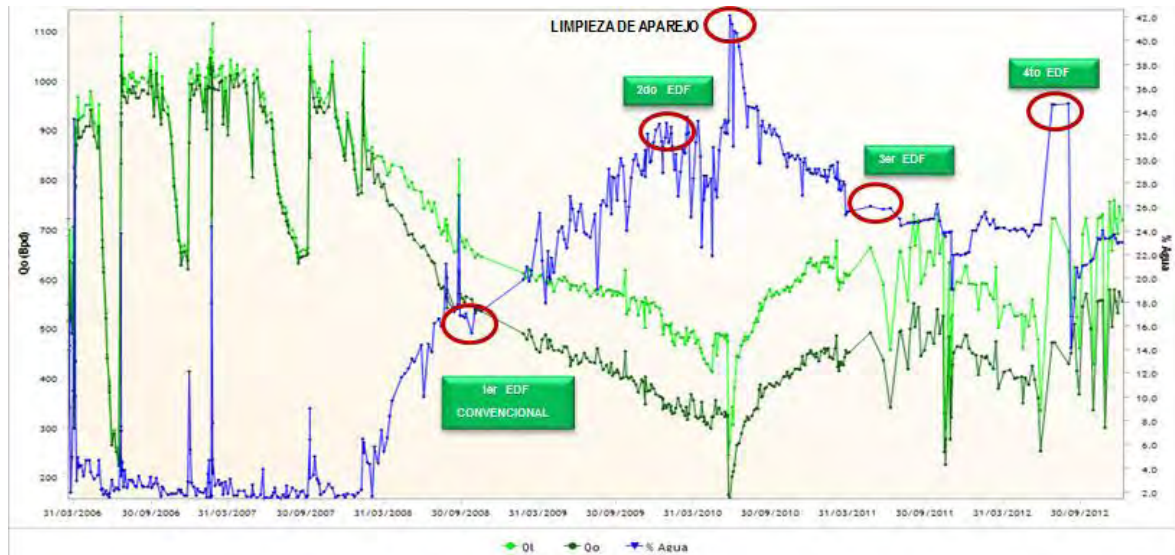


Figura 4.16 Gráfica de comportamiento de producción de fluidos (1er EDF=Sept 2008; 2do EDF=Enero 2010; 3er EDF=Junio 2011; 4to EDF=Julio 2012).¹

La producción de agua tiene suma importancia en la explotación del yacimiento ya que se tienen dos aspectos fundamentales a considerar:

- 1.- Reducción de la permeabilidad relativa del aceite: Cuando se produce agua, la permeabilidad relativa del aceite se reduce gradualmente.²
- 2.- Incremento en caídas de presión: La caída de presión de la columna hidrostática dentro del pozo representa el 90% del total de las caídas de presión en las tuberías verticales; debido a que la densidad del agua es mayor que la del aceite, mientras la producción de agua aumenta, el peso de la columna aumentará significativamente.²
- 3.- Deposito de sólidos: El agua contiene minerales que a ciertas condiciones de presión y temperatura pueden ocasionar daño a las tuberías, y por problemas de incrustaciones esto origina una reducción en el diámetro y por consiguiente un decremento en la producción del aceite.

En la **Figura 4.17** se muestra el historial de producción proporcionado por Pemex del pozo V-2. Como puede observarse se obtuvieron resultados positivos después de la implementación del estrangulador de fondo tipo Venturi; la producción de aceite se incrementó y se controló la producción de agua en el pozo; en junio de 2012 se instaló por cuarta ocasión el último dispositivo tipo Venturi.

Fecha Aforo	SAP	Ql Bpd	Qo Bpd	Qgf MMpcd	Qgi MMpcd	Qgt MMpcd	RGTL	RGIA	RGIL	RGIL	Est tp Pulg	Est tp 2 Pulg	Est tr 1 Pulg	Est tr 2 Pulg	Ptp Kg/Cm ²	Ptp2 Kg/Cm ²	Ptr Kg/Cm ²	Ptr2 Kg/Cm ²	Pld Kg/Cm ²	% Agua
06/01/2013	BN	718	553	0.52	1.96	2.48	614	166	486	128		93/64			10.0			7.5	23.0	
29/12/2012	BN	744	573	0.40	1.96	2.36	565	124	469	96		93/64			10.5			8.0	23.0	
26/12/2012	BN	689	531	0.21	2.00	2.21	572	71	517	55		93/64			9.5			8.0	22.9	
20/12/2012	BN	721	553	0.09	2.00	2.09	515	27	494	21		93/64			12.5			8.0	23.3	
18/12/2012	BN	757	578	0.09	2.00	2.09	492	28	471	21		93/64			12.0			7.8	23.6	
13/12/2012	BN	656	502	0.09	2.00	2.09	566	30	543	23		93/64			10.0			8.5	23.5	
07/12/2012	BN	754	578	0.07	2.00	2.07	489	22	472	17		93/64			10.0			8.5	23.3	
25/11/2012	BN	390	299	0.14	2.00	2.14	978	85	913	65		93/64			11.0			9.0	23.3	
21/11/2012	BN	730	555	0.24	2.00	2.24	547	78	488	59		93/64			11.0			9.0	24.0	
15/11/2012	BN	724	556	0.14	2.10	2.24	551	45	517	34		93/64			11.0			10.0	23.2	
08/11/2012	BN	721	553	0.20	2.30	2.50	618	65	568	50		93/64			10.0			8.5	23.3	
30/10/2012	BN	427	335	0.18	2.10	2.28	951	96	876	75		93/64			10.2			8.7	21.5	
23/10/2012	BN	634	498	0.25	2.30	2.55	715	88	646	69		93/64			10.5			9.0	21.5	
13/10/2012	BN	722	570	0.34	2.10	2.44	603	108	518	85		93/64			10.0			8.8	21.1	
04/10/2012	BN	689	544	0.08	2.00	2.08	537	26	517	20		93/64			10.0			9.0	21.0	
27/09/2012	BN	459	367	0.06	2.00	2.06	799	29	776	23		93/64			10.0			9.0	20.0	
21/09/2012	BN	522	413	0.06	2.00	2.06	703	25	682	20		93/64			10.0			8.5	20.9	
14/09/2012	BN	623	509	0.06	2.10	2.16	618	22	600	18		93/64			10.0			8.5	18.3	
07/09/2012	BN	524	450	2.06	2.10	4.16	1,413	814	714	699		93/64			10.0			9.0	14.1	
31/08/2012	BN	655	428	1.85	2.10	3.95	1,074	770	571	503		93/64			10.5			9.0	34.7	
31/07/2012	BN	721	472	1.85	2.10	3.95	976	699	519	457	2	93/64			10.5		67.0	9.0	34.6	
24/07/2012	BN	721	472	0.17	2.20	2.37	584	62	543	41		93/64			10.0		68.0	9.0	34.6	
28/06/2012	BN	333	251	0.13	2.10	2.23	1,194	94	1,123	71		93/64			12.5		68.0	8.0	24.5	
27/06/2012	BN	334	252	0.16	2.00	2.16	1,154	116	1,067	87		93/64			13.0		68.0	9.0	24.5	
20/06/2012	BN	476	359	0.16	2.00	2.16	810	81	748	61		93/64			15.0		75.0	8.0	24.5	
13/06/2012	BN	525	396	0.26	2.00	2.27	768	119	679	90		93/64			15.0		76.0	8.5	24.5	
06/06/2012	BN	558	424	0.24	2.00	2.24	715	100	638	76		93/64			0.0		0.0	0.0	24.0	

4to Venturi



Figura 4.17 Historial del Pozo V-2.¹

4.3.2 Campo Cunduacán.⁵

El campo Cunduacán es el segundo más importante dentro del complejo Antonio J. Bermúdez. Este campo inició su producción con la terminación del pozo Cunduacán 1, en julio de 1974 en la formación Cretácica Medio; la presión original del yacimiento fue de 533 kg/cm², misma que fue declinando muy rápidamente hasta alcanzar una presión de saturación de 318.5 kg/cm² en marzo de 1979; por esta razón se recurrió a sistemas de recuperación para mantener la presión y la producción de los pozos.

El volumen original del campo es de 2,576 MMB con una reserva remanente a diciembre del 2006 de 140 millones de barriles; con una historia de producción de 33 años, alcanzó su máxima producción de aceite (227.4 MBPD) en diciembre de 1978. Cuenta con una producción acumulada de aceite de 583 MMB y un factor de recuperación de aproximadamente 22%; actualmente su producción es de 12.7 MBPD a través de 18 pozos.

Para incrementar la producción de aceite en este campo ha sido necesario implementar sistemas artificiales en los pozos, tales como el bombeo neumático y bombeo electrocentrífugo; el bombeo neumático fue aplicado en dos etapas: la primera dependía de la presión en la red (70 kg/cm²) y la segunda con la utilización de motocompresores a boca de pozo. El electrocentrífugo fue utilizado en un solo pozo.

El campo Cunduacán tiene un historial de producción el cual está dividido en seis etapas, las cuales se describen a continuación:

1. De 1973 a 1979: se encontraban operando 21 pozos y se alcanzó un máximo de producción de 220,000 BPD.
2. Comenzó en 1980 donde se tenía una importante declinación de producción debido al depresionamiento del yacimiento causado por los altos ritmos de extracción.
3. Se inicia en 1984; la producción se estabiliza en 220,000 BPD hasta finales de 1992, por la conversión de pozos a bombeo neumático convencional, aunque la declinación de producción continuó hasta alcanzar un valor mínimo de 12,000 BPD en julio de 1994.
4. Inició en 1995; se tuvo un aumento en la producción, se perforaron 7 pozos intermedios y se optimizaron los sistemas artificiales implementados, con ello se alcanzó una producción de 30,000 BPD.
5. De 2002 a 2006: inició con una producción de 20,000 BPD, alcanzando un máximo de 30,000 BPD en julio de 2005 y se terminó con un gasto de 17,000 BPD, durante esta etapa el campo alcanza su máxima producción de gas (105 MMPCD) proveniente del casquete y del mecanismo de producción de gas en solución; esto ocasiona una pérdida de energía al yacimiento y el incremento de la producción de agua en un 20%.
6. Se inicia en 2006, con un proceso de inyección de gas amargo de 50 MMPCD. A diciembre de 2007 se tuvo una producción de 12,700 BPD de aceite y de 56 MMPCD de gas.

Actualmente se continúan optimizando los sistemas artificiales implementados, en específico el bombeo neumático para incrementar la producción de aceite y tener un control de la producción de agua en los pozos.

4.3.2.1 Pozo V-3.¹

Se tiene otro ejemplo de aplicación del estrangulador de fondo tipo Venturi; en la **Figura 4.18** se muestra la información general del pozo V-3 ubicado en el campo Cunduacán; se detalla la columna geológica, los intervalos disparados y demás accesorios implementados en dicho pozo.

Pozo V-3

COLUMNA GEOLOGICA		COLUMNA DE LODOOS	
FORMACION	PROF (m)	PROF	DENSIDAD
PARAJE SOLO	AELORA		
FLISOLA	418		
CONC SUP			
ENCANTO	1020		
EOCENO	2750		
PALEOCENO	3387		
K SUP	3690		
K MEDIO	3900		
PROF TOTAL	4020		

DISTRIBUCION DE TR'S	
TIPO	PROF
T.C. 20'	30 - 0
T.R. 13 3/8"	311 - 0
T.R. 9 5/8"	2502 - 0
T.R. 7"	3875 - 0
T.R. 5"	4020 - 3577

INTERVALOS DISPARADOS				
INTERV	FORM.	PORO %	SW %	OBSERVACIONES
3928-3896 m	K.M			Abierto (Redisparó c/ULTRA JET 2 1/8" fase 60" 13 c/m)

APAREJO DE PRODUCCION		
PROF. (m)		ACCESORIO
3554.04	3553.84	ZAPATA GUA
3553.84	3550.97	MULTI TV 80-40 CON ST.S. Y 2 TUBOS ESPACIADORES CORIOS
3550.97	3550.75	TOPE LOCALIZADOR
3550.75	3518.20	3 TMOS DE T.P. 3 1/2" TRC-95 9.2LB/PB MVAM
3540	3541	TUBING STOP
3539	3540	ESTRANGULADOR DE FONDO
3519.20	3516.00	COMBINACION p 3 1/2" 9.2 lb/pie MVAM a c/4 1/2" 12.6 lb/pie MVAM
3519.00	3241.77	N TMOS. T.P. 4 1/2" N-80, 12.6 lb/pie MVAM
3241.77	3219.12	2 TMOS DE T.P. 3 1/2" TRC-95 9.2LB/PB MVAM
3219.12	3075.09	N TMOS. T.P. 4 1/2" N-80, 12.6 lb/pie MVAM
3075.09	3052.29	2 TMOS DE T.P. 3 1/2" TRC-95 9.2LB/PB MVAM
3052.29	2793.89	N TMOS. T.P. 4 1/2" N-80, 12.6 lb/pie MVAM
2793.89	2771.24	2 TMOS DE T.P. 3 1/2" TRC-95 9.2LB/PB MVAM
2771.24	2408.31	N TMOS. T.P. 4 1/2" N-80, 12.6 lb/pie MVAM
2408.31	2385.52	2 TMOS DE T.P. 3 1/2" TRC-95 9.2LB/PB MVAM
2385.52	2013.98	N TMOS. T.P. 4 1/2" N-80, 12.6 lb/pie MVAM
2013.98	1991.18	2 TMOS DE T.P. 3 1/2" TRC-95 9.2LB/PB MVAM
1991.18	21.97	288 TMOS. T.P. 4 1/2" N-80, 12.6 lb/pie MVAM
21.97	20.97	COMBINACION p 4 1/2" 12.6 lb/pie MVAM a c/4 1/2" 9.2 lb/pie MVAM
20.97	8.20	1 TMO. Y 1 MADRENA DE T.P. 3 1/2" TRC-95, 9.2 lb/pie MVAM
8.20	0.00	EMR.
		6 VALVULAS DE INYECC'N DE GAS CAMCO CP-JV
		Nº PROF. CALIBR'N
		(m) (PSI)
		1 3828.74 Mandril con trapez. Summay D-14E
		2 3229.76 Mandril con trapez. Summay D-14E
		3 3062.14 Mandril con trapez. Summay D-14E
		4 2780.89 Mandril con trapez. Summay D-14E
		5 3305.37 Mandril con trapez. Summay D-14E
		6 2001.00 Mandril con trapez. Summay D-14E

Figura 4.18 Información general del pozo V-3.¹

El estado mecánico del pozo V-3 se presenta en la **Figura 4.19**, en el que el dispositivo Venturi quedó instalado a 3539 m.

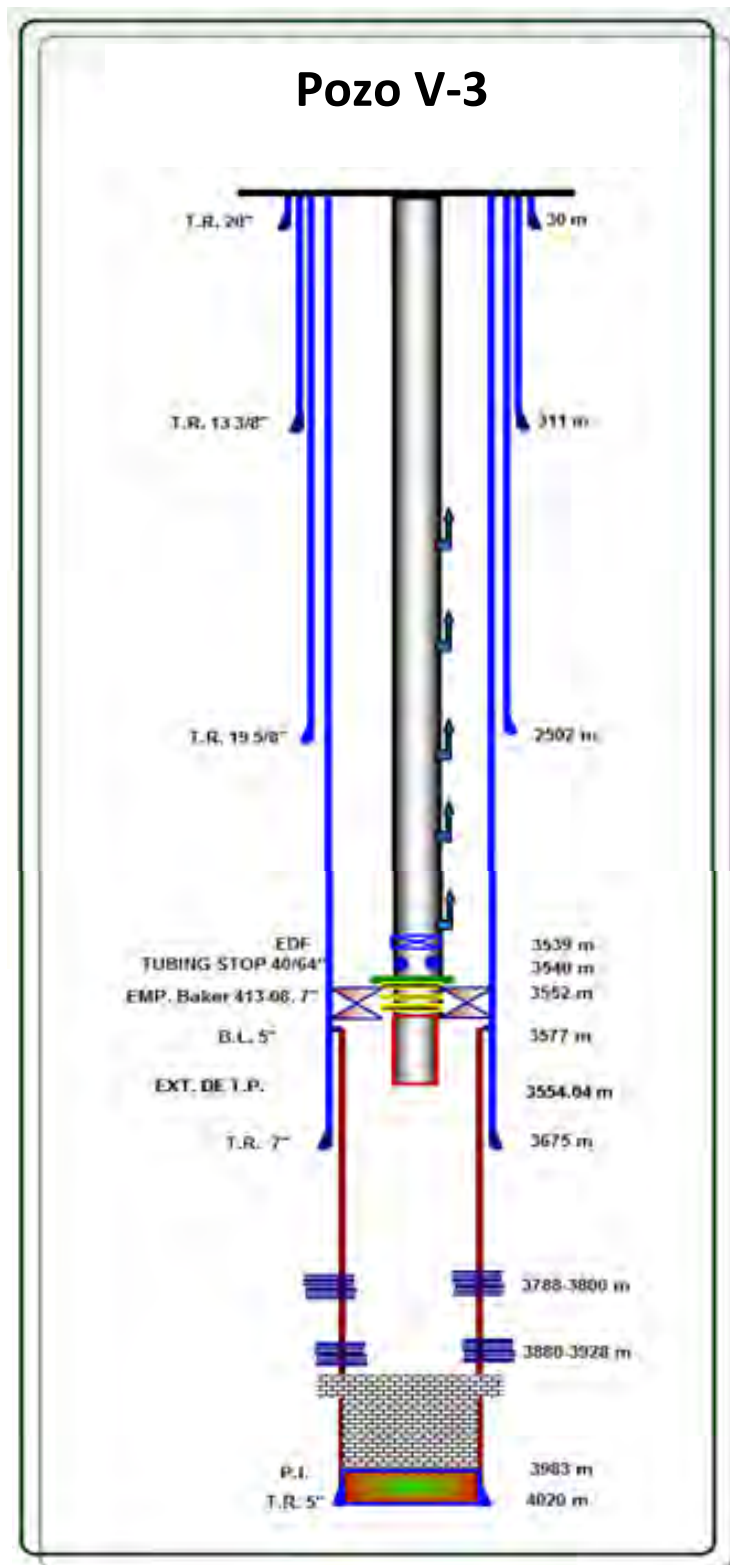


Figura 4.19 Arreglo mecánico del Pozo con BN y Venturi V-3.¹

En la **Figura 4.20** se presenta el histórico de producción del pozo V-3; se observa que el corte de agua se intensifica de manera gradual y la producción de aceite y gas disminuyen; se instaló un estrangulador de fondo tipo Venturi para eficientar la producción de aceite y controlar el corte de agua; se observa que el corte de agua disminuyó con esta acción.

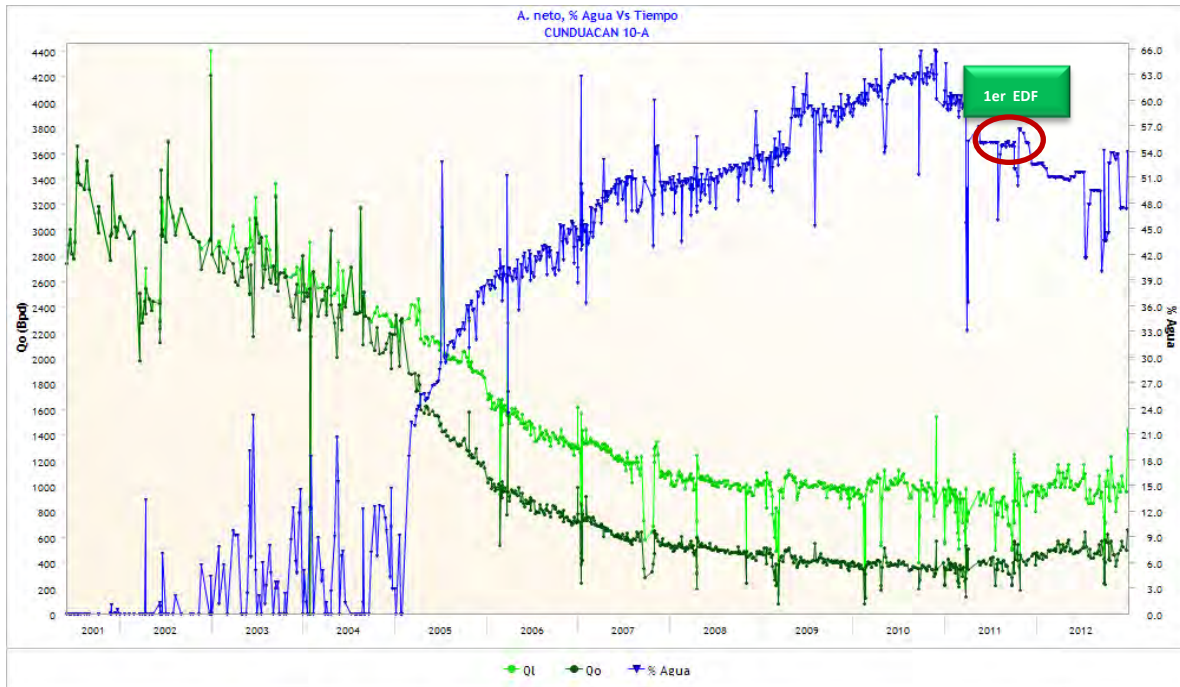


Figura 4.20 Gráfica del comportamiento de producción de fluidos del Pozo V-3 (1er EDF=Sept 2011).¹

Los proyectos de inyección de agua con que se inició la explotación de los pozos en el campo Cunduacán fueron suspendidos en marzo de 1985, debido a la rápida irrupción de agua ocasionada por los altos gastos de inyección por encima del factor de reemplazo de 1.1; durante el periodo de inyección, este factor alcanzó valores hasta de 1.6, lo cual ocasionó el cierre de pozos cercanos a los inyectores.

En 2011 se instaló un dispositivo de fondo tipo Venturi. En la **Figura 4.21** se presenta el histórico de producción del pozo V-3. Puede observarse que el corte de agua disminuyó, en el mejor caso, de 57 a 40%; la producción de aceite llegó, a finales del 2012, hasta los 664 BPD. Los resultados de este pozo no muestran una mejora significativa en la producción de aceite o la reducción del corte de agua; sin embargo puede rescatarse que después de la instalación del EDF tipo Venturi el corte de agua se mantuvo estable al igual que la producción de aceite.

Fecha Aforo	SAP	Ql Bpd	Qo Bpd	Qgf MMpcd	Qgi MMpcd	Qgt MMpcd	RGTL	RGIA	RGIL	RGIL	Est tp Pulg	Est tp 2 Pulg	Est tr 1 Pulg	Est tr 2 Pulg	Ptp Kg/Cm²	Ptp2 Kg/Cm²	Ptr Kg/Cm²	Ptr2 Kg/Cm²	Pld Kg/Cm²	% Agua
29/12/2012	MTC	1,444	664	0.55	2.00	2.55	314	147	247	67	93/64	104/64			10.6	10.6			9.0	54.0
24/12/2012	MTC	953	502	0.53	2.00	2.53	472	187	374	98	93/64				11.5				9.5	47.3
11/12/2012	MTC	996	524	0.81	1.90	2.71	485	276	340	145	93/64				13.8				10.0	47.4
04/12/2012	MTC	1,083	570	0.99	2.00	2.99	492	310	329	163	93/64				12.8				9.0	47.4
29/11/2012	MTC	952	502	1.06	1.70	2.76	517	378	318	199	93/64				10.4				8.8	47.3
22/11/2012	MTC	1,018	472	0.80	1.70	2.50	438	303	297	140	93/64				10.5				9.0	53.6
15/11/2012	MTC	909	421	1.18	1.70	2.88	565	501	333	232	93/64				10.4				8.8	53.7
10/11/2012	MTC	802	377	0.15	1.70	1.85	410	69	378	32	93/64				10.0				9.0	53.0
06/11/2012	MTC	990	461	0.75	1.70	2.45	441	290	306	135	93/64				10.0				9.0	53.4
31/10/2012	MTC	996	460	0.52	1.79	2.31	413	201	320	93	93/64				10.5				9.0	53.8
26/10/2012	MTC	1,233	569	0.93	1.60	2.53	366	292	231	135	93/64				11.0				9.5	53.9
20/10/2012	MTC	888	421	0.65	1.79	2.44	490	275	360	130	93/64				11.0				9.5	52.6
17/10/2012	MTC	909	431	0.51	1.70	2.21	434	213	333	101	93/64				11.0				9.5	52.6
13/10/2012	MTC	996	553	1.51	1.88	3.39	606	485	337	269	93/64				11.5				10.0	44.5
09/10/2012	MTC	1,125	624	1.40	1.50	2.90	459	400	237	222	93/64				12.0				9.5	44.5
03/10/2012	MTC	996	562	0.28	2.20	2.48	444	90	393	51	93/64				11.0				10.0	43.6
02/10/2012	MTC	1,039	577	0.21	2.20	2.41	414	66	377	37	93/64				10.5				9.0	44.5
01/10/2012	MTC	714	403	0.77	1.50	2.27	566	340	374	192	93/64				12.0				9.5	43.6
29/09/2012	MTC	411	232	0.77	1.50	2.27	984	591	650	334	93/64				12.0				9.5	43.6
28/09/2012	MTC	520	239	0.07	2.20	2.27	776	49	754	23	93/64				16.0				10.5	54.0
24/09/2012	MTC	757	427	0.02	2.20	2.22	523	9	518	5	93/64				11.5				10.0	43.6
18/09/2012	MTC	952	571	0.05	2.00	2.05	383	15	374	9	93/64				11.5				10.0	40.0
12/09/2012	MTC	908	460	0.17	2.20	2.37	465	67	432	34	93/64				11.5				10.0	49.3
06/09/2012	MTC	1,081	547	0.20	2.20	2.40	395	64	362	32	93/64				11.5				10.0	49.4
01/09/2012	MTC	973	492	0.00	2.00	2.00	367	1	366	1	93/64	104/64			12.0	12.0			10.5	49.4
27/08/2012	MTC	942	477	0.24	2.20	2.44	461	89	416	45	93/64	104/64			11.5		65.0		10.0	49.4
20/08/2012	MTC	930	471	0.48	2.00	2.48	475	182	383	92	93/64	104/64			11.5		65.0		10.0	49.4
14/08/2012	MTC	865	438	0.44	2.20	2.65	545	181	453	92	93/64	104/64			12.0		65.0		10.5	49.4
07/08/2012	MTC	865	438	0.20	2.00	2.20	454	83	412	42	93/64	104/64			12.0		65.0		10.5	49.4
31/07/2012	MTC	973	508	0.33	2.20	2.53	463	116	403	61	93/64	104/64			12.0		65.0		10.5	47.8
26/07/2012	MTC	866	452	0.86	2.20	3.06	630	340	452	177	93/64	104/64			12.0		65.0		10.5	47.8
19/07/2012	MTC	899	525	1.08	2.20	3.28	649	365	436	213	93/64	104/64			12.0		69.0		9.5	41.6

Figura 4.21 Histórico de Producción Pozo V-3.¹

Referencias Capítulo IV

Referencias Títulos

1. Reporte PEMEX; ***“Implementación estranguladores de fondo tipo Venturi”***. Tabasco.
2. Guadarrama Toledo Oscar Alberto; ***“Estudio Técnico y Análisis de rentabilidad preliminar de los trabajos remediales del alto corte de agua en pozos del campo Íride”***. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería. Universidad del Istmo.
3. Fong Aguilar José L., Villavicencio Pino Antonio E., Pérez Herrera Rafael, Flamenco López Francisco J.; ***“Proyecto Integral Complejo Antonio J. Bermudez: Retos y Oportunidades”***. CIMP. 2005.
4. ***“Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Antonio J. Bermudez (Modificación Sustantiva”***. Comisión Nacional de Hidrocarburos.
5. Ing. Sánchez Barajas José; ***“La definición de heterogeneidades en el campo Cunduacan coadyuva al entendimiento del comportamiento de sus yacimientos”***. Revista de Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C. Numero 04. Abril 2009.
6. López Manríquez Alberto, Lopez Hernandez José G.; ***“Using a New Hybrid Artificial Lift System for Mature Heavy Oil Fields”***. SPE. 2012
7. ***“Bloque Altamira: Resumen Ejecutivo”***. PEMEX. 2011.

Capítulo V

Análisis de Resultados

5.1 Introducción

La selección del sistema artificial de producción adecuado para un pozo requiere el análisis de todos los aspectos, técnicos y económicos que involucra cada sistema.

Cada sistema artificial tiene ventajas y desventajas particulares, y se debe tener en mente un objetivo claro para poder jerarquizar dichas ventajas y desventajas. En el caso del bombeo neumático, es bien sabido que la compresión y el tratamiento del gas en superficie representa una de las partes más costosas del sistema.

A julio de 2012 el bombeo neumático continuo estaba instalado en cerca del 43% de los pozos que producían con algún sistema artificial de producción en México.² En 2005 ese porcentaje era mayor y la baja puede deberse a que otros sistemas artificiales de producción, como el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido y el Bombeo Hidráulico han sido objeto de atención y ha crecido su uso dentro de la industria petrolera.

El hecho de que la variedad de sistemas artificiales de producción (SAP) sea amplia hace más complicada la selección de un SAP para un pozo. No obstante, mientras existan más opciones, es más probable que se obtengan mejores resultados

Una vez que se ha seleccionado un SAP, lo siguiente es realizar un diseño adecuado y optimizado del sistema. Debe hacerse un análisis de los efectos que tendrá el diseño elegido y posteriormente tomar las decisiones pertinentes.

En este Capítulo se analizan los resultados obtenidos en cada uno de los casos de aplicación del sistema de BN con tecnología Venturi presentado en el *Capítulo IV*.

5.2 Análisis de la aplicación en el Pozo V-1

El análisis realizado en esta sección se aplica sobre los resultados obtenidos en el artículo de la SPE número 157828 realizado por Alberto López Manríquez y José G. López Hernández en el año 2012. Dicho artículo trata de la aplicación de la variante de bombeo neumático combinada con la inyección capilar de un químico reductor de viscosidad y con un dispositivo Venturi en el fondo, en un campo de la Región Norte de México operado por Petróleos Mexicanos (PEMEX).

De dicha aplicación se deducen los siguientes argumentos:

- Los pozos del área se encuentran en condiciones avanzadas de explotación y esta situación dificulta el manejo del pozo, como tareas de reparación y sustitución de tuberías. A causa de que las tuberías de revestimiento no proporcionaban el soporte hidráulico necesario, se produjo la variante mencionada, con la cual la tubería de producción proporciona ese soporte. Esto evita el uso de un aparejo de

reparación y con ello disminuyen los costos, tiempos de cierre y posibles daños al pozo.

- Otro problema es la alta viscosidad del crudo que producen esos pozos, para lo cual se complementó la inyección de gas con la inyección de un químico reductor de viscosidad mediante un sistema de inyección capilar.
- Se realizaron varias pruebas con el reductor de viscosidad en el laboratorio para comprobar su eficiencia. Con resultados satisfactorios se lograron reducciones en la viscosidad de las muestras de hasta 90%. La reducción de la viscosidad en esa escala se vio reflejada en mejores condiciones de flujo hacia la superficie que llevaron a un incremento de la producción de aceite.
- La presión de fondo fluyendo inicial (de alrededor 650 Lb/pg²) se vio reducida al instalar el dispositivo Venturi, lo que podemos interpretar como un accionar efectivo del dispositivo, que también contribuyó al incremento de la producción de aceite.
- La presión de inyección es uno de los parámetros más importantes en el diseño del bombeo neumático, y las simulaciones demostraron que mientras mayor es la presión de inyección disponible se obtendrán mayores producciones (hasta un valor de presión límite con el cual la producción dejará de aumentar).
- Debido al arreglo del sistema, la profundidad de inyección del gas y la profundidad de instalación del dispositivo Venturi son la misma.
- Concordando con el comportamiento habitual, una mayor profundidad de inyección del gas simuló mayores producciones. Sin embargo la profundidad de inyección, y por lo tanto también la profundidad de instalación del dispositivo Venturi, tuvo que limitarse a 479 pies (146 m) a causa de restricciones en la presión de inyección disponible en superficie (163 lb/pg²).
- Como se mencionó los pozos en la región están en estado avanzado de explotación y además no se tiene información completa o actualizada de muchos de ellos, lo que representa un problema para realizar el diseño del sistema. En este caso no se tenía información del volumen diario que se estaba inyectado al pozo y fue necesario suponer datos al momento del diseño. Por esta razón los resultados de un diseño que tiene este tipo de información supuesta deben ser tomados con la precaución debida.
- En la superficie, el pozo no disponía de un medidor de flujo ni de presión, lo de dificultaría la posterior evaluación de los resultados después de la instalación del dispositivo. Para esto se decidió enviar los fluidos producidos a un tanque de almacenamiento durante el tiempo que durara la prueba.

- La producción antes de instalar el sistema promediaba los 24.8 BPD y la producción promedio después la instalación fue de 34.7 BPD; este incremento, de cerca de 50% se atribuyó al sistema BN-Venturi-Reductor de viscosidad. La prueba no pudo continuar por más de tres días porque el tanque de almacenamiento de fluidos producidos se llenó; sería prudente realizar esta prueba en pozos con sistemas de medición de fluidos y de presión.
- Cambios en parámetros como el corte de agua (que inicialmente fue del 20%) y densidad del fluido resultaron despreciables durante el diseño del sistema, pero no hay que perder de vista que la prueba duró solo tres días y no se alcanzó a apreciar el efecto de la variación real de estos parámetros sobre la producción.

Como resultado de este análisis y de la prueba de campo, se concluye que el sistema formado por la combinación del bombeo neumático con tecnología Venturi e inyección de reductor de viscosidad es una alternativa válida para incrementar la producción en campos maduros que se caracterizan por producir aceite pesado.

5.3 Análisis de la aplicación en el pozo V-2

En los resultados del Pozo V-2 que se muestran en el *Capítulo IV*, se mostró un dispositivo llamado estrangulador de fondo el cual actúa de manera similar al dispositivo Venturi de este trabajo y que se mostró en el Pozo V-1; este estrangulador de fondo ha sido implementado por Petróleos Mexicanos (PEMEX) en el campo Íride, en el Estado de Tabasco, que tiene algunos yacimientos que producen crudo pesado de 11 a los 23 grados API.

Como resultado del análisis realizado se concluye que:

- El principal problema que presentó este pozo fue el alto corte de agua, que como mostraron sus resultados, era inversamente proporcional a la producción de aceite. Aun así la instalación de más estranguladores de fondo pudo estabilizar la producción cuando el corte de agua aumentó significativamente.
- En promedio las compañías producen tres barriles de agua por uno de aceite en zonas donde las reservas se encuentran en declive. Los gastos por barril de agua van desde los 5 a los 50 centavos de dólar, así que para prevenir estos gastos, se planea el control del avance del contacto agua-aceite.
- Debido a que la densidad del agua es mayor que la del aceite, cuando el corte de agua va en aumento, el peso de la columna hidrostática se incrementará, la caída de presión total aumenta, y la productividad del pozo disminuye.

- Debe monitorearse la información del pozo de manera continua mediante recuperación de muestras de fondo, registros de presión de fondo y monitoreo en superficie.
- Con los análisis de los pozos V-1 y V-2, se puede enunciar que el dispositivo Venturi no presenta aumentos significativos de la producción de aceite con cortes de agua mayores a 30%, pero si se aprecia que puede mantener estable la producción de agua.
- No se descarta la implementación de varios estranguladores de fondo a distintas profundidades si la reducción en la presión de fondo no es suficiente o no se ha controlado la producción de agua. En este caso se necesitaron 4 estranguladores de fondo tipo Venturi para lograr reducir el corte de agua y simultáneamente aumentar la producción de aceite.

Aun así, el estrangulador de fondo tipo Venturi tiene resultados satisfactorios debido a su función de estrangulación o regulación del paso de los fluidos; se libera mayor cantidad de gas causado por la caída de presión generada en el estrangulador, haciendo que la columna de fluidos es más ligera y el patrón de flujo en tubería es más homogéneo; se logran menores cambios de presión en el fondo del pozo y una menor caída de presión por la columna hidrostática; por tanto, la producción de aceite tendrá un incremento.

5.4 Análisis de la aplicación en el Pozo V-3 ¹

En este pozo V-3 que se encuentra en el campo Cunduacán, también se implementó un estrangulador de fondo tipo Venturi el cual tiene un funcionamiento similar al analizado en este trabajo; en este pozo se tienen conificaciones importantes de agua, para lo cual deben tomarse las mismas medidas mencionadas para el pozo V-2, para tener un correcto funcionamiento del sistema.

El dispositivo Venturi cumple con la función de administrar la energía de los fluidos y a su vez regular la producción de agua; no obstante, para este estrangulador de fondo tipo Venturi, se encontraron problemáticas de producción de aceite por presencia de agua.

Para el estudio del control de la producción de agua debe tomarse en cuenta lo siguiente:

- i. Capacidad de producción de aceite en el pozo.
- ii. Características físicas del yacimiento.
- iii. Identificación del origen y mecanismos de aporte del agua.
- iv. Evitar daños a zonas de aceite.

- Con el estrangulador de fondo, los cambios de presión en el fondo causan flujos intermitentes de agua en la formación y en sistemas de fracturas. Por ello una columna menos pesada incrementará el gasto de la producción, y se tendrán resultados favorables con el incremento de la producción de aceite y la disminución de la producción de agua.
- Cuando el corte de agua es demasiado alto, la instalación del estrangulador de fondo tipo Venturi puede mantener y hasta disminuir la producción de agua, lo que puede traducirse en un ligero incremento de la producción de aceite.
- La producción de gas del Pozo V-3, como los demás pozos en la zona, comenzó a aumentar. Esto provocó que la energía del yacimiento decayera y que fuera necesario buscar alternativas, como los estranguladores de fondo, para optimizar los sistemas de bombeo neumático que se encuentran en un gran número en el campo Cunduacán.

Referencias Capítulo V

1. Guadarrama Toledo Oscar Alberto; **“Estudio Técnico y Análisis de rentabilidad preliminar de los trabajos remediales del alto corte de agua en pozos del campo Íride”**. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería. Universidad del Istmo.
2. CNH-PEMEX; **“Estado de Pozos a Julio 2012”**. 2012.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- El bombeo neumático es un sistema cuyo principal mecanismo de producción es el aligeramiento de la columna de fluidos para facilitar el flujo a superficie. Ha probado su eficiencia y es de los sistemas artificiales de producción más usados en México.
- La variante del BN estudiada en este trabajo consiste en un sistema de bombeo neumático que inyecta una mezcla de gas y un químico reductor de viscosidad en el pozo, donde se encuentra instalado un dispositivo que utiliza la tecnología Venturi.
- Debido al gran número de equipos de bombeo neumático que hay en México, la variante estudiada en este trabajo es una alternativa seria para la optimización de estos sistemas de BN.
- La implementación del dispositivo Venturi junto con la inyección del gas y el reductor de viscosidad, es sumamente prometedora en los pozos de los campos maduros del país con presencia de crudo pesado, ya que su geometría y funcionamiento está diseñado para hacer más eficiente la producción de este tipo de crudo.
- Gracias a que el sistema de BN-Venturi-Reductor de viscosidad no tiene partes móviles en el fondo del pozo no se necesitan reparaciones regulares.
- La instalación de esta variante es rápida y sencilla porque no se necesita más que un equipo de tubería flexible para instalarla. Los bajos costos de implementación, reparación y mantenimiento hacen de este sistema una muy buena opción cuando se necesita mejorar la producción de algún pozo y no se tiene el presupuesto como para instalar sistemas más caros.
- El dispositivo Venturi, por sí sólo, no es un sistema artificial de producción, ya que no entra dentro de la definición de éstos porque no aporta energía a los fluidos del pozo. Lo que hace el Venturi es administrar la energía que ya hay en el pozo, para hacer la producción de fluidos más eficiente.
- El Venturi es un dispositivo que puede resolver problemas como: mejorar o cambiar el patrón de flujo en la tubería de producción para un adecuado transporte de los fluidos hasta superficie, conserva la energía del yacimiento debido al fenómeno de presión y velocidad que ocurre dentro del dispositivo.
- A comparación de un estrangulador de flujo común, el Venturi y su geometría pueden prevenir y evitar la formación de remolinos y con ello fenómenos de cavitación que generan pérdidas continuas de presión.

-
- Aplicaciones comúnmente utilizadas para estimar el flujo a través de un Venturi consideraban el flujo en una sola fase, y con el programa desarrollado en este trabajo (VenFlow) se puede ahora hacer una estimación del gasto a través de este instrumento tomando en cuenta la condición bifásica del flujo. Este gasto resultante sirve para generar un indicador $\Delta\text{gasto}/\Delta\text{presión}$ ($\Delta q/\Delta p$) que se analiza para justificar o no la instalación del Venturi en el pozo.
 - Los programas comerciales de cómputo que se utilizan en la industria para la optimización y diseño de pozos, como WellFlo y PipeSim, no tienen todavía la capacidad de reproducir el efecto de un Venturi en el pozo, lo que dificulta el diseño del sistema BN-Venturi-Reductor de viscosidad. A pesar de las complicaciones para simular un Venturi en el pozo, se detalló una metodología a seguir para poder realizar un diseño lo más adecuado posible de esta variante de BN. La metodología se ejecuta en el programa de cómputo WellFlo.
 - Las simulaciones en el programa de cómputo WellFlo confirman que mientras mayor sea la profundidad de inyección y asentamiento del Venturi, mayores gastos podrán obtenerse.
 - La metodología descrita en este trabajo arroja resultados muy cercanos a la metodología usada en el artículo **“Using a New Hybrid Artificial Lift System for Mature Heavy Oil Fields”** de la SPE con número 157828. Dichos resultados confirman la confiabilidad de dicha metodología.
 - La profundidad de inyección del gas (que va ligada con la profundidad de instalación del Venturi), está restringida por la presión de inyección disponible en la superficie. Este aspecto constituye una parte muy importante en la configuración del sistema.
 - Sólo se tiene información de la instalación de esta variante en un pozo en la región norte de México. No obstante, la implementación de estranguladores de flujo tipo Venturi junto con sistemas de bombeo neumático (no necesariamente en la configuración de la variante presentada) en México parece ser una opción.
 - Con el desarrollo de este trabajo se estudió y analizó una variante de bombeo neumático que puede convertirse en una opción viable para resolver problemas asociados con la producción de crudos pesados en campos maduros. De igual forma se definió una metodología para hacer un diseño de dicha variante. Esta metodología se ayuda de una aplicación para calcular el gasto a través de un Venturi que fue desarrollada para este estudio.

Recomendaciones

- Se debe hacer una selección apropiada de los pozos que sean candidatos para la implementación de este sistema, basándose en los rangos de aplicación que maneja y considerando todas las ventajas y desventajas planteadas en este documento.
- Realizar un estudio del sistema integral junto con los fluidos del yacimiento, para hacer un correcto diseño del sistema, y evitar interferencias que dañen o afecten los dispositivos.
- Realizar más pruebas con la variante BN-Venturi-Reductor de viscosidad en campo para ampliar la información sobre el sistema, como sus límites, ventajas y desventajas.
- Debe poseerse toda la información posible de los pozos a los que se les instalará el sistema, porque esto facilitará la simulación y hará los resultados más confiables.
- Hacer pruebas en laboratorio del reductor de viscosidad para determinar los efectos de variar la cantidad que se inyectará al pozo. Las características del químico reductor de viscosidad pueden variar de acuerdo al fabricante, situación que puede modificar los rangos de aplicación del sistema como en el caso de la temperatura.
- La metodología de diseño descrita en este estudio contempla varias suposiciones y simplificaciones que se explican y justifican, sin embargo por el mismo hecho de tratarse de supuestos, pueden arrojar resultados que pueden alejarse del comportamiento real del pozo. Es por eso que los resultados deben ser analizados e interpretados considerando las bases de la metodología utilizada.
- Se espera que este trabajo de tesis motive el desarrollo de otras metodologías y programas de cómputo que permitan reproducir el efecto de un Venturi en los pozos. Esto mitigaría la necesidad de hacer suposiciones en el diseño de sistemas como el planteado en esta tesis.
- Para la evaluación económica se recomienda poner especial atención a parámetros como: costo por compresión y tratamiento del gas, costo del químico reductor de viscosidad y producción esperada con el fin de obtener un Valor Presente Neto (VPN) y una Tasa Interna de Retorno (TIR) que cumplan con los objetivos, necesidades y posibilidades del proyecto.

Bibliografía

Economides Michael J., Hill A. Daniel y Ehlig-Economides Christine; **“Petroleum Production Systems”**. 1994.

American Petroleum Institute, Division of Production; **“Gas Lift”**. 1965.

Brown Kermit E.; **“Gas Lift Theory and Practice”**. 1967.

American Petroleum Institute, Division of Production; **“Gas Lift”**. 1965.

Falcone Gioia, F. Hewitt Geoffrey, Alimonti Claudio. **“Multiphase Flow Metering: Principles and Applications”**. Elsevier. Great Britain. 2009.

L. Streeter Victor, Benjamin Wylie E., W. Bedford Keith. **“Mecánica de Fluidos”**. Mc Graw Hill. México. Novena edición.

Bradley, Howard B. **“Petroleum Engineering Handbook”**. Society of Petroleum Engineers, 1987.

Weatherford, **“Artificial Lift System”**. 2007.

López Manríquez Alberto, López Hernández José G. **“Using a New Hybrid Artificial Lift System for Mature Heavy Oil Fields”**. SPE 157828. 2012.

Lucero Aranda Felipe de Jesús, **“Apuntes de clase de Sistemas Artificiales de Producción”**, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M, 2012.

Schlumberger; **“Staircase Lifting of Oil Using Venturi Principle: A new Artificial-Lift Technique”**. SPE 106094. 2007.