



01174

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN**

**OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO  
A LOS POZOS BELLOTA 136 Y 158-D**

**ING. MIGUEL ANGEL MAQUEDA CEBALLOS.**

M343971

2005



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.

## RESUMEN

El siguiente trabajo esta enfocado a la optimización del Bombeo Neumático en los pozos Bellota 136 y 158-D. Ya que en la actualidad se tiene inyección de  $N_2$  por parte de compañías. Por otra parte la Coordinación de Operación esta llevando a cabo un proyecto de inyección de B.N., utilizando las líneas existentes en el campo y adecuándolas para poder llevar el gas combustible, primero de Batería Bellota a Bellota 114 y de esta a la pera de los pozos. Mientras se autoriza la red de B.N. que se tiene contemplada en el campo y ayude a continuar explotando al yacimiento. .

Por lo cual por la infraestructura que se cuenta en el campo además de que el sistema artificial a implantar deberá superar las dificultades que presenta los pozos del campo algunas de estas son: pozos muy profundos, esbeltos, desviados, los Liner poco profundos, fuerte declinación de la presión estática. El diseño a realizar es el Bombeo Neumático.

Se analizará la selección de un sistema artificial de producción, las propiedades de los fluidos en el campo Bellota, las características del yacimiento, el análisis completo del diseño de B.N.

En el se analiza y describe la información técnica del campo la cual es un primer paso antes de llegar al objetivo final que es la selección del sistema artificial. Para poder determinar con exactitud el mejor sistema artificial se deberán obtener los mejores parámetros técnico de los dos mejores sistemas debidamente seleccionados. Existen diferentes técnicas establecidas por medio de tablas que combinan muchas características cualitativas que describen el comportamiento para cada sistema. Dicha metodología ayuda a la selección en orden de importancia a los sistemas que pueden ser aplicables al campo pero dicha selección no es la solución a todos los problemas ya que depende de muchas variables y de un comportamiento futuro lo que determina la aplicación de un sistema u otro. La combinación de conocimientos de los sistemas artificiales y la problemática del campo son determinantes para obtener la selección del mejor sistema. El cómo impacta la selección de un sistema artificial y su comportamiento era un tema que hace algunos años en México no era considerado ya que los modelos establecidos no se sometían a un análisis técnico-económico. Estos modelos, son usados en el mundo para caracterizar describir y planear el desarrollo de los sistemas artificiales y de sensibilizar algunos de sus parámetros. Lo que implica que estas metodologías son una buena alternativa en el análisis, descripción y caracterización del sistema artificial a instalarse en los Campos petroleros del Activo.

# Contenido

<b>1</b>	<b>Introducción.</b>	7
	1.1 Ámbito del problema.	7
	1.2 Características generales del yacimiento.	8
	1.3 Comportamiento del yacimiento.	10
	1.4 Propiedades de los fluidos.	14
	1.5 Infraestructura del campo.	21
	1.6 Sistema autoabastecido de gas de inyección	23
<b>2</b>	<b>Selección del Sistema Artificial.</b>	24
	2.1 Tipos de Sistema Artificial.	24
	2.1.1 Bombeo Mecánico	26
	2.1.2 Bombeo Neumático Continuo	26
	2.1.3 Bombeo Electrocentrífugo	28
	2.1.4 Bombeo Hidráulico Jet	30
	2.2 Selección del sistema artificial	30
	2.2.1 Comportamiento del yacimiento que facilitan la selección	34
	2.3 Selección final	35
<b>3</b>	<b>Potencial de los Pozos y Diseño del Bombeo Neumático.</b>	37
	3.1 Potencial de los pozos.	37
	3.2 Comportamiento de afluencia en el inicio de su vida productiva	40
	3.3 Comportamiento de afluencia actual.	43
	3.4 Revisión de gastos de inyección	46
	3.5. Comparación de inyección con nitrógeno contra compresor.	49
	3.6 Profundidad de inyección.	50
	3.7 Variación con los cortes de agua.	51
	3.8 Diseño de B.N. con una presión de 711 lbs.	53
	3.9 diseño de B.N. convencional con una presión de 711 lbs.	54
	3.10 Diseño de B.N. convencional con una presión de 1422 lbs.	57
<b>4</b>	<b>Conclusiones</b>	61
<b>5</b>	<b>Glosario de Términos</b>	62
<b>6</b>	<b>Nomenclatura</b>	65
	<b>Referencias</b>	69

# **Lista de Tablas**

Tabla 1.1: Características generales del campo Bellota

Tabla 1.2: Análisis P.V.T. pozo Bellota 136

Tabla 1.3: Análisis P.V.T. pozo Bellota 158-D

Tabla 1.4: Infraestructura actual del campo Bellota

Tabla 2.1: Tabla comparativa de los sistemas artificiales

Tabla 2.2: Ventajas y aplicaciones de los sistemas artificiales

Tabla 2.3: Condiciones generales de diseño de los sistemas artificiales

Tabla 2.4: Operación normal de los sistemas artificiales

Tabla 2.5: Problemas especiales de los sistemas artificiales

Tabla 3.1: Prueba de medición

# Lista de Figuras

- Figura 1.1: Ubicación del campo Bellota en el Activo Bellota-Chichorro
- Figura 1.2: Configuración estructural del campo Bellota
- Figura 1.3: Sección diagramática bloque norte campo Bellota
- Figura 1.4: Comportamiento de Presión Bellota 136
- Figura 1.5: Comportamiento de presión Bellota 158-D.
- Figura 1.6: Historia de producción Bellota 136
- Figura 1.7: Historia de producción Bellota 158-D
- Figura 1.8: Historia de presión campo Bellota.
- Figura 1.9: Relación gas aceite Bellota 136.
- Figura 1.10: Factor de volumen del aceite Bellota 136
- Figura 1.11: Factor de volumen del gas Bellota 136
- Figura 1.12: Factor de volumen de la fase mixta Bellota 136
- Figura 1.13: Factor de desviación Z, Bellota 136
- Figura 1.14: Relación gas aceite Bellota 158-D
- Figura 1.15: Factor de volumen del aceite Bellota 158-D
- Figura 1.16: Factor de volumen del gas Bellota 158-D
- Figura 1.17: Factor de volumen de la fase mixta Bellota 158-D
- Figura 1.18: Factor de desviación Z, Bellota 158-D
- Figura 1.19: Diagrama esquemático de las instalaciones del campo Bellota
- Figura 1.20: Foto del árbol de válvulas Bellota 136
- Figura 1.21: Foto del árbol de válvulas Bellota 158-D
- Figura 1.22: Diagrama del sistema autoabastecido pozo Mora 23
- Figura 3.1: Estado mecánico Bellota 136
- Figura 3.2: Estado mecánico Bellota 158-D
- Figura 3.3: Comportamiento de afluencia Bellota 136
- Figura 3.4: Comportamiento de afluencia Bellota 158-D
- Figura 3.5: Comportamiento del sistema Bellota 136.
- Figura 3.6: Comportamiento del sistema Bellota 158-D
- Figura 3.7: Comportamiento de afluencia actual Bellota 136
- Figura 3.8: Comportamiento de afluencia actual Bellota 158-D
- Figura 3.9: Comportamiento del sistema actual Bellota 136
- Figura 3.10: Comportamiento del sistema actual Bellota 158-D
- Figura 3.11: Sensibilidad a varios gastos de inyección de gas Bellota 136
- Figura 3.12: Sensibilidad a varios gastos de inyección de gas Bellota 158-D
- Figura 3.13: Gasto optimo Bellota 136
- Figura 3.14: Gasto optimo Bellota 158-D
- Figura 3.15: Comparación de inyección con nitrógeno contra compresor Bellota 136
- Figura 3.16: Comparación de inyección con nitrógeno contra compresor Bellota 158-D
- Figura 3.17: Punto de inyección Bellota 136
- Figura 3.18: Punto de inyección Bellota 158-D
- Figura 3.19: Variación con los cortes de agua Bellota 136
- Figura 3.20: Variación con los cortes de agua Bellota 158-D
- Figura 3.21: Comportamiento del sistema con presión de 711 lbs/pg<sup>2</sup> a varios gastos de inyección, Bellota 136

Figura 3.22: Comportamiento del sistema con presión de 711 lbs/pg<sup>2</sup> a varios gastos de inyección, Bellota 158-D

Figura 3.23: Diseño de bombeo neumático con presión de 711 lbs/pg<sup>2</sup> Bellota 136

Figura 3.24: Diseño de bombeo neumático con presión de 711 lbs/pg<sup>2</sup> Bellota 158-D

Figura 3.25 Comportamiento de la válvula con el sistema Bellota 136

Figura 3.26 Comportamiento de la válvula con el sistema Bellota 158-D

Figura 3.27: Diseño de bombeo neumático con presión de 1422 lbs/pg<sup>2</sup> Bellota 136

Figura 3.28: Diseño de bombeo neumático con presión de 1422 lbs/pg<sup>2</sup> Bellota 158-D

Figura 3.29: Comportamiento de la válvula con el sistema con presión de 1422 lbs/pg<sup>2</sup> Bellota 136

Figura 3.30: Comportamiento de la válvula con el sistema con presión de 1422 lbs/pg<sup>2</sup> Bellota 158-D

Figura 6.1: Diagrama de fases

# Capítulo 1

## Introducción.

### 1.1 Ámbito del problema.

#### OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO A LOS POZOS BELLOTA 158-D Y BELLOTA 136.

En el campo Bellota del Activo Bellota –Chinchorro, los pozos fluyentes están en la etapa madura de su producción, por lo que es necesario tener en cuenta que en un tiempo corto los pozos dejarán de fluir y será necesario implementar sistemas artificiales en los mismos, En particular será necesario analizar e instalar un sistema artificial para los pozos Bellota 136 y Bellota 158-d, para ahorrar la inyección y suplir las unidades de nitrógeno.

Debido a la profundidad de los pozos, así como la disponibilidad de contar con gas natural, el problema se enfoca en encontrar la optimización del bombeo neumático, para los mismo. Y así servir como plataforma para los demás pozos del campo, ya que tienen las mismas características, aunque se sabe que en cada pozo se tiene que realizar un estudio particular.

Desde Julio del año 2001 el pozo bellota 158-d termino su vida como pozo fluyente, por baja presión del yacimiento, así mismo el pozo bellota 136 desde Julio del año 2000 deja de fluir por la misma razón, y en Marzo del año 2001 a este ultimo se comenzó a inyectar nitrógeno a boca de pozo por medio de pipas, estos dos pozos se encuentran en la misma pera, por lo que es necesario instalar un sistema artificial de producción en ambos.

Alguna de las características son las siguientes:

El pozo bellota 136 tiene varias zonas disparadas que van desde la profundidad de 17,930 pies. hasta los 18,573 pies., una carga puncher a 16,486 pies.

el pozo bellota 158-d tiene la profundidad de los disparos de 19,176 pies. a 19,291 pies., una carga puncher a 13,855 pies.

Se hicieron unas pruebas de B.N. a los dos pozos con las unidades de nitrógeno. Con el resultado de la prueba se instalaron unidades de nitrógeno con un gasto de inyección de 0.762981 mmpcd, en ambos pozos a boca de pozo.

Para resolver el problema se basará en los programas de bombeo neumático.



## 1.2 Características generales del yacimiento.

El campo Bellota está ubicado en el Área Mesozoica Chiapas-Tabasco, Aproximadamente a 23 km, al SW de la Ciudad de Comalcalco, Tabasco, , el área que constituye el yacimiento es aproximadamente de 3,864.59 acres (15.6 km<sup>2</sup>) Figura 1.1.

La estructura es de tipo anticlinal alargada, cuyo eje máximo se extiende prácticamente de norte a sur, cortada en su porción media por una falla normal transversal con su buzamiento hacia el oeste (según interpretación sísmológica del cretácico medio).

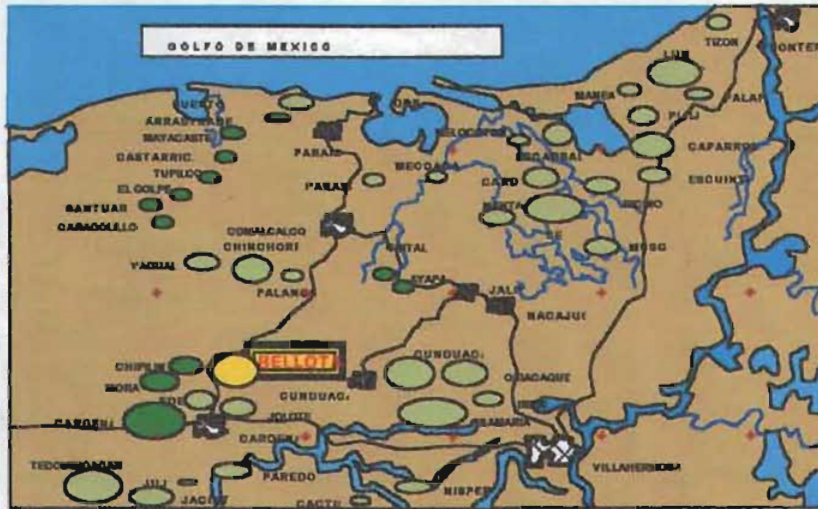


Figura 1.1: Ubicación del campo Bellota en el Activo Bellota-Chuchorro

En el mes de marzo de 1982, se descubrió el campo Bellota con la terminación del pozo Bellota No. 1-A, que resulto productor de aceite y gas en el intervalo 17,661-17,765 pies del cretácico inferior.

Características Generales del Campo Bellota		
Área	3,864.59	Acres
Espesor	588.28	Pies
Formación o Edad Productora	JSK	
Porosidad	0.03	%
Saturación de Agua	0.11	%
Contacto Agua-Aceite Original	No Determinado	m.b.n.m.
Contacto Agua-Aceite Actual	No Determinado	m.b.n.m.
Tipo de Fluido	Aceite volátilo	
Densidad del Aceite	36.0	°API
Volumen original de crudo	270.07	mmb a c.a.
Volumen original de gas natural	411.83	mmmpc a c.a.
Reserva original estimada crudo	78.75	mmb a c.a.
Reserva original estimada gas	240.34	mmmpc a c.a.
Reserva remanente crudo	20.51	mmb a c.a.
Reserva remanente gas natural	147.63	mmmpc a c.a.

Tabla 1.1: Características generales del campo Bellota

En la siguiente figura se muestra la configuración estructural del campo Bellota, que esta dividido en tres partes, la estructura que nos interesa para este trabajo es la del bloque norte, donde se encuentran los pozos en estudio.



**EL CAMPO SE DIVIDE EN TRES BLOQUES:**

**BLOQUE NORTE (KM-JSK)**

**BLOQUE CENTRO (KS-KM)**

**BLOQUE SUR (KS- KM- KI)**

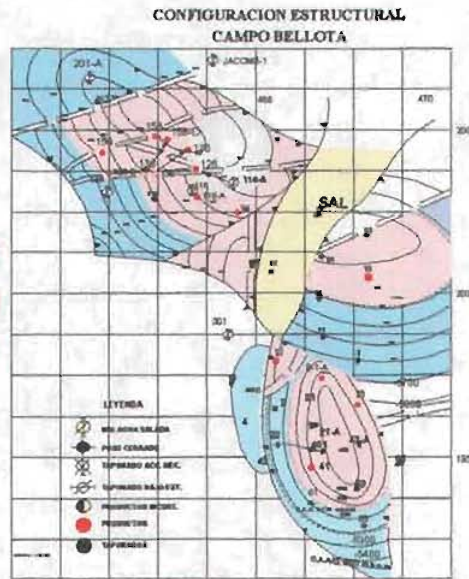


Figura 1.2: Configuración estructural del campo Bellota

También observamos la sección diagramática del campo bellota bloque norte, donde se observa donde se encuentran los pozos.

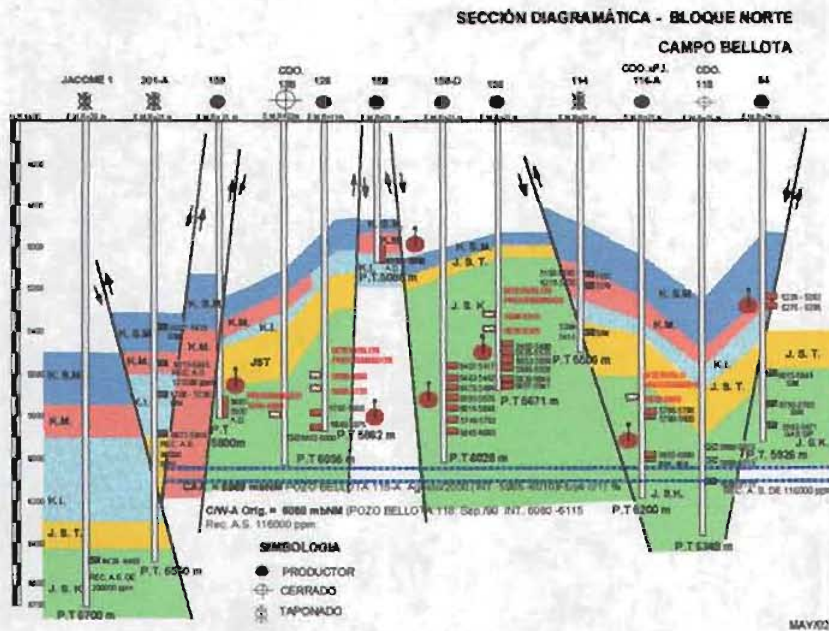


Figura 1.3: Sección diagramática bloque norte campo Bellota

### 1.3 Comportamiento del yacimiento.

Para los Ingenieros en Yacimientos se mantienen al día las curvas de comportamiento de los yacimientos, como una herramienta de trabajo, Estas curvas de comportamiento y el análisis, pueden ser de gran ayuda a los ingenieros de producción tanto para estimar las presiones individuales de los pozos como para entender y apreciar el comportamiento del yacimiento como un conjunto.

Además de recurrir a la historia de comportamiento, el ingeniero de producción necesitara que se hagan predicciones del comportamiento del campo, siempre que se deseen analizar las características de producción futura de los pozos y planear cambios en las técnicas y equipos de producción para ajustar el ritmo futuro de explotación del yacimiento.

Las curvas de presión en la cabeza y en la línea de escurrimiento de los pozos Bellota 136 y 158-D se muestran en las Figuras 1.4 y 1.5, donde se observa el comportamiento de estos pozos, cuando dejan de fluir y el inicio de la inyección de  $N_2$ .

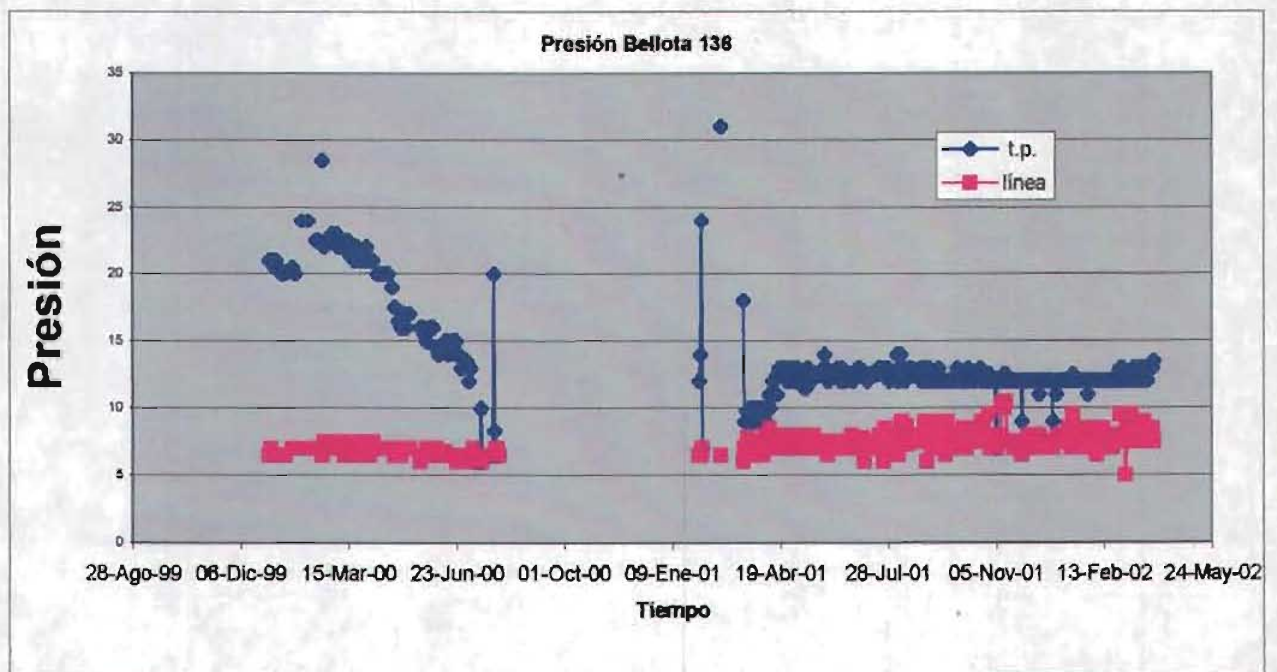


Figura 1.4: Comportamiento de Presión Bellota 136

Como se ve en la figura 1.4, la caída de presión del pozo se observa claramente, igualándose la presión, por lo que se tuvo que improvisar la inyección de nitrógeno con pipas de compañía. Por lo que es de imperiosa necesidad realizar el diseño de optimización de B.N.

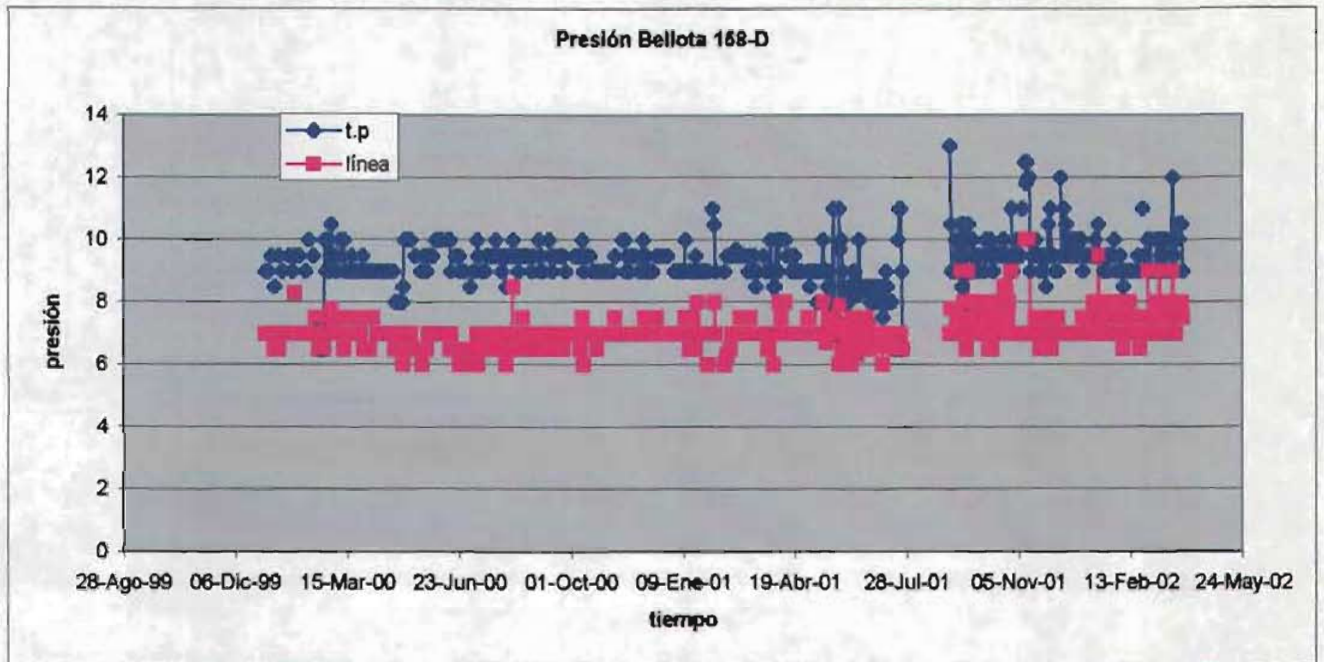


Figura 1.5: Comportamiento de Presión Bellota 158-D

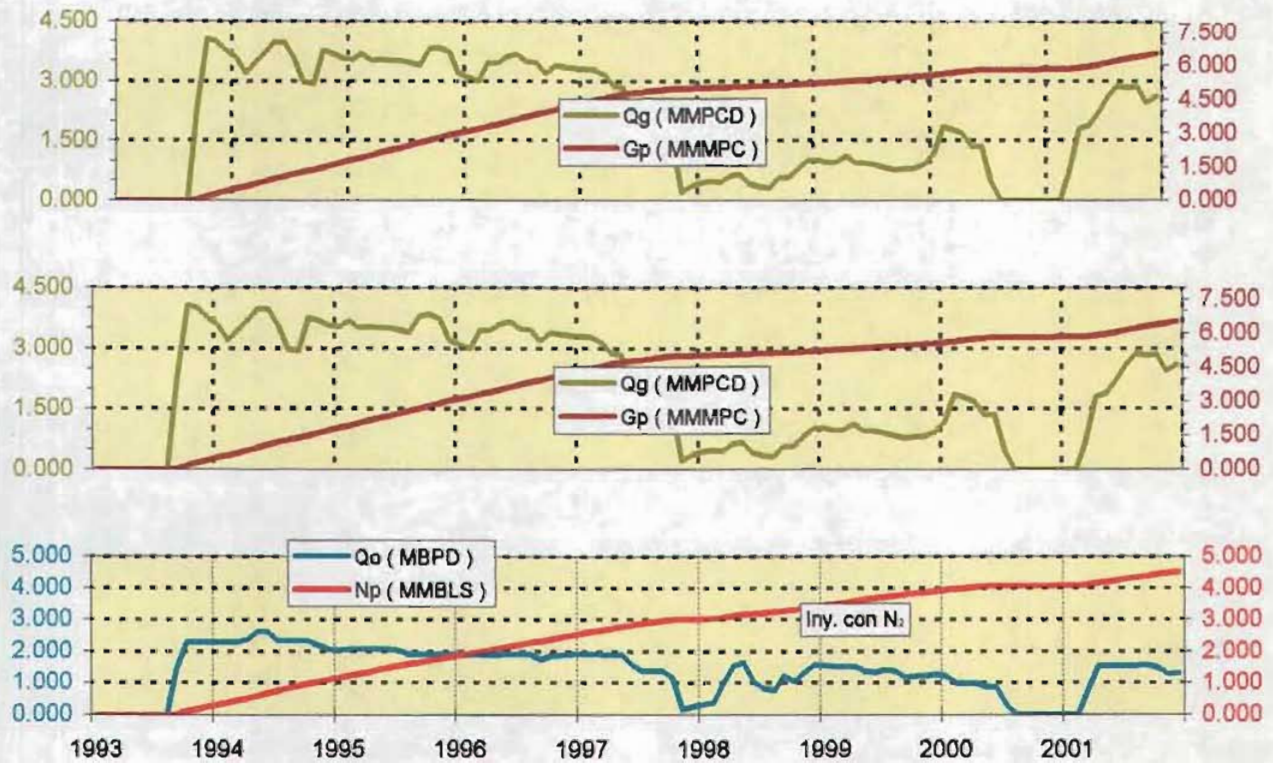


Figura 1.6: Historia de producción Bellota 136

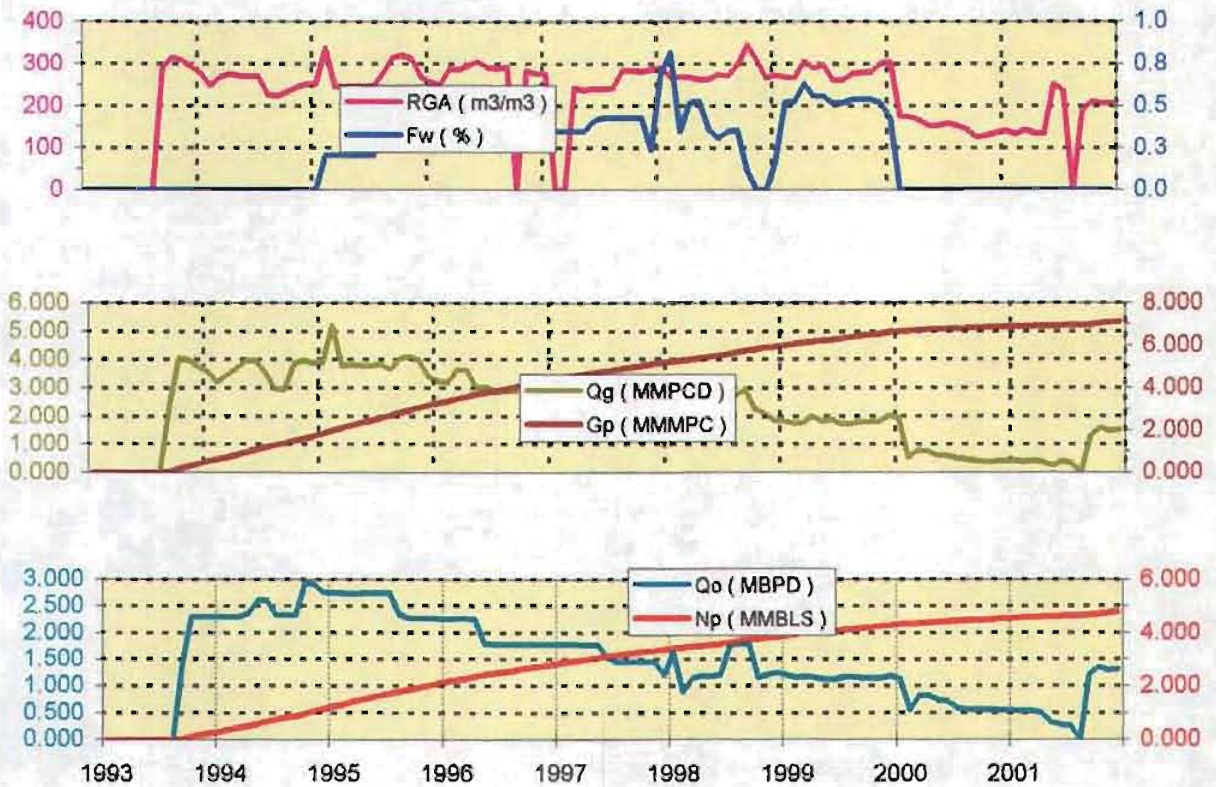


Figura 1.7: Historia de producción Bellota 158-D

Las figuras 1.6 y 1.7 nos muestra la historia de producción de los pozos Bellota 136 y 158-D respectivamente, en primer lugar se observa la relación gas aceite, a continuación la producción de gas y por último la producción de aceite

En el pozo Bellota 136 se observa un comportamiento en la variación de la producción de aceite constante, aunque el gas sí tiene una variación mayor. En cambio el pozo Bellota 158-D se ve una mayor variación en la producción de aceite y gas, siendo el año de 1995 donde se obtuvo la mayor cantidad de aceite y gas.

El porcentaje de agua en ambos pozos no ha sido muy significativo, ya que el que mayor a tenido ha sido el pozo Bellota 136 con un 2%. Esto nos favorece en la implantación del sistema artificial, ya que aumentará la vida útil del sistema, por que se tendrá la seguridad que no incrementará el porcentaje de agua en grandes cantidades.

## HISTORIA DE PRESIÓN DEL CAMPO BELLOTA

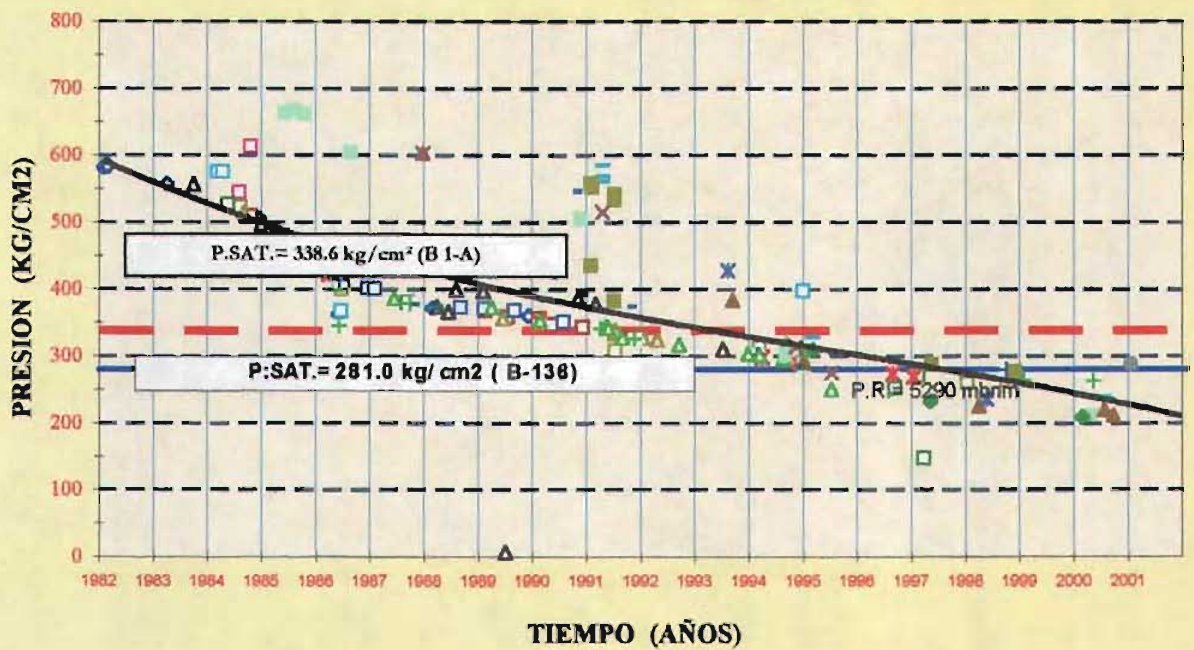


Figura 1.8: Historia de presión campo Bellota

La historia de presión del campo nos indica que es un campo maduro y es un área de oportunidad para la implantación de un sistema artificial, no solo para los pozos en estudio sino para todo el campo.

## 1.4 Propiedades de los fluidos.

Los fluidos de los pozos Bellota 136 y 158-D pertenecen a un yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento, en etapa de bajosaturación, para el Bellota 136 a una temperatura de 142 °C, presenta un punto de burbuja a 281 Kg/cm<sup>2</sup>, mientras que para el Bellota 158-D a la temperatura de 139 °C, presenta un punto de burbuja a 316 Kg/cm<sup>2</sup>.

Cabe aclarar que los análisis P.V.T. se realizaron en el año de 1993 y no se ha vuelto a realizar otro hasta la fecha y los resultados se muestran en las tablas 1.1 y 1.2.

Pozo Bellota 136		
Intervalo Productor	19,176-291, 18,832-874, 18,421-503 y 18,209-274	Pies
Formación Productora	J. S. Kimmer.	
Presión Estática al n.m.d.	5,277	lbf/pg <sup>2</sup>
Temp. Al nivel medio int. productor	287.6	°F
Tipo de crudo	Aceite Volátil	
Presión de Saturación a T.Y.	3,997	lb/pg <sup>2</sup>
Compresibilidad Promedio a T. Y.	$2.73094 \times 10^{-5}$	1/lb/ pg <sup>2</sup>
Expansión Termica del Aceite Original	0.000659	1/°F
Factor de Volumen del Aceite a P.B.	10.589	pie <sup>3</sup> / bl
Relación Gas Disuelto Aceite a P.B.	1526.61	pie <sup>3</sup> / bl
Densidad del Aceite a P.B.	37.4256	lbm/pie <sup>3</sup>
Viscosidad del Aceite a P.B.	0.1236	c.p.
Densidad del Aceite Residual	52.146	lbm/pie <sup>3</sup>
Densidad del Aceite Residual	37.90	°A.P.I.
Viscosidad del Aceite Residual a T. Y.	0.265	c.p.
Expansión Térmica del Aceite a T. Y.	0.000665	1/°F
Presión Inicial	5661	lbf/pg <sup>2</sup>
Relación Gas – Aceite Inicial	1111.69	pie <sup>3</sup> / bl
Densidad inicial del Aceite	51.478	lbm/pie <sup>3</sup>
Densidad Inicial del Aceite	40.1	°A.P.I.

Tabla 1.2: Análisis P.V.T. pozo Bellota 136

Pozo Bellota 158-D		
Intervalo Productor	18,560-572, 18,497-523, 18258-333, 18,215-235, 18,127-143, 17930-18,012	m
Formación Productora	J. S. Kimmer.	
Presión Estática al n.m.d.	5661	lbf/pg <sup>2</sup>
Temp. Al nivel medio int. productor	282.2	°C
Tipo de crudo	Aceite Volátil	
Presión de Saturación a T. Y.	4495	lbf/pg <sup>2</sup>
Compresibilidad Promedio a T. Y.	$4.2430414 \times 10^{-5}$	1/lb/ pg <sup>2</sup>
Expansión Térmica del Aceite Original	0.0008238	1/°F
Factor de Volumen del Aceite a P.B.	12.172	pie <sup>3</sup> / bl
Relación Gas Disuelto Aceite a P.B.	3379.79	pie <sup>3</sup> / bl
Densidad del Aceite a P.B.	31.389	lbm/pie <sup>3</sup>
Viscosidad del Aceite a P.B.	0.1521	c.p.
Densidad del Aceite Residual	51.366	lbm/pie <sup>3</sup>
Densidad del Aceite Residual	40.47	°A.P.I.
Viscosidad del Aceite Residual a T. Y.	0.41	c.p.
Expansión Térmica del Aceite a T. Y.	0.000449	1/°F
Presión Inicial	5661	lbf/pg <sup>2</sup>
Relación Gas – Aceite Inicial	1111.69	pie <sup>3</sup> / bl
Densidad inicial del Aceite	51.478	lbm/pie <sup>3</sup>
Densidad Inicial del Aceite	40.1	°A.P.I.

Tabla 1.3: Análisis P.V.T. pozo Bellota 158-D



Del análisis de PV.T., que se realizó a los pozos se obtuvieron las siguientes gráficas

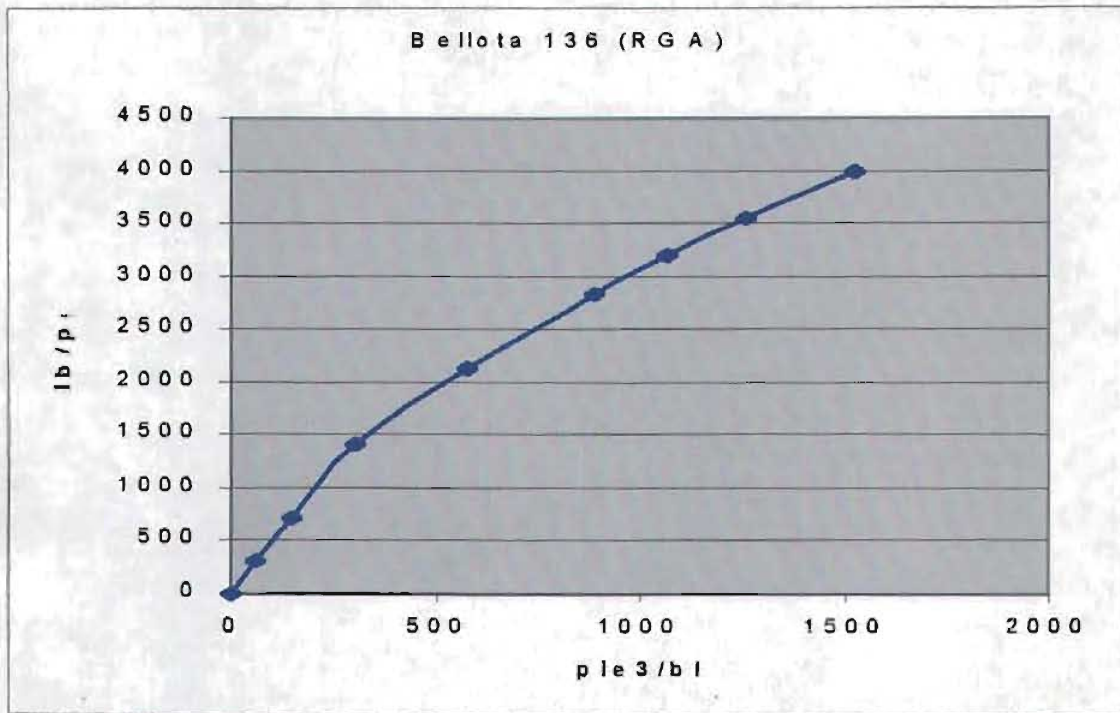


Figura 1.9: Relación gas aceite Bellota 136

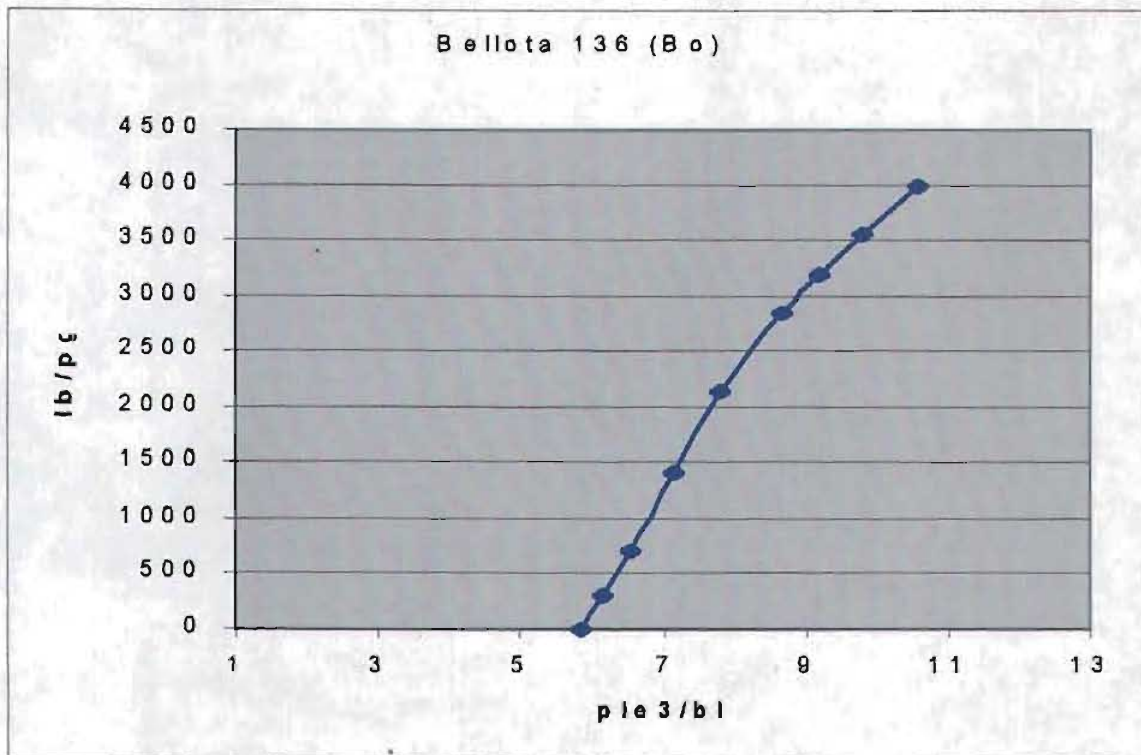


Figura 1.10: Factor de Volumen del aceite. Bellota 136

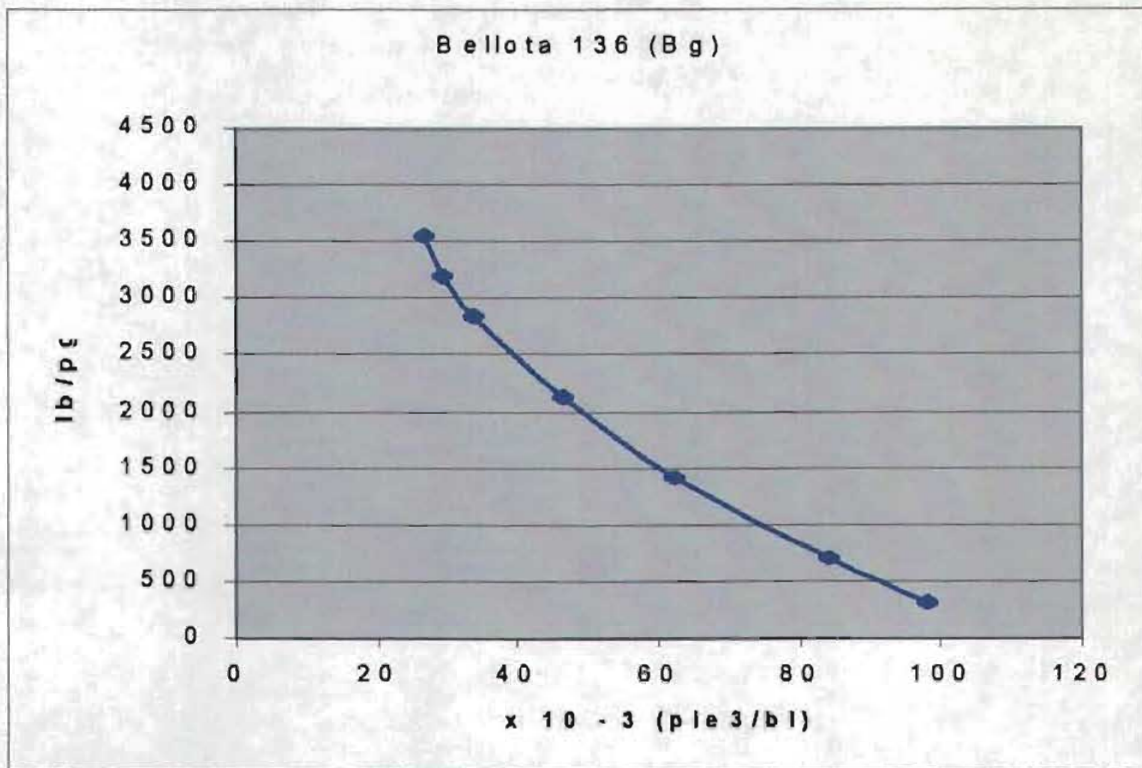


Figura 1.11: Factor de Volumen del gas. Bellota 136

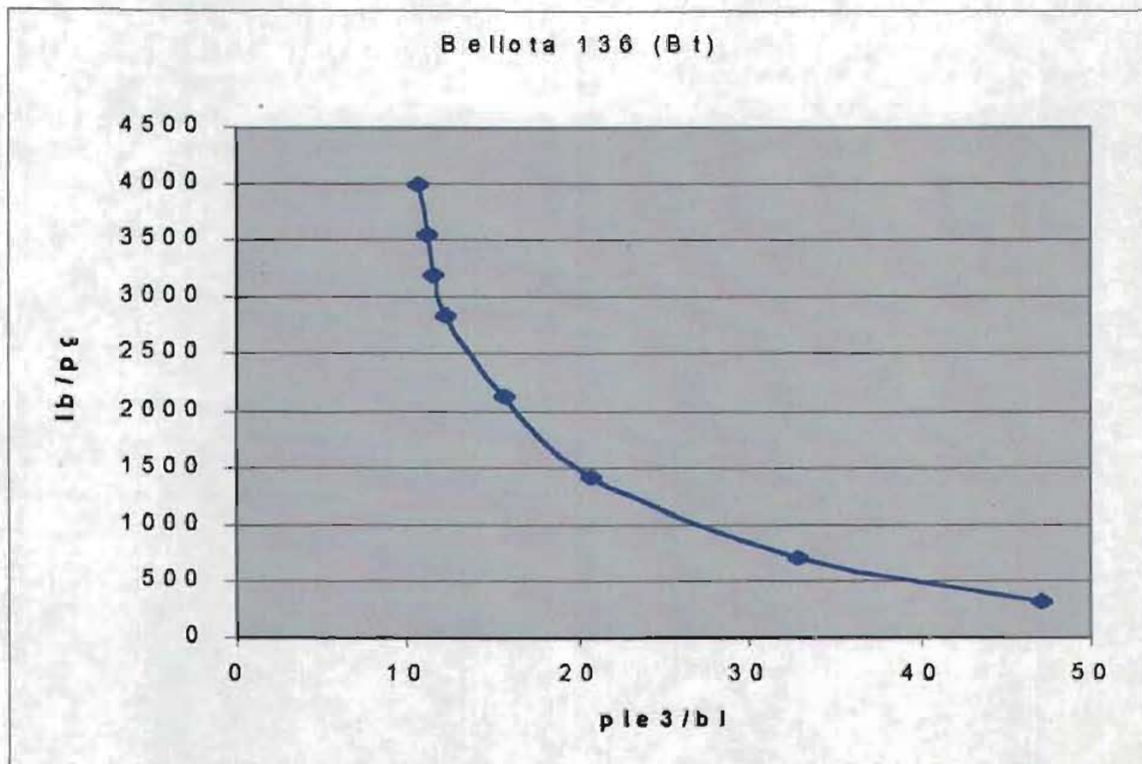


Figura 1.12: Factor de Volumen de la fase mixta. Bellota 136

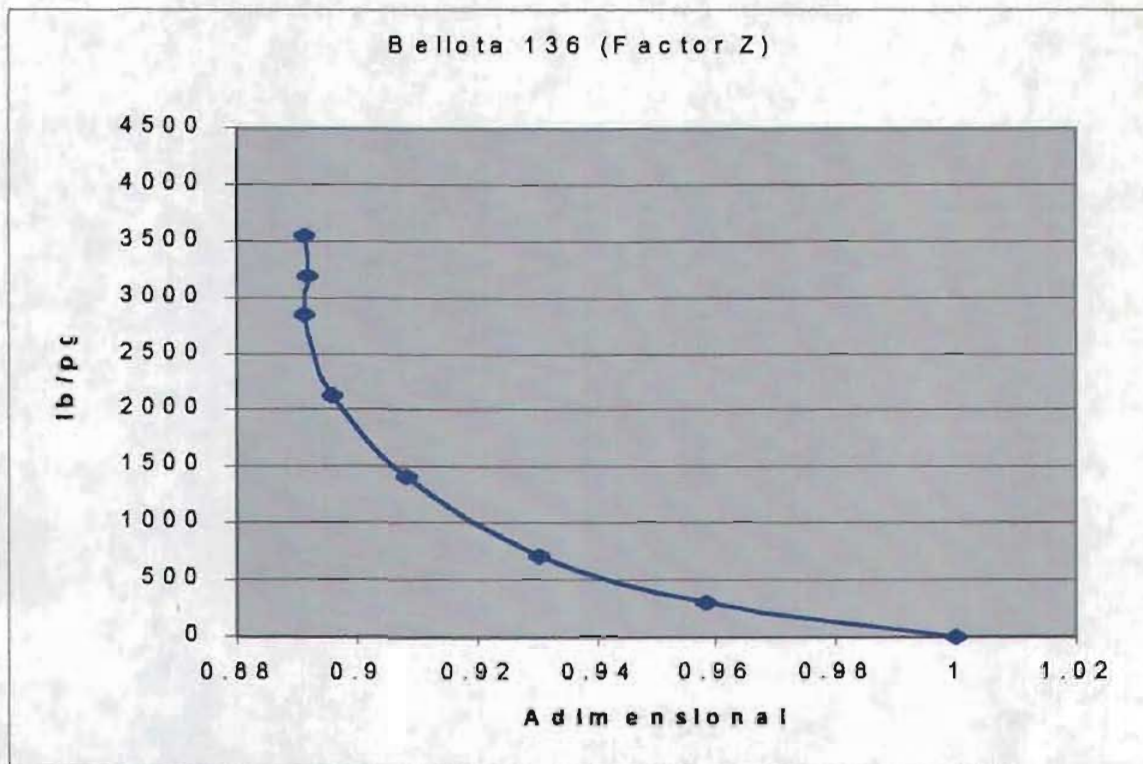


Figura 1.13: Factor de desviación Z. Bellota 136

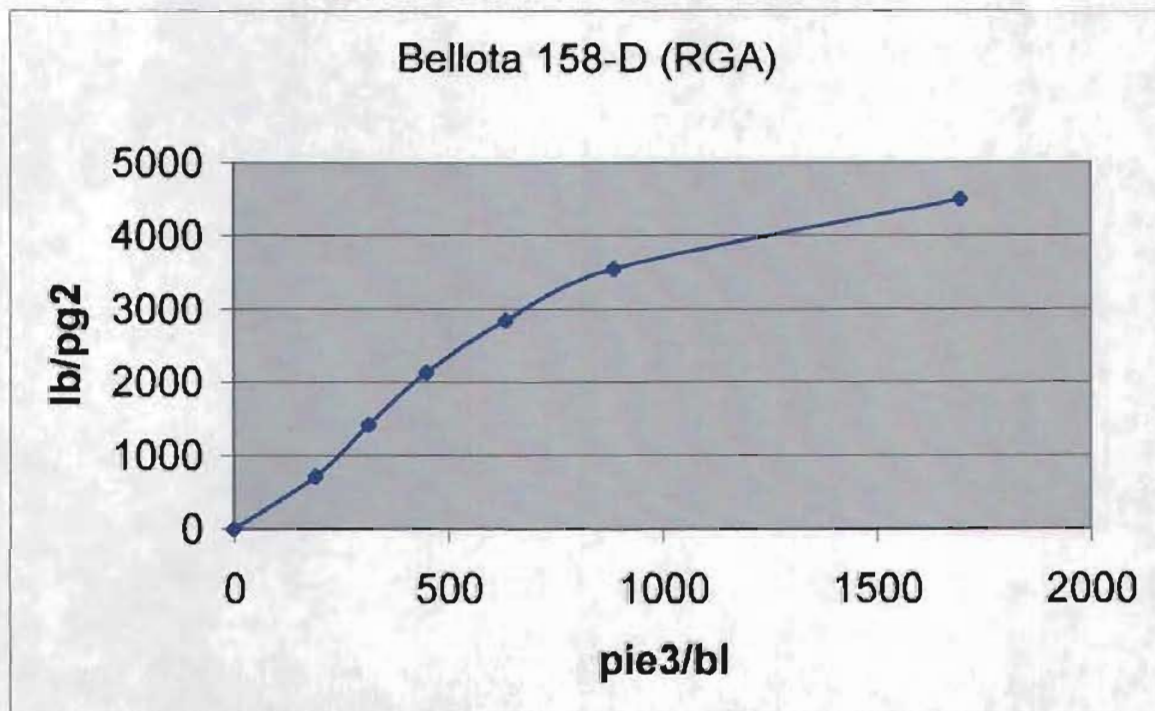


Figura 1.14: Relación gas aceite Bellota 158-D

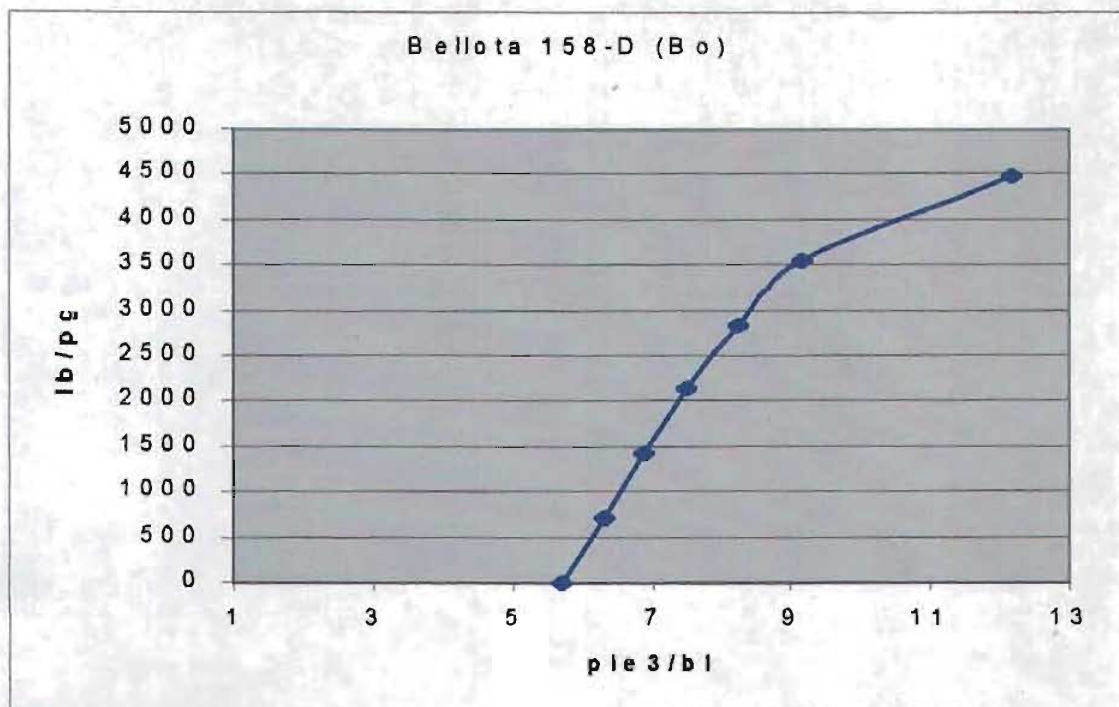


Figura 1.15: Factor de Volumen del aceite. Bellota 158-D

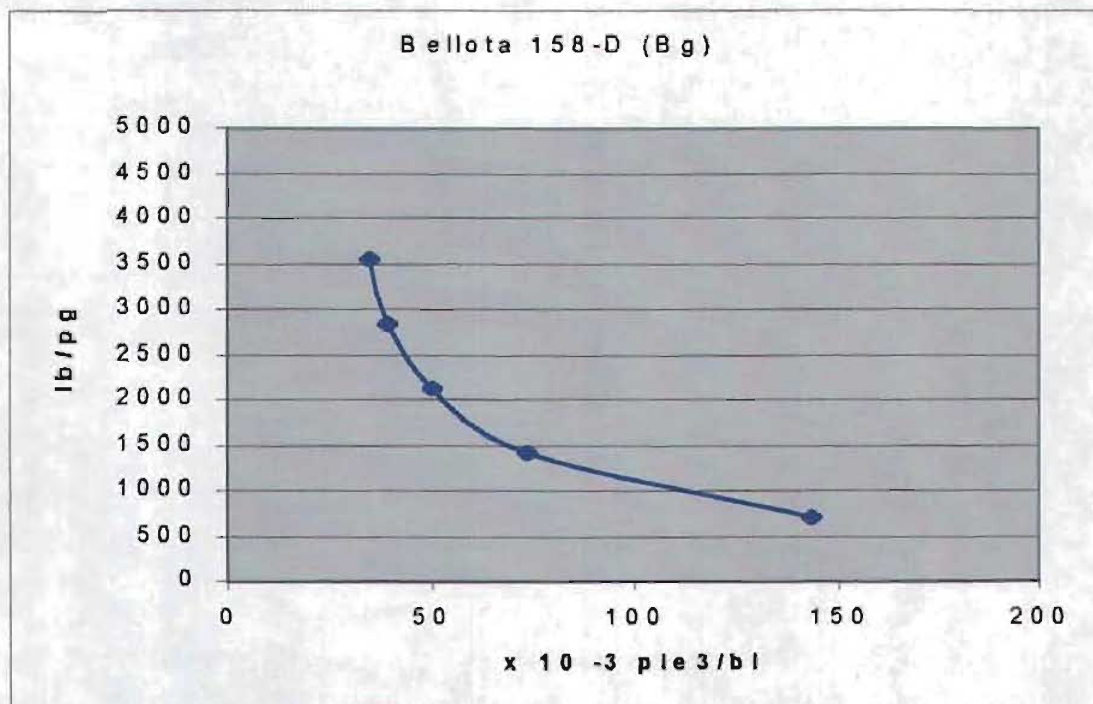


Figura 1.16: Factor de Volumen del gas. Bellota 158-D

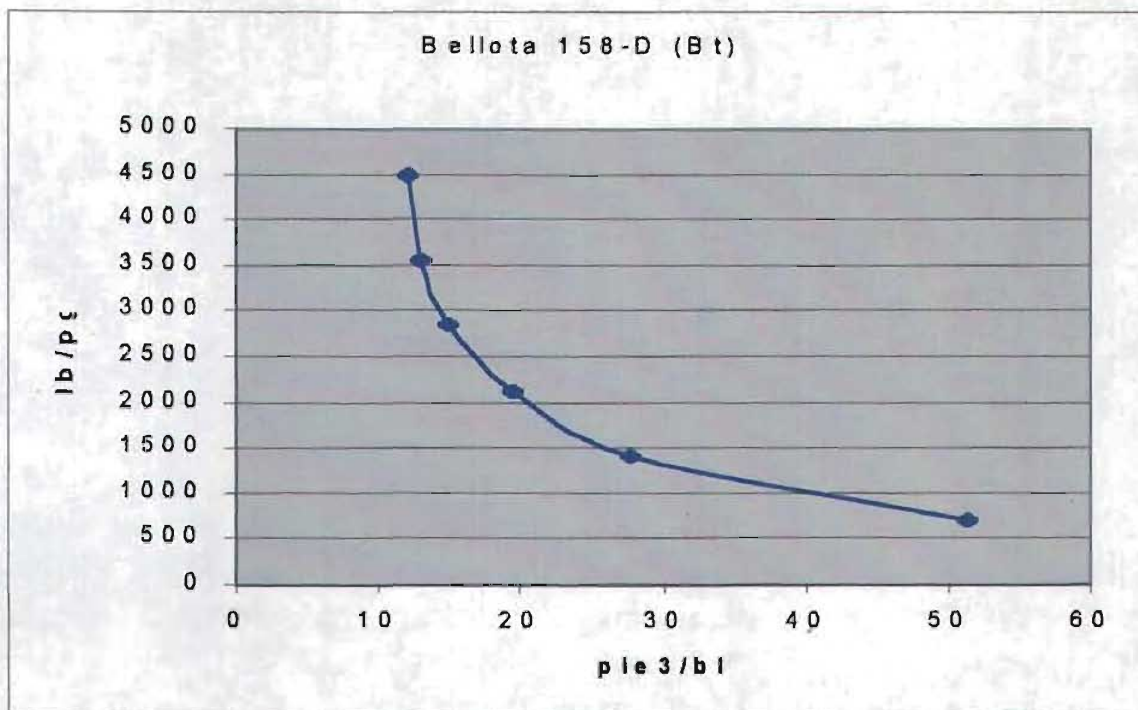


Figura 1.17: Factor de Volumen de la fase mixta. Bellota 136

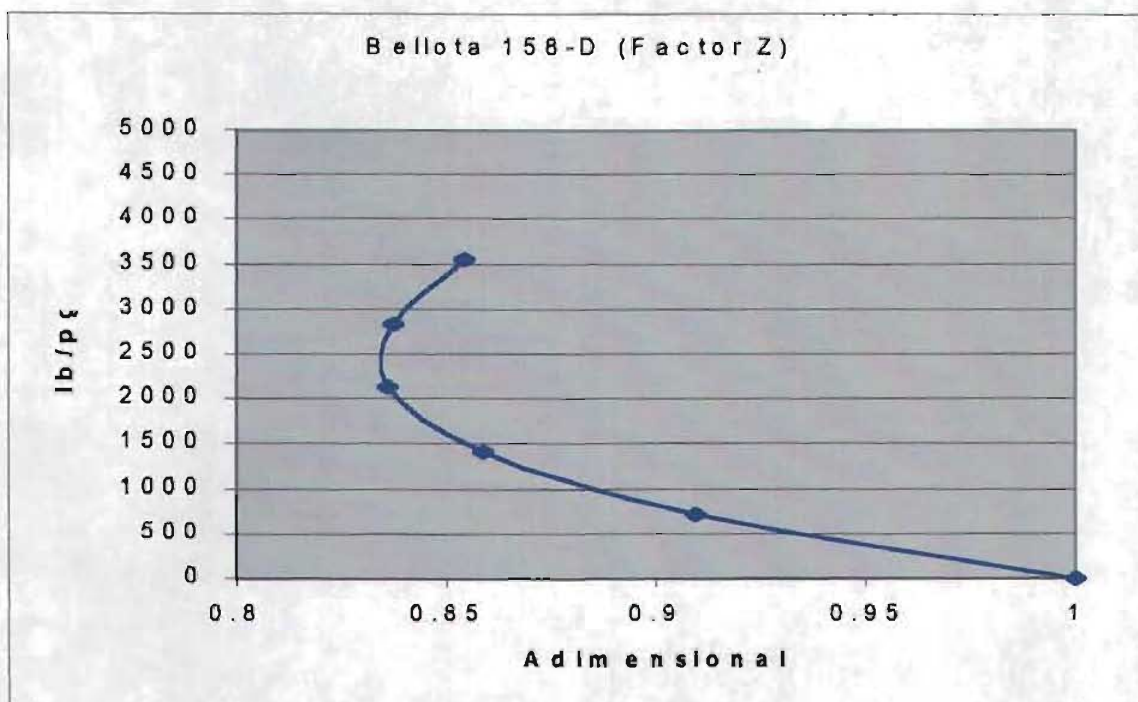


Figura 1.18: Factor de desviación Z. Bellota 158-D

## 1.5 Infraestructura del campo.

La infraestructura instalada es la necesaria para pozos fluyentes, Líneas de descarga de los dos pozos, que llegan a la batería Bellota 114, donde se realiza la separación del gas y del aceite junto con los demás pozos del área, saliendo por un gasoducto de 10"Ø y un oleoducto de 10"Ø hacia Batería Bellota, como se tiene contemplado la coordinación de Operación de Explotación realiza algunas adecuaciones, para trasladar el gas de Bellota a Bellota 114, de las cuales se utilizará una línea de descarga de los pozos como gasoducto y la otra se utilizará como oleogasoducto, las cuales quedarán así hasta que se construya la Red de Bombeo Neumático. en la Tabla 1.3 se muestra una base de datos de la infraestructura y en la Figura 1.4 un diagrama esquemático de las instalaciones:

Líneas	Fecha Const	Edo Actual	Diam. (pg)	Longitud (Km)	Riesgo	Edo. Físico	Asentamiento Humanos
Bellota 136	1993	Opera	8.0	2.200	Bajo	Bueno	No
Bellota 158-D	1993	Opera	8.0	2.200	Bajo	Bueno	No

Tabla 1.4: Infraestructura actual del campo Bellota

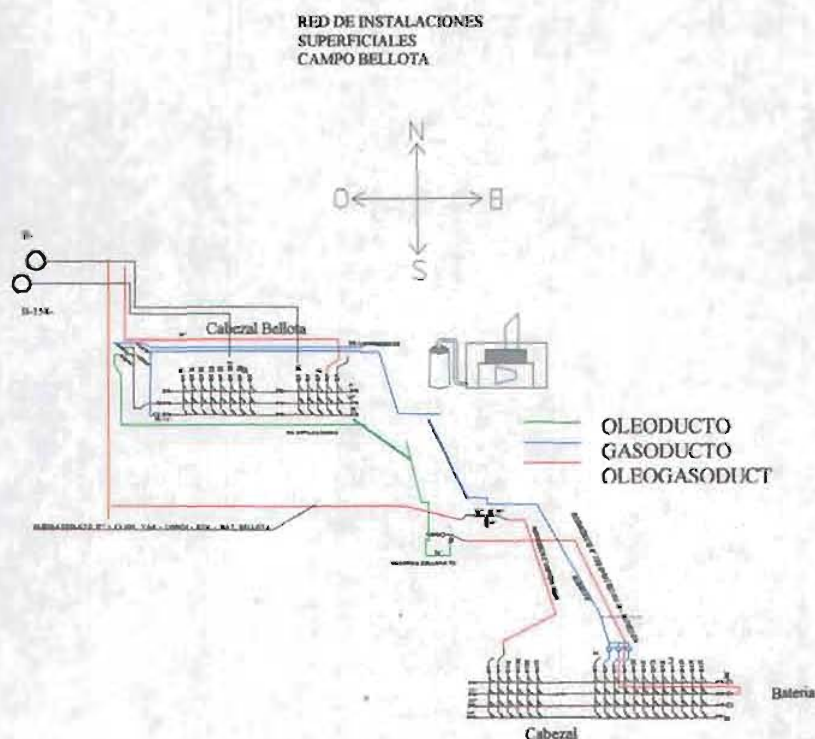


Figura 1.19: Diagrama esquemático de las instalaciones campo Bellota.



Figura 1.20: Fotografía de árbol de pozo Bellota 136



Figura 1.21: Fotografía de árbol de pozo Bellota 158-D

Las fotografías demuestran que los árboles y la pera se encuentra en perfectas condiciones, además de que no se cuenta con asentamientos humanos, el cual nos da una confiabilidad en colocar algún sistema artificial.

## 1.6 Sistema autoabastecido de gas de inyección.

Una alternativa innovadora del bombeo neumático continuo para disminuir los montos de inversión inicial es la construcción de una red de gas que utilice el mismo gas del pozo. Este sistema fue propuesto por el Ing. Gómez Cabrera en un congreso de la AIPM e implementada en el pozo Mora 23 con dos variantes: La inyección continua de químicos para evitar la corrosión de las tuberías por la corriente de gas, y el colgar una tubería flexible para inyectar el gas.

La idea fundamental es separar en la localización el gas de los líquidos, deshidratando la corriente de gas con un rectificador, para ser reinyectado al pozo con un compresor para su uso como bombeo neumático.

En la Figura 1.22 muestra un esquema de la instalación en el pozo Mora 23, la cual ya ha iniciado su operación

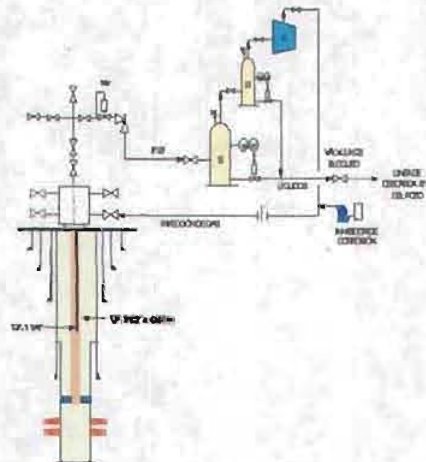


Figura 1.22: Diagrama del Sistema autoabastecido pozo Mora 23



# Capítulo 2

## Selección del Sistema Artificial.

### 2.1 Tipos de Sistema Artificial.

La selección del sistema artificial para un pozo en particular se deberá conocer las restricciones físicas del pozo. Uno de los primeros criterios es la profundidad y el gasto donde el sistema en particular puede funcionar algunos de las consideraciones a ser tomado en cuenta son los que se encuentran en la Tabla 2.1. Una vez que el sistema es seleccionado, la siguiente consideración es posible obtener el gasto deseado. Mas de una vez se ha encontrado que el tamaño de la TR están diseñado para minimizar los costos, por lo que la producción no puede ser obtenida debido a que el tamaño de la TR limita los equipos del sistema artificial. Incluso si los gastos de producción pueden ser alcanzados, los diámetros pequeños de TR pueden incrementar los costos de producción debido a los problemas de servicio, problemas de separación de gas y otros problemas a largo plazo.

Aplicaciones y Consideraciones	Mecánico		Neumático		Electrocentrifugo		Hidráulico Jet		Hidráulico Platoon		Cavidades Progressivas	
	Rango Típico	Máximo	Rango Típico	Máximo	Rango Típico	Máximo	Rango Típico	Máximo	Rango Típico	Máximo	Rango Típico	Máximo
Profundidad	100' - 11,000' TVD	16,000' TVD	5,000' - 10,000' TVD	16,000' TVD	1,000' - 10,000' TVD	16,000' TVD	5,000' - 10,000' TVD	16,000' TVD	7,500' - 10,000' TVD	17,000' TVD	2,000' - 4,500' TVD	6,000' TVD
Volumen	5 - 1,500 BPD	5,000 BPD	250 - 10,000 BPD	30,000 BPD	200 - 20,000 BPD	30,000 BPD	3,000 - 1,000 BPD	>16,000 BPD	50-500 BPD	4,000 BPD	5 - 2,200 BPD	4,500 BPD
Temperatura	100 - 350° F	650° F	100 - 250° F	400° F	100 - 275° F	400° F	100 - 250° F	500° F	100 - 250° F	500° F	75 - 150° F	250° F
Pozos Desviados	0 - 20° Tierra Bomba	0 - 90° Bomba Desplazamiento <15°/100'	0 - 50°	70° Corto a Radio Medio	10°	0 - 90° Bomba Desplazamiento lento <10° Construido	0 - 20° Angulo Aguajero	0 - 90° Bomba Desplazamiento lento <24°/100' Angulo Construido	0-20 Tierra Bomba	0 - 90° Bomba Desplazamiento lento <15°/100' Angulo Construido	N/A	0 - 90° Tierra Bomba <15°/100' Angulo Construido
Manejo Corrosión	Buena a Excelente		Buena a Excelente		Buena		Excelente		Buena		Regular	
Manejo Gas	Regular a Buena		Excelente		Regular		Buena		Regular		Buena	
Manejo Sólidos	Regular a Buena		Buena		Regular		Buena		Pobre		Excelente	
Densidad de Fluido	>8° API		>15° API		>10° API		>8° API		>8° API		<35° API	
Aplicación Zona Marina	Limitado		Excelente		Excelente		Excelente				Buena (BEC/CP)	
Tipo Motor Primario	Gas o Eléctrico		Compresor		Eléctrico		Multi Cilindrico o Eléctrico		Multi Cilindrico o Eléctrico		Gas o Eléctrico	

Tabla 2.1: Tabla comparativa de los sistemas artificiales

También pueden valorarse algunas ventajas que ofrece cada sistema artificial y sus aplicaciones específicas las cuales se deberán conocer para poder realizar alguna aplicación específica como la combinación de materiales específicos o las diferentes alternativas de aplicación algunas de estas cualidades de los sistemas se pueden observar en la Tabla 2.2.

Ventajas Bombeo Mecánico	Aplicaciones del Sistema	Ventajas Bombeo Neumático	Aplicaciones del Sistema
<p>Alta eficiencia del sistema</p> <p>Disponibilidad de controladores para optimización</p> <p>Servicio y reparación económica</p> <p>Desplazamiento positivo</p> <p>Existen materiales que reducen la corrosión</p> <p>Flexible se ajusta a través de la longitud de carrera y la velocidad</p> <p>Alto valor de salvamento para equipo de superficie y de fondo</p>	<p>Virtualmente para todas las aplicaciones, incluyendo arena, pozos gaseosos, fluido viscoso</p> <p>Amplio rango de nivel de fluido desde cerca de la superficie hasta la profundidad del riñel de eslerito</p> <p>Capacidad de volumen de levantamiento de Bajo a Medio</p> <p>Todo tipo de pozos, incluyendo horizontales, slant y direccionales</p> <p>Aplicaciones remotas</p>	<p>Alto grado de flexibilidad y gastos de diseño</p> <p>Válvulas recuperables con línea de Acero</p> <p>Excelente manejo de arena</p> <p>Mínimos requerimientos en superficie y cabeza de pozo</p> <p>Controles de superficie de gastos de producción</p> <p>Producción de múltiples pozos de un solo compresor</p> <p>Aplicaciones múltiples o en pozos esbertos</p> <p>Mínimas partes móviles</p>	<p>Flujo continuo o Intermitente</p> <p>Flujo por TP y TR</p> <p>Pozos donde la presión de inyección de gas es realmente disponible</p> <p>Pozos con inauficiente presión de fondo o pozos profundos que no pueden fluir contra la presión hidrostática</p> <p>Amancar pozos que fluirán naturalmente una vez que los fluidos de terminación son desocupados de la tubería de producción</p> <p>Descarga de agua en pozos de gas que podrían impedir la producción del gas</p>
Ventajas Bombeo Electrocentrifugo	Aplicaciones del Sistema	Ventajas Bombeo de Cavidades Progresivas	Aplicaciones del Sistema
<p>Alta capacidad de volumen y profundidad</p> <p>Alta eficiencia arriba de los 1000 bpd</p> <p>Bajo mantenimiento</p> <p>Mínimos requerimientos en equipo de superficie</p> <p>Alto desarrollo para equipo de fondo</p> <p>Uso en pozos desviados y pozos verticales con patas de perro</p> <p>Adaptable a pozos con TR 4 1/2" o mas grandes</p>	<p>Requerimientos de alto volumen de levantamiento (&gt;300 bpd)</p> <p>Una variedad de tipo de pozos incluyendo los altamente desviados o no verticales</p> <p>Pozos de agua o con alto porcentaje de agua</p> <p>Con su propio arreglo puede manejar pequeñas cantidades de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, y abrasivos</p> <p>Operaciones de prueba a pozos</p> <p>Abrasivos, gaseosos y fluidos viscosos</p>	<p>Baja inversión de capital</p> <p>Sistema de alta eficiencia</p> <p>Bajo consumo de potencia</p> <p>Bombas aceite y agua con sólidos</p> <p>No hay válvulas internas para ataraparse o candado de gas</p> <p>Operación silenciosa</p> <p>Instalación sencilla con mínimo costo de mantenimiento</p> <p>Portátil, equipo de superficie fijo</p> <p>Bajo perfil en superficie para observar</p>	<p>Crudos pesados con arena y betumen</p> <p>Crudos medios con límites sobre H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub></p> <p>Crudos ligeros con límites sobre aromáticos</p> <p>Alto cortes de agua</p> <p>Desaguadores en pozos de gas</p> <p>Pozos maduros que progresivamente incrementan el porcentaje de agua</p> <p>Todo tipo de pozos, incluyendo horizontales, slant y direccionales</p>
Ventajas Bombeo Hidráulico Jet	Aplicaciones del Sistema	Ventajas Bombeo Hidráulico Pistón	
<p>No tiene partes móviles</p> <p>Capacidad de alto volumen</p> <p>Bomba fácil de recuperar</p> <p>Terminaciones múltiples desde un solo empacador</p> <p>La bomba requiere bajo mantenimiento</p>	<p>Medio a alta recuperación de aceite</p> <p>Aplicable en medios altamente corrosivos y arenosos</p> <p>Pozos profundos/desviados</p> <p>Profundidad de operación: Pistón 17,000 pies; Jet 15,000 pies</p> <p>Bueno para aplicaciones en zonas marinas</p> <p>Localizaciones remotas</p> <p>Restricciones en los tamaños de la TR</p>	<p>Recuperable con línea de acero</p> <p>Desplazamiento positivo</p> <p>Doble acción alto-eficiencia volumétrica</p> <p>Buena profundidad/capacidad de volumen (+15,000 pies)</p> <p>Terminaciones múltiples desde un solo empacador</p>	

Tabla 2.2: Ventajas y aplicaciones de los sistemas artificiales

### **2.1.1 Bombeo Mecánico**

El bombeo mecánico deberá ser considerado para levantar volúmenes moderados de pozos someros y pequeños volúmenes para profundidad intermedia. Si el fluido del pozo no contiene hidrógeno sulfhídrico, o si especiales varillas de succión son usados, es posible levantar 1000 bpd de una profundidad de 7000 pies y 200 bpd de aproximadamente 14000 pies de profundidad. Si los fluidos contienen hidrógeno sulfhídrico, el bombeo mecánico puede levantar 1000 bpd de 4000 pies de profundidad y 200 bpd de 10000 pies de profundidad.

La mayoría de las partes del sistema son manufacturadas por conocidos métodos estándares, los cuales han sido establecidos por el American Petroleum Institute. Numerosos fabricantes pueden proveer cada parte, y todas son compatibles y se interconectan.

La sarta de varillas, partes de la bomba y el anclaje de la tubería son continuamente sujetas a la fatiga. Por lo tanto el sistema podría ser más eficiente si se protege en contra de la corrosión para asegurar una larga vida del equipo.

El sistema y los pozos desviados son frecuentemente incompatibles. La habilidad del sistema para levantar arena es limitada. Deposición de parafina e incrustaciones inorgánicas pueden interferir con la eficiencia y operación del sistema.

Si la capacidad de separación de gas-liquido es bastante baja debido a que el espacio anular no es usado eficientemente y no es operada apropiadamente la bomba operara ineficientemente y tendera a tener candado de gas. Sin embargo, si se aplican los criterios apropiados de diseño y operación las desventajas pueden ser minimizadas.

### **2.1.2 Bombeo Neumático Continuo**

El bombeo neumático continuo es recomendado para altos volúmenes y pozos de alta presión de fondo estática. Esta es una excelente aplicación para plataformas marinas en forma clásica en formaciones con empuje de agua o en yacimientos con buen índice de productividad y alta relación gas aceite. Cuando el gas es disponible a alta presión sin compresión o donde el gas tiene bajo costo, el bombeo neumático es esencialmente atractivo.

Cuales son los lineamientos para el bombeo neumático continuo

- El bombeo neumático es el mejor sistema artificial para manejar arena y materiales sólidos la producción de arena casi no causa ningún problema mecánico a las válvulas de bombeo neumático, mientras que solo un poco de arena causa estragos en la mayoría de los otros métodos de levantamiento.
- En pozos desviados el bombeo neumático sólo tiene problemas menores, este es especialmente importante para pozos y plataformas marinas las cuales son perforadas direccionalmente.

- El bombeo neumático permite el uso de equipos de línea de acero, tales equipos son fáciles de usar y económicos. Estas características permiten reparaciones de rutina a través del tubo.
- El diseño normal de los mandriles permite el uso de desarenadores registros de producción y herramientas de corte de parafina. Alta RGA de formación ayuda ya el bombeo neumático requiere de menos gas de inyección, mientras que todos los métodos de levantamiento el bombeo de gas reduce drásticamente su eficiencia.
- El bombeo neumático es flexible, un amplio rango de volúmenes y profundidades pueden ser alcanzadas con el mismo equipo. En algunos casos se puede conectar a flujo anular manejando volúmenes extremadamente altos.
- Un sistema central puede ser fácilmente usado para servir a muchos pozos o para operar un campo entero. La centralización normalmente baja el costo de capital y permite el fácil control y pruebas.
- El sistema tiene un bajo perfil los equipos de superficie es el mismo para los pozos fluyentes excepto por los medidores de inyección, el bajo perfil es normalmente una ventaja en ambientes urbanos.
- Los equipos subsuperficiales son relativamente económicos y la reparación y mantenimiento de este equipo es normalmente bajo, este es fácilmente retirado, reparado o reemplazado.
- La instalación de bombeo neumático es compatible con válvulas de seguridad subsuperficiales y otros equipos de superficie.
- El bombeo neumático tolera un mal diseño esto es una fortuna porque aun con una baja eficiencia se puede obtener producción.

Cuales son las limitaciones del bombeo neumático continuo

- Relativamente alta contrapresión pone serias restricciones a la producción. Este problema llega a ser mas significativo cuando se incrementa la profundidad y declina la presión de fondo estática. Así que a 10000 pies de profundidad con una presión de fondo estática de 1000 psi y un PI de 1.0, será difícil levantar con un flujo de gas constante. Sin embargo, hay esquemas especiales que podrían intentar para dichos pozos.
- El bombeo neumático es ineficiente, frecuentemente resulta en grandes inversiones de capital y altos costos de operación. El costo de los compresores son relativamente alto los costos en 1981 fueron de \$500 a \$600 por HP por una típica localización en tierra y \$1000 a \$1400 por HP para zona marina. Los compresores presentan problemas de espacio y peso cuando son usados en plataformas marinas. También, el costo de distribución en tierra podría ser significativo. Incremento en el uso del gas podría incrementar el tamaño de las líneas y de los separadores necesarios.
- Adecuado suministro del gas a lo largo de la vida del proyecto. Si el gas llega a estar bastante caro, uno deberá iniciar otro método de levantamiento.
- Incremento en el % de agua y la presión de fondo fluyendo y una fija presión de inyección. Para algunos cortes de agua, otras formas de levantamiento tales como el EPS deberán ser evaluadas para incrementar la producción y reducir la presión de fondo fluyendo, especialmente si la producción de gas es baja.

- La operación y mantenimiento de los motocompresores es cara, operadores expertos y buenos mecanismos de compresión son requeridos por seguridad y relevo de operación.
- Hay dificultad en el levantamiento cuando la gravedad específica del aceite es baja (menor a 15 API) debido a la gran fricción. El efecto de enfriamiento del gas por expansión agrava fuertemente este problema. También este efecto podría causar algunos problemas de parafinas.
- Bajos volúmenes de flujo en conjunción con altos cortes de agua (menos de 200 bpd en tuberías de 2 3/8 pg) llegan a ser menos eficientes para levantar y frecuentemente cabeceo severo es experimentado.
- Buenos datos son requeridos para hacer buenos diseños. Tales datos podrían no ser disponibles y se tropezaría todo el tiempo sobre un ineficiente diseño que no produce cerca de la capacidad del pozo.

Examine los lineamientos/limitaciones para el bombeo neumático incluyendo la mayoría de los factores para ser considerados en la selección del sistema. También hay algunos problemas potenciales que deberán ser resueltos como los identificados abajo:

- Limpieza para los problemas de hidratos en las líneas de inyección
- Corrosión en la inyección del gas
- Problemas severos de parafinas
- Fluctuación en la presión de succión y descarga
- Problemas con líneas de acero
- Terminaciones dobles frecuentemente resultan en pobre eficiencia de levantamiento
- Cambio en las condiciones del pozo, especialmente declinación en la presión de fondo y el IP
- Profundidad y alto volumen de levantamiento
- Interferencia de válvulas-multipunto

### 2.1.3 Bombeo Electrocentrífugo

Como un ejemplo, la compañía Thums Long Beach fue formada en abril de 1965 para perforar, desarrollar y producir los 6479 acres del campo Wilmington, allí fue necesario seleccionar el mejor método artificial para aproximadamente 1100 pozos desviados por un periodo de 35 años, la cual cuenta con 4 islas principales en zona marina y una isla en la costa.

Los principales factores para la selección del bombeo electrocentrífugo como el método mas económico de levantamiento fueron las siguientes:

- Adaptable para pozos altamente desviados arriba de los 80°
- Adaptable para los requerimientos en superficie cabezales de 6 pg para maximizar la superficie y la densidad de la localización
- El método es silencioso, seguro y limpio para las operaciones en plataforma marina y áreas para la conciencia ambiental.

- Generalmente considera un alto volumen de bombeo, proporciona incrementos en los volumen cortes de agua ocasionados por el mantenimiento de presión y operaciones de recuperación secundaria.
- Permisos de producción del pozo mientras se perfora y trabaja sobre otro pozo vecino inmediato

Algunas de las intolerancias del sistema son los siguientes:

- Tolerara únicamente un porcentaje mínimo de sólidos (arena) de producción.
- Costoso las operaciones para corregir las fallas de fondo
- No es adaptable a bajos volúmenes menores de 150 bpd

Se han hecho un sin numero de mejoras al sistema y que se han implementadas durante mas de 16 años para incrementar principalmente el tiempo entre fallas de 320 días en 1983 a mas de 1100 días en 1997.

A lo largo de la vida del equipo se requiere mantener la producción económica con un promedio mayor del 90 % de agua. Estos mejoramientos están basados por la experiencia como las siguientes:

- Especifique nuevas etapas y flechas en la reconstrucción de la bomba. No rehúse bombas excepto en un caso de prueba.
- El diseño de las bombas es normalmente flotante pero use de compresión para manejar abrasivos o proveer resistencia al empuje descendente si existen ciclos de gas o hay incertidumbre acerca del gasto-mejorar la flexibilidad en el gasto.
- Bajo amperaje, alto voltaje se prefiere en los motores.
- Los motores corren a 60° por encima de la temperatura ambiente. Por encima de 200° F use equipo para alta temperatura.
- Rehúse motores en pozos fríos si las horas acumulada de trabajo es < 1200 días y los certificados de la inspección.
- Use la configuración de sellos (3 cámaras BSBSL) o en tandem (4 cámaras) para resistencia al ángulo de desviación. Nunca rehúse sellos cámara.
- Use elastómeros de alta temperatura y aceite donde se garantice su uso.
- El cable con el mayor éxito es el de 5 KV, #4 conductor sólido (preferido para ahorrar dinero) trenzado con armadura pesada. Use cable con chaqueta en ambientes con alto H<sub>2</sub>S.
- Encinte el cable preferible moldeado en empalmes.
- Buenas practicas en el manejo del cable reducen las fallas en el cable.
- La ultima generación de controladores de motores pueden reunir y almacenar datos de operación además pueden proveer restablecimiento después del giro inverso.

### **2.1.4 Bombeo Hidráulico Jet**

La bomba jet requiere de fluido a alta presión dirigida al fondo del la TP a la tobera donde la presión se transforma en velocidad. La alta velocidad del fluido de potencia pierde presión en la entrada del la garganta de la bomba, un difusor entonces reduce la velocidad e incrementa la presión para permitir a la mezcla de fluido fluir a la superficie.

#### **Ventajas del bombeo hidráulico**

- Localización: Es atractivo en plataformas marinas, localizaciones remotas, áreas pobladas y áreas agrícolas.
- Pozos Profundos: El nivel de trabajo para el bombeo hidráulico jet esta limitado cerca de los 9000 pies.
- Pozos desviados: En pozos desviados normalmente no presentan problemas.
- Producción de arena: Por no tener partes móviles puede manejar arena y otros sólidos muy bien
- Aceite viscosos: El fluido de potencia puede añadirse diluyentes desde la superficie
- Corrosión: Inhibidores de corrosión pueden ser inyectados en el fluido de potencia para el control de la corrosión
- Limpieza del fluido de potencia: Es muy tolerante y requiere una pobre calidad de fluido
- Vida de la Bomba: Tiene una larga vida entre reparaciones

#### **Desventajas del bombeo hidráulico**

- Presión de fondo: La bomba jet requiere aproximadamente de 1000 psi a una profundidad de 10000 pies y aproximadamente 500 psi cuando se tiene 5000 pies
- Personal: Se requiere personal especializado y con experiencia

## **2.2 Selección del sistema artificial**

En el pasado, la selección del sistema se basaba sobre la experiencia personal, las preferencias del personal operativo y la disponibilidad en el campo. Una vez decidido el tipo de sistema artificial instalado casi nunca se hacia una revisión para determinar si el método seleccionado fue la mejor opción para las condiciones futuras. Para una buena selección del sistema requiere de la colaboración y participación de diferentes disciplinas como son: ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción y de perforación (Terminación de Pozos). De esta manera, las pruebas de formación, los datos de producción, los estados mecánicos, las instalaciones superficiales y la infraestructura construida son el primer paso para iniciar la selección. Para comenzar el proceso se deberá observar las condiciones actuales de los pozos, esto nos ayuda a visualizar el método que tiene mayor factibilidad de aplicación. Así también la predicción de los gastos de producción con el sistema artificial y el periodo de vida del sistema en los pozos es la parte más difícil de obtener ya que las condiciones cambian constantemente a lo largo de la vida del pozo.

Existen 31 parámetros que permiten comparar capacidades prácticas que ayudan a seleccionar el sistema artificial estos se dividen en parámetros de diseño, aspectos operativos y problemas especiales. En ellas se comparan por ejemplo la eficiencia hidráulica, flexibilidad, confiabilidad, profundidad, monitoreo, manejo del gas, etc. De las cuales se deberá tener 6 consideraciones muy importantes:

- La habilidad para manejar el gasto deseado sobre el tiempo requerido al menor costo sobre la vida del proyecto.
- Se necesita estimar y comparar las condiciones económicas que resulten del sistema específico.
- La localidad es un factor de peso sobre el capital de inversión y los costos de operación. Localidades remotas requieren de una operación sencilla, duradera y servicios de mantenimiento y reparación fáciles.  
Para instalaciones marinas también se requiere periodos de operación largos y bajos costos por recuperación de equipo.
- El bombeo mecánico debe ser considerado como una aplicación estándar para los pozos en tierra. Si la instalación es en plataforma marina la aplicación estándar es el bombeo neumático. Estos dos métodos han mostrado producción óptima a bajos costos. Cualquier otro método podrá ser elegido si cuenta con ventajas económicas y operativas.
- Una vez que se haya seleccionado el sistema artificial se requiere de los diseños para conformar los equipos necesarios para ser instalados en el campo.
- Finalmente todos estos factores deberán ser revisados y discutidos con un análisis económico para determinar que sistema artificial utilizar.

	Bombas Mecánicas	Bombas Electrocentrífugas	Bombeo Neumático Continuo	Bombas Hidráulicas tipo Jet
<b>Costo Capital</b>	Bajo Moderado: Se incrementa con la profundidad y el tamaño de las unidades	Relativamente Bajo: Se incrementa con los requerimientos de energía eléctrica	Equipo de fondo cuesta poco pero las líneas y compresores no. Sistema de compresión central reduce los costos por pozo	Compete con el Bombeo Mecánico. Costos relativamente bajos sobre los 1500 bpd. Los costos incrementan con la potencia
<b>Equipo de Fondo</b>	Se requiere técnicas de diseño y operación razonablemente buenas. Banco de datos de fallas de varillas y bombas	Requiere diseños apropiados de cable, motores, sellos y bombas. Esencial contar con técnicas de diseño y operación buenas	Buenos diseños de válvulas y espaciamiento esenciales. Elegir válvulas convencionales o recuperables con línea	Requiere programas de diseño para tamaño de tobera. Moderado manejo de sólidos en el fluido de potencia. No cuenta con partes móviles. Larga vida de servicio. Procedimientos simples de reparación y colocación de la bomba en el fondo
<b>Eficiencia</b>	Excelente: eficiencia total del sistema. Eficiencia del llenado de la bomba de 50 a 60% típicas. Muy viable si el pozo no está sobre bombeado	Buena: para altos gastos pero se deprecia para < 1000 bpd. Normalmente para altos gastos la eficiencia es de 50% y 40%	Regular: Se incrementa para pozos que requieren poca inyección de gas. Baja para pozos que requieren altas RGL. Eficiencia típica de 20% rango de 5 a 30%	Regular / pobre: Máxima eficiencia en caso ideal 30%. Fuerte influencia del fluido de potencia adicional al gradiente de producción. Operación típica del 10 al 20% de eficiencia
<b>Flexibilidad</b>	Excelente: Se puede alterar la velocidad y/o carrera de la embolada, diámetro del embolo para encontrar el gasto de producción	Pobre: Las bombas operan normalmente a una velocidad fija. Requiere un dimensionamiento cuidadoso. VSD agrega flexibilidad pero incrementa costos. Debe evitarse apagar al equipo	Excelente: Los gastos de gas de inyección pueden variar para mejorar la producción. La tubería de producción tiene que ser correctamente dimensionada	Buena / excelente: El gasto y presión del fluido de potencia se ajustan al gasto de producción y a la capacidad de levantamiento
<b>Problemas Varios</b>	El estopero puede fagar y causar un peligro potencial. Existen estoperos con caja anticontaminante	Requiere un sistema de suministro de energía eléctrica confiable. El método es sensible a los cambios de producción	Se requiere de un compresor altamente confiable trabajando continuamente. El gas deberá ser deshidratado para evitar congelamiento de gas	La mayor tolerancia para el manejo de sólidos en el fluido de potencia de 200 ppm con partículas de 25 micrones. Diluyentes pueden ser adicionados
<b>Costos de Operación</b>	Muy bajo: Para pozos someros a medios <2250 m	Varia: Si los requerimientos de potencia son altos el suministro de energía se incrementan. Costos por reparación son altos	Para equipos de fondo costos bajos. Variando para el compresor dependiendo de los costos por minuto. Y combustible. La clave es inyectar lo más profundo posible con óptima RGL	Altos costos de operación debido a la potencia requerida. Bajos costos por mantenimiento de bomba y con apropiada tamaño de tobera y garganta puede tener una larga vida
<b>Confiabilidad</b>	Excelente: Eficiencia del tiempo de operación	Variado: Excelente para casos ideales de levante. Pobre para	Excelente si el motocompresor está apropiadamente diseñado con buena	Buena: Con apropiados tamaños de tobera y garganta para las



	>95% si se tienen buenas practicas de operacion y si se controlan problemas de corrosión, asfaltenos, parafinas, sólidos, etc	áreas con problemas. Operación muy sensible en altas temperaturas y al mas funcionamiento eléctrico	manu.	condiciones de operación. Debera evitar operar en el rango de cavitación de la bomba. Mas problemas si las presiones son >4000 psi
<b>Valor de Salvamento</b>	Excelente: Fácil de mover y buen mercado para equipo usado	Regular: algunos equipos se pueden devolver al proveedor. Pobre en mercados abiertos	Regular: Poco mercado para compresores usados en buenas condiciones y también se puede re-usar válvulas y mandriles	Bueno: Fácil de mover de pozo a pozo regular con el valor comercial. Regular el mercado de bombas triples
<b>Sistema Total</b>	Seguir las especificaciones API y las recomendaciones practicas para el diseño, instalación y operación. Cada pozo es un sistema individual	Regularmente simple para diseñar pero requiere buenos datos. Requiere excelentes practicas de operación. Seguir las recomendaciones API en diseño, pruebas y operación. Típicamente cada pozo es un sistema individual que utiliza un sistema eléctrico común	Se requiere para toda la vida del sistema un suministro adecuado de gas limpio, seco, alta presión, no corrosivo. Beneficia la contrapresión baja. Buenos datos para el diseño de válvulas y espaciamento. Deben seguirse las especificaciones API para el diseño y operación	Disponible programas de diseño, procedimiento de operación básicos para la bomba de fondo y los equipos en el pozo fácilmente reparables o reemplazables. Frecuentemente la optimización se realiza a prueba y error
<b>Uso/Panorama</b>	Excelente: Usado en alrededor de 85% en EUA. Es el método estándar de producción artificial	Excelente: Para altos gastos de producción. La mejor aplicación en pozos < 300 °F y > 1000 bpd. Muy usual para altos % de agua	Bueno: Flexible, sistema para altos gastos de producción en pozos con alta presión de fondo. Mas para pozos casi fuyentes	Bueno: Para pozos de alto volumen requiriendo operación flexible, amplio rango de profundidad, alta temperatura, alta corrosión, alta RGA, significativa producción de arena. Algunas veces es usado como prueba en pozos marinos cuando estos no fluyen

Tabla 2.3: Condiciones generales de diseño de los sistemas artificiales

	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Bombeo Electrocentrifugo</b>	<b>Bombeo Neumático Continuo</b>	<b>Bombeo Hidráulico tipo Jet</b>
<b>Restricciones por la TR</b>	Problemas únicamente en pozos con alto gasto donde se requieren bombas grandes. Revestimientos pequeños (4.5 a 5.5 pg) podrían limitar la separación de gas	El tamaño podría limitar usar motores y bombas grandes. Evitar TR de 4.5 o mas pequeñas. Funcionamiento reducido en TR de 5.5 pg dependiendo del gasto y profundidad	TR de 4.5 a 5.5 con tubería de producción de 2 pg nominal normalmente limita el gasto a < 1000 bpd Para gastos > 5000 bpd usar TR 7 pg y TP 3.3 pg	El tamaño de la TR limitan el gasto de producción. Grandes TR serán requeridos si la terminación es doble
<b>Profundidad</b>	Buena: Las varillas a la estructura pueden limitar el gasto o la profundidad	Usualmente limitada por la potencia del motor a la temperatura. Profundidad practica puede ser 3000 a 3500 m	Controlada por la presión y el gasto de inyección del sistema. Típicamente para 1000 bpd con TP nominal de 2.5 pg 1440 psi y RGL de 1000 el punto de inyección es de 3000 m	Excelente: Limitada por la presión del fluido de potencia a 5000 psi la potencia. Bajo volumen alto levantamiento profundidad de operación de 17000 pies
<b>Capacidad de succión</b>	Excelente: <25 psi factibles para proveer desplazamiento y venteo de gas. Típicamente entre 50 y 100 psi	Regular: Si existe un poco de gas libre Pausc > 250 psi. Pobre si la bomba debe manejar mas del 5% de gas libre	Pobre: Restringido por el gradiente del liquido a levantar. Comúnmente un gasto moderado esta limitado al punto de inyección de aproximadamente 100 psi/1000 pies mas la contrapresión en la cabeza	Pobre / regular: > 350 psi a 5000 pies con bajas RGL. Típica sumergencia de un 25%
<b>Nivel de ruido</b>	Regular: Moderadamente alto para áreas urbanas	Excelente: Bajo ruido si se cuenta con electrificación en la localidad	Bajo ruido en el pozo pero ruidoso en el compresor	Bueno: En pozos bajo ruido, en el sitio bombas y motores sonido moderado
<b>Espaciamento</b>	Existen unidades de bajo perfil para áreas pobladas	Bueno: El perfil es bajo pero requiere banco de transformadores. Los transformadores pueden causar problemas en áreas urbanas	Bueno: Perfil bajo. Deben tomarse precauciones para las líneas de alta presión	Regular / bueno: Equipo en cabeza de pozo de bajo perfil. Requiere tratamiento de superficie y equipo de alta presión de bombeo
<b>Fuerza motriz flexibilidad</b>	Bueno. Maquinas o motores pueden ser usados facilmente (los motores son mas confiables y flexibles)	Regular: Requiere de una buena fuente de energia sin picos o interruptores de voltaje	Bueno: Maquinas, turbinas o motores pueden usarse para el compresor	Excelente: Motor primario puede ser eléctrico, gas o diesel con maquinas de combustión interna
<b>Monitoreo</b>	Excelente: Puede ser facilmente analizable en base a pruebas del pozo, niveles de fluido etc	Regular: Se requiere chequeo eléctrico con equipo especial	Bueno / excelente: Puede ser analizado facilmente. Se obtienen registros de producción. Optimización y control por computadora	Bueno / regular: El desempeño de la bomba de fondo puede ser analizado desde la superficie con el gasto, velocidad, presión del fluido de potencia y gasto producción
<b>Pruebas</b>	Bueno: Las pruebas del pozo son sencillas con pocos problemas utilizando equipo y procedimientos estándar	Bueno: Simple y con pocos problemas. Pozos con alta producción y cortes de agua altos requieren separa el agua	Regular: Las pruebas del pozo se complican por la relación volumen /gasto de inyección. Se tienen comúnmente errores en las mediciones	Regular: En prueba de pozo en forma individual presentan pocos problemas. Pruebas con un sistema central es mas complejo; requiere de mediciones exactas del fluido de potencia
<b>Vida del equipo Con el pozo</b>	Excelente: Si el equipo pudiera agotar el nivel de fluido	Pobre: Se recomienda arranques suaves e instalar protectores mejorados	No aplicable	Pobre: No parece aplicable debido a la presión de entrada y se requiere altos requerimientos para agotar nivel

Tabla 2.4: Operación normal de los sistemas artificiales

	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrocentrifugo	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
Manejo de corrosión e incrustaciones	Bueno a excelente: frecuentemente se usan tratamientos inhibidores en el espacio anular para el control de corrosión y incrustaciones	Regular: Varios tratamientos con inhibidores solo a la entrada de la bomba o cuando se utiliza camisa	Bueno: Facilidad para inyectar inhibidores a través del gas. Debe seguirse un procedimiento para evitar en las líneas de inyección de gas	Bueno / excelente: Se usan inhibidores en el fluido de potencia que se mezclan con los fluidos producidos
Pozos desviados	Regular: Problemas de desgaste al incrementar la carga. Se ha producido pozos con alto grado de desviación >70° y horizontales. Algunas aplicaciones con éxito en 15° /30 m usando galas para las varillas	Bueno: Pocos problemas, la experiencia esta limitada en pozos horizontales. Requiere pozos de radio largo para poder pasar el equipo	Excelente: Pocos problemas con la línea de acero hasta 70° de desviación para la recuperación de válvulas	Excelente: Bombas de fondo cortas pueden pasar a través de desviaciones arriba de 24° /1000 pies en TP nominal de 2.0 pg
Aplicaciones dobles	Regular: Factibilidad en paralelo 2 x 2 pg en TR 7 pg. En Tr de 5.5 pg no favorable se incrementan los problemas mecánicos	No se tiene experiencia	Regular: Terminaciones dobles común pero complicado e ineficiente. Factibles 2 x 2 pg en TR 7 pg ó 3 x 3 pg en TR 9 5/8 pg	Regular: Aplicación de tres tuberías no ventando el gas han sido hechas con completo aislamiento de producción y fluido de potencia de cada zona. Es posible manejar alta RGL pero se reduce la eficiencia
Manejo de gas	Bueno: Si puede ventarse y usarse al gas natural apropiadamente con el diseño de bomba	Pobre: Por el gas libre >5%. El separador de gas ayuda bastante	Excelente: El gas producido reduce la necesidad del gas de inyección	Bueno / regular: Bombas fijas concéntricas o paralelas libres permiten el venteo del gas con un separador en el fondo debajo de la entrada de la bomba reduce la eficiencia pero ayuda al levantamiento
Aplicaciones costa fuera	Pobre: Se debe diseñar tomando en cuenta el tamaño de la unidad, peso y espacio del equipo de terminación	Bueno: Solo debe suministrarse energía eléctrica y equipo de terminación	Excelente: Es el método mas popular si existe disponibilidad del gas	Bueno: Agua o agua de mar pueden ser usados como fluido de potencia
Manejo de parafinas	Regular/Bueno: Es posible utilizar tratamientos de agua / aceite caliente y/o usar escariadores pero incrementa los problemas de operación y costos	Regular: Posible utilizar tratamientos de agua/aceite caliente, cortes mecánicos e inhibidores	Bueno: Corte mecánico algunas veces. La inyección de gas puede agravar el problema existente	Bueno / excelente: Circulación de agua o aceite caliente a través de la bomba minimiza la deposición. Es posible usar inhibidores o herramientas mecánicas
Terminaciones reducidas	Factible para gastos < 100 bpd y RGA < 250 pcb comúnmente utilizado con tubería nominal de 1.5 pg	No existe experiencia solo hasta TR de 3 pg	Factible pero puede ser un poco problemático o ineficiente	Posible pero tendría altas pérdidas por fricción o problemas de gas. Es conveniente para bajos gastos y bajas RGL
Manejo de sólidos	Pobre / regular: Para aceite de baja viscosidad < 10 cp. Mejora el desempeño para casos de alta viscosidad > 200 cp. Puede ser posible manejar hasta 0.1% con bombas especiales	Pobre: Requiere < 200 ppm de sólidos. Existe equipo resistente a la abrasión a altos costos	Excelente: El límite es la afluencia y los problemas de superficie. Típicamente este límite es de 0.1%	Regular / bueno: Opera con un 3% de arena en el fluido producido y puede tolerar en el fluido de potencia 200 ppm de partículas con un tamaño de 25 micrones
Limitaciones por temperatura	Excelente: Normalmente utilizado en operaciones térmicas 550°F	Limitado: A 250°F para equipo estándar y 350°F con motores y cables especiales	Excelente: Típicamente máxima temperatura de alrededor de 350°F. Se requiere conocer la Temperatura para diseñar las válvulas cargadas	Excelente: Posible operar a 500 + °F con materiales especiales
Manejo de fluidos viscosos	Bueno: Para fluidos menores de 200 cp y bajos gastos 400 bpd. Para altos gastos se requiere diluyentes para reducir la viscosidad	Regular: limitado a alrededor de 200 cp. Se incrementa la potencia y se reduce la altura de descarga. Solución potencial es usar flujo central con 20% de agua	Regular: Pocos problemas para aceite con 16 °API o por debajo de 20 cp. Excelente para altos cortes de agua aun con aceite viscoso	Bueno / excelente: Es posible producir aceite de 800 cp. Aceite de potencia de >24 API y < 50 cp o agua el fluido de potencia reduce las pérdidas por fricción
Capacidad para altos gastos	Regular: Restringido a profundidades someras utilizando bombas grandes. Máximo gasto alrededor de 4000 bpd para 350 m y 1000 bpd para 1600 m	Excelente: Limitado por la potencia requerida y por el tamaño de TR. En TR de 5.5 pg puede producir 4000 bpd de 1250 m con 240 HP motores colocados en tandem pueden adicionar potencia	Excelente: Restringido por el tamaño de la TP, por volumen de inyección de gas y por la profundidad. Dependiendo de la presión del yacimiento e IPR, con TP de 4 pg y gasto de 3000 bpd a 3500 m es posible con 1440 psi de inyección y RGL de 1000	Excelente: Arriba de 15000 bfpd con adecuada presión de fondo fluyendo, tamaño de TP y potencia
Capacidad para bajos gastos	Excelente: Es el método mas común para pozos de 100 bpd	Generalmente pobre: Muy bajas eficiencias y altos costos de operación para gastos < 400 bpd	Regular: Limitado por el cabeceo y el colgamiento. Evitar el rango de flujo inestable. Comúnmente el límite inferior es de 200 bpd en TP de 2 pg sin cabeceo; 400 bpd para TP 2.5 pg y 700 bpd para TP 3 pg	Regular: >200 bfpd de 4000 pies

Tabla 2.5: Problemas especiales de los sistemas artificiales

### 2.2.1 Comportamiento del yacimiento que facilitan la selección

En el diseño del sistema artificial el ingeniero esta en una etapa de ajuste, las capacidades del sistema artificial y la productividad del pozo dan como resultado la eficiencia del levantamiento. Los incrementos en los costos de energía, cobran importancia al obtener la máxima eficiencia, pero este no es el único factor. Esta introducción intentara mirar algunos de los factores yacimiento-pozos que deberán ser tomados en consideración sobre esta básica decisión sobre el sistema artificial a usar.

Hay ciertos ambientes y condiciones geográficas que podrían ser predominantes. Por ejemplo, el bombeo mecánico es por mucho el sistema artificial ampliamente usado en los estados unidos. Sin embargo, si nosotros estamos en medio de ciudad muy poblada o sobre una plataforma marina con cuarenta pozos contenidos en un área muy pequeña, el bombeo mecánico podría ser eliminado como una principal opción de levantamiento. También la profundidad de los pozos y la producción de varios miles de barriles por día no pueden ser levantados por el bombeo mecánico y otros métodos podrían ser considerados. Estas consideraciones geográficas y ambientales podrían simplificar nuestra decisión por nosotros; Sin embargo, hay muchas consideraciones que necesitan ser tomadas en cuenta cuando estas condiciones no son factores predeterminantes.

En medio de los factores a considerar es la presión del yacimiento y la productividad del pozo. Algunos tipos de sistema artificial son capaces de reducir la presión de producción a un nivel mas bajo que otros. La recompensa para alcanzar una presión de producción mas baja dependerá del índice de productividad. Por ejemplo, un pozo en un yacimiento con 2000 psi de presión estática y una presión de fondo fluyendo de 500 psi estará produciendo el 75 % del máximo gasto si el pozo tiene una relación lineal de índice de productividad. De otra manera, si este esta fluyendo en la curva de Vogel este producirá el 90% del máximo gasto. Muchos pozos son híbridos de la expresión IP/IPR

Hay características de los fluidos de los yacimientos que podrían ser considerados. Precipitación de parafina es un problema más difícil en un sistema que en otro. La producción de sólidos de la formación necesario ser considerado. La arena puede ser muy perjudicial en algunos tipos de levantamiento que en otros. La producción de la relación gas-liquido para la vida del diseño. El gas es un problema significativo para todos los métodos de bombeo. Bombeo neumático utiliza la energía contenida en el gas producido y simplemente utiliza esta fuente de energía.

Otros factores que necesitan ser considerados son el comportamiento del yacimiento. Dos aproximaciones han sido tomadas en cuenta en el pasado. Ambas de los cuales, son extremos e injustos. En algunos casos predecimos el comportamiento del yacimiento y se instala el sistema artificial para que el equipo pueda manejar el pozo durante un largo periodo de tiempo. Este frecuentemente se encuentra sobre dimensionado ya que se anticipa al final de la vida productiva para producir grandes cantidades de agua. Como resultado el equipo estará operando con una pobre eficiencia debido a la baja carga durante la mayor parte de la vida del equipo. El otro extremo es el diseño para que el pozo este produciendo hoy y no preocuparse acerca del mañana. Este tiene la ventaja de cambiar el tipo de equipo

de levantamiento instalado en el pozo. Nosotros podríamos operar eficientemente a plazos cortos, pero gastar grandes cantidades de capital en cambiar los equipos.

Igualmente, en un campo desarrollado, el requerimiento de manejo de fluidos puede significar incrementar el tamaño y costos de las instalaciones requeridas para producir el campo. Con bombeo mecánico o electrocentrífugo únicamente los fluidos producidos son manejados a través de las mismas instalaciones. Con bombeo neumático, la inyección del gas la compresión y la adición de gas en la producción se añaden a las instalaciones. Con bombeo hidráulico, el fluido motriz de bombas, las líneas de inyección del fluido motriz y la adición de fluido motriz, muchas veces se añaden a los costos por manejo de fluido.

El ingeniero de diseño deberá considerar los aspectos de largo y corto plazo. El objetivo es maximizar el perfil de valor presente de la operación. Hay que hacer notar también que el perfil de mas alto valor presente no podría resultar en grandes gastos de producción y no podría anticipar el cambio de sistema artificial en el futuro.

### **2.3 Selección final**

De forma breve se describe los principales puntos a favor o en contra de los sistemas más viables a instalar en el campo resultando en la decisión de implementar el bombeo neumático continuo como la alternativa más viable.

El bombeo mecánico enfrenta grandes desventajas para su aplicación, la principal es el potencial de los pozos, ya que estos podrán aportar arriba de los 1200 bpd por lo que se requiere que el equipo subsuperficiales se instale a baja profundidad para obtener dicha producción. Una segunda opción es profundizar la bomba pero se reducirá enormemente la capacidad de levantamiento del equipo, por lo que el sistema resulta inapropiado para las condiciones actuales y a corto plazo.

Es posible que en el futuro si las condiciones del yacimiento lo permiten se pueda utilizar el bombeo mecánico de carrera larga y baja velocidad de bombeo, conjuntamente con aparejos de fibra de vidrio (equipo Rotaflex) ya que estos equipos pueden llegar a profundidades de los 6000 m y manejar perfectamente fluidos con alta RGA.

El bombeo electrocentrífugo es un sistema que cuenta con cualidades que lo hacen atractivo para este tipo de pozos, pero las restricciones en la configuración de los pozos limitan la capacidad de los equipos que pueden ser instalados dentro de una TR de 7.0 pg de 35 lb/pie con un DI de 6.004 y Drift de 5.879.

Por la experiencia que se ha adquirido en México, los equipos BEC tienen mayor vida útil cuando se instalan a profundidades menores de 3500 mts. Todos estos factores limitan la factibilidad de instalar este sistema por lo que se deberá buscar otra alternativa.

El bombeo hidráulico es un sistema que pudiera ser confiable y con buenos resultados, una de las desventajas de este sistema es que la optimización se realiza frecuentemente a ensayo y error, esto se realiza cambiando área de tobera-garganta y gastos de inyección, adicional a la falta de experiencia con el sistema y carencia de software especializado en el mercado limita sus posibilidades de aplicación.

Después de evaluar los parámetros de las Tablas 2.3, 2.4 y 2.5 se encontró que el bombeo neumático es el sistema artificial más adecuado para las condiciones que presenta el campo. Además se debe tomar en cuenta los trabajos que se están realizando para llevar gas combustible a la pera de los pozos.

# Capítulo 3

## Potencial de los Pozos y Diseño del Bombeo Neumático.

### 3.1 Potencial de los pozos.

De las pruebas realizadas a los pozos con inyección de nitrógeno proporcionado por pipas de compañía se determino los siguientes resultados.

Pozo	Estrangulador	qo (bpd)	qg (mmpcd)	qgi (mmpcd)	RGA (pie <sup>3</sup> /bl)	qw (bpd)	Di (pies)
Bellota 136	Franco (80/64) pulg.	1100	2.216213	0.762797	2015	0	5025
Bellota 158-d	Franco (80/64) pulg.	720	1.187203	0.762797	1649	24	4223

Tabla 3.1: Prueba de medición

Después de que los pozos no flulan por sí mismo, se determino hacer el contrato de inyección de nitrógeno por compañías. En lo que se termina el proyecto de la red de bombeo neumático, El problema esta en que no se ha autorizado el proyecto y le esta constando a PEMEX la inyección, por lo que la Coordinación de Operación determino utilizar la infraestructura que se tiene en el campo para llevar gas combustible a la pera y sustituir la inyección.

Por otra parte se tiene el sistema de bombeo neumático llamado autoabastecido, que se tendría que licitar y esto también llevaría tiempo, por lo que acorto plazo lo más accesible es realizar lo que esta planteando la Coordinación de Operación del Activo Bellota – Chinchorro.

En la Figura 3.1 y 3.2 se muestran los estados mecánicos actuales de los Pozos Bellota 136 y 158-D. Hay que hacer notar que los pozos direccionales, en la figura solo se presenta el esquema general.

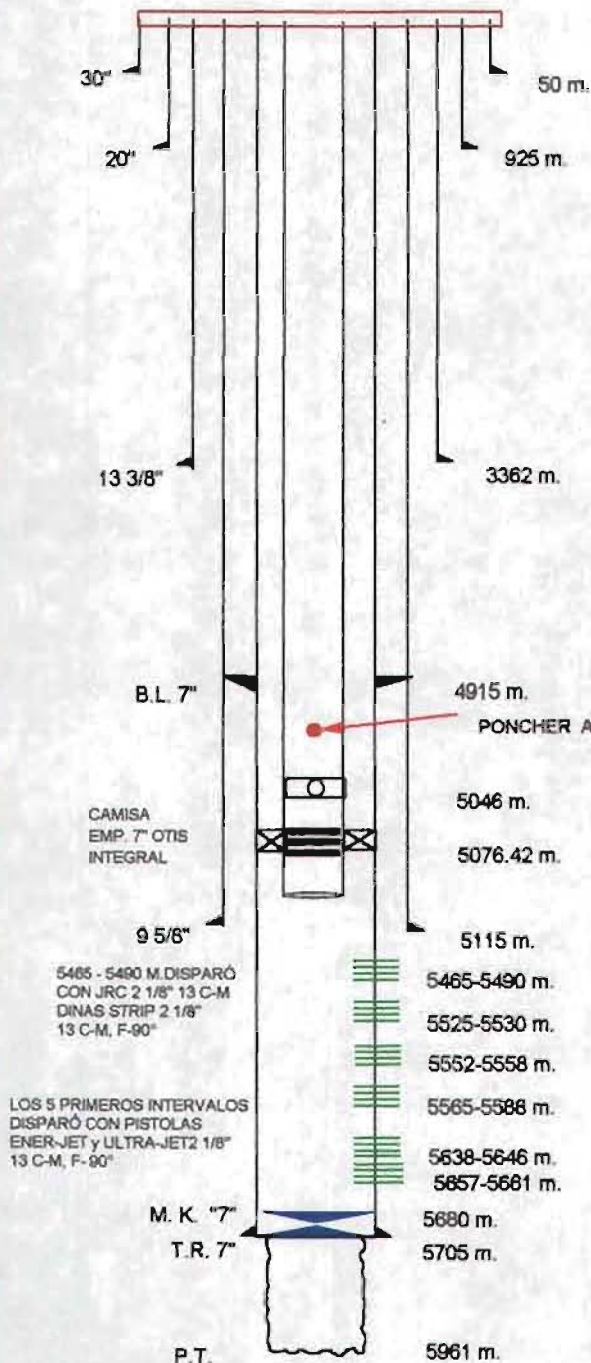


ACTIVO BELLOTA-CHINCHORRO  
OP'N DE EXPLOTACION  
AREA BELLOTA CHINCHORRO

**ESTADO MECANICO  
POZO BELLOTA No. 136  
(DIRECCIONAL)**

Desplazamiento = 1087.62 m. Rumbo = N  
4.44 0'

COLUMNA GEOL PROF. (m)



PERFORACIÓN:  
INICIO: 12/AGO/92  
TERM'N: 23/AGO/93

TERMINACIÓN:  
INICIO: 23/AGO/93  
TERM'N: 10/SEP/93

APAREJO DE PROD'N:

NIPLE ASIENTO EXPULS.	5080.15 m
TUBO PESCA	5078.23 m
EMP. OTIS 7"	5078.42 m
PBR C/8 US	5067.38 m
1 TP 3 1/2" 12.7	5057.68 m
NIPLE NO-GO	5057.24 m
CAMISA C.1 3 1/2"	5046.75 m
2 TP 3 1/2" 12.7 TRC 95	5027.84 m
TP 3 1/2" 9.2 TRC95	2251.15 m
TP 3 1/2" 12.7 L80	1513.49 m
1 TP 3 1/2" 12.7 TRC95	0 m

POZO DIRECCIONAL  
-Perforado a partir de la  
para del pozo B-138 a  
1087.62 m. N 52° E.  
-Inició Desviación:  
a 3596 m.

OBSERV'N:  
PRESENTA RESIST. FCA.  
A 5020 M.

LOS 5 PRIMEROS INTERVALOS  
DISPARÓ CON PISTOLAS  
ENER-JET y ULTRA-JET2 1/8"  
13 C-M, F-90°

5465 - 5490 M. DISPARÓ  
CON JRC 2 1/8" 13 C-M  
DINAS STRIP 2 1/8"  
13 C-M, F-90°

M. K. 7"  
T.R. 7"

P.T.

Figura 3.1: Estado mecánico Bellota 136



ACTIVO BELLOTA CHINCHORRO  
OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN

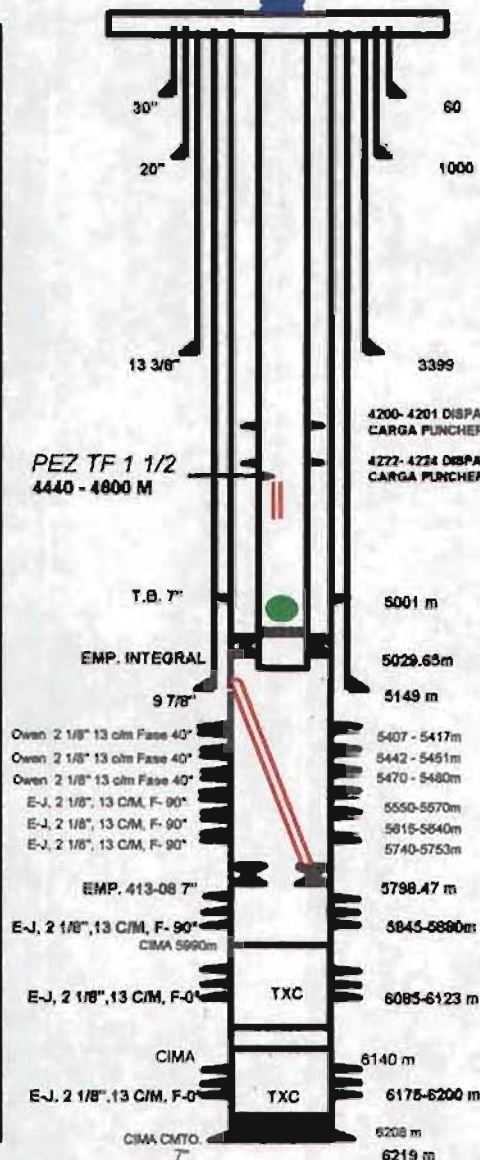
ESTADO  
POZO BELLOTA No. 158-D  
(DIRECCIONAL)

ACTUALIZADO AL 25/OCT/2000

ARBOL DE VALVULAS  
EPN 7 1/16" X 3 1/2" 10M

ARBOL DE VALVULAS  
EPN 7 1/16" X 3 1/2" 10M

FORMACION	PROF. (m)
PARAJE SOLO	AFL.
FILIBOLA	2372
CONCEPCION SUP.	AUS.
CONCEPCION INF.	AUS.
ENCANTO	2657
DEPOSITO	3029
OLIGOCENO	3308
EOCENO	3747
PALEOCENO	4790
K. SUP. MENDEZ	5080
J. SUP. TITHONIANO	5179
J. SUP. KIMMERIDGIANO	5242
<b>PROFUNDIDAD TOTAL</b>	<b>6219</b>



PERFORACION	TERM: 03/06/93
TERMINACION	TERM:

DISTRIBUCION DEL APAREJO

ZAPATA GUIA	5037.79-5037.51m
TUBO ESPACIADOR	-5036.63m
NIPLE NO-90° R"	-5036.19m
TUBO ESPACIADOR	-5033.30m
COMB. 4 1/2" x 3 1/2"	-5032.98m
TUBO DE PESCA	-5031.34m
EMP. SC2 PAH 70A TAM 40-32	-5029.66m
ANCLA MOD KC22	-5028.02
JUNTA EXPANSION 7"	-5022.36m
2 TP 3 1/2" TRC85 12.7	-5005.70m
CAMISA 3 1/2" 12.7	-5004.70m
2 TP 3 1/2" TRC 85 12.7	-4888.25m
TP 3 1/2" C75 9.2 MVAM	-4006.78m
TP 3 1/2" P105 9.3 HDCRA	-2863.66m
TP 3 1/2" L80 9.3 HDCRA	-1967.75m
TP 3 1/2" L80 12.7 MVAM	-613.07m
TP 3 1/2" TC95 12.7 MVAM	0m

2do. PEZ: (18/JUN/98)  
L.P. = 154 M.  
B.P. (PROBABLE) = 4446 M.

1er. PEZ: (19/FEB/98)  
L.P. = 833 M. B.P. = 5049 M.  
T.F. 1 1/4", CONECTOR  
MECANICO, VALVULA CHECK  
Y DIFUSOR 1 3/4".

PROFUNDIDAD DESARROLLADA 6219 m.  
PROFUNDIDAD VERTICAL REAL 6031 m.  
DESPLAZAMIENTO 948 m.  
INICIO DESVIACION A 3509 m.  
RUMBO N 37° E  
ANGULO 21° 30'

DESPLAZAMIENTO 948 m.  
RUMBO N 37° E

Figura 3.2: Estado mecánico Bellota 158-D.



### 3.2 Comportamiento de Afluencia en el inicio de su vida productiva.

El comportamiento de Afluencia que continuación se muestra esta basado en los análisis P.V.T. del año de 1993, que son los únicos que se tomaron y hasta la fecha no se ha realizado otro.

Para realizar el análisis se utilizo el programa Flosystem 3.6 (Wellflo), de la compañía E.P.S., los cuales arrojaron los siguientes resultados

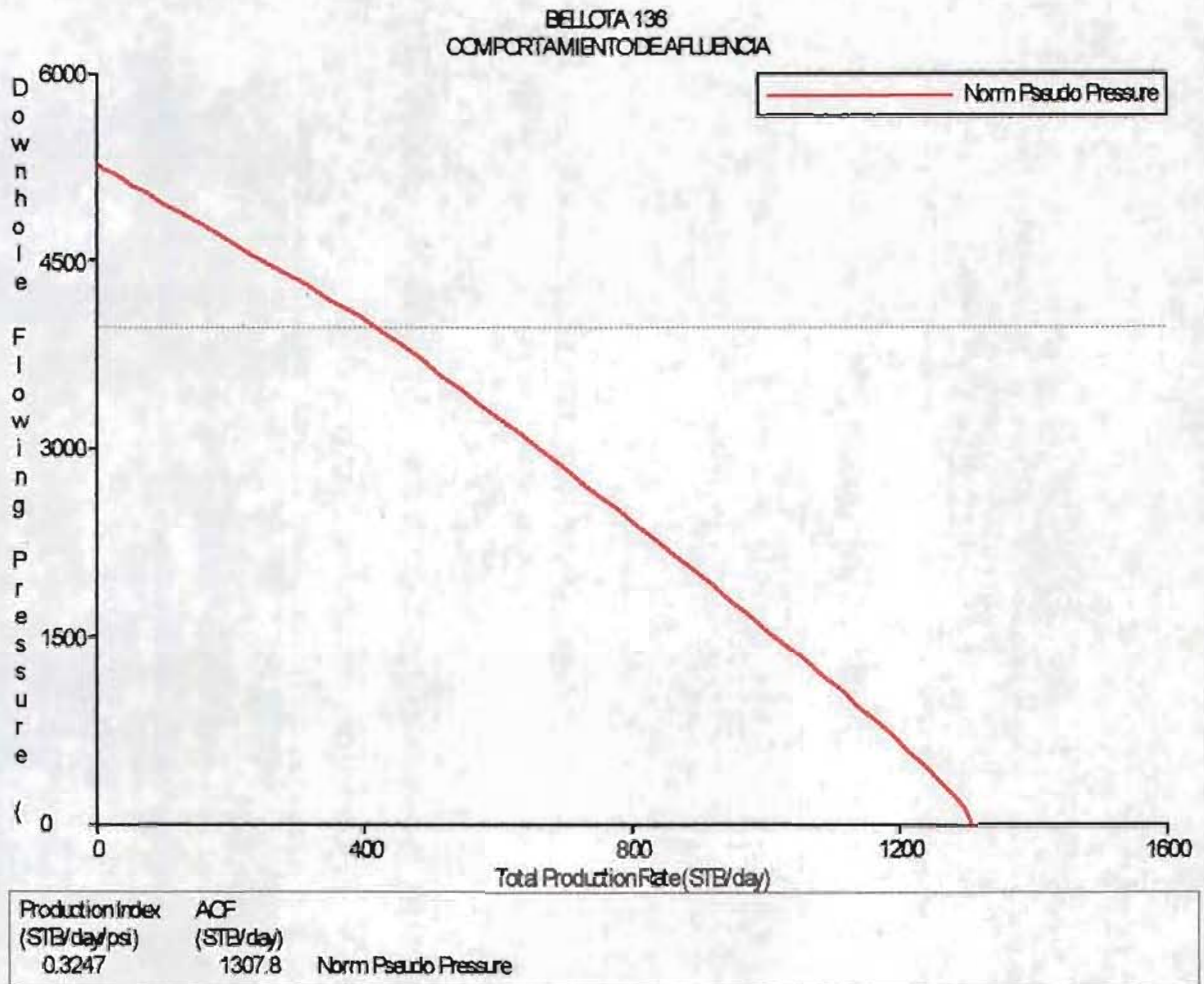


Figura 3.3: Comportamiento de Afluencia Bellota 136.

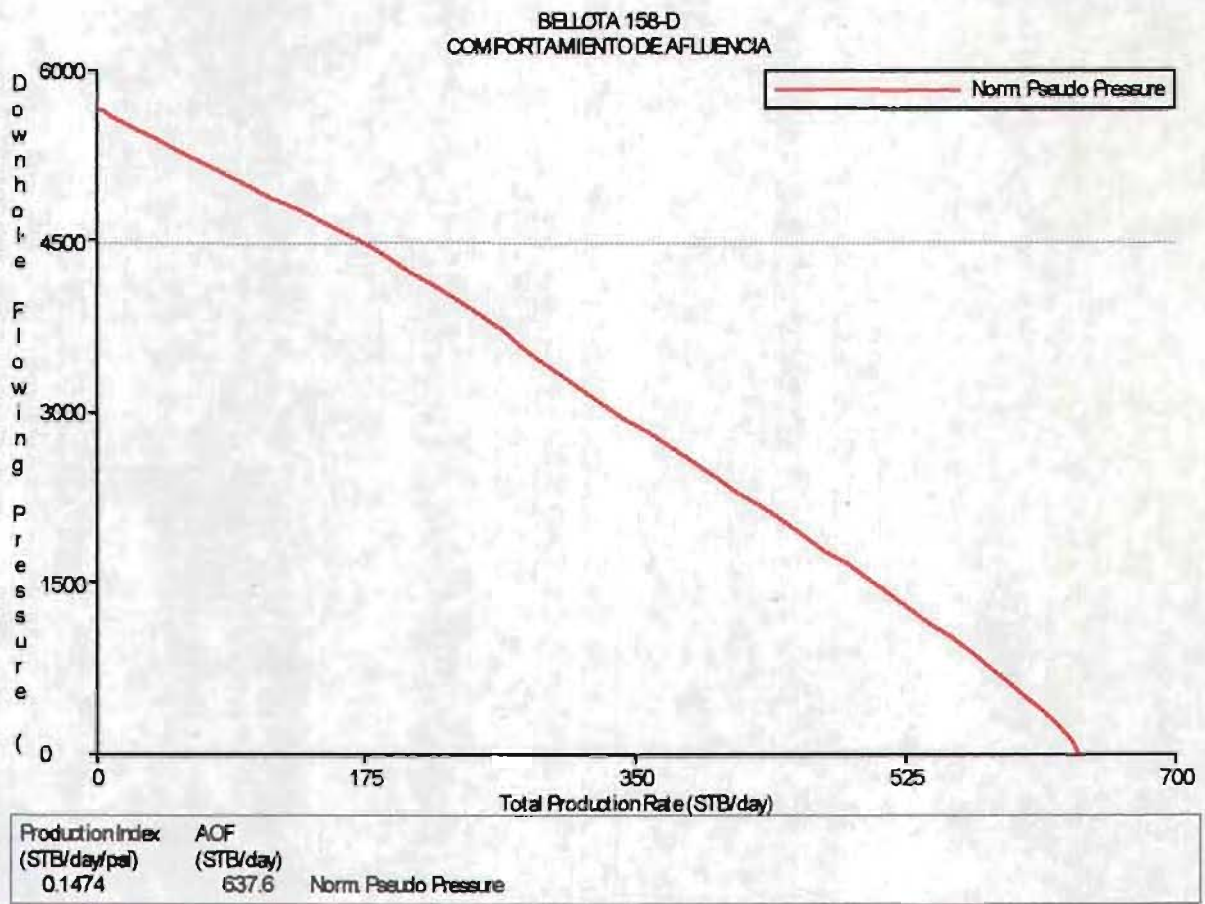


Figura 3.4: Comportamiento de Afluencia Bellota 158-D.

Estos son los resultados en el comienzo de la vida productiva de los pozos, donde nos da un índice de productividad para el pozo bellota 136 de 0.3247 bl/día/psi y para el pozo Bellota 158-D de 0.1474 bl/día/psi., esto quiere decir que tiene un índice de mayor productividad el pozo Bellota 136. Cabe hacer mención que hay que tomar los resultados con un poco de reserva, ya que se realizaron con los pocos datos que se recabaron de las pruebas de P.V.T.

El conocimiento correcto del comportamiento de afluencia, nos sirve para tener una buena idea de los gastos que pudieran ocurrir durante la vida productiva del pozo.

Conociendo los niveles de producción en el presente y en el futuro, así como también las características de la RGA, corte de agua, producción de arena, tendremos una base sólida, para la selección, diseño y optimización de un método artificial para ser usado en el pozo.

En el caso de los pozos de Bellota, en su vida inicial no se observa producción de agua o de arena

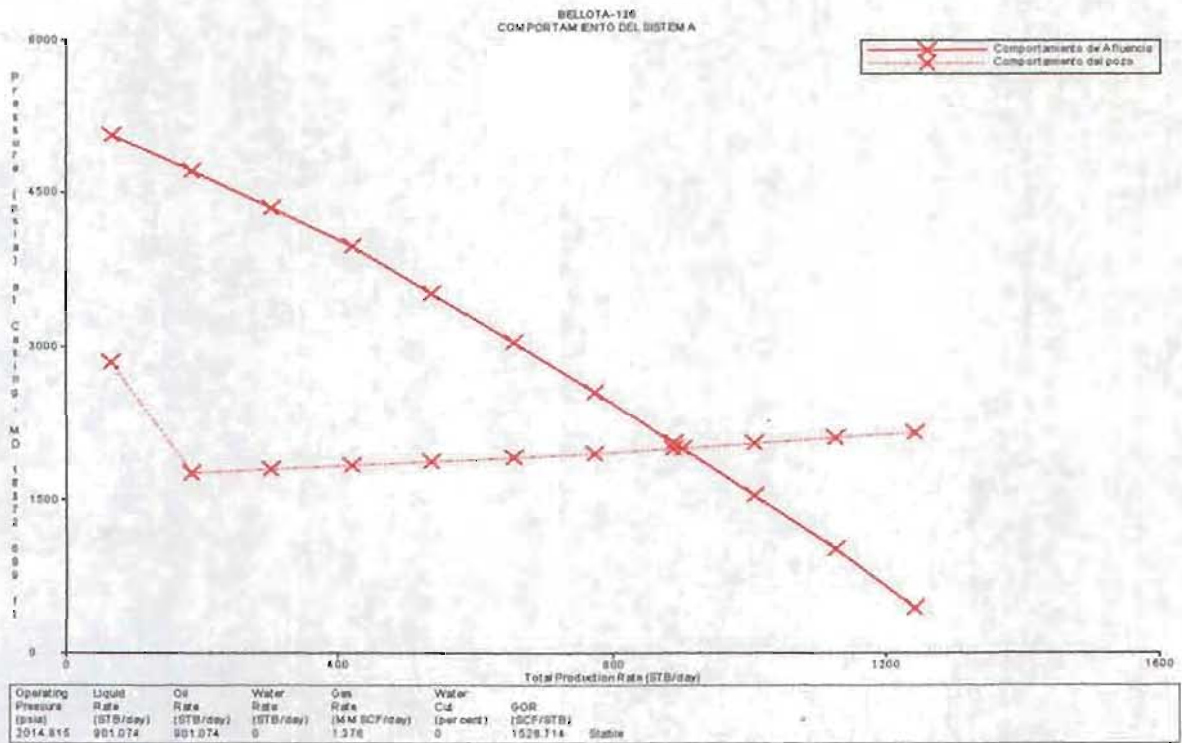


Figura 3.5: Comportamiento del sistema Bellota 136.

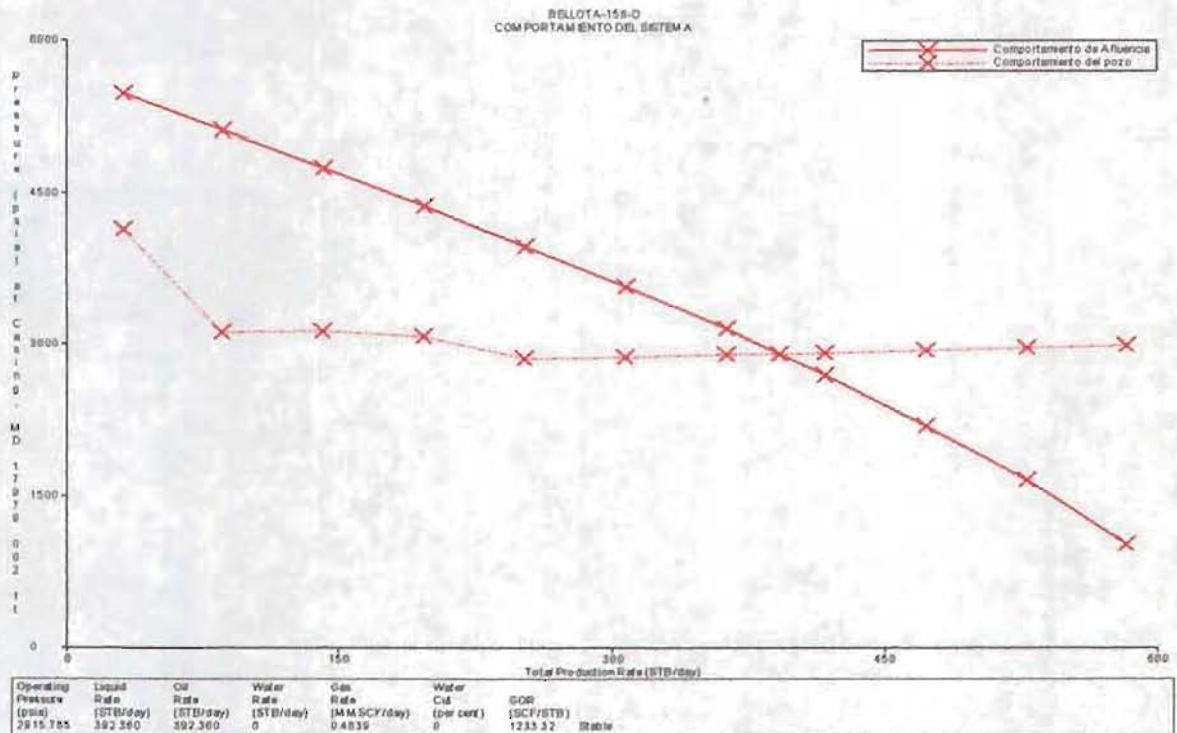


Figura 3.6: Comportamiento del sistema Bellota 158-D.

Como se ve en la figuras 3.5 y 3.6 el comportamiento del pozo corta bien el comportamiento de afluencia, lo que quiere decir que el pozo fluye por sí solo, lo que en realidad sucede para los dos pozos

### 3.3. Comportamiento de Afluencia actual

Como es natural la vida productiva de los pozos cambia con el tiempo, el gasto de equilibrio natural declina con el tiempo, hasta el punto en que el pozo muere. Hay también cambios en la condiciones de producción tales como la aparición o incremento de agua, la relación gas aceite y la depocitación de parafinas o carbonatos.

Hay una reducción en la capacidad del yacimiento en el entregar los fluidos, ya que no cuenta con la suficiente presión, para superar las pérdidas de presión a través del sistema de producción.

Sin embargo los pozos buscan un nuevo punto de equilibrio de gastos más bajos con pérdidas de presiones más bajas en el yacimiento y en el sistema.

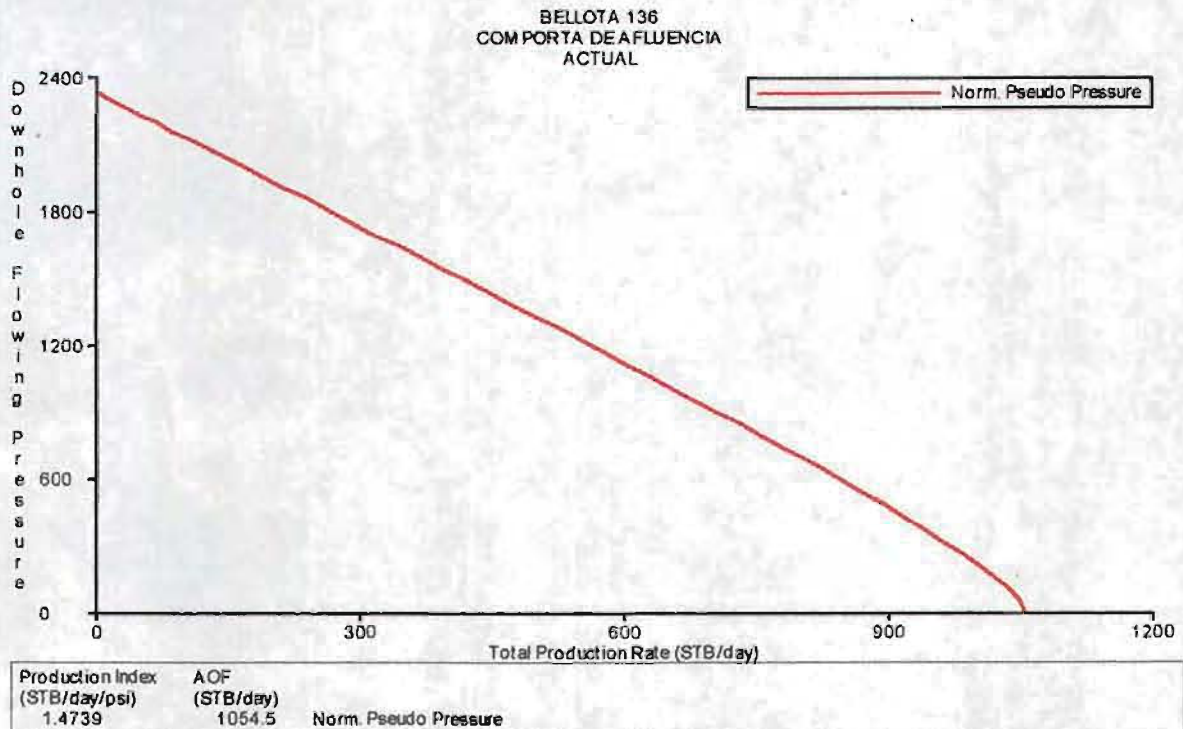


Figura 3.7: Comportamiento de afluencia actual Bellota 136.

Aunque el índice de productividad aumento a 1.4739 bl/día/psi, el gasto máximo del pozo declino con el tiempo.

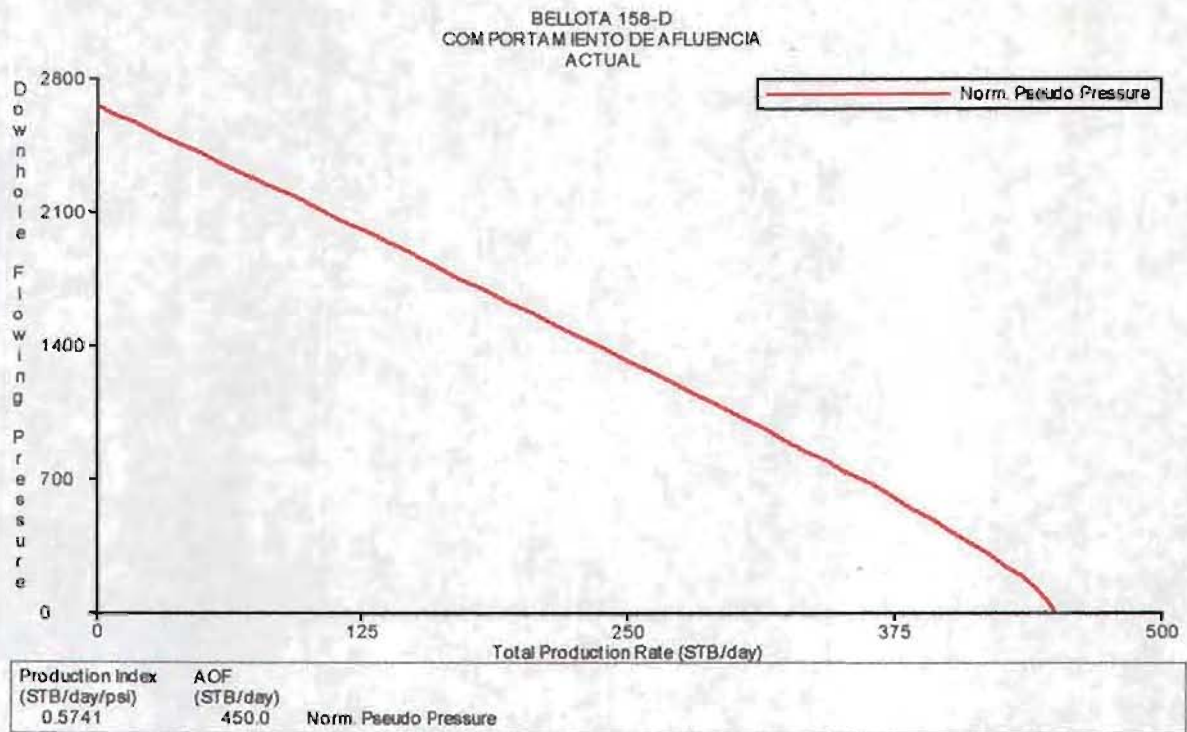


Figura 3.8: Comportamiento de afluencia actual Bellota 158-D.

Al igual que el anterior, el pozo Bellota 158-D aumenta el índice de productividad pero disminuye el gasto máximo.

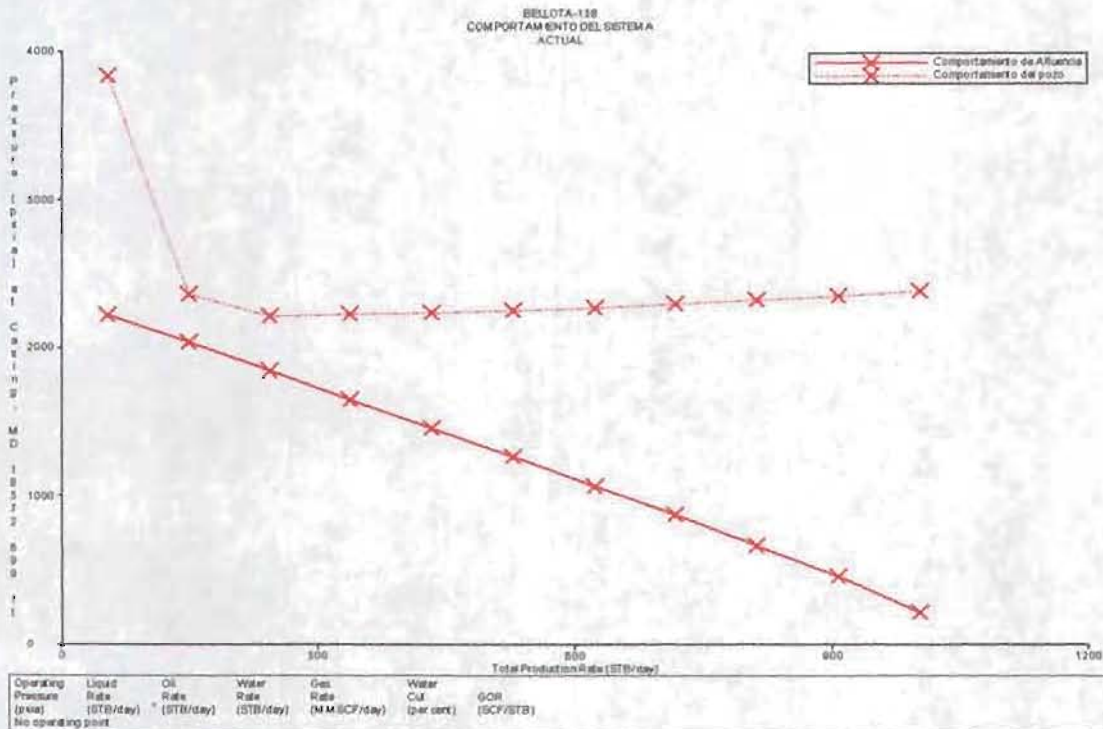


Figura 3.9: Comportamiento del sistema actual Bellota 136.

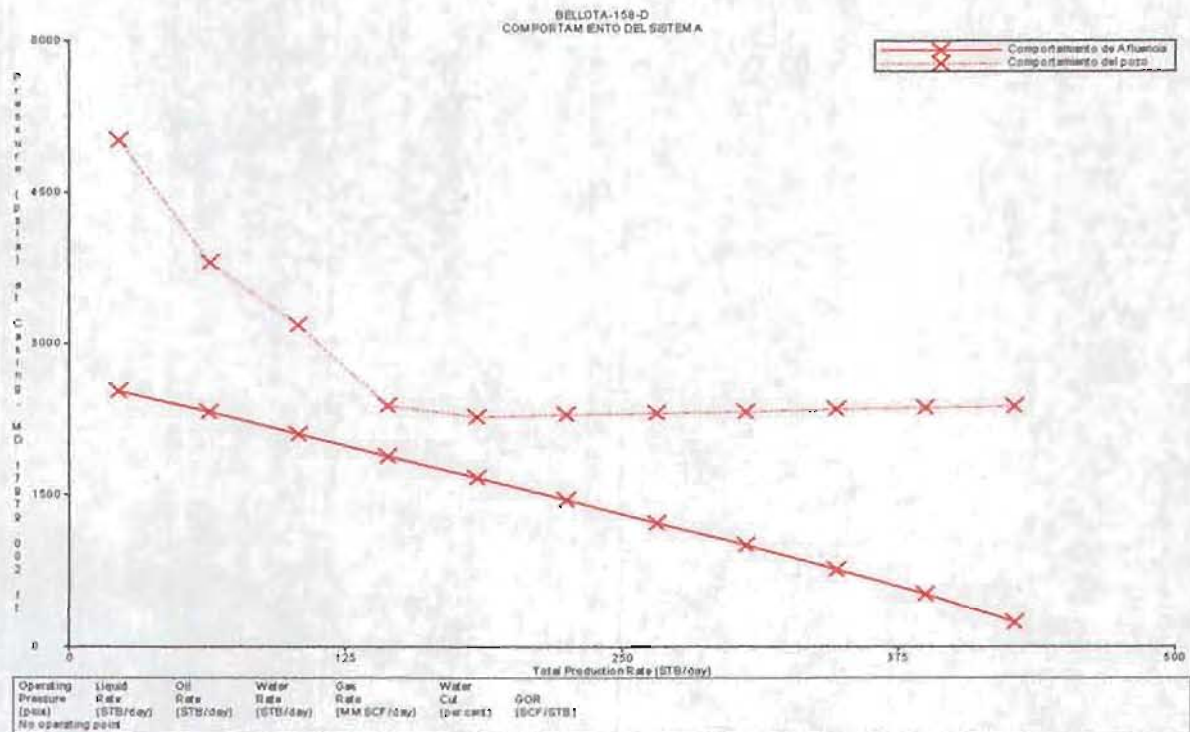


Figura 3.10: Comportamiento del sistema actual Bellota 158-D.

Las Figuras 3.9 y 3.10 nos muestran el comportamiento del sistema donde los pozos no puede producir por sí solos. Desafortunadamente por problemas de autorización del proyecto de la red de B.N., los pozos declinaron su presión y murieron.

Para reestablecer esa producción se tuvo que llevar a cabo un contrato con las compañías de nitrógeno para suministrarles artificialmente esa energía que habían perdido, mientras que el activo realiza lo conducente para realizar el proyecto de B.N.

Por otro lado la coordinación de operación realiza los cambios necesarios para suministrar de gas combustible y alimentar a los pozos lo más pronto posible. Y dejar solo de renta el compresor.

En este trabajo se realizará la mejor opción con un motocompresor a boca de pozo, optimizar la inyección con la carga puncher o cambiar el diseño por un aparejo de producción.

### 3.4.. Revisión de gastos de inyección.

En la optimización del bombeo neumático uno de los puntos importantes es la selección del gasto de inyección, con el cual el pozo producirá el mayor gasto con el mejor balance económico. Ya que no solo es producir el mayor gasto posible, sino que también hay que observar las variables económicas.

En este capítulo se observará solo el balance técnico, con el cual el pozo podrá producir el mejor gasto de aceite, con el gasto optimo de gas.

Para esta primera parte se hará el análisis con la carga puncher que tienen los pozos, con una presión de inyección de 1422 lbs/pg<sup>2</sup>, solamente variando los gastos de inyección, esto se realizo por que son las condiciones a la cual se pretende establecer en los pozos.

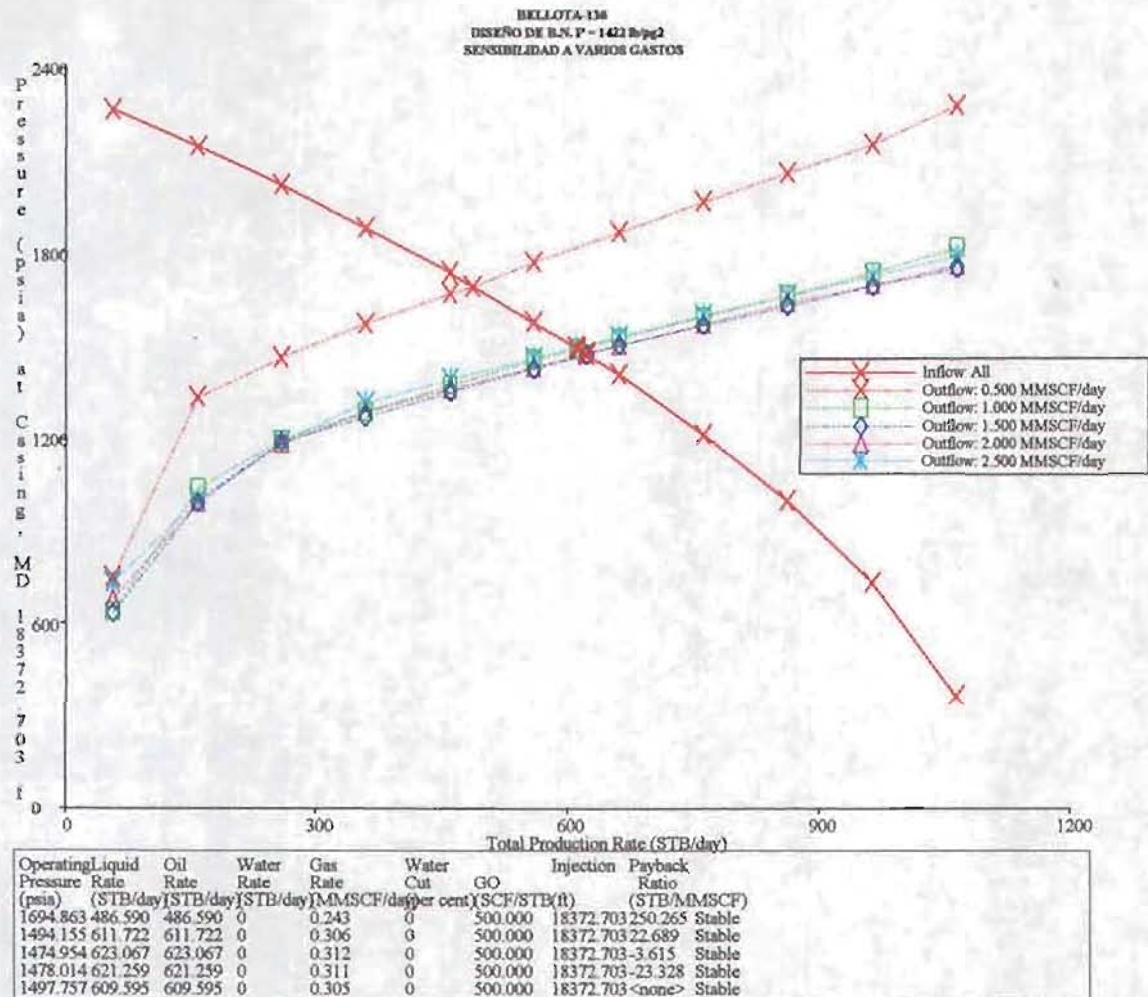


Figura 3.11: Sensibilidad a varios gastos de inyección de gas Bellota 136.

BELLOTA-158-  
SENSIBILIDAD ADIFERENTES GASTOS

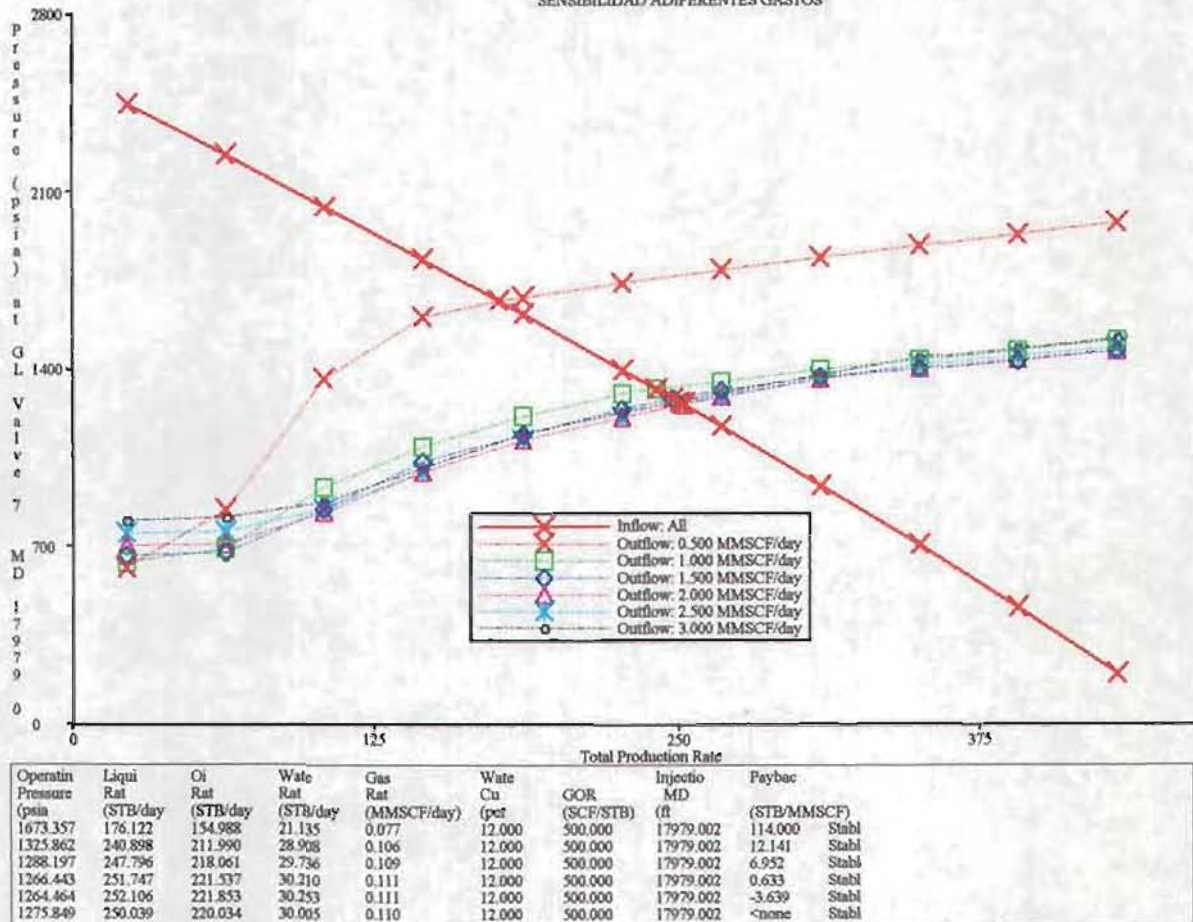


Figura 3.12: Sensibilidad a varios gastos de inyección de gas Bellota 158-D.

Como se observa en la figura 3.11 No hay una gran variación en los gastos de aceite que se pueden obtener al variar los gastos de inyección de gas; en la figura 3.12, hay similitud con el anterior, pero sí se observa que a gastos más bajos se incrementará la presión y disminuirá la producción de aceite.

En las siguientes figuras encontraremos el gasto idóneo para las condiciones de operación que pretende dejar el activo en los pozos. Cabe hacer mención que es el mejor gasto de inyección para este caso en particular, no el mejor que puede tener el pozo. Por esta razón se analizaran los diferentes diseños por separado.



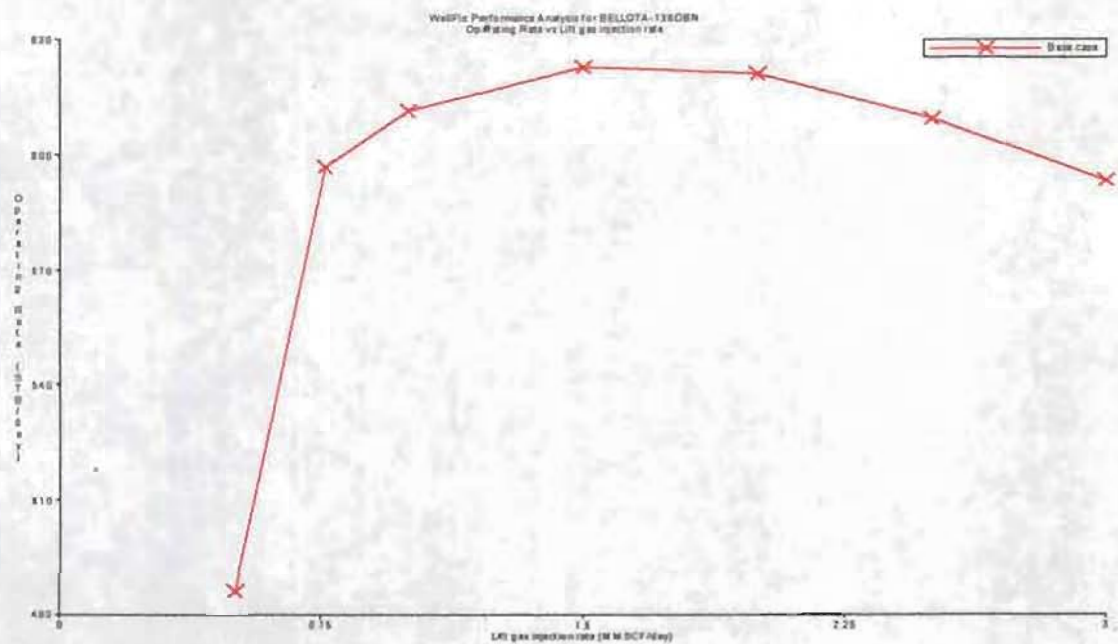


Figura 3.13: Gasto optimo Bellota 136.

En la figura 3.13 se observa que el mejor gasto de inyección para este caso es de 1.5 mmpcd, ya que es el punto de mayor producción de aceite. Después de este se ve una declinación en la producción de aceite y un aumento en el gasto de inyección.

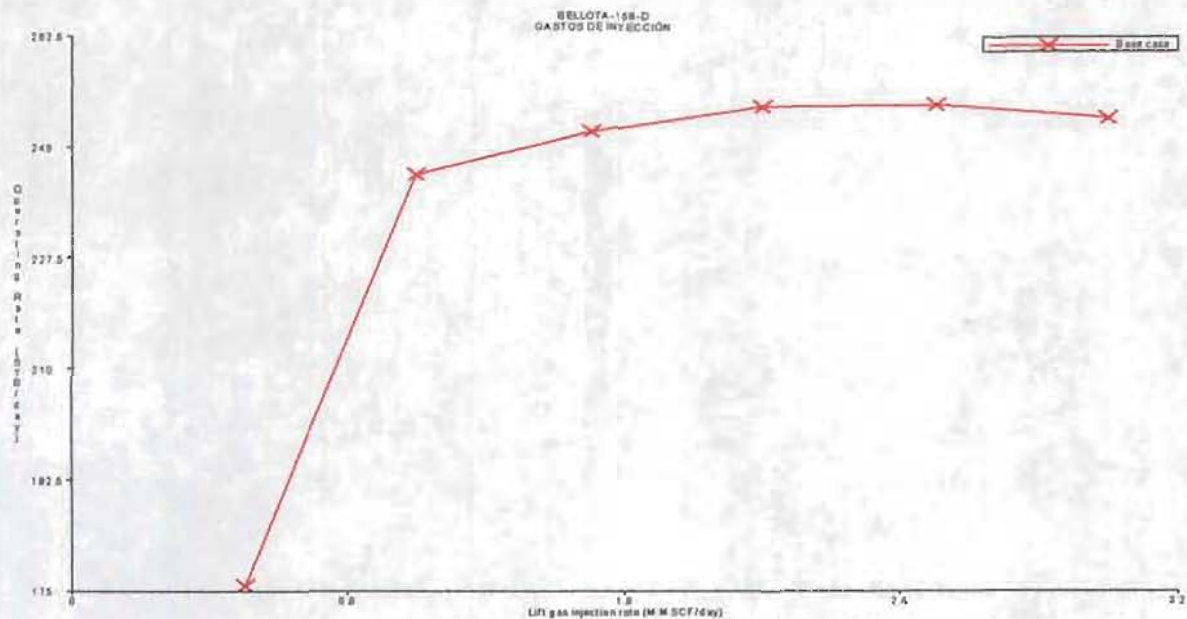


Figura 3.14: Gasto optimo Bellota 158-D.

En la figura 3.14, es un poco más difícil encontrar el gasto de inyección optimo puede estar entre 1.0 a 2 mmpcd, en este caso se tendría que hacer un balance económico para ver cual es el que conviene más. Ya que aunque hay un incremento en la producción, este no es muy sustancial al incrementar el gasto de inyección.

### 3.5.. Comparación de inyección con nitrógeno contra compresor.

La inyección de nitrógeno a través de pipas de compañía, genera para la empresa un gasto adicional y la rentabilidad del pozo disminuye, con el proyecto que se tiene contemplado, se deja de pagar a la compañía, quedando solo la renta del compresor, con lo que la rentabilidad del pozo aumenta, por consiguiente la empresa tiene mayores utilidades.

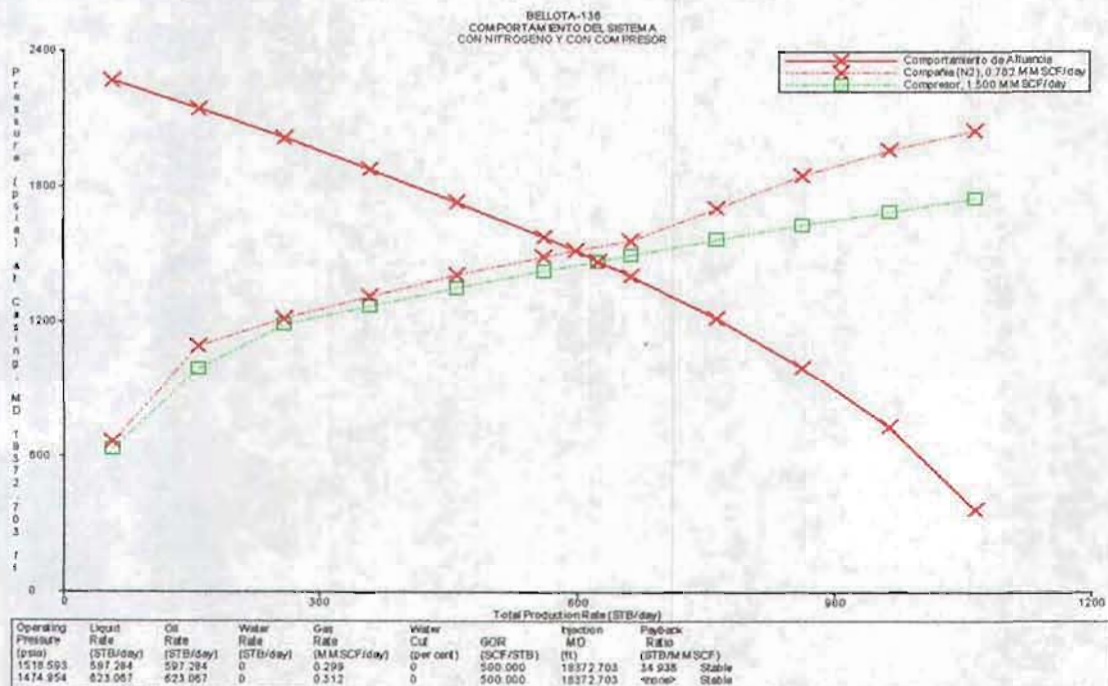


Figura 3.15: Comparación de inyección con nitrógeno contra compresor Bellota 136.

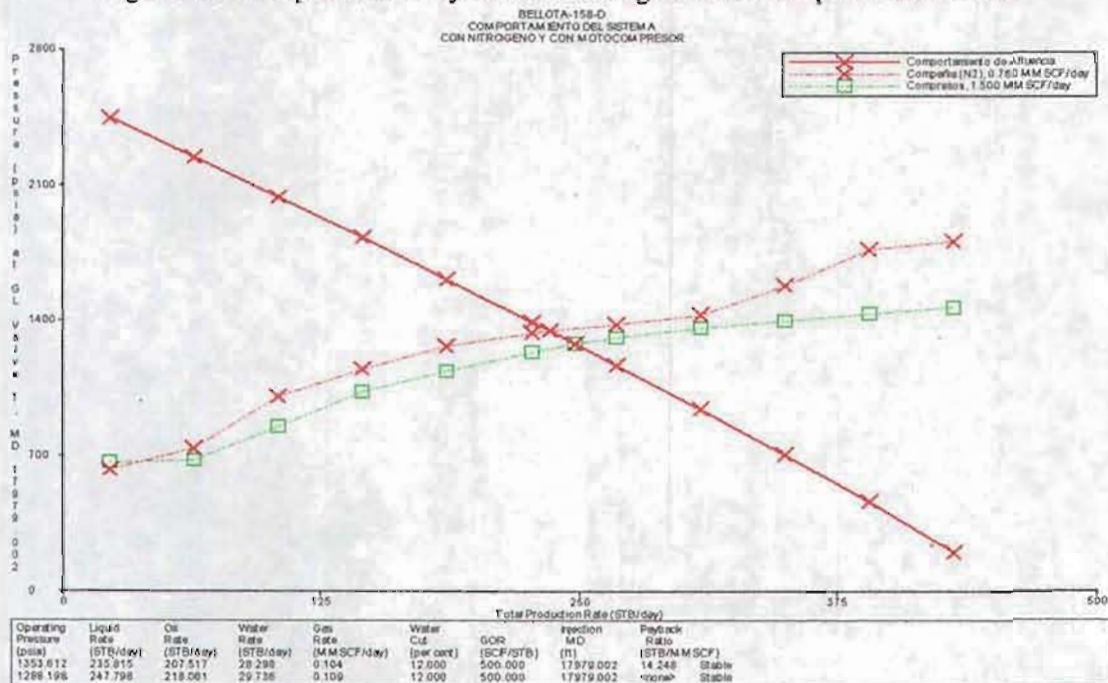


Figura 3.16: Comparación de inyección con nitrógeno contra compresor Bellota 158-D.

Como se observa en las Figuras 3.15 y 3.16, se observa un incremento en la producción además de que se deja de pagar el servicio a la compañía con lo cual se demuestra que es más rentable tener un compresor que el servicio de compañía, cabe hacer mención que en el análisis económico se podrá ver más claro este beneficio, en este capítulo solo se trata el aspecto técnico..

### 3.6.. Profundidad de inyección.

Otro punto importante en el diseño de bombeo neumático, es la profundidad de inyección, en estos pozos se tiene una profundidad establecida con la carga puncher, esto no quiere decir que sea el optimo.

Se realizó el análisis con la presión que se quiere manejar que es de 1422 lbs/pg<sup>2</sup> y el gasto de 1.5 mmpcd que se había obtenido con anterioridad, para tener el punto de inyección.

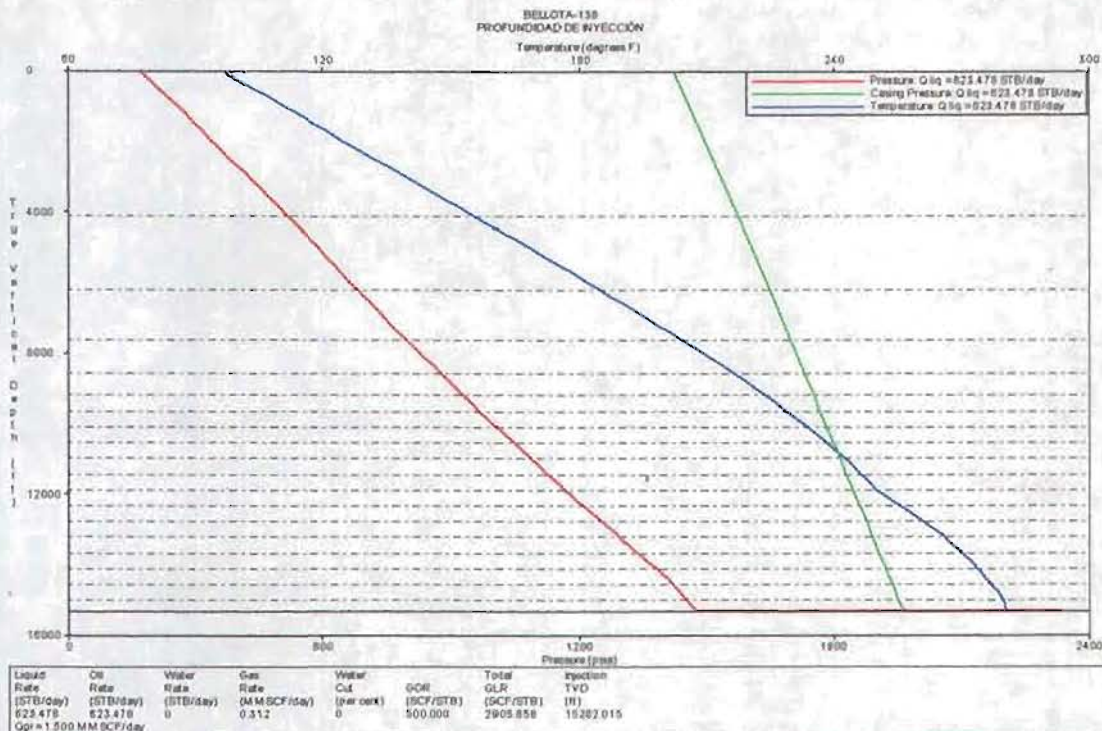


Figura 3.17: Punto de inyección Bellota 136.

La profundidad del punto de inyección que nos da en el análisis es de 15282 pies y la carga puncher esta a 16486 pies, hay una diferencia de 1204 pies, esto quiere decir que no siempre el punto más profundo es el correcto.

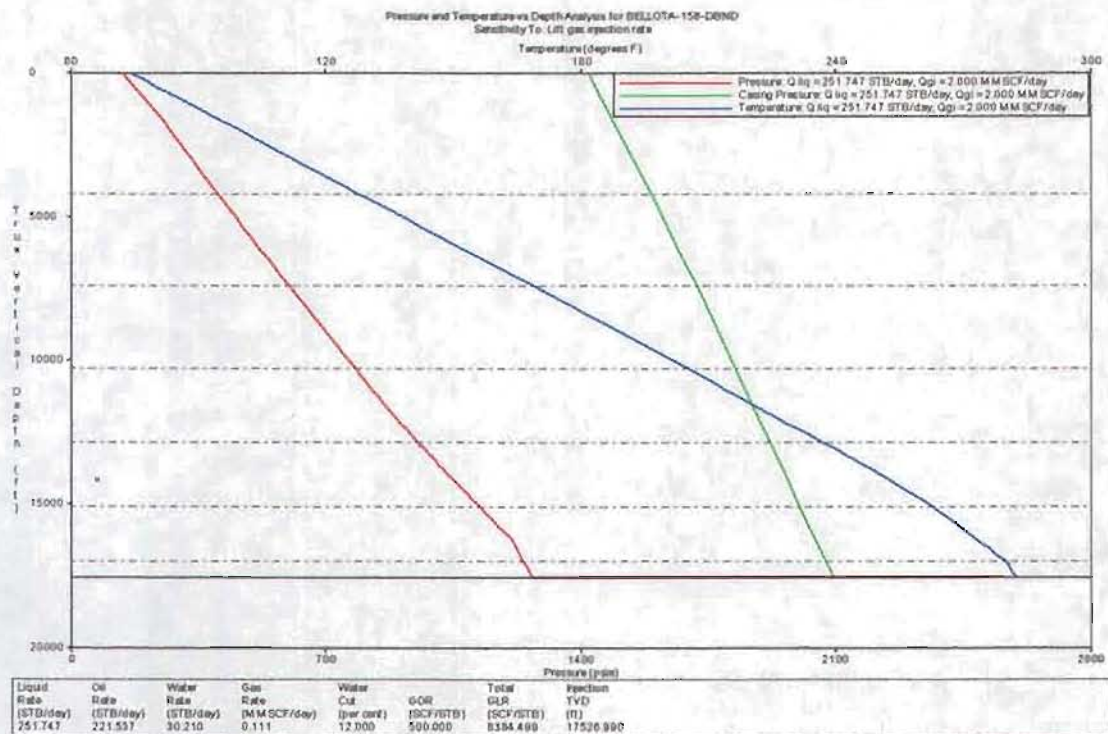


Figura 3.18: Punto de inyección Bellota 158-D.

En este caso se realizó el análisis con un gasto de inyección de 2.0 mmpcd y la misma presión de 1422 lbs/pg<sup>2</sup>, dándonos la profundidad del punto de inyección a 17527 pies y la carga puncher esta a 13855 pies, en este caso resulto al revés que en el pozo anterior.

Pero no todo es como se quisiera ya que este pozo cuenta con varios pescados, uno se encuentra a 16565 pies, que es el de mayor problema, ya que los demás con un cambio de aparejo se puede solucionar. Para lograr la profundidad deseada se tendría que realizar una reparación que podría costar demasiado, o en otro caso cambiar la profundidad de inyección.

### 3.7.. Variación con los cortes de agua.

El incremento en la producción de agua puede ocasionar una disminución en el índice de productividad y ocasionar daños al sistema (como es depocitación de carbonatos) y por lo tanto una disminución en la producción, por lo que es importante analizar el comportamiento del pozo a través del tiempo, con esto se podrá realizar el diseño que mejor convenga para los pozos.

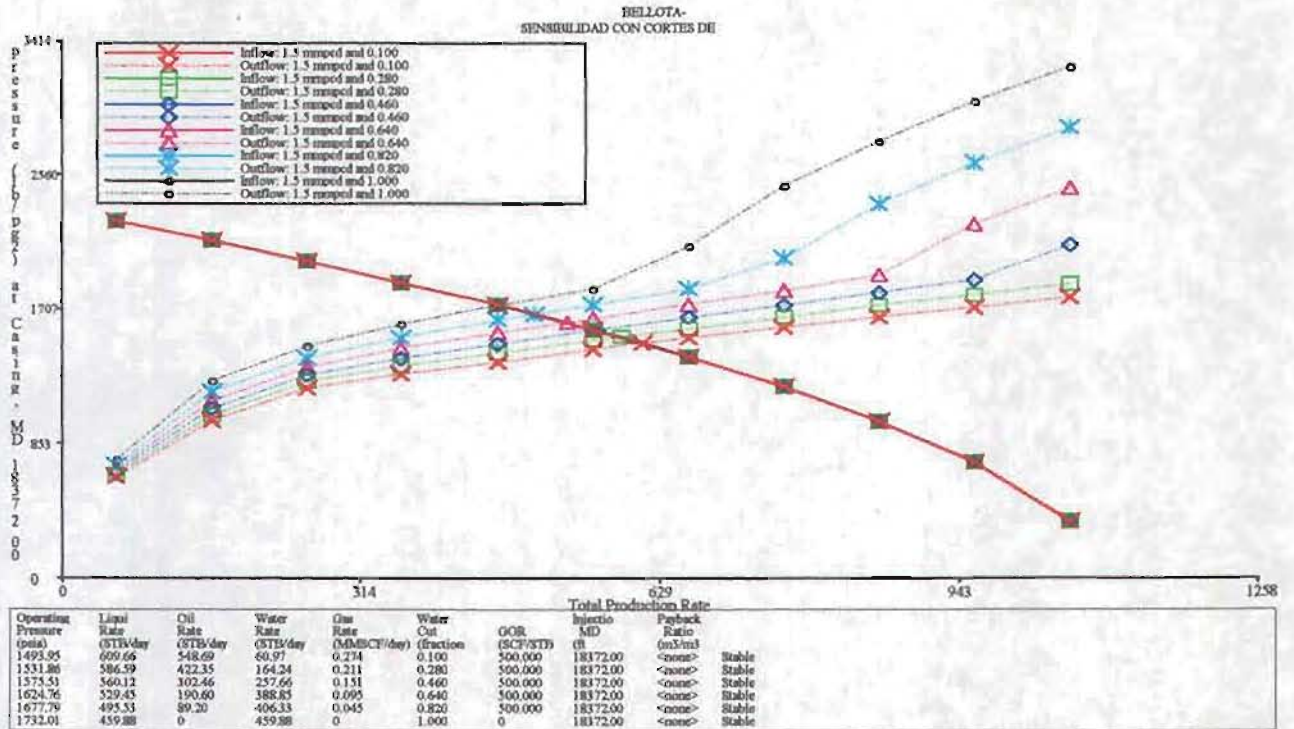


Figura 3.19: Variación con los cortes de agua Bellota 136.

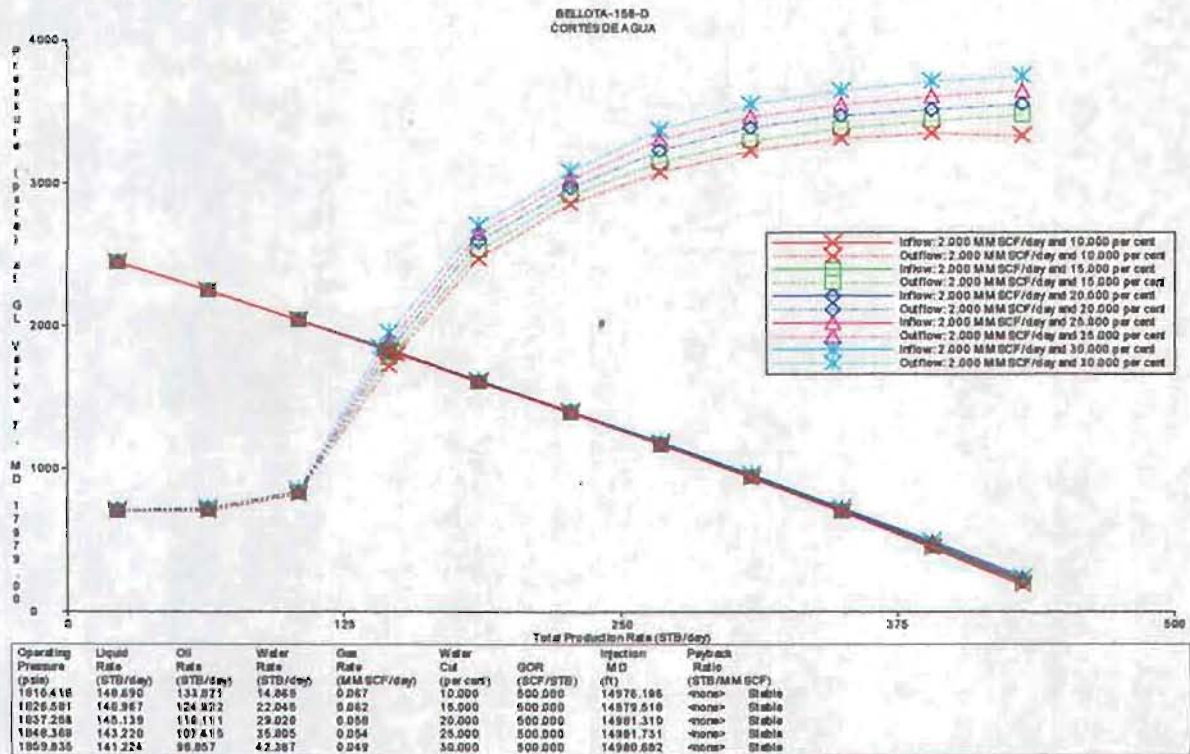


Figura 3.20: Variación con los cortes de agua Bellota 158-D.

En las figuras 3.19 y 3.20 como es de esperarse al incrementarse el agua, la producción disminuye, mientras mayor sea el incremento del agua mayor será la reducción de producción, pero además afecta en la curva de comportamiento de afluencia.

Los pozos en estudio no han presentado un incremento notable en la producción de agua, la conificación no se ha manifestado por lo que solo se analizaron para cortes de agua bajos.

### 3.8.. Diseño de B.N. con una presión de 711 lbs.

En el dado caso de que no se cuente con un compresor, se realizará el diseño con la presión de 711 lbs/pg<sup>2</sup>, que es la presión que entrega petroquímica, además se tendrán los mismos puntos de inyección de las cargas puncher de los pozos.

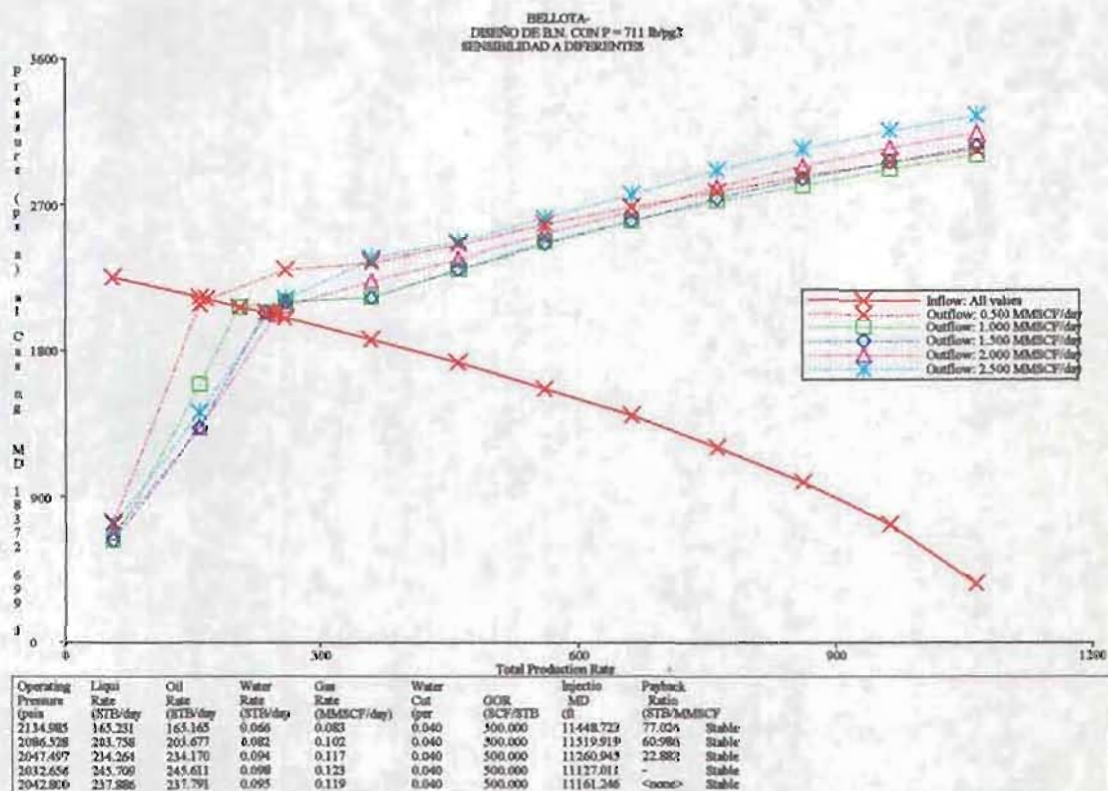


Figura 3.21: Comportamiento del sistema con presión de 711 lbs /pg<sup>2</sup> a varios gastos de inyección Bellota 136.

Con la presión de 711 lbs/pg<sup>2</sup> y variando los gastos de producción observamos que en el pozo Bellota 136 se tiene una reducción sustancial en la producción de hidrocarburos.

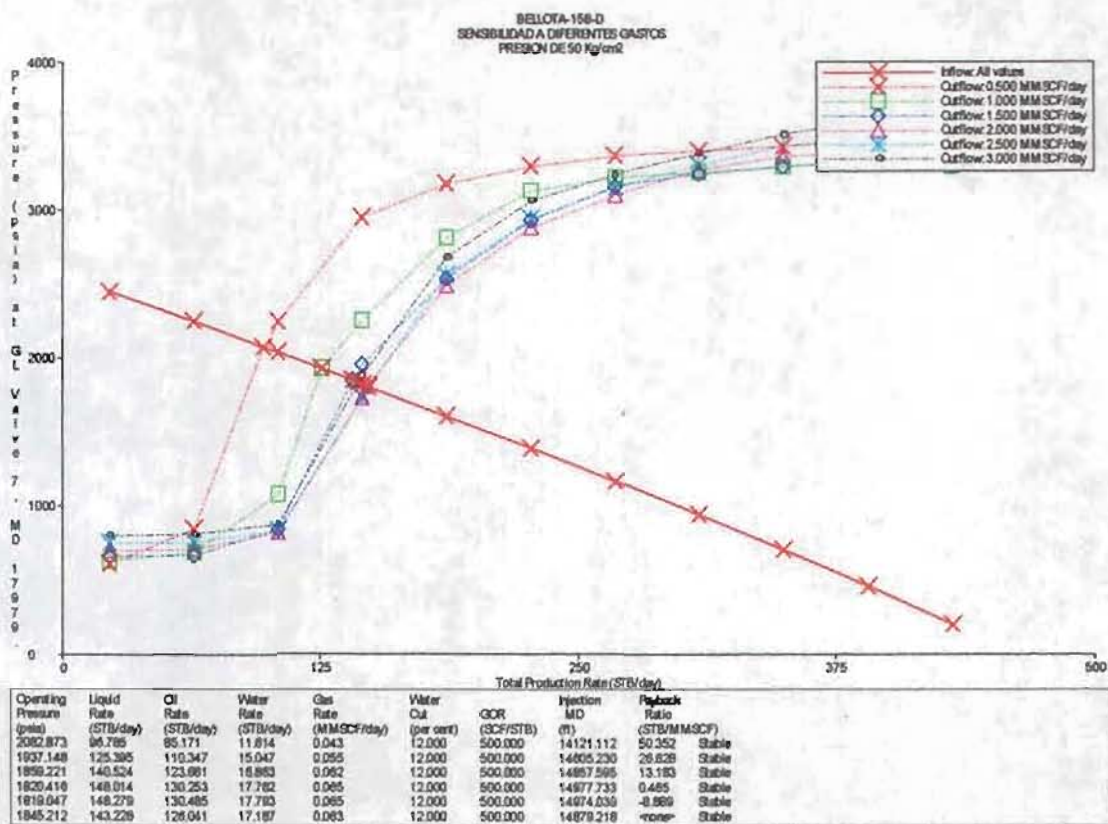


Figura 3.22: Comportamiento del sistema con presión de 711 lbs /pg<sup>2</sup> a varios gastos de inyección Bellota 158-D.

Al igual que el pozo anterior el Bellota 158-D se comporta de la misma manera, al bajar la presión de inyección, disminuye también la producción de hidrocarburos.

### 3.9.. Diseño de B.N. convencional con una presión de 711 lbs.

El bombeo neumático convencional es el recomendado, ya que sus válvulas instaladas en la tubería de producción ayudan a desalojar el fluido de control o en algunos casos ayudan a arrancar un pozo que se haya igualado por alguna causa.

Las cargas puncher son buenas, pero no son las ideales, ya que no están a la distancia correcta y mucho menos tienen la apertura correcta para dejar pasar el gas de inyección a través de ellas.

Las válvulas de B.N. tienen la calibración idónea para dejar pasar el gas que se ha diseñado, con lo cual se tiene una buena operación. La válvula controla el punto de entrada de gas comprimido dentro de la sarta de producción y actúa como un regulador de presión.

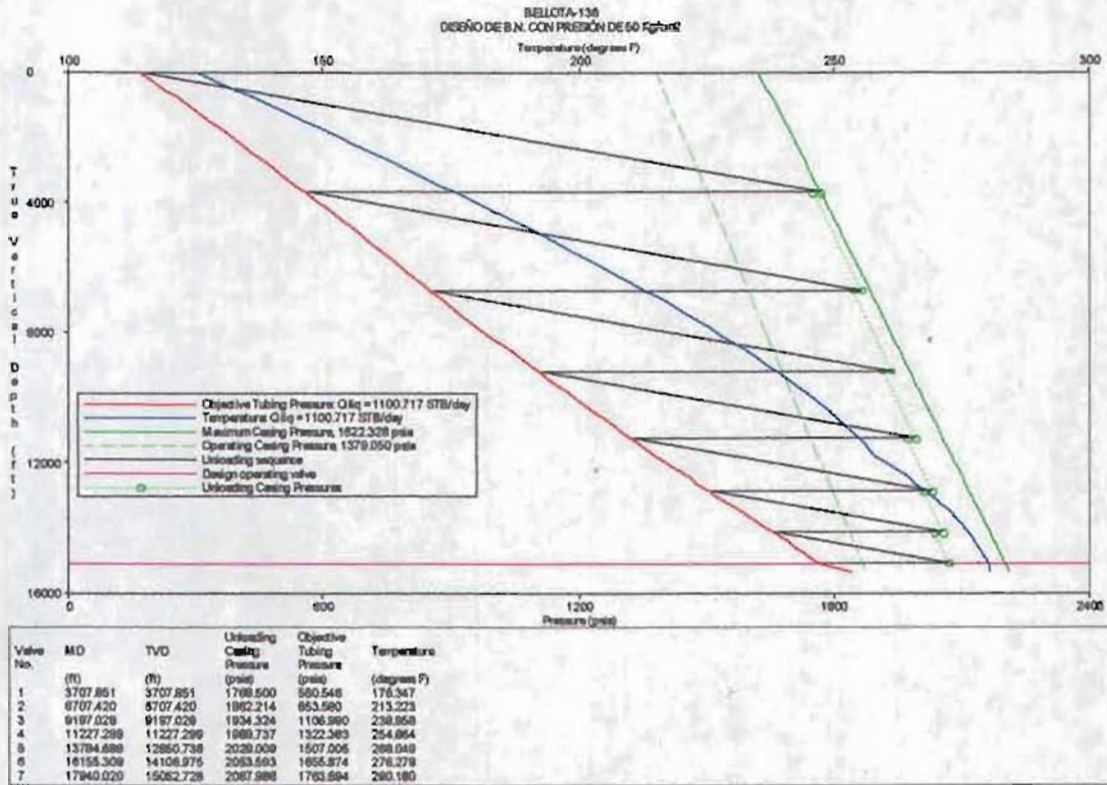


Figura 3.23: Diseño de bombeo neumático con presión de 711 lbs /pg<sup>2</sup> Bellota 136.

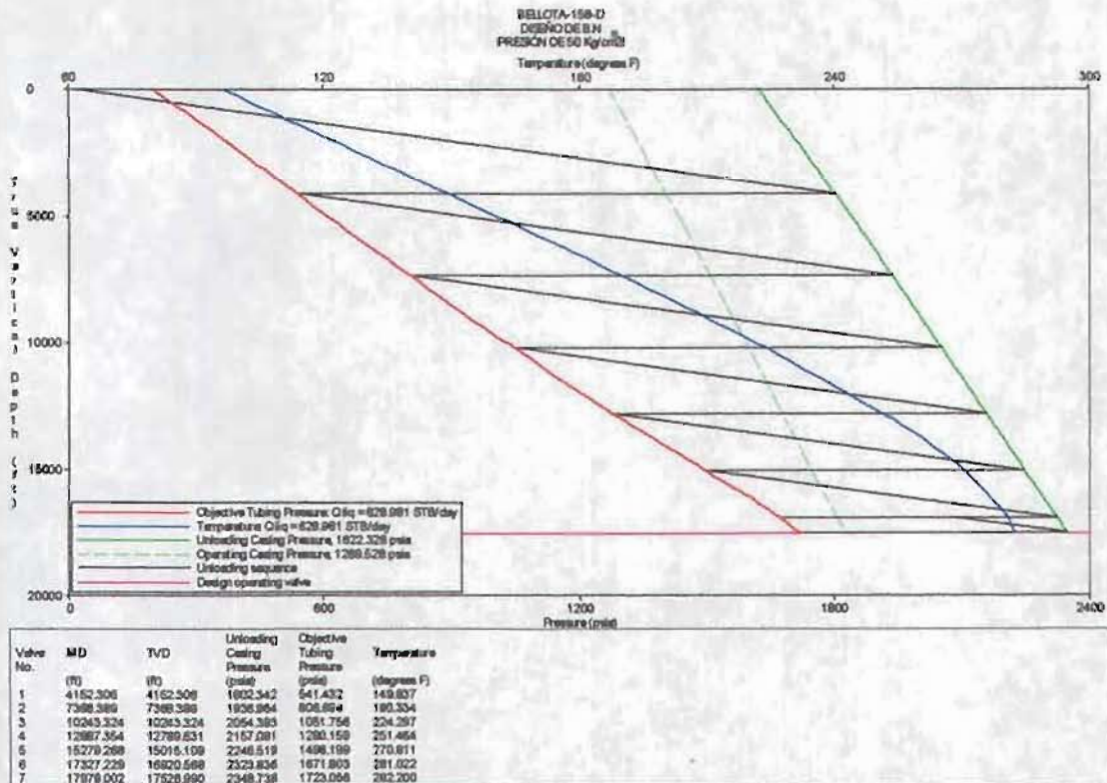


Figura 3.24: Diseño de bombeo neumático con presión de 711 lbs /pg<sup>2</sup> Bellota 158-D



Al realizar el diseño de B.N. en los dos casos nos da de 7 válvulas para cada pozo, al parecer el diseño propuesto es correcto, ya que aparentemente con la presión de inyección de 711 lbs/pg<sup>2</sup> nos da un gasto de 1100 bls para el Bellota 136 y de 629 bls para el Bellota 158-D, pero no solamente es realizar el diseño, también hay que analizar las válvulas.

El punto de operación de la válvula define la operación del gasto de operación, el gasto de inyección de gas, la presión de la t.p. y t.r. y la temperatura a la profundidad de la válvula.

El comportamiento de la válvula debe interceptar con el comportamiento del pozo. Si no hay intersección el tipo de válvula es inapropiado para el gasto disponible para las condiciones de operación del pozo.

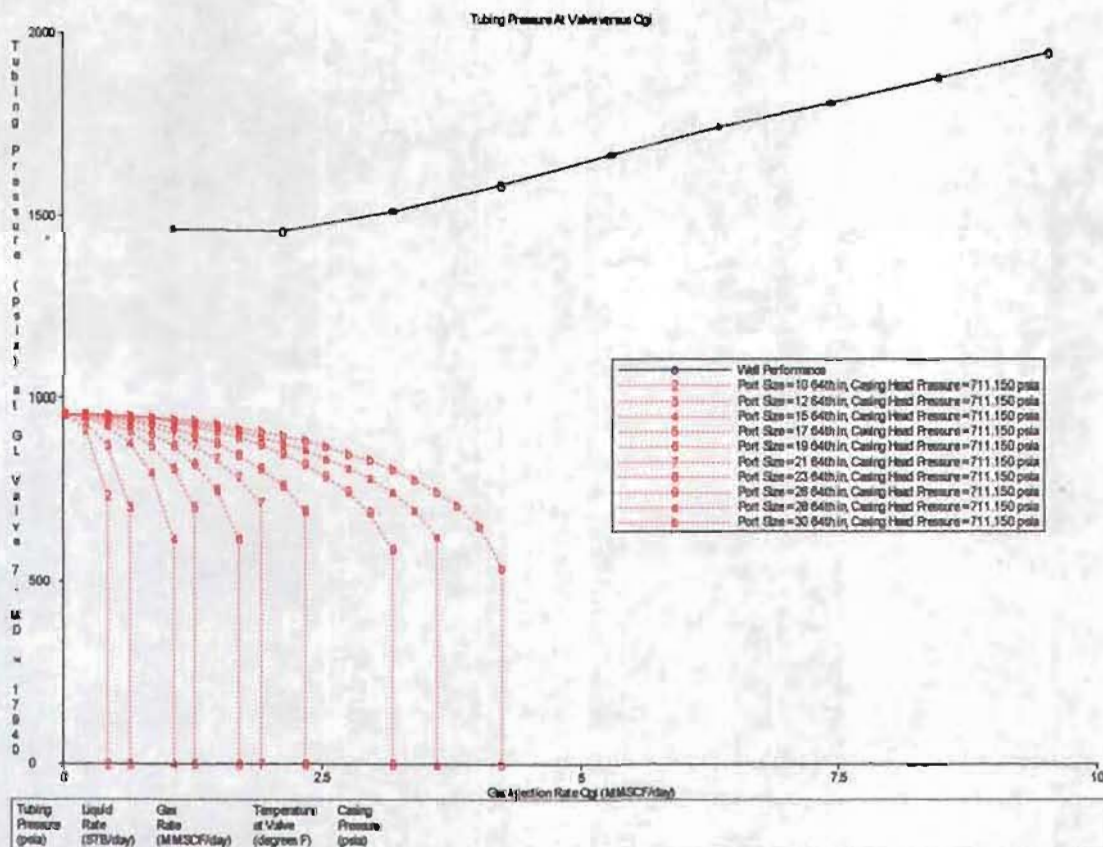


Figura 3.25: Comportamiento de la válvula con el sistema Bellota 136

Como se ve en la figura 3.25, el comportamiento de la válvula no intercepta con la del pozo, esto quiere decir que no es el tipo de válvula idóneo, pero también se ve que está muy lejos de esa intersección, lo que hace difícil que alguna válvula pueda operar bien, por lo que el diseño a 711 lbs/pg<sup>2</sup>, no es el ideal para el pozo Bellota 136.

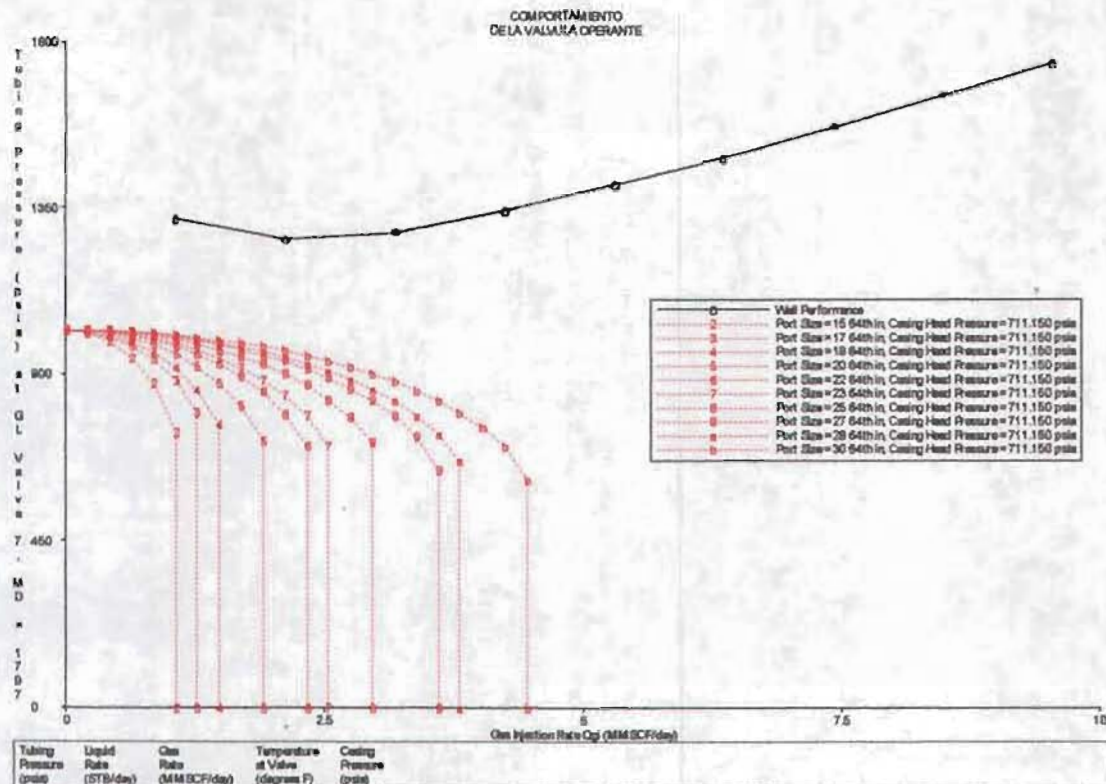


Figura 3.26: Comportamiento de la válvula con el sistema Bellota 158-D

Al igual que el anterior presenta el mismo comportamiento el pozo Bellota 158-D, por lo que el diseño no es el ideal.

### 3.10.. Diseño de B.N. convencional con una presión de 1422 lbs.

Utilizando la presión del compresor se realizará el diseño convencional para los pozos en estudio.

En las siguientes figuras se tendrá el diseño de bombeo neumático para los pozos Bellota 136 y Bellota 158-D, con una presión de inyección de 1422 lbs/pg<sup>2</sup>, para ambos casos y un gasto de inyección de 1.5 mmpcd y 2.0 mmpcd respectivamente.

Para el segundo caso se tomo el gasto de 2.0 mmpcd, como el gasto optimo, pero para esto se debe realizar el estudio económico para saber si es en realidad el gasto de inyección idóneo. Para este capítulo se tomo como correcto.

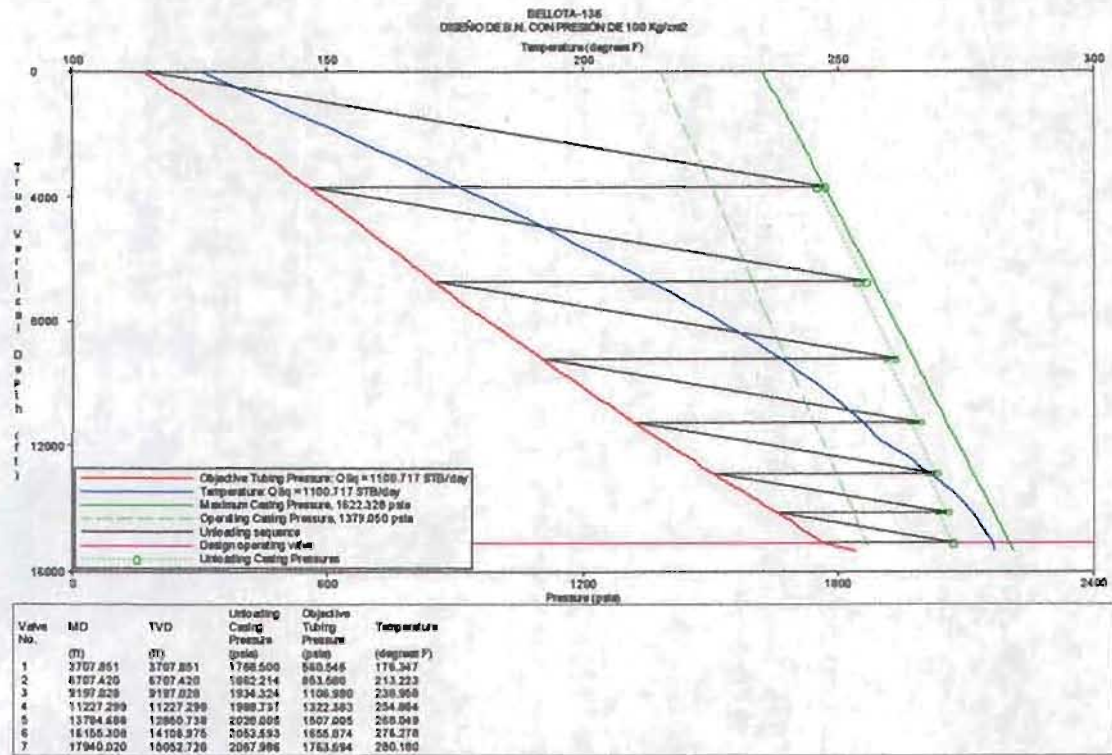


Figura 3.27: Diseño de bombeo neumático con presión de 1422 lbs /pg<sup>2</sup> Bellota 136

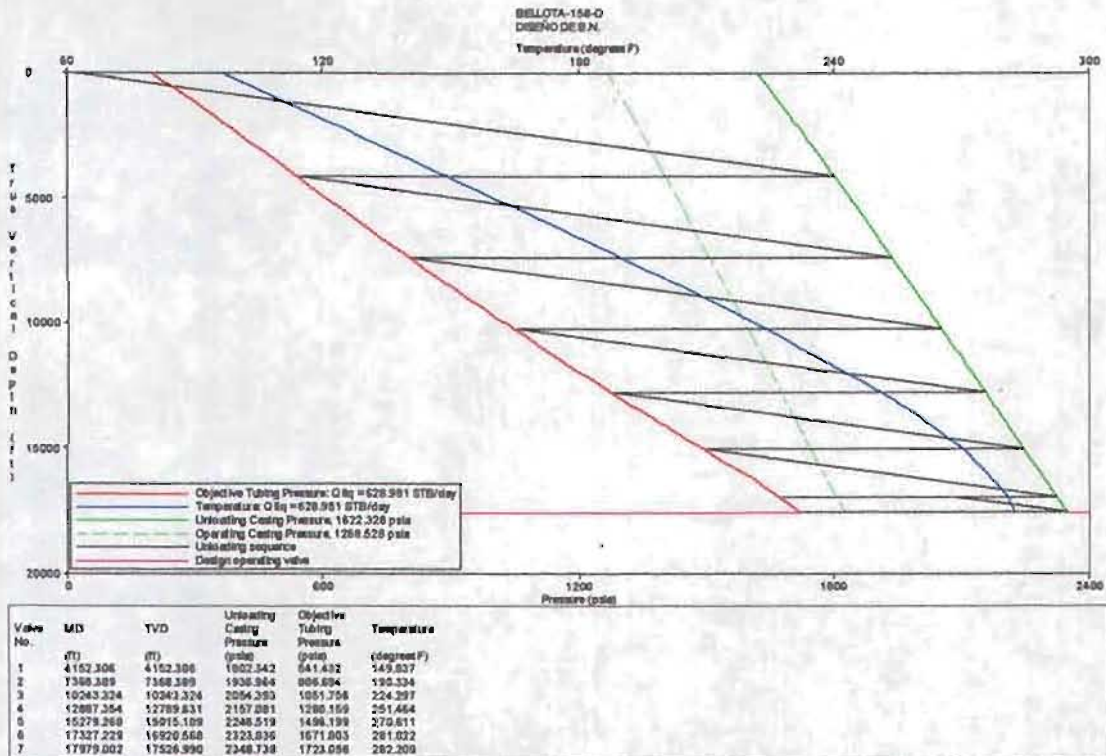


Figura 3.28: Diseño de bombeo neumático con presión de 1422 lbs /pg<sup>2</sup> Bellota 158-D

El diseño para una presión de 1422 lbs/pg<sup>2</sup>, se presenta parecido como en el de 722 lbs/pg<sup>2</sup>, los diseños parecen buenos.

Ahora en las siguientes figuras se hará el análisis de las válvulas.

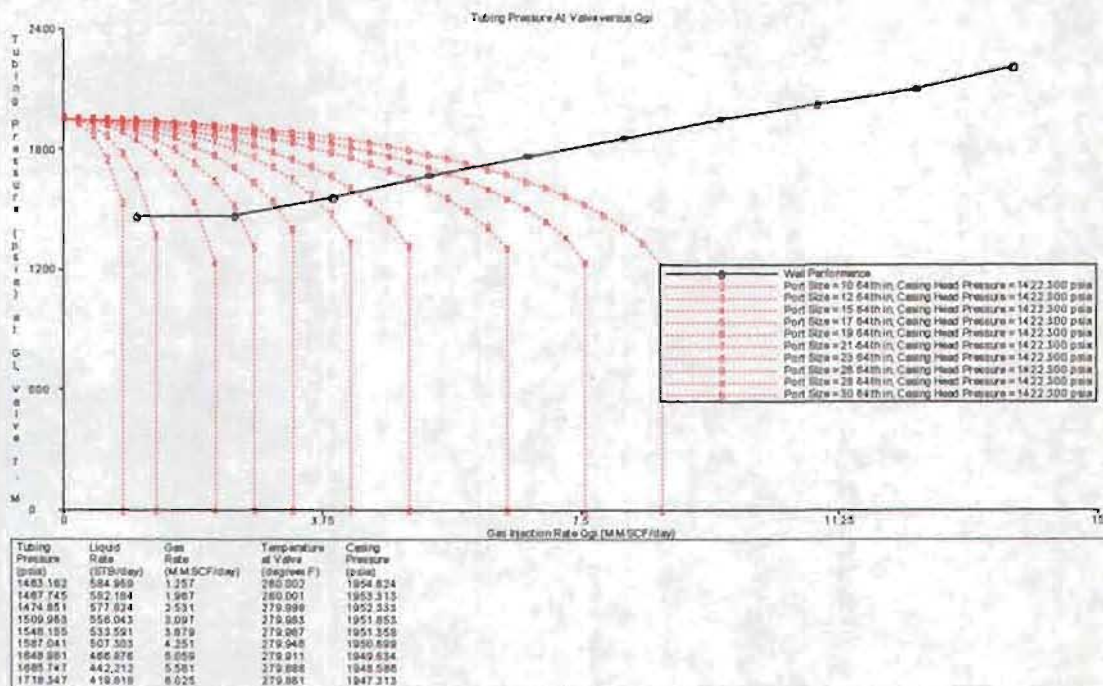


Figura 3.29: Comportamiento de la válvula con el sistema con presión de 1422 lbs. Bellota 136.

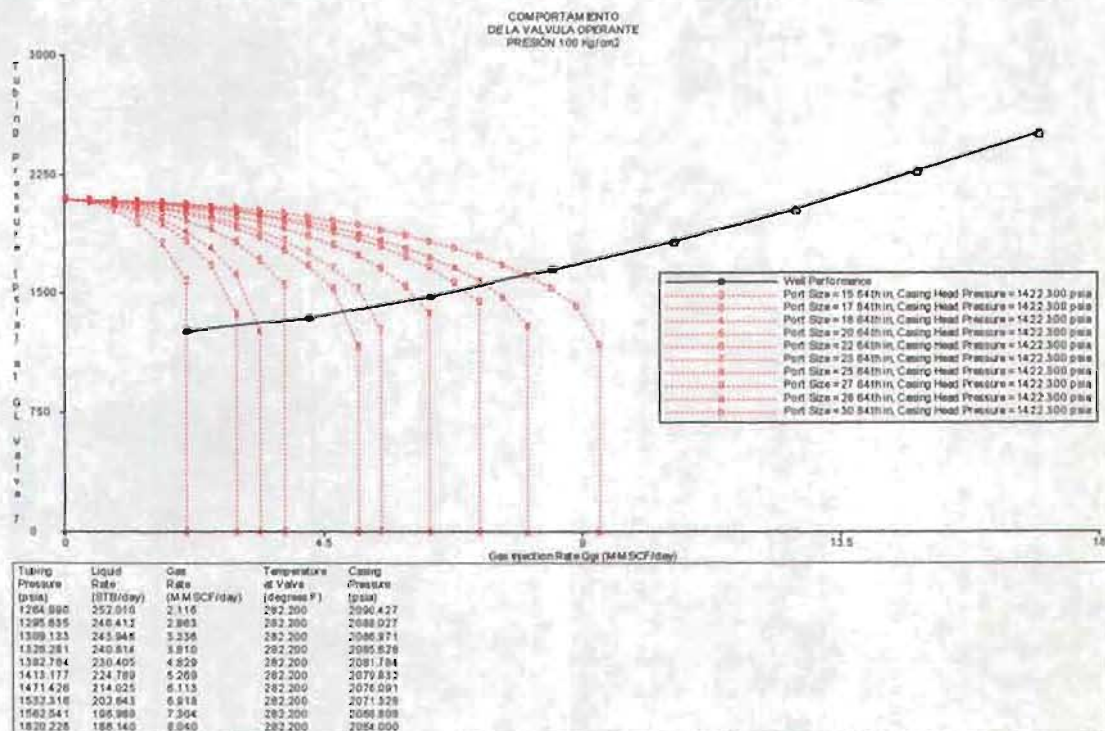


Figura 3.30: Comportamiento de la válvula con el sistema con presión de 1422 lbs. Bellota 158-D.

En las figuras 3.29 y 3.30 se demuestra que las válvulas están operando en el rango de operatividad para los dos casos

# Capítulo 4

## Conclusiones.

La selección del sistema artificial en cualquier campo comprender el trabajo conjunto de todas las disciplinas, desde el comportamiento del yacimiento, la problemática del campo para la producción de sus pozos, las restricciones mecánicas de cada pozos y el conocimiento de los parámetros de operación del los sistema artificial, son complemento de un cuadro de diagnostico que facilitan la selección del sistema artificial. Hay que considerar que el proceso de selección del sistema artificial es un proceso continuo, es decir, que a ciertas condiciones un sistema artificial puede trabajar de forma optima, pero en el futuro llega a ser ineficiente e incosteable, este cambio frecuentemente es por el cambio en las condiciones del yacimiento.

1.- Los pozos estan en la etapa madura de producción, los dos pozos en estudio dejaron de fluir, se les sustituyó con pipas de nitrógeno. Por esta situación es necesario implantar un sistema artificial a los pozos y que sirva de plataforma para el campo.

2.-La selección del bombeo neumático se debido a la alta relación gas aceite, a que son pozos desviados y profundos, además de que se tiene la infraestructura necesaria para abatir gastos en la conversión a bombeo neumático. Por otro lado se quiere aprovechar la inversión que esta realizando el activo mediante la coordinación de operación, en lo trabajos de conversión de líneas a gasoductos para llevar el gas combustible a los pozos.

3.- El usar un sistema autoabastecido muestra que es una opción para yacimientos que carecen de infraestructura o de un desarrollo de campo para justificar una alta inversión como es el bombeo neumático. El uso de equipos modulares como son separadores, rectificadores, motocompresores etc., se convierte en una opción para explotar pozos en localizaciones remotas o que carecen de infraestructura para la instalación de algún sistema artificial, para el caso del campo Bellota no es una buena elección.

4.-La presión de inyección a  $711 \text{ lbs/pg}^2$ , no es la idónea, por la profundidad del pozo, ya que genera grandes pérdidas de presión y hay una disminución en la producción

5.- La presión de inyección con  $1422 \text{ lbs/pg}^2$ , es la más conveniente, por que es capaz de vencer las caídas de presión a través de la tubería de producción. La elección que tomo la coordinación de operación del proyecto de bombeo neumático con motocompresor es muy buena a corto plazo, pero no el ideal a largo plazo.

6.- El diseño convencional es la mejor elección, ya que las cargas puncher no están a la profundidad optima, el orificio es irregular y no controla el gasto de inyección. Por el momento no se podrá instalarlo, ya que requiere más alto volumen de inyección y no es posible obtenerlo con la infraestructura actual, para lo cual se requiere la autorización del proyecto de Bombeo neumático. Por lo que cuando se autorice el proyecto se tendrá que cambiar a un diseño de bombeo neumático convencional.

# Capítulo 5

## Glosario de términos.

**1.- Aceite estabilizado:** Aceite que se ha sometido a un proceso de separación con el objeto de ajustar su presión de vapor y reducir su vaporización al quedar expuesto, posteriormente, a las condiciones atmosféricas.

**2.- Aceite residual:** Es el líquido que permanece en la celda PVT al terminar un proceso de separación en el laboratorio. Generalmente, el aceite residual se determina a 60°F y 14.7 lb/pg<sup>2</sup> abs.

**3.- Aceite en el tanque de almacenamiento:** Es el líquido que resulta de la producción de hidrocarburos de un yacimiento a través del equipo superficial empleado para separar los componentes gaseosos. Las propiedades y la composición del aceite dependen de las condiciones de separación empleadas, como son: número de etapas de separación, presiones y temperaturas. El aceite en el tanque se acostumbra reportarlo a condiciones estándar.

**4.- Análisis PVT:** Es una separación diferencial, realizada a la temperatura del yacimiento, bajo condiciones de equilibrio.

**5.- Condiciones estándar (c.s.):** Las condiciones estándar son definidas por los reglamentos de los estados o países. Para México se considera  $p = 14.69 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$  y  $T = 60^\circ\text{F}$ .

**6.- Densidad relativa de un gas ( $\gamma_g$ ):** Es el peso molecular de un gas entre el peso molecular del aire.

**7.- Encogimiento:** Es la disminución de volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación del gas disuelto y por su contracción térmica. El factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen o de formación.

**8.- Factor de compresibilidad (Z):** Se denomina también factor de desviación o factor de supercompresibilidad. Es un factor que se introduce a la ley de los gases ideales para tomar en cuenta la desviación que experimenta un gas real con respecto a un gas ideal, es decir  $pV=ZnR(T+460)$ , donde Z es el factor de compresibilidad.

**9.- Factor de volumen del gas (Bg):** Se define como el volumen de una masa de gas medido a presión y temperatura del yacimiento o de escurrimiento, dividido por el volumen de la misma masa de gas medido a condiciones estándar.

**10.- Factor de volumen de un líquido (Bo):** Es la relación de volumen de un líquido, medido a condiciones de yacimiento o de escurrimiento, con el volumen de dicho líquido medido en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar, después de pasar por los separadores.

**11.- Fase:** Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

**12.- Gas disuelto:** Es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas, pero que forma parte de la fase líquida a condiciones de yacimiento o de flujo.

**13.- Mole:** Es el peso molecular de cualquier sustancia. Una mole-lb de un gas ocupa 379 pies<sup>3</sup> a condiciones estándar.

**14.- Permeabilidad absoluta (k):** Es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del fluido.

**15.- Permeabilidad efectiva (ko, kg, kw):** Es la permeabilidad del medio a ese fluido particular cuando su saturación es menor del 100 por ciento.

**16.- Permeabilidad relativa (kro, krg, krw):** Es la permeabilidad efectiva del fluido entre la permeabilidad absoluta.  $k_{ro} = k_o/k$ ,  $k_{rg} = k_g/k$ ,  $k_{rw} = k_w/k$ .

**17.- Porosidad:** La porosidad  $\phi$  de un medio poroso es  $\phi = v_p/v$ , donde  $v_p$  es el volumen de poros del medio poroso y  $v$  es el volumen total de dicho medio. Este puede ser un yacimiento, una porción de él, una muestra, etc.

**18.- Presión cerrado (Pws):** Es la presión de fondo del pozo cuando está cerrado.

**19.- Presión de fondo (Pw):** Es la presión de fondo del pozo cuando está fluyendo.

**20.- Presión de vapor:** Es la presión que ejerce el vapor de una sustancia cuando ésta y el vapor están en equilibrio. El equilibrio se establece cuando el ritmo de evaporación de una sustancia es igual al ritmo de condensación de su vapor.

**21.- Presión de vapor Reid:** Presión que ejerce el vapor en una celda especial, a 100°F, al seguir la norma de evaluación así denominada..

**22.- Presión estática, (Pe):** Es el valor de Pws que se obtiene para un tiempo cierre suficientemente grande.

**23.- Relación gas aceite (RGA):** Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión y temperatura y etapas, afectan el valor de dicha relación.



**24.- Relación de solubilidad (Rs):** Son los pies cúbicos de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura, por cada barril de aceite en el tanque, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar.

**25.- Reserva de hidrocarburos:** Se llama así al volumen de hidrocarburos, medidos a condiciones estándar, que se puede producir económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables ( recuperación primaria, recuperación secundaria).

**26.- Saturación:** La saturación  $S$  de un fluido  $f$  en un medio poroso, se define como el volumen del fluido  $v_f$  medido a la presión y temperatura a que se encuentra el medio poroso, entre su volumen de poros  $v_p$ , es decir  $S_f = v_f/v_p$ , donde  $f$  puede representar aceite, agua o gas.

**27.- Yacimiento de hidrocarburos:** Se tiene por yacimiento la porción de una trampa geológica, que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o huecos de la roca almacenante y están a alta presión y temperatura, debido a la profundidad a que se encuentra el yacimiento.

**28.- Yacimiento de gas:** Es donde su temperatura es mayor que la cricondeterma (temperatura máxima a la cual pueden existir dos fases en equilibrio).

**29.- Yacimiento de gas y condensado:** Es el que presenta condensación retrógrada (yacimiento de punto de rocío), donde su temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondeterma.

**30.- Yacimiento bajo-saturado:** (de punto de burbujeo), donde su temperatura está por debajo del a temperatura crítica.

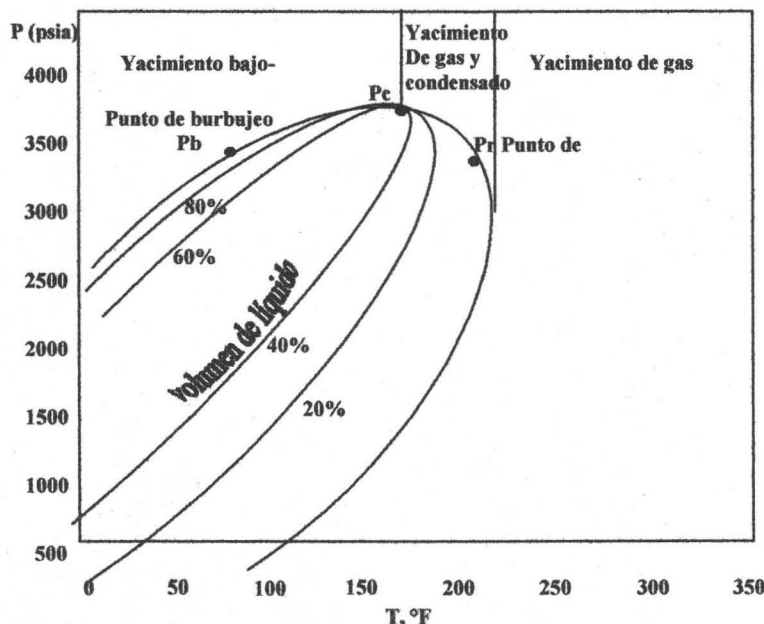


Figura 6.1: Diagrama de fases.

# Capítulo 6

## Nomenclatura:

A	Área	(pie <sup>2</sup> )
Ap	Área de la sección transversal de la tubería	(pg <sup>2</sup> )
BHP	Potencia al freno	(HP)
BN	Abreviatura de bombeo neumático	
Bg	Factor de volumen de gas	(pies <sup>3</sup> <sub>g</sub> a c.esc./ pies <sup>3</sup> <sub>o</sub> a c.s.)
Bo	Factor de volumen del aceite	(pies <sup>3</sup> <sub>o</sub> a c.esc./ pies <sup>3</sup> <sub>o</sub> a c.s.)
Bob	Factor de vol. del aceite en el punto de burbujeo	(pies <sup>3</sup> <sub>o</sub> a Pb./ pies <sup>3</sup> <sub>o</sub> a c.s.)
Bw	Factor de volumen del agua	(pies <sup>3</sup> <sub>w</sub> a c.esc./ pies <sup>3</sup> <sub>w</sub> a c.s.)
Cf	Calor específico de un fluido	(Btu/lb <sub>m</sub> -°F)
Co	Compresibilidad del aceite	(pg <sup>2</sup> /lb)
Cw	Compresibilidad del agua	(pg <sup>2</sup> /lb)
D	Profundidad	(pies)
Di	Profundidad vertical del punto de inyección	(pies)
Dmi	Longitud desarrollada al punto de inyección de gas	(pies)
Dvi	Profundidad vertical del punto de inyección de gas	(pies)
d	Diámetro	(pg)
d <sub>ci</sub>	Diámetro interior de la T.R.	(pg)
d <sub>E</sub>	Diámetro equivalente	(pg)
d <sub>ext</sub>	Diámetro exterior	(pg)
d <sub>te</sub>	Diámetro exterior de la T.P.	(pg)
d <sub>φ</sub>	Diámetro del estrangulador	(1/64 pg)
E	Eficiencia de flujo en tubería, fracción	
Ec	Eficiencia de compresión, fracción	
EF	Eficiencia de flujo en el yacimiento	
FO	Fracción de aceite en la producción	
g	Aceleración de la gravedad	(pie/seg <sup>2</sup> )
HP	Potencia	(HP)
h	Espesor de la formación productora	(pies)
IP	Abreviación del índice de productividad	
IPR	Comportamiento de afluencia del yacimiento al Pozo para valores de P <sub>wf</sub> , P <sub>b</sub> .	(bl/día a c.s./lb/pg <sup>2</sup> )
i	Gasto de inyección	(bl/día)
i <sub>g</sub>	Gasto de inyección de gas	(Mmpies <sup>3</sup> a c.s./día)
i <sub>gi</sub>	Gasto de inyección de gas en el punto de inyección	(pies <sup>3</sup> /seg)
J	Índice de productividad	(bl/día a c.s./lb/pg <sup>2</sup> )
J*	Valor de J cuando P <sub>wf</sub> tiende a P <sub>ws</sub>	(bl/día a c.s./lb/pg <sup>2</sup> )
k	Permeabilidad	(md)
k <sub>i</sub>	Permeabilidad efectiva inicial	(md)
k <sub>r</sub>	Permeabilidad relativa	(md)
L	Longitud	(pies)

M	Masa de la mezcla de fluidos	(lb <sub>m</sub> a c.s./bl <sub>o</sub> a c.s)
M <sub>g</sub>	Masa del gas	(lb <sub>mg</sub> a c.s./bl <sub>o</sub> a c.s)
M <sub>o</sub>	Masa del aceite	(lb <sub>mo</sub> a c.s./bl <sub>o</sub> a c.s)
M <sub>w</sub>	Masa del agua	(lb <sub>mg</sub> a c.s./bl <sub>o</sub> a c.s)
m	Masa	
N <sub>Re</sub>	Número de Reynolds	
n	Número de moles de gas	(lb-mole)
P	Presión	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
P <sub>b</sub>	Presión de saturación o de burbujeo	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
P <sub>ic</sub>	Presión del gas inyectado en la boca de la T.R.	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
P <sub>o</sub>	Presión base	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
P <sub>pc</sub>	Presión pseudocrítica	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
P <sub>pr</sub>	Presión pseudo reducida	
P <sub>s</sub>	Presión de la primera etapa de separación	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> abs)
P <sub>th</sub>	Presión en la cabeza del pozo	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> abs)
P <sub>wf</sub>	Presión de fondo fluyendo	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> abs)
P <sub>ws</sub>	Presión estática	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> abs)
P <sub>wsi</sub>	Presión estática inicial	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> abs)
P <sub>1</sub>	Presión de entrada	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> abs)
P <sub>2</sub>	Presión de salida	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> abs)
Δp	Caida de presión	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
Δp <sub>a</sub>	Caida de presión por aceleración	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
Δp <sub>e</sub>	Caida de presión por elevación	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
Δp <sub>f</sub>	Caida de presión por fricción	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
Δp <sub>LD</sub>	Caida de presión en la L.D.	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
Δp <sub>s</sub>	Caida de presión por daño a la formación	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
Δp <sub>T</sub>	Caida de presión total	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
Δp <sub>y</sub>	Caida de presión en el yacimiento	(lb <sub>f</sub> /pg <sup>2</sup> )
qb	Gasto obtenido a presión de burbujeo	(bl a c.s./día)
qg	Gasto total de gas producido	(pies <sup>3</sup> <sub>g</sub> a c.s./día)
ql	Gasto de líquido	(bl/día)
q <sub>limite</sub>	Gasto abajo del cual se presenta flujo inestable	(bl a c.s./día)
q <sub>max</sub>	Gasto máximo	(bl a c.s./día)
q <sub>o</sub>	Gasto de aceite	(bl <sub>o</sub> a c.s./día)
q <sub>T</sub>	Gasto total en el sistema	(bl a c.s./día)
q <sub>w</sub>	Gasto de agua	(bl <sub>w</sub> a c.s./día)
R	Constante universal de los gases	10.71 (pies/mole-°R)
RGA	Relación gas aceite instantánea	(pies <sup>3</sup> <sub>g</sub> a c.s./bl <sub>o</sub> a c.s.)
RGL	Relación gas líquido	(pies <sup>3</sup> <sub>g</sub> a c.s./bl <sub>l</sub> a c.s.)
R <sub>b</sub>	Radio hidráulico	(pg)
R <sub>s</sub>	Relación de solubilidad del gas	(pies <sup>3</sup> <sub>gd</sub> a c.s./bl <sub>o</sub> a c.s.)
R <sub>sw</sub>	Relación de solubilidad del gas en el agua	(pies <sup>3</sup> <sub>g</sub> a c.s./bl <sub>w</sub> a c.s.)
r	Radio	(pies)
r <sub>e</sub>	Radio de drene	(pies)
r <sub>s</sub>	Radio de influencia del daño en la formación	(pies)
r <sub>ti</sub>	Radio interior de la T.P.	(pies)

$r_w$	Radio del pozo	(pies)
$S_o$	Saturación de aceite	
$T$	Temperatura	(°F)
T.P.	Abreviación de tubería de producción	
$T_{bh}$	Temperatura en el fondo del pozo	(°F)
$T_o$	Temperatura base	(°F)
$T_{pc}$	Temperatura pseudocrítica	(°R)
$T_{pr}$	Temperatura pseudo-reducida	
$T_s$	Temperatura en la primera etapa de separación	(°F)
$V$	Volumen	(pies <sup>3</sup> )
$V_{mg}$	Volumen de gas por $bl_o$ producido	(pies <sup>3</sup> <sub>g</sub> a c.esc./ $bl_o$ a c.s.)
$V_{mo}$	Volumen de aceite por $bl_o$ producido	(pies <sup>3</sup> <sub>o</sub> a c.esc./ $bl_o$ a c.s.)
$V_{mw}$	Volumen de agua por $bl_o$ producido	(pies <sup>3</sup> <sub>g</sub> a c.esc./ $bl_o$ a c.s.)
$v$	Velocidad del flujo	(pies/seg)
$v_b$	Velocidad de burbuja	(pies/seg)
$v_f$	Velocidad del fluido	(pies/seg)
$v_g$	Velocidad real del gas	(pies/seg)
$v_L$	Velocidad real del líquido	(pies/seg)
$v_m$	Velocidad de la mezcla	(pies/seg)
$v_{sg}$	Velocidad superficial del gas	(pies/seg)
$v_{sL}$	Velocidad superficial del líquido	(pies/seg)
$W, W_f$	Gasto másico	(lb <sub>m</sub> /día)
$WOR$	Relación agua aceite	( $bl_w$ a c.s./ $bl_o$ a c.s.)
$w_g$	Gasto másico del gas	(lb <sub>mg</sub> /seg)
$w_m$	Gasto másico del mezcla	(lb <sub>m</sub> /seg)
$w_o$	Gasto másico del aceite	(lb <sub>mo</sub> /seg)
$w_w$	Gasto másico del agua	(lb <sub>mw</sub> /seg)
$y_g$	Fracción molar del componente en fase gaseosa	
$Y_L$	Colgamiento del líquido	
$Z$	Factor de compresibilidad del gas	
$\gamma_g$	Densidad relativa del gas producido	
$\gamma_{gd}$	Densidad relativa del gas disuelto	
$\gamma_{gf}$	Densidad relativa del gas libre	
$\gamma_{gp}$	Densidad relativa del gas a condiciones $p_s$ y $T_s$	
$\gamma_L$	Densidad relativa del líquido	
$\gamma_o$	Densidad relativa del aceite	
$\gamma_w$	Densidad relativa del agua	
$\theta$	Angulo (sexagesimal)	
$\lambda$	Colgamiento del líquido sin resbalamiento	
$\mu_g$	Viscosidad del gas	(cp)
$\mu_L$	Viscosidad del líquido	(cp)
$\mu_m$	Viscosidad de la mezcla	(cp)
$\mu_o$	Viscosidad del aceite	(cp)
$\mu_{ob}$	Viscosidad del aceite en el punto de burbujeo	(cp)
$\mu_{om}$	Viscosidad del aceite muerto	(cp)
$\mu_w$	Viscosidad del agua	(cp)

$\rho_g$	Densidad del gas	(lb <sub>m</sub> /pie <sup>3</sup> )
$\rho_{gsc}$	Densidad del gas a c.s.	(lb <sub>m</sub> /pie <sup>3</sup> )
$\rho_L$	Densidad de la mezcla de líquidos	(lb <sub>m</sub> /pie <sup>3</sup> )
$\rho_m$	Densidad real de la mezcla	(lb <sub>m</sub> /pie <sup>3</sup> )
$\rho_o$	Densidad del aceite	(lb <sub>m</sub> /pie <sup>3</sup> )
$\rho_w$	Densidad del agua saturada	(lb <sub>m</sub> /pie <sup>3</sup> )
$\sigma$	Tensión superficial	(dinas/cm)
$\sigma_L$	Tensión superficial de la mezcla de líquidos	(dinas/cm)

# Referencias

- 1 Transporte de Hidrocarburos por ductos  
Ing Francisco Garaicochea Petrinera  
Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.
- 2 Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros  
T.E.W. Nind  
Limusa
- 3 Análisis P.V.T. composicional y separación en etapas Bellota 136 y 158-D  
Ings. Jesús Monter Ortiz, Hermilio Pérez Aguilar, Ma. De Jesús Saucedo y  
Tiburcio Méndez López  
Instituto Mexicano del Petróleo
- 4 Curso Propiedades de los Fluidos  
M.I. Noel Santamaría Guevara
- 5 Curso flujo multifásico en tuberías  
Ing. Francisco Garaicochea Petrinera
- 6.- Curso Bombeo electrocentrifugo  
Dr. Mauricio G. Prado
- 7 Apuntes Bombeo neumático  
Msc José Luis Arellano Mejía  
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México
- 8 Apuntes de mecánica de yacimientos  
Rafael Rodríguez Nieto  
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
- 9 Curso usuario wellflo & Dynalift  
Ing. Luis E. González