

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO CON BOMBA JET PARA EVALUAR Y
PRODUCIR POZOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO”**

TESINA DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEOS

Presentado por:

Valeria Jackeline Beltrán Apolo

Gabriela Xiomara Perlaza Díaz

GUAYAQUIL-ECUADOR

Año: 2014

AGRADECIMIENTO

Agradecemos en primer lugar a Dios y a nuestros queridos padres que han sido nuestro apoyo en todas las etapas de nuestra vida.

Un agradecimiento sincero a nuestro director Ing. Kléber Malavé T. por su guía y ayuda desinteresada en la redacción de este trabajo.

A los Ingenieros Arturo Barreiro, Segundo Eugenio y Diego Villarruel que hicieron posible la recopilación de la información para nuestro análisis.

A nuestro amigo Nicolás Zamora Operador de Petroamazonas por compartir sus conocimientos.

Y a todas y cada una de las personas
que siempre han estado a nuestro
lado.

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi Dios que no solo me ha regalado dones sino a mi querida madre Eloísa Judith Apolo Apolo que por su ayuda tanto económica, moral, religiosa e intelectual ha hecho posible la culminación de un peldaño más en mi vida y se ha convertido en mi amiga, compañera y excelente madre por lo que le estaré agradecida toda la vida, a mi mamita Teresa Espinosa mi cariño sincero por su apoyo incondicional, por su esfuerzo, trabajo y oraciones que me ha entregado durante toda mi vida y finalmente agradezco a mis queridos hermanos.

Valeria Jackeline Beltrán Apolo

DEDICATORIA

Dios por guiar mi camino y darme la fortaleza espiritual para alcanzar mis objetivos.

A mis padres Estela Yaniny Díaz P. y Víctor Daniel Perlaza R. a quienes agradezco la vida ya que siempre han estado presente en cada paso importante dándome su amor, comprensión y apoyo en todo momento.

A mis hermanos a los cuales amo y a quienes también dedico este trabajo porque siempre los llevo en mi corazón.

Gabriela Xiomara Perlaza Díaz

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Kléber Malavé T.
DIRECTOR DE TESINA

Ing. Alberto Galarza R.
VOCAL PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

Valeria Jackeline Beltrán Apolo

Gabriela Xiomara Perlaza Díaz

RESUMEN

El estudio se ha realizado con el fin de analizar en detalle uno de los sistemas del levantamiento artificial más utilizados en el país para producir petróleo, como es el bombeo hidráulico. Con ese fin hemos recopilado información necesaria para facilitar la comprensión sencilla de las operaciones efectuadas en un sistema hidráulico.

Actualmente algunos de los pozos que utilizaban el sistema hidráulico han reemplazado este tipo de levantamiento artificial por otros métodos, pero esto no quiere decir que no sea el más óptimo para producción de pozos sino uno de los más costosos en mantenimiento debido a las condiciones que se deben tener en superficie.

El bombeo hidráulico requiere de un control estricto en superficie para garantizar la calidad de un fluido motriz limpio antes de inyectarlo a los pozos donde estará instalada una bomba que puede ser de tipo pistón o jet.

Nuestra finalidad es analizar el funcionamiento del sistema integral, es decir de las instalaciones de superficie y de fondo, teniendo en cuenta que la

bomba jet es la opción más aplicada en los procesos seguidos para evaluar pozos antes de completarlos.

Con ese propósito hemos realizado una visita técnica a un campo del oriente ecuatoriano que produce mediante bombeo hidráulico y en base a esa experiencia podemos afirmar que la gran ventaja de utilizar petróleo como fluido de inyección es que sus características son similares a las del fluido de formación. La utilización de petróleo implica altos costos de mantenimiento para garantizar un fluido motriz completamente limpio.

Adicionalmente se debe tener en cuenta que antes de definir el sistema de producción las arenas productoras se evalúan mediante el levantamiento hidráulico con bomba jet.

También se indican los problemas operativos más comunes y las posibles soluciones que se dan en campo para resolverlos. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del trabajo

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS	XIII
SIMBOLOGÍA	XV
CAPÍTULO 1	1
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	1
1.1 Producción con Levantamiento Artificial.....	1
1.2 Bombeo Hidráulico	2
1.2.1 Tipos de Sistema	3
1.3 Fluido Motriz.....	5
1.4 Análisis Nodal.....	8
1.5 Bomba Hidráulica de Fondo	9
1.5.1 Pistón	10
1.5.2 Jet	13
1.5.2.1 Tipos de bombas Jet.....	15
CAPÍTULO 2	18
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL Y DE LAS UNIDADES DE EVALUACIÓN	18
2.1 Componentes de un Sistema con Bomba Jet.	19
2.1.1 Instalaciones de superficie.....	19
2.1.1.1 Sistema “Power-Oil”	24
2.1.1.2 Equipos Instalados en la Locación del Pozo.....	28
2.1.2 Unidad de Evaluación MTU	32
2.1.3 Sarta de completación de Fondo	33
2.2 Diagramas de Completación.	39

CAPÍTULO 3.....	42
3. DISEÑO DE BOMBA JET.....	42
3.1 Parámetros de Diseño.....	43
3.1.1 Datos del Yacimiento y Fluidos.....	43
3.1.1.1 Presión Estática del yacimiento, P_{ws}	43
3.1.1.3 Presión de Burbuja, P_b	44
3.1.1.4 Presión Fluyente, P_{wf}	44
3.1.1.5 Índice de Productividad, IP.	44
3.1.1.5 Grados API	45
3.1.1.6 Relación Gas-Petróleo, GOR.....	45
3.1.1.7 Sólidos y Corte de Agua (% BSW).....	45
3.1.1.8 Temperatura de Fondo T_f y de Superficie T_s en °F	45
3.1.1.9 Gravedad Específica, GE.	46
3.1.1.10 Salinidad	46
3.1.2 Condiciones Mecánicas del Pozo	46
3.1.3 Datos Para el Diseño	47
3.2 Criterios para la Selección de la Bomba	50
3.2.1 Eficiencia.....	50
3.2.2 Área de Cavitación.....	51
3.2.3 Potencia en Superficie	52
3.2.4 Presión de Operación en la Bomba de Subsuelo.	52
 CAPÍTULO 4.....	 53
4. PROBLEMAS FRECUENTES EN LAS OPERACIONES DE BOMBEO HIDRÁULICO	 53
4.1 Daño por Fluido Motriz	54
4.2 Causas para Pérdida de Producción.....	55
4.3 Disminución en la Presión de Inyección.....	57
4.4 Fallas en las Unidades MTU	57
4.5 Cavitación y Erosión de la Bomba Jet.....	58

4.6 Incrustaciones y Daños por Corrosión	62
4.6.1 Incrustaciones, escala.....	62
4.6.2 Corrosión	65
4.7 Parafinas.....	67
CAPÍTULO 5.....	69
5. PRINCIPALES SOLUCIONES	69
5.1 Tratamiento del Fluido Motriz.....	69
5.2 Tratamiento Químico.....	70
5.2.1 Control de Corrosión	72
5.2.2 Eliminación de Parafinas y Asfáltenos	73
5.2 Control del Equipo de Superficie y de la Completación de Fondo.	74
CAPÍTULO 6.....	76
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	76
6.1 Conclusiones.....	76
6.2 Recomendaciones.....	78

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

ABREVIATURAS

Ab	Área de la boquilla
Ag	Área de la garganta
ANSI	American National Standards Institute
API	American Petroleum Institute
BFPD	Barriles de Fluido Por Día
BPD	Barriles por día
BSW	Basic Sediment Water
ec	Ecuación
GE	Gravedad específica
GOR	Relación gas-petróleo
HP	Horse power
IP	Índice de productividad
MTU	Mobile Testing Unit – Unidad Móvil de prueba
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estándar por día
Pb	Presión de burbuja
ppm	Partes por millón
PVT	Presión Volumen y Temperatura
Pwf	Presión de fondo fluvente

Pwh	Presión de cabeza
Pws	Presión de fondo estática
SCF	standard cubic feet
STB	stock tank barrel
RaD	Razón adimensional de área
Tf	Temperatura de fondo
Ts	Temperatura de superficie

SIMBOLOGÍA

°	Grados
%	Porcentaje
CaCO₃	Carbonato de calcio
CO₂	Dióxido de carbono
CaSO₄·2H₂O	Yeso- sulfato de calcio hidratado
BaSO₄	Sulfato de bario
NaCl	Cloruro de sodio
°F	Grados Fahrenheit
ft	Pies
γ_g	Gravedad específica de gas
γ_o	Gravedad específica de petróleo
m²/seg	Metros cuadrados por segundo
pH	potencial de hidrógeno
psi	Libras por pulgada cuadrada

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: Pérdida de producción.....	56
TABLA 2: Control de incrustaciones	71

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1: Sistema hidráulico abierto	4
FIGURA 1.2: Sistema abierto de bombeo hidráulico	7
FIGURA 1. 3: Sistema de análisis nodal.....	9
FIGURA 1. 4: Bombas pistón de simple y doble efecto	12
FIGURA 1. 5: Efecto Venturi.....	14
FIGURA 1. 6: Bomba jet convencional	16
FIGURA 1. 7: Bomba jet reversa	17
FIGURA 2. 1: Manifold.....	20
FIGURA 2. 2: Separador bifásico	21
FIGURA2.3: Separador.....	21
FIGURA2.4: Bota de gas	22
FIGURA 2. 5: Tanque de lavado.....	23
FIGURA 2. 6: Tanque de surgencia.....	24
FIGURA 2. 7: Bomba triplex y amortiguador de pulsaciones.....	26
FIGURA 2. 8: Barton.....	27
FIGURA 2. 9: Carta de presión.....	28
FIGURA 2. 10: Válvula block	29
FIGURA 2. 11: VRF	29
FIGURA 2. 12: Turbina	30
FIGURA 2. 13: By pass.....	31
FIGURA 2. 14: Cabezal	31
FIGURA 2.15: Unidad MTU	33
FIGURA 2.16: Cavidad	35
FIGURA 2.18: Camisa	36
FIGURA 2. 19: Bomba jet	38
FIGURA 2. 20: Completación con cavidad	40
FIGURA 2. 21: Completación con camisa	41
FIGURA 3. 1: Datos para el diseño.....	48
FIGURA 3. 2: Selección de la bomba	49
FIGURA 4. 1: Cavitación en la entrada de la garganta	59
FIGURA 4. 2: Cavitación entre garganta y difusor	60
FIGURA 4. 3: Cavitación entre garganta y boquilla	61
FIGURA 4. 4: Erosión por Arena	62
FIGURA 4. 5: Incrustación Vs pH	65
FIGURA 4. 6: Incrustación Vs pH	67
FIGURA 5. 1: Corrosión en tubería.....	72

CAPÍTULO 1

1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

En el presente capítulo se dan a conocer los conceptos básicos que se deben considerar antes de instalar cualquier tipo de levantamiento artificial, enfatizándose en el sistema hidráulico con bomba jet.

1.1 Producción con Levantamiento Artificial

Cuando el pozo no fluye de manera natural porque su energía de fondo (presión) disponible no puede vencer la columna hidrostática y llegar al tanque de almacenamiento, se requiere de un sistema de levantamiento artificial para compensar esa falta de energía del yacimiento ^[1].

Cualquier sistema de levantamiento artificial, como el Hidráulico, requiere el conocimiento de una serie de parámetros en áreas como:

¹ Sanchez, S., Maggiolo, R., & Marquez, R. (1999). *Producción de hidrocarburos*. Maracaibo.

perforación, yacimientos y producción, de modo que datos de: registros eléctricos, pruebas de producción, de presión, así como de las facilidades de superficie, constituyen la información necesaria para realizar el diseño y la instalación de un determinado sistema.

1.2 Bombeo Hidráulico

Consiste en el manejo de un fluido motriz que se inyecta a alta presión para accionar el equipo instalado en el fondo del pozo y producir los fluidos del yacimiento. Puede ser agua o petróleo y su función es suministrar energía adicional a los fluidos de formación, para que juntos lleguen a las facilidades de superficie.

El principio físico en el cual se basa el bombeo hidráulico es la ley de Pascal, que expresa:

“El incremento de presión aplicado a la superficie de un fluido incompresible (líquido) contenido en un recipiente indeformable, se transmite con el mismo valor a cada una de las partes del mismo” [2].

² Alcalá Octavino, V. (2008). Antología de Física II.

En este tipo de levantamiento se necesita alta presión de succión para evitar la cavitación.

1.2.1 Tipos de Sistema

El sistema puede ser abierto o cerrado.

a) Cerrado: El fluido motriz no se mezcla con el fluido de formación, retornando por tuberías diferentes.^[3]

b) Abierto: Los dos, motriz y de formación se mezclan en el fondo del pozo retornando juntos a superficie. Es el tipo instalado en el país.^[3]

El contenido de este trabajo se basa en el sistema abierto que facilita la inyección de fluidos calientes o disolventes para eliminar la acumulación de sólidos en las paredes de la tubería, especialmente parafinas, que podrían provocar reducción del diámetro interno resultando en posibles pérdidas de producción.

En las figuras 1.1 se muestra la configuración de un sistema abierto.

³ INC, K. (1976). *Introducción al Bombeo Hidráulico*.

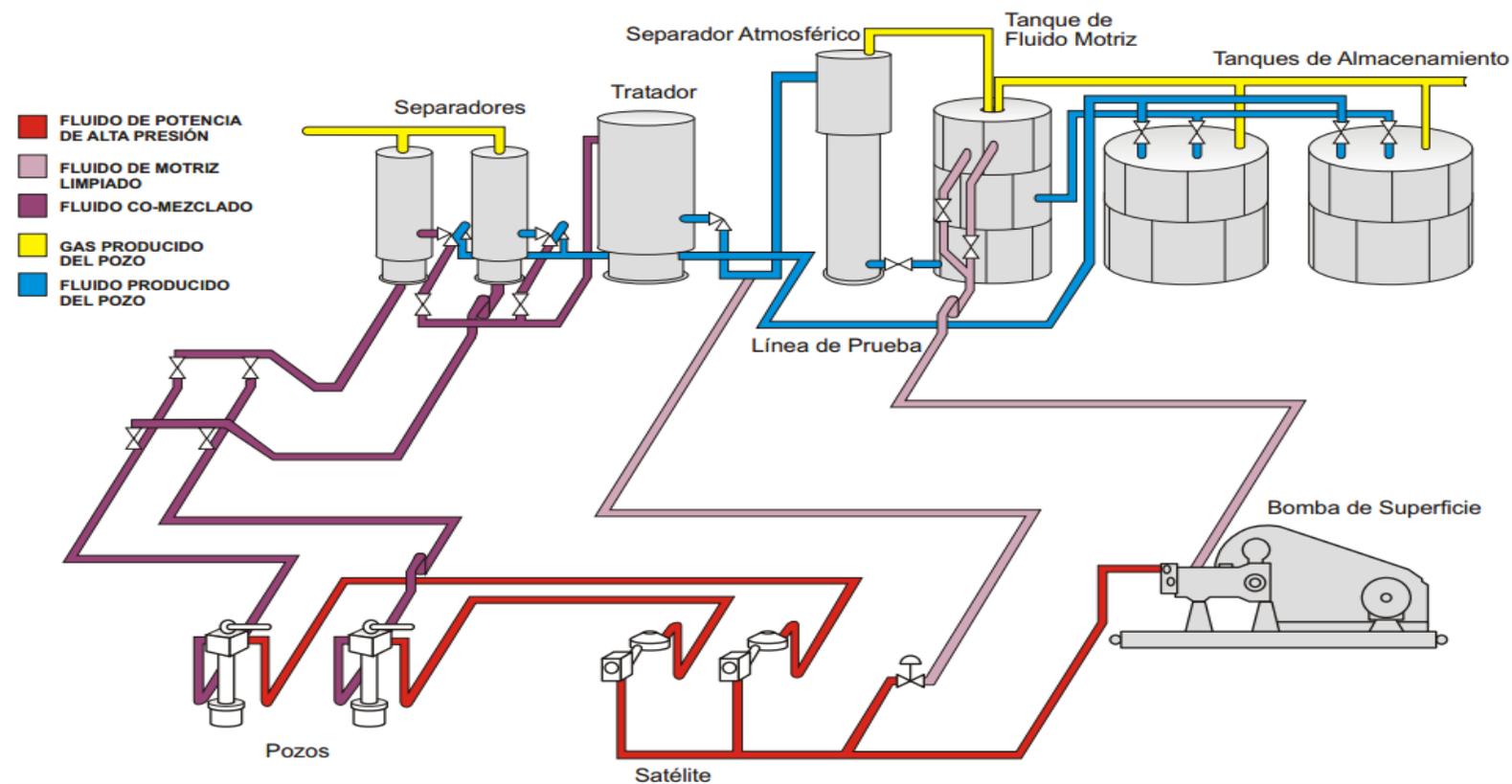


FIGURA 1.1⁴: Sistema hidráulico abierto

FUENTE: <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT015205.pdf>

⁴ (20 de Diciembre de 2013). *Sistema de bombeo hidráulico.*

1.3 Fluido Motriz

En el levantamiento hidráulico se pueden utilizar dos tipos de bomba: jet y pistón, que para su operación necesitan un fluido motriz limpio, es decir se requiere en superficie de un estricto control de sólidos que garantice su mejor calidad.

El fluido motriz puede ser de dos tipos:

a) Agua: Debe agregársele químicos para evitar la corrosión y ayudar a la lubricación de los elementos de la sarta de completación, protegiéndolos de posibles daños. Gran parte de los químicos pierden su efectividad al mezclarse con los fluidos de producción, por lo que se necesita un permanente tratamiento.

b) Petróleo: Es un aceite que lubrica tubería y bomba de fondo. Tanto en superficie como en el subsuelo se aprovechan las características del fluido para conservar y prolongar la vida útil de las herramientas y equipos utilizados, teniendo en cuenta que es inflamable.

El fluido motriz utilizado en nuestro país es el petróleo por su afinidad con los fluidos de formación. Su principal ventaja es que:

- ✓ Al mezclarse con el de fondo actúa como diluyente, es decir disminuye la posible corrosión que podría presentarse y la viscosidad de petróleos pesados.

En la figura 1.2 se observa el flujo de los fluidos manejados en el fondo del pozo.

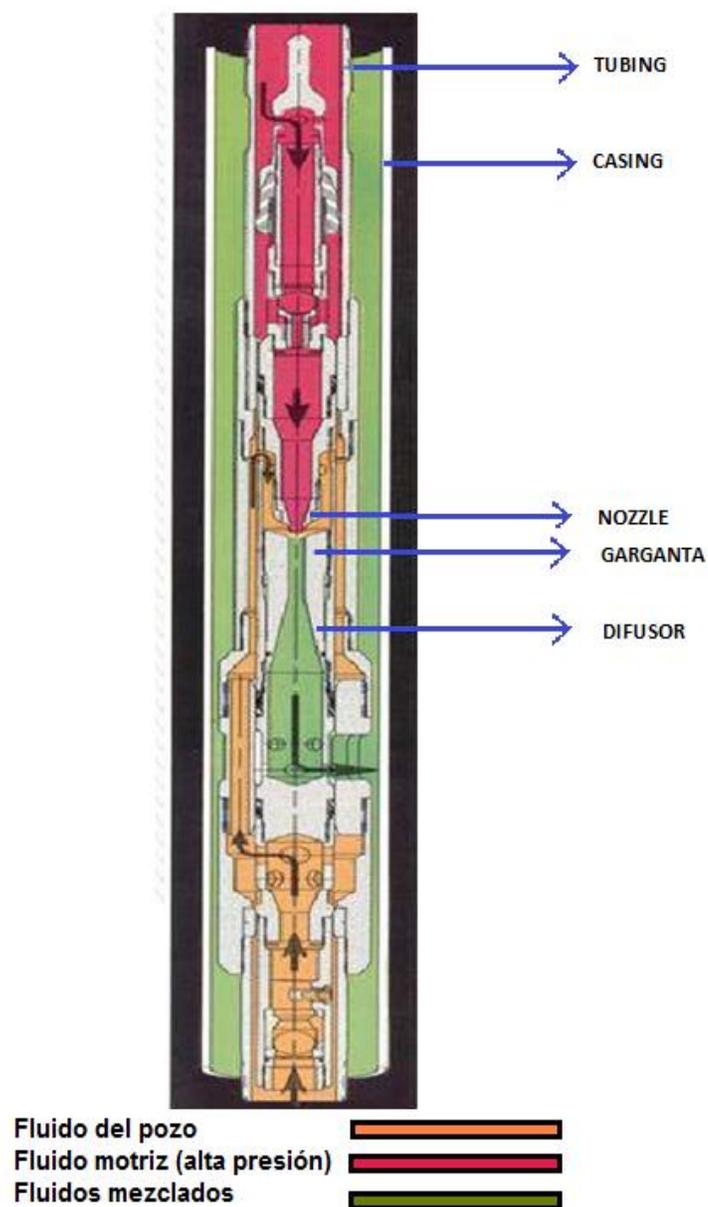


FIGURA 1.2⁵: Sistema abierto de bombeo hidráulico
FUENTE: Weatherford, & Solipet, Introducción al bombeo hidráulico.
MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

⁵ Weatherford, & Solipet, Introducción al bombeo hidráulico

1.4 Análisis Nodal

Ayuda a conocer el actual y a predecir el futuro comportamiento de un pozo. El objetivo es determinar condiciones y parámetros presentes en todo el sistema de producción para restaurar o incrementar la tasa de fluido. Teniendo en cuenta las características del yacimiento y la completación del pozo, se puede determinar su caudal, predecir cuándo dejará de fluir y el tiempo en el que se deberá instalar algún tipo de levantamiento artificial.

Generalmente, el análisis nodal evalúa el sistema considerando el flujo en 3 secciones: medio poroso, tubería de producción y en las líneas de superficie. La figura 1.3 describe la configuración para el análisis nodal en las 3 secciones indicadas.

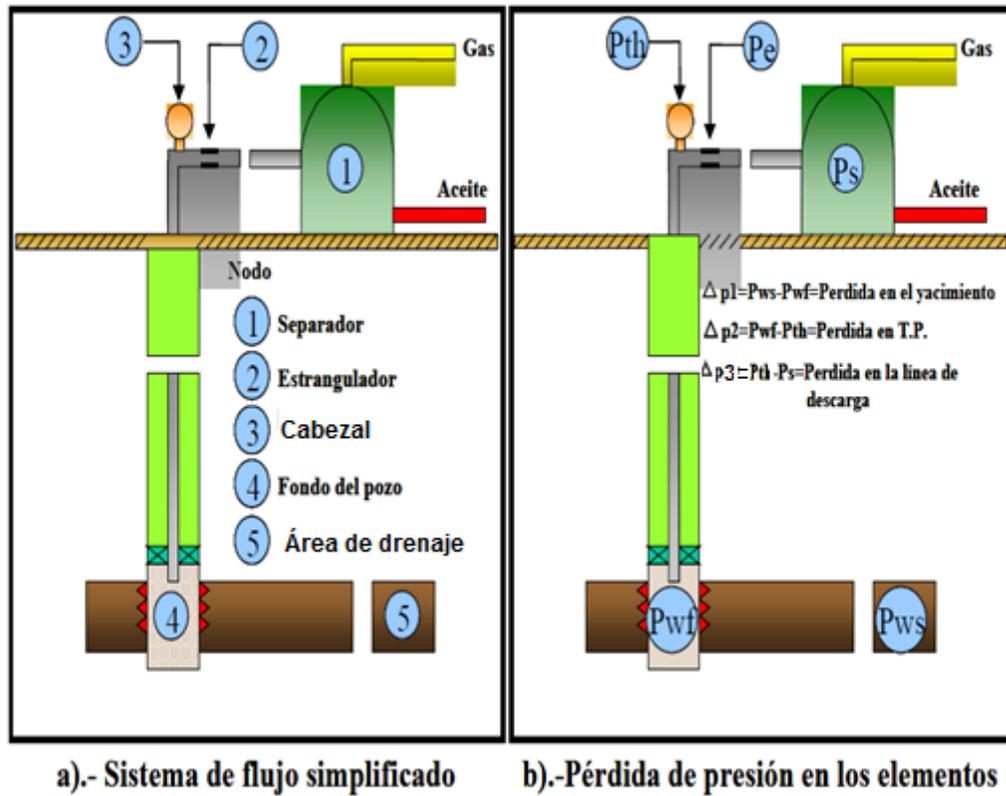


FIGURA 1. 3⁶: Sistema de análisis nodal
FUENTE: <http://blog-petrolero.blogspot.com/2008/01/analisis-nodal-en-pozos-productores.html>
MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

1.5 Bomba Hidráulica de Fondo

Existen dos tipos Pistón y Jet.

⁶ (6 de noviembre de 2013). *Análisis Nodal en Pozos Productores*.

1.5.1 Pistón

Está constituida por partes móviles y fundamentalmente integrada por dos pistones unidos por una varilla; el superior llamado motor se impulsa mediante el fluido motriz arrastrando al inferior, denominado bomba, cuya función es impulsar el fluido de producción a superficie.^[7]

La bomba tiene la capacidad de:

- ✓ Inyectar a grandes profundidades
- ✓ Trabajar con bajas presiones de fondo
- ✓ Levantar fluidos viscosos, calentando el fluido motriz.
- ✓ Evitar la corrosión inyectando inhibidores para proteger las instalaciones.

El fluido motriz que se utilice requiere de:

- ✓ Un adecuado control de sólidos para evitar abrasión o erosión en el equipo de fondo y en superficie.
- ✓ Máximo 1% de BSW.

⁷ Sertecpet. (s.f.). *Catálogo de Servicios y Productos*.

A pesar de existir varios diseños, todas las bombas tipo pistón operan bajo el mismo principio con sus características particulares de fabricación.

Básicamente las más utilizadas son:

- ✓ De acción simple, en el cual el fluido es desplazado en un solo sentido tanto en la carrera ascendente o descendente.

- ✓ De acción doble, donde el fluido es desplazado en ambos sentidos, ascendente y descendente.

En la figura 1.4 se observar un corte transversal de los dos tipos de bomba.

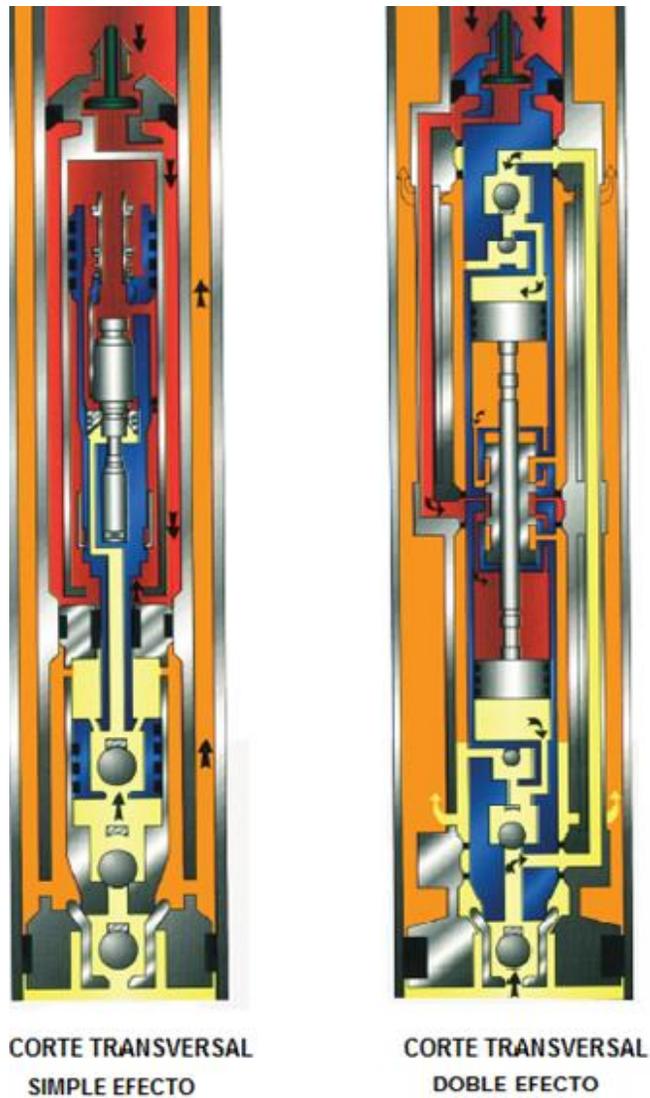


FIGURA 1. 4: Bombas pistón de simple y doble efecto
FUENTE: Sertecpet. (s.f.). Catálogo de Servicios y Productos.

1.5.2 Jet

A diferencia de la pistón no tiene partes móviles; para verificar algún daño se recupera del pozo invirtiendo el sentido de la inyección del fluido motriz, se desarma y revisan las partes para reemplazar las que sean necesarias, trabajo que requiere poco tiempo.

Teniendo en cuenta el efecto Venturi la bomba transforma la energía potencial a cinética

➤ Efecto Venturi

Consiste en una aplicación del teorema de Bernoulli (ec.1.1) y del principio de continuidad de masas (ec.1.2). Expresa que: “Cuando un fluido se encuentra en movimiento en un conducto cerrado se logra una disminución de presión al aumentar la velocidad después de atravesar una sección menor y si esta sección se introduce en el extremo de otra de mayor área, se produce una succión del fluido”^[8].

Las respectivas ecuaciones citadas anteriormente son:

⁸ Gómez, J. A. (08 de Junio de 2013). *Bombeo hidráulico tipo jet*.

$$P_1 + \rho g y_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = P_2 + \rho g y_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \quad \text{ec. 1.1}$$

$$\rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 \quad \text{ec. 1.2}$$

Si se considera el mismo fluido, las densidades en la ecuación 1.2 se eliminan, y en consecuencia el caudal que ingresa es el mismo que sale.

En la figura 1.5 se observa el efecto Venturi

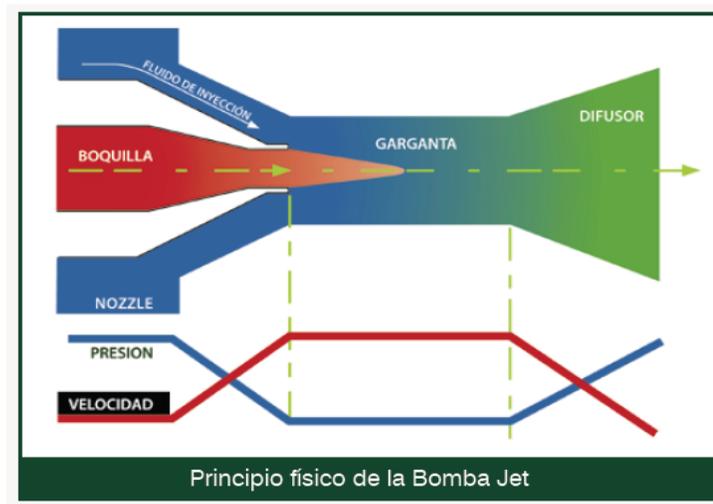


FIGURA 1. 5: Efecto Venturi
FUENTE: Sertecpet. (s.f.). Catálogo de Servicios y Productos.

1.5.2.1 Tipos de bombas Jet

Existen algunos tipos que se diseñan de acuerdo a las necesidades de la operación. Entre las principales tenemos:

- **Convencional:** Utilizada tanto en producción como en evaluación de pozos, pudiendo asentarse en camisa o en cavidad. Diseñadas para trabajar en ambientes severos, permiten recuperar muestras para efectuar análisis de laboratorio y tienen sensores que registran las presiones de fondo. Se reversan cambiando el sentido de la inyección.

En la figura 1.6 se muestra un corte transversal de la bomba.



FIGURA 1. 6: Bomba jet convencional
FUENTE: Sertecpet. (s.f.). Catálogo de Servicios y Productos.

- **Reversa:** Posee componentes similares a la convencional con la diferencia de que se invierte la posición de la boquilla y de la garganta. Debido a esta configuración el fluido motriz se inyecta por el espacio anular produciéndose por el tubing, va asentada en una camisa.

En la figura 1.7 se muestra un corte transversal.



FIGURA 1. 7: Bomba jet reversa
FUENTE: Sertecpet. (s.f.). Catálogo de Servicios y Productos.

CAPÍTULO 2

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL Y DE LAS UNIDADES DE EVALUACIÓN

Para la operación del sistema hidráulico es importante conocer los equipos requeridos tanto en superficie como en el fondo del pozo y el trabajo que cumplen, que son:

- ✓ Estación de producción
- ✓ Tanque de fluido motriz
- ✓ Bombas Booster
- ✓ Equipos para alta presión
- ✓ Línea de alta para fluido motriz
- ✓ VRF: Válvula reguladora de flujo
- ✓ Manómetro Barton

- ✓ Cabezal para bombeo hidráulico
- ✓ Completación
- ✓ Cavidad o camisa
- ✓ Bomba hidráulica (Jet)
- ✓ Línea de flujo o de producción

2.1 Componentes de un Sistema con Bomba Jet.

Cada empresa operadora cuenta con sus propias facilidades de superficie y de acuerdo a criterios: técnicos y económicos, determinan las características de la bomba hidráulica jet.

2.1.1 Instalaciones de superficie

Los equipos superficiales requeridos para obtener petróleo como fluido motriz se describen a continuación:

- **Manifold.-** Es un conjunto de válvulas, figura 2.1, que direccionan el flujo del fluido de los pozos a los distintos separadores. Se diseñan y construyen según las normas ANSI y API, trabajan con varias presiones y operan manualmente o en forma automática por controles de tiempo.



FIGURA 2. 1: Manifold

FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

- **Separadores.-** Separa la mezcla del fluido inyectado y producido. El petróleo se dirige hacia la bota de gas, el agua va al sistema de reinyección y el gas sino tiene aplicación, se quema.

De acuerdo a su configuración los separadores pueden ser horizontales, verticales o esféricos, en nuestro país el tipo más utilizado es el horizontal, que se muestra en la figura 2.2.



FIGURA 2. 2: Separador bifásico
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perraza Díaz

En la figura 2.3 se observa las secciones internas de un separador horizontal trifásico:

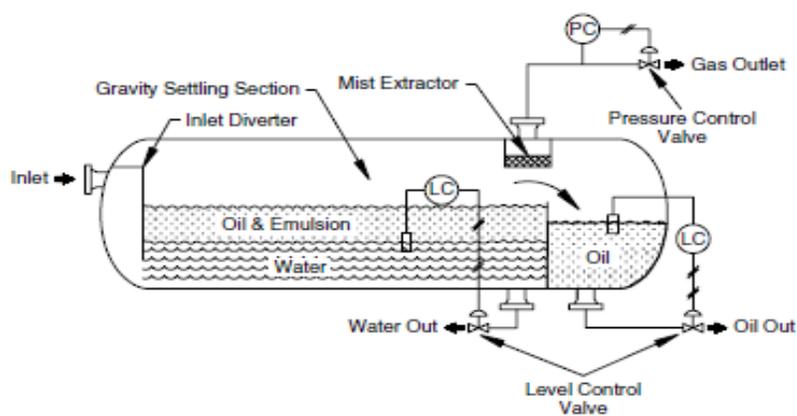


FIGURA2.3⁹: Separador
FUENTE: Arnold-Surface Production Operations Design of oil Handling Systems and Facilities

⁹ Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities*. Houston.

Entre el manifold y los separadores pueden existir puntos de inyección de químicos. Su selección depende del tratamiento requerido por el fluido del yacimiento.

- **Bota de Gas.-** Es un separador vertical cuya función es recuperar la mayor cantidad de gas del petróleo, antes de que el líquido ingrese al tanque de lavado. En la figura 2.4 se muestra una bota.



FIGURA2.4: Bota de gas
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

- **Tanque de Lavado.-** Separa el petróleo del agua de formación principalmente por diferencia de densidades. El fluido que viene de la bota de gas ingresa al tanque de lavado donde ocurre tratamiento físico-químico para separar las dos fases: agua y petróleo. En la figura 2.5 se observa el tanque de lavado:



FIGURA 2. 5: Tanque de lavado
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

- **Tanque de Surgencia o Reposo.-** El crudo proveniente del tanque de lavado ingresa al de reposo Figura 2.6, para separar el agua que aún puede estar emulsionada en el crudo. Del tanque de surgencia se obtiene

petróleo limpio que es utilizado como fluido motriz en un sistema de bombeo hidráulico.



FIGURA 2. 6: Tanque de surgencia
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

2.1.1.1 Sistema “Power-Oil”

En la operación del sistema se deben tener en cuenta los siguientes equipos que se describen secuencialmente.

- **Bomba Booster.-** Recibe el fluido motriz del tanque de surgencia y elevan su presión al valor requerido en la succión, por lo general entre 60 y 70 psi, por las unidades de alta presión.
- **Bombas de alta Presión.-** Elevan la presión de 70 psi hasta a 3800 psi, que es el valor con el cual el fluido motriz se dirige a los pozos. Pueden ser: Triplex, Quintuplex, unidades Ajax o turbinas.
- **Amortiguador de Pulsaciones.-** Estabiliza los caudales variables con la finalidad de eliminar el golpe del ariete hidráulico en el sistema.

En la figura 2.7 se observa la bomba Triplex con el amortiguador de pulsaciones.



FIGURA 2. 7: Bomba triplex y amortiguador de pulsaciones
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

- **Motor.-** Es la fuente de energía mecánica de las bombas de alta presión.
- **Barton.-** Es un instrumento que contiene una carta para registrar la presión de inyección en la línea principal de descarga y en la de inyección que va a los pozos. Se observa en la figura 2.8

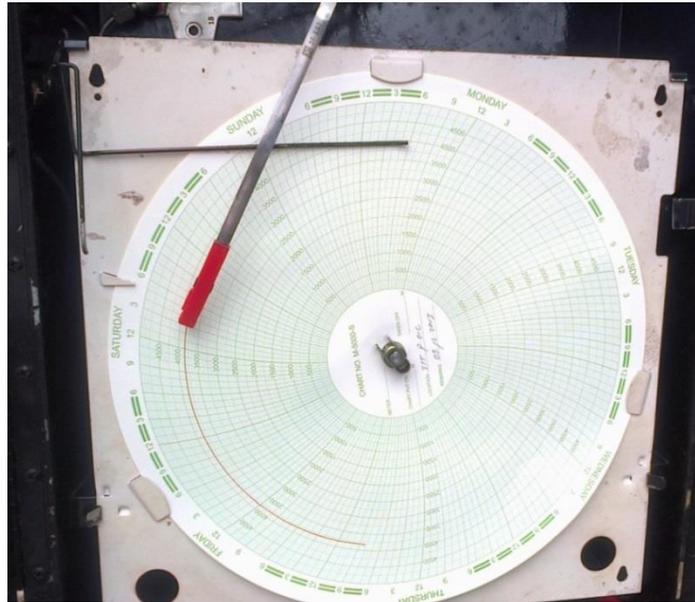


FIGURA 2. 8: Barton
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

La figura 2.9 muestra la presión de inyección que tiene el fluido motriz en la línea principal de descarga en un campo del oriente ecuatoriano. En este caso se nota que el valor es 3800 psi.

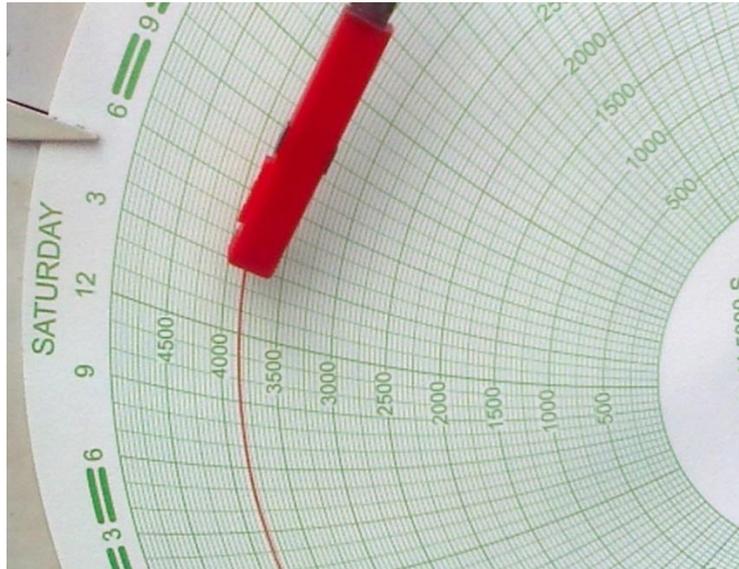


FIGURA 2. 9: Carta de presión
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

2.1.1.2 Equipos Instalados en la Locación del Pozo

- **Válvula block de alta presión.-** instalada en la línea de inyección del fluido motriz, abre o cierra el paso del mismo hacia el cabezal del pozo. Se muestra en la figura 2.10.



FIGURA 2.10: Válvula block
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

- **Válvula Reguladora de Flujo (VRF).**- Regula el caudal de inyección al pozo. Se observa en la figura 2.11.



FIGURA 2.11: VRF
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

- **Turbina.**- Detecta las pulsaciones originadas por el fluido inyectado que son leídas en los sensores magnéticos del instrumento electrónico denominado caja negra, transformándolas en caudal y permitiendo contabilizar los barriles inyectados.

Figura 2.12 se observa la turbina con la conexión a la caja negra.



FIGURA 2.12: Turbina
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

Generalmente, se instala un by pass en la línea de inyección para desviar el fluido en caso de ser necesario, indicado en la figura 2.13.



FIGURA 2.13: By pass
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

- **Cabezal del pozo.-** Se muestra en la figura 2.14. Tiene válvulas para controlar tanto el fluido inyectado como el producido.



FIGURA 2.14: Cabezal
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

2.1.2 Unidad de Evaluación MTU

Se utiliza para evaluar y/o producir un pozo en la locación del mismo cuando no se dispone de las facilidades de superficie, principalmente de las líneas de inyección y de flujo. Uno de los objetivos es obtener la información necesaria para diseñar el tipo de levantamiento artificial requerido por un pozo.

La MTU consta de:

- ✓ Separador
- ✓ Bomba Booster
- ✓ Bomba Quintuplex
- ✓ Motor Caterpillar
- ✓ Válvulas para controlar producción e inyección.

Equipos adicionales:

- ✓ Bota de Gas
- ✓ Scrubber
- ✓ Mechero
- ✓ Tanque de reposo

En la figura 2.15 se muestra la unidad MTU:



FIGURA 2.15: Unidad MTU
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

2.1.3 Sarta de completación de Fondo

La completación de fondo para instalar bomba jet generalmente está integrada por:

- **Tubing.-** Tubería por donde se inyecta el fluido motriz.

- **“Crossover”**.- Son elementos que permiten la conexión de tuberías con diferentes diámetros y roscas.
- **NO-GO**.- Sirve para asentar instrumentos de control de flujo de fondo, elementos registradores de presión, tapones para cerrar el flujo a través del tubing y prevenir pérdida de herramientas en el fondo del pozo.
- **Cavidades**.- permite asentar una bomba hidráulica consta de una tubería, una camisa sellante y el asiento ubicado en la parte inferior. En operaciones de evaluación de formaciones se utiliza camisa para asentar una bomba jet y no cavidad. En la figura 2.16 Se muestra el corte transversal de una cavidad.



Corte Transversal

FIGURA 2.16: Cavity

FUENTE: Sertecpet. (s.f.). Catálogo de Servicios y Productos.

- **Standing Valve.-** De ser necesario mantiene el nivel de fluido en el interior de la tubería.

- **Safety Joint.-** Herramienta roscada generalmente en el fondo de la completación. sirve para desconectar la misma y recuperarla del pozo en caso de ser necesario.
- **Camisa.-** Es un nipple con orificios que permite la circulación entre el tubing y el espacio anular o viceversa. Generalmente en la camisa se aloja la bomba hidráulica jet para realizar pruebas de producción o para la completación definitivamente. En la figura 2.18 se observa una camisa.



Vista Frontal

FIGURA 2.17: Camisa

FUENTE: Sertecpet. (s.f.). Catálogo de Servicios y Productos.

- **Bomba Jet**

Los componentes más importantes son boquilla, garganta y difusor que se describen posteriormente. En la figura 2.19 se muestra todas las partes de la jet ^[10].

¹⁰ Petroproducción, Manual de Sistemas de Levantamiento Artificial.

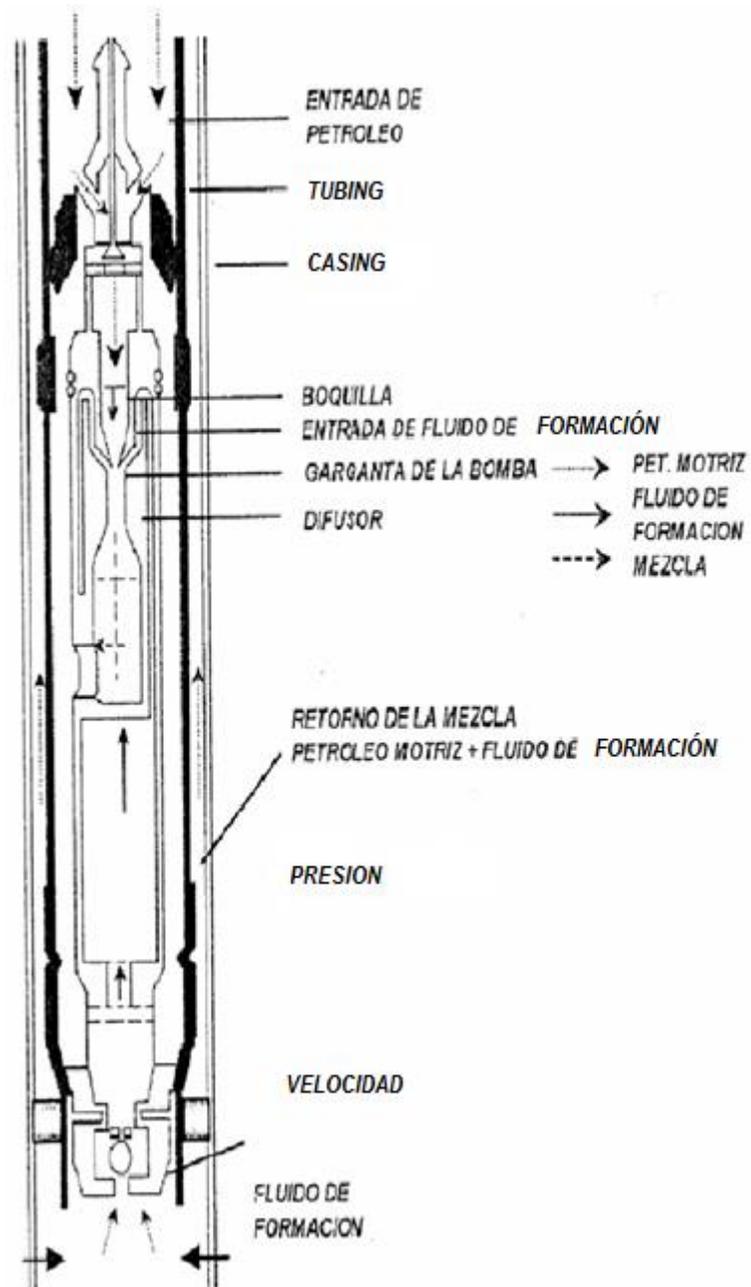


FIGURA 2. 18: Bomba jet
FUENTE: Petroproducción, Manual de Sistemas de Levantamiento Artificial.

- **Boquilla.-** Se diseña para soportar altas presiones, su extremo superior es de mayor diámetro que el inferior (efecto Venturi) con el fin de crear mayor velocidad y menor presión a la salida de boquilla.
- **Garganta.-** Sección donde se mezclan los fluidos; en esta zona la presión y la velocidad son constantes.
- **Difusor.-** Va a continuación de la garganta y por tener un área mayor, origina incremento de presión y disminución de velocidad.

2.2 Diagramas de Completación.

Es las figuras 2.20 y 2.21 se muestra dos tipos de completación con cavidad y camisa, respectivamente. En cada una consta la descripción del BHA de fondo.

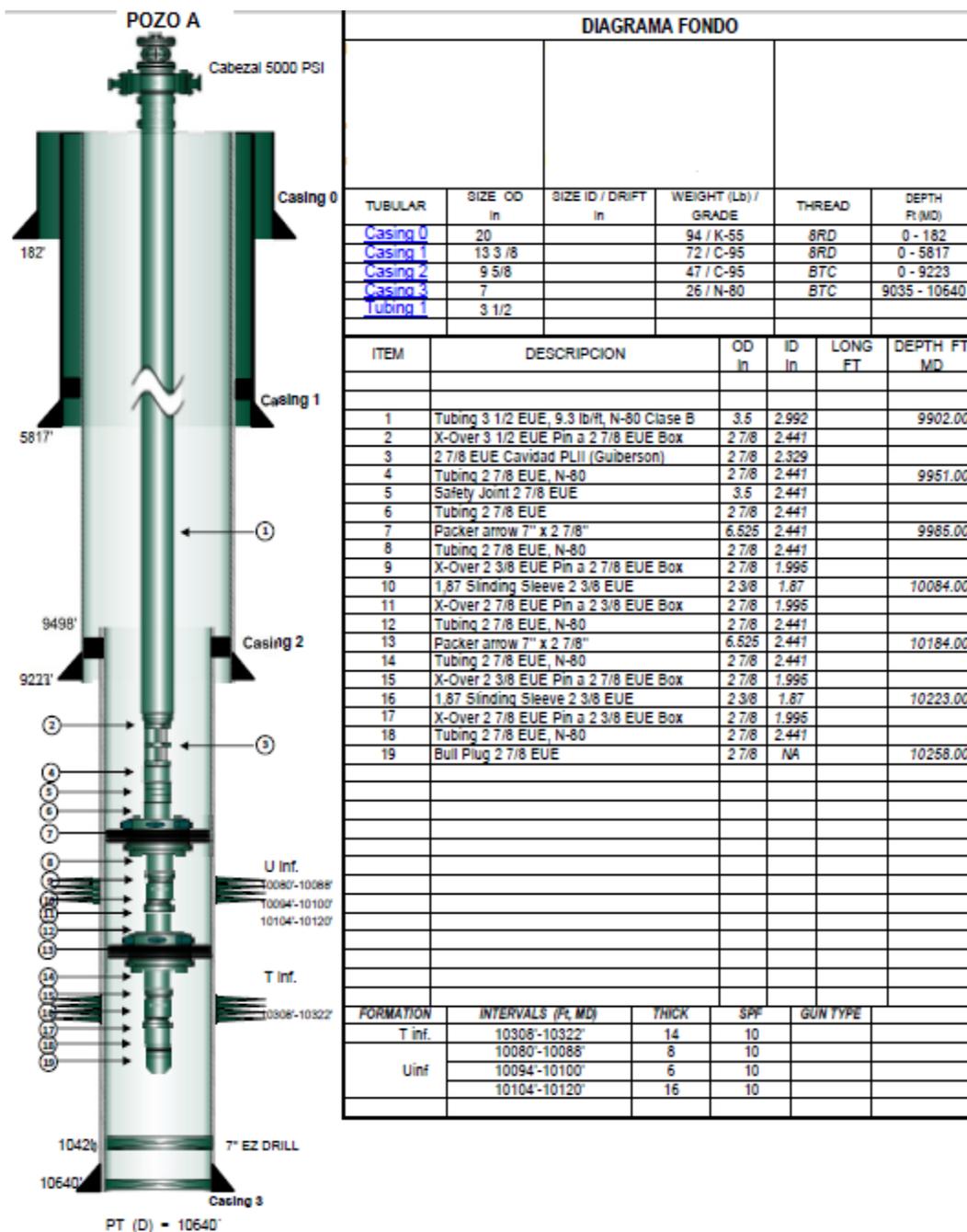


FIGURA 2. 19: Completación con cavidad FUENTE: Sertecpet MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

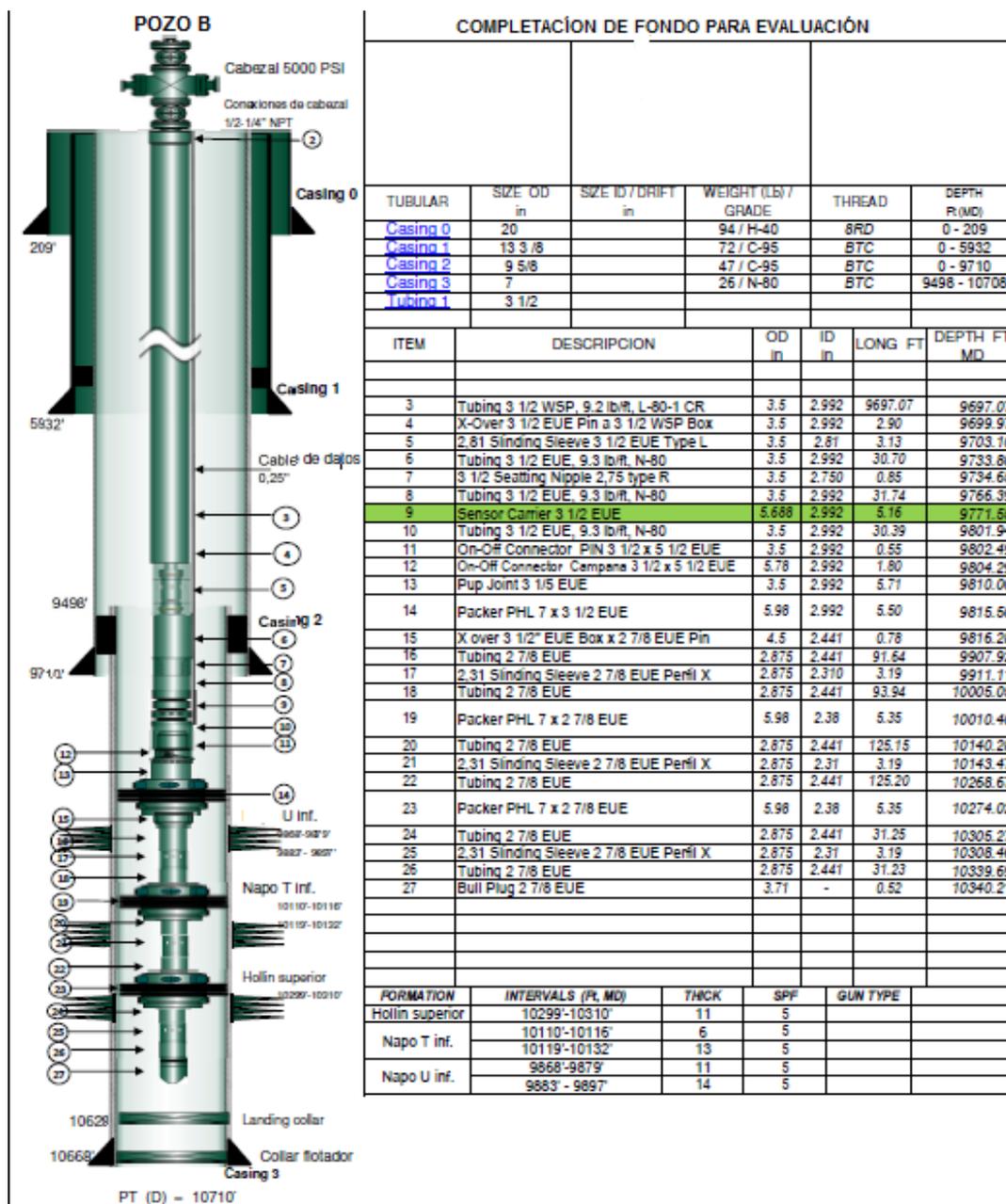


FIGURA 2. 20: Completación con camisa
FUENTE: Sertecpet
MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

CAPÍTULO 3

3. DISEÑO DE BOMBA JET

Para lograr el mejor diseño es necesario conocer todos los datos del yacimiento y las condiciones mecánicas bajo las cuales operará la bomba. Para el proceso de cálculo, la mayoría de las empresas petroleras dispone de un software que procesa toda la información disponible dando como resultado diferentes opciones de geometría de la bomba jet que se podría instalar en un pozo.

La bomba seleccionada debe suministrar en el fondo del pozo energía suficiente para lograr el caudal de producción que aproveche la máxima capacidad de flujo de la formación, manteniendo la potencia del equipo superficial en un nivel razonable.

3.1 Parámetros de Diseño

Para diseñar es necesario conocer la siguiente información:

- ✓ Datos del yacimiento y de los fluidos
- ✓ Condiciones mecánicas del pozo
- ✓ Datos para el diseño

3.1.1 Datos del Yacimiento y Fluidos

Los principales son:

3.1.1.1 Presión Estática del yacimiento, P_{ws}

Se conoce como la presión de equilibrio alcanzada después haber cerrado el pozo por cierto tiempo. Cuando no existe diferencial de presión los fluidos no están en movimiento¹¹.

¹¹ Sertecpet. (s.f.). *Catálogo de Servicios y Productos*.

3.1.1.3 Presión de Burbuja, P_b

Es la presión donde aparece la primera burbuja de gas. Se obtiene de un análisis PVT conociendo datos de temperatura, gravedad específica del gas (γ_g), del petróleo (γ_o) y la cantidad de gas disuelto en el crudo.

3.1.1.4 Presión Fluyente, P_{wf}

Es la presión que existe en el fondo del pozo frente a la cara de la formación productora.

3.1.1.5 Índice de Productividad, IP .

Indica la capacidad que tiene una formación y por ende un pozo para producir. Es la relación entre el caudal y la respectiva caída de presión obtenida de la diferencia entre la estática y la de fondo fluyente, ecuación 3.1:

$$IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}, \frac{\text{BPD}}{\text{psi}} \text{ ec. 3.1}$$

3.1.1.5 Grados API

Identifica cuan pesado o liviano es el petróleo con respecto al agua.

Mientras mayor sea el °API el fluido se considera más liviano.

3.1.1.6 Relación Gas-Petróleo, GOR.

Es la relación entre el gas producido en pies cúbicos a condiciones estándar (SCF) por cada barril de petróleo a condiciones normales de superficie (STB).

3.1.1.7 Sólidos y Corte de Agua (% BSW)

Es la cantidad en porcentaje de sedimentos y agua presente en el fluido de formación.

3.1.1.8 Temperatura de Fondo Tf y de Superficie Ts en °F

- La primera es una medida del grado de agitación de las partículas del fluido a la profundidad de la bomba.
- La segunda es el valor medido del fluido motriz.

3.1.1.9 Gravedad Específica, GE.

Es un número adimensional que expresa la relación entre el peso de un cuerpo y el volumen de cualquier sustancia tomada como referencia.

- **Gravedad Específica del Gas, γ_g :** Indica la relación entre la densidad del gas y la del aire.

- **Gravedad Específica del Petróleo, γ_o :** Es una relación de la gravedad del petróleo con respecto a la del agua.

3.1.1.10 Salinidad

Es la cantidad de sales presentes en el agua de formación ppm (partes por millón) y conocer su valor es importante para diseñar la bomba porque la salinidad provoca corrosión y/o depósitos de incrustaciones.^[12]

3.1.2 Condiciones Mecánicas del Pozo

Se debe conocer:

¹² schlumberger. (17 de enero de 2014). *Valor del agua de formación*.

- ✓ Diámetro interno y externo de la tubería de producción
- ✓ Diámetro interno del anular
- ✓ Profundidad promedio de los disparos
- ✓ Profundidad de asentamiento de la bomba
- ✓ Presión de cabeza, Pwh.

3.1.3 Datos Para el Diseño

Los principales son:

- ✓ Producción actual (BFPD)
- ✓ Producción deseada (BFPD)
- ✓ Presión de Operación máxima disponible: 3500-3800 psi
- ✓ Tipo y °API de fluido motriz (agua o petróleo)
- ✓ Caudal máximo disponible (BFPD)
- ✓ Longitud de la línea de flujo

En la figura 3.1 constan los datos necesarios para ingresar a un determinado software con el fin de diseñar la bomba hidráulica.

HOJA PARA EL DISEÑO DE UNA BOMBA JET

COMPAÑÍA :
 PARA :
 POZO:
 RESERVORIO: **T INFERIOR**
 TIPO DE POZO: Vertical Desviado Horizontal
 INTERVALO EN MD:
 INTERVALO EN TVD: **10220'-10254'**
 EXPLORATORIO : ON SHORE
 WORKOVER : OFF SHORE
 FECHA DE DISEÑO : **03/10/2011**

DATOS MECÁNICOS

ID. TUBERÍA	2,992	INCH
OD. TUBERÍA	3,500	INCH
ID. ANULAR	8,681	INCH
PROFUND. PROMEDIO DE LOS PUNZADOS	10235'	PIES
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE BOMBA	9997'	PIES
PRESION DE CABEZA		PSI

DATOS DE RESERVORIO

PRESION DE RESERVORIO (Pr)	2746	PSI
PRESION DE BURBUJA (Pb)	1111	PSI
PRESION FLUYENTE (Pwf)	2616	PSI
IP		BPD/PSI
GRADO API	29,7	
RAZON DE SOLUBILIDAD	7,344	CUFT/BL
GOR	200	SCF/STB
BSW	66	%
TEMPERATURA FONDO	227	° F
TEMPERATURA SUPERFICIE	110	° F
GRAVEDAD ESPECIFICA (GAS)	0.87	
GRAVEDAD ESPECIFICA (H2O)	1,03	
PRESENCIA DE H2S		% vol
PRESENCIA DE CO2		% vol
ARENA		%
SALINIDAD		(ppm Cl)
OTRO GAS / TIPO :		%

DATOS DE DISEÑO

PRODUCCIÓN ACTUAL		960	BFPD
SISTEMA ACTUAL DE PRODUCCION:	BES <input type="checkbox"/> BH <input type="checkbox"/> SL <input type="checkbox"/> J <input checked="" type="checkbox"/> I <input type="checkbox"/> RO <input type="checkbox"/>		
PRODUCCIÓN DESEADA		1000	BFPD
PRESION DE OPERACIÓN MÁX.DISPONIBLE	TPX <input type="checkbox"/> / QPX <input checked="" type="checkbox"/>	3800	PSI
CAUDAL MAXIMO DISPONIBLE			BFPD
TIPO DE FLUIDO INYECT.	PETROLEO <input type="checkbox"/> AGUA <input checked="" type="checkbox"/> OTRO <input type="checkbox"/>		
API FLUIDO MOTRIZ		10	
VIA DE INYECCIÓN	TUBING : <input checked="" type="checkbox"/>	CASING : <input type="checkbox"/>	
VIA DE RETORNO	TUBING : <input type="checkbox"/>	CASING : <input checked="" type="checkbox"/>	
LONGITUD LINEA DE FLUJO:		50	PIES

OBSERVACIONES :

FIGURA 3. 1: Datos para el diseño
FUENTE: Sertecpet
MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

En la figura 3.2 se observa todos los resultados para la selección de la bomba jet aplicando el respectivo software.

REGISTRO DE SELECCION DE LA BOMBA JET																
PRESION INYECCION FIJA																
INFORMACION GENERAL																
COMPAÑIA:			POZO:											BOMBA JET DIRECTA		
REPRESENTANTE:		ING. PETROLEOS				RESERVORIO:						T INFERIOR				
FECHA:		12/10/2011 3:53:52				GEOMETRIA OPTIMA SELECCIONADA:									10J	
PARAMETROS MECANICOS			PARAMETROS DE RESERVORIO				PARAMETROS DE DISEÑO									
ID Tuberia:	2.992	pulg	Presión de reservorio:	2.746	psi	Producción Deseada:	960	bfpd								
OD Tuberia:	3.500	pulg	API:	29.4	*API	Presión de Inyección:	3.500	psi								
ID Revestimiento:	8.681	pulg	GOR:	198	scf/stbl	Presión de Entrada:	2.513	psi								
Prof. Punzados(TVD):	10.240	pies	Corte de Agua (BSW):	66.00	%	Tipo De Fluido Motriz:	Agua									
Presión de Cabeza:	50	psi	Temperatura de Reservorio	227	*F	API Inyección:	10.0	*API								
Tipo de Bomba:	Directa		Temperatura de Superficie:	110	*F	Prof. de la Bomba (TVD):	9.997	pies								
			Grav. Espec. Gas:	0.870	adim	Longitud de la Tuberia:	50	pies								
			Grav. Espec. Agua:	1.030	adim											
RESULTADOS																
Geometria Bomba	Area Boquilla pulg2	Area Garganta pulg2	Presión de Inyección psi	Caudal de Inyección bfpd	Producción Deseada bfpd	Presión de Entrada psi	Presión de Descarga psi	Caudal de Cavitación bfpd	Caudal de Retorno bfpd	Eficiencia %	Potencia HP	Tipo de Fluido Motriz	*API Fluido Motriz	ID Tuberia pulg	Profundidad Bomba	Tipo de Bomba
10J	0.0175	0.0526	3.500	1.564	960	2.524	4.411	1.788	2.524	32	97	Agua	10	2.992	9.997	Directa

FIGURA 3. 2: Selección de la bomba

FUENTE: Sertecpet

MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

3.2 Criterios para la Selección de la Bomba

La selección de la bomba jet apropiada implica determinar la geometría capaz de lograr el mejor caudal de producción, y poder operar dentro de los parámetros recomendados de potencia.

Toda la información mencionada permite seleccionar el mejor diseño partiendo de los resultados obtenidos para eficiencia, área de cavitación y potencia de la bomba en superficie, que se explicarán más adelante. El software utilizado también calcula la cantidad de barriles necesarios de fluido motriz inyectados por día, presión de entrada y descarga de la bomba.

3.2.1 Eficiencia

Se define como la relación entre la potencia ganada por los fluidos del pozo y la pérdida de energía del fluido motriz.

La razón de presión adimensional y la eficiencia vs. La razón de masa adimensional, representan las curvas de rendimiento de una bomba jet, ANEXO 2.

La relación del área de la boquilla (A_b) y garganta (A_g) se conoce como la relación de áreas; las bombas que tienen la misma RaD , ec.3.3, tendrán las mismas curvas de rendimiento.

$$\text{Razón adimensional de área; } RaD = \frac{A_n}{A_t}; \text{ ec. 3.3}$$

De las curvas adimensionales podemos saber que el máximo porcentaje de eficiencia es del 33%; por tanto se selecciona la bomba que más se acerque a este valor.

3.2.2 Área de Cavitación

La cavitación se puede presentar cuando la producción del pozo acelera su velocidad cuando ingresa a la garganta. Para evitarla se requiere que el área expuesta al flujo sea mínima. La cavitación afecta a la boquilla y a la garganta debido a la abrasión generada por las bolsas de aire que se formarían.

Para un determinado caudal de producción y presión de entrada, existirá una mínima área de flujo anular con el fin de mantener una baja velocidad y evitar la cavitación.

3.2.3 Potencia en Superficie

Se debe calcular la potencia del equipo en superficie para obtener la energía requerida en la inyección del fluido motriz.

Los software utilizan métodos iterativos de ensayo y error que a más de calcular los parámetros citados, realizan un ajuste de valores entre el fluido motriz, las curvas de rendimiento y la presión de descarga de la bomba de subsuelo, conociendo que el tamaño de la boquilla determina la cantidad de fluido inyectado y la presión de operación. Además la presencia de alto GOR afecta el rendimiento de la bomba jet, debiéndose realizar correlaciones por gradientes de presión.

3.2.4 Presión de Operación en la Bomba de Subsuelo.

Este parámetro depende de la profundidad del pozo, del diámetro interno del casing y del tubing.

La geometría de la bomba permite estimar la presión de los fluidos de producción en el fondo del pozo, por lo que también se utiliza como una herramienta para pruebas de presión.

CAPÍTULO 4

4. PROBLEMAS FRECUENTES EN LAS OPERACIONES DE BOMBEO HIDRÁULICO

Los problemas más comunes son:

- ✓ Daño por fluido motriz
- ✓ Pérdida de producción
- ✓ Disminución en la presión de inyección
- ✓ Fallas en las unidades MTU
- ✓ Cavitación y erosión en la bomba jet

- ✓ Incrustaciones y daños por corrosión
- ✓ Presencia de Parafinas

4.1 Daño por Fluido Motriz

El fluido motriz es el principal elemento en una operación de bombeo hidráulico, por lo cual necesita tener un tratamiento especial para evitar que cause daños importantes en el sistema.

Los sólidos presentes como escala y/o parafina pueden depositarse en las líneas de superficie o subsuelo provocando diferentes formas de taponamiento en la boquilla y causar problemas en la presión de operación.

El taponamiento puede ser:

- Parcial (boquilla): Causa un rápido incremento en la presión de operación de la bomba de fondo.
- Progresivo: Produce un aumento leve en la presión de operación provocando disminución en la tasa de fluido motriz.

- Total: Ocurre cuando boquilla y garganta están completamente taponados, originando incremento notable en la presión de operación porque el fluido motriz no ingresa a la bomba.

4.2 Causas para Pérdida de Producción

Varias son las razones por las cuales se tienen problemas de pérdida de producción indicados en la TABLA 1. Por otra parte para disminuir estos inconvenientes, los mantenimientos de los equipos de superficie: generador, motor y bomba deben ser periódicos y programados. Así se evita parar la unidad de bombeo ^[13].

¹³ Román, I. H. (2005). Catedra de Bombeo Hidráulico. ESPOL-Guayaquil.

CAUSAS DE PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN	
INDICATIVO	POSIBLES CAUSAS
Cae la producción sin embargo se mantienen normales las condiciones operativas.	Garganta o difusor desgastados - No están acoplados correctamente la bomba jet o standing valve - Cambian condiciones del pozo.
Disminución brusca de producción	Falla en la unidad de bombeo del sistema motor-bomba - Pérdidas en la tubería de producción - Baja P_{wf} o incremento del BSW – Posible recirculación, solo retornan fluidos de inyección por taponamiento en el ingreso de los de formación.
Disminución gradual de producción	Disminución de la presión del yacimiento – taponamiento de la formación o de la bomba.

TABLA 1: Pérdida de producción

FUENTE: Román, I. H. (2005). Catedra de Bombeo Hidráulico. ESPOL-Guayaquil.

MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

4.3 Disminución en la Presión de Inyección

Es importante que la presión de inyección se mantenga constante hasta llegar a la bomba de fondo; si ocurre alguna caída se tiene que analizar las siguientes causas ^[6]:

1. Si es repentina puede ser por:

- Falla en la operación de la bomba de fondo.
- Huevo en tubería, lo que produce pérdida del fluido motriz.

2. Caída gradual se originaría por:

- Aumento de gas o nivel del fluido, variando las condiciones del pozo.
- Fuga de fluido motriz en el tubing.

4.4 Fallas en las Unidades MTU

En ocasiones para evaluar y/o producir un pozo se necesita la unidad MTU.

Si la evaluación se suspende por problemas con la unidad, lo más probable es que pueda existir liqueo en las válvulas de las bombas de superficie o en

los sellos de la bomba booster. Para evitar esta situación se verifica el funcionamiento total de la unidad antes de iniciar una operación.

4.5 Cavitación y Erosión de la Bomba Jet

Se origina por variación de presiones que provocan desgaste en las partes principales de la bomba de fondo. Algunos ejemplos del problema son:

- ✓ **En la entrada de la Garganta.-** Se debe a los fluidos de producción pero se evita con un diámetro mayor de la misma. En la figura 4.1 se indica el lugar donde podría ocurrir la cavitación ^[14].

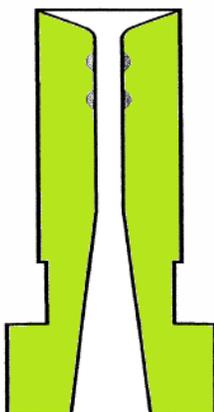


FIGURA 4. 1: Cavitación en la entrada de la garganta
FUENTE: Barahona, T. (s.f.). *Guía de Bombeo Hidráulico Jet para Operadores de Producción.*
MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

¹⁴ Barahona, T. (s.f.). *Guía de Bombeo Hidráulico Jet para Operadores de Producción.*

- ✓ **En el extremo Inferior de la Garganta y en el Difusor.-** Provocado por el fluido motriz, generalmente indica menor presión de entrada. La solución posible es utilizar una garganta de menor tamaño y disminuir la presión de operación ^[7]. figura 4.2.

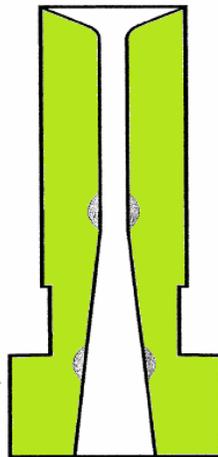


FIGURA 4. 2: Cavitación entre garganta y difusor
FUENTE: Barahona, T. (s.f.). Guía de Bombeo Hidráulico Jet para Operadores de Producción.
MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

- ✓ **Entre garganta y boquilla.-** Sucede cuando se pretende incrementar la producción sobrepasando la capacidad del área anular. Otra causa puede ser por presencia de mayores volúmenes de gas ^[7]. Figura 4.3.

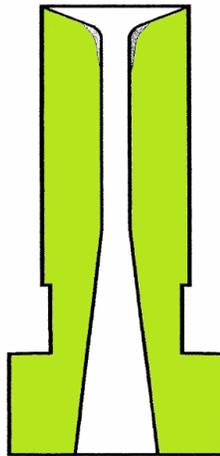


FIGURA 4. 3: Cavitación entre garganta y boquilla
FUENTE: Barahona, T. (s.f.). Guía de Bombeo Hidráulico Jet para Operadores de Producción.
MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

- ✓ **Erosión por Arena.-** Puede ocurrir a lo largo de la garganta y difusor, como se observa en la figura 4.4 ^[7].

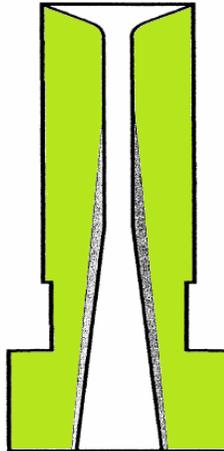


FIGURA 4. 4: Erosión por Arena

FUENTE: Barahona, T. (s.f.). Guía de Bombeo Hidráulico Jet para Operadores de Producción.

MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

4.6 Incrustaciones y Daños por Corrosión

4.6.1 Incrustaciones, escala.

El mecanismo de formación de incrustaciones originadas por el agua de formación se da de la siguiente manera:

Los minerales presentes en el agua de formación se solubilizan formando una sola fase. Debido a la alta presencia de solutos se produce una

sobresaturación, iniciándose un crecimiento cristalino para finalmente dar lugar a las incrustaciones que se adhieren a la tubería, provocando disminución del diámetro interno. Los depósitos también pueden taponar algunas partes de la bomba de fondo que tienen contacto con el agua de formación.

Las incrustaciones es un problema grave en algunos campos, donde puede darse el taponamiento de los poros de la arena, de los disparos e incluso del equipo de producción del pozo. Existen algunos factores que dan lugar a las incrustaciones ^[15]:

- ✓ pH del sistema (alcalinidad), influencia del CO₂
- ✓ Cambios de temperatura y de presión
- ✓ Concentración de sales
- ✓ Velocidad /Agitación
- ✓ Sólidos en suspensión
- ✓ Tiempo de contacto

¹⁵ Petroamazonas. (2013). *Curso de tratamiento Químico*. Lago Agrio .

En las operaciones petroleras del país las incrustaciones más frecuentes son las de carbonatos de calcio (CaCO_3), yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), sulfato de bario (BaSO_4) y cloruro de sodio (NaCl).

La composición de las incrustaciones depende de los minerales presentes en el agua de formación. Cuando se depositan rápidamente pueden ser removidas por ácido, a diferencia de los depósitos que si precipitan lentamente se vuelven duros y difícilmente un ácido podría removerlos.

En la figura 4.5 se observa la relación directa que existe entre incrustaciones y el pH del agua de formación.

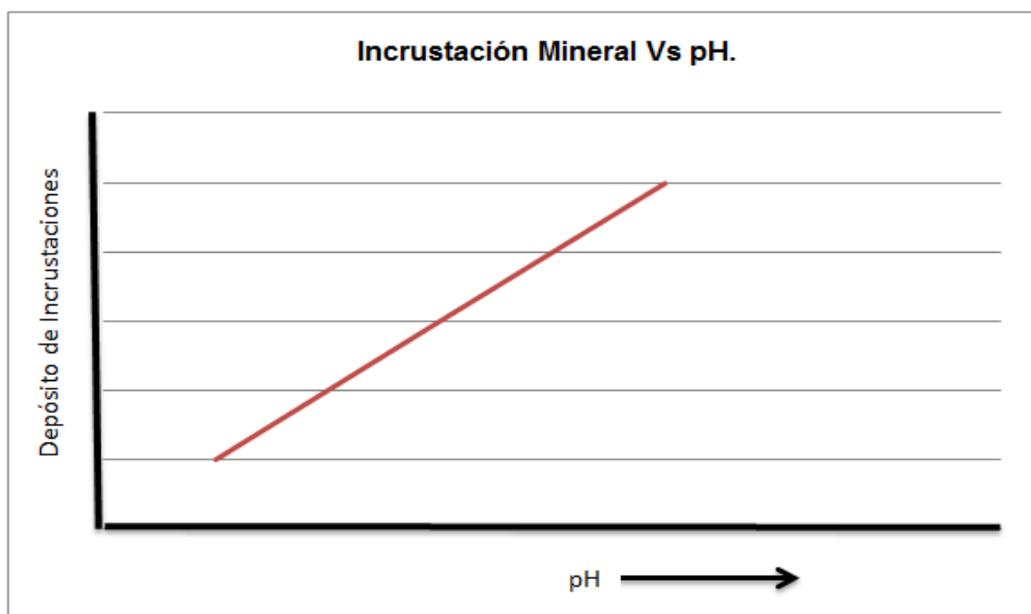


FIGURA 4. 5: Incrustación Vs pH
FUENTE: Petroamazonas. (2013). Curso de tratamiento Químico. Lago Agrio.

MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

A medida que incrementa la concentración salina también aumenta la cantidad de sólidos en las tuberías, afectándose la operación de la bomba de fondo.

4.6.2 Corrosión

Produce la destrucción del metal que se da por una acción química directa o electroquímica. Algunos factores que aceleran el proceso de

corrosión son: temperatura, presencia de bacterias anaeróbicas y de sales conductivas, oxígeno disuelto, velocidad del fluido, geometría del sistema y pH del fluido (corrosivo < 7.0 > incrustante).

Los Factores que favorecen la corrosión:

1. Profundidades mayores a 5000 ft.
2. Temperaturas superiores a 160 °F
3. Presiones mayores a 1450 PSI
4. Producciones de gas superiores a 2 MMPCD
5. pH del agua producida menor a 5.5

En la curva de la figura 4.6 se observa el efecto del pH en la corrosión.

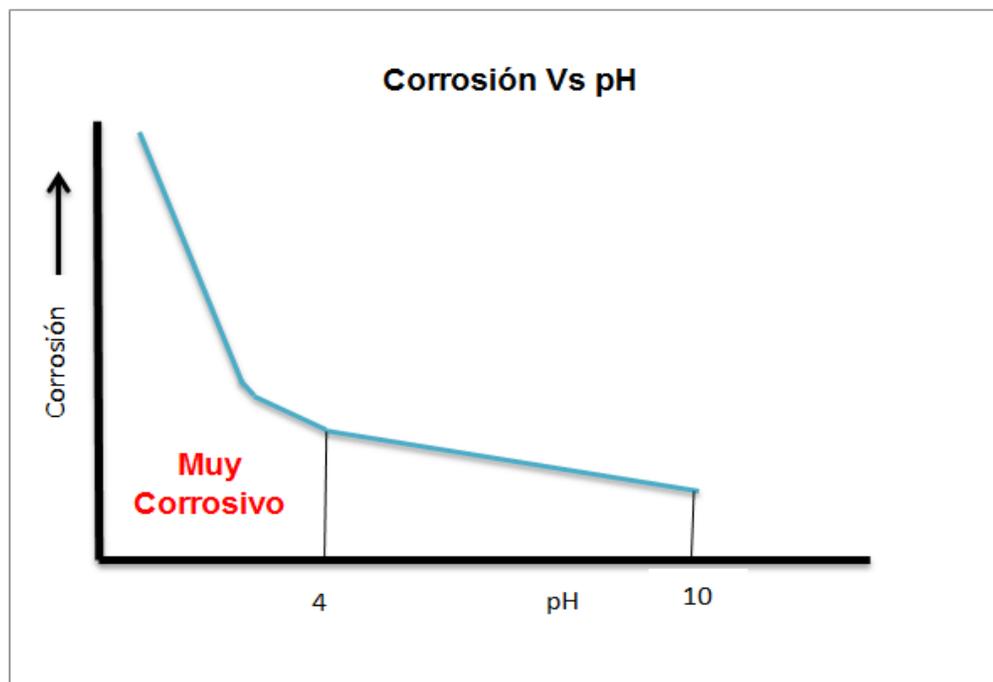


FIGURA 4. 6: Incrustación Vs pH
FUENTE: Petroamazonas. (2013). Curso de tratamiento Químico. Lago Agrío.
MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

Se considera que cuando el fluido tiene un pH menor a 4 es altamente corrosivo

4.7 Parafinas

Son cadenas de hidrocarburos cuyo número de carbonos varían de 20 a 50, formando un material ceroso. Se encuentran en solución con el petróleo y su peso molecular es alto.

Los principales factores que provocan su depositación son:

- ✓ Diferencia de temperatura entre el crudo y cualquier superficie que este en contacto.
- ✓ Cantidad de sólidos
- ✓ Velocidad de los fluidos

La presencia de parafinas es un problema para el sistema integral de producción, es decir desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie.

CAPÍTULO 5

5. PRINCIPALES SOLUCIONES

Para solucionar los diversos problemas que se pueden presentar durante las operaciones de bombeo hidráulico con bomba jet, se recomienda siguientes acciones:

5.1 Tratamiento del Fluido Motriz

El fluido motriz debe tener las mejores condiciones posibles antes de inyectarlo a un determinado pozo. Ello se logra mediante un adecuado tratamiento de limpieza en el sistema centralizado, para evitar que al entrar en contacto con las partes de la bomba jet dañe alguno de sus componentes.

En algunas operaciones para disminuir y de ser posible evitar depositación de incrustaciones, corrosión, parafinas y asfáltenos se inyecta químico en la línea de flujo o en la de inyección de fluido motriz (sistema Power oil), que al llegar a la bomba de fondo se mezcla con el de formación.

Dichos químicos son de tres tipos: Anticorrosivo, Antiescala y Desmulsificante

5.2 Tratamiento Químico

La inyección de químicos para tratar el fluido producido se cumple en cuatro áreas: manifold, separadores de producción, tanque de lavado y sistema Power Oil.

En el sistema Power Oil se inyecta antiparafínico y antiescala; además para lograr la mejor separación del agua asociada con el petróleo se inyecta desmulsificante desde el manifold, en los separadores y en el tanque de lavado, con el objetivo de deshidratar al crudo. El agua puede estar libre o en emulsión con el crudo. El agua si es libre se separa por gravedad, mientras que la emulsionada se encuentra dispersa en pequeñas gotas dentro del petróleo. La deshidratación tiene como fin reducir el contenido de

agua a un porcentaje menor o igual al 1%. Podemos mencionar también que a más de realizar un tratamiento químico al fluido se debe considerar el problema de las Incrustaciones en las tuberías por lo que se puede acotar algunas acciones recomendadas TABLA 2 para evitar incrustaciones y/o solucionar.

CONTROL DE INCRUSTACIONES		
PREVENCIÓN	INHIBIDORES	LIMPIEZAS
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Diseño de sistemas ➤ Monitoreo (cupones) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Producto adecuado ➤ Dosis correcta ➤ Punto de dosificación ➤ Forma de dosificar ➤ Monitoreo (análisis) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Químicas. ➤ “Scrapers”

TABLA 2: Control de incrustaciones
FUENTE: Petroamazonas. (2013). Curso de tratamiento Químico. Lago Agrio.
MODIFICADO POR: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

5.2.1 Control de Corrosión

Cuando la corrosión puede dañar la completación de fondo, los elementos de la bomba de fondo deben ser de material anticorrosivo para trabajar de acuerdo a las condiciones del pozo.

En estas situaciones el químico recomendado es un inhibidor de corrosión, que realmente no elimina el problema sino que retarda la acción corrosiva modificando la reacción química entre fluidos.

La figura 5.1 muestra el daño causado en una tubería por la corrosión.



FIGURA 5. 1: Corrosión en tubería
FUENTE: Valeria Beltrán Apolo y Gabriela Perlaza Díaz

5.2.2 Eliminación de Parafinas y Asfáltenos

Para controlar los depósitos de las parafinas tanto en las paredes de la tubería como en las partes de la bomba jet se utilizan solventes, pudiendo ser costoso el tratamiento.

Las parafinas son solubles a los solventes orgánicos y pueden ser removidas con diésel, xileno y tolueno. Cuando se depositan en la tubería de producción, se recomienda el siguiente procedimiento. Para solucionar el problema:

- ✓ Utilizar un determinado solvente en un volumen 5 veces superior a la cantidad de parafinas depositadas. ^[16]

- ✓ Inyectar el solvente en la línea del fluido motriz para que llegue a la bomba, donde es común que se formen los depósitos parafinados.

¹⁶ Mendoza, I. C. (2012). *Depósitos de Parafinas y Asfaltenos en los Campos Petroleros*. Del Carmen-México.

- ✓ También se puede utilizar medios mecánicos como los raspadores (scrapers) que remueven los sólidos adheridos a las paredes de los tubos.

Los asfáltenos no son similares a las parafinas y también se pueden depositar en la sarta de fondo. Se caracterizan por ser compuestos pesados de petróleo con alto punto de ebullición.

La formación y depositación de parafinas y asfáltenos causa pérdidas de producción. Por tanto es conveniente prevenir su formación ya que son difíciles de remover. En cualquiera de las dos situaciones se recomienda utilizar solventes.

5.3 Control del Equipo de Superficie y de la Completación de Fondo.

Es importante que el sistema centralizado en superficie cuente con varias unidades para evitar pérdidas de producción cuando se efectúe mantenimiento preventivo o correctivo de alguna de ellas, como: motores caterpillar, generadores y bombas triplex, de esta manera se mantienen las condiciones operativas con las unidades restantes.

Si se pierde producción la situación se puede presentar por: daño en la garganta, en el difusor o standing valve puede estar taponado. El primer problema se supera reemplazando la bomba de fondo que podría ser rediseñada considerando las actuales condiciones del pozo.

Cuando la bomba se reversa:

- ✓ Si El nozzle tiene obstrucciones se lo debe limpiar; en caso que se visualice un daño (picadura) se reemplaza.

- ✓ Si el sello de la bomba presenta fugas, se cambia.

Cuando al aumentar la presión de operación no incrementa la producción del pozo posiblemente se debe a la presencia de cavitación. En este caso se analiza si se requiere una garganta de mayor diámetro para evitar las burbujas de vapor o se disminuye la presión de operación. Si la cavitación produce desgaste de la garganta y boquilla definitivamente deben ser reemplazados.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

La calidad del fluido motriz es importante para garantizar el éxito en las operaciones, evitando de esta manera inconvenientes de abrasión en tubería y el taponamiento de las partes de la bomba jet.

En un sistema hidráulico con bomba jet mientras más alta es la presión de inyección mayor será la tasa de producción. Generalmente, se obtiene mayor eficiencia con mayor presión de inyección ya que se necesita menor tasa de fluido motriz.

Cuando se cambia la geometría de la bomba de menor a mayor diámetro se disminuye la presión de operación. Por este motivo para mantener la tasa de producción diaria se debe aumentar los barriles inyectados por día.

Es importante elegir correctamente la geometría de la boquilla y la garganta de modo que, sea capaz de levantar los fluidos con una potencia menor en superficie.

La jet convencional necesita llenar la capacidad de barriles que tiene el casing a diferencia de la reversa que debe vencer el fluido que contiene el tubing, para llevarlo a superficie.

Si existe una reducción de la presión a la entrada de la garganta por debajo de la presión de vapor del fluido ocurrirá cavitación que se evita, manteniendo siempre la presión de entrada menor a la de succión del fluido de formación y mayor a la de vapor.

6.2 Recomendaciones

Para instalar un sistema hidráulico se debe considerar que las facilidades de superficie sean las adecuadas. Los costos de instalación son elevados, sin embargo los de operación y mantenimiento son relativamente bajos.

Es mejor utilizar el petróleo como fluido motriz ya que además de que sus propiedades son similares a los de formación también protege la tubería y la bomba de fondo al servir como lubricante.

Únicamente los ingenieros calificados realizarán el mantenimiento a los equipos de superficie debido a la complejidad del sistema hidráulico.

Es importante tener una línea pulmón antes de la entrada de la bomba triplex para almacenar la cantidad de fluido que ella necesita.

Si la P_{wf} es baja se debe disminuir el diámetro de la boquilla. Si aumenta el BSW se puede cambiar por una bomba pistón que permite manejar de mejor manera el incremento del volumen agua.

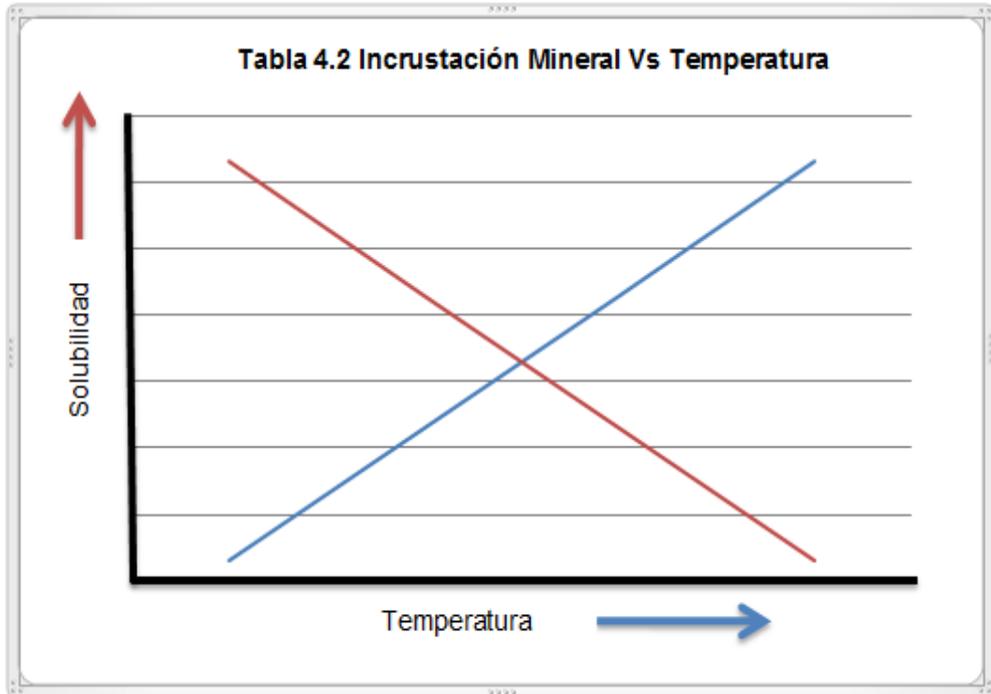
BIBLIOGRAFÍA

- [1] Sanchez, S., Maggiolo, R., & Marquez, R. (1999). Producción de hidrocarburos. Maracaibo.
- [2] Alcalá Octavino, V. (2008). Antología de Física II.
- [3] INC, K. (1976). *Introducción al Bombeo Hidráulico*.
- [4] Weatherford. (20 de Diciembre de 2013). *Sistema de bombeo hidráulico*.
Obtenido de
<http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT015205.pdf>
- [5] Weatherford, & Solipet, S. P. (2011). *Introducción al bombeo hidráulico*.
- [6] BlogPetrolero. (6 de noviembre de 2013). *Análisis Nodal en Pozos Productores*. Obtenido de <http://blog-petrolero.blogspot.com/2008/01/analisis-nodal-en-pozos-productores.html>
- [7] Sertecpet. (s.f.). *Catálogo de Servicios y Productos*.
- [8] Gómez, J. A. (08 de Junio de 2013). *Bombeo hidráulico tipo jet*. Obtenido de http://www.oilproduction.net/cms/files/teoria_jet_pump.pdf
- [9] Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities*. Houston.
- [10] Sistemas de Levantamiento, Petroproducción

- [11] Sertecpet. (2010). *Manual Para Operaciones de Campo*.
- [12] schlumberger. (17 de enero de 2014). *Valor del agua de formación*.
Obtenido de
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/spr11/03_valor.pdf
- [13] Román, I. H. (2005). *Catedra de Bombeo Hidráulico*. ESPOL-Guayaquil.
- [14] Barahona, T. (s.f.). *Guía de Bombeo Hidráulico Jet para Operadores de Producción*.
- [15] Petroamazonas. (2013). *Curso de tratamiento Químico*. Lago Agrio .
- [16] Mendoza, I. C. (2012). *Depósitos de Parafinas y Asfaltenos en los Campos Petroleros*. Del Carmen-México.

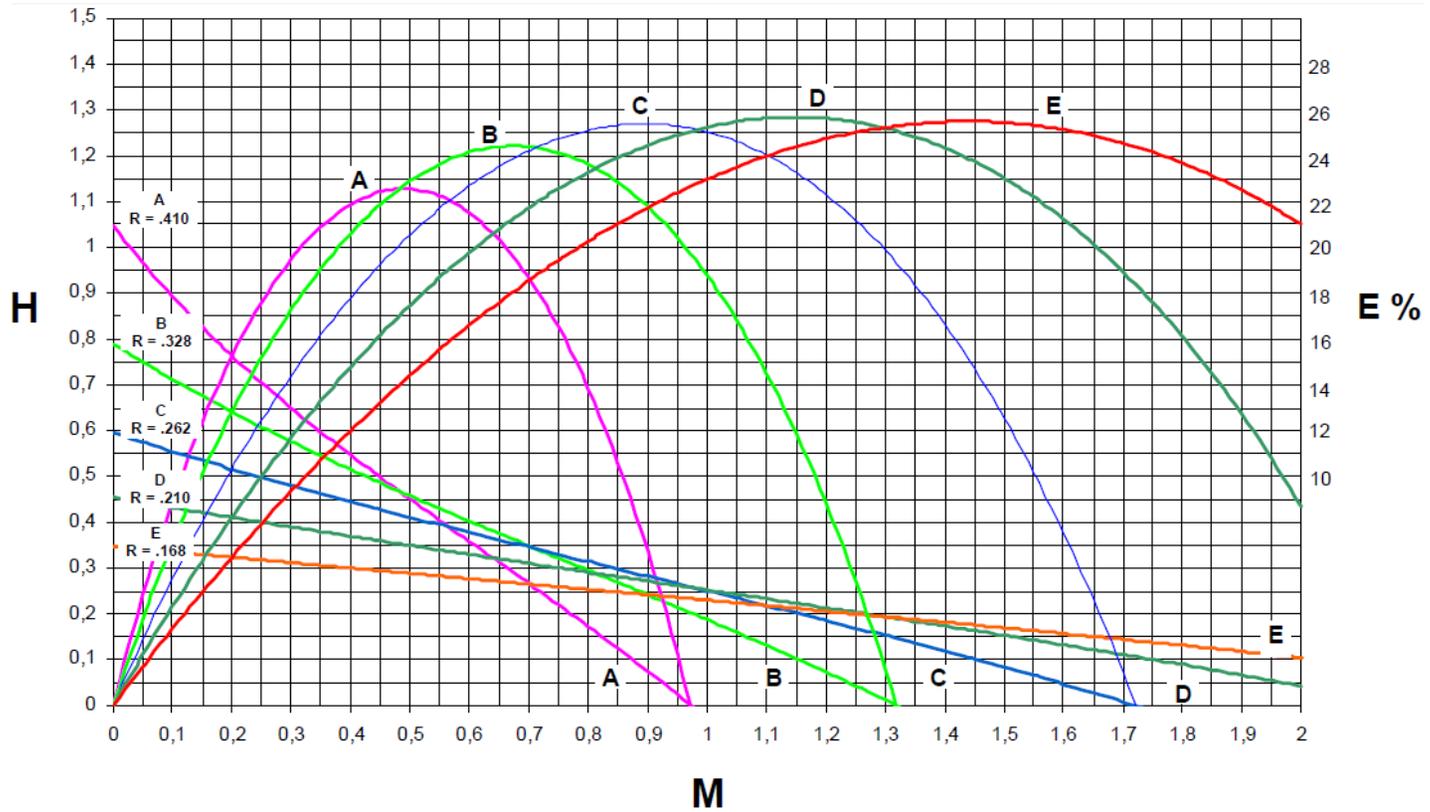
ANEXOS

ANEXO 1: INCRUSTACIONES Vs pH



FUENTE: Petroamazonas. (2013). Curso de tratamiento Químico. Lago Agrio

ANEXO 2: H CONTRA LA DIFERENCIA DE FLUJO ADIMENCIONAL (M) PARA DISTINTOS VALORES DE R.



FUENTE: Smart, E. (1985). Jet Pump Geometry Selection. Texas

ANEXO 3: RELACIÓN DE TAMAÑO ENTRE BOQUILLA Y GARGANTA PARA LAS DIFERENTES MARCAS

National				Kobe				Guiberson			
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área
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	0.0052	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-	
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	

FUENTE: Smart, E. (1985). Jet Pump Geometry Selection. Texas

ANEXO 4: RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA PARA BOMBAS GUIBERSON

Tobera

DD	Gargantas	000	00						
	R	0.36	0.22						
	A _S	0.0028	0.0056						
CC	Gargantas	000	00	0	1				
	R	0.64	0.40	0.27	0.20				
	A _S	0.0016	0.0043	0.0076	0.0115				
BB	Gargantas	00	0	1	2				
	R	0.54	0.37	0.27	0.20				
	A _S	0.0032	0.0065	0.0105	0.0150				
A	Gargantas	0	1	2	3				
	R	0.53	0.39	0.29	0.23				
	A _S	0.0048	0.0088	0.0133	0.0185				
B	Gargantas	0	1	2	3	4	5	6	
	R	0.92	0.66	0.50	0.40	0.30	0.25	0.21	
	A _S	0.0009	0.0048	0.0094	0.0145	0.0219	0.0285	0.0357	
C	Gargantas	1	2	3	4	5	6	7	
	R	0.86	0.65	0.51	0.39	0.32	0.27	0.23	
	A _S	0.0020	0.0066	0.0118	0.0191	0.0257	0.0330	0.0408	
D	Gargantas	3	4	5	6	7	8	9	
	R	0.74	0.56	0.46	0.39	0.33	0.27	0.22	
	A _S	0.0064	0.0137	0.0203	0.0276	0.0354	0.0484	0.0628	
E	Gargantas	4	5	6	7	8	9	10	11
	R	0.77	0.63	0.53	0.45	0.36	0.30	0.25	0.20
	A _S	0.0074	0.0140	0.0212	0.0290	0.0420	0.0564	0.0722	0.0954
F	Gargantas	6	7	8	9	10	11	12	
	R	0.69	0.59	0.48	0.39	0.33	0.26	0.22	
	A _S	0.0138	0.0217	0.0346	0.0490	0.0648	0.0880	0.1138	
G	Gargantas	8	9	10	11	12	13	14	
	R	0.68	0.56	0.47	0.38	0.31	0.26	0.21	
	A _S	0.0208	0.0352	0.0510	0.0742	0.1000	0.1320	0.1712	
H	Gargantas	10	11	12	13	14	15	16	
	R	0.69	0.55	0.45	0.37	0.30	0.25	0.21	
	A _S	0.0302	0.0534	0.0792	0.1112	0.1504	0.1945	0.2467	
I	Gargantas	11	12	13	14	15	16	17	
	R	0.72	0.59	0.48	0.40	0.33	0.27	0.23	
	A _S	0.0339	0.0597	0.0917	0.1309	0.1750	0.2272	0.2895	
J	Gargantas	13	14	15	16	17	18	19	
	R	0.71	0.58	0.48	0.40	0.34	0.28	0.23	
	A _S	0.0515	0.0908	0.1349	0.1871	0.2493	0.3256	0.4167	
K	Gargantas	15	16	17	18	19	20		
	R	0.61	0.51	0.42	0.35	0.29	0.24		
	A _S	0.1015	0.1537	0.2160	0.2922	0.3833	0.4928		
L	Gargantas	16	17	18	19	20			
	R	0.63	0.52	0.44	0.36	0.30			
	A _S	0.1164	0.1787	0.2549	0.3460	0.4555			
M	Gargantas	17	18	19	20				
	R	0.66	0.55	0.45	0.38				

R = relación área tobera/área garganta.

A_S = área anular de la garganta

FUENTE: Smart, E. (1985). Jet Pump Geometry Selection. Texas