



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN BASE AL ANÁLISIS  
NODAL DE LOS POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET DEL  
CAMPO PAYAMINO, BLOQUE 7, PETROAMAZONAS EP**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**TLGO. JOHAN ANDRÉS RAMÍREZ CORONEL**

**DIRECTOR: ING. VINICIO MELO**

**Quito, Abril 2015**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015  
Reservados todos los derechos de reproducción

# DECLARACIÓN

Yo **JOHAN ANDRÉS RAMÍREZ CORONEL**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

Tlgo. Johan Andrés Ramírez Coronel

C.I. 1104328073

# CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN BASE AL ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET DEL CAMPO PAYAMINO, BLOQUE 7, PETROAMAZONAS EP**”, que para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Johan Andrés Ramírez Coronel** bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

---

Ing. Vinicio Melo

**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I. 1001048105

**OFICIO No. 718-PAM-EP-RH-2012**

Quito, 22 de febrero del 2012

Ingeniero  
Jorge Viteri  
**Decano Facultad de Ciencias de la Ingeniería**  
**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**  
Presente

Estimado ingeniero Viteri:

En atención a su oficio No. UTE-DEC-FCI-JVM 0157-12 de fecha 9 de febrero de 2012, en el que solicita autorización para que el señor Johan Ramírez Coronel, pueda desarrollar su proyecto de tesis en Petroamazonas EP, previo a la obtención de su título de Ingeniero en Petróleos, informo que la empresa actualmente se encuentra analizando ciertos aspectos internos y referentes a la Ley que serán aplicados para el Programa de Pasantías/Tesis; pero al tratarse de que el señor Ramírez es un empleado de Petroamazonas EP acepto su pedido.

Espero poder colaborar con ustedes para aportar positivamente en el desarrollo profesional de sus estudiantes.

Atentamente,

  
Oswaldo Madrid B.  
**GERENTE GENERAL**  
**PETROAMAZONAS EP**  
CC 1708893902

 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

23 FEB. 2012  
  
FIRMA AUTORIZADA  
**RECEPCION**

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>ix</b>
<b>SUMMARY</b>	<b>x</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	1
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.4 JUSTIFICACIÓN	2
<b>MARCO TEÓRICO</b>	<b>3</b>
2.1 FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS NODAL	3
2.1.1 COMPORTAMIENTO DEL POZO	5
2.1.2 POZOS DE PETRÓLEO	5
2.1.3 CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS I.P.R.	7
2.1.3.1 Método de Vogel	7
2.1.3.2 Factor de eficiencia de standing	10
2.2 MARCO CONCEPTUAL	12
2.3 ALCANCE	17
2.4 HIPÓTESIS	17
2.5 UBICACIÓN DEL CAMPO PAYAMINO	17
2.5.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA	19
2.6 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET Y ANÁLISIS NODAL	21
2.6.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	21
2.6.1.1 Introducción	21
2.6.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO	22

2.6.2.1	Ventajas	22
2.6.2.2	Desventajas	22
2.6.3	SISTEMAS DE OPERACIÓN DEL BOMBEO HIDRÁULICO	23
2.6.3.1	Sistema de fluido motriz abierto	23
2.6.3.2	Sistema de fluido motriz cerrado	26
2.6.4	BOMBA JET	27
2.6.5	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA JET	28
2.6.6	PRINCIPALES PARTES DE LA BOMBA JET	31
2.6.7	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA BOMBA JET	31
2.6.7.1	Ventajas	31
2.6.7.2	Desventajas	33
2.6.8	TIPOS DE BOMBA JET	33
2.6.8.1	Bomba jet directa o convencional	33
2.6.8.2	Bomba jet inversa	34
2.6.9	DISEÑO BOMBA JET	35
2.6.10	MODELO MATEMÁTICO BOMBA JET	35
2.6.11	EFICIENCIA	43
2.6.12	CURVAS DE COMPORTAMIENTO ADIMENSIONAL	44
2.6.13	FLUJO EN LA TOBERA	48
2.6.14	CAVITACIÓN	49
2.6.15	EFFECTO DE LA CONTRAPRESIÓN DE DESCARGA	53
2.7	DISEÑO DE INSTALACIONES CON BOMBA TIPO JET	58
2.7.1	TOBERAS Y CÁMARAS DE MEZCLADO PARA LA APLICACIÓN EN EL CAMPO	58
2.7.2	DIMENSIONAMIENTO DE UNA BOMBA JET PARA UN POZO	64
2.7.2.1	Cavitación y porcentaje de sumergencia de un pozo	65
2.7.2.2	Cálculo de presión de succión en la BOMBA (P3)	69
2.7.2.3	Procedimiento para dimensionar un pozo productor sin gas	71
2.8	ANÁLISIS NODAL	83
2.8.1	INTRODUCCIÓN	83
2.8.2	RENDIMIENTO DEL POZO	84
2.8.3	VISIÓN GENERAL DEL ANÁLISIS NODAL	86

2.8.4 EJEMPLO DE ANÁLISIS NODAL	89
<b>METODOLOGÍA</b>	<b>94</b>
3.1 CURVAS DE SUCCIÓN (INTAKE) PARA BOMBAS TIPO JET	94
3.1.1 FLUIDO BOMBEADO ES ÚNICAMENTE LÍQUIDO	94
3.1.1.1 Procedimiento para selección de bomba jet:	95
3.1.1.2 Procedimiento para preparar curvas de succión (intake) para bombas jet:	96
3.1.2 FLUIDO BOMBEADO ES LÍQUIDO Y GAS	108
3.1.2.1 Procedimiento para preparar curvas de succión (intake) para bombas jet (bombeando gas):	110
<b>3.2 DETERMINACIÓN DE LAS MEJORES CONDICIONES DE OPERACIÓN DE UNA BOMBA TIPO JET EN POZOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO EL MÉTODO DE HAL PETRIE</b>	<b>119</b>
3.2.1 CARACTERÍSTICAS DE COMPORTAMIENTO DE LAS BOMBAS JET	121
3.2.2 CAVITACIÓN EN LAS BOMBAS JET	125
3.2.2.1 Fundamentos teóricos	125
3.2.3 EFECTO DEL GAS EN EL COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA JET	130
3.2.4 DIMENSIONAMIENTO DE UNA APLICACIÓN CON BOMBA JET	131
3.2.4.1 Secuencia de cálculo	132
<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>140</b>
4.1 PROPUESTA TÉCNICA PARA REALIZAR CAMBIOS DE BOMBA TIPO JET	140
4.1.1 ANTECEDENTES PAYAMINO – 002	140
4.2 CURVA IPR COMPUESTA PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL POZO CONSIDERANDO CORTE DE AGUA, MÉTODO PETROBRAS	146
4.3 ANÁLISIS NODAL BOMBA JET PARA POZO PYMB-002U	154
4.3.1 AJUSTE DE DATOS MEDIDOS CON DATOS CALCULADOS	154
4.3.2 ANÁLISIS NODAL PARA OPTIMIZAR PRODUCCIÓN	157



4.3.2.1 Análisis de resultados	163
4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO	165
4.4.1 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA	165
4.4.1.1 Valor Actual Neto (V.A.N.)	165
4.4.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	166
4.4.1.3 Relación Costo – Beneficio (B/C)	166
4.4.2 COSTOS DEL PROYECTO	167
4.4.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	168
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>171</b>
5.1 CONCLUSIONES	172
5.2 RECOMENDACIONES	174
BIBLIOGRAFÍA	176
NOMENCLATURA	177
ANEXOS	180

# ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
<b>Tabla 2.1</b> Diámetros y áreas de toberas y cámaras de mezclado.	45
<b>Tabla 2.2</b> Valores de sensibilidad X en el punto de máxima eficiencia.	58
<b>Tabla 2.3</b> Cámaras de mezclado	60
<b>Tabla 2.4</b> Tamaños de toberas disponibles.	60
<b>Tabla 2.5</b> Valores M, H y eficiencia para ejemplo # 4.	62
<b>Tabla 2.6</b> ( $fh_3$ ) Porcentaje de sumergencia para evitar cavitación	68
<b>Tabla 2.7</b> Rangos de operación de los valores de “H”	73
<b>Tabla 3.1</b> Datos del pozo, reservorio, fluido y sistema de levantamiento usados en los cálculos para los pozos # 1 y # 2.	98
<b>Tabla 3.2</b> Relaciones de áreas óptimas	138
<b>Tabla 4.1</b> Cálculo de $P_{wf}$ asumiendo valores de $q_t$ para construir curva IPR.	150
<b>Tabla 4.2</b> Cálculo de $q_t$ asumiendo valores de $P_{wf}$ para construir curva IPR.	153
<b>Tabla 4.3</b> Resultados de cálculos de variables de bomba Jet a presión de inyección fija con geometría 10H.	155
<b>Tabla 4.4</b> Resultados de cálculos de variables de bomba Jet a presión de inyección fija, con geometrías 10H, 11J y 12K.	159
<b>Tabla 4.5</b> Resultados de cálculos de variables de bomba Jet a presión fluyente fija, con geometrías 10H, 11J y 12K.	160
<b>Tabla 4.6</b> Balance de variables del comportamiento bomba Jet geometría 10H y 12K a condiciones actuales del pozo PYMB-002U	163
<b>Tabla 4.7</b> Balance de variables del comportamiento bomba Jet geometría 10H y 12K a condiciones actuales del pozo PYMB-002U	164
<b>Tabla 4.8</b> Costos cambio de bomba Jet, pozo PYMB-002U	167
<b>Tabla 4.9</b> Resultados de análisis económico para caso # 1.	169
<b>Tabla 4.10</b> Resultados de análisis económico para caso # 2.	170
<b>Tabla 4.11</b> Cuadro comparativo entre los resultados caso # 1 y 2.	171

# ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
<b>Figura 2.1</b> Aplicación a reservorios subsaturados	9
<b>Figura 2.2</b> Pruebas de restauración de presión “Build up tests”.	16
<b>Figura 2.3</b> Ubicación campo Payamino	18
<b>Figura 2.4</b> Ley de Pascal	21
<b>Figura 2.5</b> Sistema de fluido motriz abierto	25
<b>Figura 2.6</b> Sistema de fluido motriz cerrado	27
<b>Figura 2.7</b> Principio de funcionamiento bomba Jet	29
<b>Figura 2.8</b> Esquema bomba Jet	29
<b>Figura 2.9</b> Partes de una bomba Jet Convencional	34
<b>Figura 2.10</b> Esquema bomba Jet	36
<b>Figura 2.11</b> Gráfica de H contra M para diferentes valores de R	47
<b>Figura 2.12</b> Aproximación de las curvas H - M	55
<b>Figura 2.13</b> Presiones y pérdidas por fricción que afectan - bomba Jet.	65
<b>Figura 2.14</b> $\theta R$ y H versus M para la relación A	77
<b>Figura 2.15</b> $\theta R$ y H versus M para la relación B	78
<b>Figura 2.16</b> $\theta R$ y H versus M para la relación C	78
<b>Figura 2.17</b> $\theta R$ y H versus M para la relación D	79
<b>Figura 2.18</b> $\theta R$ y H versus M para la relación E	79
<b>Figura 2.19</b> Aplicación del Análisis Nodal a un sistema de un pozo simple	90
<b>Figura 2.20</b> Relación de comportamiento del inflow IPR	91
<b>Figura 2.21</b> Relación del outflow en la cabeza del pozo	91
<b>Figura 2.22</b> Relación de rendimiento del outflow en las perforaciones	92
<b>Figura 2.23</b> Curvas del inflow y el outflow en las perforaciones	92
<b>Figura 2.24</b> Punto de equilibrado	93
<b>Figura 3.1</b> Curvas IPR para el pozo #1	98
<b>Figura 3.2</b> Curvas de intake para varias bombas Jet en el pozo #1 (Sólo líquido).	100
<b>Figura 3.3</b> Curvas de intake para una bomba Jet en el pozo #1 (Sólo líquido).	100

<b>Figura 3.4</b> Posible caudal de producción de una bomba Jet vs HP, $P_s$ y $q_1$ para el pozo #1 (sólo líquido).	102
<b>Figura 3.5</b> Curvas IPR para el pozo # 2	106
<b>Figura 3.6</b> Curva de intake para bomba Jet en el pozo # 2 (sólo líquido)	107
<b>Figura 3.7</b> Posibles caudales de producción con bomba Jet vs potencia, $P_s$ y $q_1$ para el pozo # 2 (sólo líquido).	108
<b>Figura 3.8</b> Curvas de intake para bomba Jet en el pozo # 1 (bombeando líquido y gas)	112
<b>Figura 3.9</b> Posible caudal de producción para bomba Jet vs HP, $P_s$ y $q_1$ para el pozo # 1 (bombeando líquido y gas)	113
<b>Figura 3.10</b> Curva de succión para bomba Jet en el pozo # 2 (bombeando líquido y gas)	117
<b>Figura 3.11</b> Posibles caudales de producción para bomba Jet vs HP, $P_s$ y $q_1$ en el pozo # 2 (bombeando líquido y gas)	118
<b>Figura 3.12</b> Nomenclatura bomba Jet según Petrie, Smart y Wilson	122
<b>Figura 3.13</b> Curvas de comportamiento de la bomba Jet	124
<b>Figura 3.14</b> Curvas de comportamiento de diseño de la bomba Jet	137
<b>Figura 4.1</b> Interpretación petrofísica pozo PYMB-002 arena "U"	140
<b>Figura 4.2</b> Presión, caudal Vs tiempo, Build Up PYMB-002 arena "U".	141
<b>Figura 4.3</b> Presión, caudal Vs tiempo, Build Up PYMB-002 arena "U".	142
<b>Figura 4.4</b> Log - Log de $dp$ y $dp'$ , pozo PYMB-002 arena "U".	142
<b>Figura 4.5</b> Resultados Build Up, PYMB-002 arena "U".	143
<b>Figura 4.6</b> Esquema mecánico PYMB-002.	144
<b>Figura 4.7</b> Curva IPR Compuesta, método Petrobras	148
<b>Figura 4.8</b> Curva IPR pozo PYMB-002 arena "U", 2 secciones.	150
<b>Figura 4.9</b> Curva IPR pozo PYMB-002 arena "U", 3 secciones.	153
<b>Figura 4.10</b> Curvas de intake para geometría 10H, pozo PYMB-002U.	156
<b>Figura 4.11</b> Curvas de eficiencia para geometría 10H, pozo PYMB-002U.	156
<b>Figura 4.12</b> Curvas de potencia para geometría 10H, pozo PYMB-002U.	157
<b>Figura 4.13</b> Curvas de intake para geometría 12K, pozo PYMB-002U.	161
<b>Figura 4.14</b> Curvas de eficiencia para geometría 12K, pozo PYMB-002U.	162
<b>Figura 4.15</b> Curvas de potencia para geometría 12K, pozo PYMB-002U.	162

## ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
<b>ANEXO 1.</b>	180
Viscosidad del fluido motriz a temperatura del fondo del pozo	
<b>ANEXO 2.</b>	181
Run life bombas campo Payamino	

## RESUMEN

El presente proyecto es un estudio del sistema de producción existente en el campo Payamino del Bloque 7, operado por Petroamazonas EP, para optimizar la producción de petróleo mediante el análisis nodal de los pozos.

Se presentará un análisis descriptivo del sistema de levantamiento artificial hidráulico, que actualmente opera en el campo Payamino, analizando las características más importantes del sistema, enfocándonos en determinar la factibilidad de la optimización de la producción mediante el cambio de bombas de subsuelo, además se presenta la metodología para el cálculo del diseño del bombeo hidráulico.

Mediante la aplicación de técnicas basadas en el análisis nodal, se determinará en que pozos es factible realizar cambio de geometría en bombas de subsuelo, se realizará un rediseño del sistema de producción de los pozos, ajustándonos a las condiciones actuales del yacimiento y un estudio económico del proyecto.

Una vez que se haya aplicado los procedimientos de diseño y análisis nodal, evaluaremos los resultados con el fin de evidenciar si hubo o no optimización de la producción.

Finalmente se dará un conjunto de conclusiones y recomendaciones, tomando como base los resultados obtenidos en la aplicación de las técnicas para optimización de la producción de petróleo.

## **SUMMARY**

The current project is a study of the present system of production in the Payamino oil field of seven block, operated by Petroamazonas EP, to optimize oil production through the nodal analysis of wells.

A descriptive analysis of the artificial hydraulic lifting system will be presented, which at the present moment is operating in the Payamino oil field, to analyze the most important characteristics of the system. Furthermore, there will be a focus in determining the feasibility of optimizing production through the change of subsoil pumps as well as the methodology behind the calculation in the design of hydraulic pumping.

Through the technical application based on nodal analysis, it will determine in what wells it's feasible to change the geometry of subsoil pumps. Moreover, a redesign of the system of well production will be carried out adjusting to the present conditions of the reservoir and through an economic study of the project.

Once the nodal analysis and design procedures have been applied, we will evaluate the results with the goal of proving whether or not there was optimization of production.

Finally, a set of conclusions and recommendations will be given using as a base the results that have been obtained in the technical application for the optimization of oil production.

# PRESENTACIÓN

El presente proyecto tiene por objetivo evaluar el sistema de producción actual del campo Payamino, con el propósito de optimizar su producción, donde además se sugiere el cambio de bombas de subsuelo, en aquellos pozos donde sea técnicamente factible.

En el capítulo 1 se presentará el objetivo general, objetivos específicos, alcance y justificación del presente estudio.

En el capítulo 2 se verá el marco teórico y conceptual, los aspectos generales del campo, su ubicación y los reservorios productores. Adicional se realizará una descripción del sistema de levantamiento artificial con bombeo hidráulico con bomba tipo Jet, una guía de diseño y conceptos generales del Análisis Nodal.

En el capítulo 3 se presenta metodologías para realizar el Análisis Nodal en bombeo hidráulico tipo Jet, curva del inflow (IPR) y outflow (succión o intake), y la determinación de las mejores condiciones de Operación de una bomba tipo Jet bajo el método de Hal Petrie.

Dentro del capítulo 4 se realizará la propuesta técnica, evaluación económica y evaluación de resultados para determinar la factibilidad del proyecto.

Finalmente en el capítulo 5 se presentarán las conclusiones y recomendaciones obtenidas en éste estudio y que podrían ser consideradas por el Departamento de Operaciones de Petroamazonas EP.



# **INTRODUCCIÓN**

## **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El 85% de los pozos del campo Payamino tienen sistema de levantamiento artificial hidráulico con bomba Jet, el cambio de las condiciones del reservorio, ha producido una caída en las curvas de eficiencias de las bombas de fondo, teniendo consecuentemente bombas sobredimensionadas, consumo de energía innecesario, altas presiones y altos caudales de fluido motriz, que para las condiciones actuales del campo son parámetros que se pueden optimizar.

## **1.2 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

El tipo de fluidos (gas, petróleo y agua) producidos en el campo Payamino son bastante inofensivos para el equipo de subsuelo, esto ha permitido tener bombas con tiempos de operación continua bastante largos (+/-600 días), el cambio de condiciones (básicamente presiones) en el reservorio, conduce a aplicar el análisis nodal a los pozos y proponer cambios de bomba de subsuelo que se ajusten a las condiciones actuales del reservorio.

## **1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Optimizar la producción del campo Payamino, en base al análisis nodal de los pozos con sistema de levantamiento artificial con bombeo hidráulico tipo Jet.

### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar el levantamiento de la información actual del campo Payamino, formaciones productoras, histórico de producción, pruebas de presión, etc.
- Descripción del sistema de levantamiento artificial con bombeo hidráulico con bomba tipo Jet y establecer una guía de diseño.
- Establecer una guía para el desarrollo del análisis nodal.
- Seleccionar los pozos candidatos para el estudio.
- Elaborar las propuestas técnicas para el cambio de bomba de subsuelo y evaluar resultados.
- Realizar un análisis técnico-económico de las propuestas presentadas.

### **1.4 JUSTIFICACIÓN**

El sistema de levantamiento artificial hidráulico con bomba Jet, nos permite realizar diferentes combinaciones en cuanto a las áreas de la tobera (nozzle) y la garganta (throat) de una bomba tipo Jet, es decir podemos utilizar diferentes geometrías de bomba, dependiendo las condiciones de cada pozo, para nuestro caso de estudio, las condiciones del reservorio han cambiado, lo que nos obliga también a cambiar la geometría de la bomba Jet, optimizando la producción, es decir utilizando menos fluido motriz, menos presión de inyección, menos energía y por ende un menor costo de producción.

# **MARCO TEÓRICO**

## 2.1 FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS NODAL

El análisis de sistemas de producción (también conocido como Análisis Nodal) tiene por objetivo final optimizar la producción de hidrocarburos. Para lograr este objetivo la técnica propone el estudio de los distintos componentes que forman el sistema de extracción y de su respectiva influencia sobre dicho sistema.

La aplicación de la técnica permitirá conocer los caudales de los fluidos que se obtendrán para las distintas alternativas de diseño y diseñar adecuadamente las instalaciones involucradas. Habitualmente los sistemas de producción de hidrocarburos están compuestos de varios “componentes”, los que disipan la energía de presión que posee el fluido en el reservorio a medida que este (o estos) son llevados hacia la superficie.

Estos componentes (medio poroso, punzados, tubing, válvulas de seguridad, orificios, líneas de conducción y separador) son interdependientes dado que una variación en la pérdida de carga de un componente puede alterar las de todos los restantes. Por este motivo, el caudal o la capacidad de producción de un pozo pueden estar limitados por el mal comportamiento de uno solo de los componentes del sistema.

Si se aísla el efecto de cada componente sobre el sistema global puede maximizarse la producción del pozo. El Análisis Nodal permite hacer exactamente eso: analizar el sistema de producción considerando el efecto que producirán sobre éste, hipotéticos cambios en los componentes individuales.

A lo largo de este texto se presentará el Análisis Nodal como un enfoque sistemático para determinar la capacidad de producción de cualquier combinación de componentes en un pozo nuevo o existente. Una vez identificada y estudiada cada variable que afecta el comportamiento del

pozo, y calculado el efecto sobre la producción de los cambios en cada variable, solo resta decidir qué cambios mejorarán la producción del pozo.

La figura 1 muestra un esquema de un sistema de producción compuesto por un número determinado de componentes. Allí se observan las distintas pérdidas de carga que pueden ocurrir desde el reservorio hasta el separador: si bien el esquema representa un pozo a flujo natural, la técnica (como se verá más adelante) es aplicable a pozos en cualquier sistema de extracción.

$\Delta P_1 = P_R - P_{wfs}$  = pérdida de presión en el medio poroso.

$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf}$  = pérdida de presión a través de la terminación.

$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR}$  = pérdida de presión a través de una restricción.

$\Delta P_4 = P_{usv} - P_{dsv}$  = pérdida de presión a través de una válvula de seguridad.

$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{dsc}$  = pérdida de presión a través de un choque superficial.

$\Delta P_6 = P_{dsc} - P_{sep}$  = pérdida de presión en la línea de flujo

$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh}$  = pérdida de presión total en la sarta de la tubería de producción, la cual incluye  $\Delta P_3$  y  $\Delta P_4$ .

$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{se}$  = pérdida de presión total en la línea de flujo, incluye el choque superficial.

Para un tiempo dado la pérdida total de presión en el sistema es la presión inicial del fluido menos la presión final del fluido, es decir  $P_R - P_{sep}$ , ésta pérdida de presión es la suma de las pérdidas de presión que ocurren en cada componente del sistema. Debido a que la pérdida de presión es función del caudal, este será controlado por los componentes elegidos.

La interacción entre los componentes demuestra que no es posible encarar el diseño del sistema total descomponiéndolo en el comportamiento del reservorio por un lado y el comportamiento del sistema de tuberías por el otro, y manejarlos independientemente. El caudal de fluidos que ingresa al pozo dependerá de la pérdida de presión en el sistema de tuberías, pero al

mismo tiempo la pérdida de presión en el sistema de tuberías dependerá de la cantidad de fluido que lo atraviesa. La conclusión es clara y en ella radica la fortaleza del análisis nodal: **el sistema de producción debe necesariamente ser considerado como una unidad.**

### **2.1.1 COMPORTAMIENTO DEL POZO**

Comenzaremos a partir de aquí a analizar los distintos métodos de cálculo de gradientes de presión en cada componente del sistema. Veamos en primer término como estimar la pérdida de carga que ocurrirá en el medio poroso, es decir entre la presión estática del reservorio y la presión dinámica de fondo. El cálculo será diferente según consideremos sistemas de petróleo negro o sistemas gas-condensado.

No consideraremos aquí la pérdida de presión producida a través de los punzados, que es parte del gradiente de presión total ( $P_R - P_{wf}$ ). Se incluyen en las referencias del capítulo artículos referidos a este tema.

### **2.1.2 POZOS DE PETRÓLEO**

La relación entre el caudal y la pérdida de presión en el medio poroso es compleja y depende de muchos factores, tales como propiedades de los fluidos, propiedades de la roca, saturaciones de los fluidos en la roca, daño o estimulación de la formación, mecanismo de drenaje, etc.

Para calcular dicha pérdida de presión se requiere una ecuación que vincule la pérdida de energía debida a las fuerzas de fricción de corte como una función de la velocidad o el caudal.

Todas las ecuaciones existentes se basan en la Ley de Darcy, que en términos del caudal volumétrico es:

$$q = - \frac{k A}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad \text{Ec. [2.1]}$$

Donde:

- k** = permeabilidad del medio poroso
- q** = caudal volumétrico
- A** = área abierta al flujo
- μ** = viscosidad del fluido
- dp/dx** = gradiente de presión negativo en la dirección del flujo

Para flujo radial, es decir cuando el área de flujo no es constante la ecuación resulta:

$$Q = - \frac{2 \pi r h}{\mu} k \frac{dp}{dr} \quad \text{Ec. [2.2]}$$

Si suponemos que ( $k_o/\mu$  o  $B_o$ ) es independiente de la presión. Entonces para flujo de petróleo, integrando la ecuación sobre el radio de drenaje será:

$$q_o = - \frac{0.00708 k_o h (p_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left[ \frac{r_e}{r_w} \right]} \quad \text{Ec. [2.3]}$$

Donde:

- q<sub>o</sub>** = caudal de petróleo (bl/día)
- k<sub>o</sub>** = permeabilidad efectiva al petróleo (md)
- h** = espesor del reservorio (ft)
- p<sub>e</sub>** = presión a  $r = r_e$  (lb/pulg<sup>2</sup>a)
- P<sub>wf</sub>** = presión dinámica de fondo a  $r = r_w$  (lb/pulg<sup>2</sup>a)
- r<sub>e</sub>** = radio de drenaje (ft)
- r<sub>w</sub>** = radio del pozo (ft)
- μ<sub>o</sub>** = viscosidad del petróleo (cp)
- B<sub>o</sub>** = factor de volumen de la formación (bl/stbl)



La ecuación es válida para estado estacionario, y flujo laminar en un pozo en el centro de un área circular. En términos de la presión media de reservorio:

$$q_o = - \frac{0.00708 k_o h (P_R - P_{wf})G}{\mu_o B_o \ln (0.472 r_e/r_w)} \quad \text{Ec. [2.4]}$$

A menudo se expresa la relación entre caudal y pérdida de carga en función de un índice de productividad PI (o J en la bibliografía norteamericana). Este índice no es más que el término derecho de la ecuación anterior.

$$q_o = J (P_R - P_{wf}) \quad \text{Ec. [2.5]}$$

O bien considerando la dependencia del grupo  $(k_o/ \mu_o B_o)$  con la presión.

$$J = - \frac{0.00708}{(P_R - P_{wf}) \ln 0.472 \left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{P_{wf}}^{P_R} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dp \quad \text{Ec. [2.6]}$$

Es decir que J (y por ende la pendiente de la curva IPR) no será constante a menos que el grupo  $(k_o/ \mu_o B_o)$  sea independiente de la presión, lo que ocurre raramente.

## 2.1.3 CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS I.P.R.

### 2.1.3.1 Método de Vogel

En 1968 Vogel presentó un estudio en el que usando un modelo matemático de reservorio obtuvo una correlación para el cálculo de la IPR de un pozo produciendo un reservorio saturado.

El estudio se realizó en computadora para 21 condiciones de reservorio distintas, que cubrían un amplio rango de propiedades PVT y permeabilidades.

Aunque Vogel realizó diversas suposiciones (flujo radial uniforme, saturación de agua constante, etc.) y consideró su método solo válido para reservorios saturados que produzcan por empuje de gas disuelto, distintos investigadores encontraron que es aplicable a cualquier reservorio en el que la saturación de gas incremente al disminuir la presión.

Asimismo, se ha notado que presenta buenos resultados al incorporar al agua como tercera fase. Vogel desarrolló su método usando el modelo de reservorio de Weller y luego graficó las IPR obtenidas como presiones adimensionales vs caudales adimensionales, dado que observó que la forma de las curvas al representarlas de este modo era similar.

La ecuación propuesta es:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \frac{(P_{wf})}{(PR)} - 0.8 \left[ \frac{P_{wf}}{PR} \right]^2 \quad \text{Ec. [2.7]}$$

Donde:

$Q_o$  = caudal correspondiente a la presión dinámica de fondo ( $P_{wf}$ ).

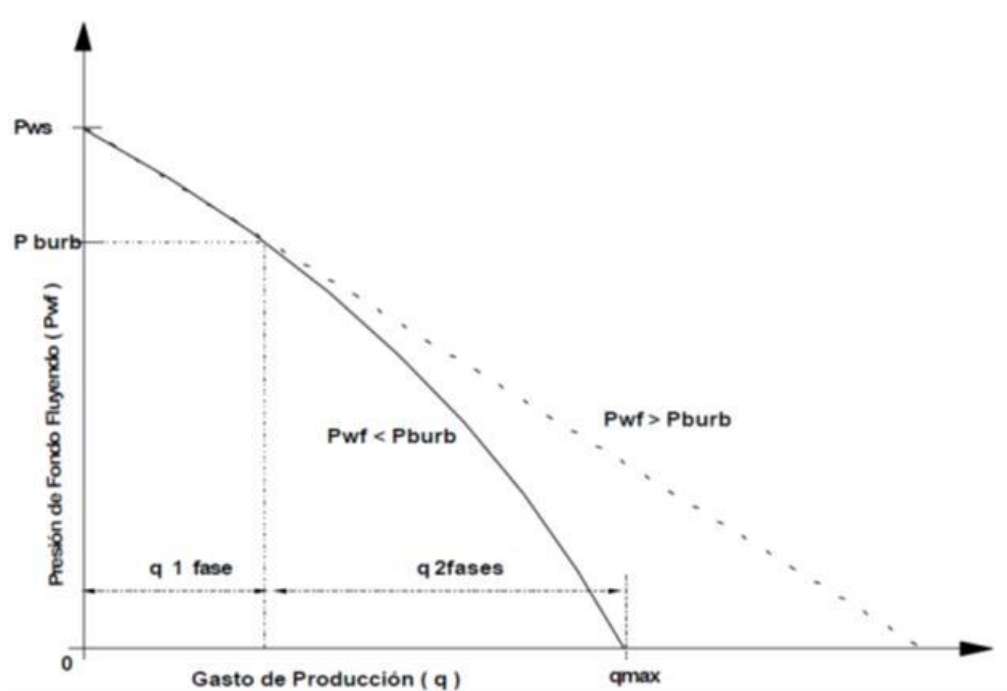
$Q_o \max$  = caudal correspondiente a presión dinámica cero.

$PR$  = presión promedio en el reservorio para un tiempo  $t$ .

Las presiones son presiones manométricas. Al comparar la ecuación con aquellas calculadas con el modelo de reservorio, Vogel notó que su método aproximaba mejor el comportamiento real para las primeras etapas de la explotación. Sin embargo en las últimas etapas de depleción los caudales son menores y por ende el error no es considerable.

**Vogel sostuvo que los errores no deberían superar el 10%.**

Para emplear la ecuación de Vogel sólo es necesario conocer la presión estática y un ensayo del pozo del que se desea conocer la IPR. Se calcula la relación de  $P_{wf}/P_R$  correspondiente al caudal obtenido. Se obtiene el caudal máximo de la ecuación y éste se utiliza para calcular cualquier otro punto de interés.



**Figura 2.1** Aplicación a reservorios subsaturados

(ESP OIL, Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, 2 008)

En este caso el índice de productividad será constante hasta alcanzar el punto de burbuja. Si suponemos que la curva entera es continua puede adoptarse el procedimiento que sigue:

Para  $P_{wf} = P_b$  hará un caudal  $q_b$

Entonces:

$$\frac{q_0 - q_b}{q_{\max} - q_b} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left[ \frac{P_{wf}}{P_b} \right]^2 \quad \text{Ec. [2.8]}$$

$$J = \frac{1.8 (q_0 \text{ max} - q_b)}{P_b} \quad \text{Ec. [2.9]}$$

Reemplazando:

$$q_0 = q_b + \frac{J p_b}{1.8} = \left\{ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left[ \frac{P_{wf}}{P_b} \right]^2 \right\} \quad \text{Ec. [2.10]}$$

Si se conoce el valor de J la ecuación puede utilizarse para construir la IPR. Sin embargo hay dos posibilidades: que la presión dinámica de fondo del ensayo este por encima o por debajo de la presión de burbuja.

Si  $P_{wf} > P_b$  entonces:

$$J = \frac{q_0}{P_R - P_{wf}} \quad \text{Ec. [2.11]}$$

$$\text{y } q_b = J(P_R - P_b) \quad \text{Ec. [2.12]}$$

Entonces podemos construir la porción saturada de la curva (ya que el primer tramo es recto).

Si en cambio  $P_{wf} < P_b$  el caso es más complejo. El valor de J se obtiene combinando ecuaciones de forma de llegar a:

$$J = \frac{q}{P_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left\{ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left[ \frac{P_{wf}}{P_b} \right]^2 \right\}} \quad \text{Ec. [2.13]}$$

### 2.1.3.2 Factor de eficiencia de standing

El método de Vogel no tenía en cuenta la posibilidad de que el pozo estuviera dañado o estimulado. Standing propuso en 1970 una modificación al método de Vogel para contemplar dicha posibilidad.

Standing definió una eficiencia de flujo F.E. como:

$$F. E. = \frac{PR - P'_{wf}}{PR - P_{wf}} \quad \text{Ec. [2.14]}$$

Donde

$$P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_{skin} \quad \text{Ec. [2.15]}$$

y entonces

$$F. E. = \frac{PR - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{PR - P_{wf}} \quad \text{Ec. [2.16]}$$

De esta forma un pozo sin daño (F.E.= 1) fluirá a un caudal q para una presión de fluencia menor P'wf mientras que el pozo dañado debe fluir a la presión menor Pwf de modo de producir el mismo caudal q.

Si bien Standing presentó su trabajo en forma gráfica combinando ecuaciones es posible llegar a una ecuación analítica:

$$\frac{q_0}{FE=1} = 1.8 F. E. \frac{(1-P_{wf})}{PR} - 0.8 (F. E.)^2 \left[ 1 - \frac{P_{wf}}{PR} \right]^2 \quad \text{Ec. [2.17]}$$

Donde q<sub>0</sub> max FE=1

Q<sub>0</sub> max = máximo caudal que puede obtenerse del pozo si FE = 1

Si F.E. = 1 la ecuación en la ecuación anterior se reduce a la ecuación Vogel. Una de las principales aplicaciones del método de Standing es predecir la performance de un pozo si fuera estimulado. De un ensayo se obtiene el valor de F.E.=1 q<sub>0</sub> max y luego se usa la ecuación anterior para calcular la IPR con cualquier valor de F.E.

En función de que el caudal está referido al caudal máximo con eficiencia 1, si F.E. es mayor que 1 algunos autores sugieren extrapolar las curvas hasta

$P_{wf} = 0$ , aunque Brownno aconseja dicho procedimiento, por dar resultados inconsistentes.

Camacho y Raghavan propusieron recientemente redefinir el factor de eficiencia de flujo a fin de mejorar los resultados para pozos estimulados. Estos autores sugieren emplear una forma cuadrática.

$$F. E. = \frac{\left[1 + 0.8 \frac{P'_{wf}}{PR}\right] \left[1 - \frac{P'_{wf}}{PR}\right]}{\left[1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{PR}\right] \left[1 - \frac{P_{wf}}{PR}\right]} \quad \text{Ec. [2.18]}$$

## 2.2 MARCO CONCEPTUAL

Nodo.- Un punto, elemento ó componente de un sistema de producción seleccionado en forma arbitraria como centro del balance. Pueden ser, nodo simple ó nodo funcional.

Nodo Simple.- Representa un nodo cualesquiera del sistema de producción seleccionado a conveniencia para el análisis.

Nodo Funcional.- Representa elementos o dispositivos que generan una caída de presión adicional al sistema y se puede modelar de acuerdo a una relación de flujo. En general, identifican elementos controladores de flujo al interior del sistema de producción.

El nodo en el separador y nodo en la presión estática de la formación.- constituyen nodos de significado especial porque su presión no depende del caudal y representan por lo tanto, puntos de partida para el análisis nodal. El nodo en el separador representa la presión de trabajo del separador. Esta presión se considera fija y definida con criterios de diseño de las facilidades en superficie y por lo tanto no fluctúa con los cambios en caudal líquido.

El nodo en la presión de la formación.- Representa una característica del yacimiento a un estado de depletación dado y por lo tanto su valor no depende de la variación del caudal.

Presión necesaria.- Valor de presión que requiere el fluido para que este pueda vencer las resistencias y llegar hasta un nodo definido. La presión necesaria aumenta con el aumento del caudal y se obtiene con los modelos de flujo multifásico a partir del separador en dirección contraria al flujo.

Curva Outflow.- Para un nodo dado, la curva Outflow representa los valores de presión necesaria (demanda) obtenidos en función del caudal.

Curva Inflow.- Para un nodo dado, la curva Inflow representa los valores de presión disponibles (oferta) en el nodo, obtenidos en función del caudal.

Punto solución.- El punto de intersección de las curvas de inflow y outflow definen el caudal a producir por el sistema de producción considerado y también se conoce como el caudal de equilibrio. En el caudal de equilibrio se asegura el balance ó equivalencia entre la capacidad productora de la formación y la capacidad de flujo del sistema. Por lo tanto, se considera que para el caudal de equilibrio se tienen establecidas en el sistema condiciones de flujo estable. El caudal determinado no representa ni la producción máxima ni la mínima, ni siquiera la óptima. Representa el caudal que produce el pozo con ese sistema de producción asumido.

Análisis nodal para sistemas de producción simples.- Se denomina un sistema simple a aquellos en los cuales no aparece un nodo funcional y la tubería permanece libre en todo el sistema completo.

Índice de Productividad.- La razón de la rata de producción, en barriles fiscales por día a la presión diferencial ( $p_e - p_w$ ) en el punto medio del intervalo productor, se denomina índice de productividad.

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. Después de un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo se determina la presión estática  $p_e$ , y luego que el pozo haya producido a una rata estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión fluyente en el fondo,  $p_{wf}$  empleando el mismo medidor.

La diferencia ( $p_e - p_{wf}$ ) se denomina presión diferencial o caída de presión (drawdown) ( $p_e - p_{wf}$ ).

**Análisis de Pruebas de Presión.-** Las pruebas de pozo son una función técnica clave en la industria petrolera y del gas. A menudo se usa una prueba de pozo como la tecnología principal para monitorear el desempeño de tales inversiones o para diagnosticar comportamientos no esperados de pozo o reservorio. Los resultados del análisis de la data de pruebas de pozo son usados para tomar decisiones de inversiones.

Las pruebas de pozo proveen información para establecer las características del reservorio, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el daño de formación.

El análisis de prueba de presión es un procedimiento para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de perforación, el cual permite registrar la presión y temperatura de fondo y evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento. También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de superficie, fondo y a diferentes profundidades para la determinación de sus propiedades; dicha información se cuantifica y se utiliza en diferentes estudios para minimizar el daño ocasionado por el fluido de perforación a pozos exploratorios o de avanzada, aunque también pueden realizarse en pozos de desarrollo para estimación de reservas.



Es importante tomar las siguientes consideraciones:

- Estimar el tiempo de duración de la prueba.
- Estimar la respuesta de presión esperada.
- Contar con un buen equipo debidamente calibrado para medir presiones.
- Tener claras las condiciones del pozo.

Características de la planificación:

- Consideraciones operacionales
- Cálculos requeridos para el diseño
- Ejemplo de diseño de una prueba de restauración de presión.

La prueba de presión es fundamental para determinar los siguientes parámetros:

Obtener propiedades y características del yacimiento como:

- permeabilidad y presión estática del yacimiento.

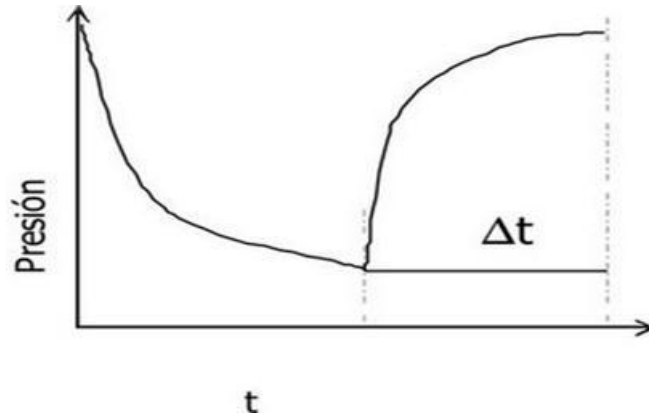
Predecir parámetros de flujo como:

- Límites del yacimiento.
- Daño de formación.
- Comunicación entre pozos.

Tipos de pruebas de presión:

Pruebas de restauración de presión "Build up tests".

Se realizan en pozos productores y consiste en hacer producir el pozo para luego cerrarlo y registrar la presión de fondo medido en función del tiempo.



**Figura 2.2** Prueba de restauración de presión “Build up test”.

<http://lacomunidadpetrolera.com/pruebaderestauraciondepresion>

Al cerrar el pozo, la presión comienza a subir partiendo de la  $P_{wf}$  (presión de fondo fluvente) hasta que luego de un tiempo considerado de cierre  $\Delta t$ , la presión registrada de fondo alcanza el valor estático  $P_e$  (presión estática).

El registro de presión de fondo, representa una presión estática en proceso de restauración ( $P\Delta t$ ), la cual no necesariamente alcanza el valor estático de  $P_e$ .

$$P\Delta t \leq P_e$$

Dependerá del tiempo de cierre del pozo y del tiempo de producción. A medida que el tiempo de cierre se incrementa  $P\Delta t$  se aproximará a  $P_e$ .

Podemos determinar a través de esta prueba:

- Estimar la permeabilidad del yacimiento.
- Determinar la presencia de daño.
- Estimar la presión estática del yacimiento.
- Geometría del yacimiento.

## **2.3 ALCANCE**

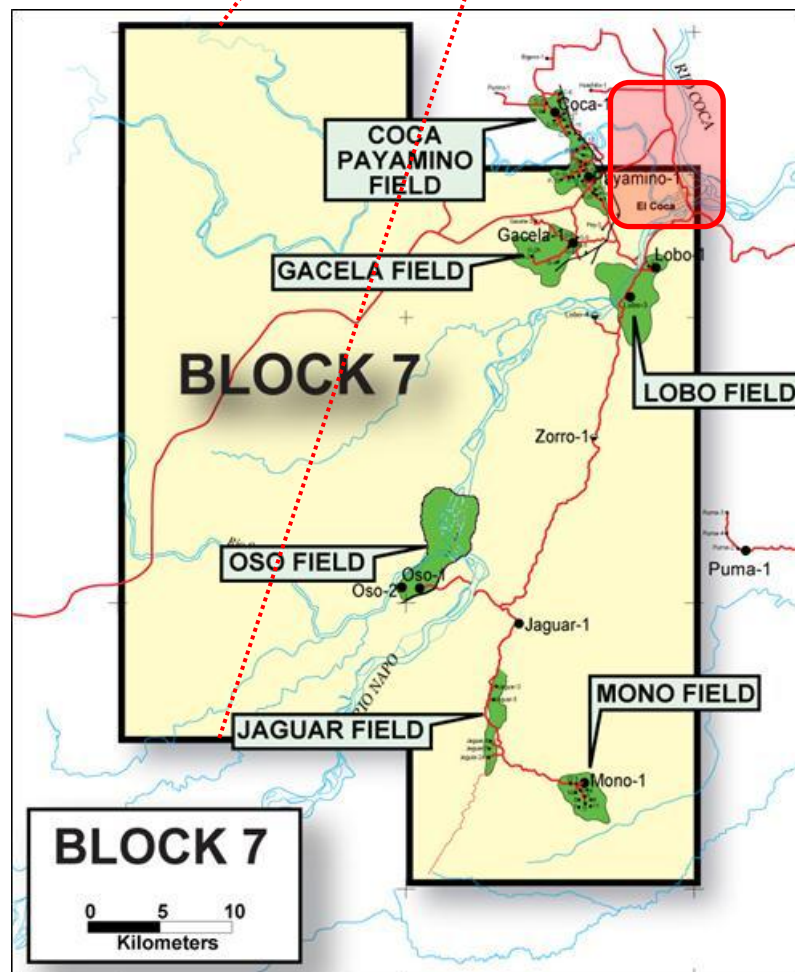
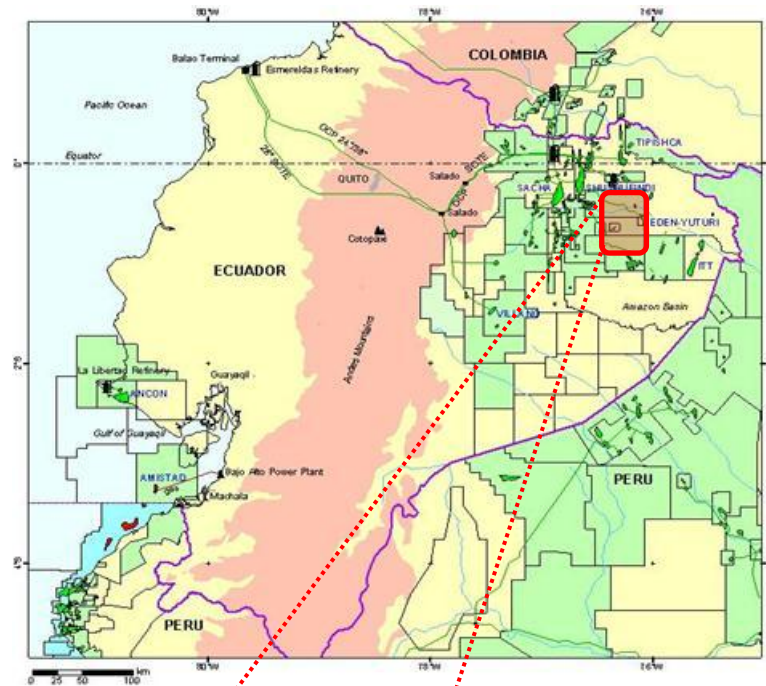
Nuestro estudio estará enfocado a la influencia que tendrá el análisis nodal de cada pozo, en la optimización de la producción del campo, además este estudio nos permite determinar el caudal que produce un pozo, diagnostica pérdida de capacidad de flujo de las líneas ó tuberías, permite diseñar el tamaño de los componentes de un sistema de producción, facilita seleccionar y diseñar los controladores de flujo superficiales, permite evaluar el efecto sobre el caudal de producción de un proceso de estimulación, permite evaluar el efecto sobre el caudal de producción de un sistema de levantamiento artificial, facilita encontrar alternativas para aumentar ó controlar el caudal de producción de un pozo, el análisis nodal representa una herramienta de diagnóstico de las condiciones de flujo del sistema de producción en su totalidad.

## **2.4 HIPÓTESIS**

Las condiciones del campo Payamino específicamente la presión del reservorio, han cambiado con el tiempo, por tal razón se realizara el análisis nodal a los pozos del campo, actualización de las curvas de influjo y con esta información seleccionar una nueva geometría de la bomba Jet, para así lograr optimización de la producción, es decir seleccionar bombas que nos den los mismos resultados o mejores con una disminución de energía y menor volumen de fluido motriz.

## **2.5 UBICACIÓN DEL CAMPO PAYAMINO**

El Bloque 7 se encuentra ubicado aproximadamente a 160 Kilómetros al este de Quito en el Oriente Ecuatoriano. El Bloque cubre un área de 593 000 acres (2400 Kilómetros cuadrados). El campo Coca-Payamino se encuentra en la esquina noreste del Bloque 7.



**Figura 2.3** Ubicación campo Payamino  
 (Base de datos Ingeniería de Operaciones B7, 2.014)

### **2.5.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA**

El campo Coca-Payamino fue descubierto por Texaco en diciembre del año 1 970, con la perforación del primer pozo Coca #1, La arena que fue por primera vez probada en ese campo fue Hollin Principal, los registros eléctricos indicaban un intervalo productivo arriba de un contacto agua/petróleo. En cuanto al campo Payamino específicamente, la arena Hollin Principal también fue probada cuando se perforo el pozo Payamino #1 en 1 986 por British Petroleum Development Limited (BP). En Diciembre de 1 993 la producción promedio del campo fue 9500 BOPD y 21 800 BWPD.

El 18 de diciembre de 1 985, la ex-Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, luego Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) suscribió con British Petroleum Development Limited (BP) un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 7 de la Región Amazónica Ecuatoriana. A la finalización de la exploración, B.P. había perforado 7 pozos y corrido 1 100 kilómetros de líneas sísmicas, habiendo descubierto 5 estructuras que probaron tasas de producción entre 200 y 1 500 BPD, tales estructuras encontradas fueron: Payamino, jaguar, Oso, Mono y Lobo. Con la información disponible en ese entonces, se estableció que el campo vecino Coca de Petroecuador y el campo Payamino eran compartidos.

Durante el periodo de Exploración, B.P. sometió a consideración de Petroecuador el Plan de Desarrollo para la Explotación Unificada de la formación Hollín Principal del campo Coca-Payamino, dejando abierta la posibilidad de producir de los yacimientos superiores, el que fue materia de varias negociaciones tanto con el Ministerio de Energía y Minas como con Petroecuador, habiendo sido aprobado el plan mediante resolución del Directorio de Petroecuador el 26 de Junio de 1 990, y por el Ministerio de Energía y Minas a través de la dirección Nacional de Hidrocarburos el 20 de julio de 1 990.

El 16 de agosto de 1 990 el directorio de Petroproducción autorizó a dicha compañía el inicio del periodo de Explotación. El 30 de agosto de 1 990, B.P. declaró la comercialidad del Bloque 7 de la Región Amazónica Ecuatoriana.

El 30 de agosto de 1 990, el Ministerio de Energía y Minas autorizó a British Petroleum Development Limited (BP) la transferencia del 100% de sus derechos y obligaciones que poseía en el Bloque 7 de la Región Amazónica Ecuatoriana en favor de Oryx Ecuador Energy Company.

CEPE perforó los pozos Payamino 02 y Payamino 04 en el área contigua al Bloque 7, resultando ellos productivos. Posteriormente y como consecuencia de la perforación del pozo Jabalí 01 (Payamino 10) y su posterior interpretación llegó a demostrar que la estructura Jabalí era parte del campo Coca-Payamino, por lo que a mediados de 1 993, Petroecuador y la contratista de ese entonces Oryx Ecuador Energy Company, llevaron a cabo un estudio de actualización de reservas del campo Coca-Payamino habiéndose llegado a determinar nuevos porcentajes de participación. Los nuevos porcentajes aprobados por las partes son de 54% para Petroecuador y 46% para la compañía contratista. Estos nuevos porcentajes de participación fueron aprobados por los gerentes de las dos compañías con fecha 8 de octubre de 1 993, y comenzaron a regir desde el 1 de enero de 1994.

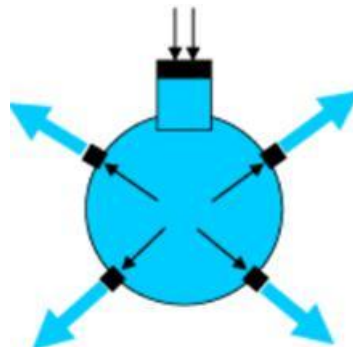
Hasta el mes de abril de 1 998 se ha producido 28 019 231 barriles de petróleo, correspondiendo 14 444316 barriles de petróleo a la formación Hollín Principal, 6 754 359 barriles de petróleo a la formación Hollín Superior, 4 166 502 barriles de petróleo a la Arenisca U y 2 542 498 barriles de petróleo a la arenisca Basal Tena.

## 2.6 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET Y ANÁLISIS NODAL

### 2.6.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

#### 2.6.1.1 Introducción

El principio fundamental aplicado al bombeo hidráulico es la ley de Pascal, esta ley fue enunciada por el físico y matemático francés Blaise Pascal que se resume en la frase: la presión ejercida sobre un fluido poco compresible y en equilibrio dentro de un recipiente de paredes indeformables se transmite con igual intensidad en todas las direcciones y en todos los puntos del fluido.



**Figura 2.4** Ley de Pascal

([http://es.wikipedia.org/wiki/Blaise\\_Pascal](http://es.wikipedia.org/wiki/Blaise_Pascal), 2.014)

La aplicación de este principio permite transmitir altos niveles de presión a través de un fluido llamado motriz, desde un lugar centralizado o individual en la superficie a través de una tubería, hasta el fondo de un pozo o cualquier número de pozos (sistema centralizado), para accionar una bomba de subsuelo acoplada a una camisa.

El sistema de levantamiento artificial hidráulico tiene como elemento principal de funcionamiento una bomba de subsuelo, la cual puede ser una bomba tipo Pistón o tipo Jet, para nuestro caso estudiaremos la tipo Jet.

## **2.6.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO**

En términos generales citaremos algunas de las ventajas y desventajas que caracterizan éste sistema de levantamiento artificial:

### **2.6.2.1 Ventajas**

- En bombas libres no se requiere Rig de reacondicionamiento para recuperar las bombas de subsuelo.
- Capacidad de elevar grandes caudales de producción desde grandes profundidades.
- Aplicable a pozos desviados y/o direccionales.
- Descensos y ascensos libre de la bomba sin intervención de equipos.
- Proporciona una gran flexibilidad para adaptarse a los diferentes cambios de caudales cuando el pozo se encuentra en producción.
- El rango de confiabilidad de trabajo en pozos direccionales es mayor que el de los otros sistemas.
- Todos los pozos que funcionan con bombeo hidráulico pueden accionarse desde una sola fuente de fluido motriz.
- Permite agregar el sistema a nuevos pozos y/o mejorar el potencial de energía en un sistema ya existente.
- El método de extracción de la bomba puede variar fácilmente mediante una simple operación con válvulas.

### **2.6.2.2 Desventajas**

- No es recomendable y/o aplicable la utilización de la bomba hidráulica en campos que presentan altas cantidades de gas.
- Para que exista una operación eficiente de la bomba hidráulica el fluido motriz debe estar completamente limpio.
- Al tener que manejar el sistema a altas presiones, se debe realizar el trabajo con muchas precauciones y alto grado de seguridad.



- Si existen factores tales como de arena, escala, gas o corrosión, las bombas hidráulicas tendrán diferentes tipos de problemas operacionales.
- Es indispensable acondicionar o limpiar el fluido motriz.
- Los sistemas centralizados requieren grandes volúmenes de tratamiento.

### **2.6.3 SISTEMAS DE OPERACIÓN DEL BOMBEO HIDRÁULICO**

Hay básicamente dos sistemas de operación en el bombeo hidráulico:

- Sistema de fluido motriz abierto (OPF)
- Sistema de fluido motriz cerrado (CPF)

En un sistema cerrado (CPF) de fluido motriz, no se permite que los fluidos de producción se mezclen con los fluidos motrices de operación dentro de ninguna parte del sistema. En un sistema abierto (OPF) de fluido motriz, el fluido de operación se mezcla con el fluido producido de pozo y regresa a la superficie.

#### **2.6.3.1 Sistema de fluido motriz abierto**

En un sistema abierto de fluido motriz, sólo se requieren dos conductos de fluido en el pozo: uno para contener el fluido motriz a presión y dirigirlo a la sección motriz de la bomba, y otro conducto, usualmente el espacio anular, para contener el fluido motriz que ya accionó la bomba, más el fluido producido, en su retomo a la superficie.

Por cuanto el sistema abierto es el más sencillo, económico y mucho más común.

A más de la sencillez y la ventaja económica del sistema abierto OPF, hay otras ventajas inherentes al mezclar los fluidos motriz y producido.

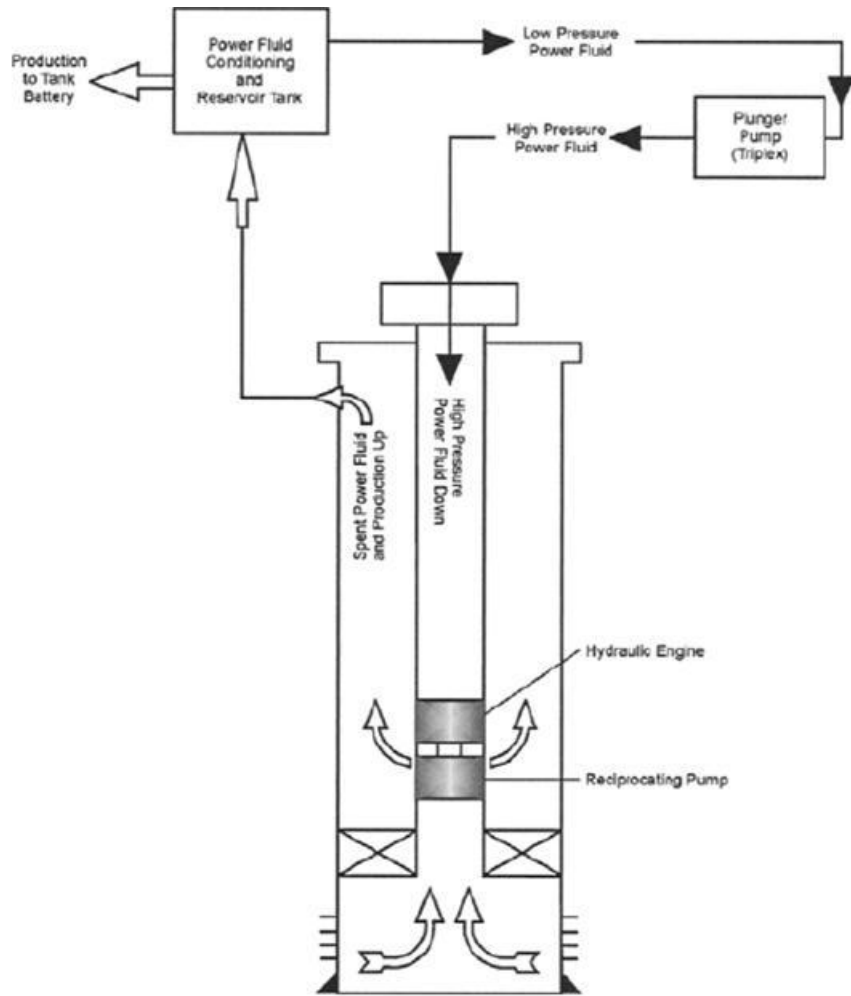
El fluido motriz circulante es el medio ideal para transportar aditivos químicos al fondo de pozo. Los inhibidores de corrosión, incrustación y parafina

pueden agregarse para extenderla vida útil de los equipos de subsuelo. Además, si los fluidos producidos tienden a formar emulsiones dentro de pozo, puede añadirse anti-emulsionantes al fluido motriz. Además el fluido motriz, al mezclarse con el fluido producido actúa como diluyente.

Cuando se levanten fluidos producidos que sean altamente corrosivos, el fluido motriz reduce su concentración.

Cuando se produce un petróleo extremadamente viscoso, el fluido motriz inyectado puede reducir dicha viscosidad al diluir el fluido de retorno, para que sea más fácil levantar el crudo pesado.

Al producir fluidos con alto contenido de parafina, el sistema abierto OPF permite circular fluidos calentados o con agentes disolventes dentro de las líneas de fluido motriz, para eliminar la acumulación de cera que pueda reducir o paralizar la producción.



**Figura 2.5** Sistema de fluido motriz abierto

(Kermit E. Brown, 1.980)

### **2.6.3.2 Sistema de fluido motriz cerrado**

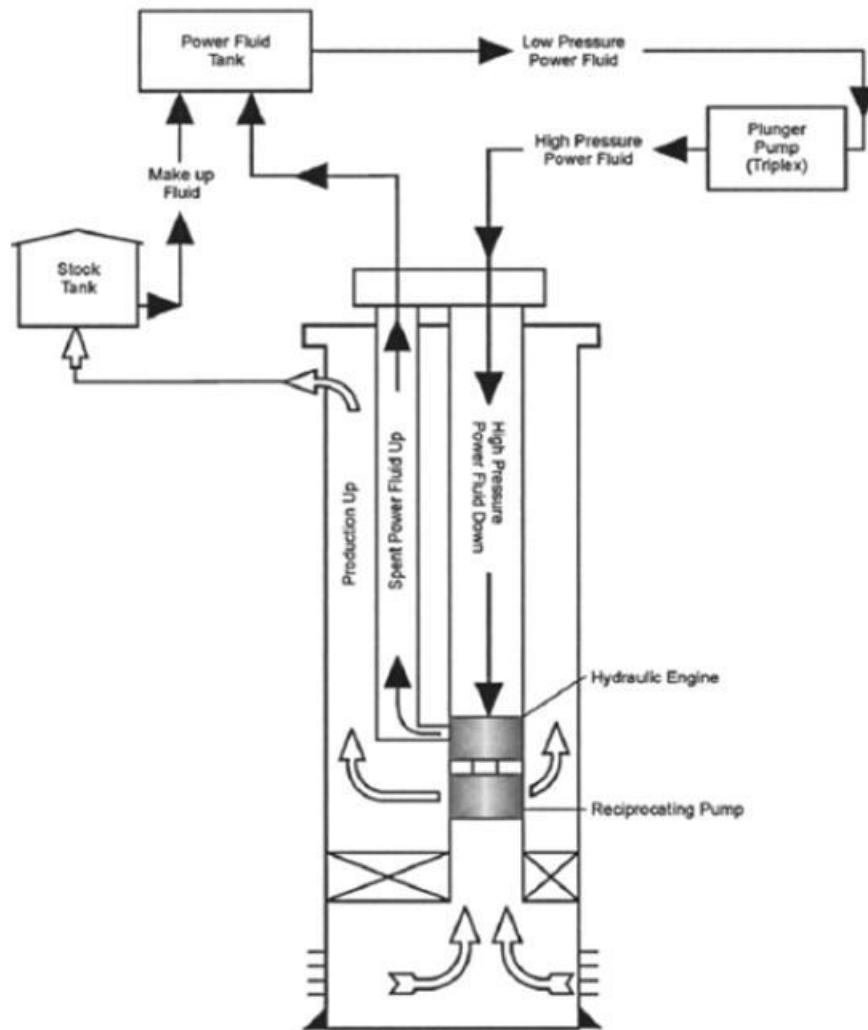
En un sistema cerrado de fluido motriz, se requiere una sarta adicional de tubería, tanto dentro de pozo como en superficie. Una de las sartas es para transportar la producción hasta la batería de tanques, y la otra para que retorne el fluido motriz que ya cumplió su función en el fondo de pozo hasta el tanque respectivo para volverse a presurizar y recircular. Esta exigencia de una sarta adicional de tubería, más la complejidad asociada del diseño en el fondo de pozo, hace que el sistema cerrado sea más costoso que el abierto. Por esta razón, el sistema CPF se utiliza menos que la configuración abierta de fluido motriz.

El CPF puede resultar ligeramente preferente en las plataformas marinas y en algunas instalaciones industriales o residenciales, cuando el espacio disponible es escaso y costoso. El tanque de acondicionamiento del fluido motriz necesita tener sólo el tamaño necesario para proporcionar un volumen adecuado de fluido motriz para alimentar a la bomba múltiplex. El tamaño del tanque de fluido motriz requerido es relativamente pequeño y todo el fluido producido podrá introducirse directamente en la línea de flujo.

Hay que comprender que aun en un sistema completamente cerrado, el fluido motriz no seguiría limpio indefinidamente aunque todas las tuberías, acoples, bombas, tanques, etc. estuvieran libres de materiales contaminados.

Ningún fluido motriz es absolutamente no corrosivo, incluso el diésel puro puede corroer ligeramente los recipientes de acero.

Cuando existe una fuga mínima en los equipos de fondo, el fluido motriz recirculado será cada vez menos y más sucio.



**Figura 2.6** Sistema de fluido motriz cerrado

(Kermit E. Brown, 1.980)

#### 2.6.4 BOMBA JET

Es un tipo especial de bomba de subsuelo que no emplea partes móviles y ejecuta su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre el fluido motriz y el fluido del pozo que se produce cuando éstos se mezclan.

La ausencia de partes móviles estrechamente ajustadas permite a la bomba jet tolerar fluidos de producción abrasivos y corrosivos que para el caso de otros sistemas de levantamiento artificial son limitaciones importantes.

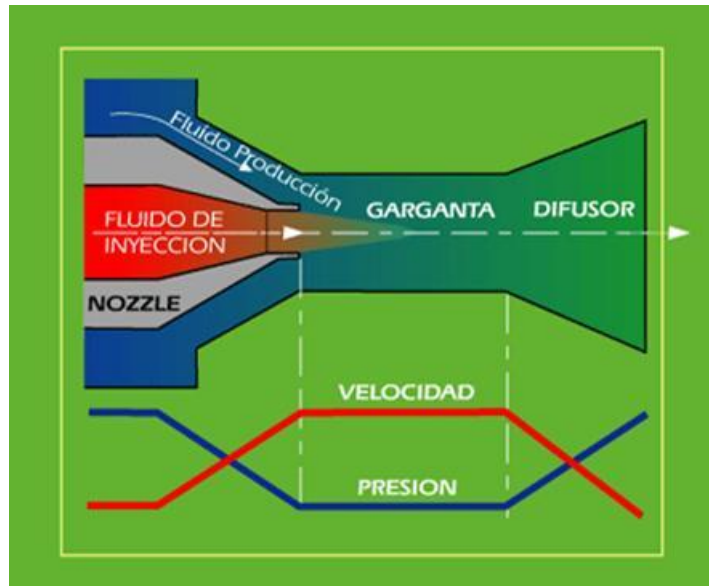
Otra ventaja de las bombas jet es la solidez de la sección de trabajo, que hace que pueda adaptarse a casi cualquier completación de fondo de pozo, frecuentemente se pueden obtener tasas de producción más altas que con las bombas de pistón, por lo que se recomienda su uso en pozos con altos IP, así como también en pozos con presencia de escala, producción de gas y presencia de arena.

Estas bombas no son aplicables a todos los pozos, pues necesitan presiones de succión relativamente altas para evitar cavitación y no requerir altas potencias.

#### **2.6.5 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA JET**

Los caudales de producción y fluido motriz en las bombas jet se controlan mediante una combinación de boquillas y gargantas. Diferentes configuraciones geométricas se utilizan para controlar la luz entre los orificios de la boquilla y el tubo de mezcla para lograr los caudales deseados de producción.

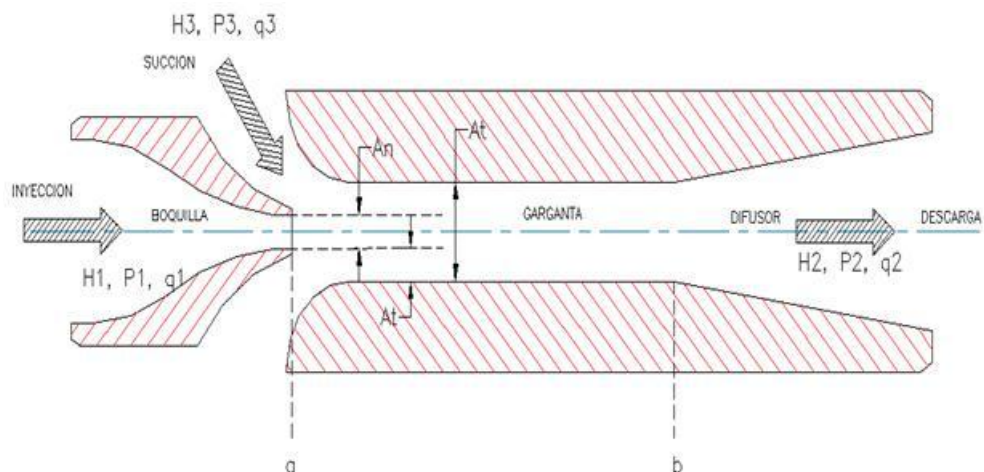
Básicamente funcionan gracias al principio del tubo Venturi, que consiste en una reducción del área transversal de flujo, para producir un aumento en la velocidad del fluido y que consecuentemente genera una caída de presión. Ver figura 2.7.



**Figura 2.7** Principio de funcionamiento bomba Jet

(Manual de Operaciones de Campo Sertecpet, 2.012)

El fluido motriz se bombea a un caudal determinado ( $Q_1$ ), ver figura 2.8, hasta la bomba jet en el subsuelo, donde llega a una boquilla con una presión total que se designa como ( $P_1$ ). Este fluido a presión alta se dirige, entonces, a través de la boquilla, lo que hace que la corriente de fluido tenga alta velocidad y baja presión.



**Figura 2.8** Esquema bomba Jet

(Manual de Operaciones de Campo Sertecpet, 2.012)

La presión baja ( $P_3$ ) llamada presión de succión permite que los fluidos del pozo entren en la bomba y sean descargados por la tubería de producción al caudal de producción deseado ( $Q_3$ ).

Entonces el fluido motriz arrastra al fluido del pozo por efectos de la alta velocidad, estos dos fluidos llegan hasta una sección de área constante en donde se mezclan, en este punto se mantiene la velocidad y la presión constante.

Cuando los fluidos combinados llegan al final de esta sección constante, al iniciar el cambio de áreas en el difusor tenemos que la velocidad va disminuyendo a medida que aumenta el área y la presión se incrementa.

Esta alta presión de descarga ( $P_2$ ) debe ser suficiente para levantar los fluidos combinados al caudal deseado ( $Q_2$ ) hasta la superficie.

Los componentes claves de las bombas jet son la boquilla y la garganta. El área de las aperturas en estos elementos determina el rendimiento de la bomba. Estas áreas se designan como  $A_N$  y  $A_T$ .

La relación entre estas áreas  $A_N/A_T$  se conoce como la relación de áreas. Las bombas que tienen las mismas relaciones de áreas tendrán también las mismas curvas de rendimiento.

El volumen de fluido motriz utilizando será proporcional al tamaño de la boquilla.

El área en la bomba debe dar paso al caudal de producción en el espacio anular entre la boquilla y la garganta. Las características de la bomba en cuanto a la cavitación responden sensiblemente a esta área.



## **2.6.6 PRINCIPALES PARTES DE LA BOMBA JET**

Boquilla (Nozzle).- Es una herramienta fabricada para soportar grandes presiones, la característica de esta boquilla es que en el extremo superior tiene un diámetro más grande que en el extremo inferior. Esto para crear mayor velocidad y menor presión a la salida (extremo inferior).

El fluido motriz pasa a través de esta boquilla donde toda su presión se transforma en energía cinética.

Garganta (Throat).- También se lo conoce como tubo mezclador, es la parte de área constante en donde se mezcla el fluido inyectado y el fluido producido.

Espaciador.- Es una herramienta que se coloca entre la boquilla y la garganta, y es aquí en donde entra el fluido producido con el fluido inyectado.

Difusor.- Tiene un área expandida donde la velocidad se transforma en presión suficiente para levantar los fluidos a la superficie. En la figura 2.6 se muestra las partes de una bomba jet.

## **2.6.7 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA BOMBA JET**

Entre las principales ventajas y desventajas de una bomba Jet tenemos:

### **2.6.7.1 Ventajas**

- Las bombas hidráulicas del tipo jet están en la capacidad de manejar con facilidad grandes relaciones de gas y petróleo.

- Las bombas hidráulicas tipo jet por tener un número reducido de partes, su mantenimiento es mínimo y por esta razón su reparación la puede realizar en la locación.
- Las bombas hidráulicas tipo jet pueden producir altos volúmenes y al mismo tiempo manejar sólidos dentro de la producción.
- Gran versatilidad.
- Para recuperar la bomba Jet se lo puede realizar hidráulicamente o utilizando una unidad slick line.
- La bomba jet trabaja con considerables cantidades de Gas sin problemas.
- Se utilizan en pozos desviados, horizontales, verticales y profundos sin inconvenientes.
- Como una ventaja adicional la bomba jet claw es capaz de alojar las memorias registradoras de presión y temperatura en su interior para realizar pruebas de Build up.
- Pueden alojarse en camisas de circulación, cavidades, coiled tubing o en mandriles de gas lift.
- Están construidas de acero de alta calidad con tratamiento térmico prolongado así su vida útil bajo severas condiciones.
- Posee múltiples combinaciones posibles en su geometría.
- Debido a su metalurgia es utilizable para recuperación de ácidos y solventes.
- Es ideal para realizar la limpieza de pozos arenados.
- Puede generar diferenciales de presión en la formación sin necesidad de realizar un cambio de bomba.
- Bajos costos operativos, de servicio y mantenimiento.
- Adaptación para varios caudales de producción.
- Idoneidad para los crudos de gravedad baja y alto punto de fluidez.

### **2.6.7.2 Desventajas**

- Las bombas jet requieren un caballaje alto y obtienen una eficiencia mediana a baja.
- Requieren sumergirse en aproximadamente un 15% para desempeñarse correctamente.

### **2.6.8 TIPOS DE BOMBA JET**

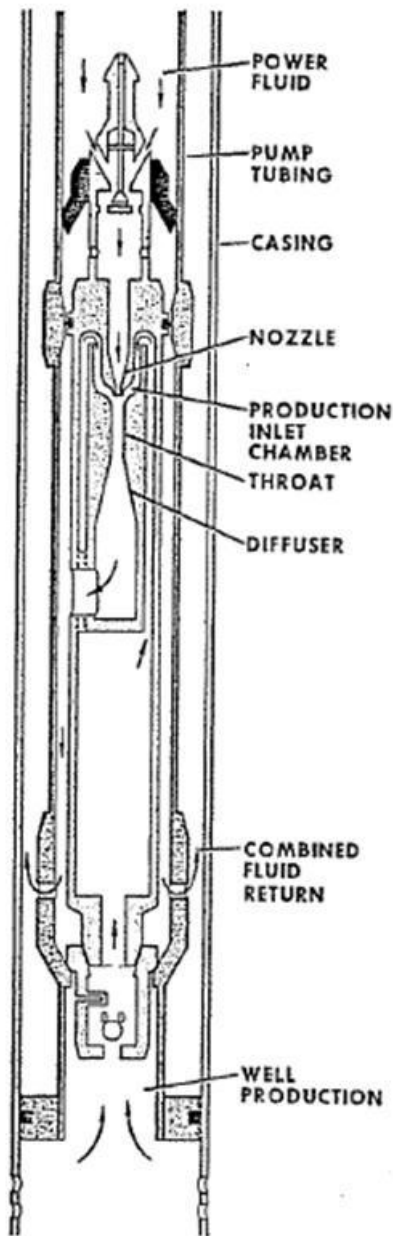
#### **2.6.8.1 Bomba jet directa o convencional**

Se utiliza comúnmente para la producción continua de los pozos y, en algunos casos para pruebas de producción.

Se desplaza y se recupera hidráulicamente, se aloja igual que la reversa en unacamisa deslizable o en una cavidad. El fluido motriz a altapresión es inyectado por la tubería de producción y el aporte del pozo más la inyecciónretornan por el espacio anular hasta la superficie.

En este tipo de bomba, también se pueden alojar en el interior las memory gauges para realizar build-up, o los muestreadores para realizar los análisis de PVT.

En pozos con el casing deteriorado es recomendable utilizar solamente este tipo de bomba, debido a que la presión de retorno por el espacio anular es baja.



**Figura 2.9**Partes de una bomba Jet Convencional

(Kermit E. Brown, 1.980)

### 2.6.8.2 Bomba jet inversa

La Bomba Jet Reversa se utiliza frecuentemente para la obtención de los datos del yacimiento en forma instantánea, por cuanto es necesario solamente desplazarlos fluidos que se encuentran en el tubing, para que inmediatamente se obtenga el fluido de formación. Esta bomba se aloja en

una camisa deslizante, es desplazada hidráulicamente a través del tubing y recuperada con unidad de slick line.

El fluido motriz es inyectado por el espacio anular, y la producción más la inyección retornan por el tubing.

En la evaluación de pozos es muy utilizada cuando se aplica el sistema TCP o DST.

Su mayor aplicación se da en pozos con alta producción de arena, donde los sólidos son evacuados a través del tubing, evitando así, que se produzca la acumulación de sólidos sobre la empacadura. Igualmente en los tratamientos de limpieza con ácidos, se evita que éstos tengan contacto con el casing.

Se puede instalar en su interior los memory gauges, para realizar build-up y ensamblar muestreadores para el posterior análisis PVT.

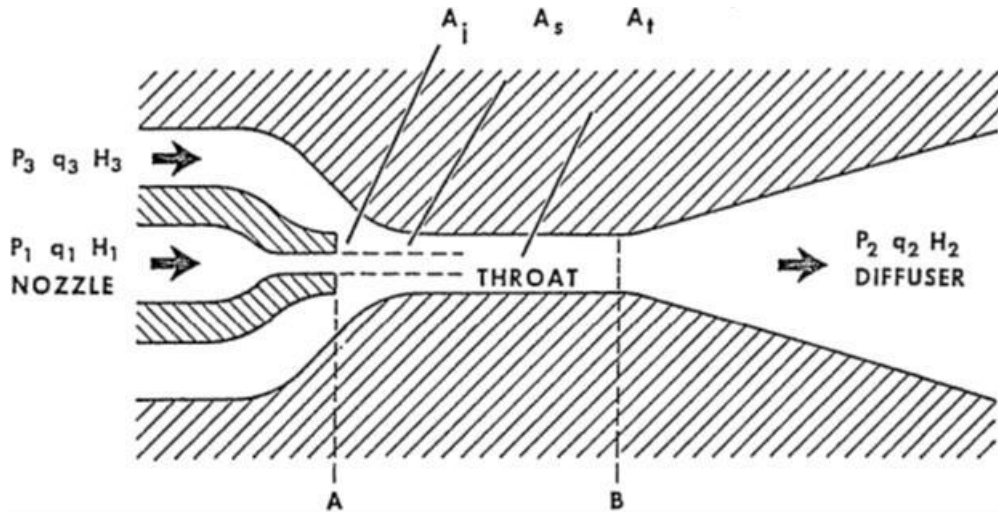
### **2.6.9 DISEÑO BOMBA JET**

Una bomba Jet debe ser capaz de producir un caudal deseado de acuerdo al potencial del pozo. Los requerimientos de potencia en superficie deben mantenerse dentro de límites razonables. La primera parte consiste en converger o intersecar la curva de rendimiento de la bomba Jet con la curva IPR del pozo. Las limitaciones comunes son el caudal y la presión del fluido motriz, ésta última debe ser tan baja como sea posible.

### **2.6.10 MODELO MATEMÁTICO BOMBA JET**

El uso de agua por primera vez en el bombeo hidráulico tipo Jet, se le acreditó a James Thomson en Inglaterra en el año 1852. J.M. Rankine desarrolló la teoría del bombeo Jet en 1870. Posteriormente fueron

elaborados trabajos teóricos por varios escritores, notablemente incluyendo a Lorenz en 1910. Gosline y O'brien realizaron un trabajo de referencia estándar en 1933, incluyendo ambas discusiones teóricas y extensas pruebas de laboratorio.



**Figura 2.10** Esquema bomba Jet

(Kermit E. Brown, 1.980)

Siguiendo el formato usado por Gosline y O'brien, haciendo referencia a la figura 2.10 y a la nomenclatura que se encuentra luego de la bibliografía se definieron los siguientes términos:

$$M = \frac{q_3}{q_1} \quad \text{Ec. [2.19]}$$

$$q_1 = \frac{q_3}{M} \quad \text{Ec. [2.19a]}$$

$$q_1 = \frac{q_{sc}}{M_P} \quad \text{Ec. [2.19b]}$$

$$R = \frac{A_j}{A_t} \quad \text{Ec. [2.20]}$$

Las relaciones de continuidad son:

$$q_1 = A_j v_j \quad \text{Ec. [2.21]}$$

$$q_3 = A_s v_s \quad \text{Ec. [2.22]}$$

$$q_1 + q_3 = A_t v_t = q_2 \quad \text{Ec. [2.23]}$$

$$A_s + A_j = A_t \quad \text{Ec. [2.24]}$$

De las ecuaciones 2.23 y 2.24 obtenemos:

$$v_t = \frac{q_1 + q_3}{A_s + A_j} = \frac{q_1 + q_3}{A_t} \quad \text{Ec. [2.25]}$$

De las ecuaciones 2.20 y 2.24 obtenemos:

$$\frac{A_s}{A_j} = \frac{A_t - A_j}{A_j} = \frac{\frac{1}{A_t}(A_t - A_j)}{\frac{A_j}{A_t}} = \frac{1 - \frac{A_j}{A_t}}{\frac{A_j}{A_t}} = \frac{1 - R}{R}$$

$$\frac{A_s}{A_j} = \frac{1 - R}{R} \quad \text{Ec. [2.26]}$$

El modelo de Lorenz estableció que la pérdida de carga, al efectuarse la mezcla de los fluidos en la bomba, es proporcional al cuadrado de la diferencia de las velocidades de los fluidos mezclados, por lo tanto, la pérdida de energía por unidad de tiempo en la zona de la cámara de mezclado se expresa como:

$$L = q_1 \rho \frac{(v_j - v_t)^2}{2g} + q_3 \rho \frac{(v_s - v_t)^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.27]}$$

La energía por unidad de tiempo proporcionada por la tobera es:

$$E_j = q_1 \rho (H_1 - H_2) \quad \text{Ec. [2.28]}$$

La energía por unidad de tiempo agregada al fluido de producción es:

$$E_s = q_3 \rho (H_2 - H_3) \quad \text{Ec. [2.29]}$$

La pérdida de energía por unidad de tiempo debido a la resistencia por fricción en los límites de la cámara de mezclado es aproximadamente:

$$F_t = \rho K_t (q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.30]}$$

Donde  $v_t$  es la velocidad promedio de la ecuación 2.25 y  $K_t$  es el factor de resistencia calculado como para flujo en tuberías. De igual manera para el difusor, circuito de succión y tobera:

$$F_d = \rho K_d (q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.31]}$$

$$F_s = \rho K_s (q_3) \frac{v_s^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.32]}$$

$$F_j = \rho K_j (q_1) \frac{v_j^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.33]}$$

La pérdida total de energía por unidad de tiempo debido a la fricción es:

$$F_f = F_t + F_d + F_s + F_j$$

Sustituyendo las ecuaciones correspondientes:

$$F_f = \rho K_t (q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} + \rho K_d (q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} + \rho K_s (q_3) \frac{v_s^2}{2g} + \rho K_j (q_1) \frac{v_j^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.34]}$$

Simplificando la ecuación 2.34:

$$F_f = \rho (K_t + K_d) (q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} + \rho K_s (q_3) \frac{v_s^2}{2g} + \rho K_j (q_1) \frac{v_j^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.35]}$$

Utilizando las ecuaciones 2.27, 2.28, 2.29 y 2.35, la potencia proporcionada es igual al trabajo efectuado por unidad de tiempo más las pérdidas en la mezcla, más las pérdidas por fricción:

$$q_1 \rho (H_1 - H_2) = q_3 \rho (H_2 - H_3) + q_1 \rho \frac{(v_j - v_t)^2}{2g} + q_3 \rho \frac{(v_s - v_t)^2}{2g} + \rho (K_t + K_d) (q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} + \rho K_s (q_3) \frac{v_s^2}{2g} + \rho K_j (q_1) \frac{v_j^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.36]}$$

Sustituyendo la ecuación 2.19 en la ecuación anterior y simplificando:



$$\begin{aligned}
(\rho)(H_1 - H_2) &= M(\rho)(H_2 - H_3) + (\rho) \frac{(v_j - v_t)^2}{2g} + M(\rho) \frac{(v_s - v_t)^2}{2g} + \\
(\rho)(K_t + K_d)(1 + M) \frac{v_t^2}{2g} &+ (\rho)K_s M \frac{v_s^2}{2g} + (\rho)K_j \frac{v_j^2}{2g}
\end{aligned} \tag{Ec. [2.37]}$$

Si se desea expresar  $v_s$  y  $v_t$  en términos de la velocidad en la tobera, de las ecuaciones 2.22 y 2.19:

$$v_s = \frac{q_3}{A_s} = \frac{Mq_1}{A_s} \tag{Ec. [2.38]}$$

A partir de las ecuaciones 2.21, 2.38 y 2.26 obtenemos:

$$v_s = \frac{Mv_j A_j}{A_s} = Mv_j \frac{R}{1-R} \tag{Ec. [2.39]}$$

De las ecuaciones 2.25 y 2.19:

$$v_t = \frac{q_1 \left( \frac{q_3}{q_1} + 1 \right)}{A_t} = \frac{q_1(1+M)}{A_t} = \frac{v_j A_j}{A_t} (1+M) = v_j R (1+M) \tag{Ec. [2.40]}$$

Sustituyendo la ecuación 2.39 y la ecuación 2.40 en la ecuación 2.37 y eliminando la  $\rho$  tenemos:

$$\begin{aligned}
(H_1 - H_2) &= M(H_2 - H_3) + \frac{[v_j - v_j R(1+M)]^2}{2g} + M \frac{[Mv_j \frac{R}{1-R} - v_j R(1+M)]^2}{2g} + (K_d + \\
K_t)(1 + M) \frac{[v_j R(1+M)]^2}{2g} &+ K_s M \frac{[Mv_j \frac{R}{1-R}]^2}{2g} + K_j \frac{v_j^2}{2g}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
(H_1 - H_2) &= M(H_2 - H_3) + v_j^2 \frac{[1-R(1+M)]^2}{2g} + \frac{v_j^2}{2g} M \frac{[M \frac{R}{1-R} - R(1+M)]^2}{2g} + (K_d + K_t)(1 + \\
M)v_j^2 \frac{[R(1+M)]^2}{2g} &+ K_s M v_j^2 \frac{[M \frac{R}{1-R}]^2}{2g} + K_j \frac{v_j^2}{2g}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
(H_1 - H_2) &= M(H_2 - H_3) + \frac{v_j^2}{2g} \left\{ K_j + K_s M^3 \left( \frac{R}{1-R} \right)^2 + (K_t + K_d)(1 + \right. \\
M)^3 R^2 + [1 - R(1 + M)]^2 &+ M \left[ M \frac{R}{1-R} - R(1 + M) \right]^2 \left. \right\} \tag{Ec. [2.41]}
\end{aligned}$$

Considerando la ecuación de Bernoulli para el fluido motriz, circuitos de succión y descarga:

$$\text{Fluido motriz, } H_1 = \frac{P_a}{\rho} + \frac{v_j^2}{2g} + K_j \frac{v_j^2}{2g} = \frac{P_a}{\rho} + (1 + K_j) \frac{v_j^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.42]}$$

$$\text{Succión, } H_3 = \frac{P_a}{\rho} + \frac{v_s^2}{2g} + K_s \frac{v_s^2}{2g} = \frac{P_a}{\rho} + (1 + K_s) \frac{v_s^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.43]}$$

$$\text{Descarga, } \frac{P_b}{\rho} + \frac{v_t^2}{2g} = H_2 + K_d \frac{v_t^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.44]}$$

Tomando la diferencia entre la ecuación 2.42 y 2.43 tenemos:

$$H_1 - H_3 = (1 + K_j) \frac{v_j^2}{2g} - (1 + K_s) \frac{v_s^2}{2g} \quad \text{Ec. [2.45]}$$

De las ecuaciones 2.45 y 2.39 tenemos:

$$H_1 - H_3 = (1 + K_j) \frac{v_j^2}{2g} - (1 + K_s) \frac{v_j^2}{2g} M^2 \left( \frac{R}{1-R} \right)^2 \quad \text{Ec. [2.46]}$$

Despejando  $\frac{v_j^2}{2g}$  de la ecuación 2.46:

$$\frac{v_j^2}{2g} = \frac{(H_1 - H_3)}{(1 + K_j) - (1 + K_s) M^2 \left( \frac{R}{1-R} \right)^2} \quad \text{Ec. [2.47]}$$

Sustituyendo la ecuación 2.47 en la ecuación 2.41:

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{(H_1 - H_3)}{(1 + K_j) - (1 + K_s) M^2 \left( \frac{R}{1-R} \right)^2} \left\{ K_j + K_s M^3 \left( \frac{R}{1-R} \right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 + [1 - R(1 + M)]^2 + M \left[ M \frac{R}{1-R} - R(1 + M) \right]^2 \right\}$$

Simplificando:

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{(H_1 - H_3)}{(1 + K_j) - (1 + K_s) M^2 \left( \frac{R}{1-R} \right)^2} \left\{ K_j + K_s M^3 \left( \frac{R}{1-R} \right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 + 1 - 2R(1 + M) + R^2(1 + M)^2 + M^3 \left( \frac{R}{1-R} \right)^2 - 2M^2(1 + M) \left( \frac{R^2}{1-R} \right) + M(1 + M)^2 R^2 \right\}$$

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{(H_1 - H_3)}{(1 + K_j) - (1 + K_s) M^2 \left( \frac{R}{1-R} \right)^2} \left\{ (1 + K_j) + (1 + K_s) M^3 \left( \frac{R}{1-R} \right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 - 2R - 2RM + R^2 + 2R^2 M + R^2 M^2 - 2 \left( \frac{R^2}{1-R} \right) M^2 - 2 \left( \frac{R^2}{1-R} \right) M^3 + R^2 M + 2R^2 M^2 + R^2 M^3 \right\}$$

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{(H_1 - H_3)}{(1+K_j) - (1+K_s)M^2\left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \left\{ (1 + K_j) + (1 + K_s)M^3 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 + (R^2 + 3R^2 M + 3R^2 M^2 + R^2 M^3) - 2R - 2RM - 2\left(\frac{R^2}{1-R}\right)M^2 - 2\left(\frac{R^2}{1-R}\right)M^3 \right\}$$

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{(H_1 - H_3)}{(1+K_j) - (1+K_s)M^2\left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \left\{ (1 + K_j) + (1 + K_s)M^3 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 + R^2(1 + M)^3 - 2R(1 + M) - 2\left(\frac{R^2}{1-R}\right)M^2(1 + M) \right\}$$

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{(H_1 - H_3)}{(1+K_j) - (1+K_s)M^2\left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \left\{ (1 + K_j) + (1 + K_s)M^3 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (1 + K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 - 2R(1 + M) - 2\left(\frac{R^2}{1-R}\right)M^2(1 + M) \right\} \quad \text{Ec. [2.48]}$$

La ecuación 2.48 es ahora de la forma:

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + N(H_1 - H_3) \quad \text{Ec. [2.49]}$$

Donde:

$$N = \left[ (1 + K_j) + (1 + K_s)M^3 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (1 + K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 - 2R(1 + M) - 2\frac{R^2}{(1-R)}M^2(1 + M) \right] / \left[ (1 + K_j) - (1 + K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2 \right] \quad \text{Ec. [2.50]}$$

Reacomodando términos en la ecuación 2.31:

$$1 = \frac{(H_2 - H_3)}{(H_1 - H_2)}M + \frac{(H_1 - H_3)}{(H_1 - H_2)}N \quad \text{Ec. [2.51]}$$

Note que:

$$\frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2} + 1 = \frac{(H_1 - H_3)}{(H_1 - H_2)} \quad \text{Ec. [2.52]}$$

Sustituyendo la ecuación 2.52 en la ecuación 2.51 tenemos:

$$1 = \frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2} M + \left( \frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2} \right) N \quad \text{Ec. [2.53]}$$

Definiendo:

$$H = \frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2}$$

Entonces:

$$1 = HM + (H + 1)N = HM + HN + N$$

$$H = \frac{1 - N}{M + N} = \frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2} \quad \text{Ec. [2.54]}$$

Donde  $M$  está definida por la ecuación 2.19 y  $N$  por la ecuación 2.50.

La ecuación 2.50 muestra que los parámetros  $K_j$ ,  $K_s$ ,  $K_t$ ,  $K_d$  y  $R$  son características geométricas de la bomba, mientras que,  $M$ , está en función del flujo a través del tamaño de bomba.

$$M = \frac{q_3}{q_1}$$

La ecuación 2.54, por consiguiente está en función únicamente de  $M$  para una bomba dada. Adicional, con respecto a la ecuación 2.54 la carga total es estrechamente aproximada a la presión estática en una aplicación de bombeo hidráulico, por lo tanto:

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} = \frac{1 - N}{N + M} = f(M) \quad \text{Ec. [2.55]}$$

En adelante, la carga total  $H_i$  puede ser asumida igual que la presión estática  $P_i$ , el significado físico del parámetro  $H$  puede verse como la relación del incremento de carga o presión experimentado por la producción de fluido en la bomba y las pérdidas de presión o carga que sufre el fluido motriz en la bomba. Además para altas cargas de descarga, como por ejemplo en un pozo profundo, la geometría de la bomba (descrita por  $R$ ) y la relación de flujo

adimensional  $M$ , deben seleccionarse de manera que se obtenga un valor de  $H$  alto.

### 2.6.11 EFICIENCIA

La eficiencia de una instalación de bombeo hidráulico tipo Jet, está definida como la relación de la potencia ganada por el fluido producido y la potencia perdida por el fluido motriz.

La potencia ganada por el fluido producido del pozo es:

$$(HP)_{q_3} \propto q_3(P_2 - P_3) \quad \text{Ec. [2.56]}$$

La potencia perdida por el fluido motriz es:

$$(HP)_{q_1} \propto q_1(P_1 - P_2) \quad \text{Ec. [2.57]}$$

De las ecuaciones 2.56 y 2.57 obtenemos la eficiencia:

$$E = \frac{(HP)_{q_3}}{(HP)_{q_1}} = \frac{q_3(P_2 - P_3)}{q_1(P_1 - P_2)} \quad \text{Ec. [2.58]}$$

Se observa que el término del lado derecho de la ecuación 2.58 es:

$$M * H = \frac{q_3}{q_1} * \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2}$$

Por lo tanto:

$$\text{Eficiencia} = E = MH = \frac{q_3(P_2 - P_3)}{q_1(P_1 - P_2)} \quad \text{Ec. [2.59]}$$

## 2.6.12 CURVAS DE COMPORTAMIENTO ADIMENSIONAL

El comportamiento de bombas Jet geoméricamente similares, que operan con el mismo número de Reynolds, está descrito por la ecuaciones 2.50, 2.55 y 2.59. En la figura 2.11 se muestra una gráfica de H contra M para diferentes valores de R. Las eficiencias también son graficadas respectivamente como una función de M. Estas curvas fueron elaboradas usando los coeficientes de pérdida establecidos por Gosline y O'Brien:

$$K_j = 0,15, K_s = 0, K_t = 0,28, K_d = 0,10 \quad \text{Ec. [2.60]}$$

La relación de áreas seleccionadas cubren un amplio rango, desde una relación de carga alta para tasas de producción bajas (relación A con R = 0.410), hasta una relación de carga baja para tasas de producción altas (relación E con R = 0.168). En la tabla 2.1 se encuentra el diámetro y el área de tobera y cámara de mezclado:

**Tabla 2.1** Diámetros y áreas de toberas y cámaras de mezclado.

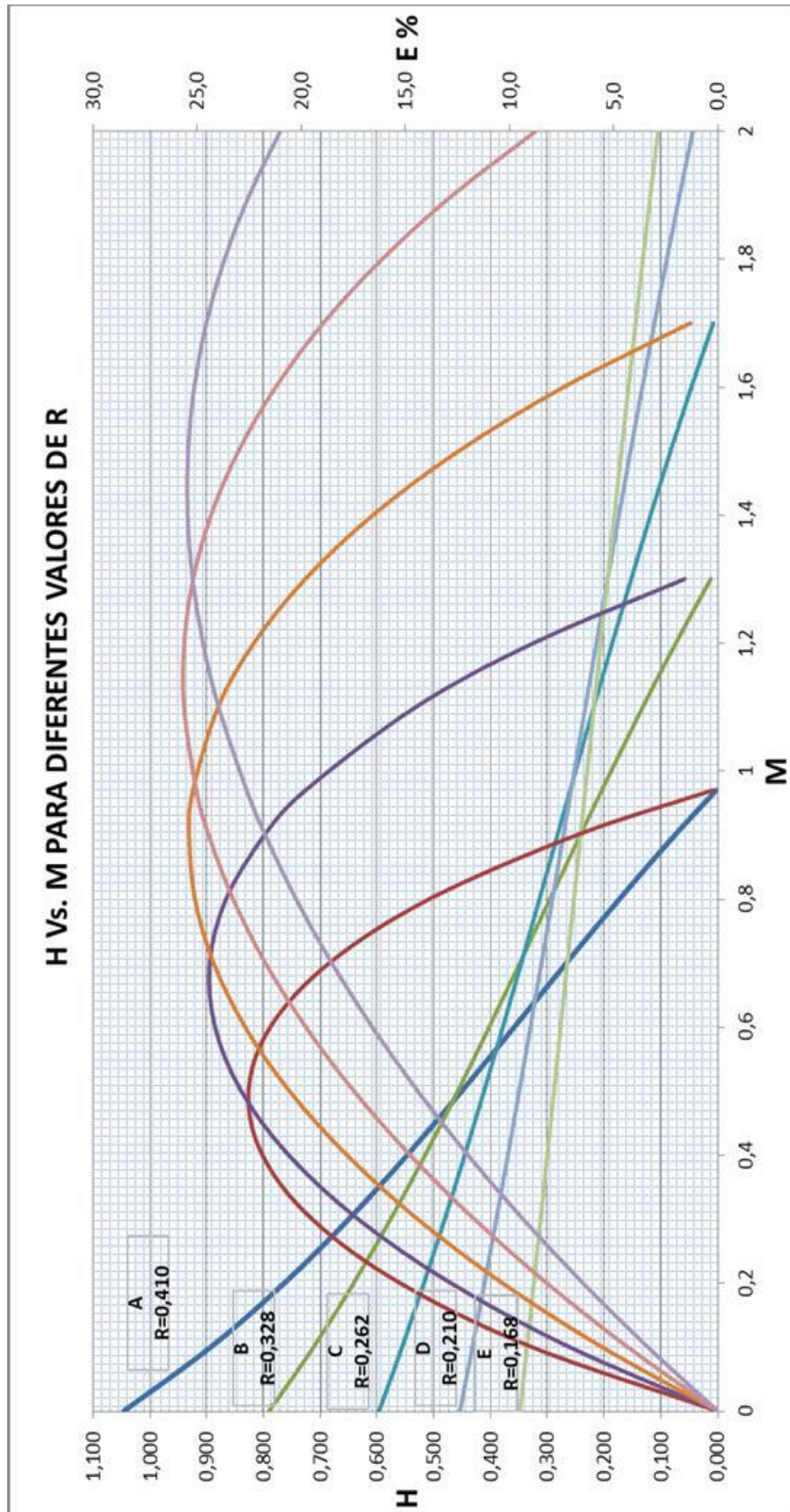
N°	Área de tobera pulg <sup>2</sup>	Diámetro pulg	N°	Cámara de mezclado pulg <sup>2</sup>	Diámetro pulg
1	0.00371	0.06869	1	0.00905	0.10733
2	0.00463	0.07680	2	0.01131	0.12000
3	0.00579	0.08587	3	0.01414	0.13416
4	0.00724	0.09600	4	0.01767	0.15000
5	0.00905	0.10733	5	0.02209	0.16771
6	0.01131	0.12000	6	0.02761	0.18750
7	0.01414	0.13416	7	0.03451	0.20963
8	0.01767	0.15000	8	0.04314	0.23438
9	0.02209	0.16771	9	0.05393	0.26204
10	0.02761	0.18750	10	0.06741	0.29297
11	0.03451	0.20933	11	0.08426	0.32755
12	0.04314	0.23438	12	0.10533	0.36621
13	0.05393	0.26204	13	0.13166	0.40944
14	0.06741	0.29297	14	0.16458	0.45776
15	0.08426	0.32755	15	0.20572	0.51180
16	0.10533	0.36621	16	0.25715	0.57220
17	0.13166	0.40944	17	0.32144	0.64974
18	0.16458	0.45776	18	0.40180	0.71526
19	0.20572	0.51180	19	0.50225	0.79968
20	0.25715	0.57220	20	0.62782	0.89407
			21	0.78477	0.99960
			22	0.98096	1.11759
			23	1.22620	1.24950
			24	1.53275	1.39698

(Fluid Packed Pump)

Una bomba con alta carga se emplea en pozos profundos, note que la máxima eficiencia de la relación A se tiene para  $M = 0.5$ , esto significa que por cada barril producido ( $q_3$ ), debe suministrarse dos barriles de fluido motriz ( $q_1$ ). Por otra parte, las bombas para altas tasas de producción, relación E, se emplean en pozos someros y sólo requieren 0.7 barriles de fluido motriz por cada barril de fluido producido, para un valor de  $M = 1.45$  en el punto de máxima eficiencia.

Debe quedar claro que el comportamiento descrito por la figura 2.11 sólo muestra los puntos de operación normal sin cavitación, considerando los coeficientes de pérdida y las relaciones de áreas anteriormente descritas.





**Figura 2.11** Gráfica de H contra M para diferentes valores de R

(Kermit E. 1.980)

Ejemplo 2.1:

Dados los siguientes datos:

$$P_1 = 6\,000 \text{ lb/pulg}^2$$

$$P_2 = 3\,000 \text{ lb/pulg}^2$$

$$P_3 = 1\,000 \text{ lb/pulg}^2$$

Encontrar M y las eficiencias para las relaciones A, B, C, D y E.

Aplicando la ecuación de H, y con los valores de presión dados, tenemos:

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} = \frac{3\,000 - 1\,000}{6\,000 - 3\,000} = 0.667 \quad \text{Ec. [2.61]}$$

De la figura 2.11, podemos leer un valor de  $M = q_3/q_1$ , de 0.285 y una eficiencia del 19%.

Para una relación de bombeo B con las mismas presiones,  $H = 0.667$ , pero en el punto de operación de  $M = 0.16$ , tenemos una eficiencia de 10.7%.

Las relaciones de bombeo C, D y E, no tiene suficiente capacidad de recuperación para las características de bombeo que resultan en  $H = 0.667$  y a éstas condiciones deberíamos tener flujo inverso fuera del orificio de succión, sin embargo en la práctica esto no sucede ya que se encuentra instalado un standing valve que no permite el flujo inverso.

### 2.6.13 FLUJO EN LA TOBERA

La ecuación 2.47 puede ser arreglada de tal manera que se puede determinar la velocidad en la tobera:

$$v_j = \sqrt{\frac{2g(H_1 - H_3)}{(1 + K_j) - (1 + K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2}} \quad \text{Ec. [2.62]}$$

De la cual se tiene:

$$q_1 = v_j A_j = A_j \sqrt{\frac{2g(H_1 - H_3)}{(1 + K_j) - (1 + K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2}} \quad \text{Ec. [2.63]}$$

La ecuación 2.63 indica que el flujo a través de la tobera está en función no únicamente de la diferencia de carga ( $H_1 - H_3$ ), sino también del caudal de succión, reflejado en el término del denominador contenido en M.

Las pruebas de Cunningham muestran que una representación adecuada del flujo a través de la tobera es de la siguiente manera:

$$q_1 = A_j \sqrt{\frac{2g(P_1 - P_3)}{\rho(1 + K_j)}} \quad \text{Ec. [2.64]}$$

Donde el total de carga tiene que ser reemplazado por la presión estática como se hizo anteriormente. Note que la presión de descarga  $P_2$ , no interviene en la ecuación 2.64.

#### 2.6.14 CAVITACIÓN

Cómo se puede deducir de la ecuación 2.43 la presión de entrada a la cámara de mezclado  $P_a$ , es siempre menor que la carga de succión  $H_3$ , para un flujo de succión mayor que cero.

Si  $P_a$  es llevada por debajo de  $P_v$ , llegaremos a la presión de vapor del fluido y resultará en cavitación.  $P_v$  es la mínima presión que puede obtenerse en la entrada de la cámara de mezclado, el caudal de succión en éste punto es el máximo que puede obtenerse con el valor particular de carga total de fluido de succión  $H_3$ .

Intentar reducir  $P_a$  por debajo de  $P_v$ , para incrementar el flujo en la tobera, simplemente conducirá a incrementar el volumen de vapor en la succión de

fluido. Además el colapso de las burbujas de cavitación en la cámara de mezclado causa severos daños por las ondas de choque y micro-jets a alta velocidad resultantes del colapso asimétrico de las burbujas. Por esta razón la predicción del punto de cavitación es importante cuando se aplica bombas tipo Jet.

Cunningham y Brown han demostrado que el valor límite de M al punto de cavitación puede ser predicho de la siguiente manera:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{\frac{P_3 - P_v}{I_c H_v}} \quad \text{Ec. [2.65]}$$

Donde  $H_v$ , es la carga por velocidad del fluido motriz en la tobera obtenida de la ecuación 2.47, e  $I_c$  es un índice de cavitación determinado experimentalmente, por lo tanto:

$$H_v = \frac{v_j^2}{2g}$$

$$\frac{v_j^2}{2g} = \frac{(H_1 - H_3)}{(1 + K_j) - (1 + K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \quad \text{Ec. [2.47]}$$

De ésta manera se obtiene:

$$H_v = \frac{P_1 - P_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \quad \text{Ec. [2.66]}$$

Sustituyendo la ecuación 2.46 en 2.45 y simplificando tenemos:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{1 + K_j} \sqrt{\frac{(P_3 - P_v)/(P_1 - P_3)}{I_c + (P_3 - P_v)/(P_1 - P_3)}} \quad \text{Ec. [2.67]}$$

Si  $P_v = 0$

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{1 + K_j} \sqrt{\frac{P_3}{I_c(P_1 - P_3) + P_3}} \quad \text{Ec. [2.68]}$$

Donde  $K_s = 0$ , para los demás parámetros, diferentes investigadores determinaron empíricamente que el valor de  $l_c$ , está comprendido entre 0.8 y 1.67, y consideran 1.35 como un valor de diseño. Para valores de operación de  $M$  menores a  $M_c$  no habrá cavitación.

Intentar incrementar el valor de  $M$  más allá de  $M_c$ , conduciremos a la cavitación en la entrada de la cámara de mezclado y se desviará el comportamiento de la bomba de la esperada curva de rendimiento H-M.

### Ejemplo 2.2

Dados los siguientes datos, verificar si existe cavitación:

$$P_1 = 6\ 000\ \text{lb/pulg}^2$$

$$P_2 = 3\ 000\ \text{lb/pulg}^2$$

$$P_3 = 1\ 000\ \text{lb/pulg}^2$$

En el ejemplo 2.1, para estos datos, solamente las relaciones A y B fueron capaces de bombear. Verificar la cavitación calculando  $M_c$  con la ecuación 2.48 para cada una de las relaciones:

Considerando  $P_v = 0\ \text{lb/pulg}^2$ .

Para la relación A,  $R = 0.410$  y para B,  $R = 0.328$ . Usando  $K_j = 0.15$  de acuerdo como lo determinaron Gosline y O'Brien y aplicar  $l_c = 1.35$ .

Relación A:

$$M_c = \frac{1 - 0.410}{0.410} \sqrt{1 + 0.15} \sqrt{\frac{1\ 000}{1.35(6\ 000 - 1\ 000) + 1\ 000}} = 0.554$$

Relación B:

$$M_c = \frac{1 - 0.328}{0.328} \sqrt{1 + 0.15} \sqrt{\frac{1\ 000}{1.35(6\ 000 - 1\ 000) + 1\ 000}} = 0.789$$

De los resultados del ejemplo 4.1:

$M$  de la curva A: 0.285

M de la curva B: 0.160

Éstos resultados son menores que los valores de  $M_c$  respectivos, por lo tanto la bomba operará sin cavitación.

Ahora, incrementemos la presión del fluido motriz  $P_1$  a 8 000 lb/pulg<sup>2</sup>:

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} = \frac{3\,000 - 1\,000}{8\,000 - 3\,000} = 0.4$$

Para éste valor de  $H$ , solamente la relación E no es capaz de bombear.

Determinar  $M$ , eficiencia y los valores de  $M_c$ , para las relaciones A, B C y D, para la nueva presión de fluido motriz:

$$R = 0.410$$

Relación A:  $M = 0.555$  (de la fig. 2.11)

$$E = 22\%$$

$$M_c = \frac{1 - 0.410}{0.410} \sqrt{1 + 0.15} \sqrt{\frac{1\,000}{1.35(8\,000 - 1\,000) + 1\,000}} = 0.477$$

Podemos observar que para éste caso  $M$  es mayor que  $M_c$ , por lo tanto la bomba presentará cavitación.

$$R = 0.328$$

Relación B:  $M = 0.605$  (de la fig. 2.11)

$$E = 24.2\%$$

$$M_c = \frac{1 - 0.328}{0.328} \sqrt{1 + 0.15} \sqrt{\frac{1\,000}{1.35(8\,000 - 1\,000) + 1\,000}} = 0.680$$

En éste caso  $M$  es menor que  $M_c$  por lo tanto no existe cavitación, adicional la eficiencia es alta.

$$R = 0.262$$

Relación C:  $M = 0.530$  (de la fig. 2.11)  
 $E = 21.2\%$   
 $Mc = 0.934$

Nuevamente el valor de  $M$  es menor que  $Mc$ , no existe cavitación pero la eficiencia es menor que la relación B.

$R = 0.210$   
Relación D:  $M = 0.245$  (de la fig. 2.11)  
 $E = 9.8\%$   
 $Mc = 1.248$

Ésta relación es la más alejada al punto de cavitación, pero la eficiencia cayó significativamente.

Del ejemplo anterior se puede concluir algunos hechos importantes:

- Incrementar la presión del fluido motriz, nos puede llevar a operar la bomba Jet más cerca del punto de cavitación.
- Para un valor dado de  $H$ , hay por lo menos una relación que nos da el máximo de eficiencia. Ésta será la relación que nos dé el máximo valor de  $M$ .
- Para los valores de  $P_1$ ,  $P_2$  y  $P_3$ , las relaciones más pequeñas nos darán mejor protección contra la cavitación. Por ejemplo si  $H = 0.47$ , las relaciones A y B operan con la misma eficiencia y con igual valor de  $M$ , pero la relación B tendrá un valor alto de  $Mc$ , debido al término  $(1-R)/R$  de la ecuación 2.67. Físicamente esto ocurre porque las relaciones pequeñas tienen mayor área en la cámara de mezclado y por lo tanto menor velocidad de succión.

### **2.6.15 EFECTO DE LA CONTRAPRESIÓN DE DESCARGA**

En la figura 2.11 se presenta el comportamiento de las curvas adimensionales para diferentes relaciones que se cruzan unas con otras. Por

ejemplo para  $M = 0.7$  y  $H = 0.265$  el comportamiento de las relaciones A y E es idéntico, sin embargo, se demostró anteriormente que para casos semejantes las características de la cavitación de las dos bombas no son las mismas. Del mismo modo, la respuesta a un cambio de presión de descarga es diferente para las dos relaciones de bomba. Considerando las relaciones de bombeo A y E operando a las siguientes presiones:

$$P_1 = 6\,000 \text{ lb/pulg}^2$$

$$P_2 = 3\,000 \text{ lb/pulg}^2$$

$$P_3 = 2\,205 \text{ lb/pulg}^2$$

De la ecuación 2.37:

$$H = \frac{3\,000 - 2\,205}{6\,000 - 3\,000} = 0.265$$

Debido a esto,  $M = 0.7$  para ambas relaciones de bombeo.

Al incrementar en un 5% el valor de  $P_2$ , se tiene que:

$$H = \frac{3\,150 - 2\,205}{6\,000 - 3\,150} = 0.332$$

Para  $H = 0.332$ , la relación A puede operar con un valor de  $M = 0.64$ , mientras que la relación E opera solamente a un valor de  $M = 0.16$ . En el caso de la relación A, un incremento de la presión de descarga del 5% nos da como resultado un decremento del 9% en  $M$ , y por ende en el caudal de producción  $q_3$ . Con la relación E, sin embargo, el decremento en la producción es del 77%, para el mismo 5% de incremento en la presión de descarga.

Sin embargo en la práctica un operador incrementaría  $P_1$  para recuperar la pérdida de producción. Por ésta razón una manera apropiada para interpretar la sensibilidad de la contrapresión en las relaciones, es preguntarse, ¿Cuánta presión extra tendrá que suministrarse en superficie al



fluido motriz, para recuperar la producción luego de haberse incrementado la contrapresión?

Matemáticamente ésta es la razón de cambio de  $P_1$  con respecto a  $P_2$ , manteniendo constante  $P_3$  y  $q_3$ :

$$\text{Sensibilidad a la contrapresión} = X = \left( \frac{dP_1}{dP_2} \right)_{P_3, q_3 = \text{constante}}$$

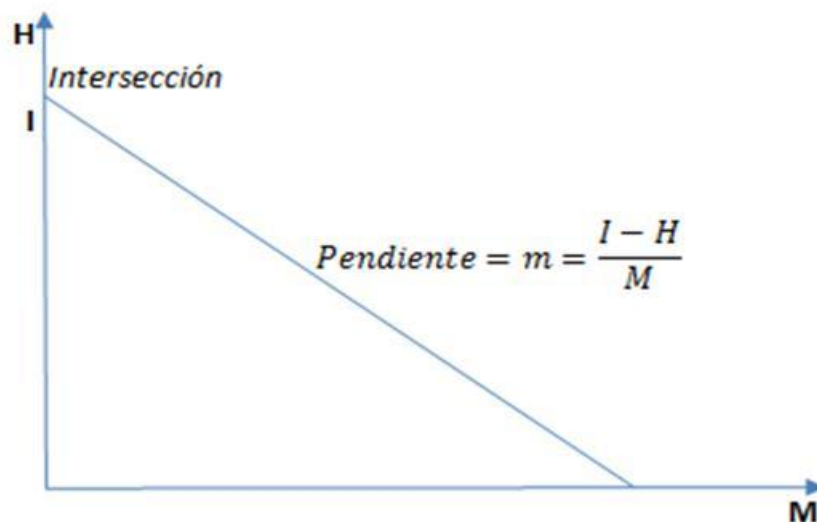
Revisando la figura 2.11, indica que las curvas  $H - M$ , pueden ser aproximadas a la forma de la línea recta:

$$H = I - m * M \quad \text{Ec. [2.69]}$$

Donde  $I$  es la intersección en el eje vertical, como se muestra en la figura 2.12 y  $m$  es la pendiente de la línea.

A partir de la ecuación 2.69, se tiene:

$$M = \frac{H - I}{-m} = \frac{I - H}{m} \quad \text{Ec. [2.70]}$$



**Figura 2.12** Aproximación de las curvas  $H - M$

(Kermit E. Brown, 1980)

De las ecuaciones 2.19 y 2.70 se tiene:

$$\frac{q_3}{q_1} = \frac{I - H}{m} \quad \text{Ec. [2.71]}$$

Para una bomba dada, la ecuación 2.64, puede ser escrita como:

$$q_1 = K\sqrt{P_1 - P_3} \quad \text{Ec. [2.72]}$$

Combinando la ecuación anterior con la ecuación 2.71, tenemos:

$$q_3 = K\sqrt{P_1 - P_3} \left( \frac{I - H}{m} \right) \quad \text{Ec. [2.73]}$$

Sustituyendo la definición de H (ecuación 2.55) en la ecuación 2.73, tenemos:

$$q_3 = \frac{K\sqrt{P_1 - P_3}}{m} \left( I - \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} \right)$$

La cual puede ordenarse de la siguiente manera:

$$q_3 \left( \frac{m}{K} \right) = \sqrt{P_1 - P_3} \left[ \left( I - \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} \right) \right] \quad \text{Ec. [2.74]}$$

En esta ecuación,  $q_3$  está en términos de dos presiones de interés,  $P_1$  y  $P_2$ , siendo constante  $m$ ,  $K$ ,  $I$  y  $P_3$ .

Tomando las derivadas parciales de cada lado de la ecuación 2.54 con respecto a  $P_2$  y manteniendo constante  $q_3$ , tenemos:

$$0 = \frac{1}{2\sqrt{P_1 - P_3}} \frac{\partial P_1}{\partial P_2} (I) - \frac{1}{2\sqrt{P_1 - P_3}} \frac{\partial P_1}{\partial P_2} (H) + \sqrt{P_1 - P_3} \frac{\partial}{\partial P_2} \left( I - \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} \right)$$

$$0 = \frac{I}{2} \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - \frac{H}{2} \frac{\partial P_1}{\partial P_2} + (P_1 - P_3) \frac{\partial}{\partial P_2} \left( I - \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} \right)$$

$$0 = \left( \frac{I}{2} - \frac{H}{2} \right) \frac{\partial P_1}{\partial P_2} + (P_1 - P_3) \left\{ 0 - \left[ \frac{(P_1 - P_2) - (P_2 - P_3) \left( \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - 1 \right)}{P_1 - P_2^2} \right] \right\}$$

$$0 = \left( \frac{I}{2} - \frac{H}{2} \right) \frac{\partial P_1}{\partial P_2} + (P_1 - P_3) \left[ \frac{1 - H \left( \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - 1 \right)}{(P_1 - P_2)} \right]$$

$$0 = \left( \frac{I}{2} - \frac{H}{2} \right) \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - \frac{(P_1 - P_3)}{(P_1 - P_2)} \left[ 1 - H \left( \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - 1 \right) \right]$$

Pero se tiene que:  $\frac{(P_1 - P_3)}{(P_1 - P_2)} = H + 1$  de la ecuación 2.34, por lo que se establece que:

$$0 = \left(\frac{I}{2} - \frac{H}{2}\right) \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - (H + 1) \left[1 - H \left(\frac{\partial P_1}{\partial P_2} - 1\right)\right] = \left(\frac{I}{2} - \frac{H}{2}\right) \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - (H + 1) + H(H + 1) \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - H(H + 1) = \left[\frac{I}{2} - \frac{H}{2} + H(H + 1)\right] \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - (H + 1) - H(H + 1)$$

$$0 = \left[\frac{I}{2} - \frac{H}{2} + H(H + 1)\right] \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - H - 1 - H^2 - H = \left[\frac{I - H + 2H(H + 1)}{2}\right] \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - H^2 - 2H - 1$$

$$0 = \left[\frac{I - H + 2H(H + 1)}{2}\right] \frac{\partial P_1}{\partial P_2} - (H + 1)^2$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_2} = \frac{2(H + 1)^2}{1 - H + 2H(H + 1)} = X \quad \text{Ec. [2.75]}$$

La ecuación 2.55 tiene varios aspectos importantes. Primero, para un valor de H dado, pequeños incrementos de I dan incrementos más grandes en  $P_1$  con respecto a los incrementos de  $P_2$ .

Para la relación E con  $I = 0.35$  tendremos  $\frac{\partial P_1}{\partial P_2} = 4.24$  para  $H = 0.265$ .

Mientras que para la relación A con  $I = 1$ , se tiene  $\frac{\partial P_1}{\partial P_2} = 2.28$

Por lo tanto, la relación E requerirá un incremento en la presión de la bomba triplex de  $150 \times 4.24 = 636$  lb/pulg<sup>2</sup>, para el incremento de  $P_2$  de 150 lb/pulg<sup>2</sup> usado en el ejemplo anterior. Por otro lado, la relación A debe requerir un incremento de  $150 \times 2.28 = 342$  lb/pulg<sup>2</sup>, para mantener la misma producción.

Otra predicción que se hace por medio de la ecuación 2.55, es que la sensibilidad X, está en función de donde en su curva particular de H -M está operando la bomba. Tomando la relación E y considerando  $H = 0.35$ , se tiene:

$$X = 3.86$$

Pero si  $H = 0$

$$X = 5.71$$

La tabla 2.2 nos da valores de X para distintas relaciones de R en su punto de máxima eficiencia. I se determina por la intersección de la tangente de la línea recta de la curva (H – M), en su punto de mayor eficiencia.

**Tabla 2.2** Valores de sensibilidad X en el punto de máxima eficiencia.

Relación	I	H	X
A	0.94	0.47	2.33
B	0.73	0.37	2.73
C	0.57	0.28	3.26
D	0.45	0.22	3.88
E	0.35	0.18	4.68

(Kermit E. 1980)

La tabla 2.2 nos muestra la importancia de minimizar la presión de descarga de la bomba para emplear baja potencia en la operación de la misma. Además cualquier dato erróneo del pozo que afecte en la presión de descarga, tales como gradiente del fluido, contrapresión en la línea de flujo y relación gas – petróleo, conducirá a errores mayores en la predicción del comportamiento en relaciones pequeñas como la E que en relaciones más grandes como la A.

## **2.7 DISEÑO DE INSTALACIONES CON BOMBA TIPO JET**

### **2.7.1 TOBERAS Y CÁMARAS DE MEZCLADO PARA LA APLICACIÓN EN EL CAMPO**

En un dimensionamiento de una bomba Jet para un pozo específico, debe determinarse el diámetro de la tobera y la relación R. Las tasas de

producción pueden variar dependiendo del pozo desde menos que 100 Bl/día a más de 15 000 Bl/día, para lo cual se dispone de un amplio rango de diámetros de toberas.

En la tabla 2.1 se presenta un conjunto de toberas, donde podemos determinar que el incremento del área de una tobera a otra es del 25%. El rango de tamaño de la tobera es tal que la más pequeña podría manejar de 200 a 300 Bl/día y la más grande de 16 000 a 18 000 Bl/día en un pozo tipo. El flujo a través de cada tobera, por su puesto está en función de  $P_1$  y  $P_3$ , su área de flujo y de la densidad del fluido motriz.

La ecuación 2.64 puede reacomodarse de la siguiente manera, para trabajar en unidades de campo comunes:

$$q_1 = 1\,214.5 A_j \sqrt{\frac{(P_1 - P_3)}{\gamma}} \quad \text{Ec. [2.76]}$$

Donde:

$q_1$  (bl/día)

$A_j$  (pulg<sup>2</sup>)

$P_1$  y  $P_3$  lb/pulg<sup>2</sup>

$\gamma$  = densidad relativa del fluido motriz (agua = 1.0)

$K_j = 0.15$

Despejando  $A_j$  de la ecuación 2.56:

$$A_j = \frac{q_1}{1\,214.5 \sqrt{\frac{(P_1 - P_3)}{\gamma}}} \quad \text{Ec. [2.77]}$$

Las cámaras de mezclado que se presentan en la tabla 2.3 están organizadas en orden de tamaño creciente y están dimensionadas de tal manera que su rendimiento esté bajo la siguiente relación:

Siendo  $Y$  una tobera dada, tenemos:

**Tabla 2.3** Cámaras de mezclado

Tobera No.	Cámara de mezclado No.	Relación	Valor de R
Y	Y	A	0.410
Y	Y + 1	B	0.328
Y	Y + 2	C	0.262
Y	Y + 3	D	0.210
Y	Y + 4	E	0.168

Estas relaciones se mantendrán para cualquier valor de Y del 1 al 20.

**Tabla 2.4** Tamaños de toberas disponibles.

Diámetro nominal de tubería	Kobe		Fluid Packed Pump	
	Tobera	Garganta	Tobera	Garganta
2 pulg	1 - 9	1 - 12 (tipo A)	4 - 9	4 - 10 serie de 3 sellos
	3 - 11	3 - 14 (tipo B)	4 - 7	4 - 8 serie de 1 sello
			4 - 9	4 - 10 serie estándar
			4 - 12	4 - 13 serie de alto volumen
2-1/2 pulg	3 - 11	1 - 12 (tipo A)	4 - 12	4 - 13 serie de 3 sellos
	5 - 13	5 - 17 (tipo B)	4 - 9	4 - 10 serie de 1 sello
			4 - 12	4 - 13 serie estándar
			4 - 16	4 - 17 serie de alto volumen
3 pulg	5 - 13	5 - 16 (tipo A)	4 - 18	4 - 19 serie de alto volumen
	7 - 15	7 - 19 (tipo B)		

(Kermit E. Brown, 1980)

No todas las toberas y cámaras de mezclado (gargantas) son útiles para una sarta de T.P., ya que comúnmente se emplean bombas libres cuyo diámetro exterior está limitado por las restricciones que debe atravesar la bomba a lo largo de la sarta de T.P. La tabla 2.4 lista los tamaños de boquillas que ofrecen algunos de los fabricantes.

### Ejemplo 2.3

Si  $P_1 = 5\,500$  lb/pulg<sup>2</sup>,  $P_2 = 2\,500$  lb/pulg<sup>2</sup> y  $P_3 = 1\,250$  lb/pulg<sup>2</sup>. ¿Cuánto fluido puede ser producido con una tobera No. 7 y una relación A de bomba Jet? Asumiendo una gravedad específica de 0.8.

- (1) Calcular  $q_1$  con la ecuación 2.56:

$$q_1 = 1\,214.5 (0.01414) \sqrt{\frac{(5\,500 - 1\,250)}{0.8}} = 1\,252 \text{ bl/día}$$

- (2) Calcular H con la ecuación 2.37:

$$H = \frac{2\,500 - 1\,250}{5\,500 - 2\,500} = 0.417$$

- (3) Obtener m a partir de la figura 2.11:

$$M = 0.54$$

- (4) Calcular la tasa de producción  $q_3$  a partir de la ecuación 2.1:

$$M = \frac{q_3}{q_1}; \quad q_3 = q_1(M) = 1\,252 (0.54) = 676 \text{ Bl/día}$$

### Ejemplo 2.4

Se desea producir 1000 bl/día con una presión de succión  $P_3$  de 650 lb/pulg<sup>2</sup> y una presión de descarga  $P_2$  de 2000 lb/pulg<sup>2</sup>, ¿Cuál es la combinación de tobera y garganta más eficiente y que no presente cavitación, de tal manera que la presión  $P_1$ , sea menor que 7000 lb/pulg<sup>2</sup>? ¿Cuál es la presión de fluido motriz  $P_1$ ?, ¿Cuál es la tasa de fluido motriz  $q_1$ ?, asumir gravedad específica de 0.8, un  $l_c = 1.35$ ,  $K_j = 0.15$  y  $P_v = 0$ .

- (1) Determinar H para las máximas eficiencias de cada relación de áreas. De la figura 2.11 se puede construir la siguiente tabla:

**Tabla 2.5** Valores M, H y eficiencia para ejemplo # 4.

Relación	M @	H @	Eficiencia
	max. eficiencia	max. eficiencia	(%)
A	0.475	0.475	22.6
B	0.675	0.360	24.6
C	0.900	0.282	25.4
D	1.150	0.223	25.6
E	1.425	0.180	25.6

(Kermit E. Brown, 1 980)

- (2) Utilizando la ecuación 2.55 y despejando  $P_1$ :

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} \quad \text{Ec. [2.78]}$$

$$P_1 = \frac{1}{H} [P_2(1 + H) - P_3] \quad \text{Ec. [2.79]}$$

- (3) Usando la ecuación anterior, calcular los valores de  $P_1$  para cada H determinada en el numeral 1:

$$\text{Relación A: } P_1 = \left( \frac{1}{0.475} \right) [2\,000(1 + 0.475) - 650] = 4\,842 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Relación B: } P_1 = \left( \frac{1}{0.360} \right) [2\,000(1 + 0.360) - 650] = 5\,750 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Relación C: } P_1 = \left( \frac{1}{0.282} \right) [2\,000(1 + 0.282) - 650] = 6\,787 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Relación D: } P_1 = \left( \frac{1}{0.225} \right) [2\,000(1 + 0.225) - 650] = 8\,000 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Relación E: } P_1 = \left( \frac{1}{0.180} \right) [2\,000(1 + 0.180) - 650] = 9\,500 \text{ lb/pg}^2$$

Las relaciones D y E se excluyen, ya que exceden el límite propuesto de 7 000 lb/pulg<sup>2</sup>.



- (4) Usando la ecuación 2.68, calcular los valores de  $M_c$  y compararlos con los valores de  $M$ , obtenidos en el paso (1) para las relaciones A, B y C.

$$\text{Relación A: } M_c = \left( \frac{1 - 0.410}{0.410} \right) \sqrt{1 + 0.15} \sqrt{\frac{650}{+650}} = 0.495$$

$$\text{Relación B: } M_c = \left( \frac{1 - 0.328}{0.328} \right) \sqrt{1 + 0.15} \sqrt{\frac{650}{1.35(5\,750 - 650) + 650}} = 0.645$$

$$\begin{aligned} \text{Relación C: } M_c \\ = \left( \frac{1 - 0.262}{0.262} \right) \sqrt{1 + 0.15} \sqrt{\frac{650}{1.35(6\,787 - 650) + 650}} = 0.815 \end{aligned}$$

Comparando los valores de  $M_c$  obtenidos anteriormente con los valores de  $M$  a su máxima eficiencia, se observa que las relaciones B y C presentarán cavitación mientras que la relación A no. Sin embargo la eficiencia de la relación B a  $M = M_c$  es 24.6% y de la relación C a  $M = M_c$  es 25.4%, mientras que la máxima eficiencia que se puede obtener con la relación A es 22.6%.

- (5) Calcular  $P_1$  para la relación C a  $M = 0.815$ , ya que en estas condiciones se obtiene la máxima eficiencia:

A partir de la figura 2.11 obtenemos  $H = 0.310$ .

$$P_1 = \frac{1}{0.310} [(2\,000(1 + 0.310) - 650)] = 6\,355 \text{ lb/pg}^2$$

- (6) Calcular  $q_1$  a partir de  $M = \frac{q_3}{q_1}$  para la relación C:

$$q_1 = \frac{q_3}{M} = \frac{1\,000}{0.815} = 1\,227 \text{ Bl/día}$$

- (7) Calcular  $A_j$  con la ecuación 2.77

$$A_j = \frac{q_1}{1\,214.5 \sqrt{\frac{(P_1 - P_3)}{\gamma}}} = 0.01196 \text{ pg}^2$$

Refiriéndonos a la tabla 2.1 podemos observar que el área de la tobera más próxima a la calculada es la No. 6.

### **2.7.2 DIMENSIONAMIENTO DE UNA BOMBA JET PARA UN POZO**

Hasta aquí solo se ha tratado la bomba sin considerar los efectos sobre las variables del pozo tales como presiones causadas por la gradiente de la columna de fluido, temperaturas, relación gas – petróleo o limitaciones en el caudal o la presión suministrada al fluido motriz.

La figura 2.13 muestra las presiones y pérdidas por fricción que afectan a la bomba en una instalación de un pozo.

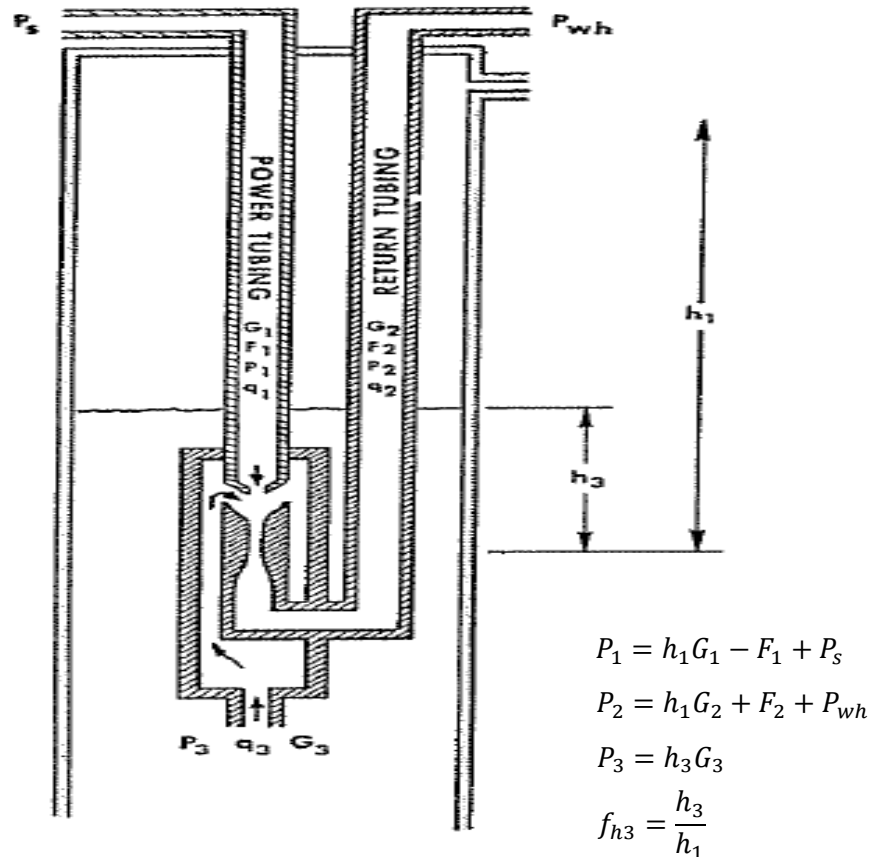
Una instalación de bomba Jet es por supuesto siempre un sistema de fluido motriz abierto, la figura ilustrada es un sistema de fluido motriz abierto paralelo, escogido por la claridad de su nomenclatura, aunque usar el espacio anular entre el casing y tubing como vía de retorno de fluido es mucho más común.

El procedimiento para el dimensionamiento de una bomba Jet puede realizarse de diferentes maneras. Una podría ser intentar con todas las combinaciones de toberas y gargantas listadas en la tabla 2.1. a diferentes presiones de fluido motriz y ver que combinación nos da los parámetros óptimos de operación para la producción deseada, con 5 relaciones para cada tamaño de tobera, sin embargo los cálculos podrían ser demasiado extensos y tediosos. Claramente se necesita un procedimiento que elimine las toberas y gargantas que no son prácticas.

Previo a las discusiones y problemas citados por la presión de operación y el número de combinaciones prácticas de toberas y gargantas que se deben usar en un pozo, el procedimiento de selección debería enfocarse en las siguientes consideraciones.

### 2.7.2.1 Cavitación y porcentaje de sumergencia de un pozo

Un procedimiento conveniente para estimar el límite de cavitación para una bomba Jet en un pozo, involucra el concepto de porcentaje de sumergencia.



$P_s$	Presión superficial de operación lb/pulg <sup>2</sup>
$F_1$	Pérdida de presión por fricción en la tubería de inyección, lb/pulg <sup>2</sup>
$P_{wh}$	Presión en la cabeza del fluido de retorno, lb/pulg <sup>2</sup>
$F_2$	Pérdida de presión por fricción en la tubería de retorno, lb/pulg <sup>2</sup>
$G_1$	Gradiente del fluido motriz, lb/pulg <sup>2</sup> /pie
$G_2$	Gradiente del fluido de retorno, lb/pulg <sup>2</sup> /pie
$G_3$	Gradiente del fluido de formación, lb/pulg <sup>2</sup> /pie
$h_1$	Profundidad de asentamiento de la bomba, pies
$h_3$	Nivel de fluido sobre la bomba (sumergencia), pies

**Figura 2.13** Presiones y pérdidas por fricción que afectan - bomba Jet.

(Kermit E. Brown, 1980)

Refiriéndonos a la figura 2.13, note que el levantamiento total es  $h_1$  y la sumergencia es  $h_3$ , por lo tanto definimos el porcentaje de sumergencia ( $f_{h3}$ ) como:

$$f_{h3} = \frac{h_3}{h_1} \quad \text{Ec. [2.80]}$$

Adicional note que si  $G_2 = G_3$ :

$$\frac{h_3}{h_1} = \frac{P_3}{P_2} = f_{h3} \quad \text{Ec. [2.81]}$$

Siempre y cuando la caída de presión por fricción en la tubería de retorno,  $F_2$  y la contrapresión en la línea de flujo,  $P_{wh}$ , fueran omitidas. La ecuación 2.65 nos da:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{\frac{P_3 - P_v}{I_c H_v}} = \frac{1-R}{R} \frac{1}{\sqrt{I_c}} \sqrt{\frac{P_3 - P_v}{H_v}} \quad \text{Ec. [2.82]}$$

Y la ecuación 2.66 es:

$$H_v = \frac{P_1 - P_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s) \frac{M_c^2 R^2}{(1-R)^2}}$$

Sustituyendo la ecuación 2.66 en la ecuación 2.82 se obtiene:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \frac{1}{\sqrt{I_c}} \sqrt{\frac{\frac{P_3 - P_v}{(P_1 - P_3)}}{\left(1 + K_j - (1 + K_s) \frac{M_c^2 R^2}{(1-R)^2}\right)}} \quad \text{Ec. [2.83]}$$

De la ecuación 2.81 se tiene:

$$P_3 = f_{h3} P_2 \quad \text{Ec. [2.84]}$$

Sustituyendo la ecuación 2.84 en la ecuación 2.55, la expresión para H es:

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} = \frac{P_2 - f_{h3} P_2}{P_1 - P_2} \quad \text{Ec. [2.85]}$$

Despejando  $P_1$  de la ecuación 2.85:

$$H P_1 - H P_2 = P_2 - f_{h3} P_2$$

$$P_1 = \frac{1}{H}(P_2 - f_{h3}P_2 + HP_2)$$

$$P_1 = \frac{1}{H}[P_2(1 - f_{h3} + H)] \quad \text{Ec. [2.86]}$$

Sustituyendo la ecuación 2.84 y la ecuación 2.86 en la ecuación 2.82 obtenemos  $M_c$  en términos de  $f_{h3}$  y  $P_2$ .

$$M_c = \frac{1-R}{R} \frac{1}{\sqrt{I_c}} \sqrt{\frac{(f_{h3}P_2 - P_v) \left[ 1 + K_j - (1 + K_s) \frac{M_c^2 R^2}{(1-R)^2} \right]}{\frac{1}{H}[P_2(1 - f_{h3} + H)] - f_{h3}P_2}}$$

Si  $P_v = 0$  y  $K_s = 0$ , entonces:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \frac{1}{\sqrt{I_c}} \sqrt{\frac{f_{h3}P_2}{P_2[P_2(1 - f_{h3} + H) - f_{h3}]} \left[ 1 + K_j - \left( \frac{M_c R}{1-R} \right)^2 \right]}$$

$$M_c = \frac{1-R}{R} \frac{1}{\sqrt{I_c}} \sqrt{\frac{f_{h3}}{\frac{1}{H} - \frac{f_{h3}}{H} + 1 - f_{h3}}} \sqrt{1 + K_j - \left( \frac{M_c R}{1-R} \right)^2} \quad \text{Ec. [2.87]}$$

Resolviendo la ecuación 2.87 para  $f_{h3}$ :

$$\left( \frac{M_c R \sqrt{I_c}}{1-R} \right)^2 = \left( \frac{f_{h3}}{\frac{1}{H} - f_{h3} \left( \frac{1}{H} + 1 \right) + 1} \right) \left( 1 + K_j - \left( \frac{M_c R}{1-R} \right)^2 \right)$$

$$\left( \frac{f_{h3}}{\frac{1}{H} - f_{h3} \left( \frac{1}{H} + 1 \right) + 1} \right) = \frac{I_c \left( \frac{M_c R}{1-R} \right)^2}{\left[ 1 + K_j - \left( \frac{M_c R}{1-R} \right)^2 \right]} = \frac{f_{h3}}{\left( \frac{1}{H} + 1 \right) (1 - f_{h3})}$$

Desarrollando:

$$\beta_R = \frac{I_c \left( \frac{M_c R}{1-R} \right)^2}{1 + K_j - \left( \frac{M_c R}{1-R} \right)^2} \quad \text{Ec. [2.88]}$$

Entonces:

$$\frac{f_{h3}}{\left( \frac{1}{H} + 1 \right) (1 - f_{h3})} = \beta_R$$

$$f_{h3} = \left(\frac{1}{H} + 1\right) \beta_R - \left(\frac{1}{H} + 1\right) f_{h3} \beta_R \Rightarrow f_{h3} \left[1 + \left(\frac{1}{H} + 1\right) \beta_R\right] = \left(\frac{1}{H} + 1\right) \beta_R$$

$$f_{h3} = \frac{\left(\frac{1}{H} + 1\right) \beta_R}{1 + \left(\frac{1}{H} + 1\right) \beta_R} \quad \text{Ec. [2.89]}$$

Donde  $\beta_R$  está definida por la ecuación 2.66.

Ahora tenemos una expresión para el porcentaje de sumergencia  $f_{h3}$ , en términos de R, el cual es una característica geométrica de la bomba, K<sub>j</sub> e I<sub>c</sub>, los cuales son coeficientes determinados experimentalmente y M el cual es el valor de M donde ocurre la cavitación.

Una tabla puede ser construida a partir de la ecuación 2.89, en la cual se muestra el porcentaje de sumergencia requerido para evitar la cavitación bajo diferentes condiciones de bombeo (diferente valor de M). Esto puede observarse en el punto de máxima eficiencia para cada valor de R, y en el punto de eficiencia 20% para cada lado del punto de máxima eficiencia. Tomamos como I<sub>c</sub> = 1.35 y K<sub>j</sub> = 0.15, como se estableció anteriormente.

**Tabla 2.6** ( $f_{h3}$ ) Porcentaje de sumergencia para evitar cavitación

Eff	A (R=0.410)			B (R=0.328)			C (R=0.262)			D (R=0.210)			E (R=0.168)		
	M	H	$f_{h3}$	M	H	$f_{h3}$	M	H	$f_{h3}$	M	H	$f_{h3}$	M	H	$f_{h3}$
<b>0.20</b>	0.320	0.628	13.6	0.375	0.530	10.5	0.475	0.419	10.4	0.605	0.329	11.1	0.780	0.256	12.7
<b>Max</b>	0.475	0.475	30.5	0.675	0.365	34.5	0.900	0.282	37.4	1.150	0.223	39.6	1.425	0.180	40.7
<b>0.20</b>	0.655	0.308	55.7	0.965	0.207	65.3	1.295	0.155	69.4	1.660	0.120	72.0	2.060	0.097	73.0

(Kermit E. Brown, 1980)

La tabla 2.6 muestra una de las principales limitaciones del bombeo hidráulico tipo Jet en un pozo. El porcentaje de sumergencia ( $f_{h3}$ ) requerido para evitar la cavitación está en función de M de cada bomba. Con el valor de I<sub>c</sub> = 1.35, que fue usado para calcular los valores de la tabla 2.6, se requiere entre el 30% y 40% de sumergencia para operar la bomba a su máxima eficiencia, esto es en un pozo de 10 000 pies de profundidad, se requiere de 3 000 a 4 000 pies de fluido sobre la succión de la bomba para

evitar la cavitación, cuando se opera a la eficiencia máxima. Pueden tolerarse valores de presión de succión menor (menor porcentaje de sumergencia), sólo si la bomba se opera a un valor menor a su máxima eficiencia. Esto puede lograrse si se instala una bomba de mayor tamaño, para un menor valor de M, con la misma producción.

Una regla común, derivada a partir de las consideraciones anteriores es que el bombeo cerca de la eficiencia máxima, necesita un mínimo de sumergencia del 20%.

La fricción en la columna de fluido de retorno y la contrapresión en la línea de flujo pueden incrementar éste requerimiento. La ecuación 2.90 debe ser usada para verificar que no exista cavitación en un pozo específico.

$$Si P_v = 0 \Rightarrow M_c = \frac{1 - R}{R} \sqrt{1 + K_j} \sqrt{\frac{P_3}{I_c + (P_1 - P_3) + P_3}} \quad \text{Ec. [2.90]}$$

### 2.7.2.2 Cálculo de presión de succión en la bomba (P<sub>3</sub>)

Considerando los daños que ocasiona la cavitación, es necesario tener una forma de controlar la presión de succión mientras la bomba está funcionando. Otros tipos de equipo de levantamiento artificial están diseñados de tal manera que el cálculo de la presión de descarga debe ser realizado antes de que se pueda calcular la presión de succión de la bomba. La presión de descarga a menudo depende de gradientes de presión de flujo multifásico vertical, esto puede ser una tarea molesta. El diseño de la bomba Jet, sin embargo elimina éste problema.

Cómo se pudo observar en la sección anterior el flujo a través de la tobera no depende de la presión de descarga. Si la ecuación 2.76 se resuelve para P<sub>3</sub>, la presión de succión de la bomba se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_3 = P_1 - \left( \frac{q_1}{1214.5A_j} \right)^2 \gamma_f \quad \text{Ec. [2.91a]}$$

Como se indicó en la Fig. 2.11, P1 es igual a la presión de operación en la superficie (Ps) más la carga hidrostática (h1 G1) menos las pérdidas por fricción del fluido en la tubería de inyección (F1).

$$P_3 = P_s + h_1 G_1 - F_1 - \left( \frac{q_1}{1214.5 A_j} \right)^2 \gamma_f \quad \text{Ec. [2.91b]}$$

Con la ecuación 4.67b se puede calcular la presión de succión en la bomba, si el caudal de fluido motriz y presión pueden ser medidos. Las caídas de presión por fricción en la tubería de inyección (F1) y en la tubería de retorno (F2) se pueden calcular con las siguientes ecuaciones, tómesese en cuenta que se debe usar una temperatura promedio de la columna de fluido para calcular la viscosidad. En el anexo 1 encontraremos una escala de conversión de Segundos Saybolt Universal a Centistokes.

$$\Delta P = 0.433 f \frac{L v^2}{d 2g} \quad \text{Ec. [2.91c]}$$

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (\text{Cuando } N_{Re} < 1200) \quad \text{Ec. [2.91d]}$$

En las prácticas normales de campo, el  $N_{Re}$  no excede de 50 000, con ésta consideración el factor de fricción puede ser calculado mediante:

$$f = \frac{0.236}{(N_{Re})^{0.21}} \quad \text{Ec. [2.91e]}$$

$$N_{Re} = 9290 \times 10^4 \frac{vd}{\nu} \quad \text{Ec. [2.91f]}$$



Donde:

$\Delta P$	Pérdida de presión por fricción, lb/pulg <sup>2</sup>
f	Factor de fricción adimensional
L	Longitud de la tubería, pies
v	Velocidad del fluido, pies/s
g	32,174 lbm-pie / lbf-s <sup>2</sup>
$N_{Re}$	Número de Reynolds, adimensional
$\nu$	Viscosidad cinemática, cst
d	Diámetro de la tubería, pies

El valor de d para áreas anulares, es la diferencia entre los dos diámetros que forman el espacio anular (diámetro interno de la tubería de revestimiento y diámetro externo de la tubería de producción).

### 2.7.2.3 Procedimiento para dimensionar un pozo productor sin gas

#### a) CÁLCULO DE LOS GRADIENTES DE LA COLUMNA DE FLUIDO

El bombeo Jet es inherentemente un mecanismo con fluido motriz abierto, el gradiente de fluido de la columna de retorno debe ser determinado por la mezcla de fluido motriz y el fluido producido. Si el fluido motriz es el petróleo producido y no existe corte de agua, el gradiente de la columna de fluido motriz y el gradiente de la columna de fluido producido son idénticos. Sin embargo si algo de agua está presente, ya sea en la columna de fluido motriz o fluido producido, el gradiente de la columna de retorno dependerá del valor de M al cual la bomba está operando.

$$G_2 = 0.4331 \left[ \frac{q_1(\gamma_f)}{q_1 + q_3} + \frac{q_3 f_w(\gamma_w) + q_3(1 - f_w)(\gamma_o)}{q_1 + q_3} \right] \text{ lb/pg}^2 / \text{pie}$$

Dónde:  $f_w$  es el porcentaje de agua producida, y  $q_1 = q_3/M$  de la ecuación 2.1. Entonces:

$$G_2 = 0.4331 \left[ \frac{\frac{\gamma_f}{M} + f_w(\gamma_w)}{\frac{1}{M} + 1} + \frac{(1 - f_w)(\gamma_o)}{\frac{1}{M} + 1} \right] \quad \text{Ec. [2.92]}$$

En un cálculo inicial, cuando M es desconocido, tomaremos como  $M = 1$ , entonces:

$$G_2 = 0.2166[(\gamma_f) + f_w\gamma_w + (1 - f_w)(\gamma_o)] \quad \text{Ec. [2.93]}$$

Siendo:

$\gamma_f$  = Densidad relativa del fluido motriz (agua = 1.0)

$\gamma_w$  = Densidad relativa del agua producida (agua = 1.0)

$\gamma_o$  = Densidad relativa del petróleo producido (agua = 1.0)

## b) RANGOS DE DIFERENTES RELACIONES

La ecuación 2.55 puede ser modificada para incluir la columna de fluido motriz y los efectos de la presión de operación en superficie, (Fig. 2.13).

$$P_1 = P_s + h_1G_1 - F_1 \quad \text{Ec. [2.94]}$$

$$P_2 = h_1G_2 + F_2 + P_{wh} \quad \text{Ec. [2.95]}$$

De las ecuaciones 2.55, 2.94 y 2.95, obtenemos:

$$H = \frac{(h_1G_2 + F_2 + P_{wh}) - P_3}{(P_s + h_1G_1 - F_1) - (h_1G_2 + F_2 + P_{wh})} \quad \text{Ec. [2.96]}$$

Para un cálculo inicial, los términos de fricción  $F_1$  y  $F_2$  son generalmente despreciados:

$$H = \frac{(h_1G_2 + P_{wh}) - P_3}{(P_s + h_1G_1) - (h_1G_2 + P_{wh})} \quad \text{Ec. [2.96a]}$$

Como se observó anteriormente,  $P_3$  generalmente debe ser igual al 20% de  $P_2$ , esto es:

$$H = \frac{0,8(h_1G_2 + F_2 + P_{wh})}{P_s + h_1(G_1 - G_2) - F_1 - F_2 - P_{wh}} \quad \text{Ec. [2.97]}$$

Despreciando la fricción:

$$H = \frac{0,8(h_1G_2 + P_{wh})}{P_s + h_1(G_1 - G_2) - P_{wh}} \quad \text{Ec. [2.97a]}$$

Normalmente la presión de operación en la superficie,  $P_s$ , se encuentra entre 1 000 y 4 000 lb/pulg<sup>2</sup>. Insertando éstos valores en la ecuación 2.97a y con los valores del pozo  $h_1$ ,  $G_1$ ,  $G_2$  y  $P_{wh}$ , se puede encontrar el rango de valores de  $H$  dentro del cual se puede operar.

La figura 2.11 muestra que relaciones son capaces de bombear dentro de ese rango de valores de  $H$ . La tabla 2.6 se incluye como ejemplo para ilustrar las áreas de aplicación de las diferentes relaciones.

La contrapresión en la línea de flujo se ha considerado de 80 lb/pulg<sup>2</sup>, se asume  $G_1 = G_2$ , con un valor de 0.355 lb/pulg<sup>2</sup>/pie. Entonces la ecuación 2.97a se reduce a:

$$H = \frac{0.8[h_1(0.355) + 80]}{P_s + 80} = \frac{0.2840h_1 + 64}{P_s + 80} \quad \text{Ec. [2.98]}$$

La tabla 2.6 se construyó a partir de la ecuación 2.74 y se observa que el levantamiento es el 80% de la profundidad a la cual se encuentra la bomba. En cada caso la relación más eficiente está subrayada.

**Tabla 2.7** Rangos de operación de los valores de "H"

Profundidad bomba	1 000 pies		2 000 pies		5 000 pies		8 000 pies	
	H	R	H	R	H	R	H	R
1 000	0.45	<u>ABC</u>	0.82	<u>A</u>	1.95	-	3.08	-
2 500	0.17	ABC <u>D</u> E	0.31	ABC <u>D</u> E	0.74	<u>AB</u>	1.17	-
4 000	0.1	ABC <u>D</u> E	0.19	ABC <u>D</u> E	0.46	<u>ABC</u>	0.72	<u>AB</u>

(Kermit E. Brown, 1980)

### **c) PRESIÓN DE OPERACIÓN**

Para una profundidad de asentamiento de la bomba de 2 000 pies, alguna de las relaciones puede ser usada, dependiendo de la presión de operación escogida (ver tabla 2.6). En tal caso la decisión de que relación utilizar dependerá de la naturaleza particular de las instalaciones que se disponga. Para minimizar la tasa de fluido motriz  $q_1$ , el operador puede preferir altas presiones y manejar menor volumen de fluido motriz (relación E), de ésta manera reducirá fricción en la tubería y volumen de fluido a ser tratado en superficie. Otros operadores pueden preferir manejar altos volúmenes de fluido en superficie a cambio de disminuir el mantenimiento de los equipos de superficie asociado a bajas presiones de operación (relación A).

Las pérdidas por fricción en la tubería puede ser menor manejando pequeños volúmenes de fluido a altas presiones. Así mismo el tratamiento y separación de la mezcla fluido motriz y fluido producido en superficie puede ser más fácil. Para los ejemplo en ésta tesis se han tomado gargantas grandes (valores de R pequeños) y se considerarán como los más convenientes. Sin embargo el éxito de la aplicación de estas relaciones sensibles dependerá de la exactitud los datos del rendimiento del pozo.

### **d) SELECCIÓN DE LA RELACIÓN DE ÁREA Y TOBERA A PARTIR DE UN VALOR DE H**

Para un valor de  $P_s = 4\ 000\ \text{lb/pulg}^2$  y considerando un valor de  $M = 1$ , calcular el valor de H con la ecuación 2.96a despreciando la fricción  $F_1$  y  $F_2$ . Con éste resultado para H, obtener la relación más eficiente R y M de la figura 2.11.

El valor de M puede ser usado para corregir  $G_2$  de la ecuación 2.92 y determinar los valores de  $F_1$  y  $F_2$ .

Las correcciones de  $G_2$ ,  $F_1$  y  $F_2$  pueden entonces ser incluidas en la ecuación 2.92 para una mayor exactitud y obtener un nuevo valor de H y M.

De la ecuación 2.19 obtenemos:

Ec. [2.19a]

$$q_1 = \frac{q_3}{M}$$

Y de la ecuación 2.77, el área de flujo a través de la tobera es:

$$A_j = \frac{q_1}{1214.5 \sqrt{\frac{(P_1 - P_3)}{\gamma_f}}}$$

A partir de la tabla 2.1, seleccionar un diámetro de tobera cercano al calculado con la ecuación 2.77, seleccionando una boquilla ligeramente menor, esto conducirá a una presión de operación mayor al valor asumido de 4 000 lb/pulg<sup>2</sup>. El siguiente tamaño de tobera mayor, conducirá a una presión de operación menor al valor asumido.

**e) CORRECCIÓN PARA LA DIFERENCIA ENTRE EL TAMAÑO DE TOBERA CALCULADO Y EL TAMAÑO DE TOBERA DISPONIBLE**

Las ecuaciones utilizadas son:

$$q_1 = 1214.5 A_j \sqrt{\frac{(P_1 - P_3)}{\gamma}} \quad \text{Ec. [2.76]}$$

$$M = \frac{q_3}{q_1} \quad \text{Ec. [2.1]}$$

$$P_1 = \frac{1}{H} [P_2(1 + H) - P_3] \quad \text{Ec. [2.86]}$$

Sustrayendo P3 en ambos lados de la ecuación 2.79, obtenemos:

$$P_1 - P_3 = \frac{P_2}{H} + P_2 - \frac{P_3}{H} - P_3 = P_2 \left( \frac{1}{H} + 1 \right) - P_3 \left( \frac{1}{H} + 1 \right)$$

$$P_1 - P_3 = \left( \frac{1}{H} + 1 \right) (P_2 - P_3) \quad \text{Ec. [2.99]}$$

Sustituyendo la ecuación 2.99 en la ecuación 2.76, tenemos:

$$q_1 = 1214.5 A_j \sqrt{\frac{\left( \frac{1}{H} + 1 \right) (P_1 - P_3)}{\gamma_f}} \quad \text{Ec. [2.100]}$$

De la ecuación 2.1:

$$q_3 = Mq_1 \quad \text{Ec. [2.101]}$$

De la ecuación 2.100 y de la ecuación 2.101, tenemos:

$$q_1 = M(1214.5)A_j \sqrt{\frac{\left(\frac{1}{H} + 1\right) (P_2 - P_3)}{\gamma_f}} \quad \text{Ec. [2.102]}$$

Reorganizando términos conocidos para el lado izquierdo de la ecuación tenemos:

$$\frac{q_3}{1214.5A_j \sqrt{\frac{P_2 - P_3}{\gamma_f}}} = M \sqrt{\left(\frac{1}{H} + 1\right)} \quad \text{Ec. [2.103]}$$

Definiendo:

$$\theta_R = \frac{q_3}{1214.5A_j \sqrt{\frac{P_2 - P_3}{\gamma_f}}} \quad \text{Ec. [2.104]}$$

El problema se ha reducido a determinar los valores de H y M que satisfagan la ecuación 2.103 y que estén contenidos en las curvas de H – M para una relación particular. En las figuras 2.13 a 2.17 esta graficado  $\theta_R$  contra M para varias relaciones R. H también es graficada para una referencia fácil.

Calculamos  $\theta_R$  para el tamaño de boquilla standard y relación R seleccionada, esto determina M y H.

$P_1$  es determinada con la ecuación 2.78 y  $P_s$ , presión de operación en superficie, es calculada con la reorganización de términos de la ecuación 2.94:

$$P_s = P_1 - h_1 G_1 + F_1 \quad \text{Ec. [2.105]}$$

La tasa de fluido motriz,  $q_1$ , se obtiene de la ecuación 2.19.

Las correcciones obtenidas de éste procedimiento generalmente pueden no ser suficientemente grandes, por lo que en algunos casos puede que sea necesario recalcular las densidades de la columna de fluido y fricciones.

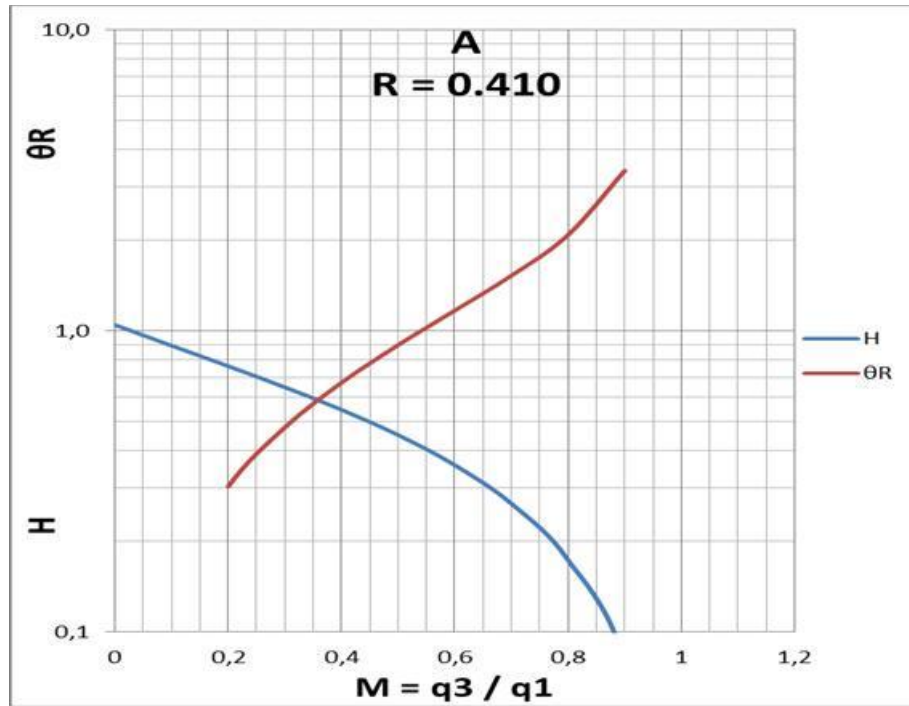
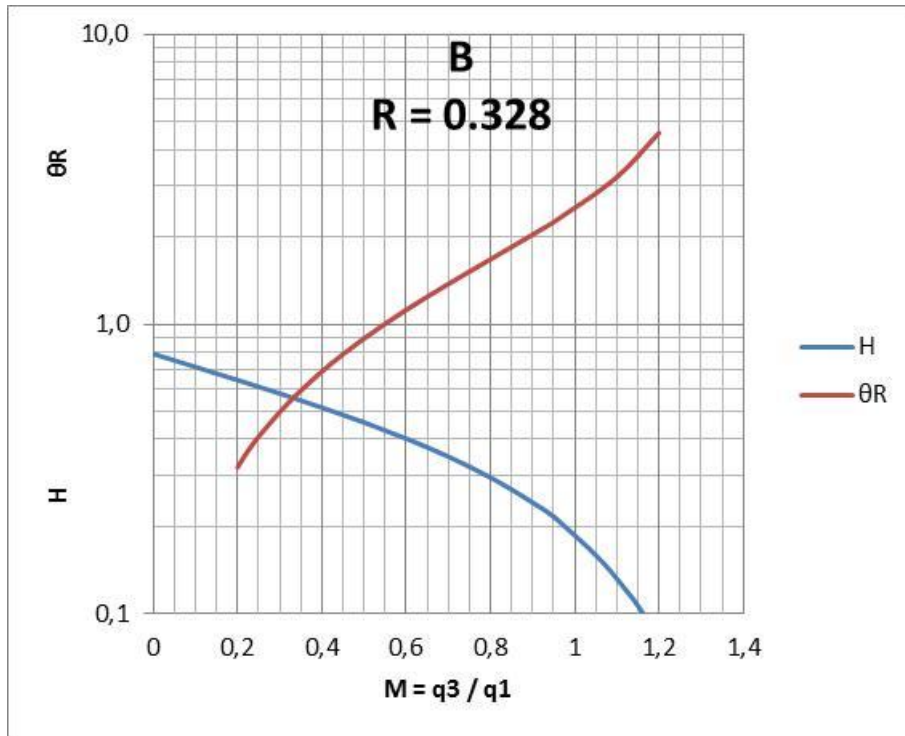


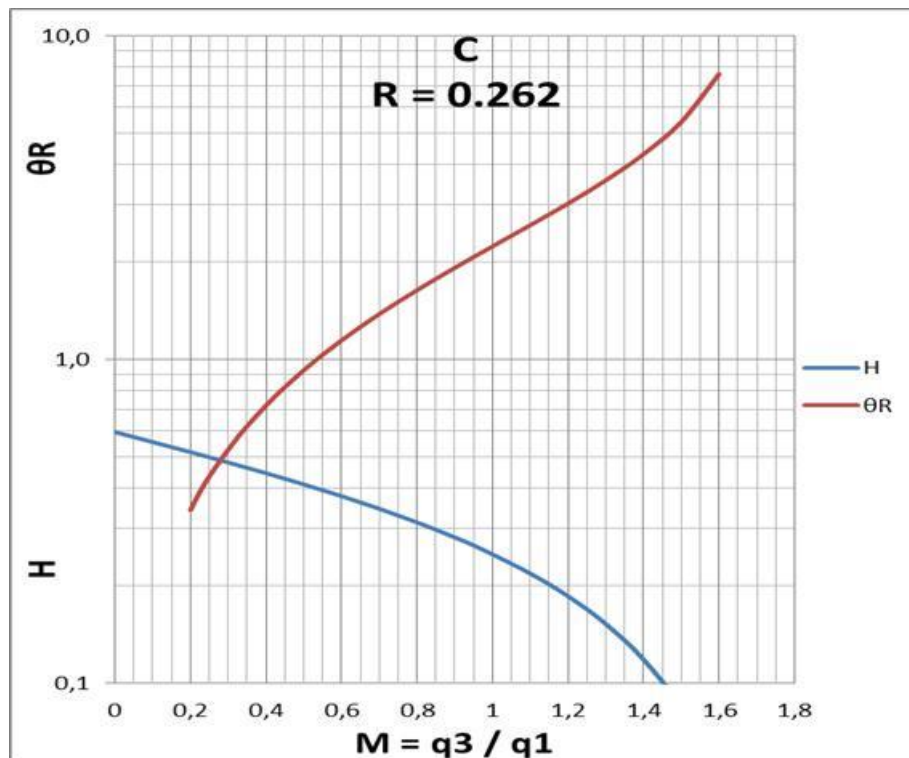
Figura 2.14  $\theta R$  y  $H$  versus  $M$  para la relación  $A$

(Kermit E. Brown, 1 980)



**Figura 2.15**  $\theta R$  y H versus M para la relación B

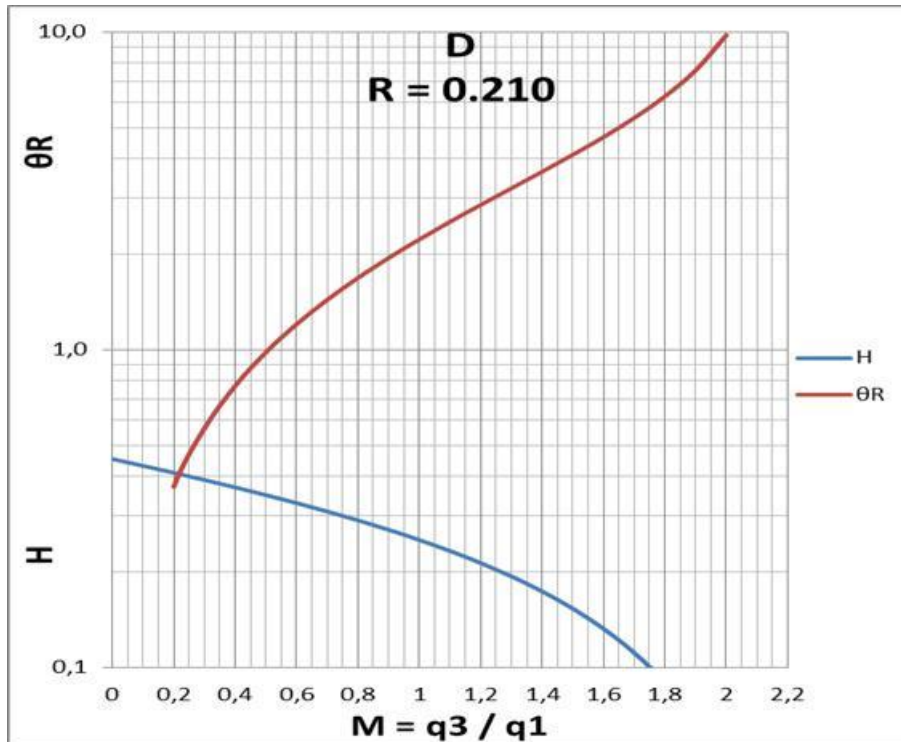
(Kermit E. Brown, 1 980)



**Figura 2.16**  $\theta R$  y H versus M para la relación C

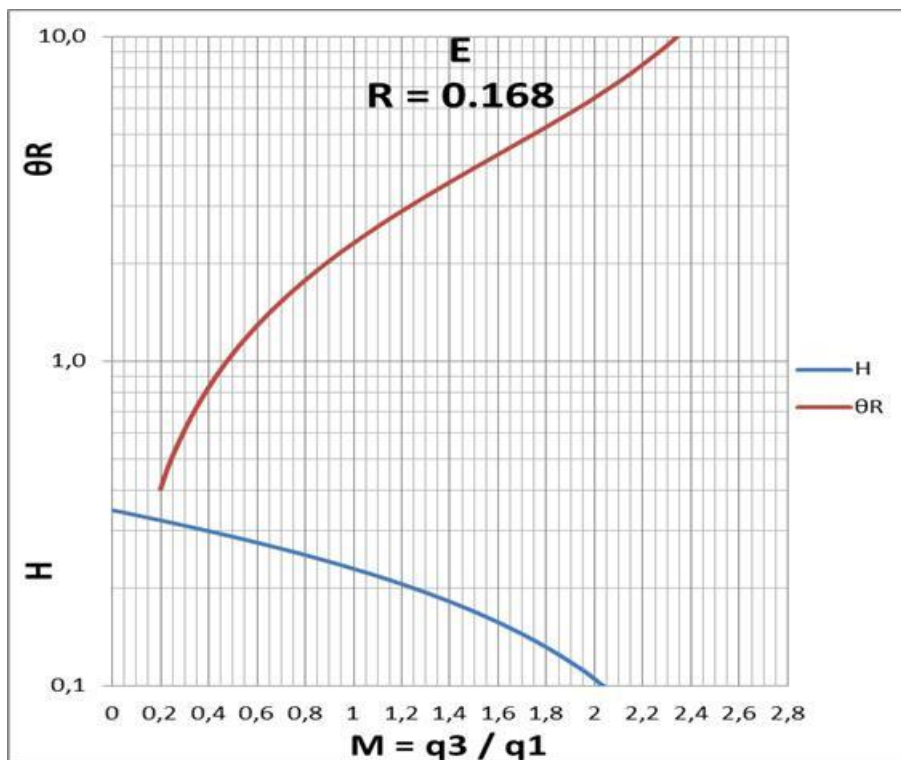
(Kermit E. Brown, 1 980)





**Figura 2.17**  $\theta R$  y  $H$  versus  $M$  para la relación  $D$

(Kermit E. Brown, 1 980)



**Figura 2.18**  $\theta R$  y  $H$  versus  $M$  para la relación  $E$

(Kermit E. Brown, 1 980)

### a) EJEMPLO

Tubería de producción OD	= 2-3/8 pulg
Tubería de revestimiento OD	= 7 pulg
Profundidad de la bomba	= 7 600 pies
Presión del separador	= 80 lb/pulg <sup>2</sup>
Presión en la línea de flujo (corta)	= 80 lb/pulg <sup>2</sup>
Presión estática de fondo	= 1 500 lb/pulg <sup>2</sup>
Índice de productividad (constante)	= 0.2 bl/día/lb/pulg <sup>2</sup>
Gravedad API	= 41°API
Temperatura en la cabeza de pozo	= 110°F
Temperatura de fondo	= 167°F
Corte de agua	= 0%
Relación gas – petróleo (RGP)	= 300 pies <sup>3</sup> /bl
Producción deseada	= 200 bl/día

Seleccionar una bomba hidráulica tipo Jet apropiada, determinando el tamaño de la tobera, presión de operación en superficie, la tasa de fluido motriz y la potencia hidráulica.

Primero debemos considerar que para ésta aplicación la relación gas – petróleo es cero. Para el diseño asumir  $K_j = 0.15$ ,  $I_c = 1.35$ .

La figura del anexo 1, muestra una viscosidad esperada para un crudo de 41°API de 2 cts a una temperatura promedio de 138°F en la tubería de inyección.

Para operar éste pozo disponemos no más de 500 a 600 bl/día de fluido motriz. La ecuación 2.91c muestra que la caída de presión por fricción en la tubería de 2-3/8 pulg con una tasa de 500 bl/día y viscosidad de 2 cts, es solamente 1.8 lb/pulg<sup>2</sup>/1 000 pies. Para los cálculos iniciales las pérdidas por fricción en la tubería de inyección y en el espacio anular de retorno del casing se puede despreciar.

1. Determinar H considerando  $P_s = 4\ 000\ \text{lb/pulg}^2$

El petróleo de 41° API tiene gravedad específica de 0.8203 y gradiente de 0.355 lb/pulg<sup>2</sup>/pie, el porcentaje de agua es cero, entonces:

$$G_1 = G_2 = G_3 = 0.355$$

De las ecuaciones mostradas en la figura 2.13 tenemos:

$$P_1 = 7\ 600\ \text{pies} \times 0.355\ \text{lb/pulg}^2/\text{pie} + P_s$$

$$P_1 = 6\ 698\ \text{lb/pulg}^2$$

Con la presión de fondo estática ( $P_{ws}$ ) igual a 1 500 lb/pulg<sup>2</sup>, el índice de productividad (J) es 0.2 (bl/día)/(lb/pulg<sup>2</sup>) y la producción deseada es 200 bl/día.

$$P_3 = 1\ 500\ \text{lb/pulg}^2 - \frac{200\ \text{bl/día}}{0.2(\text{bl/día})(\text{lb/pulg}^2)} = 500\ \text{lb/pulg}^2$$

$$P_2 = 7\ 600\ \text{pies} \times 0.355\ \text{lb/pulg}^2/\text{pie} + 80\ \text{lb/pulg}^2 = 2\ 778\ \text{lb/pulg}^2$$

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} = \frac{2\ 778 - 500}{6\ 698 - 2\ 778} = 0.581$$

2. Determinar la relación más eficiente para el valor de H calculado. De la Fig. 2.11 solamente las relaciones A y B pueden bombear eficientemente para un H = 0.581 o mayor, y en éste rango la relación A es la más eficiente.
3. Determinar M.  
De la figura 2.11, para H = 0.581 y la relación A (R = 0.410), M = 0.370.
4. Determinar  $q_1 = q_3 / M$ ,  $q_1 = 200 / 0.370 = 541\ \text{bl/día}$ .

De la ecuación 2.57:

$$A_j = \frac{541}{1\ 214.5 \sqrt{\frac{(6\ 698 - 500)}{0.8203}}} = 0.00512\ \text{pulg}^2$$

De la tabla 2.1, se observa que las áreas de toberas más cercanas al valor calculado corresponden a las toberas No. 2 y No. 3. La no. 2 tiene menor área que la que se necesita por lo que se tendrá que operar a una presión mayor que  $P_s = 4\,000 \text{ lb/pulg}^2$ , se selecciona la tobera No. 3.

Calculando  $\theta_R$  con la ecuación 2.80:

$$\theta_R = \frac{200}{1\,214.5 (0.00579) \sqrt{\frac{2\,778-500}{0.8203}}} = 0.540$$

De la figura 2.13,  $M = 0.335$ , para  $\theta_R = 0.540$  y  $H = 0.615$  para  $M = 0.335$ .

De la ecuación 2.78:

$$P_1 = \frac{1}{0.615} [2\,778(1 + 0.615) - 500] = 6\,482 \text{ lb/pulg}^2$$

$P_s = P_1 - 7\,600 \text{ pies} \times 0.355 \text{ lb/pulg}^2/\text{pie} = 6\,482 - 2\,698 = 3\,784 \text{ lb/pulg}^2$   
(despreciando la fricción).

$$\text{De ésta manera } q_1 = \frac{q_3}{M}, \quad q_1 = \frac{200}{0.335} = 597 \text{ bl/día}$$

Nota: Usando la ecuación 2.76  $q_1 = 600 \text{ bl/día}$ .

5. La potencia requerida en superficie es:

$$HP = 1.7 \times 10^{-5} q_1 P_s \quad \text{Ec. [2.106]}$$

$$HP = 1.7 \times 10^{-5} (597)(3\,784) = 38.4$$

6. Revisión del punto de cavitación con la ecuación 2.48:

$$M_c = \frac{1 - 0.410}{0.410} \sqrt{1 + 0.15} \sqrt{\frac{500}{1.35(6\,482 - 500) + 500}} = 0.373$$

Si  $M_c = 0.373$  y en nuestro diseño  $M = 0.335$  entonces no existirá cavitación.

## **2.8 ANÁLISIS NODAL**

### **2.8.1 INTRODUCCIÓN**

El principal objetivo de la ingeniería de producción de petróleo es diseñar y establecer los parámetros de operación de un nuevo pozo o nuevo sistema de pozos de una manera segura y optimizada, generalmente asociada con la maximización del perfil de producción. Otro objetivo importante de la ingeniería de producción es el monitoreo del rendimiento de pozos que están ya en producción de tal manera que podamos determinar si el sistema se está comportando como esperábamos. Si desviaciones son detectadas, el departamento de ingeniería de producción debe establecer las recomendaciones apropiadas con el fin de llevar el sistema a un estado optimizado. Para cumplir éstos objetivos debemos entender totalmente la naturaleza de los pozos de petróleo.

Un pozo de petróleo es perforado para proveer una conexión entre el reservorio y las facilidades de superficie. Su principal propósito es permitir que los fluidos almacenados en el reservorio sean producidos desde ésta locación original hacia un punto en la superficie donde éstos puedan ser separados, tratados, procesados, transportados y finalmente vendidos. Éste concepto de pozo de petróleo incluye no solamente su perforación sino todos los componentes para su producción, tales como el reservorio, perforaciones, líneas de flujo, equipo de levantamiento artificial, choques y cualquier otro equipo que pueda interactuar con los fluidos cuando el flujo va desde el reservorio hacia el separador.

La complejidad de un pozo de petróleo depende de varios aspectos tales como tipo de completación, locación, propiedades del fluido, y tipo de ambiente.

Sin importar cuán complejo o cuán simple es un pozo de petróleo, los fluidos deben viajar a través del reservorio, sistema de tubería y otros equipos y finalmente llega al separador. Durante éste proceso los fluidos van a interactuar con algunos componentes del pozo perdiendo o ganando momento lineal y energía durante el flujo. En ésta forma, la presión y la temperatura de los fluidos en el sistema son continuamente modificadas como los fluidos viajan a través del reservorio, región cercana a la cara del pozo, perforaciones, empacadura de grava, sarta de tubería de producción, líneas de flujo y otros equipos, finalmente hacia el separador. La fuerza que permite el movimiento de fluidos en el sistema de producción es la energía almacenada en forma de fluidos comprimidos en el reservorio. El movimiento de fluidos permite que los componentes del sistema provoquen una caída de presión y continuamente ésta presión es reducida desde el reservorio hacia el final del sistema, usualmente hasta la presión del separador.

### **2.8.2 RENDIMIENTO DEL POZO**

Usualmente la producción de un pozo de petróleo está limitada por el rendimiento solamente de un componente o un grupo de componentes del sistema del pozo.

La caída de presión total experimentada por los fluidos fluyendo a través del sistema permite otras cosas en el caudal de producción, es decir para una presión del separador y una del reservorio, hay usualmente sólo un caudal que relaciona la caída de presión del sistema con la diferencia de presión entre el reservorio y el separador. Está claro entonces que para predecir el rendimiento del pozo o un caudal de equilibrio, es mandatorio predecir correctamente la caída de presión en el sistema.

La caída de presión total en el sistema es la suma de la caída de presión en cada elemento individual como es el reservorio, perforaciones, tubería de producción, choques y líneas de flujo.

En flujo de una sola fase incompresible e isotermal, el sistema puede ser separado dentro de sus componentes individuales y cada componente puede ser analizado sólo desde los otros, partiendo de que la caída de presión es únicamente una función de la rata de flujo.

En flujo multifásico, cada componente de la caída de presión está en función de la rata de flujo pero también de la presión y temperatura.

Consecuentemente, la selección y diseño de cada componente individual es extremadamente importante, desde las caídas de presión y transferencia de calor en cada componente influenciará en el comportamiento de los otros componentes y su respectivo control del rendimiento del pozo.

La conclusión es que en flujo multifásico el sistema no puede ser separado y no podemos analizar cada parte independientemente como se lo hace en flujo monofásico, pero debe ser analizado como un sistema completo tomando en consideración la interdependencia de las partes constituyentes.

El método tradicionalmente utilizado para analizar sistemas compuestos de componentes interactivos es llamado Análisis Nodal. Ésta metodología permite la determinación y comparación del rendimiento relativo de cada componente y sus efectos en el comportamiento global del sistema. Ésta es una herramienta muy efectiva para localizar cuellos de botella en el sistema y optimizar el perfil de producción.

El Análisis Nodal no es la única herramienta disponible para el análisis y optimización de un sistema. Carrot y Horne (1992) presentaron técnicas basadas en optimización multivariada, que ha llegado a ser factible en años recientes con la ayuda de los más potentes hardware y software computacionales.

### 2.8.3 VISIÓN GENERAL DEL ANÁLISIS NODAL

La aplicación del Análisis Nodal a sistemas de pozos fue propuesta por Gilbert (1954) y discutida por Nind (1964) y Brown (1978).

Con el fin de usar todo el método que es requerido debemos conocer la mayoría de condiciones de presión aguas arriba y aguas abajo y tener modelos para predecir la caída de presión como una función del caudal para cada componente. El procedimiento consiste en:

- a. Seleccionamos un punto de análisis en el sistema donde hay un componente en el cual queremos evaluar su rendimiento y dividimos el sistema S en éste punto. Todos los componentes aguas arriba de éste nodo serán referidos como sección de inflow (IS). Todos los componentes aguas abajo de éste nodo serán referidos como sección de outflow (OS).
- b. Restando desde la mayoría de la presión aguas arriba,  $P_u(q)$ , las caídas de presión  $\Delta P_c(q)$  que ocurren en cada componente c de la sección de inflow como una función del caudal q. El resultado es presión como una función del caudal en el nodo de análisis. Ésta presión incluye todos los efectos de los componentes aguas arriba del nodo. Esto refleja la presión a la cual la sección de inflow es capaz de entregar el caudal deseado en el nodo y es llamada disponible o presión de inflow en el nodo,  $P_{nodo}^i(q)$ .

$$P_{nodo}^i(q) = P_u(q) - \sum_{c \in IS} \Delta P_c(q) \quad \text{Ec. [2.107]}$$

- c. Sumando a la mayoría de la presión aguas abajo,  $P_d(q)$  las caídas de presión  $\Delta P_c(q)$  que ocurren en cada componente c de la sección de outflow como una función de la tasa de flujo q. El resultado es presión como una función de la tasa de flujo en el nodo de análisis.



Ésta presión incluye todos los efectos de los componentes aguas debajo del nodo. Esto refleja la presión a la cual la parte del outflow requiere fluir dando una rata de flujo desde el nodo hacia la mayoría de los componentes aguas abajo y es llamado requerido o presión del outflow en el nodo,  $P^{\circ}_{nodo}(q)$ .

$$P^{\circ}_{nodo}(q) = P_d(q) + \sum_{c \in OS} \Delta P_c(q) \quad \text{Ec. [2.108]}$$

Los resultados más útiles arriba descritos son:

1. Determinación del caudal equilibrado: Éste es logrado por la comparación de las curvas de rendimiento del outflow e inflow. En el nodo de análisis, los caudales del inflow y el outflow son los mismos y la presión es única. Esto quiere decir que la sección del inflow es capaz de entregar un caudal y la suficiente presión para vencer las caídas de presión en la sección de outflow. Este caudal es llamado caudal equilibrado  $q_e$ , y la presión del nodo equilibrada es simplemente llamada presión de nodo  $P_{nodo}$ . Por lo tanto, el caudal equilibrado está dado por la intersección o solución de la ecuación.

$$P^i_{nodo}(q) = P^{\circ}_{nodo}(q) \quad \text{Ec. [2.109]}$$

La presión de nodo es simplemente calculada de la siguiente manera:

$$P_{nodo} = P^i_{nodo} = P^{\circ}_{nodo}(q) \quad \text{Ec. [2.110]}$$

2. El efecto de algunos de los cambios en algunos de los componentes puede ser analizado por el recalcu de la relación de presión del outflow e inflow para las condiciones deseadas. Entonces el resultado de la rata de flujo de un sistema equilibrado puede ser calculada como se describe a continuación, como función de los cambios en el componente deseado. Éste último resultado es muy útil en la determinación de la rata de flujo

equilibrada como una función de tiempo, ayudando a localizar cuello de botella en el sistema y optimizando el rendimiento.

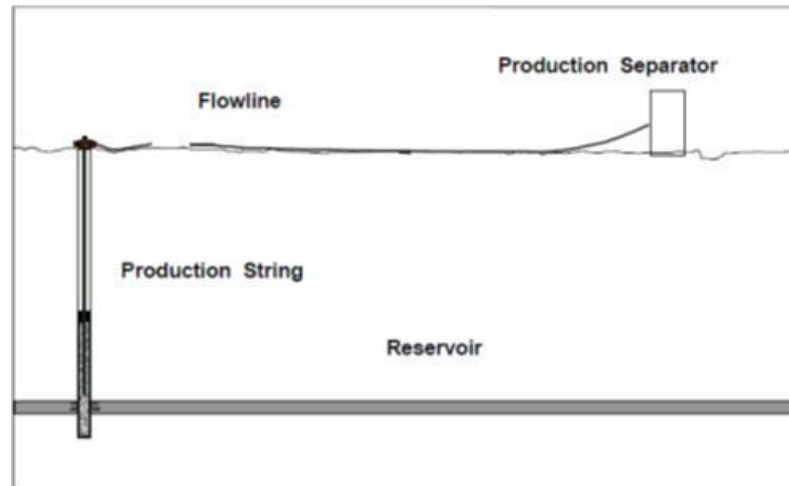
En el procedimiento descrito a continuación, es incondicional que la determinación de la relación del outflow e inflow en el nodo de análisis es independiente de los demás nodos. Éste es usualmente el caso en la mayoría de los sistemas y es uno de las razones de la popularidad del análisis nodal. Si ésta condición es encontrada, entonces el efecto de cambio en un componente puede ser obtenido recalculando la relación de presión simplemente para la sección del inflow u outflow donde el componente está localizado, lo cual es una importante ventaja. En algunos casos, el procedimiento no es simple como el descrito a continuación y alguna información con respecto al flujo de fluidos en una parte puede ser necesaria para calcular la relación de presión para la otra. Por ejemplo en pozos bajo el agua en el fondo del mar, la temperatura del fluido es muy importante para determinar el comportamiento del sistema. En éste caso si el nodo de análisis es localizado en la cabeza del pozo, la relación de outflow para presión puede solamente ser calculada si la temperatura de los fluidos viniendo aguas arriba es conocida. Ésta temperatura está en función de la rata de flujo del pozo y puede ser solamente obtenida con el cálculo de la presión del outflow.

Otro ejemplo es el análisis en el manifold de producción, en éste caso, la producción de varios pozos en unida en un punto específico llamado manifold. Si el nodo de análisis es localizado en el manifold, la relación de outflow para la línea de flujo de producción aguas debajo del manifold depende de las propiedades de los fluidos fluyendo en ésta línea. Ésta información es también función del caudal del sistema y puede solamente ser calculada si el caudal de un pozo individual es conocido y así requiere información de cada relación de outflow individual. Esto no anula el proceso, pero con el fin de aplicar con precisión el Análisis Nodal, en aquellos casos, el proceso simple descrito arriba debe ser modificado para tener en cuenta la

intersección entre las secciones de inflow y outflow. El análisis llega a ser más complicado desde que los cálculos de presión de las secciones del inflow y outflow son vinculadas de nuevo. Con el fin de superar la limitación anterior y mantener un simple análisis, el nodo de análisis en los ejemplos anteriores puede ser movido a otra locación, por ejemplo al separador. El análisis nodal en aquellos casos debe ser usado cuidadosamente. A pesar de ésta realidad, el Análisis Nodal es una herramienta poderosa para la mayoría de aplicaciones comunes. También establece las bases para el entendimiento del comportamiento del pozo como un sistema y es una herramienta que los ingenieros de producción deben dominar totalmente, especialmente en su forma gráfica. Ésta es fácil, productiva y es una herramienta precisa cuando se usa correctamente. Cuando el Análisis Nodal es aplicable debe ser preferentemente escogido antes de intentar con métodos de análisis más complicados. Revisemos terminología de la industria petrolera para luego ver un ejemplo de Análisis Nodal, cuando el análisis se realiza en el nodo de las perforaciones, ésta presión es comúnmente llamada presión fluyente de fondo del pozo o  $P_{wf}$ , cuando el análisis se lo realiza en el nodo de la cabeza del pozo, ésta presión es llamada presión fluyente en la cabeza del pozo o  $P_{wh}$ .

#### **2.8.4 EJEMPLO DE ANÁLISIS NODAL**

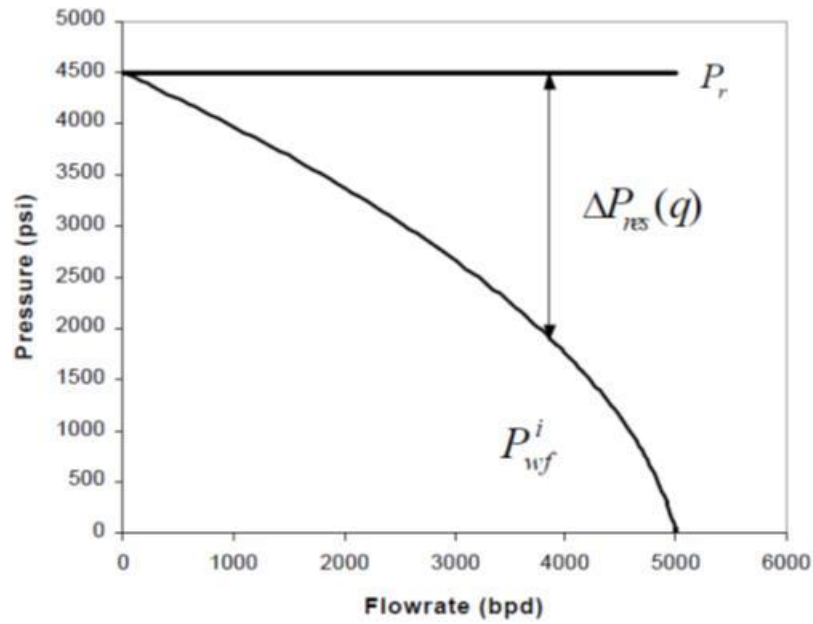
La siguiente discusión ilustra la aplicación del Análisis Nodal a un sistema de un pozo simple como se muestra en el siguiente esquema.



**Figura 2.19** Aplicación del Análisis Nodal a un sistema de un pozo simple  
(Ovadia Shoham y Luis Gomez, 2 001)

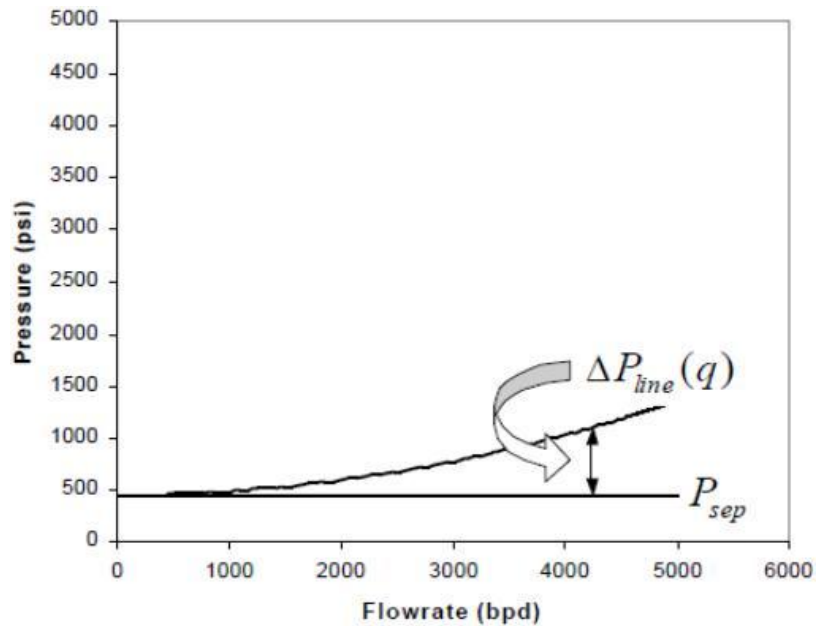
Los componentes de éste sistema son el reservorio, la sarta de producción vertical, la línea de flujo horizontal y el separador. Los posibles nodos de análisis son los puntos aguas arriba o aguas abajo en el sistema o cualquier nodo entre éstos dos componentes. De ésta manera podemos aplicar el análisis a los nodos localizados en el borde del reservorio, en las perforaciones, en la cabeza del pozo o en el separador. También podemos asumir que sabemos cómo calcular la caída de presión en cada componente como una función del caudal. El uso del Análisis Nodal en el nodo de las perforaciones nos servirá como un ejemplo del uso de ésta técnica.

Empezaremos con la mayoría de presión conocida aguas arriba, la cual es la presión de reservorio  $P_r$ . Podemos entonces calcular la caída de presión dentro del reservorio como una función del caudal y sustraer éste valor desde la presión del reservorio para obtener la relación de comportamiento del inflow IPR en las perforaciones como se muestra en la siguiente figura.



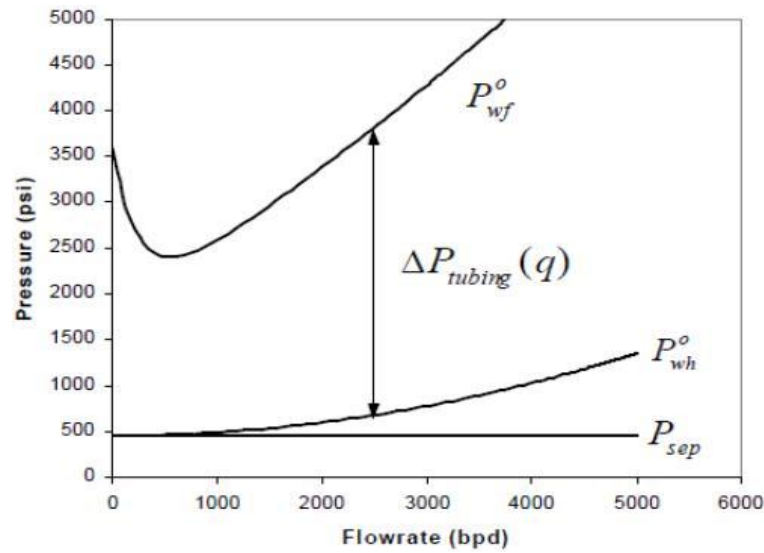
**Figura 2.20** Relación de comportamiento del inflow IPR  
(Ovadia Shoham y Luis Gomez, 2 001)

Ahora vamos a trabajar en la sección del outflow y empezaremos con la presión del separador  $P_{sep}$ , podemos agregar la caída de presión a través de la línea de flujo para obtener la relación del outflow en la cabeza del pozo como se muestra en la siguiente figura.



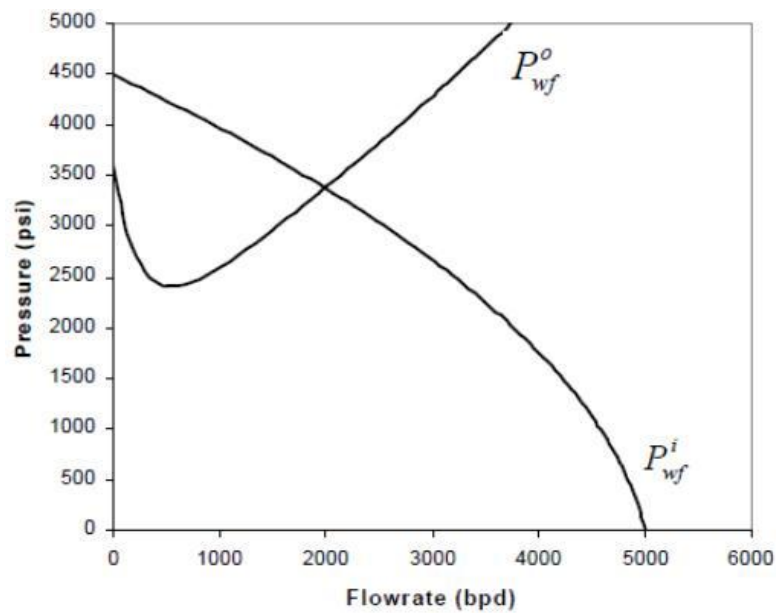
**Figura 2.21** Relación del outflow en la cabeza del pozo  
(Ovadia Shoham y Luis Gomez, 2 001)

Luego agregamos la caída de presión que ocurre en la tubería de producción vertical para obtener la relación de rendimiento del outflow en las perforaciones como se verá en la siguiente figura.



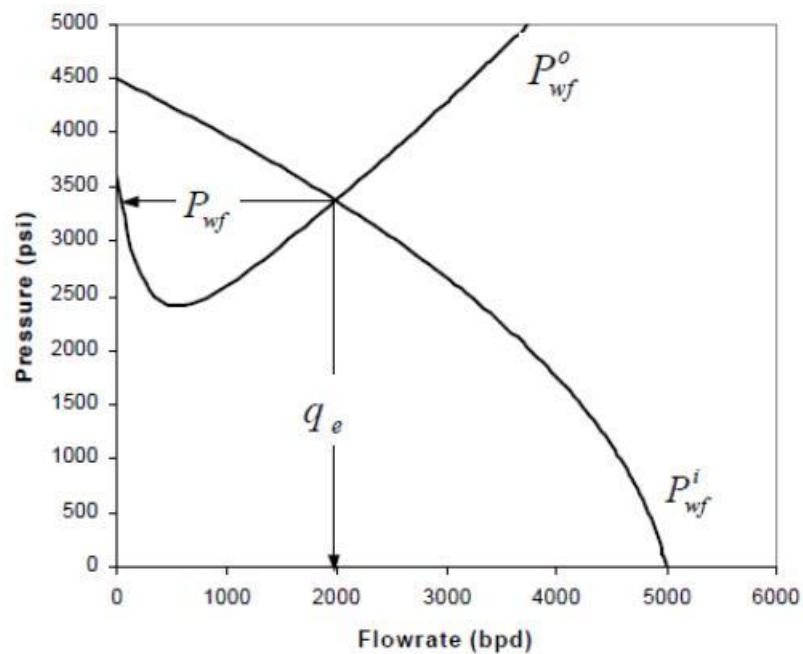
**Figura 2.22** Relación de rendimiento del outflow en las perforaciones  
(Ovadia Shoham y Luis Gomez, 2 001)

Las curvas del inflow y el outflow en las perforaciones pueden ser colocadas en un mismo gráfico como se ilustra en la siguiente figura.



**Figura 2.23** Curvas del inflow y el outflow en las perforaciones  
(Ovadia Shoham y Luis Gomez, 2 001)

La tasa de flujo equilibrada para éste sistema es la única que resulta en una presión de influjo igual (presión disponible)  $P_{wf}^i(q)$  y presión del outflow (presión necesaria)  $P_{wf}^o(q)$ . Esto significa que los componentes del inflow pueden entregarla tasa de flujo equilibrada  $q_e$  en las perforaciones con la presión necesaria exacta para fluir a través de los componentes del outflow. La representación gráfica del punto de equilibrado se muestra en la siguiente figura.



**Figura 2.24** Punto equilibrado  
(Ovadia Shoham y Luis Gomez, 2 001)

Éste procedimiento puede ser llevado a cualquier nodo en el sistema.

Como puede ser visto en las figuras anteriores, la locación donde el Análisis Nodal es desarrollado no cambia el valor de la tasa de flujo equilibrada. La definición de la locación del Análisis Nodal depende del tipo de problema que nosotros queremos resolver o la locación del componente del sistema el cual su rendimiento queremos analizar.

# **METODOLOGÍA**



### 3.1 CURVAS DE SUCCIÓN (INTAKE) PARA BOMBAS TIPO JET

En el procedimiento para predecir las curvas de succión es considerado para dos casos: (1) el fluido bombeado es únicamente líquido y (2) el fluido bombeado es gas y líquido, para ambos caso se asume que la bomba está asentada en el fondo del pozo, que la presión en la cabeza y el tamaño de la sección por donde pasa el fluido son fijos y que la bomba opera en su máxima eficiencia.

Para los 2 casos, se asume que todo el gas asociado es bombeado con el líquido. La variable de sensibilidad para este sistema de levantamiento es la presión del fluido motriz. Más adelante veremos que la relación de predicción de las curvas de succión para una bomba Jet para el caso 1 es directa e indirecta para el caso 2.

#### 3.1.1 FLUIDO BOMBEADO ES ÚNICAMENTE LÍQUIDO

Los líquidos son ligeramente compresibles, incluso, se considera que el volumen de líquido que ingresa a la bomba es constante y es igual al caudal en superficie.

$$q_1 = \frac{q_{sc}}{M_p} \quad [\text{Ec. 3.1}]$$

Se debe tomar en cuenta que como la bomba está asentada en el fondo del pozo, presión de entrada a la bomba es igual a la presión de fondo fluyente.

Al asumir una producción en superficie,  $q_1$  puede ser calculado con la ecuación 2.1a, luego calculamos el caudal total de líquido en la columna de producción lo cual es necesario para determinar P2. Ya determinado P2 y asumiendovarios valores de presión de fluido motriz, la presión de succión puede ser calculada con la ecuación 3.2, ésta es la base para construir la curva de succión (intake) para bombas Jet:

$$P_3 = (1 + H_p)P_2 - H_p P_1 \quad [\text{Ec. 3.2}]$$

Selección de la bomba, generalmente una bomba de alto levantamiento está asociada a las relaciones A o B y debería emplearse en pozos profundos que requieren alto levantamiento. Por otro lado bombas de alto caudal están asociadas a las relaciones D o E y deberían emplearse en pozos someros que requieren bajo levantamiento.

La bomba más apropiada para un pozo específico será conocida hasta después de investigar el comportamiento de varias relaciones de bombas con el comportamiento del reservorio, un procedimiento apropiado se detalla a continuación:

#### **3.1.1.1 Procedimiento para selección de bomba jet:**

1. Establecer una presión de operación de superficie.
2. Leer  $R$ ,  $H_p$  y  $M_p$  para varias relaciones de bombas en la figura 2.11, para cada relación de bomba hacer lo siguiente:
  - a. Asumir un caudal de producción
  - b. Calcular  $q_1$  con la ecuación 2.19a.
  - c. Determinar la presión de fluido motriz y la presión de descarga con una correlación de gradiente de presión.
  - d. Calcular la presión de succión con la ecuación 3.2.
  - e. Repetir los pasos b-d para otros caudales de producción asumidos.
3. Graficar la presión de succión vs el caudal para cada relación de bomba. Graficar la curva del IPR en BFPD en la misma escala en el mismo gráfico.
4. Leer los posibles caudales en la intersección de la curva de intake con la curva del IPR.
5. Para cada posible caudal, determinar  $q_1$  con la ecuación 2.19a, luego determinar la potencia requerida en superficie con la ecuación 2.106.
6. Seleccionar la bomba adecuada basándonos en consideraciones económicas.

Ya que la diferencia en las relaciones de  $M_p$  y  $H_p$  y los gráficos preparados en el paso 3 citados anteriormente, se superpondrán, entonces, la bomba escogida dependerá de la posición de la curva IPR. Otra restricción que puede influenciar en la selección de la bomba es la disponibilidad de fluido motriz o potencia. Si el objetivo es maximizar el caudal de producción la bomba que tenga el rendimiento más alto debe ser seleccionada.

### 3.1.1.2 Procedimiento para preparar curvas de succión (intake) para bombas jet:

Para mostrar los efectos de la fricción es necesario ampliar el límite de presión de operación en superficie:

1. Seleccionar una posible relación de bomba.
2. Leer  $M_p$  Y  $H_p$  de la figura 2.11 para seleccionar la bomba.
3. Asumir un caudal de producción y hacer lo siguiente:
  - a. Calcular  $q_1$  con la ecuación 2.19b.
  - b. Determinar  $P_2$  de una correlación de gradiente de presión.
  - c. Asumir varias presiones de fluido motriz y para cada una de éstas presiones calcular  $P_3$  con la ecuación 3.2.
  - d. Repetir los pasos a-c para otras producciones asumidas.
4. Graficar  $P_3$  vs caudal para varias presiones de fluido motriz asumidas. Graficar la curva IPR en BFPD, en la misma escala en el mismo gráfico.
5. Calcular  $B$  con la siguiente ecuación 3.3, luego calcular  $C$  con la ecuación 3.5. Determinar la presión de cavitación en la succión con la ecuación 3.6. Marque los puntos de cavitación en la intersección de la presión de cavitación en la succión (línea horizontal) con la respectiva curva de intake. Graficar una curva suave a través de los puntos de cavitación.

$$B = \left( \frac{RM_p}{1,0724(1 - R)} \right)^2 \quad [\text{Ec. 3.3}]$$

$$C = \left( \frac{1,35B}{1 + 1,35B - B} \right) \quad [\text{Ec. 3.4}]$$

$$P_C = \left( \frac{1,35B}{1 + 1,35B - B} \right) P_1 \quad [\text{Ec. 3.5}]$$

$$P_c = CP_1$$

[Ec. 3.6]

En donde:

PC es el punto de cavitación en la presión de succión.

El coeficiente de  $P_1$  en las ecuaciones anteriores es constante y se denotará C.

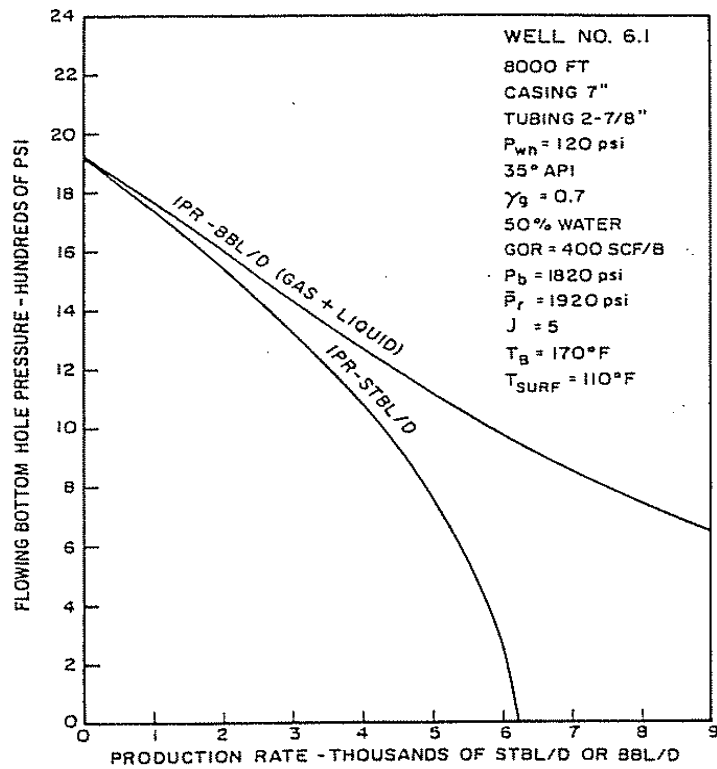
6. Leer los posibles caudales en las intersecciones de cada una de las curvas de succión de la bomba con la curva IPR. Leer el caudal límite de cavitación en la intersección de la curva de cavitación con la curva IPR.
7. Para cada posible caudal determinar el caudal de fluido motriz, entonces, determinar la presión de superficie del fluido motriz  $P_s$  y calcular HP de la ecuación 2.106.
8. Graficar los posibles caudales vs  $P_s$ , HP y  $q$ . Colocar el límite de cavitación en el mismo gráfico.
9. Seleccionar el caudal adecuado.

**Ejemplo pozo # 1 (fluido bombeado sólo líquido):**

Datos del pozo, fluido y del reservorio son mostrados en la tabla 3.1, la curva IPR en stbl/d y b/d es mostrada en la figura 3.1. Para la solución referirse a las figuras 3.1, 3.2 y 3.3.

**Tabla 3.1** Datos del pozo, reservorio, fluido y sistema de levantamiento usados en los cálculos para los pozos # 1 y # 2.

	POZO # 1	POZO # 2
Profundidad, pies.	8 000	7 600
Tamaño casing, pulg	7	5-1/2
Tamaño tubing, pulg	2-7/8	2-3/8
Presión de cabeza, lb/pulg <sup>2</sup>	120	80
Temperatura de cabeza, °F	110	110
°API	35	40
$\gamma_{osc}$	0.9	0.8
$\gamma_{gsc}$	0.7	0.7
Corte de agua	50%	0%
$\gamma_{wsc}$	1 074	-
GOR, scf/stbo	400	200
$P_b$ , lb/pulg <sup>2</sup>	1 820	940
$P_R$ , lb/pulg <sup>2</sup>	1 920	1 500
J (Sobre $P_b$ ), stbl/d/lb/pulg <sup>2</sup>	5.0	0.4
q max, stbl/d	6 276	400
Temperatura fluyente, °F	170	167



**Figura 3.1** Curvas IPR para el pozo #1

(Kermit E. Brown, 1 984)

Desde que la bomba es asentada en el fondo del pozo, la presión de intake es idéntica a la presión de fondo fluyente, entonces los stbl/d, mostrados en la figura 3.2 es aplicable.

Para la relación de bomba A, la relación de flujo para la eficiencia máxima es 0.475, y la relación de recuperación de presión en la eficiencia máxima también es 0.475 (figura 2.11), entonces las ecuaciones 3.1 y 3.2 quedarían así:

$$q_1 = q_{sc} / 0.475 \quad [\text{Ec. 3.7}]$$

Y:

$$P_3 = 1.475 P_2 - 0.475 P_1 \quad [\text{Ec. 3.8}]$$

Entonces R es 0.410:

$$B = \left[ \frac{(0.41)(0.475)}{1.0724 (1-0.41)} \right]^2 = 0.0947$$

Y:

$$C = \frac{(1.35)(0.0947)}{1 + (1.35)(0.0947) - 0.0947} = 0.1237$$

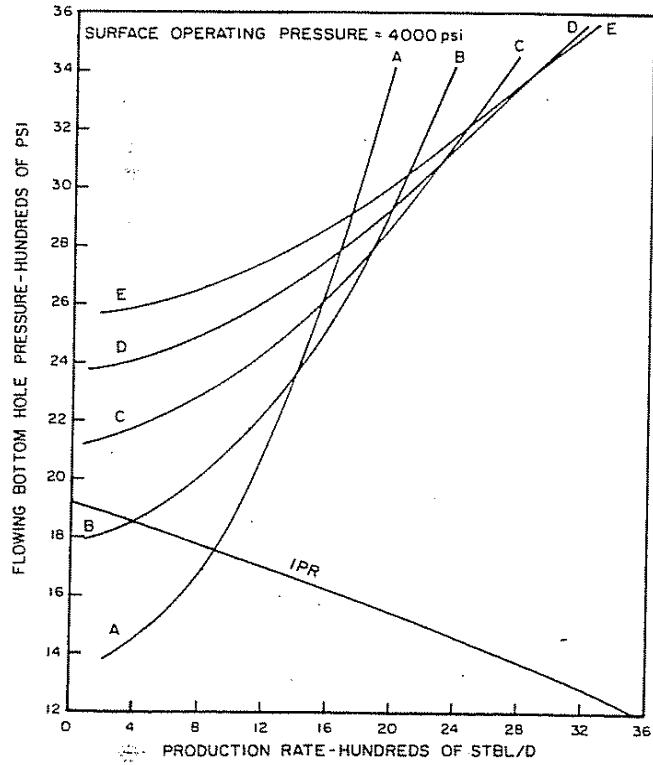


Figura 3.2 Curvas de intake para varias bombas Jet en el pozo #1 (Sólo líquido).  
(Kermit E. Brown, 1 984)

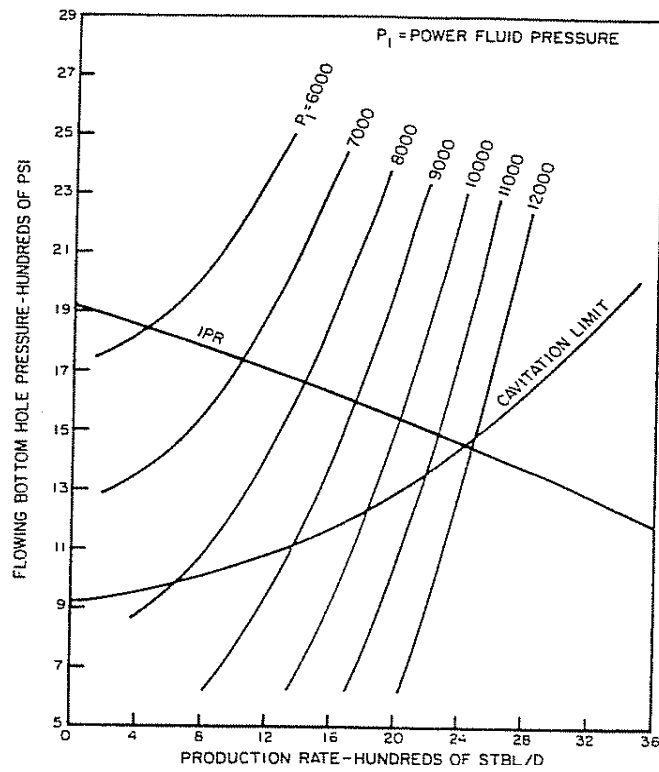


Figura 3.3 Curvas de intake para una bomba Jet en el pozo #1 (Sólo líquido).  
(Kermit E. Brown, 1 984)

Obteniendo el valor de C, la ecuación 3.6 quedaría así:

$$P_c = 0.1237 P_1 \quad [\text{Ec. 3.9}]$$

Si un caudal de producción de 200 stbl/d es asumido, la ecuación 3.7 quedaría:

$$q_1 = 200 / 0.475 = 421 \text{ stbo/d}$$

El caudal de líquido total en la columna del retorno es 200 + 421 o 621 stbl/d de los cuales 521bl son de petróleo y 100 bl de agua. La presión de descarga requerida para éste caudal es:

$P_2 = 3219 \text{ lb/pulg}^2$  (Calculada con una correlación de gradiente de presión)

Con una presión de operación en superficie de 4000 lb/pulg<sup>2</sup>, la presión del fluido motriz es:

$P_1 = 6824 \text{ lb/pulg}^2$  (Calculada con una correlación de gradiente de presión)

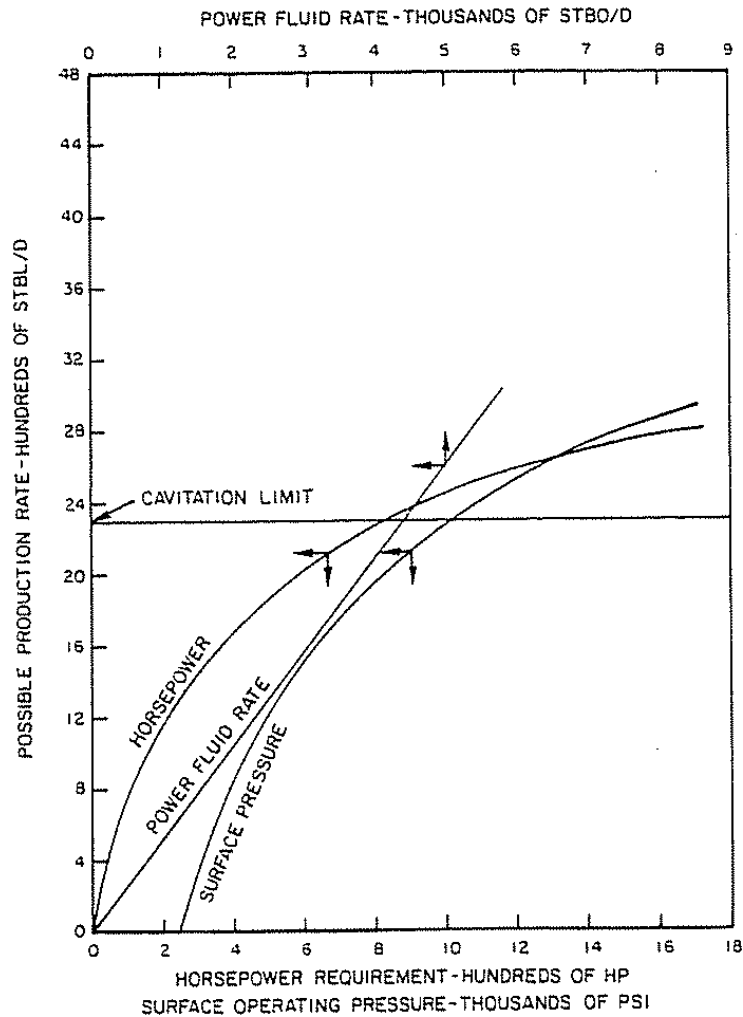
La ecuación 3.8 nos da:

$$P_3 = (1.475)(3129) - (0.475)(6824) = 1374 \text{ lb/pulg}^2$$

De manera similar, los siguientes datos pueden ser obtenidos para otros caudales de producción asumidos:



$Q_{sc}$ stbl/d	$q_1$ stbl/d	$P_2$ lb/pulg <sup>2</sup>	$P_1$ lb/pulg <sup>2</sup>	$P_3$ lb/pulg <sup>2</sup>
400	842	3 169	6 787	1 451
600	1 263	3 231	6 750	1 560
800	1 684	3 314	6 714	1 699
1 000	2 105	3 417	6 679	1 868
1 200	2 526	3 542	6 644	2 069
1 400	2 947	3 688	6 452	2 375
1 600	3 368	3 855	6 350	2 670
1 800	3 789	4 044	6 238	3 002
2 000	4 211	4 256	6 119	3 372



**Figura 3.4** Posible caudal de producción de una bomba Jet vs HP,  $P_s$  y  $q_1$  para el pozo #1 (sólo líquido).  
(Kermit E. Brown, 1 984)

En la figura 3.2 fue graficada la  $P_3$  vs  $q_{sc}$ , la curva IPR en BFPD fue graficada en la misma escala en la misma figura.

Los mismos tipos de cálculos fueron hechos para las otras relaciones de bomba. Los resultados de los cálculos también fueron graficados en la figura 3.2. Nótese que los gráficos están superpuestos ya que existe diferencia en caudal y relación de recuperación de presión. Es evidente que dentro del límite de 4000 lb/pulg<sup>2</sup> de presión de operación en superficie, se debería seleccionar la relación de bomba A, ya que permite un mayor caudal de producción que la relación de bomba B, mientras que no tenemos caudal asociado con las relaciones de bomba C, D o E.

Para la relación de bomba A, el pozo puede producir 900 BFPD con una presión de operación de superficie de 4000 lb/pulg<sup>2</sup> (figura 3.2), si 4000 lb/pulg<sup>2</sup> es la máxima presión de operación de superficie y se desea optimizar la producción, el rendimiento de la bomba debería ser estudiado para presiones menores a 4000 lb/pulg<sup>2</sup>, pero para ilustrar el efecto de la fricción y mostrar la zona de cavitación, el límite de la presión de operación en superficie debe ser ampliado, en tal caso no habrá límite de presión de operación en superficie.

Para un caudal de producción asumido de 200 stbl/d, la presión de descarga fue previamente determinada como 3129 lb/pulg<sup>2</sup>, entonces si asumimos que la presión del fluido motriz es 6000 lb/pulg<sup>2</sup>, aplicando la ecuación 3.8 nos queda así:

$$P_3 = (1.475)(3129) - (0.475)(6000) = 1765 \text{ lb/pulg}^2$$

De manera similar, para el mismo caudal de 200 stbl/d, se puede obtener  $P_3$  asumiendo otros valores de presión de fluido motriz:

$P_1$ lb/pulg <sup>2</sup>	$P_2$ lb/pulg <sup>2</sup>
7000	1290
8000	815
9000	340

La presión de succión  $P_3$  fue graficada vs  $q_{sc}$  para varios valores de presión de fluido motriz en la figura 3.3, la curva IPR fue graficada en la misma escala en la misma figura.

La presión de intake bajo la cual toma lugar la cavitación es calculada con la ecuación 3.9:

$P_1$ lb/pulg <sup>2</sup>	$P_c$ lb/pulg <sup>2</sup>
8000	990
9000	1113
1000	1237
11000	1361
12000	1484

Los puntos de cavitación fueron marcados en la intersección de la  $P_c$  línea (horizontal) con la respectiva curva de intake, entonces una curva suave fue trazada a través de estos puntos (ver la figura 3.3). La operación de la bomba debe ser en cualquier punto arriba de la curva de cavitación y limitada únicamente por la presión del fluido motriz (operación en superficie).

Los posibles caudales están en la intersección de la curva de intake de la bomba con la curva del IPR. Por ejemplo, el pozo puede producir 450 stbl/d con una presión de fluido motriz de 6000 lb/pulg<sup>2</sup>, el requerimiento de caudal de fluido motriz para esto es:

$$q_1 = 450 / 0.475 = 947 \text{ stbo/d [Ec. 3.9]}$$

Para una presión de fluido motriz (presión de entrada a la tobera) de 6000 lb/pulg<sup>2</sup> y un caudal de fluido motriz de 947 stbo/d, tenemos una presión de

operación de superficie calculada con una correlación de gradiente de presión de:

$$P_s = 3198 \text{ lb/pulg}^2 \text{ (calculado con una correlación de gradiente de presión)}$$

La ecuación 2.106 para calcular la potencia requerida nos da:

$$HP = (1.7 \times 10^{-5})(947)(3198) = 52 \text{ HP}$$

Los posibles caudales de producción  $q_p$  fueron graficados vs HP,  $P_s$  y  $q_1$  en la figura 3.4. El caudal límite de cavitación, el cual está cerca de los 2300 stbl/d (ver figura 3.3), fue graficado en la misma figura 3.4.

En la figura 3.4 es evidente que más allá de 2800 stbl/d, la presión de operación en superficie así como el requerimiento de potencia incrementan muy rápidamente sin ninguna ganancia significativa en el caudal de producción. Este caudal sería seleccionado si por una parte no existiera cavitación y por otra, si no hubiera límite de presión de operación en superficie. Para éste caso, el límite de presión de operación en superficie es 4000 lb/pulg<sup>2</sup>, con ésta presión el pozo puede producir 880 stbl/d (ver figura 3.4), entonces:

$$q_1 = 880 / 0.475 = 1853 \text{ stbo/d} \quad [\text{Ec. 3.10}]$$

$$HP = (1.7 \times 10^{-5})(1853)(4000) = 112 \text{ HP}$$

$$P_1 = 6700 \text{ lb/pulg}^2 \text{ (Calculado con correlación de gradiente de presión)}$$

$$P_3 = 1770 \text{ lb/pulg}^2 \text{ (Figura 3.3)}$$

Entonces la ecuación 2.57 quedaría así:

$$A_j = \frac{1853}{1214.5} \sqrt{\frac{0.85}{6700-1770}} = 0.02 \text{ in.}^2 \text{ [Ec. 3.11]}$$

Nota:  $A_j$  debe ser corregido para el tamaño de tobera disponible.

### Ejemplo pozo # 2 (fluido bombeado sólo líquido):

Nos referimos a las figuras 3.6 y 3.7.

Datos del pozo, fluido y del reservorio son mostrados en la tabla 3.1, la curva IPR en stbl/d y b/d es mostrada en la figura 3.5.

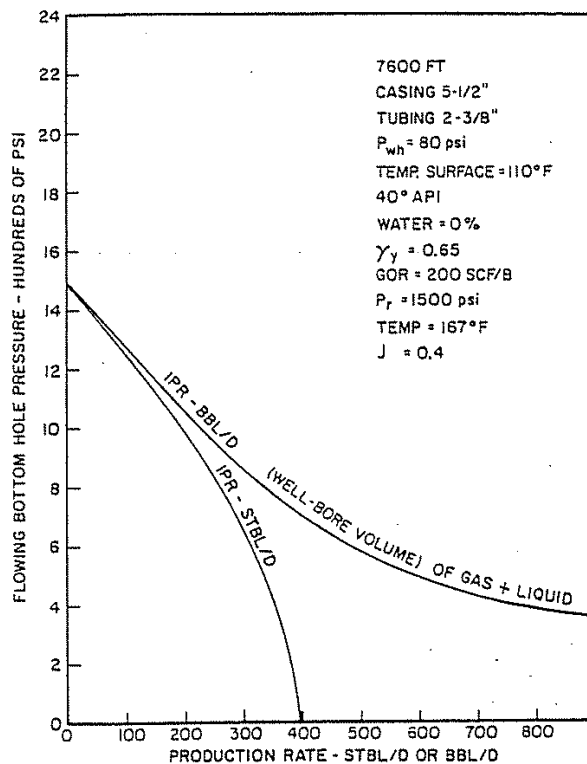
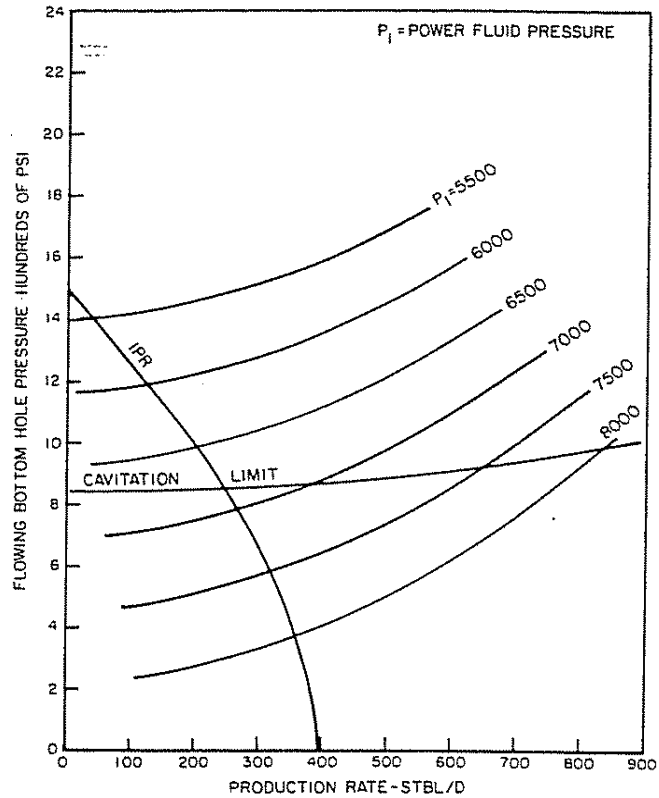


Figura 3.5 Curvas IPR para el pozo # 2

(Kermit E. Brown, 1984)



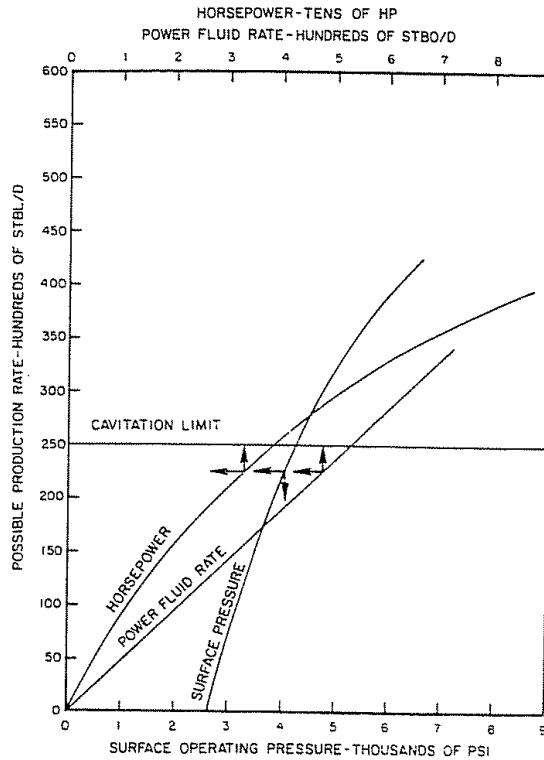
**Figura 3.6** Curva de intake para bomba Jet en el pozo # 2 (sólo líquido)  
(Kermit E. Brown, 1 984)

El mismo tipo de cálculos previamente hechos para el pozo #1 fueron hechos para el pozo # 2. La bomba más apropiada fue determinada como la bomba con relación A. Los resultados de los cálculos son mostrados en las siguientes tablas 3A.7 y 3A.8.

Los datos de la tabla 3A7 fueron graficados en la figura 3.6. La curva IPR fue graficada en la misma escala en la misma figura.

La potencia requerida para los posibles caudales son mostrados en la tabla 3A.8.

La figura 3.7 es un gráfico de  $q_p$  vs  $P_s$ , HP y  $q_1$ .



**Figura 3.7** Posibles caudales de producción con bomba Jet vs potencia, Ps y q1 para el pozo # 2 (sólo líquido). (Kermit E. Brown, 1 984)

El caudal seleccionado es 220 stbl/d (presión de operación en superficie 4000 lb/pulg<sup>2</sup>). Para éste caudal la potencia requerida, el caudal de fluido motriz y la presión del fluido motriz es: 32 HP, 465 stbo/d y 6600 lb/pulg<sup>2</sup> respectivamente. El área de la tobera, la cual es sujeto de corrección es 0.0046 pulg<sup>2</sup>.

### 3.1.2 FLUIDO BOMBEADO ES LÍQUIDO Y GAS

Tomando en cuenta que el gas tiene alta compresibilidad, en la ecuación de  $q_1 = V / M_p$ , V no puede ser considerado una constante como se consideró para el caso donde el fluido bombeado era sólo líquido, pero esto debería ser determinado en la presión de intake con la ecuación:  $V = q_{sc} * VF$ , entonces la ecuación para el caso donde bombeamos líquido y gas sería:

$$q_1 = q_{sc} VF / M_p \quad [Ec. 3.12]$$

Donde VF es el factor volumétrico estimado en la presión de intake con la siguiente ecuación:

$$VF = wc + (1 - wc)B_o + [GLR - (1 - wc)R_s]B_g \text{ [Ec. 3.13]}$$

Para una bomba Jet usando petróleo como fluido motriz, el caudal total de líquido, la relación gas – petróleo y el corte de agua en la columna de retorno es son los siguientes:

$$q_2 = q_1 + q_{sc} \text{ [Ec. 3.14]}$$

$$GOR_2 = \frac{q_{sc} GLR}{q_1 + q_{sc} (1 - wc)} \text{ [Ec. 3.15]}$$

$$WC_2 = \frac{q_{sc} wc}{q_2} \text{ [Ec. 3.16]}$$

De manera distinta al caso de fluido bombeado sólo líquido, predecir las curvas de intake para líquido y gas libre es algo indirecto. Esto es porque la presión de intake debe ser conocida para determinar VF. Entonces la presión de cabeza es ajustada, la presión de descarga también será ajustada para cada caudal. Por ende la presión del fluido motriz no puede ser asumida como lo hicimos para el caso del líquido pero debe ser calculada con la ecuación 3.2, entonces éstos únicamente la parte izquierda desconocida de la ecuación. Para facilitar graficar las curvas de intake, es necesario obtener la presión de intake para los caudales de producción asumidos para presiones de fluido motriz idénticas. Esto puede ser realizado de cualquiera de éstas maneras, realizando un gráfico de  $P_3$  vs  $P_1$  para cada caudal o interpolando.

Resolviendo la ecuación 3.2 para  $P_1$ , tenemos:



$$P_1 = \frac{(1+H_p)P_2 - P_3}{H_p} \quad [\text{Ec. 3.17}]$$

**Selección de la bomba**, como mencionamos anteriormente, los dos factores que influyen en la selección de la bomba son el caudal y la relación de recuperación de presión. La diferencia en la relación de caudal es una medida de la diferencia en el caudal de fluido motriz, ya que por la existencia de gas en éste caso, la diferencia en el caudal de fluido motriz será mayor que en el caso donde sólo se bombeaba líquido, por lo tanto la bomba que sería empleada en el caso de sólo líquido sería empleada en éste caso.

### 3.1.2.1 Procedimiento para preparar curvas de succión (intake) para bombas jet (bombeando gas):

Así como lo hicimos en el caso donde se bombeaba sólo líquido, el límite de la presión de operación en superficie será ampliado por lo tanto no tendremos límite en la presión de fluido motriz. El procedimiento paso a paso a seguir es el siguiente:

1. Seleccionar una bomba adecuada.
2. Asumir varios caudales de líquido, y para cada uno de éstos caudales hacer lo siguiente:
  - a. Asumir una presión de intake.
  - b. Determinar VF en la presión de intake asumida con la ecuación 3.11.
  - c. Calcular  $q_1$  con la ecuación 3.10.
  - d. Calcular  $q_2$ ,  $GOR_2$  y  $wc_2$  con las ecuaciones 3.12, 3.13 y 3.14.
  - e. Determinar  $P_2$  con una correlación de flujo multifásico.
  - f. Calcular  $P_1$  con la ecuación 3.15.
  - g. Repetir los pasos b y f para otros valores de presión de intake asumidos.
3. Interpolando o graficando, obtenemos los valores de presión de intake para los caudales de producción asumidos para valores de presión de fluido motriz idénticos.

4. Graficar la presión de intake (obtenida en el paso # 3) vs caudal para varios valores de presión de fluido motriz. Graficar la curva de stbl/d en la misma escala en el mismo gráfico.
5. Calcular B de la ecuación 3.3, luego calcular C con la ecuación 3.5. Determinar la presión de cavitación en el intake para cada valor de presión de fluido motriz con la ecuación 3.6, marque los puntos de cavitación en la intersección de la presión de cavitación en el intake (línea horizontal) con la respectiva curva de intake. Dibuje una curva suave a través de los puntos de cavitación.
6. Lea los posibles caudales en las intersecciones de las curvas de intake con la curva IPR. Lea el caudal límite de cavitación en la intersección de la curva de cavitación con la curva IPR.
7. Para cada posible caudal calcular el caudal de fluido motriz, luego determinar  $P_s$  y determinar HP con la ecuación 2.106.
8. Graficar el posible caudal vs  $q_1$ ,  $P_s$  y HP. Coloque el caudal límite de cavitación en el mismo gráfico.
9. Seleccionar un caudal adecuado.

**Selección del caudal**, si bombeamos sólo líquido o bombeamos gas con el líquido, la selección del caudal debe ser:

1. Sin cavitación
2. Económicamente factible

Cuando la presión del fluido motriz y consecuentemente el caudal de producción aumenta, así también el caudal de fluido motriz incrementa y el efecto de las pérdidas por fricción en los conductos empieza a manifestarse, como resultado, la ganancia en el caudal de producción por cada HP continua disminuyendo hasta este ser insignificante.

**Ejemplo pozo # 1:**

Referirse a las figuras 3.8 y 3.9.

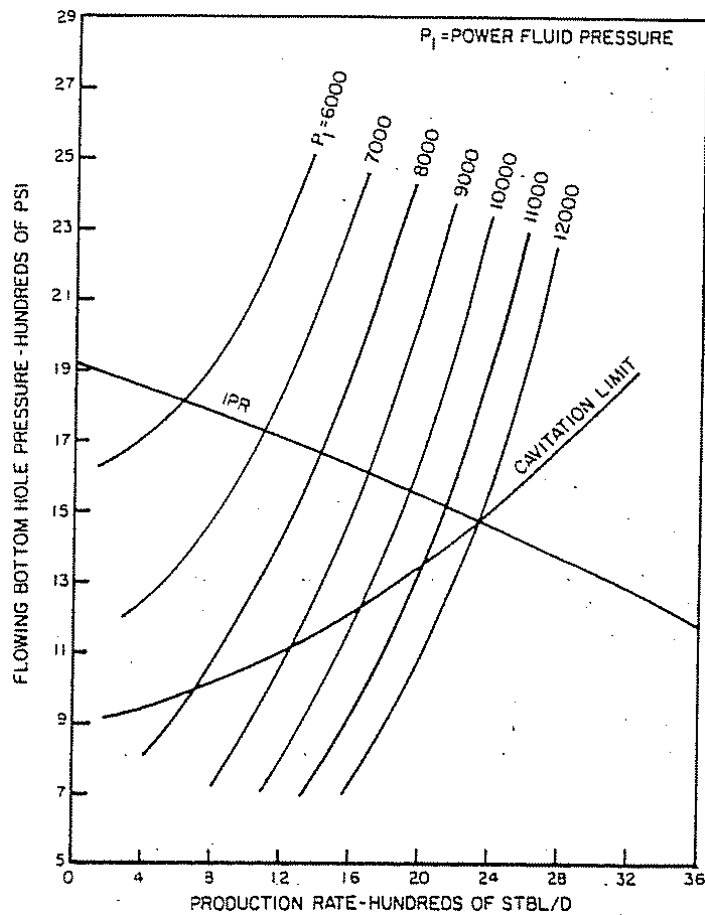
Desde que la bomba está asentada en el fondo del pozo y todo el gas es bombeado, las curvas IPR de la figura 3.1 y los datos del factor volumétrico de la tabla 3A.1 son aplicables.

Para el caso del líquido la relación de bomba A fue seleccionada porque ésta daba los más altos caudales de producción. La misma bomba será usada en éste caso. En su máxima eficiencia las ecuaciones 3.10 y 3.15 llegan a ser:

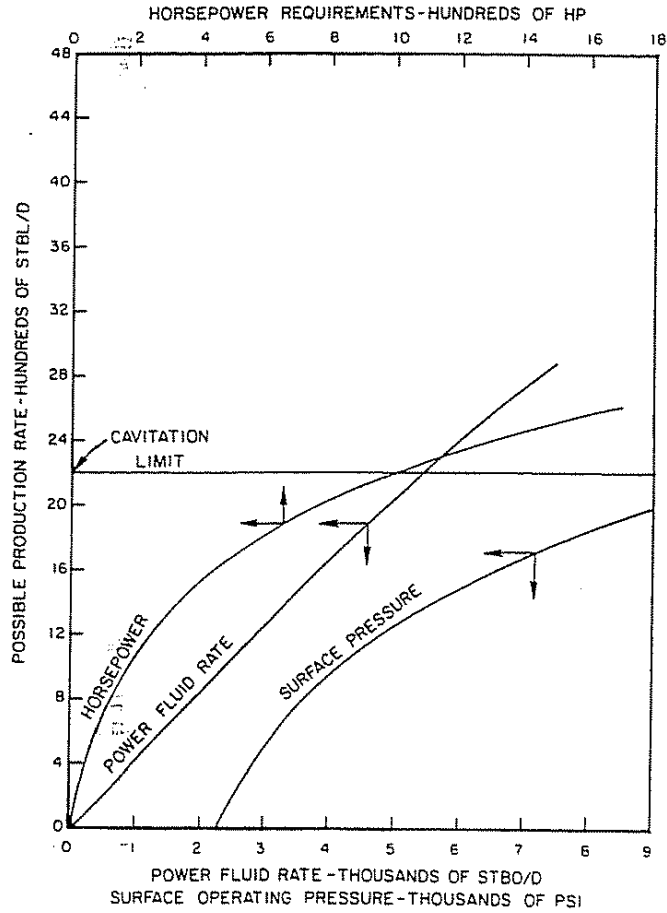
$$q_1 = q_{sc} VF / 0.475 \text{ [Ec. 3.18]}$$

Y:

$$P_1 = \frac{1.475 P_2 - P_3}{0.475} \text{ [Ec. 3.19]}$$



**Figura 3.8** Curvas de intake para bomba Jet en el pozo # 1 (bombeando líquido y gas) (Kermit E. Brown, 1 984)



**Figura 3.9** Posible caudal de producción para bomba Jet vs HP,  $P_s$  y  $q_1$  para el pozo # 1 (bombeando líquido y gas) (Kermit E. Brown, 1 984)

Para el fluido del pozo # 1, las ecuaciones 3.12, 3.13 y 3.14 llegan a ser:

$$q_2 = q_1 + q_{sc} \quad [\text{Ec. 3.20}]$$

$$\text{GOR}_2 = \frac{200 q_{sc}}{q_1 + 0.5 q_{sc}} \quad [\text{Ec. 3.21}]$$

y

$$\text{WC}_2 = \frac{0.5 q_{sc}}{q_2} \quad [\text{Ec. 3.22}]$$

Si tenemos un caudal de líquido en superficie de 200 stbl/d y una presión de intake asumida, entonces:

$$VF=1.9899 \text{ bbl/stbl} \quad (\text{Tabla 3A.1 @ } 500 \text{ lb/pulg}^2)$$

$$q_1=(200) (1.9899)/0.475 =838 \text{ stbo/d}$$

$$GOR_2=\frac{(200)(200)}{838+(0.5)(200)}=43 \text{ scf/stbo}$$

$$wc_2=\frac{(0.5)(200)}{1038}=0.096$$

Para un caudal de líquido de 1038 stbl/d, una relación gas – petróleo 43 scf/stbo y un corte de agua de 0.096:

$$P_2 = 3\,066 \text{ lb/pulg}^2 \text{ (Calculado con una correlación de flujo multifásico)}$$

Entonces la ecuación 3.17 nos quedaría así:

$$P_1=\frac{(1.475)(3066)- 500}{0.475} =8\,647 \text{ lb/pulg}^2$$

Un procedimiento similar fue realizado para el mismo caudal de 200 stbl/d con otras presiones de intake asumidas, los resultados de los cálculos son mostrados en la tabla del anexo 3A.9:

$P_1$	$P_3$
6000	1639
7000	1176
8000	711

El mismo tipo de cálculos fueron hechos para otros caudales asumidos, los resultados de los cálculos son mostrados en la tabla del anexo 3A.10. La presión de intake  $P_3$  fue graficada vs  $q_{sc}$  para varios valores de presión de

fluido motriz en la figura 3.8. La curva del IPR en stbl/d fue graficada en la misma escala en la misma figura.

Si la presión de vapor es asumida como cero, la presión de cavitación en el intake es la misma como la calculada previamente para el caso del líquido. La curva de cavitación de la figura 3.3 fue reproducida en la figura 3.8. La operación de la bomba debería ser en cualquier punto sobre la zona de cavitación y limitada únicamente por la presión del fluido motriz (operación en superficie).

Los posibles caudales están en la intersección de las curvas de intake de la bomba con la curva del IPR. Por ejemplo el pozo puede producir 630 stbl/d con una presión de fluido motriz de 6000 lb/pulg<sup>2</sup> (ver figura 3.8), la presión de intake para éste caudal es 1815 lb/pulg<sup>2</sup>, en la cual VF (factor volumétrico) es 1.1162 bl/stbl (tabla 3A.1), entonces la ecuación 3.16 nos da:

$$q_1 = (630)(1.1162)/0.475 = 1480 \text{ stbo/d}$$

Para un caudal de fluido motriz de 1 480 stbo/d y una presión de fluido motriz de 6000 lb/pulg<sup>2</sup>:

$$P_s = 3233 \text{ lb/pulg}^2 \quad (\text{Calculado con una correlación de gradiente de presión})$$

Entonces la ecuación 2.106 nos da:

$$HP = (1.7 \times 10^{-5})(1480)(3233) = 81 \text{ HP}$$

Cálculos similares fueron realizados para otros posibles caudales. Los resultados de los cálculos son mostrados en la tabla 3A.11. Los posibles caudales  $q_p$  fueron graficados vs  $P_s$ , HP y  $q_1$  en la figura 3.9, el caudal en el límite de la cavitación (2200 stbl/d) fue colocado en la misma figura.

Una inspección de la figura 3.9 muestra que, más allá de 2600 stbl/d, la presión de operación en superficie así como los requerimientos de potencia incrementan rápidamente sin ninguna ganancia significativa en el caudal de producción. Este caudal debería ser seleccionado si no tuviéramos cavitación si no tuviéramos límite de presión de operación en superficie. En este caso nuestro límite de presión de operación en superficie es 4000 lb/pulg<sup>2</sup>, con esta presión el pozo puede producir 950 stbl/d (figura 3.9), lo cual es mayor que lo obtenido previamente en el caso de sólo líquido (880 stbl/d), Para 950 stbl/d:

$q_1 = 2250$  stbo/d (figura 3.9)

HP = 160 HP (figura 3.9)

$P_3 = 1755$  lb/pulg<sup>2</sup> (figura 3.8)

$P_1 = 6600$  lb/pulg<sup>2</sup> (determinada)

Entonces:

$$A_j = \frac{2\ 250}{1\ 214.5} \sqrt{\frac{0.85}{6\ 600 - 1\ 755}} = 0.025 \text{ pulg}^2$$

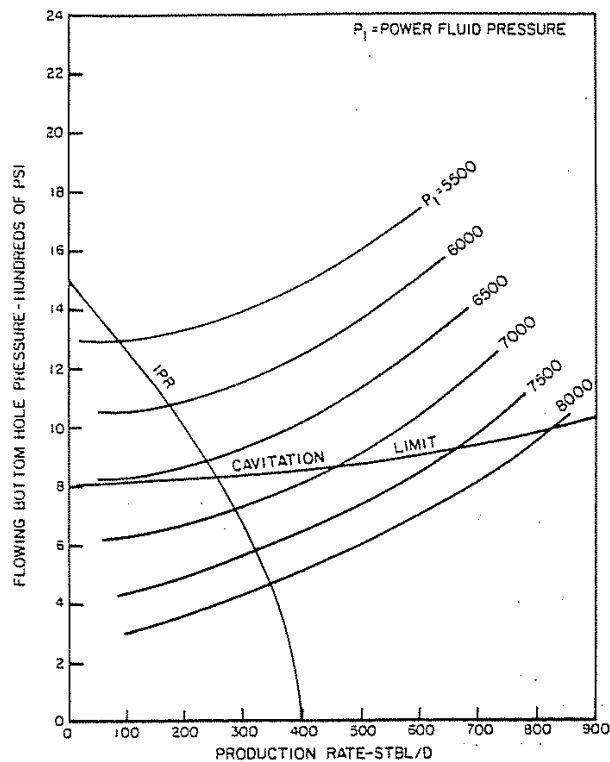
### **Ejemplo # 2 (fluido bombeado gas):**

Los datos del pozo, fluido y del reservorio son mostrados en la tabla 3.1, los cálculos de VF con 100% de GIP fueron realizados en la tabla 3A.2. La curva IPR en stbl/d y b/d es mostrada en la figura 3.5.

El mismo tipo de cálculos previamente realizados para el pozo # 1 fueron hechos para éste pozo, como la bomba más apropiada fue seleccionada la relación de bomba A. Los resultados de los cálculos son mostrados en las figuras 3A.12 y 3A.13.

Los datos de la tabla 3A.12 fueron graficados en la figura 3.10. La curva IPR en stbl/d fue graficada en la misma escala y en la misma figura. La potencia

requerida para los posibles caudales (obtenida de la figura 3.10) son mostrados en la tabla 3A.13.

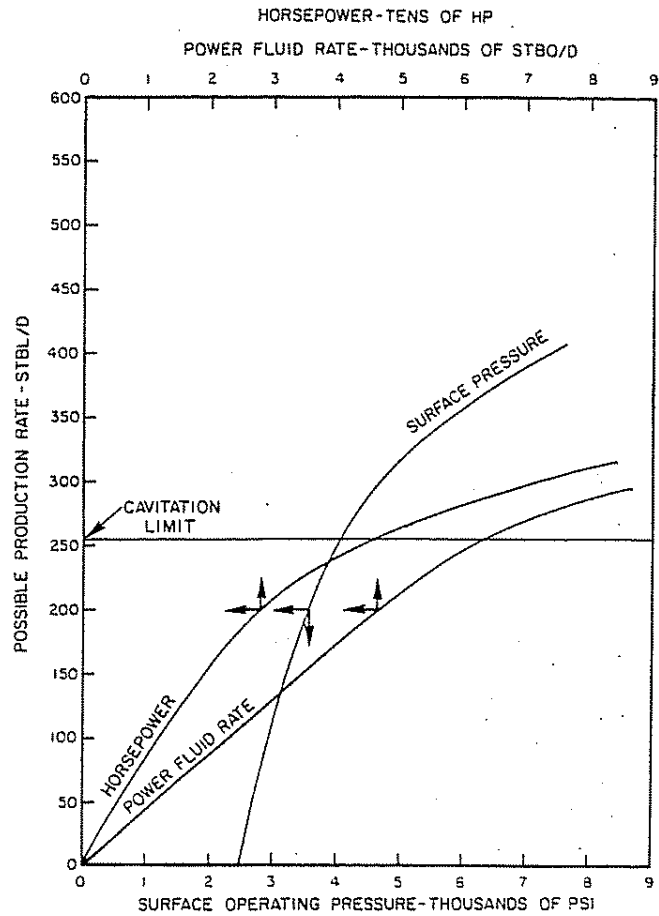


**Figura 3.10** Curva de succión para bomba Jet en el pozo # 2 (bombeando líquido y gas) (Kermit E. Brown, 1 984)

La figura 3.11 es una gráfica de  $q_p$  vs  $P_s$ , HP y  $q_1$ , el caudal seleccionado es 250 stbl/d (4000 lb/pulg<sup>2</sup> de presión de operación en superficie), para éste caudal la potencia requerida, el caudal de fluido motriz y la presión d fluido motriz es 44 HP, 610 stbo/d y 6550 lb/pulg<sup>2</sup> respectivamente. El área de la tobera, la cual es sujeto de corrección es 0.0061 pulg<sup>2</sup>.

Discusión de resultados, los resultados de los cálculos son mostrados en las figuras desde la 3.3 a la 3.11.





**Figura 3.11** Posibles caudales de producción para bomba Jet vs HP,  $P_s$  y  $q_1$  en el pozo # 2 (bombeando líquido y gas) (Kermit E. Brown, 1 984)

Para la condición de bombeo de sólo líquido (figuras 3.4 y 3.7) o para la condición de bombeo gas con líquido (figuras 3.9 y 3.11), es evidente que la ganancia de producción por cada HP disminuye con el incremento de caudal, esto es atribuible a los efectos de las pérdidas por fricción en los conductos de flujo, las cuales hacen que incremente la presión de descarga y reducen la presión de fluido motriz. Note que el efecto por pérdidas por fricción es menor para el pozo # 2, ya que los caudales manejados para éste pozo son bajos.

Comparando las figuras 3.3 con la 3.8 o la 3.6 con la 3.10 muestran que, para presiones de succión de sobre o ligeramente por debajo del punto de burbuja (1820 lb/pulg<sup>2</sup> para crudo del pozo # 1 y 940 lb/pulg<sup>2</sup> para el crudo del pozo # 2), mayores caudales de producción pueden ser obtenidos

bombeando algo de gas con el líquido, la razón es porque ésta existencia de gas en la columna de producción reduce la presión de descarga bajo el nivel necesario en referencia al caso donde no hay gas. Sin embargo a medida que la presión de succión cae bajo el punto de burbuja, una mayor expansión en el volumen del caudal del fluido producido toma lugar causando un incremento significativo en el caudal de fluido motriz. Altos caudales de producción (líquido), combinado con aún mayores caudales de fluido motriz causa una continua declinación en el GLR en la columna de producción y un continuo incremento de las pérdidas por fricción. Eventualmente, la presión de descarga excederá lo requerido para el caso cuando bombeamos solamente líquido y el efecto contrario toma lugar.

### **3.2 DETERMINACIÓN DE LAS MEJORES CONDICIONES DE OPERACIÓN DE UNA BOMBA TIPO JET EN POZOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO EL MÉTODO DE HAL PETRIE**

Las bombas jet son un tipo de bombas de fondo de pozo que pueden usarse en sistemas de bombeo hidráulico como alternativa de las bombas hidráulicas tipo pistón. Pueden ser adaptadas para acoplarse en la misma completación de fondo de una bomba hidráulica tipo pistón. Adicionalmente, se han diseñado completaciones especiales de fondo de pozo para bombas jet considerando las ventajas de su corta longitud y de la característica de manejar altos volúmenes. Debido a sus características únicas bajo diferentes condiciones de bombeo, las bombas jet deben ser consideradas como una opción mejorada de un sistema de levantamiento artificial con bombeo hidráulico.

La característica más significativa de este dispositivo es que no tiene partes móviles y la acción de bombeo se da por transferencia de energía entre el flujo de fluido producido y el flujo de fluido motriz. El fluido motriz a alta presión inyectado desde la superficie pasa a través de la tobera donde su energía potencial (presión) se convierte a energía cinética en la forma de un

chorro de fluido de muy alta velocidad. Los fluidos del pozo rodean al chorro de fluido motriz en la punta de la tobera que está espaciada hacia atrás de la entrada de la cámara de mezclado. La cámara de mezclado, usualmente llamada garganta, es una sección recta cilíndrica hueca de una longitud aproximadamente igual a siete veces el diámetro del orificio con un radio alisado a la entrada. El diámetro de la garganta es siempre mayor que el diámetro de la salida de la tobera, permitiendo que los fluidos del pozo fluyan alrededor del chorro de fluido motriz y sean acarreados por éste hacia el interior de la cámara de mezclado. Dentro de la garganta, el fluido motriz y el fluido producido se mezclan, y se transfiere cantidad de movimiento o momentum del fluido motriz al fluido producido, incrementando la energía de este último. Al final de la cámara de mezclado, los dos fluidos están completamente mezclados, pero todavía tienen una alta velocidad por lo que la mezcla tiene una significativa energía cinética. La mezcla fluida ingresa al difusor donde el área de flujo gradualmente se incrementa convirtiendo la energía cinética remanente a presión, disminuyendo la velocidad del fluido. La presión en este instante es lo suficientemente alta para desplazar el fluido desde la bomba de fondo hasta la superficie.

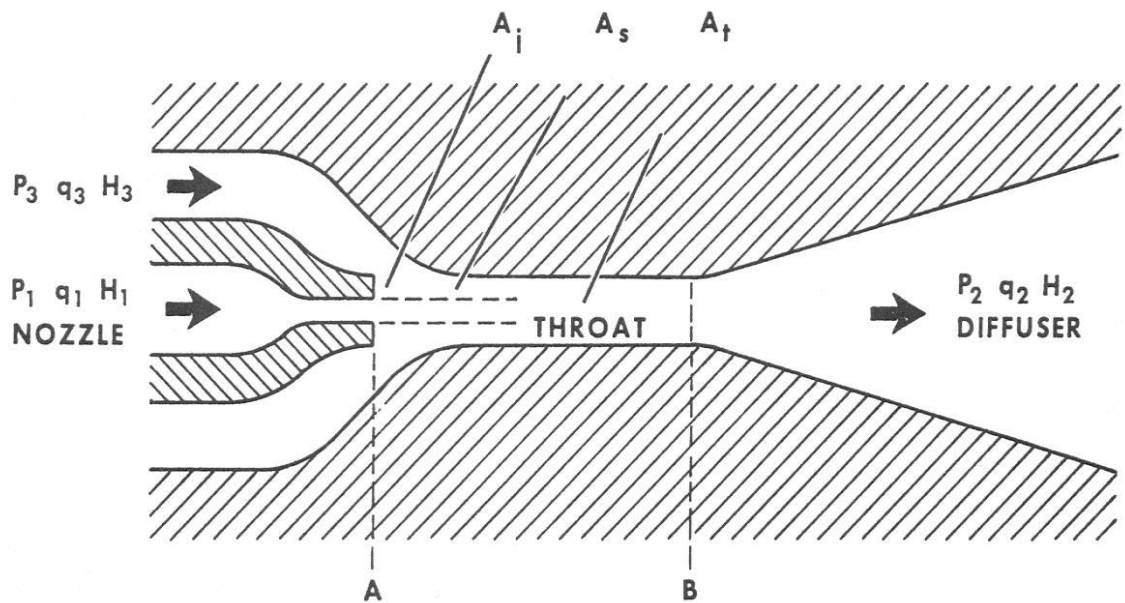
Con los diferentes diámetros de toberas y gargantas, las bombas jet pueden manejar tasas de producción entre 50 bl/día y 10000 bl/día. Como en todos los sistemas de bombeo hidráulico, es posible producir dentro de un rango muy amplio con una determinada bomba de fondo de pozo, controlando la tasa del fluido motriz que se inyecta en superficie. Considerando una misma sarta de tubería de producción la máxima tasa de producción que se alcanza con una bomba jet es usualmente mucho más alta que la tasa de producción que se alcanzaría con una bomba hidráulica tipo pistón. Las bombas tipo jet pueden manejar volúmenes significativos de gas libre sin problemas de golpeteo o excesivo desgaste asociados con las bombas de desplazamiento positivo, o problemas de flujo estrangulado que se dan en la succión de las bombas centrífugas. La ausencia de vibraciones y la característica de bomba libre hacen de estas bombas ideales para trabajar con sensores de

presión acoplados a las bombas para medir las presiones de fondo a diferentes tasas de flujo.

Debido a que son dispositivos de mezcla a altas velocidades, hay significativa turbulencia y fricción dentro de la bomba, lo que produce muy bajas eficiencias de potencia respecto a las que pueden ser alcanzadas con las bombas tipo pistón, aunque algunos pozos de petróleo con producción de gas podrían realmente requerir menores potencias. Las bombas tipo jet son propensas a cavitación en la entrada de la garganta a bajas presiones de succión, y esta realidad debe ser considerada en los procedimientos de diseño. Asimismo, debido a la naturaleza de las curvas de comportamiento, los cálculos realizados para el diseño de instalaciones son complejos y de naturaleza iterativa y por lo tanto, son más adecuados realizarlos de manera general utilizando Excel o cualquier otra hoja electrónica, sin hacer uso de programas de diseño que poseen cada una de las empresas proveedoras de bombas hidráulicas y que sirven específicamente sólo para analizar o implementar los productos de esas empresas en particular. A pesar de estas limitaciones, su confiabilidad y su capacidad de manejar grandes volúmenes, hacen de estas bombas muy atractivas en muchos pozos, y su uso ha llegado a ser muy amplio desde su introducción comercial.

### **3.2.1 CARACTERÍSTICAS DE COMPORTAMIENTO DE LAS BOMBAS JET**

Las toberas y las gargantas de diámetros mayores tienen más altas capacidades de flujo. Una variable importante usada para describir el comportamiento es la relación adimensional del área de la tobera para el área de la garganta, ya que determina la relación adimensional de presión y la tasa de flujo en una cierta condición de producción. La figura 3.12 muestra un esquema de la sección de trabajo de una bomba jet.



**Figura 3.12** Nomenclatura bomba Jet según Petrie, Smart y Wilson  
(Ing. Vinicio Melo, Folleto de Levantamiento Artificial, 2014)

Si para una tobera dada se selecciona una garganta, tal que el área de la tobera,  $A_N$ , sea el 60% del área de la garganta,  $A_T$ , resultará en una bomba de relativamente alta presión de descarga y bajas tasas de producción. Hay un área anular,  $A_s$ , comparativamente pequeña alrededor del chorro de fluido motriz para que ingresen los fluidos producidos. Esto conduce a tener bajas tasas de producción comparadas con la tasa de fluido motriz, y debido a que la energía de la tobera se transfiere a un volumen pequeño de producción, se desarrollan altas presiones de descarga. Estas bombas son recomendadas para pozos profundos con requerimientos de alta capacidad de levantamiento (niveles dinámicos de fluido elevados, o lo que es lo mismo sumergencias de la bomba bajas). Se pueden obtener tasas de producción importantes si la bomba es físicamente grande, pero la tasa de producción siempre será menor que la tasa de fluido motriz.

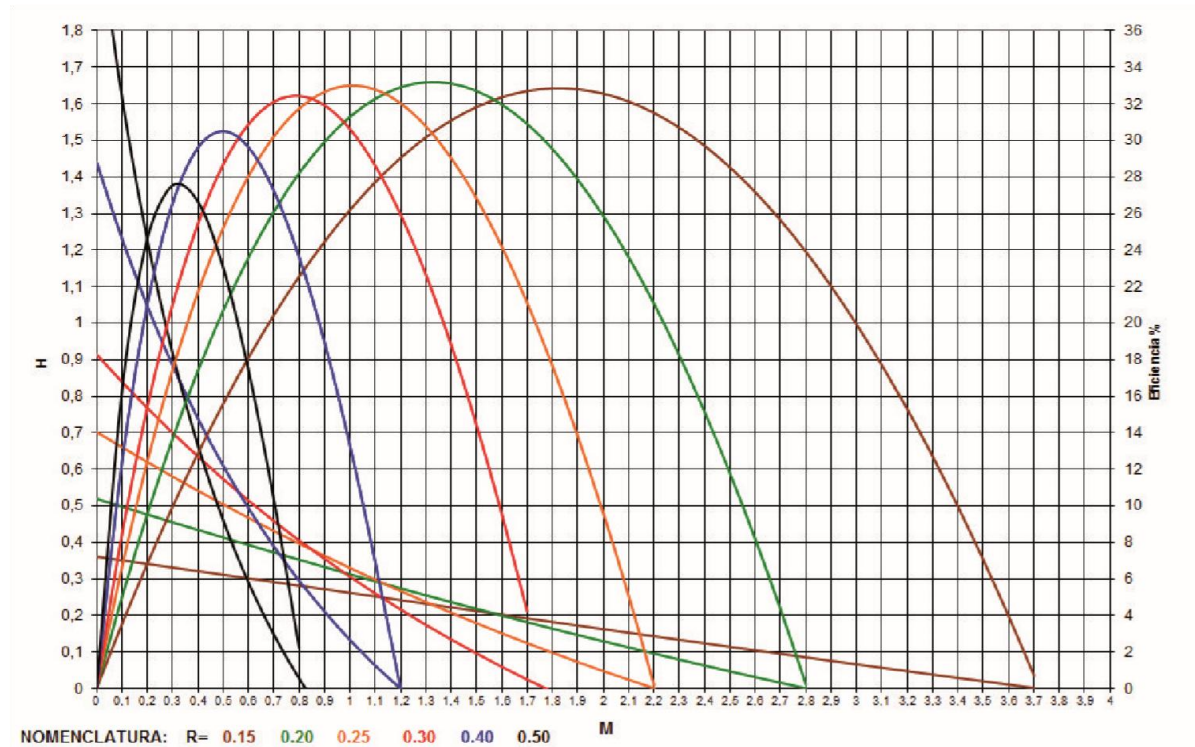
Si se selecciona una garganta tal que el área de la tobera sea solamente el 20% del área de la garganta, estará disponible para la producción un área de flujo mucho mayor alrededor del chorro del fluido motriz. Sin embargo, debido a que la energía de la tobera se transfiere a una mayor cantidad de

fluido de producción comparada con la tasa de fluido motriz, se desarrollarán bajas presiones de descarga. Los pozos someros con bajos levantamientos netos (niveles dinámicos de fluido bajos, o lo que es lo mismo altas sumergencias de la bomba) son candidatos para tales bombas.

Al diseñar un sistema de bombeo hidráulico tipo jet, se deben satisfacer dos condiciones. La primera se refiere a la tasa de fluido que puede bombearse a través de una tobera de diámetro dado, para una determinada caída de presión. La segunda condición se describe mediante las curvas de comportamiento adimensional que relacionan la presión de entrada a la tobera  $P_N$ , la presión de succión de los fluidos del pozo  $P_S$  y la presión de descarga de la bomba  $P_D$ , con la tasa que pasa a través de la tobera  $Q_N$  y la tasa de fluido producido que ingresa a la bomba  $Q_S$ .

Sólo un cierto número de tales combinaciones de áreas son posibles para ajustarse de mejor forma a los diferentes requerimientos de tasas de producción y de levantamiento de fluidos. Si se considera obtener tasas de producción pequeñas comparadas con la tasa de fluido motriz con una bomba jet con una relación de áreas tobera / garganta, del 20%, esta combinación será ineficiente como resultado de las altas pérdidas por el flujo turbulento de la mezcla entre el chorro de fluido motriz a alta velocidad y el flujo lento de producción. Recíprocamente, si se considera producir altas tasas de producción comparadas con la tasa de fluido motriz con una bomba jet con una relación de áreas tobera / garganta del 60%, será ineficiente debido a las altas pérdidas por fricción ya que el fluido producido se mueve rápidamente a través de una relativamente pequeña área anular entre el chorro y la superficie interna de la garganta. Por lo tanto, la selección óptima de una relación de áreas tobera / garganta involucra un balance entre las pérdidas por la mezcla y las pérdidas por fricción.

Como un tipo de bomba dinámica, las curvas características de comportamiento de las bombas jet son similares a las de las bombas electrosumergibles.



**Figura 3.13** Curvas de comportamiento de la bomba Jet (Ing. Vinicio Melo, Folleto de Levantamiento Artificial, 2014)

Dependiendo de la presión en la tobera suministrada a la bomba desde la superficie son posibles sólo ciertas curvas de comportamiento para unas determinadas relaciones de áreas tobera / garganta (R). Diferentes tamaños de gargantas usados con una determinada tobera dan diferentes R y, por lo tanto, diferentes curvas de comportamiento. Las curvas de comportamiento son generalmente bastante planas, especialmente con las gargantas más grandes, es decir con las R pequeñas; esto hace que la bomba jet sea sensible a los cambios en la presión de succión o en la presión de descarga.

La densidad variable de la mezcla de fluidos, las variaciones de la relación gas – líquido y de las viscosidades afecta los cálculos de presiones de las bombas, hacen que los cálculos para simular su comportamiento sean complejos e iterativos, haciendo aconsejable utilizar algoritmos secuenciales de cálculo en computadora.

### 3.2.2 CAVITACIÓN EN LAS BOMBAS JET

Debido a que la producción debe ser acelerada hasta una velocidad bastante alta (200 a 300 pie/s) para ingresar a la garganta, la cavitación resulta en un potencial problema. Las áreas de flujo de la tobera y de la garganta definen un área de flujo anular a la entrada de la garganta. Mientras más pequeña sea esta área, más alta será la velocidad de una determinada cantidad de fluido producido pasando a través de ella. La presión del fluido disminuye con el incremento del cuadrado de su velocidad y disminuirá hasta la presión de saturación del fluido a altas velocidades. Esta disminución de presión provocará que se formen burbujas o cavidades de vapor, proceso llamado cavitación. Esto resulta en flujo estrangulado dentro de la garganta y ya no son posibles incrementos de producción a esa presión de succión de la bomba, aun sí se incrementan la tasa y la presión del fluido motriz. El posterior colapso de las cavidades de vapor según se incrementa la presión puede causar erosión que se conoce como daño por cavitación. Por lo tanto, para una tasa de flujo de producción y para una presión de succión de la bomba, habrá una mínima área anular de flujo requerida para mantener la velocidad lo suficientemente baja para evitar la cavitación. Los límites para la cavitación en la bomba se pueden predecir mediante modelos matemáticos teóricos o utilizando pruebas de laboratorio para establecer las constantes de las ecuaciones teóricas.

#### 3.2.2.1 Fundamentos teóricos

Considerando las ecuaciones de energía y de cantidad de movimiento o momentum para la tobera, para el área anular, para la garganta y para el difusor, Hal Petrie propone las siguientes ecuaciones para una bomba jet de acuerdo con la nomenclatura de la figura 3.12.

Tasa de flujo por la tobera, bl/día

$$Q_N = 832A_N \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}} \quad [\text{Ec. 3.23}]$$



Relación adimensional de áreas

$$R = \frac{A_N}{A_T} \quad [\text{Ec. 3.24}]$$

Relación adimensional de flujo másico

$$M = \frac{Q_S \times G_S}{Q_N \times G_N} \quad [\text{Ec. 3.25}]$$

Relación adimensional de presión

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D}$$

$$[\text{Ec. 3.26}] H = \frac{\{2R + [(1-2R)(M^2 R^2)/(1-R)^2] - (1+K_{TD})R^2(1+M)^2\}}{(1+K_N) - \{2R + [(1-2R)(M^2 R^2)/(1-R)^2] - (1+K_{TD})R^2(1+M)^2\}} \quad [\text{Ec. 3.27}]$$

$$H = \frac{NUM}{(1+K_N) - NUM} \quad [\text{Ec. 3.28}]$$

donde:

$$NUM = 2R + (1 - 2R) \left[ \frac{M \times R}{1 - R} \right]^2 - (1 + K_{TD})R^2(1 + M)^2$$

Eficiencia

$$E = M \times H = \frac{(P_D - P_S)}{(P_N - P_D)} \times \frac{(Q_S \times G_S)}{(Q_N \times G_N)} \quad [\text{Ec. 3.29}]$$

Área de cavitación

$$A_{CM} = \frac{Q_S}{691 \sqrt{\frac{P_S}{G_S}}} \quad [\text{Ec. 3.30}]$$

La ecuación (3.17) para determinar la tasa de fluido motriz,  $Q_N$ , a través de la tobera es la expresión para determinar el flujo a través de un orificio con un fluido de gradiente,  $G_N$ , en lb/pulg<sup>2</sup>/pie.

La ecuación (3.18), expresa la relación de áreas  $R$ , entre el área de la tobera y el área de la cámara de mezclado.

La ecuación (3.19) define la relación adimensional de flujo másico,  $M$ , como la relación por cociente entre el producto de la tasa de producción (succión),  $Q_S$ , por el gradiente del fluido de producción,  $G_S$ , y el producto de la tasa de fluido motriz,  $Q_N$ , por el gradiente del fluido motriz,  $G_N$ .

La ecuación (3.20) define a la relación adimensional de presión como la presión ganada por el fluido producido (presión de descarga de la bomba  $P_D$  - presión de succión de los fluidos del pozo  $P_S$ ) para la presión perdida por el fluido motriz (presión de entrada a la tobera  $P_N$  - presión de descarga de la bomba  $P_D$ ).

La ecuación (3.21) es la expresión de la relación adimensional de presión,  $H$ , en función de  $R$ ,  $M$  y de los coeficientes de pérdidas de presión por fricción en la tobera,  $K_N$ , y en la garganta – difusor,  $K_{TD}$ . Estos coeficientes de pérdidas de presión por fricción son determinados experimentalmente por los fabricantes de bombas jet y tienen un significado similar a los coeficientes de pérdidas de presión por fricción en tuberías y orificios.

La combinación de las ecuaciones (3.19) y (3.20) permite obtener la ecuación (3.23) que define la eficiencia de la bomba jet. Debido a que la potencia hidráulica es el producto de un diferencial de presión por una tasa de flujo, la ecuación (3.23) se interpreta como la relación adimensional de la potencia añadida al fluido producido para la potencia perdida por el fluido motriz.

La ecuación (3.24) se deriva de la expresión para determinar el flujo a través de un orificio considerando el área anular  $A_S$ , a la entrada de la garganta,

para el fluido de producción y define el área mínima de flujo requerida para evitar la cavitación si la tasa del fluido de succión es  $Q_S$  a una presión de succión  $P_S$ . Esta ecuación asume que la presión en la entrada de la garganta es cero cuando se da la cavitación.

En la figura 3.13 se muestra un conjunto representativo de las curvas de comportamiento adicionales generado mediante la ecuación (3.21) para las relaciones adimensionales de áreas,  $R$ , de 0.15, 0.20, 0.25, 0.30, 0.40 y 0.50. Se consideró que el fluido producido y el fluido motriz tenían la misma densidad. Se usó un coeficiente de pérdida de fricción en la tobera  $K_N$  de 0.03, que es un valor típico para los diseños de las toberas de la bomba jet. Para el conjunto garganta – difusor se consideró un coeficiente de pérdidas de presión,  $K_{TD}$ , de 0.2. En las pruebas de laboratorio de los diferentes fabricantes se obtienen valores más bajos, pero estos valores conservadores compensan las pérdidas por fricción promedias que se tienen en la circulación de los fluidos a través del resto de la bomba y del ensamblaje de fondo. Las eficiencias máximas están alrededor del 33% como se indica en la figura 3.13, y pueden ser obtenidas con las bombas disponibles comercialmente cuando producen tasas de fluido de aproximadamente 700 bl/día.

Muchas bombas más grandes o más pequeñas que producen fluidos de muy baja o de muy alta viscosidad pueden resultar en bombas con eficiencias algo más altas o algo más bajas respectivamente. Hay que mencionar que cada curva  $H - M$  de una determinada  $R$ , tiene asociada una curva de eficiencia, y que hay una relación  $R$ , que es la más eficiente para un valor dado de la relación de flujo másico adimensional  $M$ . Estas curvas representan el tipo de comportamiento sin cavitación que se puede obtener con las bombas jet disponibles para pozos productores de petróleo. La figura 3.13 muestra que las bombas jet con relaciones de áreas  $R$  de 0.30 y 0.25 tienen las eficiencias máximas más altas. Las bombas con los valores

de  $R$  mayores a 0.50 o menores a 0.10 tendrán eficiencias máximas marcadamente reducidas. Este efecto se puede predecir mediante la ecuación (3.21). Si una bomba jet opera bajo condiciones de cavitación su comportamiento se desvía del dado por estas curvas adimensionales de comportamiento.

Mediante la representación gráfica del comportamiento adimensional de la bomba jet de la figura 3.13, se alcanza una simplificación significativa. Cualquier bomba jet, sin importar su tamaño, tendrá una curva de comportamiento adimensional que se corresponde a la relación particular de áreas  $M$  de la bomba. Si el ambiente de presiones en el que se encuentra la bomba determina un valor de  $H$  de 0.50, la relación adimensional de flujo másico  $M$  puede ser leída de la figura 3.13. Si las densidades o gradientes de los fluidos producido y motriz son iguales, entonces la relación de flujo másico adimensional es igual a la relación de las tasas de fluido producido y de fluido motriz. Si  $R = 0.5$ , entonces  $M = 0.48$ . Esto significa que si el diámetro de tobera usado suministra 100 bl/día, se obtendrán 48 bl/día de producción. Si  $R = 0.4$ , entonces  $M = 0.59$ , y se pueden obtener 59 bl/día de producción con una tasa de fluido motriz de 100 bl/día. Si  $R = 0.3$ , entonces  $M = 0.62$ , y se pueden bombear 62 bl/día de producción. Si  $R = 0.25$ , entonces  $M$  disminuye a 0.51, y la producción sería únicamente de 51 bl/día. Estos valores indican que la bomba con una relación de áreas de 0.3 es la más eficiente para este valor de  $H = 0.5$  y que puede producir la mayor cantidad de fluido. Si se usara una tobera mucho más grande y que pueda suministrar 1000 bl/día de fluido motriz, una bomba jet con una relación de áreas  $R = 0.3$  bombearía 620 bl/día de fluido producido, si las presiones del sistema son tales que  $H = 0.50$ . Las diferentes relaciones disponibles de los fabricantes no siempre son las mismas que las mostradas en la figura 3.13. Por lo tanto, una secuencia de cálculo que considere todas las posibles relaciones disponibles debe necesariamente basarse en las ecuaciones básicas. Esto llega a ser más evidente cuando se consideran los efectos del gas.

### 3.2.3 EFECTO DEL GAS EN EL COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA JET

Las ecuaciones presentadas anteriormente son para líquidos. El gas libre presente en muchos pozos de petróleo afecta el comportamiento de la bomba. Un tratamiento riguroso del bombeo de fluidos multifásicos y compresibles es posible, y existe información al respecto; pero dado el alcance de este trabajo, no se lo detallará. Sin embargo, se ha encontrado que pueden hacerse aproximaciones simples pero útiles en las aplicaciones de este tipo de levantamiento artificial en pozos de petróleo. Cunningham encontró que si se añadía el volumen de gas libre al volumen de líquido como si fuese líquido, el comportamiento de la bomba sigue razonablemente bien el comportamiento de las curvas adimensionales típicas de la figura 3.13. Con esta consideración la ecuación (3.19) toma la forma:

$$M = \frac{Q_S + Q_G}{Q_N} \left( \frac{G_S}{G_N} \right) \quad [\text{Ec. 3.31}]$$

Considerando la correlación de Standing y una serie de condiciones de fondo de pozo F. C. Christ obtuvo una correlación empírica para determinar el factor volumétrico para el petróleo, el gas y el agua mediante la siguiente ecuación:

$$B_T = \left[ 1 + 2.8 \left( \frac{GOR}{P_S} \right)^{1,2} \right] F_O + F_W \quad [\text{Ec. 3.32}]$$

Si la ecuación (3.26) se sustituye en (3.25) se tiene:

$$M = Q_S \left\{ \left[ 1 + 2.8 \left( \frac{GOR}{P_S} \right)^{1,2} \right] F_O + F_W \right\} \times \left( \frac{G_S}{Q_N \times G_N} \right) \quad [\text{Ec. 3.33}]$$

Es aconsejable utilizar esta expresión simplificada en los cálculos de bombas jet, sin embargo, debido a su simplicidad es útil si las relaciones se las trabaja en una hoja electrónica como Excel. En un estudio realizado por

Hal Petrie durante 8 años, se determinó que la relación (3.27) conjuntamente con las otras ecuaciones de las bombas jet, daban resultados razonables del comportamiento de las bombas jet al compararlos con los resultados reales de campo.

También se requiere una corrección de los parámetros de cavitación por gas. Si se asume flujo estrangulado en el área anular de la garganta alrededor del chorro de fluido motriz y que las propiedades de los fluidos en el fondo son típicas, entonces el área adicional requerida para el paso de gas es:

$$A_G = \frac{Q_S(1-F_W)GOR}{24\ 650 P_S} \quad [Ec. 3.34]$$

Si se considera gas la ecuación (3.24) se convierte en:

$$A_{CM} = Q_S \left[ \frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_S}{P_S}} + \frac{(1-F_W)GOR}{24\ 650 P_S} \right] \quad [Ec. 3.35]$$

Si el gas libre es venteado en el pozo, el GOR a las condiciones de succión de la bomba debe ser usado en las ecuaciones (3.26), (3.27), (3.28) y (3.29) y no el GOR total.

### 3.2.4 DIMENSIONAMIENTO DE UNA APLICACIÓN CON BOMBA JET

El uso actual de las bombas jet se debe en gran parte al uso de computadoras y de programas asociados capaces de realizar cálculos iterativos necesarios al momento de dimensionar una determinada aplicación. El comportamiento de una bomba jet depende en gran medida de la presión de descarga de la bomba, la misma que a su vez está fuertemente influenciada por la relación gas – líquido, GLR, en la columna de retorno de fluido hacia la superficie. Y dada la capacidad del gas en solución de disminuir la densidad del líquido, se deduce que altos valores de GLR

reducirán la presión de descarga,  $P_D$ , y recíprocamente bajos valores de GLR incrementarán la presión de descarga. Debido a que la bomba jet siempre funciona dentro de un sistema abierto de bombeo hidráulico, el GLR de descarga depende del GOR de la formación y de la cantidad de fluido motriz que se mezcla con la producción. La cantidad de fluido motriz depende del área de la tobera y de la presión de operación. Según se incrementa la presión de fluido motriz, la capacidad de levantamiento de la bomba se incrementa, pero también tasas adicionales de fluido motriz disminuyen el GLR, incrementando por lo tanto el levantamiento efectivo. Por lo tanto, encontrar un balance adecuado entre la tasa de fluido motriz (ecuación 3.17), la curva de comportamiento de la bomba (ecuación 3.21) y la presión de descarga de la bomba  $P_D$ , es un proceso iterativo que involucra resolver sucesivas iteraciones de cálculos.

El siguiente procedimiento de cálculo dado por Hal Petrie es una variación del procedimiento dado por Petrie y otros.

#### **3.2.4.1 Secuencia de cálculo**

A continuación se presenta la secuencia de cálculo propuesta por Petrie para determinar las mejores condiciones de operación de la bomba jet.

#### **PARTE A, ESCOGER UNA TOBERA E ITERAR CON LA TASA DE FLUIDO MOTRIZ**

1. Determinar el gradiente del fluido producido en la succión de la bomba con la ecuación (3.30)

$$G_S = G_O(1 - F_W) + G_W F_W \quad [Ec. 3.36]$$

2. Determinar el área anular mínima de la succión para evitar la cavitación (ecuación 3.29)

$$A_{CM} = Q_S \left[ \frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_S}{P_S}} + \frac{(1-F_W)GOR}{24\,650 P_S} \right] \quad [\text{Ec. 3.37}]$$

3. Seleccionar la tobera con una R aproximada de 0.4 tal que el área anular de la garganta (tablas 3A.14, 3A.15, 3A.16 Y 3A.17) sea mayor al  $A_{CM}$  del paso 2.
4. Escoger la presión de operación,  $P_T$ .
5. Determinar la presión del fluido motriz en la tobera (ecuación 3.31), despreciando las pérdidas de presión por fricción en la primera iteración.

$$P_N = P_T + G_N \times D - P_{RN} \quad [\text{Ec. 3.38}]$$

6. Determinar la tasa de flujo en la tobera (ecuación 4.85).

$$Q_N = 832 A_N \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}} \quad [\text{Ec. 3.39}]$$

7. Determinar las pérdidas de presión por fricción en la tubería de inyección del fluido motriz mediante las siguientes ecuaciones

$$V = 0.01191 \frac{Q_N}{d^2} \quad [\text{Ec. 3.40}]$$

$$P_O = \frac{P_{OSC}}{1 + \frac{T-68}{1885}} \quad [\text{Ec. 3.41}]$$

$$\mu_O [\text{cp}] = V_O [\text{cst}] \times P_O [g/cm^3] \quad [\text{Ec. 3.42}]$$

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{dv}{\bar{\mu}/\bar{p}} \quad [\text{Ec. 3.43}]$$



Si  $N_{Re} \leq 1200$  se tiene flujo laminar y las pérdidas de presión por fricción,  $P_{FN}$ , se calculan mediante:

$$\text{Flujo laminar } P_{FN} = 7.95 \times 10^{-6} \frac{\bar{\mu} L Q_N}{d^4} \quad [\text{Ec. 3.44}]$$

Si  $N_{Re} > 1200$  se tiene flujo de transición y turbulento y las pérdidas de presión por fricción,  $P_{FN}$ , se calculan mediante:

$$\bar{f} = 0.0361 \frac{(\bar{\mu}/\bar{p})^{0.21}}{(dv)^{0.21}} \quad [\text{Ec. 3.45}]$$

$$\text{Flujo turbulento } P_{FN} = 11.46 \times 10^{-6} \bar{y} \bar{f} L \frac{Q_N^2}{d^5} \quad [\text{Ec. 3.46}]$$

8. Regresar al paso 5 hasta que los valores sucesivos de  $Q_N$  estén con una diferencia dentro del 15%. Luego continuar con la parte B.

## PARTE B, ITERAR CON LA TASA DE PRODUCCIÓN

1. Determinar las propiedades del fluido de retorno

- a) Tasa del fluido de retorno

$$Q_D = Q_N + Q_S \quad [\text{Ec. 3.47}]$$

Gradiente del fluido de retorno

$$G_D = \frac{G_N \times Q_N + G_S \times Q_S}{Q_D} \quad [\text{Ec. 3.48}]$$

Corte de agua del fluido de retorno en el caso de agua como fluido motriz

$$F_{WD} = \frac{Q_N + Q_S \times F_W}{Q_D} \quad [\text{Ec. 3.49}]$$

- b) Corte de agua del fluido de retorno en el caso de petróleo como fluido motriz

$$F_{WD} = \frac{Q_S \times F_W}{Q_D} \quad [\text{Ec. 3.50}]$$

- c) Relación gas-líquido del fluido de retorno

$$GLR = \frac{Q_S \times (1-F_W) \times GOR}{Q_D} \quad [\text{Ec. 3.51}]$$

- d) Viscosidad del fluido de retorno

$$v_D = (1 - F_{WD}) \times v_O + F_{WD} \times v_W \quad [\text{Ec. 3.52}]$$

2. Determinar la presión de descarga  $P_D$  si el GLR del fluido de retorno es menor o igual a 10.

$P_{FD}$  con las siguientes ecuaciones

$$v = 0.01191 \frac{Q_D}{d_{1,2} - d_{2,2}} \quad [\text{Ec. 3.53}]$$

donde: QD = Tasa fluido de retorno por el anular (bl/día)

$d_1$  = ID del casing

$d_2$  = OD del tubing

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{dv}{\bar{\mu}/\bar{p}} \quad [\text{Ec. 3.54}]$$

Dependiendo del tipo de flujo, laminar ( $N_{Re} \leq 1200$ ) o turbulento ( $N_{Re} > 1200$ ), se calcula  $P_{FD}$

$$\text{Flujo laminar} \quad P_{FD} = \frac{7.95 \times 10^{-6} \bar{\mu} L Q_D \left[ \frac{d_1}{d_1 - d_2} \right]^{0.1}}{(d_1 - d_2)^2 (d_1^2 - d_2^2) (1 + 1.5e^2)} \quad [\text{Ec. 3.55}]$$

$$e = \frac{2d_3}{d_1 - d_2} \quad [\text{Ec. 3.56}]$$

donde:

e = excentricidad del tubing respecto al casing

d<sub>1</sub> = ID del casing

d<sub>2</sub> = OD del tubing

d<sub>3</sub> = distancia entre centro del tubing y el centro del casing

$$\text{Flujo turbulento} \quad P_{FD} = \frac{11.46 \times 10^{-6} \bar{y} \bar{f} Q_D^2 L}{(d_1 - d_2)(d_1^2 - d_2^2)^2 \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2}\right)^{0.1} (1 + 1.5e^2)^{0.25}} \quad [\text{Ec. 3.57}]$$

$$\bar{f} = 0.0361 \frac{(\bar{\mu}/\bar{p})^{0.21}}{(\text{dv})^{0.21}} \quad [\text{Ec. 3.58}]$$

$$e = \frac{d_1 - d_3}{d_1 - d_2} \quad [\text{Ec. 3.59}]$$

donde: e = excentricidad del tubing respecto al casing

d<sub>1</sub> = ID del casing

d<sub>2</sub> = OD del tubing

d<sub>3</sub> = OD de las juntas del tubing

$$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD} \quad [\text{Ec. 3.60}]$$

3. Si el GLR del fluido de retorno es mayor a 10 determinar la presión de descarga, P<sub>D</sub>, con la correlación de flujo multifásico de Hagedorn y Brown o una equivalente de acuerdo a las decisiones de las áreas de producción de las compañías operadoras.
4. Calcular la relación adimensional de presión, H con la ecuación (3.52):

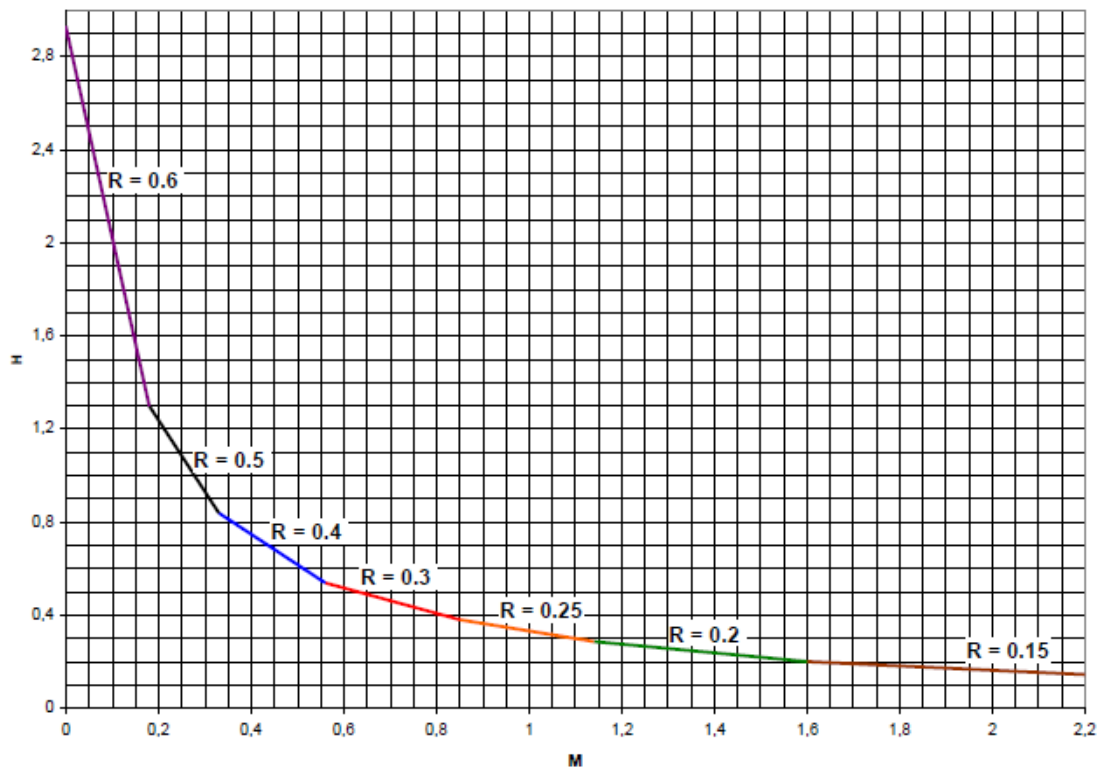
$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \quad [\text{Ec. 3.61}]$$

5. Calcular la relación adimensional de flujo másico, M:

$$\text{GOR} \neq 0 \quad M = Q_S \left\{ \left[ +2.8 \left( \frac{\text{GOR}}{P_S} \right)^{1.2} \right] F_O + F_W \right\} \times \left( \frac{G_S}{Q_N \times G_N} \right) \quad [\text{Ec. 3.62}]$$

$$\text{GOR} = 0 \quad M = \frac{Q_S \times G_S}{Q_N \times G_N} \quad [\text{Ec. 3.63}]$$

6. Usar el valor de H en la figura 3.14 para encontrar M en la curva envolvente de los comportamientos de mejor eficiencia. Registrar el valor leído de R.



**Figura 3.14** Curvas de comportamiento de diseño de la bomba Jet  
(Ing. Vinicio Melo, Folleto de Levantamiento Artificial, 2014)

Para determinar con mayor facilidad la R sin utilizar la gráfica se puede usar la tabla 3.2

**Tabla 3.2** Relaciones de áreas óptimas

RELACIÓN DE ÁREAS, R	RANGO DE RELACIÓN DE PRESION, H
0.60	2.930 – 1.300
0.50	1.300 – 0.839
0.40	0.839 – 0.538
0.30	0.538 – 0.380
0.25	0.380 – 0.286
0.20	0.286 – 0.160
0.15	0.160 -

(Ing. Vinicio Melo, Folleto de Levantamiento Artificial, 2014)

Usando el valor de H del paso 4, y el valor de R obtenido con la figura 3.14 o con la tabla 3.2, también se puede calcular M, usando la ecuación (3.53).

$$M = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 \times C_3 + C_3 \times C_1 - C_2 \times C_1 + \frac{C_4(C_2 - C_3)H}{H+1}}}{C_2 - C_3} \quad [\text{Ec. 3.64}]$$

Donde:

$$C_1 = 2R \quad K_{TD} = 0.20$$

$$C_2 = \frac{(1-2R)R^2}{(1-R)^2} \quad K_N = 0.03$$

$$C_3 = (1 + K_{TD})R^2$$

$$C_4 = 1 + K_N$$

7. Comparar el valor de M del paso 5 con el valor de M del paso 6. Si la diferencia es menor o igual al 5%, ir al paso 1 de la parte C, si no corregir  $Q_S$  con la ecuación (3.54), y después retornar al paso B.1.a.

$$Q_{S\text{nuevo}} = Q_{S\text{anterior}} \left( \frac{M_6}{M_5} \right) \quad [\text{Ec. 3.65}]$$

## PARTE C, CÁLCULOS FINALES

1. Escoger el tamaño de la garganta inmediatamente superior al valor obtenido con la ecuación (3.55):

$$A_T = \frac{A_N}{R} \quad [\text{Ec. 3.66}]$$

2. Calcular la tasa de flujo en la succión de la bomba a partir de la cual inicia la cavitación, mediante la ecuación (3.56):

$$Q_{SC} = Q_{SI} \frac{(A_T - A_N)}{A_{CM}} \quad [\text{Ec. 3.67}]$$

3. Calcular la potencia hidráulica de la bomba de superficie:

$$HP = 0.000017 Q_N P_{SO} \quad [\text{Ec. 3.68}]$$

4. Calcular la potencia de la bomba tríples o quíntuples considerando una eficiencia del 90%

$$HP = \frac{0.000017 Q_N P_{SO}}{0.9} \quad [\text{Ec. 3.69}]$$

## SUMARIO

Presentar los valores obtenidos en una tabla como la mostrada a continuación, de acuerdo con lo sugerido por Petrie:

$A_N =$		$P_{SO} =$		$Q_S =$	
$A_T =$		$Q_N =$		$P_S =$	
$R =$		$HP =$			

# **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

## 4.1 PROPUESTA TÉCNICA PARA REALIZAR CAMBIOS DE BOMBA TIPO JET

### 4.1.1 ANTECEDENTES PAYAMINO – 002

El pozo Payamino – 002 fue perforado por CEPE el 27 de mayo de 1987, es un pozo vertical y terminado de la siguiente manera: 10-3/4” casing hasta 2785’ y 7” casing de producción desde superficie hasta 9504’, se han realizado 8 trabajos de reacondicionamiento, el objetivo del WO # 8 realizado el 29 de diciembre 2002 fue: Cambiar de sistema de Levantamiento Artificial de BES a Bombeo hidráulico.

Las formaciones productoras en su momento fueron Hollin Inferior, aislada con trabajos de Squeeze + CIBP, Hollin Superior aislada con un tapón CIBP, la formación productora actual es Napo “U”, cañoneada en los intervalos 9030’ – 9038’ y 9056’ – 9082’, como se muestra en la interpretación petrofísica:

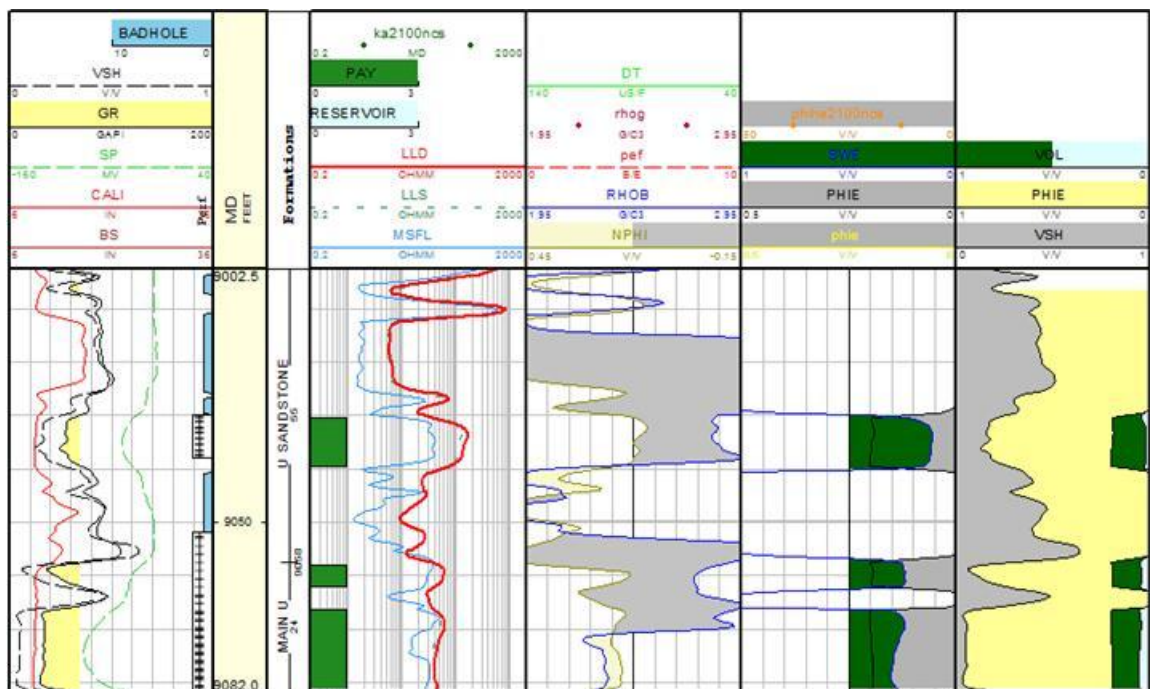
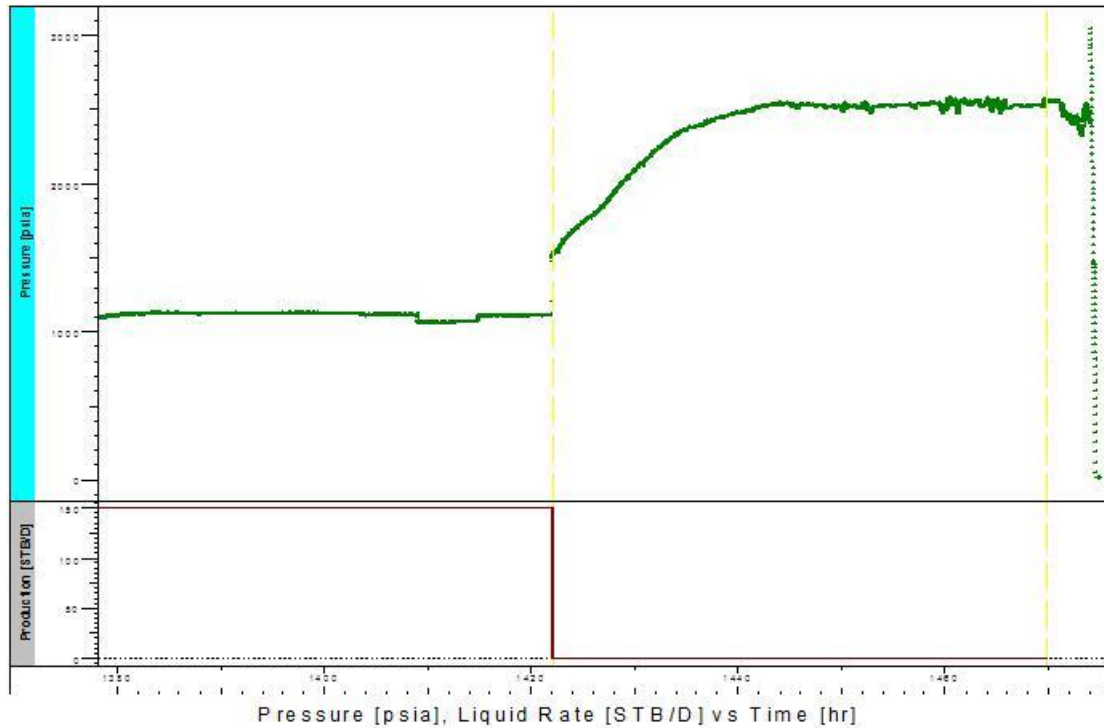


Figura 4.1 Interpretación petrofísica pozo PYMB-002 arena “U

(Archivo Ingeniería de Operaciones B7, 2012)



En el pozo Payamino – 002, arena “U”, el 21 de julio del 2007, se cerró el pozo por 48 horas para build up, determinándose que la data obtenida no es interpretable debido a una fuga presente en el standing valve que alteró los resultados.



Datos no interpretables

**Figura 4.2** Presión, caudal Vs tiempo, Build Up PYMB-002 arena "U".

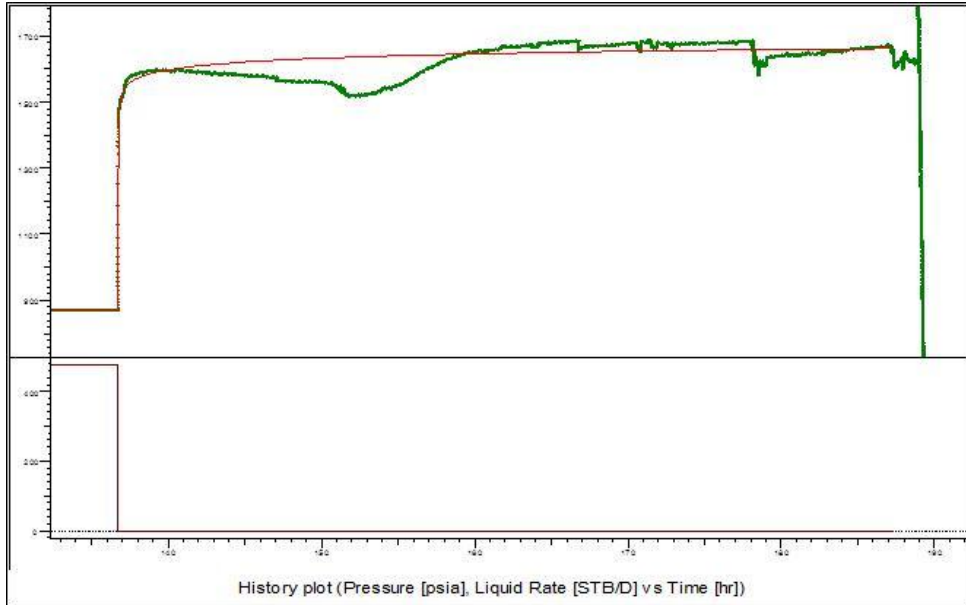
(Archivo Ingeniería de Operaciones B7, 2012)

El 5 de febrero del 2008 cierran nuevamente el pozo por 48 horas para build up, se presenta fuga por standing valve sin embargo la data es interpretable con algunas limitaciones, se presenta los siguientes resultados.

Resultados principales:

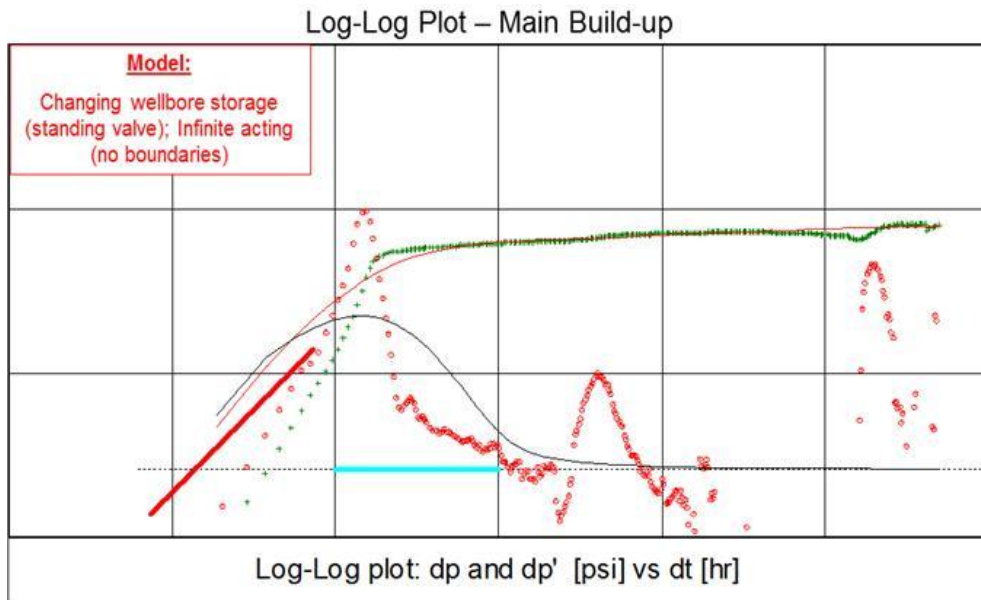
- Índice de productividad 0.58 BFPD/lb/pulg<sup>2</sup>
- K.H 16800 mD pie
- Permeabilidad 624 mD
- Daño +7.26
- Presión reservorio 1695 lb/pulg<sup>2</sup>@Datum-8175' TVDSS

- $P_b$  1010 lb/pulg<sup>2</sup>
- $P_{wf}$  840 lb/pulg<sup>2</sup>
- $Q$  470 BFPD





**Figura 4.3** Presión, caudal Vs tiempo, Build Up PYMB-002 arena "U".

(Archivo Ingeniería de Operaciones B7, 2012)



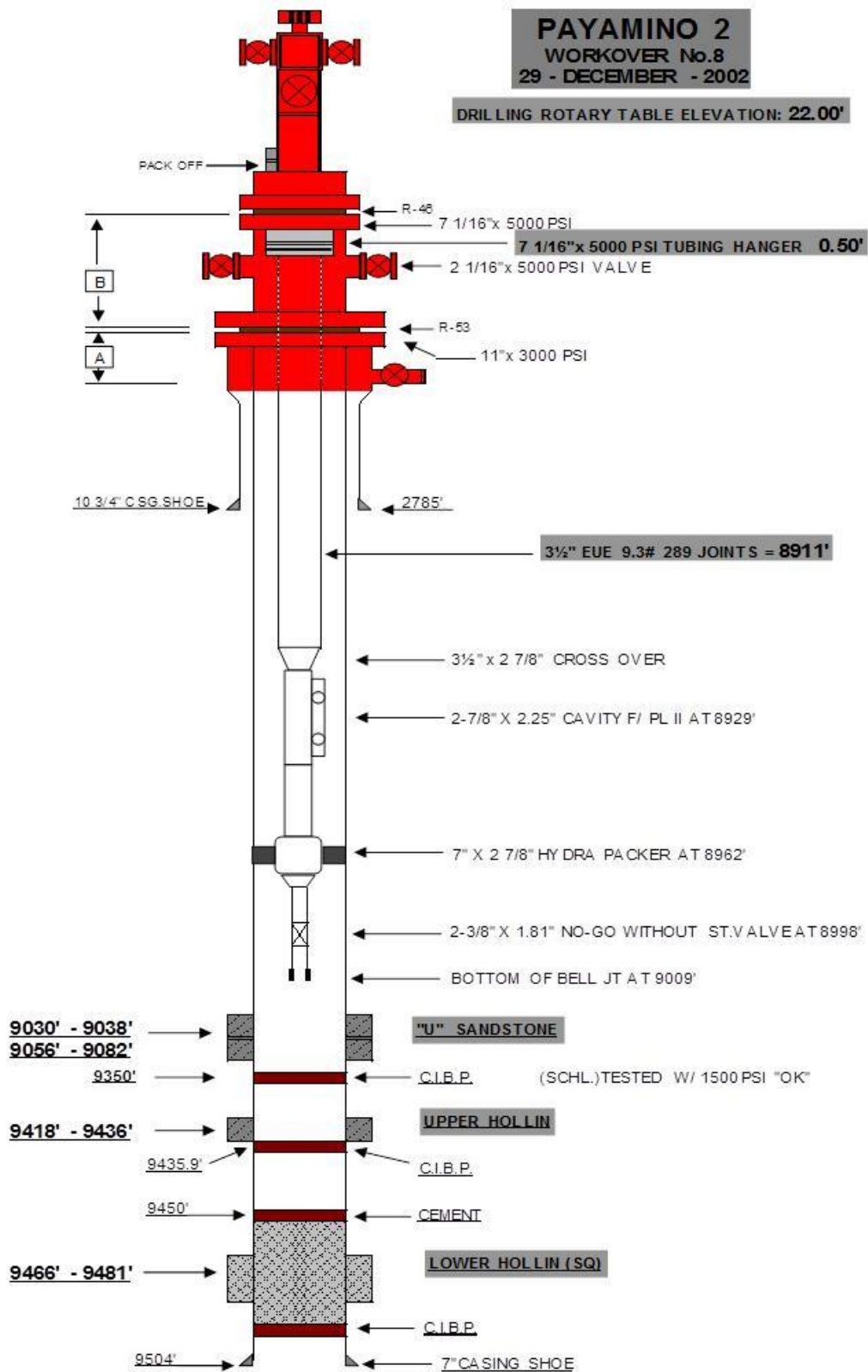
**Figura 4.4** Log - Log de dp y dp', pozo PYMB-002 arena "U".

(Archivo Ingeniería de Operaciones B7, 2012)

	Main Results	BU2-Inf	
	Company Perenco Well Pay-2	Field Payamino Test Name / #	
Test date / time	5 February 2008		
Formation interval	Napo U		
Perforated interval	9030'-9038' & 9056'-9082'		
Gauge type / #			
Gauge depth	8998' R MD		
TEST TYPE	Standard		
Porosity Phi (%)	16		
Well Radius rw	0.3 ft		
Pay Zone h	27 ft		
Water Salt (ppm)	10000		
Form. compr.	3E-6 psi-1		
So	1		
Sg	0		
Sw	0		
Reservoir T	215 °F		
Reservoir P	2700 psia		
FLUID TYPE	Oil		
Volume Factor B	1.12576 B/STB		
Viscosity	11.6448 cp		
Total Compr. ct	1.10976E-5 psi-1		
Selected Model			
Model Option	Standard Model		
Well	Vertical, Changing Storage (Hegeman)		
Reservoir	Homogeneous		
Boundary	Infinite		
Main Model Parameters			
TMatch	817 [hr]-1		
PMatch	0.0191 [psia]-1		
C	5.22E-4 bbl/psi		
Total Skin	7.26		
kh, total	16800 md.ft		
k, average	624 md		
Pi	1694.73 psia		
Model Parameters			
Well & Wellbore parameters (Pay-2)			
C	5.22E-4 bbl/psi		
G/CF	1.94		
Alpha	167		
Skin	7.26		
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	1694.73 psia		
kh	16800 md.ft		
k	624 md		
Derived & Secondary Parameters			
Rinv	1120 ft		
Test . Vol.	0.0170008 bcf		
Delta P (Total Skin)	379.123 psi		
Delta P Ratio (Total Skin)	0.479012 Fraction		

**Figura 4.5** Resultados Build Up, PYMB-002 arena "U".

(Archivo Ingeniería de Operaciones B7, 2012)



**Figura 4.6** Esquema mecánico PYMB-002.

(Archivo Ingeniería de Operaciones B7, 2012)

Resumen de datos necesarios para análisis nodal:

**PAYAMINO-002**

RESERVORIO:	"U"		
TIPO DE POZO:	Vertical		
INTERVALO MD:	9030-9038	9056-9082	pies
INTERVALO TVD:	9030-9038	9056-9082	pies

**DATOS MECANICOS**

ID. TUBERÍA	2.992	pulg
OD. TUBERIA	3.5	pulg
ID. CASING	6.276	pulg
PROFUND. PROMEDIO PUNZADOS	9056	pies
PROFUND. ASENTAMIENTO BOMBA	8929	pies
PRESION DE CABEZA	125	lb/pulg <sup>2</sup>

**DATOS DE RESERVORIO**

PRESION DE RESERVORIO (P <sub>R</sub> )	1695	lb/pulg <sup>2</sup>
PRESION DE BURBUJA (P <sub>b</sub> )	1010	lb/pulg <sup>2</sup>
PRESION FLUYENTE (P <sub>wf</sub> )	840	lb/pulg <sup>2</sup>
CAUDAL PRUEBA ESTABILIZADA	470	bfpd
IP	0.558	bpd/lb/pulg <sup>2</sup>
GRADO API	21.2	°API
GOR	136.4	scf/stb
BSW	0.1	%
TEMPERATURA FONDO	215	° F
TEMPERATURA SUPERFICIE	110	° F
GRAVEDAD ESPECIFICA (GAS)	0.87	
GRAVEDAD ESPECIFICA (AGUA)	1.03	
SALINIDAD (CLORUROS)	-	(ppm Cl <sup>-</sup> )

### **DATOS DE DISEÑO**

PRODUCCIÓN ACTUAL	350	bfpd
PRODUCCIÓN DESEADA	432	bfpd
TIPO DE FLUIDO INYECTADO	Petróleo	
API FLUIDO MOTRIZ	21.2	°API
BSW FLUIDO MOTRIZ	0.1	%
VIA DE INYECCIÓN	Tubing	
LONGITUD LINEA DE FLUJO:	300	pies
TEMPERATURA PROMEDIO DE FLUIDO	162.5	°F
VISCOSIDAD A TEMP. PROMEDIO	22	Cst
CAUDAL DE INYECCIÓN ESTIMADO	1 830	bpd
ACELERACIÓN DE LA GRAVEDAD	32.174	lbm-pie/lbf-seg <sup>2</sup>
PRESIÓN SUPERFICIAL OPR (PS)	3 600	lb/pulg <sup>2</sup>
GRAVEDAD ESPECIFICA PETRÓLEO	0.93	
GRAVEDAD ESPECIFICA AGUA	1.03	
GRAVEDAD ESPECIFICA FLUIDO MOTRIZ	0.93	

### **4.2 CURVA IPRCOMPUESTA PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL POZO CONSIDERANDO CORTE DE AGUA, MÉTODO PETROBRAS:**

El pozo Payamino-002 tiene corte de agua 0.1%, sin embargo se ha considerado éste método para graficar la curva IPR considerando corte de agua ya que en la mayoría de los casos si existe aporte de agua significativo, a continuación aplicaremos el procedimiento paso a paso, partiendo con los datos obtenidos del último Build Up:

$$\begin{array}{ll} P_R = 1695 \text{ lb/pulg}^2 & P_b = 1010 \text{ lb/pulg}^2 \\ q_t = 470 \text{ bl/día} & @ \quad P_{wf} = 840 \text{ lb/pulg}^2 \\ f_w = 0.001 & f_o = 0.999 \\ q_w = 0.47 \text{ bl/día} & @ \quad P_{wf} = 840 \text{ lb/pulg}^2 \\ q_o = 469.5 \text{ bl/día} & @ \quad P_{wf} = 840 \text{ lb/pulg}^2 \end{array}$$

Este es el caso donde  $P_R(1695 \text{ lb/pulg}^2) > P_b(1010 \text{ lb/pulg}^2) > P_{wf}(840 \text{ lb/pulg}^2)$ :

- a. Con los datos de la prueba estabilizada para el Build Up y la ecuación 4.1 calcular A:

$$A = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf_{prueba}}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf_{prueba}}}{P_b} \right)^2 \quad [Ec. 4.1]$$

$$A = 1 - 0.2 \left( \frac{840}{1010} \right) - 0.8 \left( \frac{840}{1010} \right)^2 = 0.280$$

- b. De la ecuación 3.2 determinar J:

$$J = \frac{q_{i_{prueba}}}{f_o \left( \overline{P}_R - P_b + \frac{P_b A}{1.8} \right) + f_w \left( \overline{P}_R - P_{wf_{prueba}} \right)} \quad [Ec. 4.2]$$

$$J = \frac{470}{0.999 \left( 1695 - 1010 + \frac{1010 * 0.280}{1.8} \right) + 0.001(1695 - 840)} = 0.558 \text{ bfpd} / \text{psi}$$

- c. Con la ecuación 4.3 determinar el caudal en el punto de burbuja:

$$q_b = J \left( \overline{P}_R - P_b \right) \quad [Ec. 4.3]$$

$$q_b = 0.558 (1695 - 1010) = 382.2 \text{ bl} / \text{día}$$

- d. Calcular  $q_{omax}$  con la ecuación 3.4:

$$q_{omax} = q_b + q_c = q_b + \frac{J P_b}{1.8} \quad [Ec. 4.4]$$

$$q_{omax} = q_b + q_c = 382.2 + \frac{0.558 * 1010}{1.8} = 695.33 \text{ bl} / \text{día}$$

Para entender mejor los términos que se van a calcular en la siguiente figura detalla cada uno de los términos:

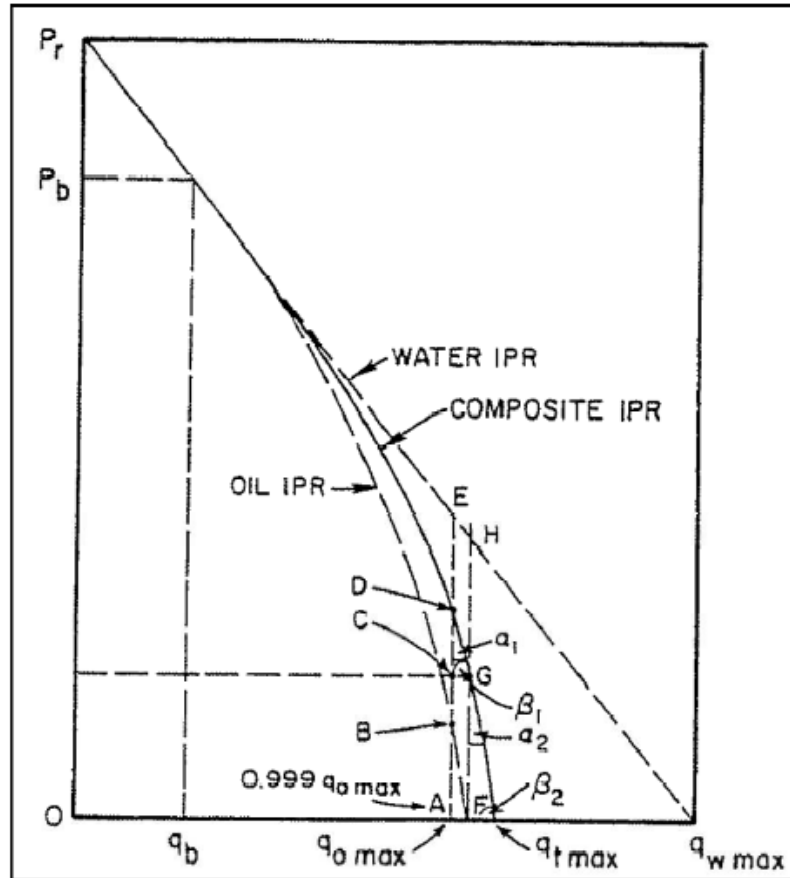


Figura 4.7 Curva IPR Compuesta, método Petrobras

(Kermit E. Brown, 2012)

e. Calcular  $P_{wfD}$ ,  $P_{wfC} = P_{wfG}$ , con las ecuaciones 4.5 y 4.6,

$$P_{wfD} = f_w \left( \bar{P}_R - \frac{0.999 q_{o\max}}{J} \right) + f_o (0.125) P_b \left[ -1 + \sqrt{81 - 80 \left( \frac{0.999 q_{o\max} - q_b}{q_{o\max} - q_b} \right)} \right] \quad [Ec. 4.5]$$

$$P_{wfD} = 0.001 \left( 1695 - \frac{0.999 * 695.33}{0.558} \right) + 0.999 (0.125) 1010 \left[ -1 + \sqrt{81 - 80 \left( \frac{0.999 * 695.33 - 382.2}{695.33 - 382.2} \right)} \right] = 11.2 \text{ psi}$$

$$P_{wfC} = P_{wfG} = f_w \left( \bar{P}_R - \frac{q_{o\max}}{J} \right) = \quad [Ec. 4.6]$$

$$P_{wfC} = P_{wfG} = 0.001 \left( 1695 - \frac{695.33}{0.558} \right) = 0.4 \text{ psi}$$

f. Usando la ecuación 4.7, 7.8, 4.9, 4.10 calcular CD, CG,  $\tan \alpha$  y  $\tan \beta$ :

$$CD = P_{wfD} - P_{wfC} \quad [Ec. 4.7]$$



$$CD = 11.2 - 0.4 = 10.75 \text{ psi}$$

$$CG = q_{o\text{m}\acute{a}x} - 0.999q_{o\text{m}\acute{a}x} = 0.001q_{o\text{m}\acute{a}x} \quad [\text{Ec. 4.8}]$$

$$CG = q_{o\text{m}\acute{a}x} - 0.999q_{o\text{m}\acute{a}x} = 0.001 * 695.33 = 0.695$$

$$\tan \alpha = \frac{CG}{CD} \quad [\text{Ec. 4.9}]$$

$$\tan \alpha = \frac{0.695}{10.75} = 0.0647$$

$$\tan \beta = \frac{CD}{CG} \quad [\text{Ec. 4.10}]$$

$$\tan \beta = \frac{10.75}{0.695} = 15.45$$

g. Determinar  $q_{t\text{m}\acute{a}x}$  con la ecuaci3n 4.11:

$$q_{t\text{m}\acute{a}x} = q_{o\text{m}\acute{a}x} + f_w \left( \overline{P}_R - \frac{q_{o\text{m}\acute{a}x}}{J} \right) \tan \alpha \quad [\text{Ec. 4.11}]$$

$$q_{t\text{m}\acute{a}x} = 695.33 + 0.001 \left( 1695 - \frac{695.33}{0.558} \right) 0.0647 = 695.36 \text{ bl / d}\acute{a}a$$

h. En el intervalo  $0 < q_t < q_b$  determinar tabla  $q_t$  vs  $P_{wf}$  con la ecuaci3n 4.12:

$$P_{wf} = \overline{P}_R - \frac{q_t}{J} \quad [\text{Ec. 4.12}]$$

$$P_{wf} = 1695 - \frac{0}{0.558} = 1695 \text{ PSI}$$

i. De la ecuaci3n 3,13 determinar la tabla  $q_t$  vs  $P_{wf}$ , para el intervalo  $q_b < q_t < q_{t\text{m}\acute{a}x}$ :

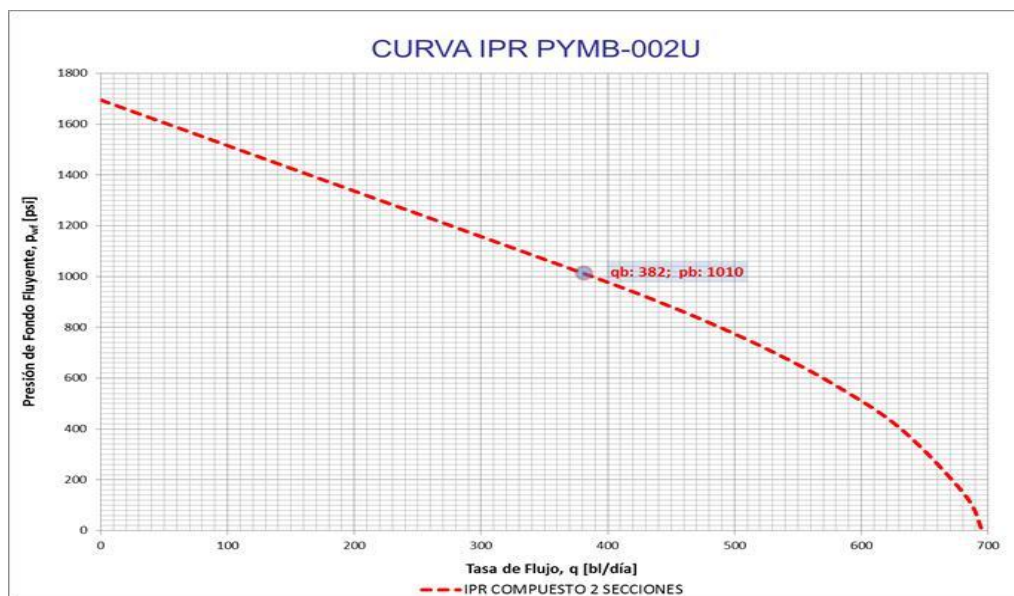
$$P_{wf} = f_w \left( \overline{P}_R - \frac{q_t}{J} \right) + f_o (0.125) P_b \left[ -1 + \sqrt{8I - 80 \left( \frac{q_t - q_b}{q_{o\text{m}\acute{a}x} - q_b} \right)} \right] \quad [\text{Ec. 4.13}]$$

$$P_{wf} = 0.001 \left( 1695 - \frac{432}{0.558} \right) + 0.999 (0.125) 1010 \left[ -1 + \sqrt{8I - 80 \left( \frac{432 - 382.2}{695.33 - 382.2} \right)} \right] = 916.6 \text{ psi}$$

- j. Generar las tablas correspondientes  $P_{wf}$  vs  $q_t$  para construir la curva IPR sobre y debajo del punto de burbuja, colocando datos asumidos de  $q_t$  y calculando  $P_{wf}$ :

**Tabla 4.1** Cálculo de  $P_{wf}$  asumiendo valores de  $q_t$  para construir curva IPR.

	$P_{wf}$ (lb/pulg <sup>2</sup> )	$q_t$ (bl/día)
Ec. 4.12	1 695	0
	1 605	50
	1 561	75
	1 516	100
	1 010	382
Ec. 4.13	917	432
	814	482
	699	532
	564	582
	396	632
	137	682
	0	695



**Figura 4.8** Curva IPR pozo PYMB-002 arena "U", 2 secciones.  
(Elaborado por Johan Ramírez, 2014)

A continuación los pasos para construir la curva IPR colocando datos asumidos de  $P_{wf}$  y calculando  $q_t$ :

- k. Encontrar A, B, C y D con las ecuaciones 4.14, 4.15, 4.16, 4.17 respectivamente, esto aplica para el rango de presión de  $P_{wfG} < P_{wf} < P_b$ , es decir desde  $P_{wfG}$  a  $P_b$ .

$$A = \frac{P_{wf} + 0.125f_o P_b - f_w \overline{P_R}}{0.125f_o P_b} \quad [Ec. 4.14]$$

$$A = \frac{840 + 0.125 * 0.999 * 1010 - 0.001 * 1695}{0.125 * 0.999 * 1010} = 7.409$$

$$B = \frac{f_w}{0.125f_o P_b J} \quad [Ec. 4.15]$$

$$B = \frac{0.001}{0.125 * 0.999 * 1010 * 0.558} = 0.00001$$

$$C = 2AB + \frac{80}{q_{o\acute{m}ax} - q_b} \quad [Ec. 4.16]$$

$$C = 2 * 7.409 * 0.00001 + \frac{80}{596.33 - 382.2} = 0.25572$$

$$D = A^2 - 80 \frac{q_b}{q_{o\acute{m}ax} - q_b} - 81 \quad [Ec. 4.17]$$

$$D = 7.409^2 - 80 \frac{382.2}{596.33 - 382.2} - 81 = -123.7727$$

- I. Asumiendo valores de  $P_{wf}$ , encontraremos  $q_t$  aplicando las ecuaciones 4.18, 4.19, 4.20 y 4.21 según los rangos de presión y los condicionantes que cada ecuación nos plantea se detalla a continuación:

Para el rango de presión  $P_b < P_{wf} < P_R$  aplicar la ecuación 3.18:

$$q_t = J(\overline{P}_R - P_{wf}) \quad [Ec. 4.18]$$

$$q_t = 0.558(1695 - 1695) = 0 \text{ bl / día}$$

Para el rango de presión  $P_{wfG} < P_{wf} < P_b$  aplicar la ecuación 4.19 si  $B \neq 0$ :

$$q_t = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4B^2D}}{2B^2} \quad \text{si } B \neq 0 \quad [Ec. 4.19]$$

$$q_t = \frac{-0.25572 + \sqrt{0.25572^2 - 4 * 0.00001^2 * (-123.7727)}}{2 * 0.00001^2} = 484 \text{ bl / día} \quad \text{si } B \neq 0$$

Para el rango de presión  $P_{wfG} < P_{wf} < P_b$  aplicar la ecuación 4.20 si  $B = 0$ :

$$q_t = \frac{D}{C} \quad \text{si } B = 0 \quad [Ec. 4.20]$$

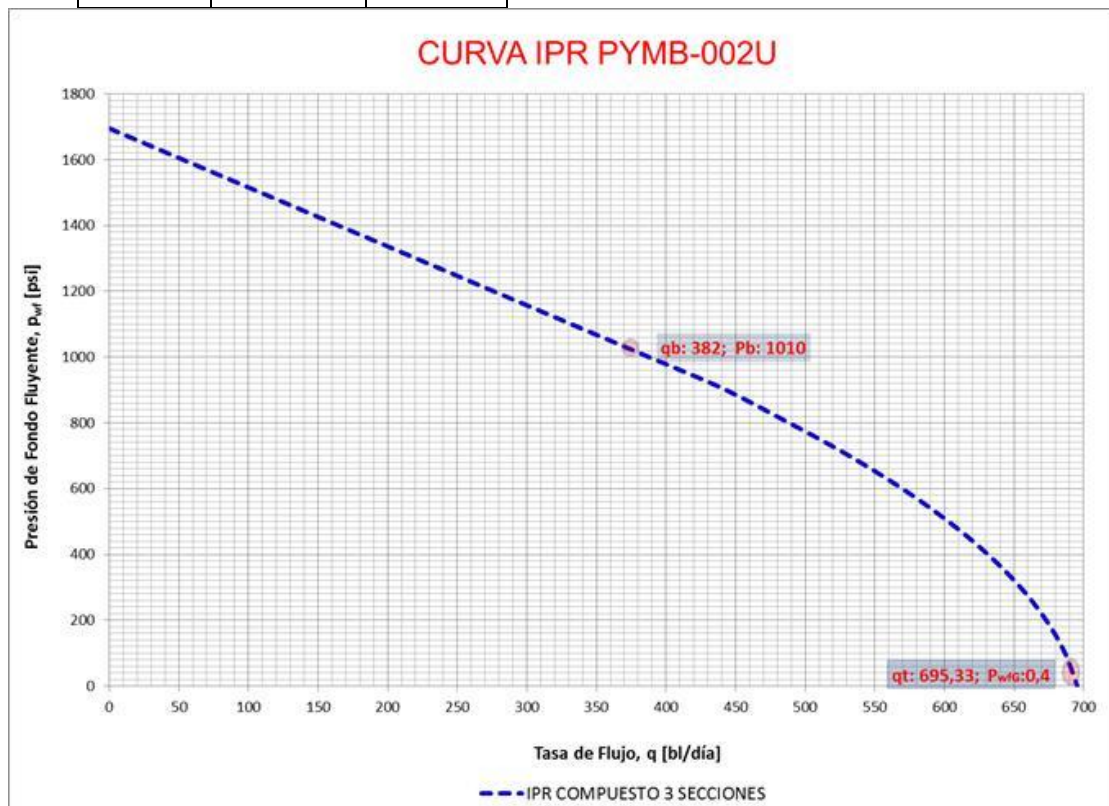
Para el rango de presión  $0 < P_{wf} < P_{wfG}$  aplicar la ecuación 3.21:

$$q_t = \frac{P_{wfG} + q_{omáx} \tan \beta - P_{wf}}{\tan \beta} \quad [Ec. 4.21]$$

$$q_t = \frac{0.4 + 695.33 * 15.45 - 0.4}{15.45} = 695.33 \text{ bl / día}$$

**Tabla 4.2** Cálculo de  $q_t$  asumiendo valores de  $P_{wf}$  para construir curva IPR.

	$P_{wf}$ (lb/pulg <sup>2</sup> )	$q_t$ (bl/día)	A	B	C	D
Ec. 4.18	1 695	0	Ec. 4.14	Ec. 4.15	Ec. 4.16	Ec. 4.17
	1 545	84				
	1 395	167				
	1 010	382				
	910	438				
Ec. 4.19	810	484	7.409	0.00001	0.2557	-123.773
	710	528	6.616	0.00001	0.2557	-134.893
	610	566	5.823	0.00001	0.2557	-144.755
	510	600	5.030	0.00001	0.2557	-153.360
	410	629	4.237	0.00001	0.2556	-160.708
	310	653	3.444	0.00001	0.2556	-166.799
	210	672	2.652	0.00001	0.2556	-171.632
	110	686	1.859	0.00001	0.2556	-175.209
	10	695	1.066	0.00001	0.2555	-177.527
	Ec. 4.21	0.4	695.33			
0.3		695.34				
0.0		695.36				



**Figura 4.9** Curva IPR pozo PYMB-002 arena "U", 3 secciones.  
(Elaborado por Johan Ramírez, 2014)

## 4.3 ANÁLISIS NODAL BOMBA JET PARA POZO PYMB-002U

### 4.3.1 AJUSTE DE DATOS MEDIDOS CON DATOS CALCULADOS

Una vez realizado la parte del inflow (curva IPR) procederemos a construir las curvas del outflow, para nuestro caso de estudio serán las curvas de la bomba Jet a diferentes combinaciones de geometría (tobera – garganta), se analizarán los resultados y definiremos la que mejor se ajuste a nuestro pozo y tomando en cuenta no acercarnos demasiado al caudal límite de cavitación.

Inicialmente realizaremos el ajuste de los datos a la condición de producción estabilizada del pozo antes del cierre para Build Up.

Anteriormente hemos visto el proceso paso a paso para construir las curvas sin embargo simplificaremos el proceso con la ayuda de un software:

Datos del reservorio ingresados al software según la información recopilada en campo:



The screenshot shows a software window titled "Datos reservorio" with the following fields and values:

Parameter	Value	Unit
Presión de Reservorio (Pr):	1695,00	psi
Temperatura de Reservorio (Tr):	215,00	°F
Corte de Agua (BSW):	0,10	%
Gravedad Específica del Gas:	0,870	adim.
Gravedad Específica del Agua:	1,03	adim.
Gravedad API:	21,20	°API
Producción Diaria:	310,00	bfpd
Tipo de Correlación:	Standing	
<input checked="" type="radio"/> Presión de burbuja (Pb):	1010,00	psi
<input type="radio"/> RGP:	137,28	scf/stb
Presión Separador (Psep):	125,00	psi
Temperatura Separador (Tsep):	110,00	°F
Composición de la mezcla:	Gas + Petróleo + Agua	

Datos ingresados al software para construir la curva del IPR:

Tipo IPR: **Voguel y Compuesta**

Presión Fondo Fluyente (Pwf): 840,00 psi

Caudal Total (Qt): 470,00 bfpd

Presión Separador (Psep): 125,00 psi

Temperatura Separador (Tsep): 110,00 °F

Profundidad de Reservorio (TVD): 9056,00 pies

Profundidad de Bomba (TVD): 8929,00 pies

Gradiente Fluido: 0,40 psi/pie

Presión Diferencial: 50,96 psi

**DATOS PUNTUALES**

Caudal Total (Qt): 470,00 bfpd

Caudal Petróleo (Qo): 469,530 bppd

Presión Fondo Fluyente (Pwf): 826,258 psi

Selección de bomba, cuando se tomó el dato de producción estabilizada, el pozo estaba con una bomba Jet D5, para aplicar el software hemos realizado la corrida con su geometría equivalente que para éste caso es la 10H.

**Tabla 4.3** Resultados de cálculos de variables de bomba Jeta presión de inyección fija con geometría 10H.

GEOMETRÍA JET	PRODUCCION (BFPD)	PRESIÓN INYECCIÓN (lb/pulg <sup>2</sup> )	CAUDAL INYECCIÓN (BFPD)	PRESIÓN FLUYENTE (lb/pulg <sup>2</sup> )	POTENCIA (HP)	EFICIENCIA (%)
10H	450	3600	1657	851	87	28

Análisis Nodal para la geometría 10H, el software brinda dos opciones para el análisis nodal, es tomar la presión fluyente con un dato fijo o la presión de inyección como dato fijo, considerando que presión de inyección es una variable que la podemos medir en superficie, hemos considerado ésta opción (3600 lb/pulg<sup>2</sup>), para presentar los resultados del análisis nodal de ésta geometría se ha graficado el comportamiento de la bomba a presiones de inyección de 3000, 3200, 3400 y 3600 lb/pulg<sup>2</sup>, dando como resultado lo siguiente:

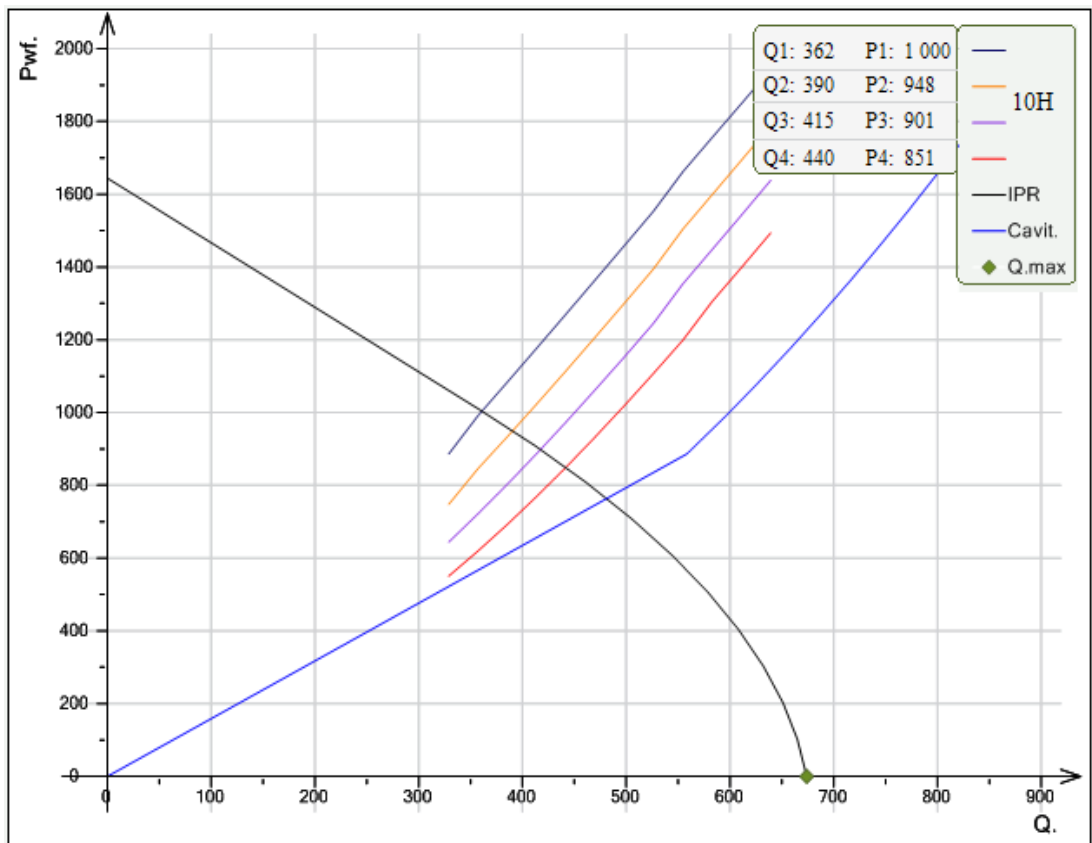


Figura 4.10 Curvas de intake para geometría 10H, pozo PYMB-002U.

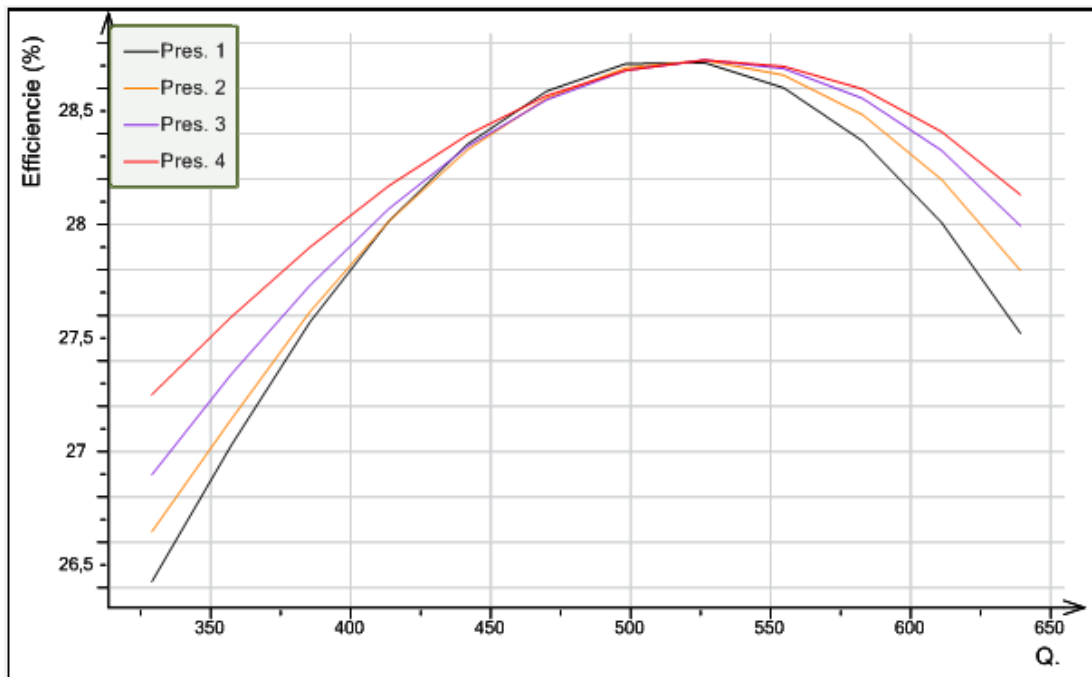
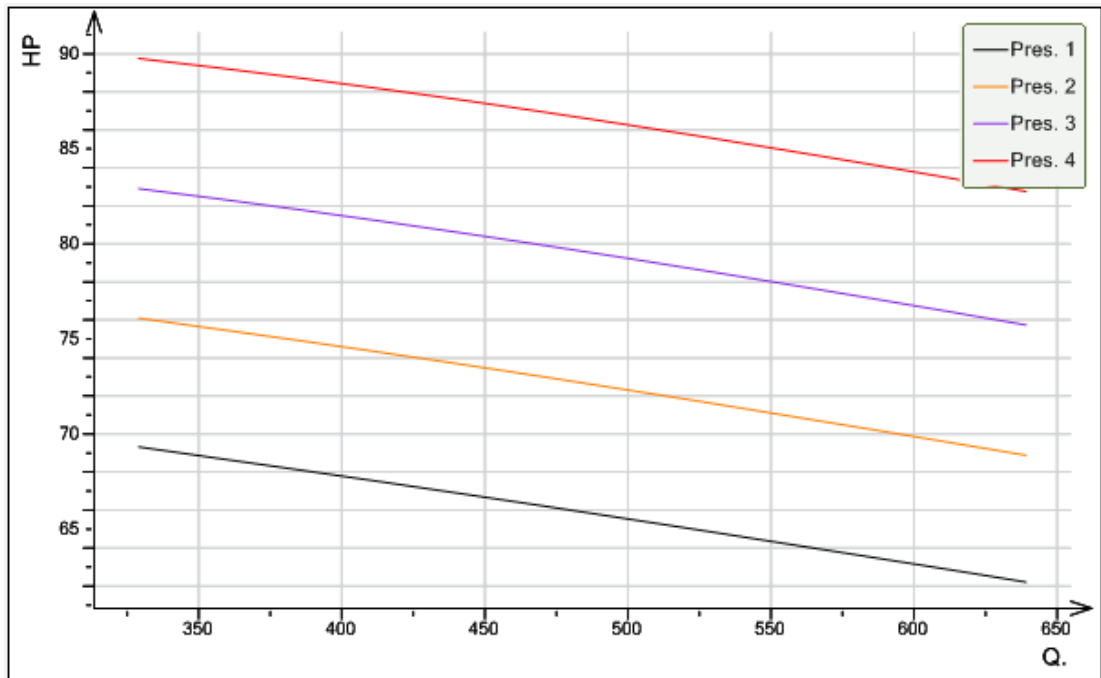


Figura 4.11 Curvas de eficiencia para geometría 10H, pozo PYMB-002U.





**Figura 4.12** Curvas de potencia para geometría 10H, pozo PYMB-002U.

GEOMETRÍA JET	PRODUCCION (BFPD)	PRESIÓN INYECCIÓN (lb/pulg <sup>2</sup> )	CAUDAL INYECCIÓN (BFPD)	PRESIÓN FLUYENTE (lb/pulg <sup>2</sup> )	POTENCIA (HP)	EFICIENCIA (%)
10H	450	3600	1657	851	87	28

Como podemos observar los datos calculados en software se ajustan bastante bien a los datos medidos en campo, con un error menor al 5 %.

#### 4.3.2 ANÁLISIS NODAL PARA OPTIMIZAR PRODUCCIÓN

A continuación se realizará el análisis nodal para diferentes geometrías de bomba Jet, con el objetivo de encontrar oportunidades de optimización de la producción ya sea disminuyendo los recursos empleados para un caudal dado de producción o en su defecto incremento de producción que justifique la aplicación de recursos adicionales empleados para tal fin.

Tomando en cuenta que el último build up realizado en el pozo PYMB-002 a la arena "U" fue el 5 de febrero 2008, se ha tomado datos referenciales actualizados por Ing. de Operaciones del Bloque 7, los siguientes:

$$\begin{array}{ll} P_R = & 1072 \text{ lb/pulg}^2 \\ q_t = & 432 \text{ bl/día} \quad @ \quad P_{wf} = & 453 \text{ lb/pulg}^2 \\ & & P_b = & 1010 \text{ lb/pulg}^2 \end{array}$$

El resto de datos se mantienen.

Datos del reservorio ingresados al software según la información actualizada y recopilada en campo:

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de Reservorio (Pr):	1072,00	psi
Temperatura de Reservorio (Tr):	215,00	°F
Corte de Agua (BSW):	0,10	%
Gravedad Especifica del Gas:	0,870	adim.
Gravedad Especifica del Agua:	1,03	adim.
Gravedad API:	21,20	°API
Producción Diaria:	432,00	bfpd
Tipo de Correlación:	Standing	
<input checked="" type="radio"/> Presión de burbuja (Pb):	1010,00	psi
<input type="radio"/> RGP:	137,28	scf/stb
Presión Separador (Psep):	125,00	psi
Temperatura Separador (Tsep):	110,00	°F
Composición de la mezcla:	Gas + Petróleo + Agua	

Datos ingresados al software para construir la curva del IPR:

Tipo IPR: Voguel y Compuesta

Presión Fondo Fluyente (Pwf):  psi

Caudal Total (Qt):  bfpd

Presión Separador (Psep):  psi

Temperatura Separador (Tsep):  °F

Profundidad de Reservorio (TVD):  pies

Profundidad de Bomba (TVD):  pies

Gradiente Fluido:  psi/pie

Presión Diferencial:  psi

**DATOS PUNTUALES**

Caudal Total (Qt):  bfpd

Caudal Petróleo (Qo):  bppd

Presión Fondo Fluyente (Pwf):  psi

Selección de bomba, se ha realizado la corrida para seleccionar la geometría adecuada a las condiciones actuales del pozo, para ello en las siguientes tablas encontraremos los resultados de los cálculos a condición de presión de inyección fija y presión fluyente fija:

**Tabla 4.4** Resultados de cálculos de variables de bomba Jet a presión de inyección fija, con geometrías 10H, 11J y 12K.

GEOMETRÍA JET	PRODUCCION (BFPD)	PRESIÓN INYECCIÓN (lb/pulg <sup>2</sup> )	CAUDAL INYECCIÓN (BFPD)	PRESIÓN FLUYENTE (lb/pulg <sup>2</sup> )	POTENCIA (HP)	EFICIENCIA (%)
10H	180	3600	1673	821	88	28.3
11J	362	3600	2330	539	122	26.8
12K	427	3600	3063	411	156	25.7

**Tabla 4.5** Resultados de cálculos de variables de bomba Jet a presión fluyente fija, con geometrías 10H, 11J y 12K.

GEOMETRÍA JET	PRODUCCION (BFPD)	PRESIÓN INYECCIÓN (lb/pulg <sup>2</sup> )	CAUDAL INYECCIÓN (BFPD)	PRESIÓN FLUYENTE (lb/pulg <sup>2</sup> )	POTENCIA (HP)	EFICIENCIA (%)
10H	432	4877	1878	402	134	28.7
11J	432	4037	2429	402	143	27.7
12K	432	3681	3071	402	165	25.8

En las tablas 4.4 y 4.5 se han mostrado los cálculos de las variables para diseño de una bomba Jet a presión de inyección fija y a presión fluyente fija respectivamente.

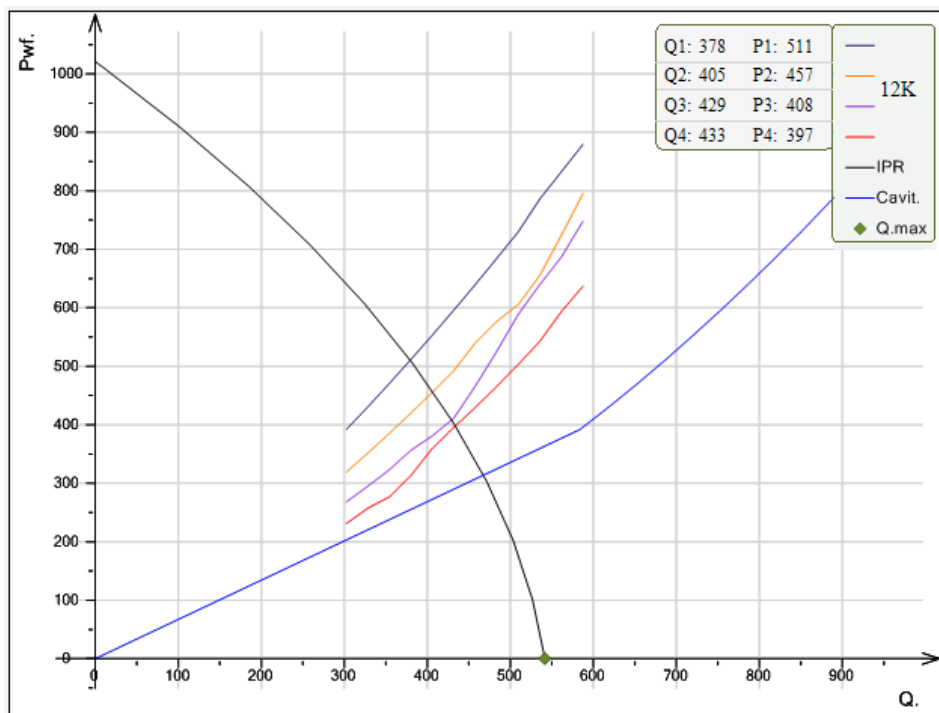
**Primer caso geometría 10H**, que en su momento (febrero – 2008) se ajustó perfectamente a las condiciones de pozo de ese entonces, si observamos la tabla 4.5, en la geometría 10H, en la columna de presión de inyección, podemos apreciar que para la producción actual deseada de 432 BFPD, la presión de inyección debería ser 4877 lb/pulg<sup>2</sup>, lo cual no es posible con las facilidades de superficie que actualmente cuenta el Bloque 7.

Revisando la tabla 4.4, tenemos otro factor que nos señala que no podemos producir los 432 BFPD, este es la presión de entrada a la bomba, ésta variable con la geometría 10H para las condiciones actuales del pozo es 821 lb/pulg<sup>2</sup>, si tomamos éste valor y lo llevamos a la curva del IPR a condiciones actuales de la figura 4.13, podemos observar que el caudal correspondiente sería 180 BFPD.

**Segundo caso, geometría 11J**, de igual manera que la geometría 10H, la presión de inyección se eleva a 4037 lb/pulg<sup>2</sup>, y la presión de entrada calcula a condiciones actuales es 539 lb/pulg<sup>2</sup>, que en la curva IPR de la figura 4.13 corresponde a 362 BFPD, factores que descartan ésta geometría.

**Tercer caso, geometría 12K,** en la tabla 4.5, la presión de inyección para causar el drawdown necesario para alcanzar la producción deseada es 3681 lb/pulg<sup>2</sup>, lo cual está dentro del límite (3700 lb/pulg<sup>2</sup>) para las facilidades de superficie con las que cuenta el pozo Payamino B-002. En la tabla 4.4 con una presión de inyección de 3600 lb/pulg<sup>2</sup>, la presión de entrada a la bomba es 411 lb/pulg<sup>2</sup>, correspondiente a una producción de 427 BFPD, muy cercano a la producción deseada de 432 BFPD.

Análisis Nodal para la geometría 12K, se ha graficado el comportamiento de la bomba a presiones de inyección de 3100, 3300, 3500 y 3700 lb/pulg<sup>2</sup>, dando como resultado lo siguiente:



**Figura 4.13** Curvas de intake para geometría 12K, pozo PYMB-002U.

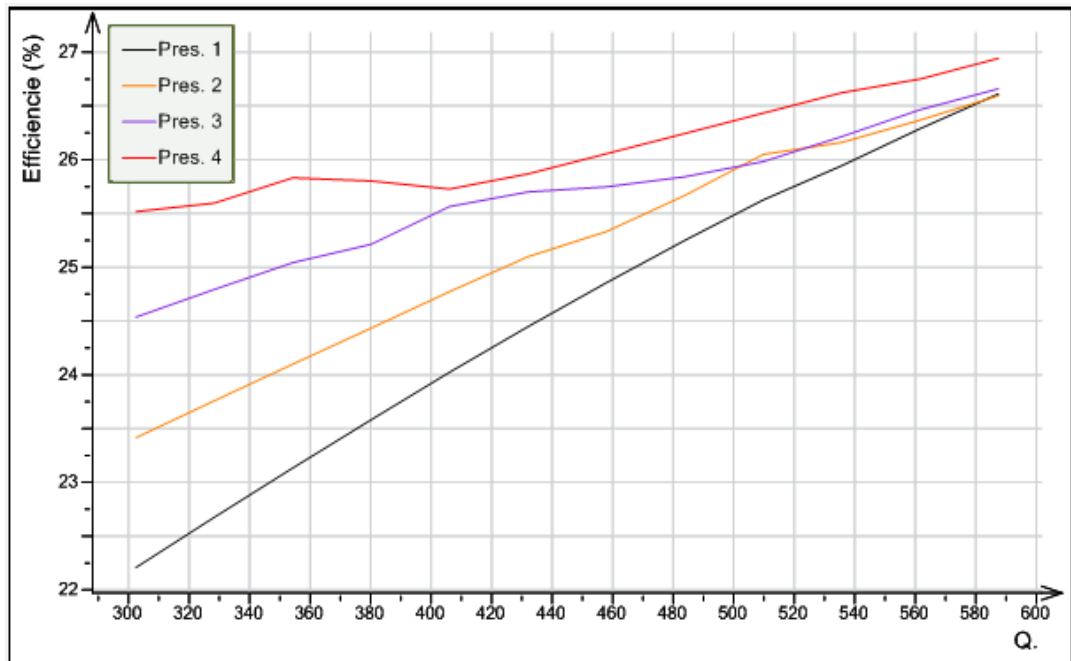


Figura 4.14 Curvas de eficiencia para geometría 12K, pozo PYMB-002U.

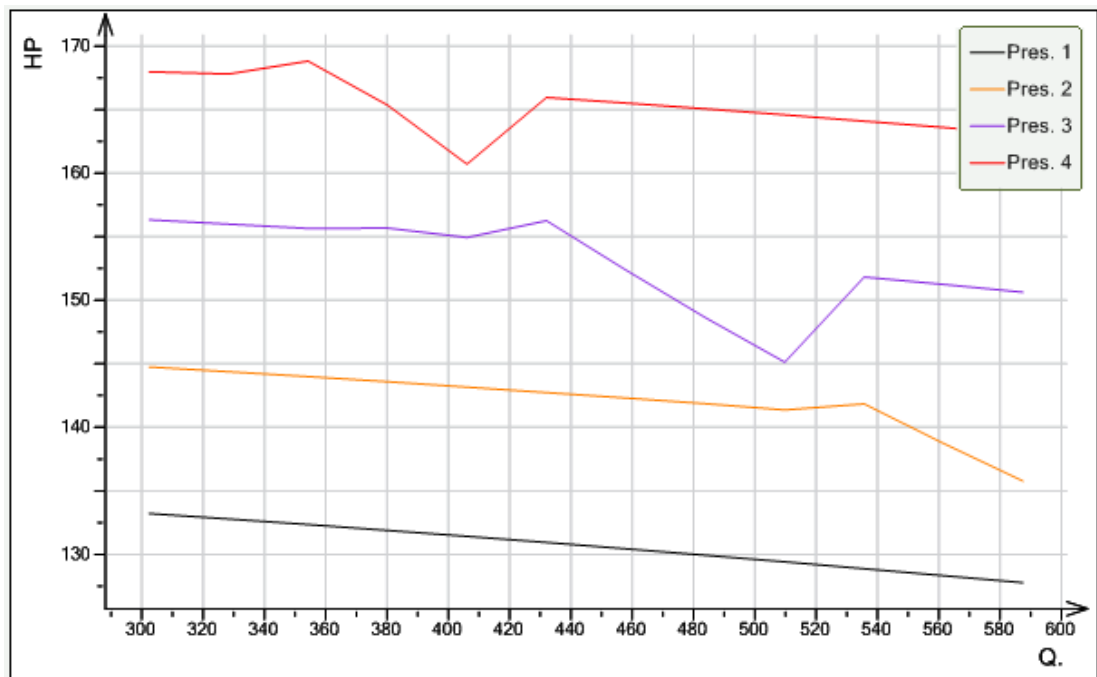


Figura 4.15 Curvas de potencia para geometría 12K, pozo PYMB-002U.

### 4.3.2.1 Análisis de resultados

A continuación mediante tablas mostraremos los resultados obtenidos al aplicar el análisis nodal al pozo PYMB-002 y realizar un ajuste a condiciones actuales del pozo.

#### CASO # 1: CAMBIO DE GEOMETRÍA DE 10H A 12K

Cuando la presión del reservorio de la arena “U” era 1695 lb/pulg<sup>2</sup>, la geometría 10H funcionó perfectamente como lo podemos observar en la tabla 4.3, a continuación en la tabla 4.6 realizaremos el balance de variables con la geometría 10H y la geometría propuesta 12K a condiciones actuales del reservorio  $P_R = 1072$  lb/pulg<sup>2</sup>:

**Tabla 4.6** Balance de variables del comportamiento bomba Jet geometría 10H y 12K a condiciones actuales del pozo PYMB-002U

GEOMETRÍA JET	PRODUCCION (BFPD)	PRESIÓN INYECCIÓN (lb/pulg <sup>2</sup> )	CAUDAL INYECCIÓN (BFPD)	PRESIÓN FLUYENTE (lb/pulg <sup>2</sup> )	POTENCIA (HP)	EFICIENCIA (%)
10H	180	3600	1673	821	88	28.3
12K	427	3600	3063	411	156	25.7
BALANCE						
-	247	0	1390	-410	68	-2.6

Estos datos han sido calculados tomando como constante la presión de inyección, que es la condición real del pozo.

Para el cambio de geometría de 10H a 12K se debe evaluar en primer lugar si las facilidades existentes tienen la capacidad para manejar valores de alta presión y caudal requeridos. El caudal de inyección pasó de 1673 a 3063 BFPD, un incremento de 1390 BFPD, eficiencia disminuye de 28.3 a 25.7%, la potencia requerida incrementa de 88 a 156 HP's, esto debido a que la energía del yacimiento ha disminuido y consecuentemente se debe suplir esta energía con potencia suministrada a través de un sistema de levantamiento artificial. La presión fluyente disminuye de 821 a 411 lb/pulg<sup>2</sup>,

el caudal aumenta de 180 a 427 BFPD, un incremento de 247 BFPD, si consideramos el BSW de 0.1% podemos decir que tenemos un incremento de la producción 246.8 BPPD.

Sin embargo antes de aplicar la geometría 12K, se aplicó la geometría 11J, caso que evaluaremos a continuación

## CASO # 2: CAMBIO DE GEOMETRÍA DE 11J A 12K

Intentando ajustar la bomba a condiciones actuales de presión del reservorio “U”, se cambió la geometría de 10H a 11J, con buenos resultados sin embargo la aplicación de la geometría 12K se ajusta mucho mejor, como a continuación podemos observar en la tabla 4.7:

**Tabla 4.7** Balance de variables del comportamiento bomba Jet geometría 10H y 12K a condiciones actuales del pozo PYMB-002U

GEOMETRÍA JET	PRODUCCION (BFPD)	PRESIÓN INYECCIÓN (lb/pulg <sup>2</sup> )	CAUDAL INYECCIÓN (BFPD)	PRESIÓN FLUYENTE (lb/pulg <sup>2</sup> )	POTENCIA (HP)	EFICIENCIA (%)
11J	362	3600	2330	539	122	26.8
12K	427	3600	3063	411	156	25.7
BALANCE						
-	65	0	733	-128	34	-1.1

Estos datos han sido calculados tomando como constante la presión de inyección, que es la condición real del pozo.

Para el cambio de geometría de 11J a 12K se debe evaluar en primer lugar si las facilidades existentes tienen la capacidad para manejar valores de alta presión y caudal requeridos. El caudal de inyección pasó de 2330 a 3063 BFPD, un incremento de 733 BFPD, eficiencia disminuye de 26.8 a 25.7%, la potencia requerida incrementa de 122 a 156 HP's, esto debido a que la energía del yacimiento ha disminuido y consecuentemente se debe suplir esta energía con potencia suministrada a través de un sistema de levantamiento artificial. La presión fluyente disminuye de 539 a 411 lb/pulg<sup>2</sup>,



el caudal aumenta de 362 a 427 BFPD, un incremento de 65BFPD, si consideramos el BSW de 0.1% podemos decir que tenemos un incremento de la producción 64.9 BPPD.

## 4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo principal de éste proyecto es optimizar la producción mediante el análisis nodal de los pozos y en éste capítulo evaluaremos económicamente si el proyecto es viable o no. El análisis económico se basará principalmente, en el análisis de la inversión, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y relación costo beneficio (RCB), parámetros que nos permitirán determinar si el proyecto es o no económicamente rentable. En nuestro caso el flujo de caja será proyectado sólo a 1 año, debido a que la recuperación de la inversión es inmediata.

### 4.4.1 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

#### 4.4.1.1 Valor Actual Neto (V.A.N.)

También conocido como Valor Presente Neto (V.P.N.) y es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en la moneda actual (moneda actual es el valor del dinero medido el día de hoy). El Valor Actual Neto es igual a la sumatoria de los flujos de caja actualizados de cada mes, es decir los valores de los ingresos actuales menos los egresos, a una tasa de actualización  $i$ , su ecuación es la siguiente:

$$V.A.N.(i) = \sum_{j=0}^n VAI_j(i) - \sum_{j=0}^n VAE_j(i) \quad [Ec. 4.22]$$

Donde:

VAI  $j$  ( $i$ ): Valor actual del ingreso neto del periodo  $j$ , a una tasa de actualización  $i$ .

VAE  $j(i)$ : Valor actual del egreso neto del periodo  $j$ , a una tasa de actualización  $i$ .

Si  $i$  es la tasa de actualización, entonces:

V.A.N. es menor que cero, el proyecto no es viable.

V.A.N. es igual a cero, el proyecto es indiferente.

V.A.N. es mayor que cero, el proyecto es viable.

#### 4.4.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

También denominada tasa interna de rendimiento, es característica propia del proyecto y es la medida más adecuada de la rentabilidad de un proyecto.

Es la tasa de actualización que hace que el valor del VAN del proyecto sea igual a cero.

$$VAN = 0, \text{ entonces: } TIR = i$$

Si  $i$  es la tasa de actualización, entonces:

TIR es menor que  $i$ , el proyecto no es viable.

TIR es igual a  $i$ , el proyecto es indiferente.

TIR es mayor que  $i$ , el proyecto es viable.

#### 4.4.1.3 Relación Costo – Beneficio (B/C)

La relación costo – beneficio a una tasa de actualización  $i$ , es el cociente de dividir la sumatoria del valor actual de los ingresos netos entre la sumatoria del valor actual neto de los egreso a una tasa de actualización  $i$ .

$$B/C(i) = \frac{\sum_{j=0}^n VAI_i(i)}{\sum_{j=0}^n VAE_j(i)}$$

Si  $i$  es la tasa de actualización, entonces:

B/C (i) es menor que 1, el proyecto no es viable.

B/C (i) es igual a 1, el proyecto es indiferente.

B/C (i) es mayor que 1, el proyecto es viable.

Resumiendo el proyecto es económicamente rentable, cuando:

El valor actual neto (VAN) es mayor que cero.

La tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa de actualización  $i$ .

La relación beneficio – costo (B/C) es mayor que uno.

#### 4.4.2 COSTOS DEL PROYECTO

En la siguiente tabla detallaremos todos los costos necesarios para realizar los cambios de geometría propuestos:

**Tabla 4.8** Costos cambio de bomba Jet, pozo PYMB-002U

COSTOS CAMBIO BOMBA JET		
SERVICIO / MATERIAL	MATERIAL (USD)	SERVICIO (USD)
Tobera tamaño "12"	\$ 916	-
Garganta tamaño "K"	\$ 1 836	-
Kit de reparación (O'rings y Chevron Packings)	\$ 264	-
Servicio de reversada o corrida bomba Jet	-	\$ 476
Servicio de desensamble e inspección bomba Jet	-	\$ 138
Servicio de limpieza, reparación y ensamble bomba Jet	-	\$ 138
Servicio de unidad de Slick Line (costo diario)	-	\$ 829
Servicio de camión torre (costo 5 Hrs.)	-	\$ 336
Movilización camión torre (carga base 200 Km)	-	\$ 1 100
	\$ 3 015	\$ 3 016
	<b>\$ 6031</b>	

Dentro de las consideraciones para estimar los costos tenemos:

- La bomba Jet instalada es propiedad de PAM, entonces las partes compradas serán únicamente la garganta, la tobera y un kit básico de reparación.

- Se solicita servicio técnico a la empresa proveedora de la bomba, para reversada, inspección, limpieza, reparación, ensamble y corrida de bomba Jet, en la tabla 4.8 se detalla el costo por cada servicio.
- Por los altos tiempos de operación de las bombas Jet de los pozos del campo Payamino, se recupera la bomba Jet con ayuda de la unidad de Slick Line, se realiza el trabajo en un lapso de 5 Hrs. Sin embargo se ha considerado el costo de un día, ya que por éste equipo se paga renta mensual y la tarifa diaria es 829 USD.
- La unida de Slick Line es de base permanente por lo tanto no se paga por movilización.
- El servicio de camión torre es bajo llamada, el costo por hora es 60 USD, se ha considerado 5 Hrs. 336 USD (incluido el IVA).
- El costo de movilización del camión torre es 5.5 USD/Km, la distancia desde la base de la empresa proveedora del camión torre al pozo PYMB-002 es 10 Km, sin embargo el contrato señala que el cargo mínimo por movilización es 200 Km, por lo que en la tabla 4.8 se ha considerado 1100 USD para éste rubro.

#### **4.4.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO**

Para realizar el análisis económico debemos señalar el costo de producción por barril, para el campo Payamino se sitúa en 8.41 USD, otro dato importante es el precio actual del barril de petróleo, tomando como referencia enero 2015, se ha considerado un valor de 40 USD.

Por otra parte para realizar nuestra proyección de flujo de dinero, se ha considerado la declinación mensual de la producción del pozo PYMB-002, arena "U" en 1.6295%.

La tasa de actualización considerada para éste proyecto es del 16.3% anual, y 1.36% de tasa efectiva mensual.

Para efectuar el análisis económico se ha planteado dos casos proyectados a un año en periodos de 30.4 días (mes), el caso # 1, se propuso según el análisis nodal realizado a las condiciones actuales del pozo PYMB-002U, un cambio de geometría de 10H a 12K, sin embargo en la práctica se realizó el cambio de geometría de 10H a 11J, con buenos resultados, sin embargo para nuestro caso # 2 tenemos el cambio de geometría de 11J a 12K, evidenciando que podemos mejorar aún más la producción de éste pozo y validando económicamente los resultados.

Con todas las consideraciones que se ha mencionado, en la siguiente tabla detallaremos los resultados del análisis económico para el caso # 1.

**Tabla 4.9** Resultados de análisis económico para caso # 1.

ANÁLISIS ECONÓMICO CAMBIO DE GEOMETRÍA DE 10H A 12K												
Periodo (mes)	BPPD (10H)	BPPD (12K)	Incremento producción BPPD	Barriles producidos por periodo	Ingreso total venta / mes (40 USD)	Inversión	Costo operativo por barril 8.41 USD	Egreso total	Flujo de caja	Ingreso total actualizado	Egreso total actualizado	Flujo de caja actualizado
0	-	-	-	-	0	6 031	-	6 031	-6 031	0	6 031	-6 031
1	180	427	247	7 509	300 352	0	63 149	63 149	237 203	296 327	62 303	234 024
2	177	420	243	7 386	295 458	0	62 120	62 120	233 338	287 592	60 466	227 126
3	174	413	239	7 266	290 643	0	61 108	61 108	229 536	279 114	58 684	220 430
4	171	406	235	7 148	285 907	6 031	60 112	66 143	219 764	270 886	62 668	208 218
5	169	400	231	7 031	281 248	0	59 132	59 132	222 116	262 901	55 275	207 626
6	166	393	228	6 917	276 665	0	58 169	58 169	218 497	255 152	53 646	201 506
7	163	387	224	6 804	272 157	0	57 221	57 221	214 936	247 630	52 064	195 566
8	160	381	220	6 693	267 722	6 031	56 289	62 320	205 402	240 331	55 944	184 387
9	158	374	217	6 584	263 360	0	55 371	55 371	207 988	233 246	49 040	184 206
10	155	368	213	6 477	259 068	0	54 469	54 469	204 599	226 371	47 594	178 776
11	153	362	210	6 371	254 847	0	53 582	53 582	201 265	219 698	46 191	173 506
12	150	356	206	6 267	250 694	6 031	52 708	58 740	191 954	213 221	49 960	163 262
Declinación mensual pozo PYMB-002U					1.6295	%	<b>RESULTADOS</b>		<b>TOTAL (\$)</b>	3 032 468	659 866	2 372 602
Costo operativo por barril producido Payamino					8.41	USD	<b>VAN:</b>	<b>\$ 2 372 602</b>				
Precio del Barril de petróleo					40.0	USD	<b>TIR:</b>	<b>3 877 %</b>				
Tasa de actualización anual					16.3	%	<b>B/C:</b>	<b>4.60</b>				
Tasa efectiva mensual					1.36	%						

\* Se ha considerado realizar mantenimiento a la bomba Jet cada 120 días.

\* Se ha considerado que los mantenimientos de bomba Jet, en el peor de los casos se deba cambiar tobera y garganta.

\* Se ha considerado una declinación de producción mensual de 1.6295%.

Según los resultados de la proyección a un año para el caso # 1 (cambio de geometría de 10H a 12K) de la tabla 4.9, podemos definir que el proyecto es económicamente viable ya que el valor actual neto (VAN) es mayor que cero, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa de actualización y la relación beneficio – costo (B/C) es mayor que uno. Debemos aclarar que éste es el escenario en su propuesta original, sin embargo se colocó la geometría 11J en lugar de 12K, para lo cual se hace referencia en la siguiente tabla 4.10:

**Tabla 4.10** Resultados de análisis económico para caso # 2.

ANÁLISIS ECONÓMICO CAMBIO DE GEOMETRÍA DE 11J A 12K												
Periodo (mes)	BPPD (11J)	BPPD (12K)	Incremento producción BPPD	Barriles producidos por periodo	Ingreso total venta / mes (40 USD)	Inversión	Costo operativo por barril 8.41 USD	Egreso total	Flujo de caja	Ingreso total actualizado	Egreso total actualizado	Flujo de caja actualizado
0	-	-	-	-	0	6 031		6 031	-6 031	0	6 031	-6 031
1	362	427	65	1 976	79 040	0	16 618	16 618	62 422	77 981	16 395	61 585
2	356	420	64	1 944	77 752	0	16 347	16 347	61 405	75 682	15 912	59 770
3	350	413	63	1 912	76 485	0	16 081	16 081	60 404	73 451	15 443	58 008
4	345	406	62	1 881	75 239	6 031	15 819	21 850	53 388	71 286	20 702	50 584
5	339	400	61	1 850	74 013	0	15 561	15 561	58 452	69 185	14 546	54 639
6	333	393	60	1 820	72 807	0	15 308	15 308	57 499	67 145	14 117	53 028
7	328	387	59	1 791	71 620	0	15 058	15 058	56 562	65 166	13 701	51 465
8	323	381	58	1 761	70 453	6 031	14 813	20 844	49 609	63 245	18 711	44 533
9	317	374	57	1 733	69 305	0	14 571	14 571	54 734	61 381	12 905	48 475
10	312	368	56	1 704	68 176	0	14 334	14 334	53 842	59 571	12 525	47 046
11	307	362	55	1 677	67 065	0	14 100	14 100	52 965	57 815	12 156	45 660
12	302	356	54	1 649	65 972	6 031	13 871	19 902	46 070	56 111	16 927	39 184
Declinación mensual pozo PYMB-002U					1.6295%		<b>RESULTADOS</b>		<b>TOTAL (\$)</b>	798 018	190 073	607 945
Costo operativo por barril producido Payamino					8.41	USD	<b>VAN:</b>	<b>\$ 607 945</b>				
Precio del Barril de petróleo					40.0	USD	<b>TIR:</b>	<b>1 018 %</b>				
Tasa de actualización anual					16.3	%	<b>B/C:</b>	<b>4.20</b>				
Tasa efectiva mensual					1.36	%						

\* Se ha considerado realizar mantenimiento a la bomba Jet cada 120 días.

\* Se ha considerado que los mantenimientos de bomba Jet, en el peor de los casos se deba cambiar tobera y garganta.

\* Se ha considerado una declinación de producción mensual de 1.6295%.

Según los resultados de la proyección a un año para el caso # 2 (cambio de geometría de 11J a 12K) de la tabla 4.10, podemos definir que el proyecto es económicamente viable ya que el valor actual neto (VAN) es mayor que cero, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa de actualización y la relación beneficio – costo (B/C) es mayor que uno.

Para el caso # 2, la inversión se recuperó en 3 días.

A continuación un cuadro comparativo de los resultados del análisis económico del caso #1 y #2.

**Tabla 4.11** Cuadro comparativo entre los resultados caso # 1 y 2.

<b>COMPARACIÓN CASO 1 Y 2</b>		
<b>INDICADOR</b>	<b>CASO # 1</b>	<b>CASO # 2</b>
<b>VAN:</b>	<b>\$ 2 372 602</b>	<b>\$ 607 945</b>
<b>TIR:</b>	<b>3877%</b>	<b>1018%</b>
<b>B/C:</b>	<b>4.60</b>	<b>4.20</b>

Como podemos observar ambos casos son completamente rentables, sin embargo para el caso # 1, el VAN a un año es de 2 372 602USD, correspondiente a que el incremento de la producción es de 247 BPPD, y el VAN para el caso # 2 es de 607 945USD, notable diferencia debido a que en la práctica antes de la geometría 12K, se había aplicado la geometría 11J la cual incrementó la producción de 180 a 362 BPPD, y luego de esto se aplica la geometría 12K, en la cual se incrementa de 362 a 427 BPPD, recuperando la producción del pozo.

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**



## 5.1 CONCLUSIONES

Luego de haber aplicado los cambios de geometría en base al análisis nodal realizado al pozo PYMB-002U (caso # 2), podemos concluir lo siguiente:

- La presión de reservorio medida con una prueba de Build Up en febrero 2008 fue 1695 lb/pulg<sup>2</sup>, en la actualidad la presión de reservorio que se ajusta a las variables de producción, presión y caudal de inyección es 1072 lb/pulg<sup>2</sup>.
- La energía que ha perdido el yacimiento ha hecho que la geometría diseñada en su momento (10H) y que se ajustaba a tales condiciones, en la actualidad no nos sirva para la condición actual de presión de reservorio, para suplir esto se ha diseñado una geometría que nos permita compensar energía al pozo , mediante mayor presión de inyección y caudal.
- Por la falta de actualización de datos del reservorio y la aplicación de una geometría incorrecta (10H), se perdía el 60% de la producción del pozo PYMB-002U.
- El incremento de producción en el pozo PYMB-002U, al pasar de la geometría 11J a 12K fue de 65 BPPD.
- El caudal de inyección de fluido motriz se incrementó de 2330 a 3063 BFPD (+733 BFPD), la potencia de 122 a 156 HP (+34 HP), y consecuentemente el consumo de combustible de 160 a 200 gpd (+40 gpd), sin embargo el análisis económico ha demostrado que el incremento de producción cubre completamente éstos gastos adicionales.
- El tiempo de recuperación de la inversión fue 3 días.

- La bomba Jet está trabajando con una  $P_{wf}$  estimada de 453 lb/pulg<sup>2</sup> bajo el punto de burbuja 1010 lb/pulg<sup>2</sup>, sin embargo el aporte de gas aún es manejable.

## 5.2 RECOMENDACIONES

Con la experiencia adquirida al realizar el presente trabajo de titulación, se puede recomendar lo siguiente:

- Actualizar la información del reservorio (prueba de Build Up), dando prioridad a pozos que en su historial presenten pérdida paulatina de producción, para actualizar los diseños de bombas Jet o en su defecto identificar básicamente posible daño de formación y proponer trabajos de estimulación.
- Realizar un Análisis Nodal de los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo Jet del Bloque 7, para identificar casos de pérdida de producción por cambio en las condiciones del reservorio como lo fue en el pozo PYMB-002U, esto puede suceder ya que de manera general en el Bloque 7 el fluido que se maneja no tiene características agresivas en cuanto a corrosión y escala, permitiendo de forma positiva tiempos prolongados de operación de las bombas (636 días PYMN-019) pero a su vez las condiciones del reservorio van cambiando exigiendo otra geometría que permita suplir la depletación del reservorio.
- Realizar el análisis técnico – económico cada vez que se realice un rediseño, ya que en la actualidad se tiene un enfoque en optimizar recursos tratando de disminuir potencia y consumo de diesel, sin embargo no siempre es lo correcto, como se puede constatar en éste proyecto, el incremento potencia y consumo de diésel se justifican plenamente con el incremento de producción.
- Registrar los tiempos de operación de las bomba Jet del campo Payamino y el estado en que salen las bombas, para realizar un cuadro estadístico de manera que nos permita sectorizar por arena productora y por campo el tiempo en que se deben realizar mantenimientos

preventivos a las bombas Jet y o no sacar la bomba cuando ya necesite una reparación mayor que implica mayores costos.

# **BIBLIOGRAFÍA**

1. Ing. Vinicio Melo (2014) Folleto de Levantamiento Artificial.
2. Kermit E. Brown (1977). The Technology of Artificial Lift Method, Vol 1.
3. Kermit E. Brown (1980). The Technology of Artificial Lift Method, Vol 2b.
4. Kermit E. Brown (1984). The Technology of Artificial Lift Method, Vol 4.
5. Ovidia Shoham and Luis Gomez (2001). Nodal Analysis.

# **NOMENCLATURA**

<b>SÍMBOLO</b>	<b>DEFINICIÓN</b>
$A_j, A_N$	Área de flujo de la tobera, pulg <sup>2</sup>
$A_s, A_S$	Área anular de la cámara de mezclado para el flujo de la producción, pulg <sup>2</sup>
$A_t, A_T$	Área de flujo total de la cámara de mezclado, pulg <sup>2</sup>
D	Profundidad vertical del pozo, pies
$D_1$	Diámetro interno de la tubería de producción o de la tubería de revestimiento, pulg
$D_2$	Diámetro externo de la tubería interior en flujo anular, pulg
E	Eficiencia
$E_j$	Energía proporcionado por la tobera por unidad de tiempo
$E_s$	Energía adicional al flujo de producción por unidad de tiempo
$f_w, F_W$	Fracción del agua de formación
$f_{w2}, F_{WD}$	Fracción del agua del fluido de la columna de retorno
$F_f$	Pérdida de energía por fricción total por unidad de tiempo
$F_d$	Pérdida de energía por fricción en el difusor por unidad de tiempo
$F_j$	Pérdida de energía por fricción en la tobera por unidad de tiempo
$F_s$	Pérdida de energía por fricción en el circuito de succión por unidad de tiempo
$F_t$	Pérdida de energía por fricción en la cámara de mezclado por unidad de tiempo
$F_1, PFN$	Pérdida de presión por fricción del fluido motriz en la tubería de inyección, lb/pulg <sup>2</sup>
$F_2, PFD$	Pérdida de presión por fricción del fluido en el circuito de retorno, lb/pulg <sup>2</sup>
$fh_3=h_3/h_1$	Porcentaje de sumergencia
$G_1, G_N$	Gradiente del fluido motriz en la tubería de inyección, lb/pulg <sup>2</sup> /pie
$G_2, G_D$	Gradiente del fluido de la columna de retorno, lb/pulg <sup>2</sup> /pie
$G_3, G_S$	Gradiente del fluido de formación, lb/pulg <sup>2</sup> /pie
$G_o$	Gradiente del petróleo producido, lb/pulg <sup>2</sup> /pie
$G_w$	Gradiente del agua de formación, lb/pulg <sup>2</sup> /pie
G	Aceleración de la gravedad



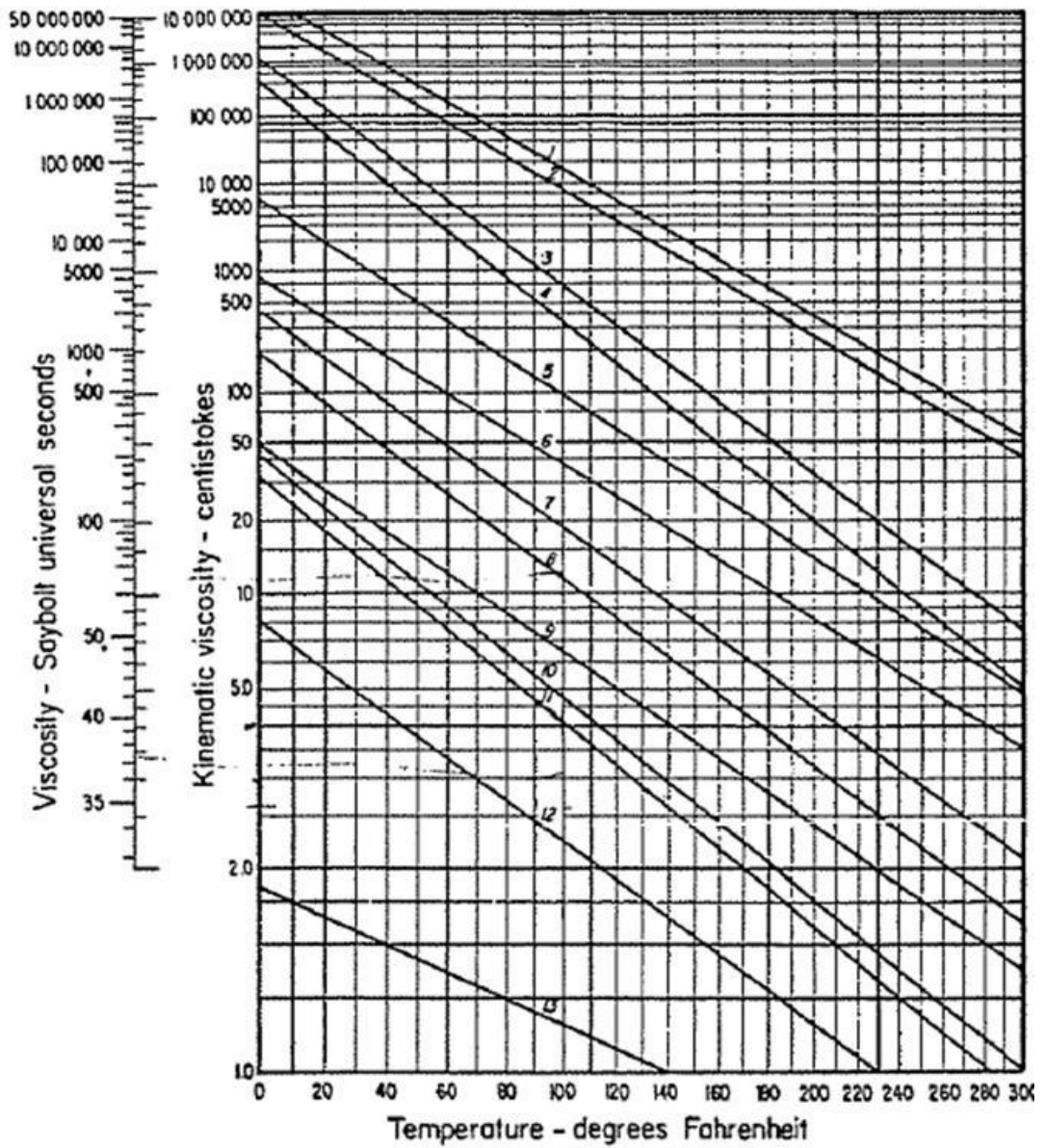
Hv	Carga por velocidad del fluido motriz en la tobera
H	Relación adimensional de recuperación de presión
HP	Potencia, hp
HP $q_1$	Potencia perdida por el fluido motriz, hp
HP $q_3$	Potencia ganada por el fluido producido, hp
H <sub>1</sub>	Carga total del fluido motriz
H <sub>2</sub>	Carga total del fluido de descarga
H <sub>3</sub>	Carga total del fluido de succión
h <sub>1</sub>	Profundidad de colocación de la bomba, pies
h <sub>3</sub>	Nivel de fluido sobre la succión de la bomba, pies
I	Punto de intersección del eje vertical con la curva de aproximación H - M en forma de línea recta
Ic	Índice de cavitación
K	Constante
K <sub>j</sub> , K <sub>N</sub>	Coeficiente de pérdida en la tobera
K <sub>d</sub>	Coeficiente de pérdida en el difusor
K <sub>s</sub>	Coeficiente de pérdida en la succión
K <sub>t</sub>	Coeficiente de pérdida en la cámara de mezclado
K <sub>TD</sub>	Coeficiente de pérdida combinado cámara de mezclado - difusor
L	Pérdida de energía de la mezcla en la garganta por unidad de tiempo (Lorenz)
L	Longitud de T.P. hasta la bomba = profundidad de colocación de la bomba = h <sub>1</sub> , pies
M	Relación de flujo adimensional, $q_3/q_1$
M <sub>c</sub> , M <sub>L</sub>	Relación de flujo adimensional en el límite de cavitación
m	Pendiente de la línea recta de aproximación de la curva H - M
N, NUM	Variable usada para definir H
P <sub>1</sub> , P <sub>N</sub>	Presión a la entrada de la tobera, lb/pulg <sup>2</sup>
P <sub>2</sub> , P <sub>D</sub>	Presión de descarga, lb/pulg <sup>2</sup>
P <sub>3</sub> , P <sub>S</sub>	Presión de succión, lb/pulg <sup>2</sup>
P <sub>s</sub> , P <sub>T</sub>	Presión superficial de operación = Presión de descarga de la bomba triplex, lb/pulg <sup>2</sup>

$P_a$	Presión a la entrada de la cámara de mezclado, lb/pulg <sup>2</sup>
$P_b$	Presión a la salida de la cámara de mezclado, lb/pulg <sup>2</sup>
$PF$	Pérdidas de presión por fricción, lb/pulg <sup>2</sup>
$P_{wh}, P_{WH}$	Contra presión en la línea de flujo, lb/pulg <sup>2</sup>
$P_v$	Presión de vapor, lb/pulg <sup>2</sup>
$q_1, Q_N$	Tasa del fluido motriz, bl/día
$q_2, Q_D$	Tasa del fluido producido más fluido motriz (tasa de descarga), bl/día
$q_3, Q_S$	Tasa del fluido producido, bl/día
$R$	Relación de áreas, $A_j/A_t$
$RGL,$ $GLR$	Relación gas-líquido, pies <sup>3</sup> /bl
$RGP,$ $GOR$	Relación gas-petróleo, pies <sup>3</sup> /bl
$V_j$	Velocidad del fluido en la tobera, pies/seg
$V_s$	Velocidad del fluido en la succión de la parte posterior del área de la tobera, pies/seg
$V_t$	Velocidad del fluido en la cámara de mezclado, pies/seg
$X$	Sensibilidad a la contrapresión
$Y$	Número de toberas
$\gamma_f$	Densidad relativa del fluido motriz (agua=1.0)
$\theta_R$	Variable adimensional para determinar M y H
$\beta_R$	Variable algebraica para calcular $fh_3$
$\rho$	Densidad del fluido, lb/pie <sup>3</sup>
$\mu$	Viscosidad, cp
$\mu_D$	Viscosidad del fluido de retorno, cp
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo, cp
$\mu_w$	Viscosidad del agua, cp

**ANEXOS**

### ANEXO 1.

Viscosidad del fluido motriz a temperatura del fondo del pozo



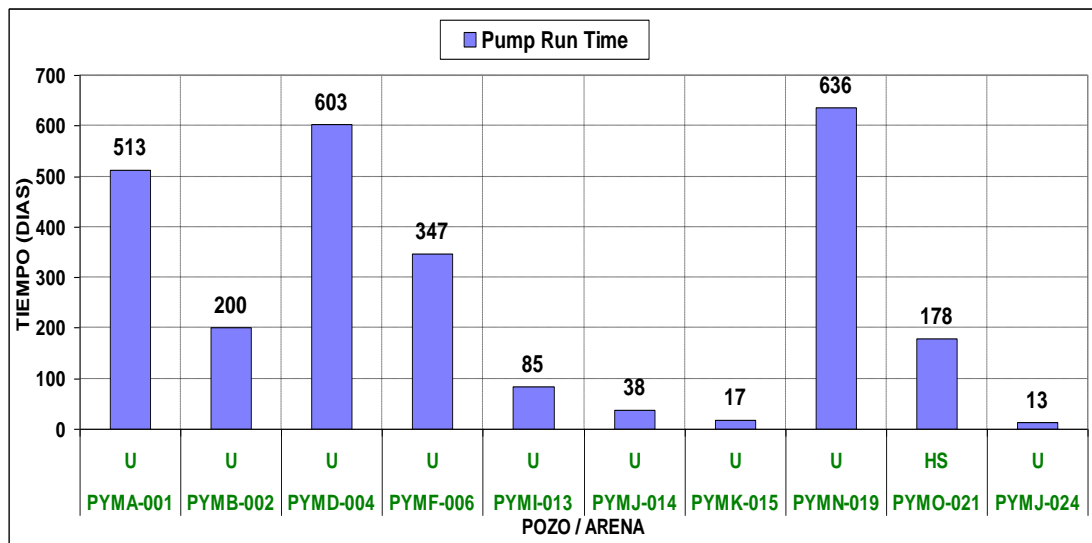
Line	Gravity °API	Field	Line	Gravity °API	Field
1	9.5	Boscan, Venezuela	8	30.6	Ventura, Calif.
2	10.7	Boscan, Venezuela	9	31.1	Kettleman Hills, Calif.
3	14.0	Maricopa, Calif.	10	36.4	Oklahoma City, Okla.
4	15.0	Wilmington, Calif.	11	34.6	Kettleman Hills, Calif.
5	19.8	Sensinena, Calif.	12	44.0	Denton, New Mexico
6	25.6	Scholem Atechem, Okla.	13	50.7	Kettleman Hills, Calif.
7	26.8	Seal Beach, Calif.			

(Kermit E. Brown, 1980)

## ANEXO 2.

### Run life bombas campo Payamino

POZO	ZONA	Ps	Pc	PRODUCCIÓN				TIPO	PPM	°API	Bomba	B. INY.	P. INY.	Run Life	GAS MSCF	GOR
				BFPD	BOPD	BWPD	BSW									
PYMA-001	U	22	150	70	68	2	3,0	BH	5180	21,6	C-4	1154	3300	513	10	147
PYMB-002	U	20	125	429	429	0	0,1	BH	-	21,2	12-K	3188	3400	200	58,5	136
PYMD-004	U	20	149	52	52	0	0,2	BH	-	19,8	9-I	1349	3350	603	6,2	119
PYMF-006	U	21	130	180	151	29	16	BH	785	20,8	11-H	2378	2750	347	27,5	182
PYMI-013	U	CTK	120	948	142	806	85	BH	7600	19,5	12-L	2975	3500	85	64,3	453
PYMJ-014	U	20	149	100	99	1	1,0	BH	-	22,3	E-5	2554	2700	38	15,2	154
PYMK-015	U	22	120	916	183	733	80	BH	5050	21,4	F-9	3125	3500	17	47,5	260
PYMN-019	U	22	150	318	315	3	1,0	BH	18900	21,7	10-I	1852	3600	636	48,1	153
PYMO-021	HS	20	68	156	150	6	4,0	BH	10600	23,0	11-H	2100	2175	178	23	153
PYMJ-024	U	20	68	156	150	6	4,0	BH	10600	23,0	11-H	2100	2175	13	23	153



(Archivo de Ingeniería de Operaciones, 2 012)

**TABLA 3A.1**

Datos de VF a varias presiones para fluido del pozo # 1

(T = 170°F, R<sub>sw</sub> = 0 scf/stbw, B<sub>w</sub> = 1.0 bl/stbw)

P	R <sub>s</sub>	B <sub>o</sub>	B <sub>g</sub>	VF
lb/pulg <sup>2</sup>	scf/stbo	bl/stbo	bl/scf	bl/stbl
200	27.9	1.0631	0.0155	3.9210
400	64.4	1.0782	0.0076	2.3197
600	105.0	1.0953	0.0050	1.7900
800	148.4	1.1141	0.0038	1.5302
1 000	194.2	1.1343	0.0030	1.3733
1 200	241.9	1.1557	0.0025	1.2718
1 400	291.3	1.1783	0.0021	1.2025
1 600	342.2	1.2019	0.0018	1.1533
1 800	394.3	1.2266	0.0015	1.1175
2 000 *	400	1.2259	-	1.1129

Continuación de la tabla 3A.1

2 200	400	1.2227	-	1.1114
2 400	400	1.2201	-	1.1101
2 600	400	1.2179	-	1.1090
2 800	400	1.216	-	1.1080
3 000	400	1.2144	-	1.1072
3 200	400	1.2129	-	1.1058
3 400	400	1.2117	-	1.1058
3 600	400	1.2106	-	1.1053
3 800	400	1.2096	-	1.1048
4 000	400	1.2087	-	1.1043
4 200	400	1.2078	-	1.1039
4 400	400	1.2071	-	1.1036
4 600	400	1.2064	-	1.1032
4 800	400	1.2058	-	1.1029
5 000	400	1.2052	-	1.1026

\* Sobre el punto de presión de burbuja.  
(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.2**

Datos de VF a varias presiones para fluido del pozo # 2  
( T = 167°F)

<b>P</b> lb/pulg <sup>2</sup>	<b>R<sub>s</sub></b> scf/stbo	<b>B<sub>o</sub></b> bl/stbo	<b>B<sub>g</sub></b> bl/scf	<b>VF</b> bl/stbl
200	31.10	1.0554	0.0157	3.7216
400	71.60	1.0788	0.0077	2.0639
600	116.8	1.0975	0.0050	1.5176
800	165.2	1.1180	0.0037	1.2483
1 000 *	200	1.1315	-	1.1315
1200	200	1.1277	-	1.1277
1400	200	1.1249	-	1.1249
1600	200	1.1229	-	1.1229
1800	200	1.1213	-	1.1213
2000	200	1.1200	-	1.1200
2200	200	1.1190	-	1.1190
2400	200	1.1181	-	1.1181
2600	200	1.1174	-	1.1174
2800	200	1.1168	-	1.1168
3000	200	1.1162	-	1.1162
3200	200	1.1157	-	1.1157
3400	200	1.1153	-	1.1153
3600	200	1.1149	-	1.1149
3800	200	1.1146	-	1.1146
4000	200	1.1143	-	1.1143

Continuación de la tabla 3A.2

4200	200	1.1140	-	1.1140
4400	200	1.1138	-	1.1138
4600	200	1.1136	-	1.1136
4800	200	1.1134	-	1.1134
5000	200	1.1132	-	1.1132

\* Sobre el punto de presión de burbuja.  
(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.3**

Cálculo IPR'S para el reservorio del pozo # 1

( $Q_{max} = 6267 \text{ stbl/d}$ ,  $PI = 5 \text{ stbl/d/lb/pulg}^2$ ,  $P_R = 1920 \text{ lb/pulg}^2$ ,  $P_b = 1820 \text{ lb/pulg}^2$ )

$P_{wf}$ lb/pulg <sup>2</sup>	$q_{sc}$ stbl/d	VF bl/stbl	V bl/d
1900	100	1.1139	111
1800	686	1.1175	766
1700	1227	1.1342	1.391
1600	1741	1.1533	2.008
1500	2228	1.1759	2.620
1400	2687	1.2025	3.232
1300	3120	1.2340	3.850
1200	3525	1.2718	4.483
1100	3903	1.3175	5.143
1000	4354	1.3733	5.842
900	4578	1.4425	6.604
800	4874	1.5302	7.459
700	5144	1.6410	8.441
600	5386	1.7900	9.641
500	5601	2.0009	11.207
400	5788	2.3197	13.427
300	5949	2.8532	16.973
200	6082	3.9210	23.848

(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.4**

Cálculo IPR'S para el reservorio del pozo # 2

( $Q_{max} = 400 \text{ stbl/d}$ ,  $PI = 0.4 \text{ stbl/d/lb/pulg}^2$ ,  $P_R = 1500 \text{ lb/pulg}^2$ ,  $P_b = 1820 \text{ lb/pulg}^2$ )

$P_{wf}$ lb/pulg <sup>2</sup>	$q_{sc}$ stbl/d	VF bl/stbl	V bl/d
1400	40	1.1249	45
1300	80	1.1262	90
1200	120	1.1277	135
1100	160	1.1294	181
1000	200	1.1315	226

Continuación de la tabla 3A.4

900	237	1.1607	275
800	266	1.2483	332
700	293	1.3629	400
600	317	1.5176	481
500	338	1.7359	586
400	356	2.0639	735
300	371	2.6093	970
200	384	3.7216	1428
100	393	6.9272	2724

(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.5**

Presión de succión para bomba Jet para pozo # 1 (bombeo líquido)

$P_3$  (lb/pulg<sup>2</sup>) para presión de fluido motriz asumida de:

$q_{sc}$ stbl/d	$P_2$ lb/pulg <sup>2</sup>	6 000	7 000	8 000	9 000	10 000	11 000	12 000
400	3169	1825	1350	875	400	-	-	-
800	3314	2038	1563	1088	613	138	-	-
1200	3542	2375	1900	1425	950	475	-	-
1600	3855	2836	2361	1886	1411	936	461	-
2000	4256	3428	2953	2478	2003	1528	1053	578
2400	4750	4156	3681	3206	2731	2256	1781	1306
2800	5343	5031	4556	4081	3606	3131	2656	2181

(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.6**

HP requerido para posibles caudales pozo # 1, bomba Jet (bombeo líquido)

$P_1$ lb/pulg <sup>2</sup>	$q_p$ stbl/d	$q_1$ stbl/d	$P_s$ lb/pulg <sup>2</sup>	HP	$\Delta q_p / \Delta HP$
6000	450	947	3198	52	5.3
7000	1030	2168	4354	161	3.2
8000	1425	3000	5588	285	2.2
9000	1740	3663	6923	431	1.6
10000	2010	4232	8361	601	1.3
11000	2255	4757	9874	797	1.0
12000	2470	5200	11386	1007	-

(Kermit E. Brown, 1984)



**TABLA 3.7**

Presión de intake para bomba Jet en el pozo # 2 (sólo líquido)

$q_{sc}$ stbl/d	$P_s$ lb/pul $^2$	$P_3$ (lb/pulg $^2$ ) para $P_1$ (lb/pulg $^2$ ) asumida de:					
		5500lb/pu	6000lb/pu	6500lb/pu	7000lb/pu	7500lb/pu	8000lb/pu
	$g^2$	$lg^2$	$lg^2$	$lg^2$	$lg^2$	$lg^2$	$lg^2$
50	2727	1409	1172	934	697	459	222
100	2735	1421	1183	946	708	471	233
200	2761	1460	1222	985	747	510	272
300	2800	1518	1281	1043	806	568	331
400	2853	1596	1359	1121	884	646	409
500	2920	1694	1456	1219	981	744	506
600	2999	1811	1573	1396	1098	861	623
700	3091	1947	1710	1472	1235	997	760
800	3197	2103	1886	1628	1391	1153	916
900	3317	2280	2042	1805	1567	1330	1092

(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3.8**

HP requerido, posibles caudales pozo # 2, bomba Jet (sólo líquido)

$P_1$ lb/pulg $^2$	$q_p$ stbl/d	$q_1$ stbl/d	$P_s$ lb/pulg $^2$	Potencia HP	$\Delta q_p/\Delta HP$ -
5 500	40	84	2862	4	7.91
6 000	127	267	3 381	15	5.57
6 500	205	432	3 906	29	4.50
7 000	268	564	4 436	43	3.71
7 500	320	674	4 973	57	2.86
8 000	360	758	5 513	71	-

(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.9**

Presión fluido motriz bomba Jet, pozo # 1 (bombeo 200 stbl/d todo gas)

$P_3$ lb/pulg $^2$	VF bl/stbl	$q_1$ stbl/d	$q_2$ stbl/d	GOR $_2$ scf/stbo	WC $_2$ fracción	$P_2$ lb/pulg $^2$	$P_1$ lb/pulg $^2$
500	1.9899	838	1 038	43	0.096	3 066	8 467
600	1.7767	748	948	47	0.106	3 061	8 243
700	1.6256	684	884	51	0.113	3 059	8 024
800	1.5134	637	837	54	0.120	3 057	7 808
900	1.4274	601	801	57	0.125	3 056	7 594
1 000	1.3598	573	773	59	0.129	3 054	7 379

Continuación de la tabla 3A.9

1 100	1.3057	550	750	62	0.133	3 053	7 164
1 200	1.2618	531	731	63	0.137	3 051	6 949
1 300	1.2257	516	716	65	0.140	3 050	6 735
1 400	1.1957	503	703	66	0.199	3 049	6 521
1 500	1.1708	493	693	67	0.144	3 044	6 295
1 600	1.1499	484	684	68	0.146	3 043	6 082
1 700	1.1323	477	677	69	0.148	3 043	5 870
1 800	1.1175	471	671	70	0.149	3 042	5 657

(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.10**

Presión intake para bomba Jet en el pozo # 1 (bombeo de líquido con gas)

Interpolando valores de  $P_3$ (lb/pulg<sup>2</sup>) para una presión de fluido motriz de:

$q_{sc}$ stb	6000lb/p	7000lb/p	8000lb/p	9000lb/p	10000lb/p	11000lb/p	12000lb/p
l/d	ulg <sup>2</sup>	ulg <sup>2</sup>	ulg <sup>2</sup>	ulg <sup>2</sup>	ulg <sup>2</sup>	ulg <sup>2</sup>	ulg <sup>2</sup>
400	1702	1243	800	422	221	120	86
800	1932	1483	1070	719	478	343	272
1200	2310	1838	1426	1068	788	594	469
1600	2822	2351	1881	1491	1170	919	737
2000	3470	2998	2528	2060	1648	1338	1093
2400	4253	3781	3310	2840	2373	1909	1569
2800	-	4699	4227	3757	3287	2820	2355

(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.11**

HP requerido para posibles caudales pozo # 1, bomba Jet (bombeo líquido y gas)

$P_1$	$q_p$	$P_3$	VF	$q_1$	$P_s$	HP	$\Delta q_p/\Delta HP$
lb/pulg <sup>2</sup>	stbl/d	lb/pulg <sup>2</sup>	bl/stbl	stbl/d	lb/pulg <sup>2</sup>		
6000	630	1 815	1.1162	1 480	3 233	91	4.1
7 000	1090	1 730	1.1276	2 587	4 398	193	2.5
8 000	1 420	1 665	1.1381	3 402	5 654	327	1.7
9 000	1 690	1 615	1.1470	4 081	7 025	487	1.2
10000	1 925	1 560	1.1578	4 692	8 517	679	0.96
11 000	2 140	1 515	1.1674	5 259	10095	903	0.78
12 000	2 325	1 430	1.1754	5 753	11 661	1 140	-

(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.12**

Presión succión para bomba Jet en el pozo # 2 (bombeo de líquido y gas)  
Interpolando valores de  $P_3$ (lb/pulg<sup>2</sup>) para presión de fluido motriz de:

$q_{sc}$ stbl/d	5	6	6	7	7	8
	500lb/pulg <sup>2</sup>	000lb/pulg <sup>2</sup>	500lb/pulg <sup>2</sup>	000lb/pulg <sup>2</sup>	500lb/pulg <sup>2</sup>	000lb/pulg <sup>2</sup>
50	1297	1060	833	621	413	270
100	1294	1056	832	626	434	300
150	1305	1068	843	640	460	330
200	1327	1090	867	670	490	360
300	1397	1160	930	730	570	430
400	1488	1252	1015	810	645	520
500	1605	1369	1133	910	735	600
600	1745	1509	1275	1040	850	710
700	1908	1672	1437	1202	-	-

(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.13**

HP requerido para posibles caudales pozo # 1, bomba Jet (bombeo líquido y gas)

$P_1$ lb/pulg <sup>2</sup>	$q_p$ stbl/d	$P_3$ lb/pulg <sup>2</sup>	$V_f$ bl/stbl	$q_1$ stbl/d	$P_s$ lb/pulg <sup>2</sup>	HP	$\Delta q_p/\Delta HP$
5500	85	1295	1.1263	202	2 871	10	6.21
6000	172	1075	1.1274	408	3 394	24	4.25
6500	240	885	1.1721	592	3 925	40	2.14
7000	285	720	1.3367	802	4 471	61	1.21
7500	320	580	1.5525	1046	5 039	90	0.68
8000	345	465	1.6260	1326	5 637	127	-

(Kermit E. Brown, 1984)

**TABLA 3A.14**

Dimensiones de toberas y cámaras de mezclado de bombas jet

National				Kobe				Guiberson			
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
Número	Área (pulg <sup>2</sup> )	Número	Área (pulg <sup>2</sup> )	Número	Área (pulg <sup>2</sup> )	Número	Área (pulg <sup>2</sup> )	Número	Área (pulg <sup>2</sup> )	Número	Área (pulg <sup>2</sup> )
1	0.0024	1	0.0064	1	0.0024	1	0.0060	DD	0.0016	0	0.0044
2	0.0031	2	0.0081	2	0.0031	2	0.0077	CC	0.0028	0	0.0071
3	0.0039	3	0.0104	3	0.0040	3	0.0100	BB	0.0038	0	0.0104
4	0.0050	4	0.0131	4	0.0020	4	0.0129	A	0.0055	1	0.0143
5	0.0064	5	0.0167	5	0.0067	5	0.0167	B	0.0095	2	0.0189
6	0.0081	6	0.0212	6	0.0086	6	0.0215	C	0.0123	3	0.0241
7	0.0103	7	0.0271	7	0.0111	7	0.0278	D	0.0177	4	0.0314
8	0.0131	8	0.0346	8	0.0144	8	0.0359	E	0.0241	5	0.0380
9	0.0167	9	0.0441	9	0.0186	9	0.0464	F	0.0314	6	0.0452
10	0.0212	10	0.0562	10	0.0240	10	0.0599	G	0.0452	7	0.0531
11	0.0271	11	0.0715	11	0.0310	11	0.0774	H	0.0661	8	0.0661
12	0.0346	12	0.0910	12	0.0400	12	0.1000	I	0.0855	9	0.0804
13	0.0441	13	0.1159	13	0.0517	13	0.1292	J	0.1257	10	0.0962
14	0.0562	14	0.1476	14	0.0668	14	0.1668	K	0.1590	11	0.1195
15	0.0715	15	0.1879	15	0.0863	15	0.2154	L	0.1963	12	0.1452
16	0.0910	16	0.2392	16	0.1114	16	0.2783	M	0.2463	13	0.1772
17	0.1159	17	0.3046	17	0.1439	17	0.3594	N	0.3117	14	0.2165
18	0.1476	18	0.3878	18	0.1858	18	0.4642	P	0.3848	15	0.2606
19	0.1879	19	0.4938	19	0.2400	19	0.5995			16	0.3127
20	0.2392	20	0.6287	20	0.3100	20	0.7743			17	0.3750
						21	1.0000			18	0.4513
						22	1.2916			19	0.5424
						23	1.6681			20	0.6518
						24	2.1544				

Relación			Relación			Las relaciones de Guiberson están indicadas en la tabla 2
Tobera	Garganta	R	Tobera	Garganta	R	
N	N-1	0.483 X	N	N-1	0.517 A <sup>-</sup>	
N	N	0.380 A	N	N	0.400 A	
N	N+1	0.299 B	N	N+1	0.310 B	
N	N+2	0.235 C	N	N+2	0.240 C	
N	N+3	0.184 D	N	N+3	0.186 D	
N	N+4	0.145 E	N	N+4	0.144 E	

(Ing. Vinicio Melo, Folleto de Levantamiento Artificial, 2014)

**TABLA 3A.15**

Relaciones de áreas y áreas anulares de garganta (pulg<sup>2</sup>) para bombas Guiberson

<b>Tobera</b>									
<b>DD</b>	<b>Garganta</b>	<b>000</b>	<b>00</b>						
	R	0.36	0.22						
	As	0.0028	0.0056						
<b>CC</b>	<b>Garganta</b>	<b>000</b>	<b>00</b>	<b>0</b>	<b>1</b>				
	R	0.64	0.4	0.27	0.2				
	As	0.0016	0.0043	0.0076	0.0115				
<b>BB</b>	<b>Garganta</b>	<b>00</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>				
	R	0.54	0.37	0.27	0.2				
	As	0.0032	0.0065	0.0105	0.015				
<b>A</b>	<b>Garganta</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>				
	R	0.53	0.39	0.29	0.23				
	As	0.0048	0.0088	0.0133	0.0185				
<b>B</b>	<b>Garganta</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	
	R	0.92	0.66	0.5	0.4	0.3	0.25	0.21	
	As	0.0009	0.0048	0.0094	0.0145	0.0219	0.0285	0.0357	
<b>C</b>	<b>Garganta</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	
	R	0.86	0.65	0.51	0.39	0.32	0.27	0.23	
	As	0.002	0.0066	0.0118	0.0191	0.0257	0.033	0.0408	
<b>D</b>	<b>Garganta</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	
	R	0.74	0.56	0.46	0.39	0.33	0.27	0.22	
	As	0.0064	0.0137	0.0203	0.0276	0.0354	0.0484	0.0628	
<b>E</b>	<b>Garganta</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
	R	0.77	0.63	0.53	0.45	0.36	0.3	0.25	0.2
	As	0.0074	0.014	0.0212	0.029	0.042	0.0564	0.0722	0.0954
<b>F</b>	<b>Garganta</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	
	R	0.69	0.59	0.48	0.39	0.33	0.26	0.22	
	As	0.0138	0.0217	0.0346	0.049	0.0648	0.088	0.1138	
<b>G</b>	<b>Garganta</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	
	R	0.68	0.56	0.47	0.38	0.31	0.26	0.21	
	As	0.0208	0.0352	0.051	0.0742	0.1000	0.132	0.1712	
<b>H</b>	<b>Garganta</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	
	R	0.69	0.55	0.45	0.37	0.3	0.25	0.21	
	As	0.0302	0.0534	0.0792	0.1112	0.1504	0.1945	0.2467	
<b>I</b>	<b>Garganta</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	
	R	0.72	0.059	0.48	0.4	0.33	0.27	0.23	
	As	0.0339	0.0597	0.0917	0.1309	0.175	0.2272	0.2895	
<b>J</b>	<b>Garganta</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	
	R	0.71	0.58	0.48	0.4	0.34	0.28	0.23	
	As	0.0515	0.0908	0.1349	0.1871	0.2493	0.3256	0.4167	
<b>K</b>	<b>Garganta</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>		
	R	0.61	0.51	0.42	0.35	0.29	0.24		
	As	0.1015	0.1537	0.216	0.2922	0.3833	0.4928		
<b>L</b>	<b>Garganta</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>			
	R	0.63	0.52	0.44	0.36	0.3			
	As	0.1164	0.1787	0.2549	0.346	0.4555			
<b>M</b>	<b>Garganta</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>				
	R	0.66	0.55	0.45	0.38				
	As	0.1287	0.205	0.2961	0.4055				
<b>N</b>	<b>Garganta</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>					
	R	0.69	0.57	0.48					
	As	0.1395	0.2306	0.3401					
<b>P</b>	<b>Garganta</b>	<b>19</b>	<b>20</b>						
	R	0.71	0.59						
	As	0.1575	0.267						

R = relación área tobera/área garganta  
As = área anular de la garganta

(Ing. Vinicio Melo, Folleto de Levantamiento Artificial, 2014)

**TABLA 3A.16**Áreas anulares garganta - tobera de Kobe (pulg<sup>2</sup>)

Área anular Garganta - Tobera (pulg <sup>2</sup> ), As						
Tobera	A'	A	B	C	D	E
1		0.0036	0.0053	0.0076	0.0105	0.0143
2	0.0029	0.0046	0.0069	0.0098	0.0136	0.0184
3	0.0037	0.0060	0.0089	0.0127	0.0175	0.0231
4	0.0048	0.0077	0.0115	0.0164	0.0227	0.0308
5	0.0062	0.0100	0.0149	0.0211	0.0293	0.0397
6	0.0080	0.0129	0.0192	0.0273	0.0378	0.0513
7	0.0104	0.0167	0.0248	0.0353	0.0488	0.0663
8	0.0134	0.0216	0.0320	0.0456	0.0631	0.0856
9	0.0174	0.0278	0.0414	0.0589	0.0814	0.1106
10	0.0224	0.0360	0.0534	0.0760	0.1051	0.1428
11	0.0289	0.0464	0.0690	0.0981	0.1358	0.1840
12	0.0374	0.0599	0.0891	0.1268	0.1749	0.2382
13	0.0483	0.0774	0.1151	0.1633	0.2265	0.3076
14	0.0624	0.1001	0.1482	0.2115	0.2926	0.3974
15	0.0806	0.1287	0.1920	0.2731	0.3780	0.5133
16	0.1036	0.1668	0.2479	0.3528	0.4881	0.6629
17	0.1344	0.2155	0.3203	0.4557	0.6304	0.8562
18	0.1735	0.2784	0.4137	0.5885	0.8142	11.058
19	0.2242	0.3595	0.5343	0.7600	10.516	14.282
20	0.2896	0.4643	0.6901	0.9817	13.583	18.444

(Ing. Vinicio Melo, Folleto de Levantamiento Artificial, 2014)

**TABLA 3A.17**Áreas anulares garganta - tobera de National (pulg<sup>2</sup>)

Área anular Garganta - Tobera (pulg <sup>2</sup> ), As						
Tobera	X	A	B	C	D	E
1		0.0040	0.0057	0.0080	0.0108	0.0144
2	0.0033	0.0050	0.0073	0.0101	0.0137	0.0183
3	0.0042	0.0065	0.0093	0.0129	0.0175	0.0233
4	0.0054	0.0082	0.0118	0.0164	0.0222	0.0296
5	0.0068	0.0104	0.0150	0.0208	0.0282	0.0377
6	0.0087	0.0133	0.0191	0.0265	0.0360	0.0481
7	0.0111	0.0169	0.0243	0.0338	0.0459	0.0612
8	0.0141	0.0215	0.0310	0.0431	0.0584	0.0779
9	0.0179	0.0274	0.0395	0.0548	0.0743	0.0992

Continuación de la tabla 3A.17						
10	0.0229	0.0350	0.0503	0.0698	0.0947	0.1264
11	0.0291	0.0444	0.0639	0.0888	0.1205	0.1608
12	0.0369	0.0564	0.0813	0.1130	0.1533	0.2046
13	0.0469	0.0718	0.1035	0.1438	0.1951	0.2605
14	0.0597	0.0914	0.1317	0.1830	0.2484	0.3316
15	0.0761	0.1164	0.1677	0.2331	0.3163	0.4223
16	0.0969	0.1482	0.2136	0.2968	0.4028	0.5377
17	0.1234	0.1888	0.2720	0.3779	0.5128	
18	0.1571	0.2403	0.3463	0.4812		
19	0.2000	0.3060	0.4409			
20	0.2546	0.3896				

(Ing. Vinicio Melo, Folleto de Levantamiento Artificial, 2014)