

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**DISEÑO DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET CON EL MÉTODO
PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA EN LOS CAMPOS
DEL CORREDOR CENTRAL (SACHA SHUSHUFINDI) DE LA
CUENCA ORIENTE**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL**

**JOHNNY ANDRÉS ESTRELLA SALTOS
johnny.estrella@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: MSC.VINICIO RENÉ MELO GORDILLO
vinicio.melo@epn.edu.ec**

Quito, mayo 2021

DECLARACIÓN

Yo, Johnny Andrés Estrella Saltos, declaro bajo juramento 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.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

JOHNNY ANDRÉS ESTRELLA SALTOS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Johnny Andrés Estrella Saltos, bajo mi supervisión.

**MSC. VINICIO MELO G.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a mi Dios todopoderoso, quien me ha guiado en el sendero de la vida para lograr cada uno de mis objetivos.

A mis amados padres Mary y Ernán, que con su amor y paciencia han hecho de mí una persona de bien, brindándome las herramientas necesarias y un apoyo incondicional en cada etapa de mi vida.

Agradezco al MSc. Vinicio Melo por los conocimientos impartidos durante toda la carrera y su apoyo para la realización del presente Trabajo de Titulación.

A la gloriosa Escuela Politécnica Nacional templo de Sabiduría, por darme la oportunidad de crecer como ser humano y como profesional.

A los Docentes de la Escuela Politécnica Nacional quienes, con su profesionalismo y pasión por la ciencia, me enseñaron el valor de la perseverancia.

A mis amigos, quienes estuvieron en los buenos y en los malos momentos enseñándome que siempre habrá personas que estarán incondicionalmente en mi vida.

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mis padres Mary Saltos y Ernán Estrella por brindarme siempre un apoyo incondicional y creer siempre en mi potencial para superar cada uno de los obstáculos de la vida.

A mi adorado hermano Alexander Estrella, quien me ha impulsado a ser mejor día a día para convertirme en un ejemplo a seguir durante su desarrollo personal y académico.

A mis amados abuelitos Gonzalo Estrella, Luz Elena Mena y Rosa Saltos por ser ejemplos que seguir con su amor y bondad en cada paso de su vida. En especial a mi abuelita Rosa Saltos, quien me ha demostrado que existen personas con un corazón puro e integro.

A mi estimada tía Isabel Saltos que nunca dejó de preocuparse por mi superación profesional.

A mi Dios por darme la fuerza para continuar en cada una de mis metas.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO.....	III
RESUMEN	XIII
PRESENTACIÓN	XIV
CAPÍTULO 1: ASPECTOS GENERALES DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO X.....	1
1.1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO X.....	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO X.....	1
1.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO X.....	2
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO X.....	2
1.2 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y.....	4
1.2.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO Y.....	4
1.2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO Y.....	4
1.2.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO Y.....	4
1.2.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO Y.....	5
1.3 FUNDAMENTOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	8
1.3.1 GENERALIDADES	8
1.3.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO	10
CAPÍTULO 2: BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	12
2.1 PRINCIPIO DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....	12
2.2 APLICACIONES Y CONDICIONES DE POZO PARA LA BOMBA JET..	12
2.3 TIPOS DE INSTALACIONES EN FONDO.....	13
2.3.1 INSTALACIONES DE BOMBA LIBRE.....	13
2.3.2 INSTALACIONES DE BOMBA FIJA.....	13
2.3.3 INSTALACIONES DE BOMBA MEDIANTE CABLE.....	13
2.4 PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA.....	14
2.4.1 COMPONENTES EN SUPERFICIE	14
2.4.2 COMPONENTES EN FONDO.....	15
2.5 TIPOS DE SISTEMAS DE OPERACIÓN.....	16
2.5.1 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO	16
2.5.2 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO	18
2.6 TIPOS DE BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	19
2.6.1 BOMBA JET CONVENCIONAL.....	19
2.6.2 BOMBA JET REVERSA	20

2.7	PARTES DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	21
2.8	CAVITACIÓN EN LA BOMBA JET	22
2.9	EMULSIONES EN LA BOMBA JET	23
2.10	FABRICANTES DE LA BOMBA JET	25
2.11	ESPECIFICACIONES DE TOBERAS Y CÁMARAS DE MEZCLADO DE DIFERENTES FABRICANTES.....	25
CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA PARA EL DISEÑO DE BOMBA JET...29		
3.1	INTRODUCCIÓN AL MODELO DE BOMBA JET DE TULSA.....	30
3.2	FUNDAMENTOS DEL MODELO DE BOMBA JET DE TULSA	30
3.3	PRINCIPIOS DEL MODELO DE TULSA.....	31
3.4	FACTORES PRINCIPALES PARA CONTROLAR EL RENDIMIENTO DE LA BOMBA	33
3.5	PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN EL DISEÑO DE LA BOMBA	39
3.5.1	RELACIÓN GARGANTA/BOQUILLA	39
3.5.2	DIMENSIONAMIENTO DEL ÁREA DE ENTRADA DE LA GARGANTA Y SU RELACIÓN CON LA CAVITACIÓN.....	42
3.6	SECUENCIA DE CÁLCULO DEL MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DE TULSA	43
CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA PARA EL DISEÑO DE BOMBA JET EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CORREDOR CENTRAL SACHA-SHUSHUFINDI.....51		
4.1	RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DE TULSA.....	51
4.2	ANÁLISIS DEL POZO X-199	51
4.3	ANÁLISIS DEL POZO X-19	62
4.4	ANÁLISIS DEL POZO Y NORTE - 3.....	64
4.5	ANÁLISIS DEL POZO Y- 45	66
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 71		
5.1	CONCLUSIONES.....	71
5.2	RECOMENDACIONES	72
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		73
ANEXOS		75

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Límites del campo X	2
1.2	Límites de las arenas "U" y "T"	5
1.3	Rango óptimo de operación del bombeo hidráulico	10
2.1	Consideraciones para la aplicación de la bomba jet	12
2.2	Ejemplos de cavitación en la bomba jet	23
2.3	Geometrías de diferentes fabricantes de bomba jet	26
2.4	Áreas anulares garganta - tobera de National (pg^2)	27
2.5	Áreas anulares garganta - tobera de Kobe (pg^2)	27
2.6	Relaciones de áreas y áreas anulares de garganta para bombas Guiberson (pg^2)	28
3.1	Dimensiones de toberas y gargantas de bomba jet	40
3.2	Relaciones de garganta/tobera para diferentes fabricantes	41
3.3	Relaciones boquilla/garganta para bomba jet	41
4.1	Datos pozo X-199	51
4.2	Aplicación del modelo de Tulsa para el pozo X-199	59
4.3	Geometrías óptimas por los diferentes fabricantes para el pozo X-199	60
4.4	Resultados método Tulsa para el pozo X-199	61
4.5	Diferencia porcentual entre los métodos para X-199	61
4.6	Datos pozo X-19	62
4.7	Geometrías óptimas por los diferentes fabricantes para el pozo X-19	63
4.8	Resultados método de Tulsa para el pozo X-19	63
4.9	Diferencia porcentual entre los métodos para X-19	64
4.10	Datos pozo Y Norte-3	64
4.11	Geometrías óptimas por los diferentes fabricantes para el pozo Y Norte-3	65
4.12	Resultados método Tulsa para el pozo Y Norte-3	66
4.13	Diferencia porcentual entre los métodos para Y Norte-3	66
4.14	Datos pozo Y- 45	66
4.15	Geometrías óptimas por los diferentes fabricantes para el pozo Y-45	67
4.16	Resultados método Tulsa para el pozo Y- 45	68
4.17	Diferencia porcentual entre los métodos para Y- 45	68
4.18	Resumen de los resultados - método Tulsa	69
4.19	Resumen comparativo de la eficiencia y potencia al aplicar el método de Petrie y Tulsa en bomba jet	69
4.20	Valores de K_{TD} determinados por el método de Tulsa y Hal Petrie	70

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación geográfica del campo X	1
1.2	Columna estratigráfica del campo X	3
1.3	Ubicación del campo Y	4
1.4	Sección sísmica n-s con los pozos Vista-1, Drago Norte 6, 1 y 15	5
1.5	Corte estructural estratigráfico	6
1.6	Mapa estructural de la arena "U" inferior	7
1.7	Mapa estructural de la arena "T" inferior	7
1.8	Sistema general de bombeo hidráulico	9
2.1	Diagrama del principio de la bomba jet	11
2.2	Tipos de instalaciones con bomba jet	13
2.3	Sistema de fluido motriz abierto	16
2.4	Bomba tipo jet acoplada a coiled tubing 1 -1/4"	17
2.5	Sistema de fluido motriz cerrado	18
2.6	Bomba jet directa	19
2.7	Bomba jet reversa	20
2.8	Partes de la bomba tipo jet	21
2.9	Generación de burbujas de vapor por cavitación	22
2.10	Emulsión de agua en aceite	24
2.11	Emulsión de agua en aceite en agua	24
2.12	Emulsión múltiple	24
3.1	K_{TD} vs GLR (AWE), basado en data de Jiao	33
3.2	Factor de fricción en la garganta y difusor vs relación de la presión de descarga al fluido de poder	34
3.3	Factor de fricción garganta y difusor vs relación de las áreas boquilla -garganta	35
3.4	N vs M, variando el valor R	35
3.5	Eficiencia vs M, variando el valor R	36
3.6	N vs M, variando el valor de GLR	37
3.7	Eficiencia vs M, variando el valor de GLR	37
3.8	N vs M, variando el valor de R_p	38
3.9	Eficiencia vs M, variando el valor de R_p	38
3.10	Historial de presión del fluido de producción a medida que circulan a través de la bomba jet	42

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	American Petroleum Institute	
A_{CM}	Área anular mínima en la succión para evitar la cavitación	L^2
A_N	Área de flujo de la boquilla (Nozzle)	L^2
A_T	Área de flujo total de la cámara de mezclado (Throat)	L^2
A_s	Área anular de la cámara de mezclado para el flujo de la producción	L^2
B	Coefficiente adimensional para calcular la recuperación de presión	
bl	Barriles	L^3
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3
BSW	Contenido de agua libre y sedimentos, %	
C	Coefficiente adimensional para calcular la recuperación de presión	
cp	Centipoises	M/Lt
cst	Centistokes	M/Lt
D	Profundidad Vertical Verdadera, pie	L
d_1	Diámetro interno de la tubería de revestimiento (casing)	L
d_2	Diámetro externo de la tubería de producción (tubing)	L
d_3	Diámetro externo de las juntas de tubería de producción (tubing)	L
d'_3	Distancia entre centro del tubing y el centro del casing	L
d_4	Diámetro externo de la tubería de revestimiento (casing)	L
d_5	Diámetro interno de la tubería de producción (tubing)	L
E	Eficiencia	
e	Excentricidad del tubing respecto al casing	
ft	Pies	L
F_O	Fracción de petróleo	
F_W	Fracción de agua de formación	
F_{WD}	Fracción del agua del fluido de la columna de retorno	
\bar{f}	Factor de Fricción	
g/cm^3	Gramos masa por centímetro cúbico	M/L^3
G_N	Gradiente del fluido motriz en la tubería de Inyección	M/L^2t^2
G_D	Gradiente del fluido de la columna de retorno	M/L^2t^2
G_S	Gradiente del fluido de la formación productora	M/L^2t^2
G_w	Gradiente del agua de formación	M/L^2t^2
GLR	Relación gas- líquido	L^3/L^3

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
GOR	Relación gas petróleo	L^3/L^3
H	Relación adimensional de recuperación de presión	
HP	Potencia	ML^2/t^3
K_N	Coeficiente de pérdida en la tobera (Nozzle)	
K_N	Coeficiente de pérdida en la tobera (Nozzle)	
K_{TD}	Coeficiente de pérdida combinado cámara de mezclado – difusor	
L	Longitud de la tubería de producción (tubing)	L
M	Relación de flujo másico adimensional	M/Lt^2
P_F	Pérdidas de presión por fricción	M/Lt^2
P_{FN}	Pérdida de presión por fricción del fluido motriz en la tubería de inyección	M/Lt^2
P_{FD}	Pérdida de presión por fricción del fluido en la tubería de retorno	M/Lt^2
P_N	Presión a la entrada de la tobera (Nozzle)	M/Lt^2
P_S	Presión de succión	M/Lt^2
P_T	Presión superficial de operación = Presión de descarga de la bomba tríplex	M/Lt^2
P_{WH}	Presión en la cabeza del pozo	M/Lt^2
P_{WF}	Presión de fondo fluyente	M/Lt^2
P'_n	Presión a la entrada de la tobera (Nozzle) recalculada	M/Lt^2
P'_s	Presión de succión recalculada	M/Lt^2
P'_t	Presión de operación en superficie recalculada	M/Lt^2
PCS	Pie cúbico estándar	L^3
pg	Pulgada	L
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt^2
Q_D	Tasa del fluido producido más fluido motriz (tasa de descarga o de fluido de retorno)	L^3/t
Q_G	Tasa de gas libre que ingresa a la bomba	L^3/t
Q_N	Tasa del fluido motriz	L^3/t
Q_0	Tasa de petróleo producido	L^3/t
Q_S	Tasa de fluido producido	L^3/t
Q_{SC}	Tasa de fluido producido a partir de la cual inicia la cavitación	L^3/t
R	Relación de áreas, A_N/A_T	
Re	Número de Reynolds	
R_P	La relación entre la presión de descarga y la presión en la entrada de la tobera	
s	Segundo	t
T	Temperatura	T
T_{WH}	Temperatura de cabeza	T
T_{WF}	Temperatura de fondo	T
T.P.	Tubería de producción (tubing)	

SIMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
T.R.	Tubería de revestimiento (casing)	
v	Velocidad del fluido	L/t
$^{\circ}\text{F}$	Grado Fahrenheit	T
Y_o	Gravedad específica del petróleo	
Y_g	Gravedad específica del gas	
Y_w	Gravedad específica del agua	
ρ_{osc}	Densidad del petróleo a condiciones estándar	M/L ³
ρ_o	Densidad del petróleo	M/L ³
ρ_w	Densidad del agua	M/L ³
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_G	Viscosidad del gas	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua	M/Lt
μ'_w	Viscosidad del agua fluido motriz	M/Lt
μ'_o	Viscosidad del petróleo fluido motriz	M/Lt
%	Tanto por ciento	
$\bar{\gamma}$	Gravedad específica del fluido de retorno	

RESUMEN

El presente trabajo pretende brindar una alternativa de diseño de la bomba hidráulica tipo jet en los campos seleccionados del Corredor Central Sacha-Shushufindi, mediante la aplicación del método de la Universidad de Tulsa.

En el primer capítulo se presentan aspectos relevantes de los campos X y Y. Se tiene una breve reseña histórica de los campos, datos de ubicación geográfica, características de su geología y estratigrafía, así como una descripción general del bombeo hidráulico tomando en cuenta sus principales ventajas y desventajas.

En el segundo capítulo se describen los principales fundamentos teóricos del bombeo hidráulico tipo jet, considerando los tipos de instalaciones, componentes en superficie y fondo, tipos de sistema de operación, tipos de bombas hidráulicas tipo jet y partes de la bomba hidráulica. Además, se presentan los diferentes fabricantes de bombas jet con sus tamaños, geometrías y combinaciones.

En el tercer capítulo se describe detalladamente el método de la Universidad de Tulsa, se contempla los parámetros involucrados y se muestra una secuencia de cálculo del método de Tulsa para un mayor entendimiento del diseño de la bomba hidráulica tipo jet.

En el cuarto capítulo se presenta el análisis técnico del método de la Universidad de Tulsa aplicado en los pozos seleccionados de los diferentes campos X y Y del Corredor Central Sacha-Shushufindi. Se muestra un ejemplo de cálculo paso a paso en el primer pozo presentado con el fin de entender efectivamente el desarrollo del método. También, se realiza una selección alternativa de la geometría de la bomba jet a partir de los diferentes fabricantes para los pozos seleccionados.

En el quinto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas mediante la aplicación de la metodología propuesta en el Trabajo de Titulación.

PRESENTACIÓN

Actualmente, la pérdida de presión en los reservorios de la Cuenca Oriente del Ecuador es un problema importante para la producción petrolera, por ello en este trabajo de titulación se presenta una alternativa de diseño de bomba hidráulica tipo jet, que permite analizar la eficiencia de la instalación y potencia de la bomba para una mejor operación del sistema de levantamiento artificial.

Por medio del método de la Universidad de Tulsa, se presenta una alternativa para el diseño de la bomba hidráulica tipo jet. Se analizó parámetros y características de los campos seleccionados. De igual forma, se muestran algoritmos del presente método para ser utilizados en el Trabajo de Titulación.

Para el desarrollo del diseño de la bomba jet con el método propuesto, se utilizó el programa Excel por su practicidad y efectividad en la aplicación de los algoritmos presentados por Tulsa. Además, para la obtención de parámetros como las presiones cercanas a las condiciones reales del campo se manejó el software (Well Perform), el cuál a través de la aplicación de las correlaciones de Hagedorn y Brown obtiene valores precisos de la presión de descarga presentando un porcentaje de error mínimo (García, 2018).

En base a los resultados obtenidos al aplicar el método de la Universidad de Tulsa, se compara con los obtenidos por Hal Petrie y se determina en que pozos el estudio propuesto es una alternativa para el diseño de bomba hidráulica tipo jet.

CAPÍTULO 1

ASPECTOS GENERALES DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO

1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO X

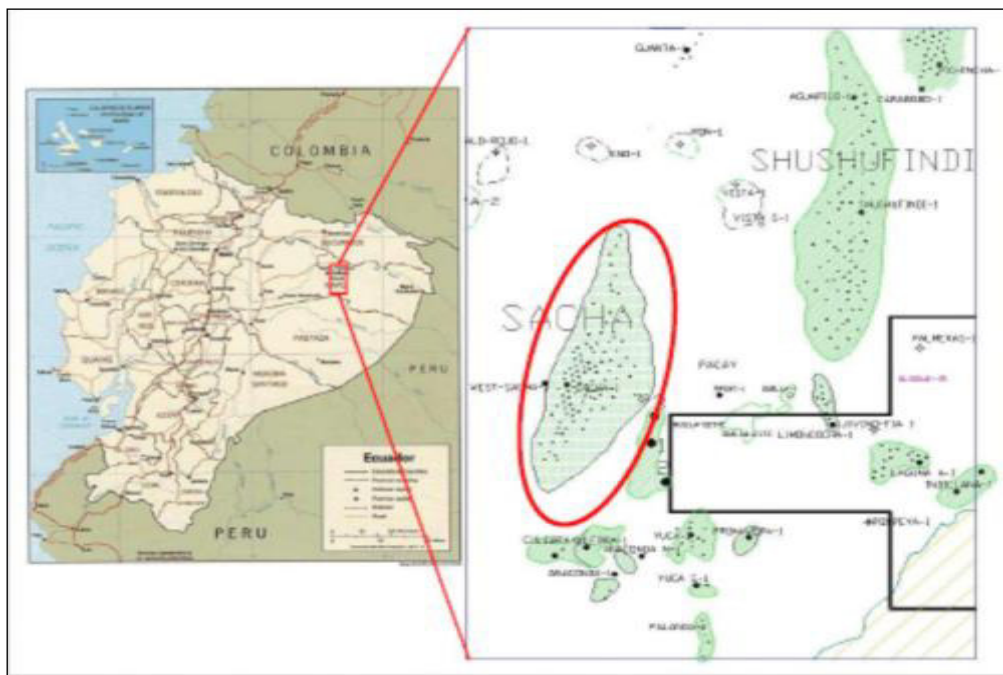
1.1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO X

El Campo X fue descubierto el 21 de enero de 1969 por el consorcio Téchaco-Gulf mediante una torre helitransportable para la perforación en el primer pozo exploratorio X-1. El pozo se perforó hasta una profundidad de 10160 ft, con una producción de 1328 BPPD y un crudo perteneciente a la formación Hollín de 30° API. El 6 de Julio de 1972 empezó la producción en el campo X con un caudal promedio de 29269 BPPD (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004). Considerando a este campo como uno de los mejores descubiertos en la Cuenca Oriente hasta la actualidad.

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO X

El Campo X se encuentra ubicado en la Joya de los Sachas provincia de Orellana, en la Figura 1.1 se observa su ubicación geográfica, la compañía mixta Operaciones RÍO NAPO en el año 2009 asumió la competencia de la producción del Campo con una superficie de 41514 acres.

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO X



Fuente: Petroamazonas EP, 2019.

Elaborado por: Departamento de Geociencias

Donde sus coordenadas geográficas son:

- Latitud: 00° 19' 22.54" sur
- Longitud: 76° 50' 05.87" este

Los límites que conforman el campo X se visualizan en la tabla 1.1.

TABLA 1. 1
LÍMITES DEL CAMPO X

Coordenadas	Norte	Sur	Este	Oeste
Campos	Palo Rojo Eno Ron Vista	Culebra Yulebra	Shushufindi-Aguarico Limoncocha Pacay	Pucuna Paraíso Huachito

Fuente: Petroamazonas EP ,2019.

1.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO X

El campo X con una superficie de 32167 acres posee en su estructura un anticlinal asimétrico de bajo relieve, con dirección NNE-SSO. Está ubicado en el flanco occidental del Corredor Sacha-Shushufindi. Tiene una longitud cercana de 33 km, y un ancho de 4 km al norte y aproximadamente 7 km al centro y sur (Baby et al., 2004).

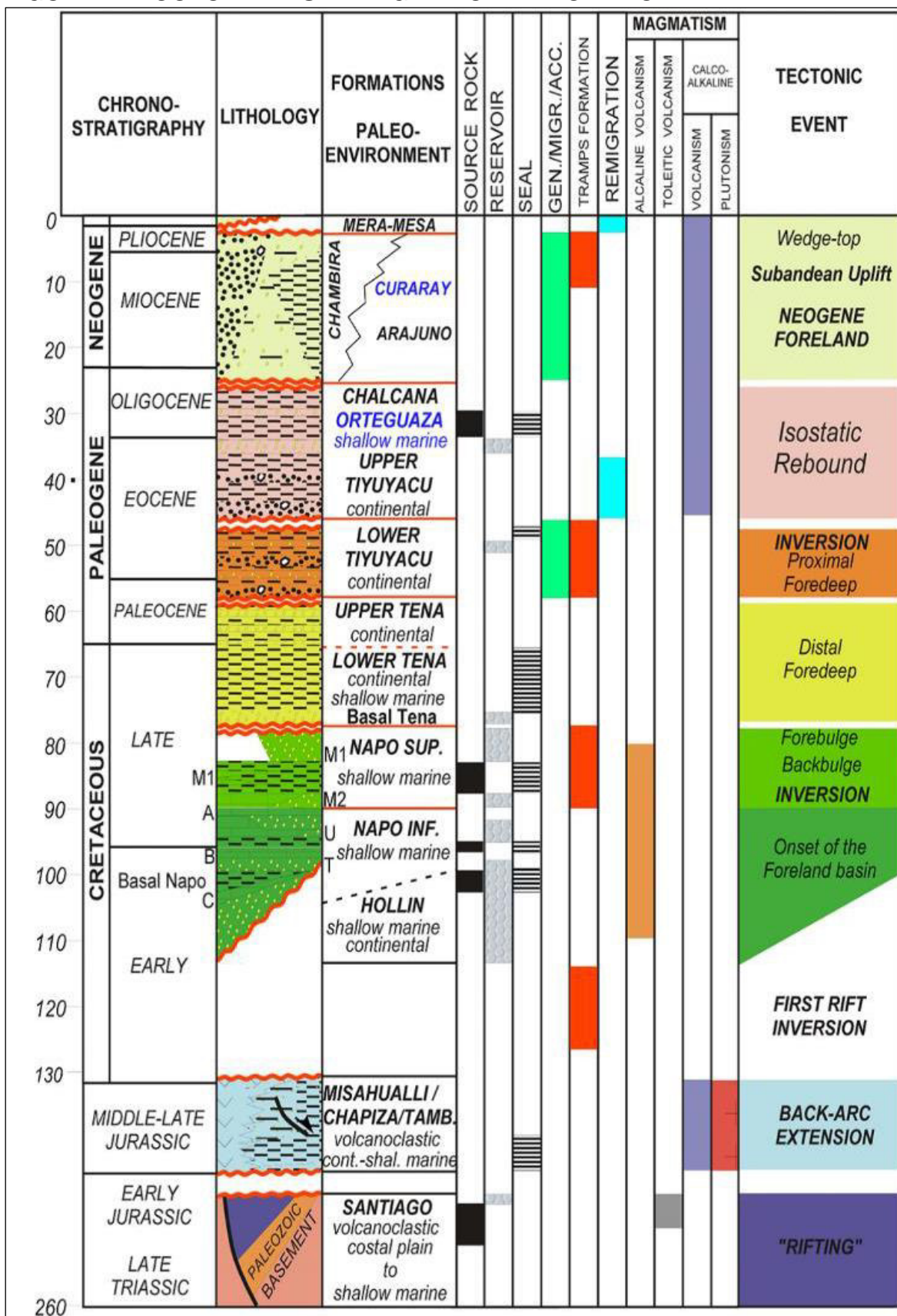
El campo X se formó en la primera etapa de inversión tectónica es decir en el Turoniano Terminal y el Maastrichtiano, debido a la diferencia de espesores de las estructuras Tena y Napo Superior entre el flanco occidental y el alto de la estructura. Contiene bajo su estructura un anticlinal conocido como Sacha Profundo. Sin embargo, se obtuvieron resultados negativos durante la exploración del pozo Sacha Profundo -1 (Baby et al., 2004).

La estructura geológica del campo X contiene una falla en el flanco oeste de clasificación transpresional dextra. La falla atraviesa la caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la formación Hollín de 10 pies hasta 35 pies al norte, 20 y 35 pies en el sur y 10 pies en la parte central del campo, tiene un rumbo noreste-suroeste y con un rumbo de norte-sur en la parte inferior media (Merino, 2013).

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO X

La columna estratigráfica es similar a la generalizada de todos los campos de la Cuenca Oriente del Ecuador que se muestra en la figura 1.2, contiene rocas de tipo sedimentarias y volcánicas, las cuales están dispuestas sobre un basamento Precámbrico, siendo contempladas desde la etapa del Paleozoico al Cuaternario. Las principales formaciones del campo X según correlaciones sísmicas de registros eléctricos son Hollín, T inferior y U inferior con un crudo de aproximadamente 27 y 29 °API (Merino, 2013).

FIGURA 1. 2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO X



Fuente: (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).

1.2 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y

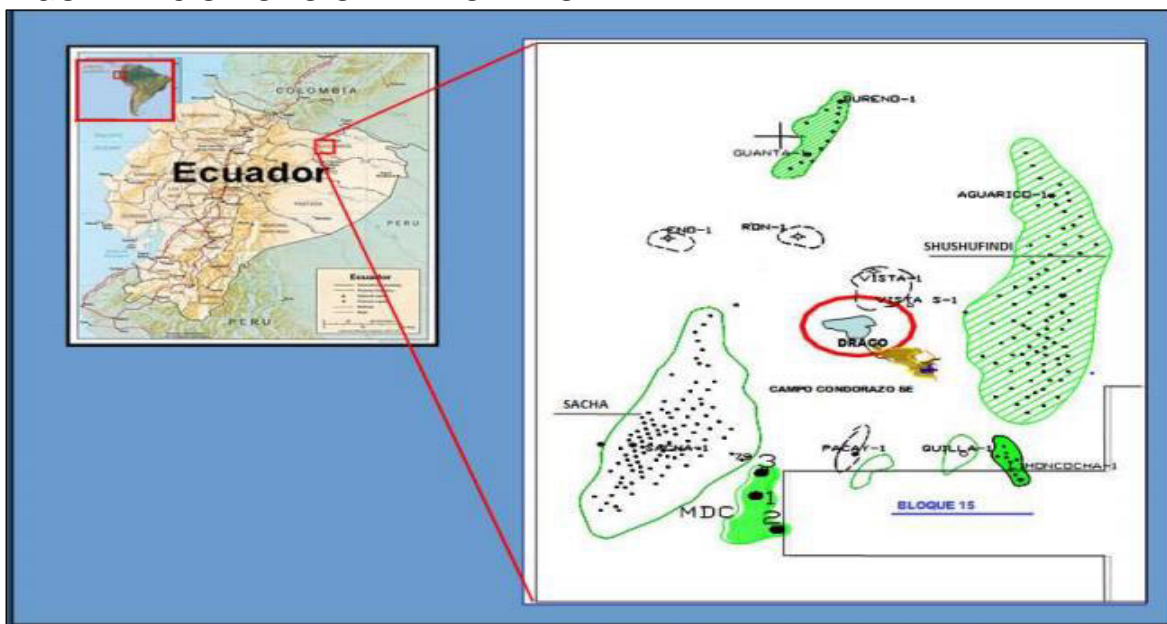
1.2.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO Y

En la zona Shushufindi – Aguarico se obtuvo datos sísmicos 3D en el año 2002 y 2003, con el fin descubrir el alto potencial que tienen los reservorios en esta área que forma parte del Corredor Central Sacha-Shushufindi de la Cuenca Oriente. El primer pozo exploratorio perforado por la compañía Petroamazonas EP en el campo Y fue el Drago Norte 1, consecuentemente se definió sus reservas en un aproximado de 9 millones de barriles con un petróleo de 26 y 29° API (López, 2016).

1.2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO Y

El campo Y se encuentra ubicado en el oriente ecuatoriano en la provincia de Sucumbíos a 240 km al este de Quito y al oeste del campo Shushufindi, esta área pertenece al Corredor Central Sacha-Shushufindi, en los que se encuentran las estructuras geológicas Drago al suroeste, Drago Norte en el norte y Drago Este localizado en la parte sureste. (López, 2016). Se visualiza en la figura 1.3 la ubicación del campo Y.

FIGURA 1. 3 UBICACIÓN DEL CAMPO Y



Fuente: (Merino,2013).

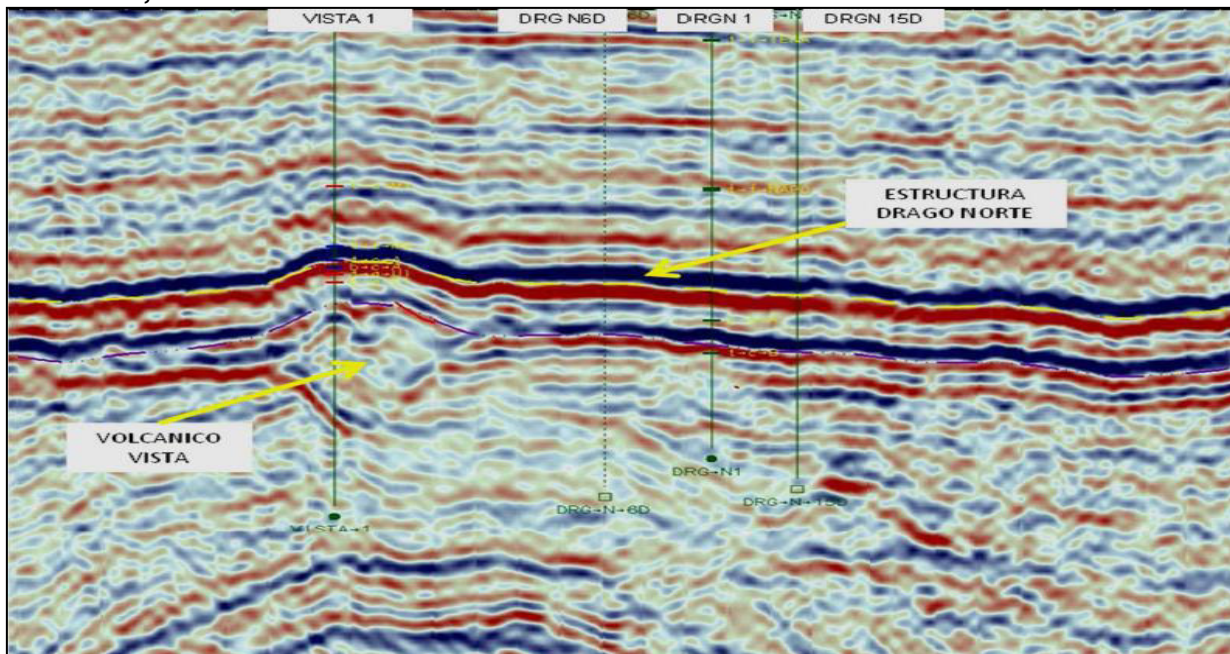
Elaborado por: Departamento Geociencias- Rio Napo CEM

1.2.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO Y

El campo Y se encuentra atravesado por un gran evento geológico de mega-fallas transgresivas que se encuentran en dirección NNE-SSW, se muestran como estructuras en flor en la superficie y en profundidad se verticalizan. Está constituido por un anticlinal asimétrico de bajo relieve con rumbo norte-sur y hacia el oeste de la estructura Shushufindi, como resultado de la reactivación de fallas pre-Cretácicas que se ven afectadas por la secuencia Jurásica y al tope de la Caliza A se presenta la estructura “Vista” (Carrillo, 2019).

En la figura 1.4 se observa la sección sísmica en diferentes pozos del campo Y.

FIGURA 1. 4 SECCIÓN SÍSMICA N-S CON LOS POZOS VISTA-1, DRAGO NORTE 6, 1 Y 15



Fuente: (Betancourt & Caicedo, 2012).

Elaborado por: Departamento Geociencias- Rio Napo CEM

1.2.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO Y

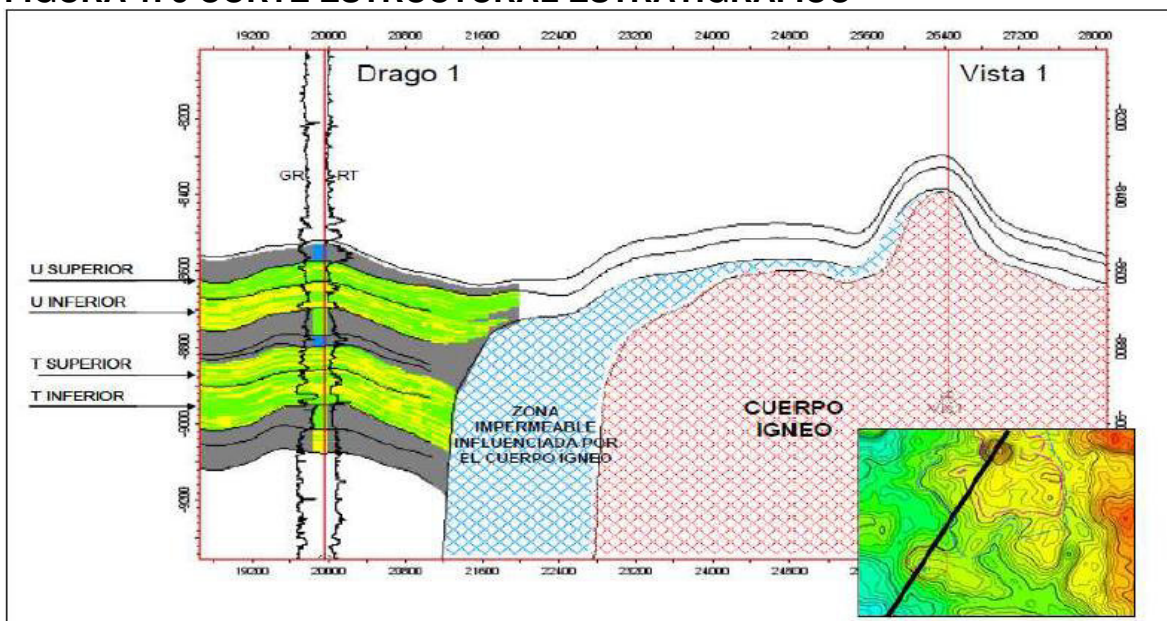
El campo Y tiene secuencias estratigráficas que inician con la formación caliza A, siendo recopiladas por informes de perforación, muestras de litología y análisis de registros de tipo Lithoescanner, determinando las características litológicas de cada formación del campo Y, las cuales están constituidas por una secuencia de capas de lutitas (Carrillo, 2019). En la figura 1.5 se visualiza el corte estructural.

En la siguiente tabla 1.2 se observa las profundidades de arenas productoras del campo Y.

**TABLA 1. 2
LÍMITES DE LAS ARENAS “U” Y “T”**

Arena	Límite (pies)
“U” Superior	8586
“U” Inferior	8695
“T” Superior	8845
“T” Inferior	8877

Fuente: (Petroproducción, 1998)

FIGURA 1.5 CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO

Fuente: (Petroproducción, 1998)

Elaborado por: Departamento Geociencias - Rio Napo CEM

Las principales arenas productoras con las mejores condiciones petrofísicas para la explotación en el campo Y son “U” inferior y “T” inferior, se tienen reservorios con menor potencial de producción donde se determinó mediante informes de perforación y de muestreo litológico a las formaciones pertenecientes a Basal Tena, U superior, T superior y Hollín (Carrillo, 2019).

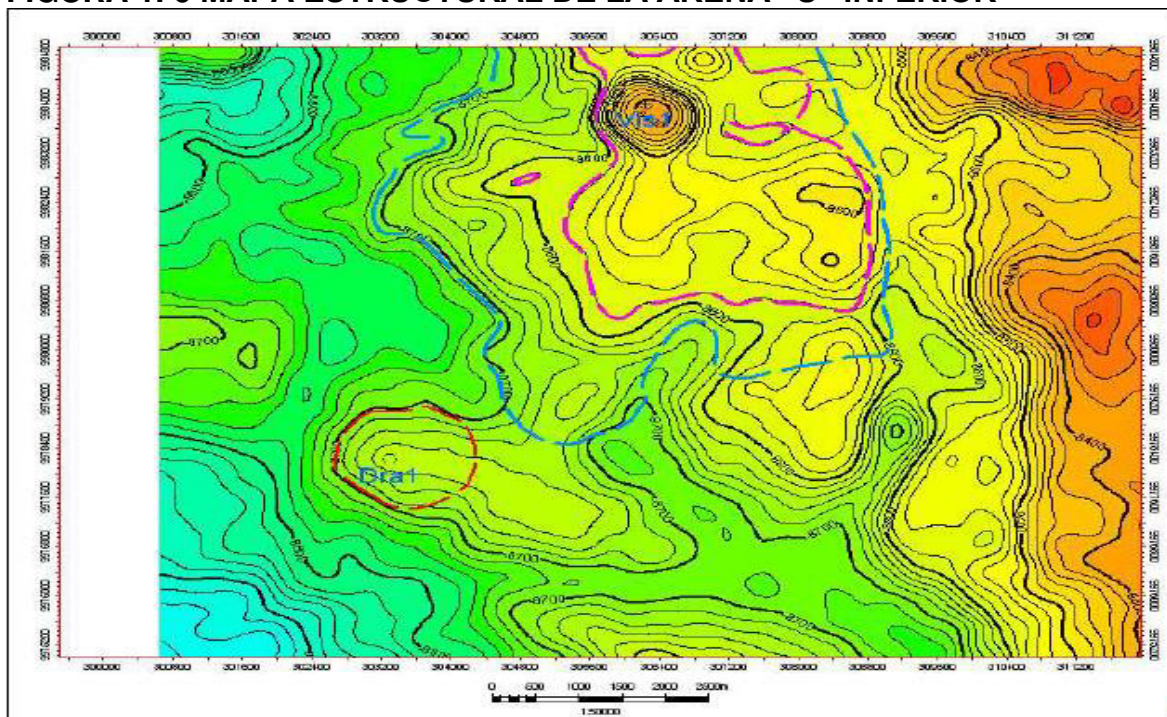
Zona U Inferior

La formación posee un anticlinal con una extensión aproximada de 4,5 km de largo y 1,9 km de ancho, en la parte norte se encuentra la estructura Vista que forma una zona impermeable como una barrera, dando lugar a las condiciones necesarias para el entrapamiento del crudo. Litológicamente la estructura contiene: intercalaciones de lutita gris oscura, negra, moderadamente dura, laminar, arcillosa, no calcárea y de color gris oscuro a negro. Además, arenisca cuarzosa, friable, grano medio a fino, matriz arcillosa, relacionado con glauconita, subangular a subredondeada, selección regular, blanca y subtranslúcida a subtransparente (Betancourt & Paulina, 2012). En la figura 1.6 se visualiza el mapa estructural.

Zona T Inferior

La formación posee un anticlinal con una extensión aproximada de 3,7 km de largo y 1,3 km de ancho, presenta características similares a la “U” Inferior sellada por una barrera impermeable (cuerpo ígneo Vista) que permite hacer sello para formar el reservorio. La estructura presenta arenisca cuarzosa, blanca suelta a moderadamente consolidada, grano fino, matriz caolinita. Además de intercalaciones de lutita, no calcárea y caliza lodosa almacenando inclusiones de glauconita (Betancourt & Paulina, 2012). En la figura 1.7 se visualiza el mapa estructural.

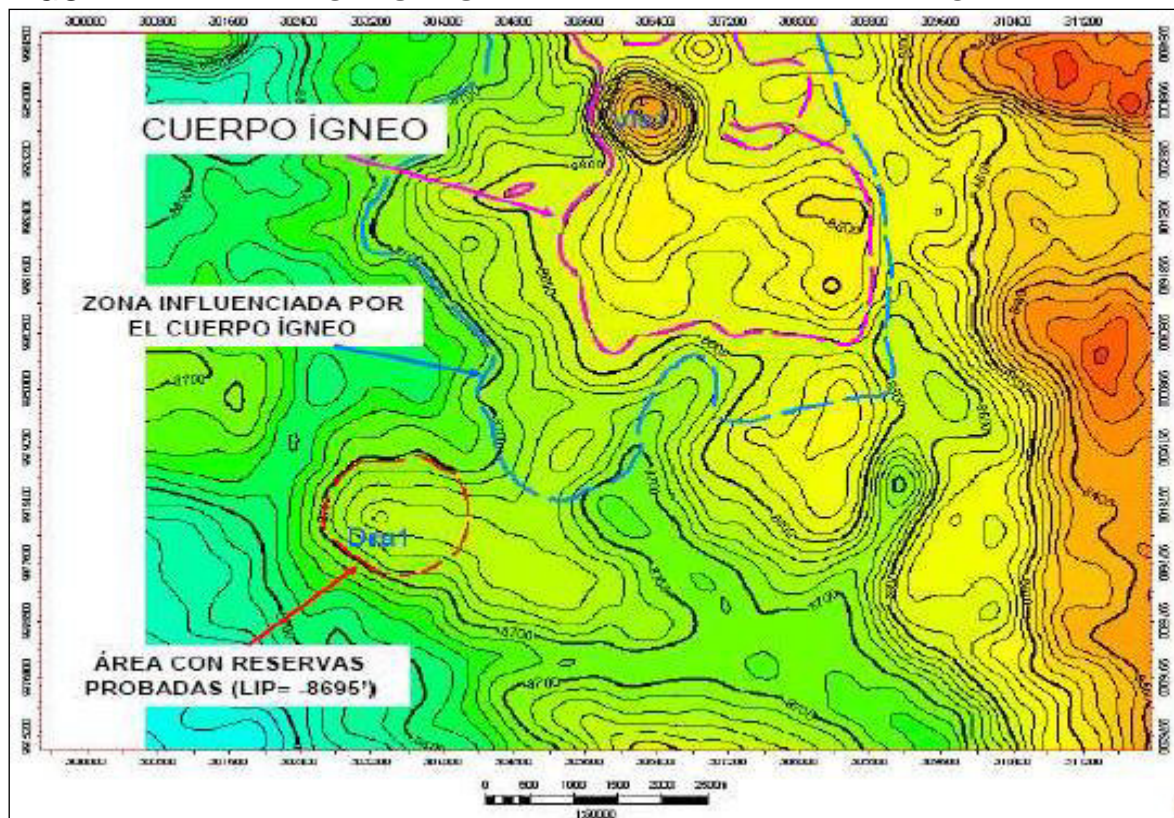
FIGURA 1. 6 MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENA “U” INFERIOR



Fuente: (Petroproducción, 1998)

Elaborado por: Departamento Geociencias - Rio Napo CEM

FIGURA 1. 7 MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENA “T” INFERIOR



Fuente: (Petroproducción, 1998)

Elaborado por: Departamento Geociencias - Rio Napo CEM

1.3 FUNDAMENTOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

1.3.1 GENERALIDADES

La vida de un pozo depende principalmente de la energía natural que posee para producir de la zona productora perforada, sin la necesidad de implementar lo que se conoce como un sistema de levantamiento artificial. Con el transcurrir del tiempo el pozo necesita de un estudio que analice las condiciones óptimas de producción, siendo necesaria la implementación de un método de levantamiento artificial. Los mecanismos naturales de empuje son expansión roca y fluido, empuje por gas en solución, expansión por capa de gas, empuje hidráulico y drenaje gravitacional. Es importante realizar un estudio que permita reconocer las condiciones óptimas de producción del pozo en el caso de necesitar un sistema de levantamiento artificial.

El bombeo hidráulico es un método probado de levantamiento artificial que se ha utilizado desde principios de la década de 1930. Ofrece diferentes sistemas para su implementación tomando en cuenta determinadas condiciones en el pozo y superficie. Las aplicaciones exitosas se han probado en profundidades que varían de 500 a 19000 pies y tasas de producción que varían de menos de 100 a 20000 bl/día. En superficie se trabaja con bombas de 15 hasta 625 HP (Bradley & Gipson, 1992).

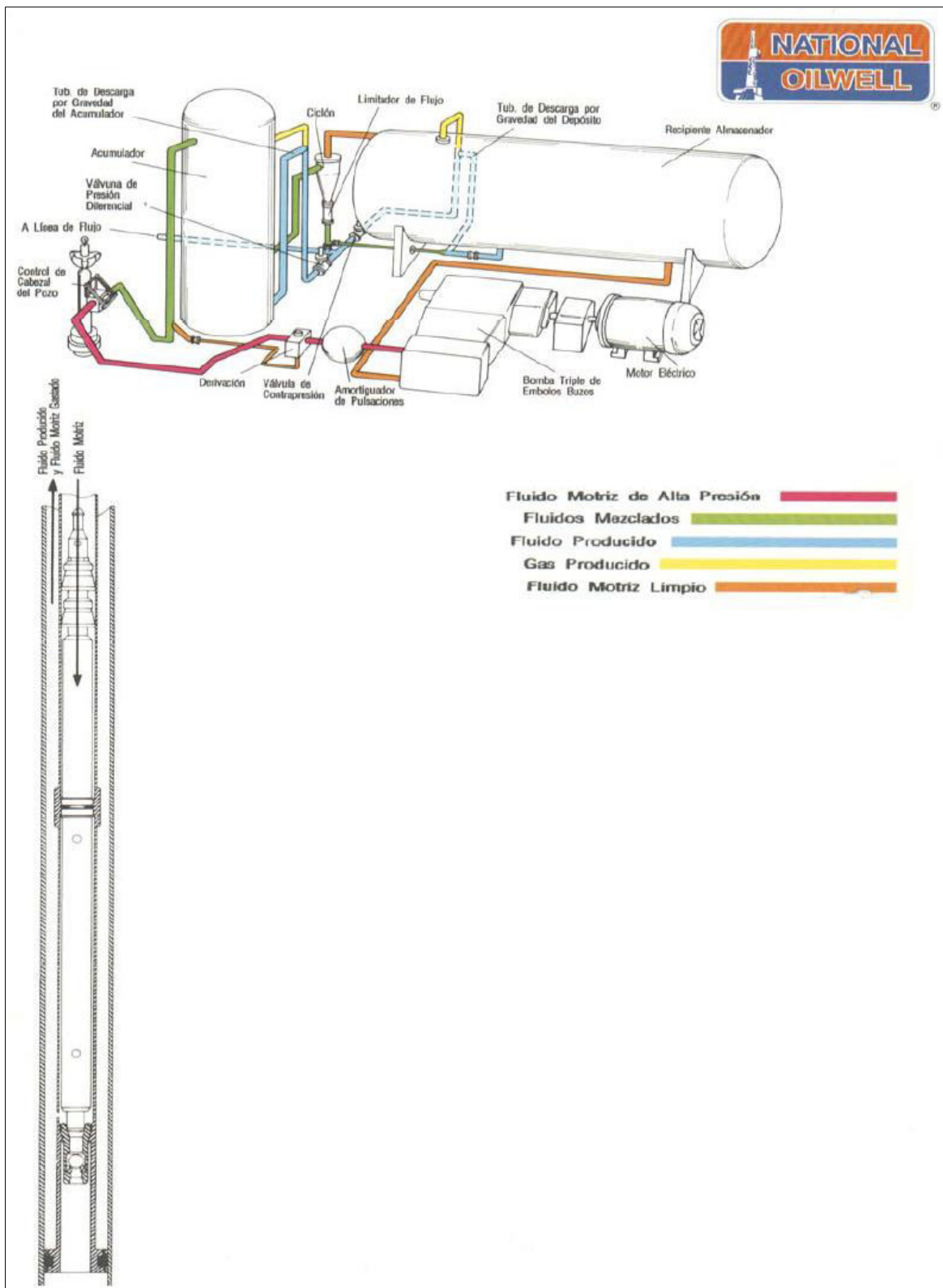
En el año 1852, el sistema de bombeo hidráulico se encuentra en manuales técnicos. Sin embargo, no se tenía un sustento matemático para su aplicación práctica. En el año 1933, se realizan estudios bajo parámetros matemáticos que permiten la implementación del sistema de levantamiento con bomba hidráulica de una forma sustentable y científica. Los avances tecnológicos permitieron la creación de programas para el modelamiento y análisis del bombeo hidráulico, mejorando exponencialmente su mercado para el año 1970 (Miranda, 2015).

El sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico funciona a partir del principio de la Ley de Pascal, la cual expresa que una presión aplicada en cualquier punto del fluido encerrado e incompresible se transmite de igual forma en todas las direcciones del fluido, implicando una presión constante en el sistema (Proaño, 2012).

Los productos químicos para controlar la corrosión, la parafina y las emulsiones se pueden inyectar en el fondo del pozo con el fluido motriz. Además, es posible inyectar agua dulce con el fin de solucionar problemas por depósitos de sal. Al bombear crudos pesados, el fluido motriz puede servir como un diluyente eficaz para reducir la viscosidad de los fluidos producidos. El fluido de energía también se puede calentar para manipular crudos pesados o de bajo punto de fluidez. Los sistemas de bombeo hidráulico son adecuados para pozos desviados que pueden causar problemas para otros tipos de levantamiento artificial. Las instalaciones de superficie poseen un sistema centralizado que permite bombear fluido motriz a numerosos pozos para su constante producción. Esto puede ser ventajoso en sitios urbanos, ubicaciones en alta mar, áreas que requieren sistemas de riego (sistemas de riego por aspersión) y áreas ambientalmente sensibles. (Gipson & Bradley, 1992).

En la figura 1.8 se muestra el sistema general de bombeo hidráulico, siendo uno de los métodos más usados en los campos de la Cuenca Oriente del Ecuador.

FIGURA 1. 8 SISTEMA GENERAL DE BOMBEO HIDRÁULICO



Fuente: Manual de bombeo Hidráulico National Oilwell.

En la tabla 1.3 se muestra el rango de operación óptima para las bombas de tipo reciprocante y jet, tomando en cuenta que siempre pueden existir excepciones dependiendo de las condiciones del pozo y sus requerimientos.

TABLA 1. 3
RANGO ÓPTIMO DE OPERACIÓN DEL BOMBEO HIDRÁULICO

Profundidad de la bomba	Tasa de bombeo (BPD)	Profundidad de la bomba (ft)
Bomba Reciprocante	50 a 1600	1500 a 15000
Bomba Jet	1500 a 10000	1500 a 10000

Fuente: Weatherford “Manual de bombeo Hidráulico”.

1.3.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

Unapanta (2020) describió las siguientes ventajas y desventajas de la implementación del sistema de levantamiento artificial con bombeo hidráulico:

1.3.2.1 *Ventajas del bombeo hidráulico*

- Los problemas por incendios son mínimos e improbables.
- Se puede realizar un control fácil y efectivo en un amplio rango de tasas de bombeo.
- El panel de control permite un monitoreo constante de los pozos tomando en cuenta una baja o alta presión de las bombas.
- El fluido motriz es correctamente tratado y contiene químicos que ayudan a mantener al yacimiento en óptimas condiciones.
- Puede aplicarse en instalaciones de uno o varios pozos.
- Es posible monitorear mediante una instalación central o facilidades de producción automatizadas.
- Funciona sin problemas para pozos con completaciones duales.
- Para extraer la bomba de fondo se la puede realizar con un equipo de Slickline, sin la intervención de un taladro de reacondicionamiento.
- Opera correctamente en campos con espacios reducidos.
- Es factible su implementación para pozos verticales y desviados.

1.3.2.2 *Desventajas del bombeo hidráulico*

- Se requiere de un profundo estudio económico para su implementación, debido a sus altos costos en la inversión inicial.
- El sistema de bombeo hidráulico requiere de un diseño correctamente estructurado por su alto nivel de complejidad.
- La reparación de una parte del sistema del bombeo hidráulico requiere de un costo alto, debido a su complejidad.
- El fluido motriz requiere de un tratamiento específico para evitar daños en la tubería y el pozo.
- El riesgo en la superficie del pozo incrementa al operarse en altas condiciones de presiones.
- Es susceptible a presentar daños por corrosión en el equipo.

CAPÍTULO 2

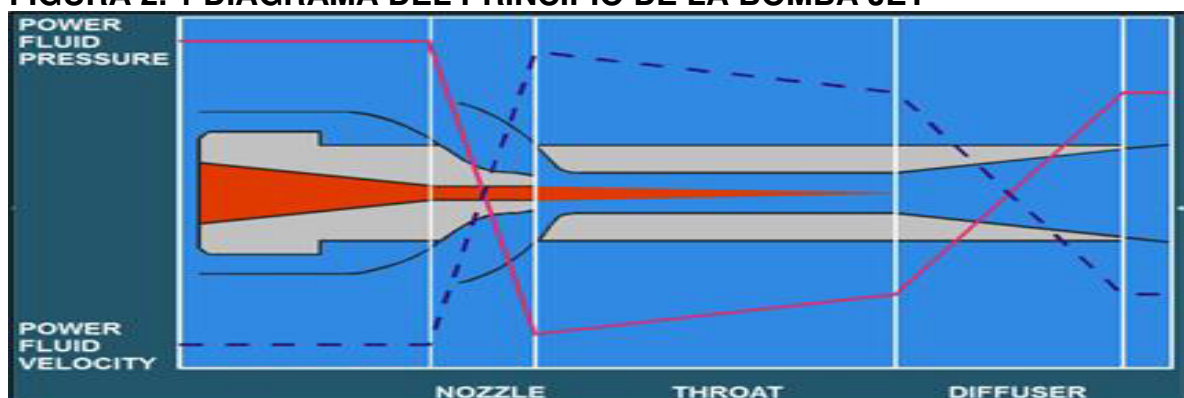
BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

2.1 PRINCIPIO DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

El sistema con bomba jet es una clasificación del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico. El principio de operación se fundamenta en el levantamiento del fluido de producción mediante la transferencia del impulso generado por el fluido motriz que circula hasta el fondo del pozo por la bomba jet. El fluido motriz se inyecta a alta presión hasta llegar a la parte superior de la bomba jet y pasa a través de la boquilla (nozzle). La punta de la boquilla está diseñada de forma que pueda crear la caída requerida. Debido a la forma de la boquilla, el fluido motriz bombeado a alta presión y baja velocidad al pasar por la boquilla se convierte en un chorro de fluido motriz de baja presión y alta velocidad. La baja presión en la punta de la boquilla impulsa a los fluidos de la formación desde las perforaciones de la arena productora hasta el pozo, hacia la succión de la bomba jet hasta la punta de la boquilla. Se mezcla el fluido motriz que sale de la boquilla a alta velocidad y el fluido de producción extraído en la garganta de diámetro constante como un flujo de una “energía homogeneizada”, todavía a alta velocidad y baja presión. La mezcla de fluido motriz y fluido de producción atraviesa el difusor disminuyendo la velocidad y aumentando la presión, lo que permite el flujo hacia la superficie (Bedyev & Habashy, 2014).

El principio en el que se basa la bomba jet es conocido como el efecto Venturi, consiste en crear una reducción del área de flujo para aumentar la velocidad del fluido y generar una caída de presión transformando la energía potencial en energía cinética. La garganta y la boquilla (nozzle) son los dos únicos elementos que están sujetos a desgaste en la bomba jet, teniendo un año de duración en condiciones normales para la garganta y tres años para la boquilla (Bedyev & Habashy, 2014). En la figura 2.1 se muestra el diagrama del principio de la bomba jet en función del paso del fluido a través de cada una de sus partes.

FIGURA 2. 1 DIAGRAMA DEL PRINCIPIO DE LA BOMBA JET



Fuente: (Bedyev & Habashy, 2014).

2.2 APLICACIONES Y CONDICIONES DE POZO PARA LA BOMBA JET

El sistema de levantamiento artificial con bomba jet puede implementarse para una gran variedad de ambientes, pero normalmente son utilizados en pozos con complejas características geométricas y diferentes composiciones de fluido de producción. La aplicación de la bomba jet resulta una alternativa confiable para pozos rectos y verticales y con diferentes geometrías que poseen una inclinación de hasta 24° por 100 pies (30m). Es una excelente opción para las primeras aplicaciones de producción con levantamiento artificial, puesto que maneja eficientemente un alto volumen de fluido, alto contenido de gas y de sólidos. La bomba jet opera correctamente bajo condiciones de altas temperaturas, debido a su composición con elastómeros en sus elementos de sellado resistentes a elevadas temperaturas. Además, puede resistir fluidos altamente corrosivos y producción con sólidos provenientes de la formación, puesto que las partes de la bomba jet son fabricadas con aleaciones de alta resistencia (Schlumberger, 2016).

El bombeo del fluido motriz calentado mejora la producción de pozos con crudos pesados, ya que al mezclarse con el fluido de producción reduce su viscosidad y se recupera hasta superficie con mayor facilidad. La implementación del sistema de levantamiento artificial con bomba jet ha demostrado éxito en pozos marginales marítimos en los que la aplicación de ESP (bomba eléctrica sumergible) se ha visto limitado por su alto costo de inversión. La aplicación del sistema con bomba jet es factible también en la deshidratación de pozos de gas y petróleo de esquisto (Shale Oil). Después de realizar una estimulación hidráulica la bomba jet permite una recuperación rápida y económicamente rentable del fluido y apuntalante a una tasa promedio de 2000 bl/día (Schlumberger, 2016).

En la tabla 2.1 se muestra un resumen de las condiciones típicas y máximas del sistema de levantamiento artificial con bomba jet y su nivel de manejo con diferentes ambientes.

TABLA 2. 1
CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DE LA BOMBA JET

	Condiciones normales	Condiciones máximas
Profundidad de operación	5000´ a 1000´ TVD	20000´ TVD
Volumen de operación	300 a 1000 bl/día	>35000 bl/ día
Temperatura de operación	100° a 250°F	500°F
Desviación del pozo	0 a 20°	0 a 90°-Colocación de la bomba jet.
Manejo de corrosión	Excelente	
Manejo de gas	Bueno	
Manejo de solidos	Bueno	
Gravedad del fluido	>6° API	
Mantenimiento	Hidráulico o Wireline	
Tipo de motor principal	Multicilindro y eléctrico	
Aplicación offshore	Excelente	
Eficiencia del sistema	10% a 30%	

Fuente: (Weatherford, 2012)

2.3 TIPOS DE INSTALACIONES EN FONDO

2.3.1 INSTALACIONES DE BOMBA LIBRE

Este tipo de instalación se caracteriza principalmente por su practicidad en alojar la bomba en fondo y su extracción a superficie sin la necesidad de una unidad de reacondicionamiento. Este sistema de instalación emplea el fluido motriz como medio de desplazamiento para circular la bomba hasta la sección conocida como cavidad en el fondo del pozo. Para recuperar la bomba a superficie, se bombea fluido motriz por el espacio anular “casing”- “tubing”, consecuentemente la válvula de pie (Standing Valve) es accionada permitiendo el des asentamiento y retorno de la bomba exitosamente hasta superficie; en ocasiones es necesario la intervención de una unidad Slickline para su recuperación (Gaibor, 2013).

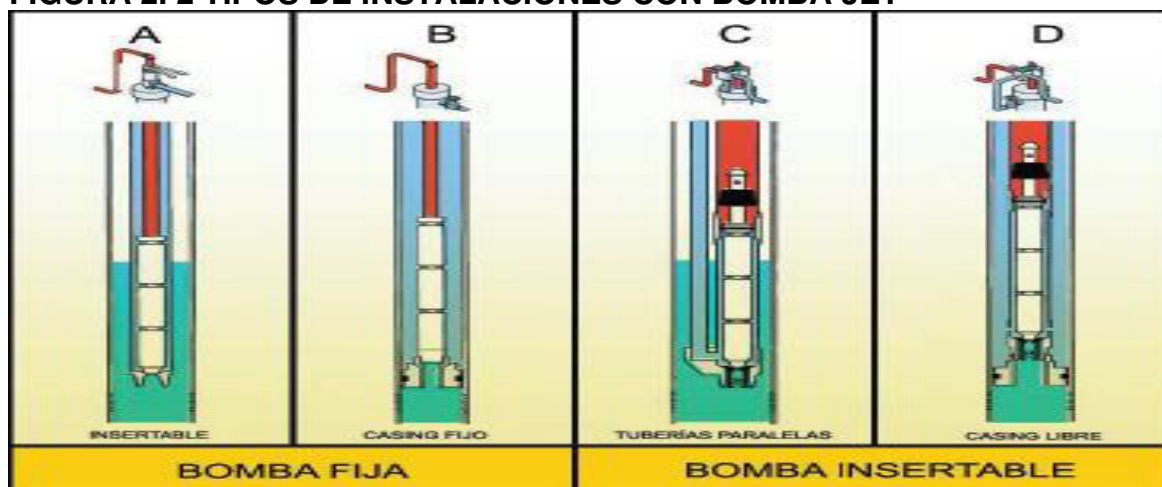
2.3.2 INSTALACIONES DE BOMBA FIJA

En esta instalación la bomba de fondo pasa a formar parte integral de la sarta. En el caso de necesitar una inspección o reparación de la bomba, se requiere de la intervención de una unidad de reacondicionamiento para su recuperación hasta superficie. La bomba fija es considerada como un sistema poco eficiente en el aspecto técnico y económico, por lo que se ha remplazado con la instalación de bomba libre (Gaibor, 2013). En la figura 2.2 se puede visualizar un esquema con diferentes tipos de instalaciones.

2.3.3 INSTALACIONES DE BOMBA MEDIANTE CABLE

La bomba de fondo se acopla a una camisa deslizante y es instalada sobre una válvula de gas lift o inyección de químicos. La bomba es colocada pozo a bajo o retirada mediante el cable liso. Su operación se la puede realizar con flujo convencional o reverso (Gaibor, 2013).

FIGURA 2. 2 TIPOS DE INSTALACIONES CON BOMBA JET



Fuente: (Gaibor, 2013).

2.4 PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA

2.4.1 COMPONENTES EN SUPERFICIE

El bombeo hidráulico necesita almacenar e inyectar el fluido motriz a altas presiones mediante un conjunto de equipos en superficie, los cuales se describen a continuación:

2.4.1.1 Tanque de almacenamiento de fluido motriz

Este elemento contiene al fluido motriz en óptimas condiciones para ser utilizado en los pozos seleccionados con bombeo hidráulico, contiene dos salidas para el fluido, una bota de gas, un mechero y un fondo con forma cónica que permite un drenaje eficiente del agua y deposición de los sólidos del fluido (Calvache, Narváez, & Santos, 2020).

2.4.1.2 Bomba de alta potencia

La bomba oscilatoria de tipo triplex o bomba HPS, son los tipos de unidades de alta potencia usadas para bombear el fluido motriz desde la superficie hasta el pozo. Está unidad es accionada mediante un motor eléctrico (bomba booster). La bomba HPS maneja una potencia máxima de 2500 HP (Schlumberger, 2020).

2.4.1.3 Cabezal de distribución

La bomba HPS o triplex bombea el fluido motriz hasta un elemento conocido como cabezal del pozo y consta de dos tipos de válvulas (Calvache, Narváez, & Santos, 2020):

- Válvulas del “casing”: su función es dar paso al fluido por el espacio anular para su retorno.
- Válvulas del “tubing”: su función es circular el fluido por el “tubing” hasta la bomba de fondo.

2.4.1.4 Válvula de 4 vías

Es un elemento mecánico que controla la dirección del fluido motriz, regula el paso del fluido para inyectar o reversar en el anular o el “tubing”. Maneja 4 posiciones con las que se puede introducir, operar y recuperar la bomba de fondo.

2.4.1.5 Tuberías

Para manejar correctamente las presiones a lo largo de la tubería de superficie, se requiere diferentes tuberías con características específicas que soporten presiones altas o bajas, teniendo en cuenta los siguientes tipos (Calvache, Narváez, & Santos, 2020):

- Tuberías de alta presión: Presión máxima de 5000 psi.
- Tuberías de baja presión: Tiene un rango entre 500 psi a 800 psi.

2.4.2 COMPONENTES EN FONDO

La producción del fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie necesita de un conjunto de elementos que permiten aislar y bombear el fluido eficientemente y se describen a continuación:

2.4.2.1 Tubería de producción

Es una tubería que permite el bombeo del fluido dependiendo el tipo de bomba empleada en el sistema de levantamiento sea convencional o inversa, puede funcionar como medio productor del fluido hasta superficie o como medio inyector de fluido al pozo (Sertecpet, 2010).

2.4.2.2 Tubería de revestimiento

Tubería que en este sistema de levantamiento permite la producción del fluido o la inyección del fluido motriz, dependiendo igual del tipo de bomba jet (directa o reversa) (Sertecpet, 2010).

2.4.2.3 Empacadura de prueba

Empacadura de prueba o “packer” de prueba, es un elemento mecánico que funciona como medio aislante para impedir el paso de los fluidos provenientes de la formación perforada (Sertecpet, 2010).

2.4.2.4 Camisa

Camisa o camisa de circulación “Sliding Sleeve” tipo “L”, se utiliza como medio de alojamiento de la bomba jet, se puede realizar diferentes operaciones en función de la posición del clousing sleeve sea cerrado abierto y en la bajada de los BHA de prueba (Sertecpet, 2010).

2.4.2.5 Bomba jet

La bomba jet pertenece a una clasificación característica de bombas de fondo utilizadas en el bombeo hidráulico. Una de sus características principales, es que no posee partes en movimiento y permite la producción del pozo empleando un fluido motriz bombeado desde superficie (Sertecpet, 2010).

2.4.2.6 Válvula de pie

La válvula de pie es una válvula de retención que está constituida por una bola, un asiento y un “by pass”. Existe una válvula de pie para NO-GO y otra para cavidad. La función de la válvula de pie para cavidades es asentar la bomba jet con el fin de evitar la pérdida de nivel de fluido. Además, permite realizar pruebas de presión o integridad para comprobar el estado de la tubería. Para su asentamiento en el fondo del pozo o recuperación a superficie se emplea una unidad de “Slickline” o “Coiled tubing” (Sertecpet, 2019).

2.5 TIPOS DE SISTEMAS DE OPERACIÓN

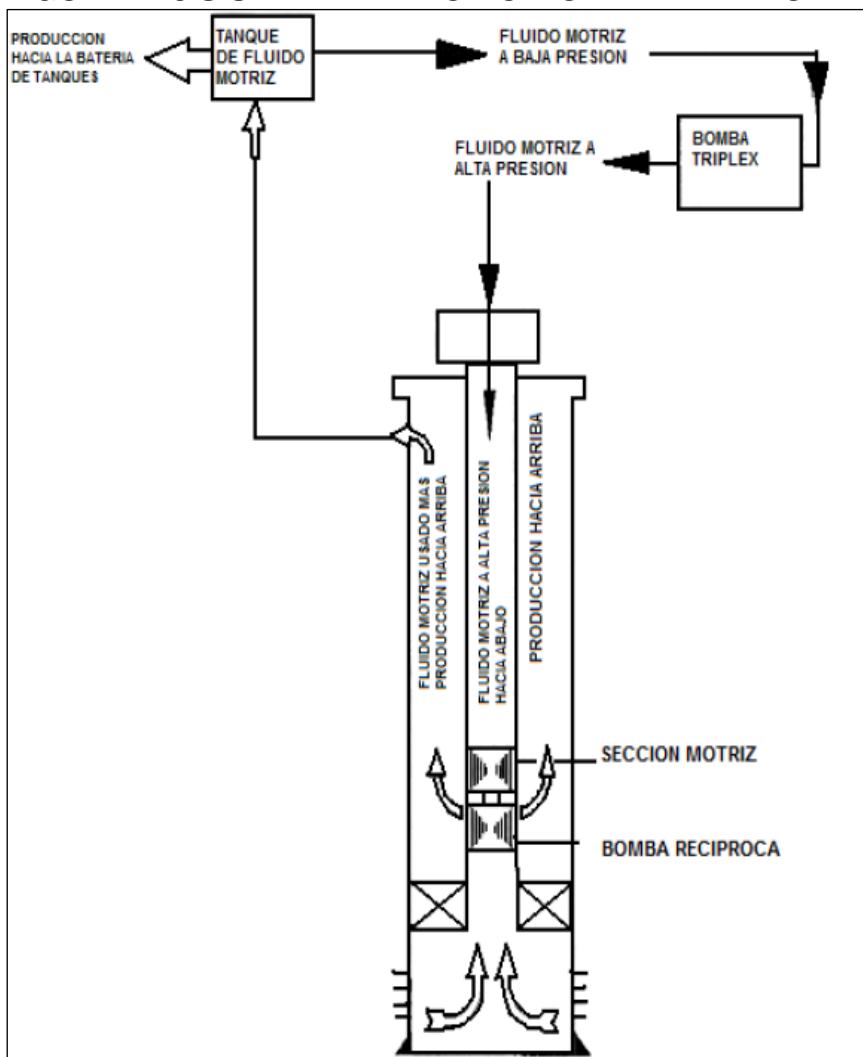
En el sistema de bombeo hidráulico el fluido motriz es el encargado de transmitir la potencia a la bomba de fondo y de la lubricación de todas las partes móviles. Existen dos tipos: el sistema de fluido motriz cerrado y sistema de fluido motriz abierto.

2.5.1 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO

En este sistema el fluido motriz inyectado desde superficie y los fluidos provenientes de la arena productora son mezclados en el fondo del pozo y retornan hasta la superficie, para posteriormente ser separados. Este modelo se conoce como sistema de fluido motriz abierto.

En la figura 2.3 se visualiza el sistema de fluido motriz abierto en superficie y en fondo del pozo.

FIGURA 2.3 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO

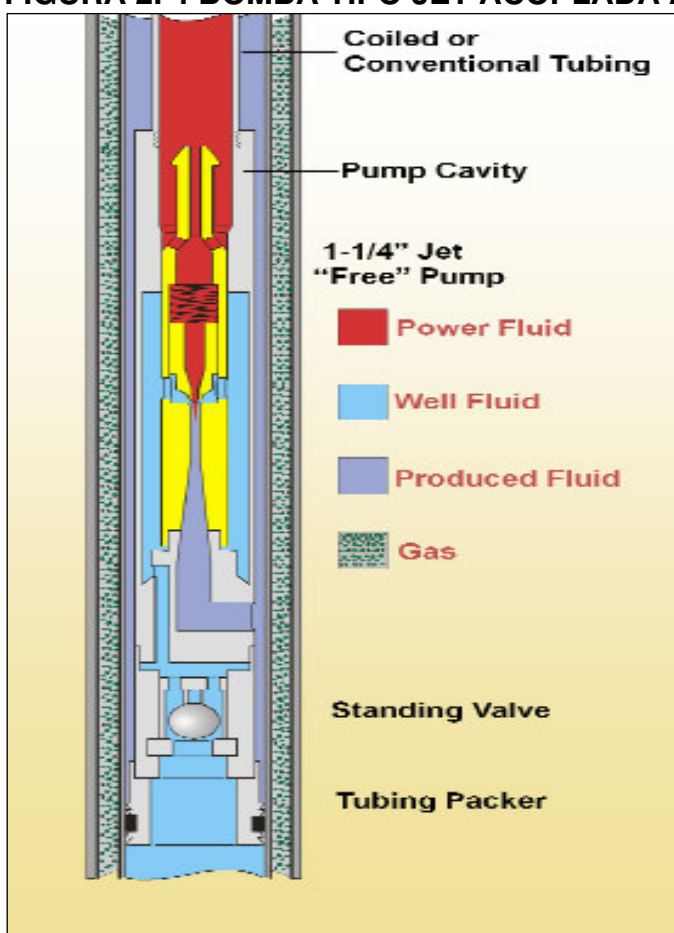


Fuente: (Andrade, 2014)

Elaborado por: Johnny Estrella

La aplicación del sistema motriz abierto para deshidratación de pozos de gas no resulta una buena opción. Se sugiere acoplar la bomba jet con coiled tubing, con el fin de bypassar a través del espacio entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, evitando los problemas del ingreso de gas en la bomba (Yunapanta, 2011). En la figura 2.4 se muestra un sistema de bomba hidráulico tipo jet para coiled tubing.

FIGURA 2. 4 BOMBA TIPO JET ACOPLADA A COILED TUBING 1 -1/4"



Fuente: (Yunapanta, 2011).

Elaborado por: Johnny Estrella.

Económicamente el sistema de fluido motriz abierto es el más rentable, por dicho motivo se lo aplica con mayor frecuencia en los campos del Ecuador. La desventaja de este sistema radica en el tratamiento que requiere en superficie para separar el petróleo limpio y el fluido motriz. Este sistema tiene varias ventajas entre las cuales se nombra las siguientes (Yunapanta,2011):

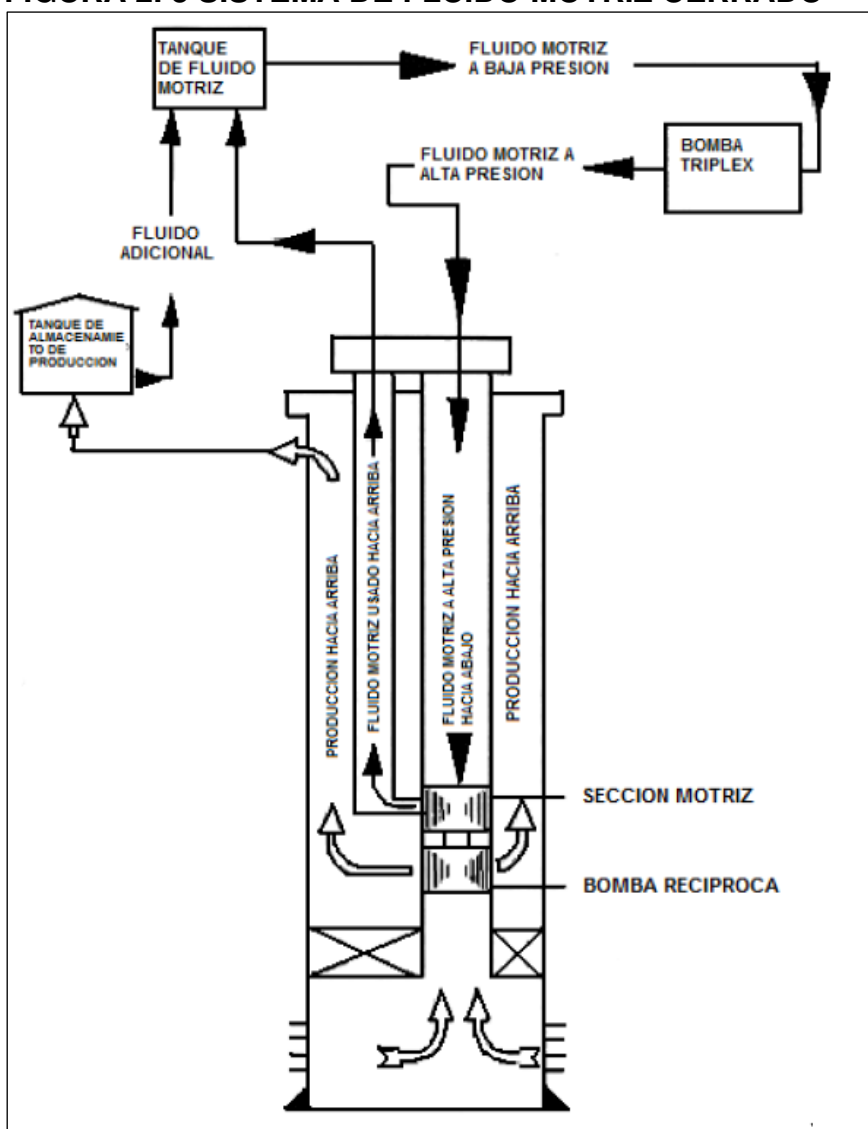
- Por medio del fluido motriz se inyectan aditivos químicos que sirven para el tratamiento a problemas en el pozo como la corrosión, parafinas y escalas.
- En la producción de crudos pesados con altas viscosidades se inyecta fluido motriz, este actúa como un diluyente que al mezclarse disminuye la viscosidad de fluido total, mejorando la eficiencia del transporte hacia la superficie.

2.5.2 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO

El sistema de fluido motriz cerrado se usa exclusivamente para el bombeo hidráulico tipo pistón. Se caracteriza porque el fluido motriz y el fluido producido son transportados independientemente hasta la superficie, mediante una sarta adicional que incorpora un elemento mecánico en el fondo del pozo conocido como cámara de fondo y un empaque para separar el fluido motriz y de producción (Melo, 2019).

El sistema cerrado tiene como desventaja un alto costo de implementación al usar una sarta adicional para su funcionamiento. La ventaja de dicho sistema es la facilidad de tratamiento en superficie para el fluido producido y la facilidad para su diseño en plataformas offshore y en campos con espacio reducido, así como el cálculo de volumen bombeado desde el fondo del pozo hasta la superficie (Yunapanta, 2011). En la figura 2.5 se muestra un esquema del sistema de fluido motriz cerrado.

FIGURA 2.5 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO



Fuente: (Andrade, 2014).

Elaborado por: Johnny Estrella.

2.6 TIPOS DE BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

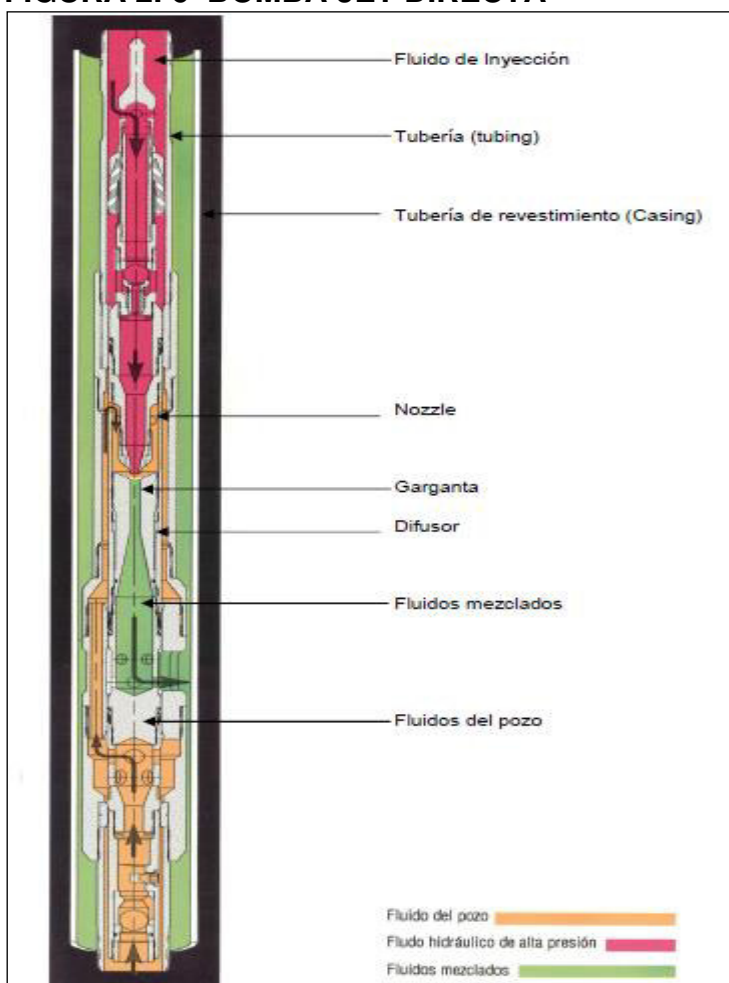
Existen dos tipos de bombas con diferentes sistemas por los que atraviesa el fluido motriz y de producción, siendo la bomba jet convencional y reversa descritas a continuación:

2.6.1 BOMBA JET CONVENCIONAL

La bomba jet convencional o también conocida como bomba directa, se caracteriza por inyectar el fluido motriz en la tubería de producción “tubing” y retornar el fluido por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción o anular “casing”- “tubing”. Este tipo de bomba es utilizada para una producción continua y para evaluaciones de pozo (pruebas). Existen modelos que permiten la incorporación de dispositivos para realizar pruebas de presión conocidos como “Memory gauges”. La bomba jet directa puede ser recuperada por una unidad con cable o con circulación del fluido (Miranda, 2015).

En la figura 2.6 se visualiza un esquema típico de una bomba jet directa y la circulación de fluidos a través de esta para ser levantados hasta superficie.

FIGURA 2. 6 BOMBA JET DIRECTA



Fuente: Introducción al bombeo hidráulico con equipos Oilmaster y Kobe.

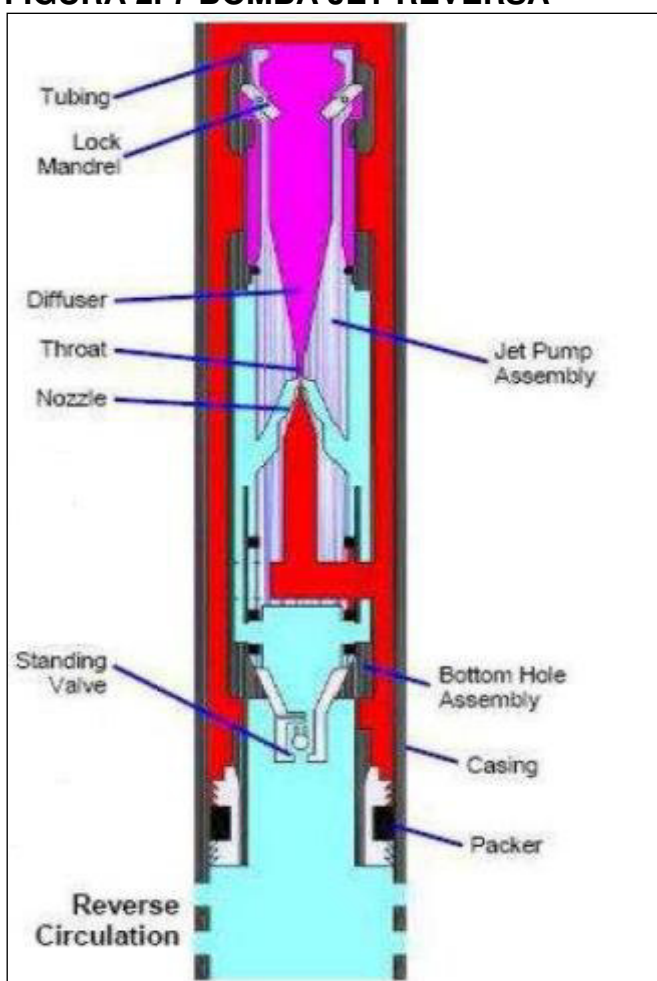
2.6.2 BOMBA JET REVERSA

Esta bomba se aloja en una camisa o “Sliding Sleeve”, se caracteriza porque el fluido motriz es bombeado a través del espacio anular “casing”- “tubing” hasta mezclarse con el fluido de producción proveniente de la arena productora, el fluido mezclado retorna hasta la superficie a través de la tubería de producción “tubing”. Para el asentamiento o la recuperación de la bomba jet reversa se requiere de una unidad Wireline o Slickline (Miranda, 2015).

La bomba jet reversa normalmente es implementada para pozos con alto contenido de sólidos, puesto que este sistema obliga a retornar al fluido mezclado por el “tubing” evitando problemas de acumulación de sólidos en la empacadura “packer”. A demás, permite realizar pruebas TCP o DST en un corto período de tiempo (Miranda,2015).

En la figura 2.7 se muestra un esquema de la bomba jet reversa, donde el color rojo es el fluido motriz inyectado por el espacio anular, el color celeste es el fluido extraído de la formación productora y el color rosado es el fluido mezclado para llevar a superficie por la tubería de producción “tubing”.

FIGURA 2. 7 BOMBA JET REVERSA



Fuente: OIL Hydraulics.

2.7 PARTES DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

La bomba hidráulica tipo jet está compuesta principalmente por tres partes básicas para su funcionamiento ilustradas en la figura 2.8, entre las cuales tenemos:

- Boquilla

Es un elemento conocido también como Tobera o “nozzle”, su función principal es aumentar la velocidad del fluido consecuentemente que su presión se reduce, es decir transformar la energía potencial en energía cinética. Se caracteriza por tener forma de embudo y un diámetro mayor en la parte superior (García, 2018).

- Garganta

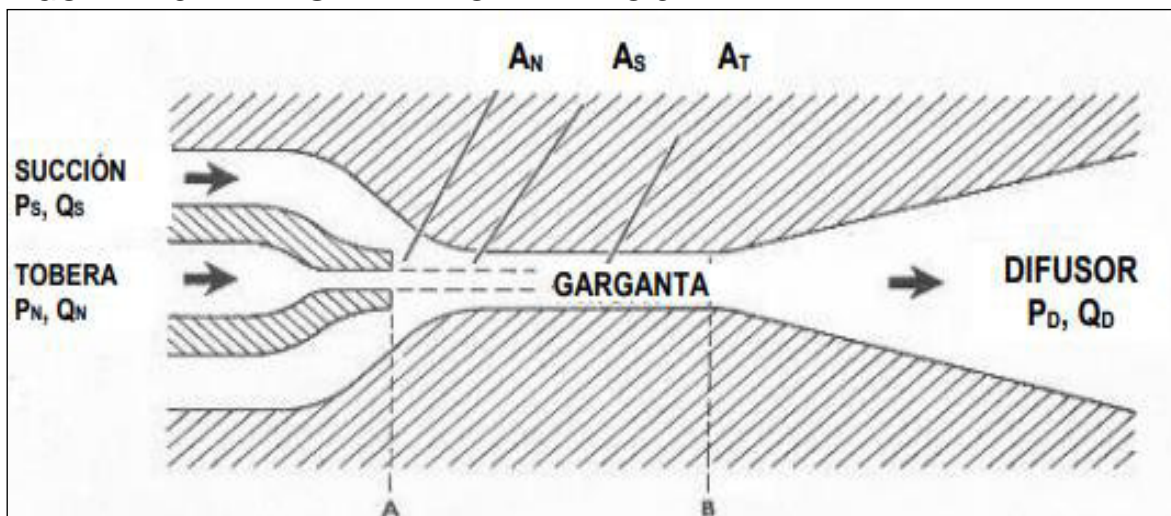
La garganta o cámara de mezclado es el lugar donde se mezclan los fluidos provenientes de la formación perforada y el fluido motriz que fluye a alta velocidad, luego de pasar a través de la boquilla. Dimensionalmente su estructura tiene un diámetro mayor que la boquilla (García, 2018).

- Difusor

El difusor es el elemento final por el que fluye el fluido en la bomba, presenta una función similar a la de una boquilla, transforma la energía cinética en potencial al fluir por una superficie de salida de mayor diámetro, provocando un aumento en la presión. Para que el fluido sea bombeado hasta superficie es necesario que la presión que se genera al salir del difusor sea mayor a la presión de la columna hidrostática (García, 2018).

En la figura 2.8 se muestra las partes de la bomba hidráulica tipo jet con su respectiva nomenclatura.

FIGURA 2. 8 PARTES DE LA BOMBA TIPO JET



Fuente: (Melo, 2019)

Elaborado por: Johnny Estrella

Donde:

P_S = Presión de succión [psi]

P_N = Presión a la entrada de la tobera [pg^2]

P_D = Presión de descarga [psi]

Q_S = Tasa del fluido producido [bl/día]

Q_N = Tasa del fluido motriz [bl/día]

Q_D = Tasa del fluido producido mezclado con fluido motriz [bl/día]

A_N = Área de flujo de la Boquilla "Nozzle" [pg^2]

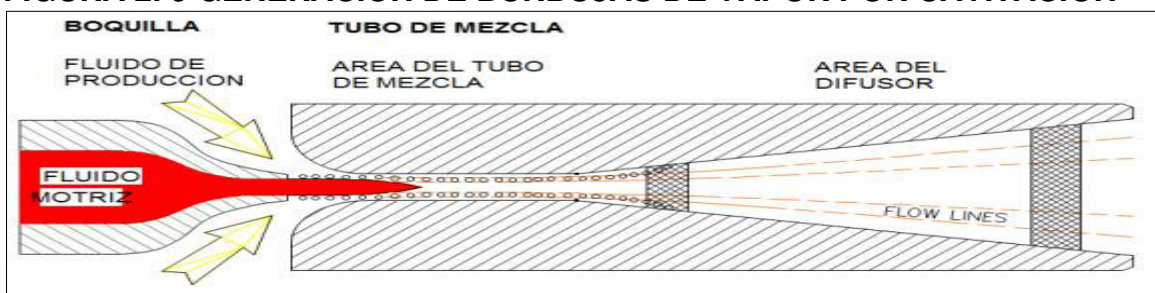
A_T = Área de flujo total de la garganta o cámara de mezclado "throat" [pg^2]

A_S = Área anular de la garganta para el flujo de la producción [pg^2]

2.8 CAVITACIÓN EN LA BOMBA JET

La cavitación es un problema muy relevante en el diseño de la bomba puesto que el fluido de producción requiere de altas velocidades en un rango de 200 a 300 ft/s para ingresar a la garganta o cámara de mezclado de la bomba jet. Las áreas de flujo de la cámara de mezclado y la tobera "nozzle" crean un paso de flujo anular en la entrada de la cámara de mezclado. Mientras más pequeña sea esta área, la velocidad del fluido de producción que atraviesa la cámara de mezclado será mayor. La presión estática del fluido disminuye a medida que aumenta el cuadrado de la velocidad, hasta llegar a la presión de vapor del fluido a una alta velocidad. Esta caída de presión genera burbujas de vapor (figura 2.9), creando un fenómeno conocido como cavitación de la bomba. Consecuentemente, se crea un flujo dinámico asociado al principio de Venturi en la cámara de mezclado, obteniendo una presión de succión insuficiente para aumentar el caudal de producción, aunque se incremente la velocidad y la presión del fluido motriz. Con el aumento en la presión de la bomba las burbujas de vapor colapsan, generando erosión en la bomba, lo que se conoce como daño por cavitación (PetroWiki,2016; Yunapanta, 2011).

FIGURA 2. 9 GENERACIÓN DE BURBUJAS DE VAPOR POR CAVITACIÓN

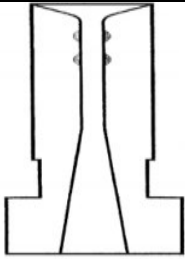
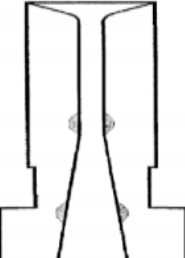
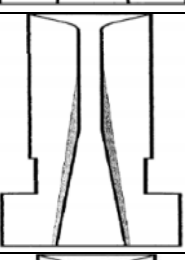
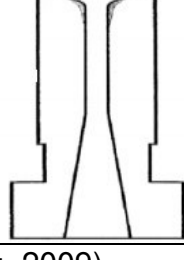


Fuente: (Yunapanta, 2011)

Por lo tanto, para una tasa de producción y una presión de succión de la bomba determinados, se necesita un área de flujo anular mínima que permita manejar una velocidad suficientemente baja para evitar la cavitación y erosión en la bomba. Cunningham y Brown fueron ponentes sumamente reconocidos en el estudio de la cavitación, los diseños de bombas actuales tomaron referencia de estos investigadores para los casos en pozos profundos con altas presiones (PetroWiki,2016; Yunapanta, 2011).

En la tabla 2.2 se muestra ejemplos de cavitación de la bomba jet, donde se indica el origen de daño y una posible solución para la solución al daño.

TABLA 2. 2
EJEMPLOS DE CAVITACIÓN EN LA BOMBA JET

Ejemplo	Gráfico	Descripción
A		Cavitación en la entrada de la cámara de mezclado, es causada por los fluidos de la formación productora. Solución: Se requiere de un tamaño mayor de cámara de mezclado, factiblemente el próximo mayor
B		La cavitación en el extremo inferior de la cámara de mezclado y entre el difusor, es generada por el fluido motriz, normalmente indica una presión de succión menor. Solución: Disminuir la presión de operación y el tamaño de la cámara de mezclado.
C		La Erosión por arena ocurre típicamente en una gran longitud del área desde el extremo de la entrada de la cámara de mezclado hasta dentro de la sección del difusor.
D		El extremo de la entrada de la cámara de mezclado más ancho, normalmente provocado por el intento de producir más de lo que permitido en el área anular o por alto contenido de gas.

Fuente: (Ortiz, 2009).

2.9 EMULSIONES EN LA BOMBA JET

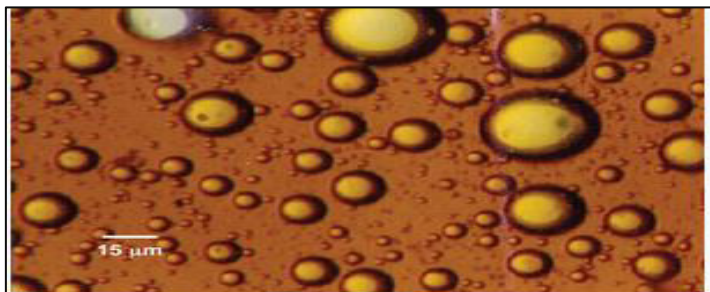
La emulsión es una dispersión de un líquido en otro líquido inmiscible. La fase que está presente en pequeñas partículas es la fase dispersa, y la fase en la que se suspenden las pequeñas partículas es conocida como fase dispersante. Las emulsiones en campos petroleros son producidas por un líquido acuoso y petróleo crudo proveniente de la formación productora. La cantidad de agua que se emulsiona con petróleo crudo varía mucho de un campo a otro, dependiendo de sus características reológicas. Puede variar en una cantidad menor al 1% y en algunas ocasiones en una cantidad mayor al 80% (PetroWiki, 2015; Yunapanta,2011)

Existen tres grandes grupos en los que se clasifican las emulsiones formadas en los campos petroleros:

- Emulsión de agua en aceite, como se muestra en la figura 2.10.
- Emulsión de aceite en agua; como se muestra en la figura 2.11.
- Emulsiones múltiples o complejas; como se muestra en la figura 2.12.

El corte de agua es un factor determinante para la formación de emulsiones mientras se operan con bomba tipo jet, incrementando considerablemente las posibilidades en el caso que el BSW supere el 60% - 70%. Durante la inyección de fluido motriz con adición de químicos para tratar al pozo, la formación de emulsiones puede originarse tras una reacción imprevista. Para romper la emulsión, se requiere de un químico denominado desemulsificante (Yunapanta, 2011).

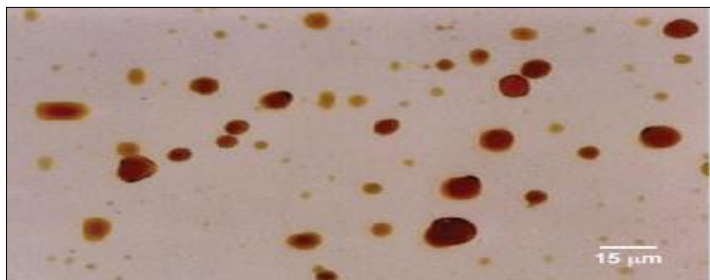
FIGURA 2. 10 EMULSIÓN DE AGUA EN ACEITE



Fuente: (PetroWiki, 2015)

Elaborado por: Johnny Estrella

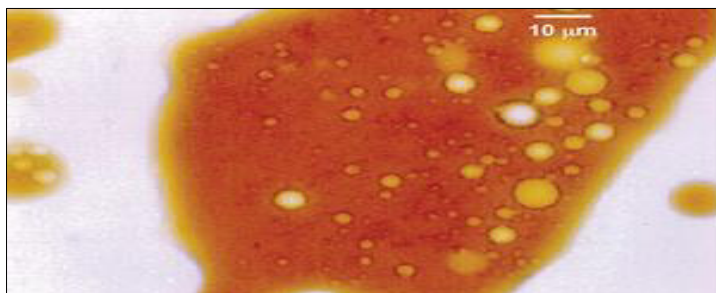
FIGURA 2. 11 EMULSIÓN DE ACEITE EN AGUA



Fuente 😊 (PetroWiki, 2015)

Elaborado por: Johnny Estrella

FIGURA 2. 12 EMULSIÓN MÚLTIPLE



Fuente: (PetroWiki, 2015)

Elaborado por: Johnny Estrella

2.10 FABRICANTES DE LA BOMBA JET

Existen diferentes catálogos por cada fabricante de bomba hidráulica tipo jet, de acuerdo con la necesidad del pozo y el requerimiento del cliente. La bomba jet presenta un diseño básico muy similar entre los diferentes fabricantes, su diferencia radica en la forma en que los fluidos son bombeados dentro y fuera de la sección de trabajo. Las combinaciones de geometrías entre boquilla y garganta varían en función de cada fabricante, entre los principales fabricantes de bomba hidráulica tipos jet se destacan (Melo, 2019):

- National
- Guiberson
- Kobe
- Claw
- Fluid Packed Pump
- OHI

2.11 ESPECIFICACIONES DE TOBERAS Y CÁMARAS DE MEZCLADO DE DIFERENTES FABRICANTES

Gosline – O’Brien diseñó el primer arreglo geométrico de la bombas jet. Posteriormente, autores como Cunningham intervinieron en las mejoras del diseño para concluir en un modelo matemático que describe en forma similar el dimensionamiento geométrico de las bombas hidráulicas tipo jet. Los fabricantes de bombas hidráulicas tipo jet ofrecen una gran variedad de geometrías para cada condición requerida en el pozo. Donde para cada diámetro de boquilla, se tiene cinco o más opciones de cámaras de mezclado manejando una gama mayor de condiciones de flujo y presión (Melo, 2019).

El control de la producción de hidrocarburos se fundamenta en el diseño de diferentes configuraciones geométricas entre boquillas y cámaras de mezclado ofrecidas por diversos fabricantes. Sus áreas dependen de una progresión geométrica variando en función de cada fabricante. Los fabricantes Kobe y National se manejan con el factor $10^{1/9} = 1.29155$ y $4/\pi = 1.27324$ respectivamente. Guiberson se basa en un sistema similar de progresión geométrica cubriendo un rango ligeramente más amplio que el de Kobe y National. Sin embargo, emplea el mismo factor matemático sobre el rango total (Melo, 2019).

Oilwell y PackerCo son fabricantes menos conocidos en la industria petrolera, siendo Oilwell un modelo similar a Kobe respecto a las dimensiones de boquilla y cámara de mezclado, mientras que PackerCo presenta dimensiones similares a las del fabricante Guiberson.

En la tabla 2.3 se muestran las geometrías de la bomba jet de diferentes fabricantes, con su respectiva denominación de boquilla (Nozzle) y Garganta (throat), permitiendo conocer el tamaño de la bomba hidráulica tipo jet para ser implementada en un pozo dependiendo sus requerimientos y necesidades de producción.

TABLA 2. 3
GEOMETRÍAS DE DIFERENTES FABRICANTES DE BOMBA JET.

SERTECPET - CLAW				BLADER - GUIBERSON				OILWELL				KOBE				NATIONAL-OLIMASTER			
NOZZLE		GARGANTA		NOZZLE		GARGANTA		NOZZLE		GARGANTA		NOZZLE		GARGANTA		NOZZLE		GARGANTA	
DENOM.	AREA (plg ²)	DENOM.	AREA (plg ²)	DENOM.	AREA (plg ²)	DENOM.	AREA (plg ²)	DENOM.	AREA (plg ²)	DENOM.	AREA (plg ²)	DENOM.	AREA (plg ²)	DENOM.	AREA (plg ²)	DENOM.	AREA (plg ²)	DENOM.	AREA (plg ²)
1	0.0018	A	0.0046	DD	0.0016	000	0.0044	1	0.0024	A	0.0060	1	0.0024	1	0.0060	1	0.0024	1	0.0064
2	0.0030	B	0.0072	CC	0.0028	00	0.0071	2	0.0031	B	0.0077	2	0.0031	2	0.0077	2	0.0031	2	0.0081
3	0.0038	C	0.0140	BB	0.0038	0	0.0104	3	0.0040	C	0.0100	3	0.0040	3	0.0100	3	0.0039	3	0.0104
4	0.0054	D	0.0142	A	0.0055	1	0.0143	4	0.0052	D	0.0129	4	0.0052	4	0.0129	4	0.005	4	0.0131
5	0.0074	E	0.0187	A+	0.0075	2	0.0189	5	0.0067	E	0.0167	5	0.0067	5	0.0167	5	0.0064	5	0.0167
6	0.0094	F	0.0239	B	0.0095	3	0.0241	6	0.0086	F	0.0215	6	0.0086	6	0.0215	6	0.0081	6	0.0212
7	0.0108	G	0.0311	B+	0.0109	4	0.0314	7	0.0095	G	0.0272	7	0.0111	7	0.0278	7	0.0103	7	0.0271
8	0.0122	H	0.0376	C	0.0123	5	0.0380	8	0.0136	H	0.0353	8	0.0144	8	0.0359	8	0.0131	8	0.0346
9	0.0148	I	0.0447	C+	0.0149	6	0.0452	9	0.0181	I	0.0456	9	0.0186	9	0.0464	9	0.0167	9	0.0441
10	0.0175	J	0.0526	D	0.0177	7	0.0531	10	0.0229	J	0.0593	10	0.0240	10	0.0599	10	0.0212	10	0.0562
11	0.0239	K	0.0654	E	0.0241	8	0.0661	11	0.0307	K	0.0764	11	0.0310	11	0.0774	11	0.0271	11	0.0715
12	0.0311	L	0.0796	F	0.0314	9	0.0804	12	0.0387	L	0.0989	12	0.0400	12	0.1000	12	0.0346	12	0.0910
13	0.0450	M	0.0957	G	0.0452	10	0.0962	13	0.0498	M	0.1242	13	0.0517	13	0.1242	13	0.0441	13	0.1159
14	0.0658	N	0.1119	H	0.0661	11	0.1125	14	0.0642	N	0.1668	14	0.0668	14	0.1668	14	0.0562	14	0.1476
15	0.0851	O	0.1445	I	0.0855	12	0.1452	15	0.0863	O	0.2107	15	0.0863	15	0.2154	15	0.0715	15	0.1879
16	0.1251	P	0.1763	J	0.1257	13	0.1777	16	0.0111	P	0.2783	16	0.1114	16	0.2783	16	0.0910	16	0.2392
17	0.1552	Q	0.2154	K	0.1588	14	0.2165	17	0.1439	Q	0.3594	17	0.1439	17	0.3594	17	0.1159	17	0.3046
18	0.1950	R	0.2593	L	0.1980	15	0.2606	18	0.1858	R	0.4642	18	0.1858	18	0.4642	18	0.1476	18	0.3878
19	0.2464	S	0.3127	M	0.2463	16	0.3127	19	0.2400	S	0.5995	19	0.2400	19	0.5995	19	0.1879	19	0.4938
20	0.3119	T	0.3780	N	0.3117	17	0.3750	20	0.3100	T	0.7743	20	0.3100	20	0.7743	20	0.2392	20	0.6287
21	0.3850	U	0.4515	O	0.3848	18	0.4513			U	1.0000			21	1.0000				
		V	0.5426			19	0.5424			V	1.2910			22	1.2916				
		W	0.6520			20	0.6518							23	1.6681				
														24	2.1544				

Fuente: (Sertecpet, 2011)
Elaborado por: Johnny Estrella

A continuación, en las tablas 2.4 y 2.5 se presenta las áreas anulares garganta - tobera de los fabricantes National y Kobe respectivamente. A demás, se muestran las relaciones de áreas y áreas anulares de garganta para bombas del fabricante Guiberson en la tabla 2.6. Las relaciones de áreas y áreas anulares garganta-tobera de los fabricantes Claw, Fluid Packed Pump y OHI se muestran en el anexo N°1.

TABLA 2. 4
ÁREAS ANULARES GARGANTA – TOBERA DE NATIONAL (PG^2)

Área anular Garganta-Tobera, A_s						
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
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				

Fuente: (Melo, 2019)

Elaborado por: Johnny Estrella

TABLA 2. 5
ÁREAS ANULARES GARGANTA-TOBERA DE KOBE (PG^2)

Área anular Garganta-Tobera, A_s						
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

Fuente: (Melo, 2019)

Elaborado por: Johnny Estrella

TABLA 2. 6
RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA (PG^2) 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						
	A_S	0.1287	0.2050	0.2961	0.4055						
N	Gargantas	18	19	20							
	R	0.69	0.57	0.48							
	A_S	0.1395	0.2306	0.3401							
P	Gargantas	19	20								
	R	0.71	0.59								
	A_S	0.1575	0.2670								

R = relación área tobera/área garganta
 A_S = área anular de la garganta

Fuente: (Melo, 2019)

Elaborado por: Johnny Estrella

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA PARA EL DISEÑO DE BOMBA JET

3.1 INTRODUCCIÓN AL MODELO DE BOMBA JET DE TULSA

Se propone un nuevo modelo para predecir el rendimiento de las bombas hidráulicas tipo jet al bombear una mezcla de fluido bifásico de gas-líquido. El rendimiento del modelo se compara con los modelos de Petrie e y Jiao; Los datos de entrada fueron las medidas tomadas por Jiao al probar una bomba hidráulica tipo jet industrial (Noronha , Franca, & Alhanati, 1998).

El presente modelo resulta de la aplicación de la ley de conservación unidimensional de la masa, momento y energía al flujo de una mezcla de gas-líquido al atravesar una bomba hidráulica tipo jet. Se diferencia de los modelos publicados anteriormente puesto que tiene en cuenta el flujo de la mezcla homogénea compresible bifásica al pasar por las diferentes partes de la bomba hidráulica. No es solo una adaptación de un modelo desarrollado originalmente para flujos monofásicos. Hasta ahora, la mayoría de los modelos que representan el flujo de una mezcla de gas y líquido en una bomba hidráulica tipo jet se adaptaron a partir de modelos desarrollados para flujos monofásicos incompresibles. La compresibilidad del gas, por ejemplo, se considera completamente, como lo hizo Cunningham al modelar una bomba tipo jet impulsada por un gas (Noronha , Franca, & Alhanati, 1998).

La solución del modelo propuesto requiere del conocimiento de dos factores de disipación de energía constante, es decir, el flujo dentro de la boquilla y el flujo dentro de la garganta. Los mejores valores para estos factores se obtuvieron mediante la realización de un análisis de regresión sobre los datos de Jiao. Los resultados mostraron una concordancia consistentemente mejor, en todo el rango de las variables operativas con los datos experimentales que fueron obtenidos por lo modelos existentes (Noronha , Franca, & Alhanati, 1998).

Durante varios años se han estudiado varios modelos de la bomba jet en la industria petrolera. El diseño de la bomba jet de Tulsa fue presentado por investigadores en el año 2006, con el fin de presentar un modelo que logre predecir el comportamiento del flujo compresible de fluidos. Sin embargo, se han publicado pocos modelos capaces de predecir este comportamiento, un ejemplo es “El modelo del comportamiento de la bomba hidráulica tipo jet para fluidos de dos fases” realizado por Baohua Jiao, en el año 1988 (Perdersen, 2006).

El modelo de la Universidad de Tulsa propone una alternativa al diseño de bombas jet con fluido bifásico ampliando el clásico modelo monofásico, el cual se basa en la conservación de la masa y energía. El modelo de Tulsa permite la predicción de la eficiencia de la bomba y la producción de fluidos de la formación con un rango de hasta 2200 PCS/BLS de relación gas – líquido. En el modelo se utilizaron 616 pruebas con circulación de fluido a baja presión en una bomba jet con material plástico y en una bomba jet convencional otras 373 pruebas con circulación de fluido a alta presión. En la bomba convencional se manejó caudales de fluido desde 200 hasta 860 bl/día y presiones en un rango entre 200 a 3000 psia; la presión de descarga fue variada desde 800 hasta 2000 psia inyectando aire a una tasa de 0 a 185 MSCF/D (Jiao, Blais, & Schmidt, 1990).

3.2 FUNDAMENTOS DEL MODELO DE BOMBA JET DE TULSA

El diseño de bomba jet de la Universidad de Tulsa se fundamenta en la publicación presentada por Jiao en el año 1988, “El modelo del comportamiento de la bomba hidráulica tipo jet para fluidos de dos fases”. Por otro lado, el método de Tulsa se basa en estudios experimentales realizados en la Universidad de Tulsa y es un desarrollo adicional del modelo presentado en su tesis de maestría "Comportamiento de las bombas hidráulicas tipo jet al manipular una mezcla de gas y líquido" de 1985 (Perdersen, 2006).

El método de la Universidad de Tulsa utilizó el modelo de Petrie, Smart y Wilson (PSW) para el análisis de datos, el cual se basa principalmente en la ley de la conservación de la masa y energía. Ambos modelos presentan una única diferencia en el tratamiento de dos parámetros adimensionales empíricos; coeficiente de pérdida por fricción de la boquilla (nozzle) " K_N " y coeficiente de la cámara de mezclado (throat) – Difusor " K_{TD} ". Según Jiao en 1988, plantea como objetivo de los modelos PSW y Tulsa la predicción de la recuperación adimensional de presión “H”, en función de la relación de flujo másico adimensional “M” (Perdersen, 2006).

El modelo de la Universidad de Tulsa se probó bajo un circuito simulado en condiciones a escala de presiones y tasas de campo reales, para obtener un mayor acercamiento de lo que ocurre en un campo real de producción petrolera. Este modelo utiliza agua como fluido motriz y una mezcla de (agua + aire) como fluido de succión.

En comparación al diseño del modelo convencional de bomba jet, su aplicación es ampliada puesto que la cámara de mezclado y el difusor poseen un ajuste empírico del coeficiente de pérdida, todas las pruebas fueron realizadas con agua y aire, sin un ajuste para las propiedades físicas de la succión o el fluido motriz. El coeficiente de pérdida en lugar de ser una constante adimensional, se convierte en una función de tres parámetros adimensionales (Jiao, Blais, & Schmidt, 1990):

- Respecto a la geometría de la bomba jet: Relación área boquilla/garganta.
- Respecto a las presiones operativas: Relación de presión de descarga/presión de fluido motriz.

- Respecto a la relación gas – líquido: Relación aire/agua.

3.3 PRINCIPIOS DEL MODELO DE TULSA

El presente modelo es derivado de las unidades de campo. Se realizan las siguientes suposiciones para el análisis de las ecuaciones de equilibrio de la energía y cantidad de movimiento basadas para el modelo de Tulsa.

- Flujo en estado estacionario
- Propiedades uniformes de un fluido monofásico
- Líquido incompresible
- Presión constante en toda la sección
- Espesor cero de la pared de la boquilla a la salida
- Mezcla completa a la salida de la garganta.
- No hay espacio entre la salida de la boquilla y la entrada de la garganta.

El objetivo de este modelo es la predicción de la recuperación de presión “ H ”, en función de la relación de flujo másico adimensional “ M ”.

La relación de presiones o también conocida como relación de recuperación de presión adimensional, es el aumento de presión sobre la bomba entre la diferencia de presión del fluido motriz y la presión de descarga. Se representa con la siguiente ecuación:

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \quad (3.1)$$

La relación de flujo másico adimensional es igual a la fracción de la tasa de producción (intake o succión) y la tasa del fluido motriz, representada por la siguiente ecuación:

$$M = \frac{M_{succión}}{M_{Boquilla}} = \frac{Q_S}{Q_N} \quad (3.2)$$

Para un flujo monofásico, en el que se asumen iguales densidades en ambos fluidos.

La relación de flujo másico incluyendo la presencia de gas “ M ”, está dada por la relación de flujo másico del fluido de producción y la presencia de gas en la bomba jet, dado por el valor $(0,2178 \times Q_G)$. Por lo tanto se origina la siguiente ecuación:

$$M = \frac{Q_S + (0,2178 \times Q_G)}{Q_N} \quad (3.3)$$

En el modelo de Tulsa, estima una densidad igual del fluido motriz y del fluido de producción. En condiciones de alto porcentaje de BSW en la producción, se podría

decir que en la ecuación de “ M ”, el factor de caudal de succión “ Q_s ” debe acoplarse con la diferencia de densidades del petróleo crudo y el agua (Perdersen, 2006).

Donde la ecuación, representa la relación entre la potencia de entrada consumida y la potencia útil transferida, también conocida como eficiencia.

$$E = M \times H \quad (3.4)$$

Para obtener “ $H=f(M)$ ” el modelo de Tulsa se basó en la investigación de Cunningham, quién se fundamentó en la ley de la conservación de la masa y la energía para su trabajo. Matemáticamente se define de la siguiente forma:

$$B = 2R + \left[\frac{(1 - 2R) \times (M^2 R^2)}{(1 - R)^2} \right] \quad (3.5)$$

$$C = R^2 \times (1 + M)^2 \quad (3.6)$$

Donde R es la relación del área de la boquilla y el área de la cámara de mezclado. La ecuación matemática que describe el factor “ H ”, puede definirse por:

$$H = \frac{B - (1 - K_{TD}) \times C}{(1 + K_N) - B + (1 + K_{TD}) \times C} \quad (3.7)$$

En la ecuación (3.7) se tiene en cuenta los factores de coeficientes de pérdidas de presión adimensionales, siendo los siguientes:

- K_{TD} : Coeficiente de pérdida para la cámara de mezclado – difusor.
- K_N : Coeficiente de pérdida para la boquilla (nozzle).

La relación de presiones “ H ” expresada anteriormente en la ecuación 3.7, depende fundamentalmente por los coeficientes de pérdida de presión.

El factor K_N se obtuvo mediante una optimización basada en datos con un comportamiento a altas presiones en la bomba jet, toma un valor igual a 0,04 para el modelo de Tulsa, en lugar de ser 0,03 como se presentaba en el modelo de Petrie, Smart y Wilson (PSW) (Perdersen, 2006).

El factor K_{TD} se obtuvo mediante un análisis de regresión lineal de mínimos cuadrados con los logaritmos de las variables R , R_p y la relación gas- líquido (GLR). Este parámetro está compuesto por el coeficiente de pérdida en la cámara de mezclado “ K_{TD} ” y el coeficiente de pérdida en el difusor de la bomba “ K_D ”. La ecuación esta expresada como (Perdersen, 2006):

$$K_{TD} = 0,1 + (3,67 \times 10^{-3})(R_p)^{-2,33}(GLR^{0,63}) \left(\frac{0,15898}{0,30483} \right)^{0,63} (R^{0,33}) \quad (3.8)$$

Para el caso de un fluido monofásico sin presencia de gas ($GLR = 0$), la ecuación de K_{TD} ” se expresa de la siguiente forma:

$$K_{TD} = 0,1 \quad (3.9)$$

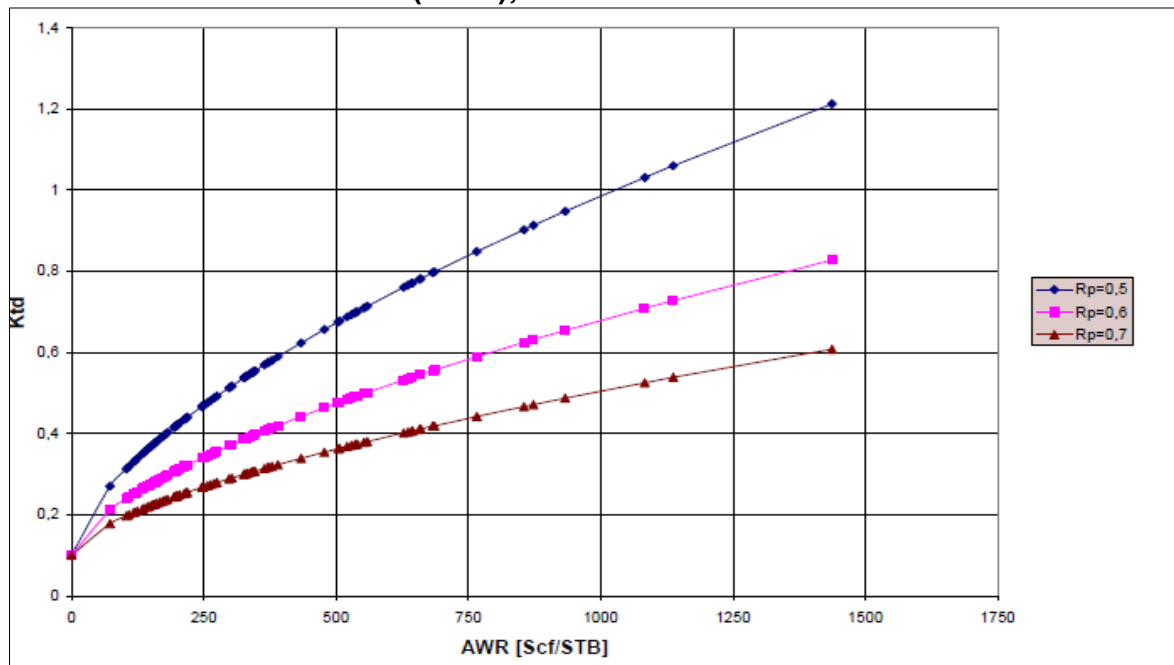
Por lo tanto, si no hay presencia de gas el valor de K_{TD} pasa a ser una constante. Donde:

- R_p : es la relación de la presión de descarga y presión del fluido motriz.
- R : es la relación del área de la boquilla (Nozzle) y la cámara de mezclado.
- GLR : es la relación gas – líquido, en el caso del estudio presentado con aire como gas y agua como líquido.

3.4 FACTORES PRINCIPALES PARA CONTROLAR EL RENDIMIENTO DE LA BOMBA

La figura 3.1 es un gráfico del parámetro de pérdida garganta- difusor " K_{TD} " y la relación gas – líquido " GLR " o relación aire – agua " AWR ", donde los datos se basaron de la publicación de Jiao, 1988 "El modelo del comportamiento de la bomba hidráulica tipo jet para fluidos de dos fases", para tres valores fijos de relación entre la presión de descarga y la presión del fluido motriz " R_p ". La tendencia muestra que una relación aire-agua en aumento, da como resultado un factor de coeficiente de pérdida " K_{TD} " en aumento (Pedersen, 2006).

FIGURA 3. 1 KTD VS GLR (AWR), BASADO EN DATA DE JIAO



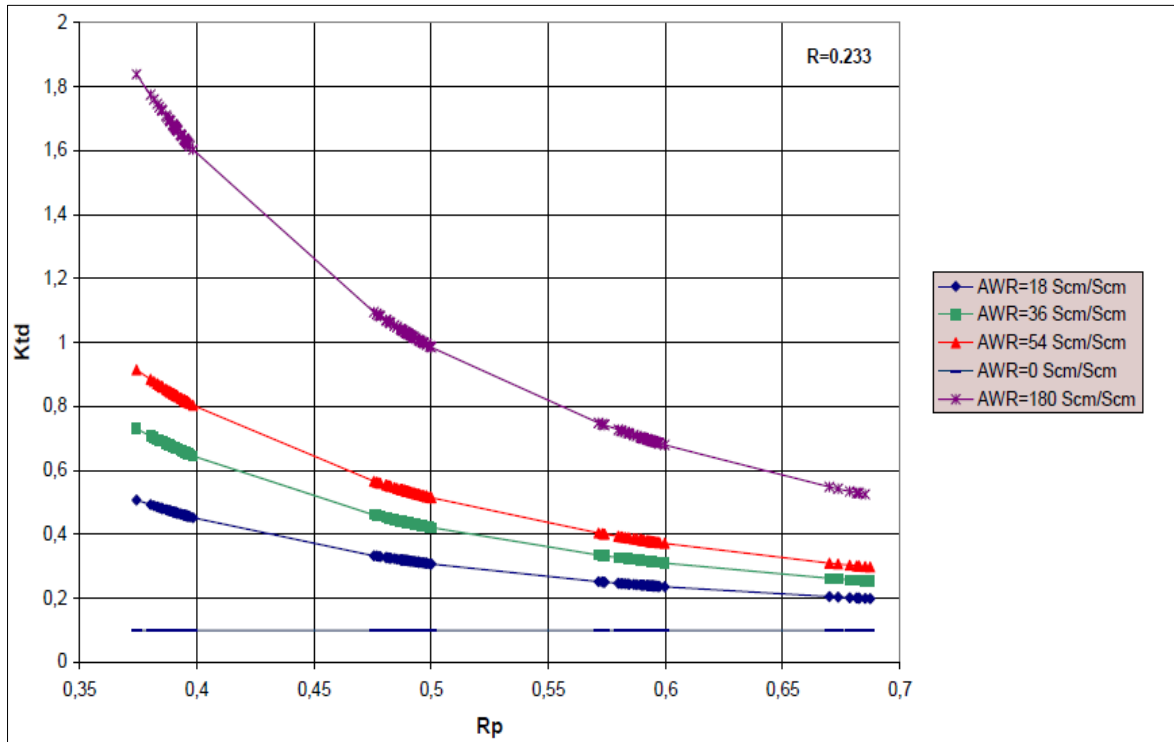
Fuente:(Pedersen, 2006)

Elaborado por: Johnny Estrella

En la figura 3.2 se representa gráficamente el factor de fricción garganta - difusor " K_{TD} " para cinco valores diferentes de GLR (AWR). La tendencia muestra que si el valor de " K_{TD} " disminuye entonces el valor de " R_p " aumenta. Por lo tanto, con referencia a la ecuación 3.7, cuanto mayor sea la relación de recuperación de presión " H ", menor será la pérdida por fricción en la garganta y el difusor (Pedersen, 2006).

La figura 3.3 muestra K_{TD} vs R con cinco valores diferentes de GLR (AWR). Según la tendencia a medida que R aumenta, aumenta K_{TD} , la única excepción es para $AWR = 0$ donde K_{TD} permanece constantemente e igual a 0.1. Una tendencia común para el gráfico mencionado es que el factor de fricción garganta-boquilla aumenta con el aumento de la relación gas - líquido (aire-agua) (Pedersen, 2006).

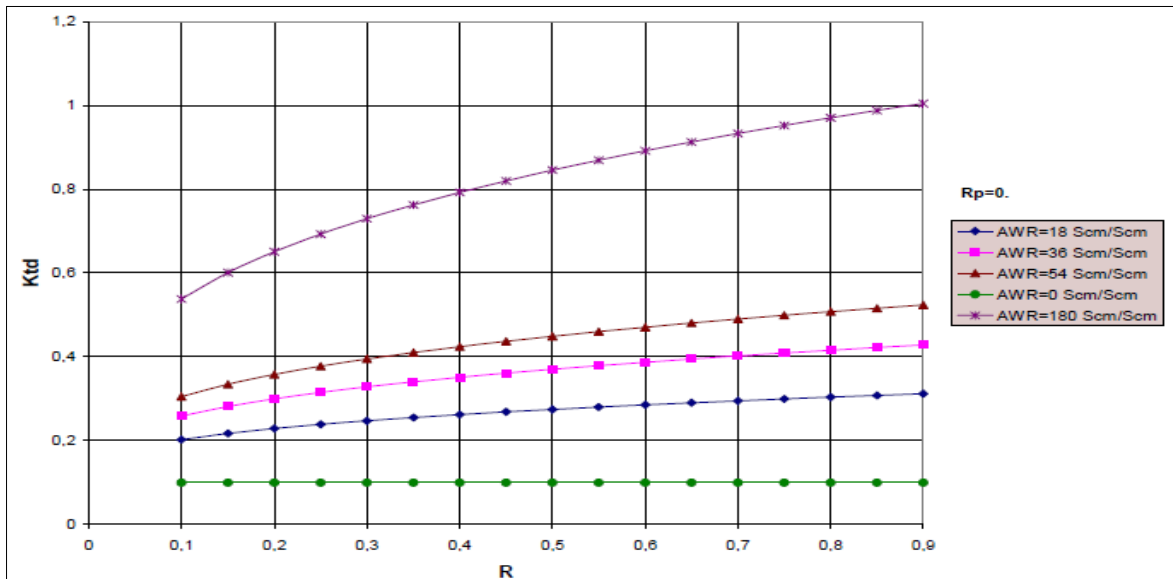
FIGURA 3. 2 FACTOR DE FRICCIÓN EN LA GARGANTA Y DIFUSOR VS RELACIÓN DE LA PRESIÓN DE DESCARGA AL FLUIDO MOTRIZ



Fuente:(Pedersen, 2006)

Elaborado por: Johnny Estrella

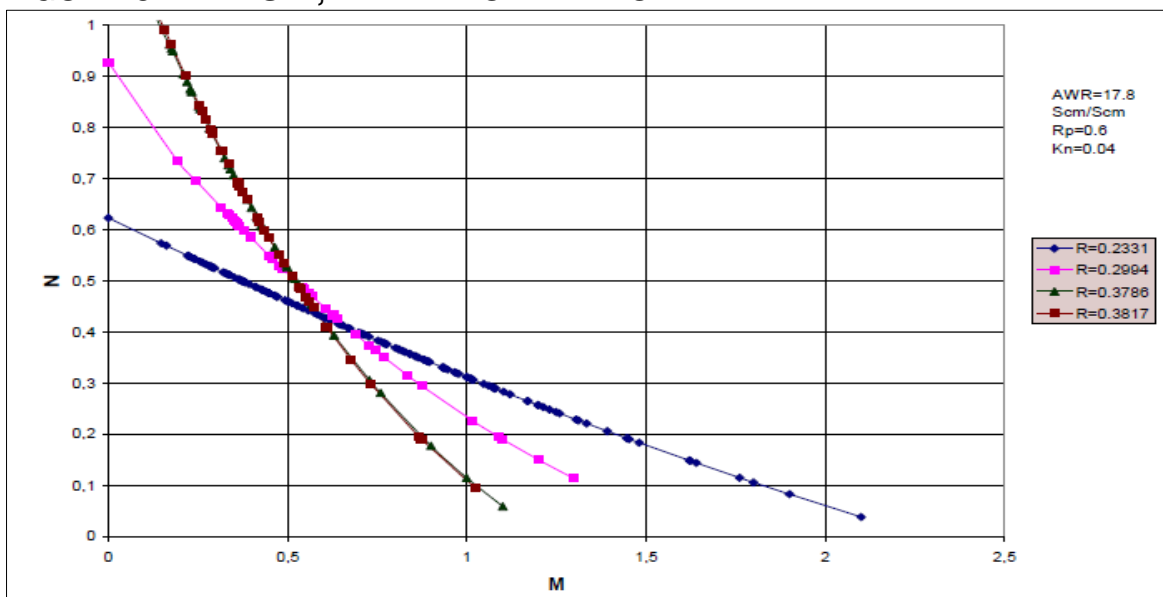
FIGURA 3. 3 FACTOR DE FRICCIÓN GARGANTA Y DIFUSOR VS RELACIÓN DE LAS ÁREAS BOQUILLA -GARGANTA



Fuente:(Pedersen, 2006)
Elaborado por: Johnny Estrella

Las figuras 3.4 y 3.6 describen la relación de recuperación de presión adimensional vs el caudal de flujo másico adimensional. Para un rendimiento óptimo de la bomba, es importante encontrar los valores de H (N) y M que juntos dan como resultado la mayor eficiencia y la menor demanda de energía para el fluido motriz. Como se ve en las figuras 3.4, el aumento de la relación entre el área de la boquilla y la garganta (R) da como resultado una disminución del flujo del fluido de producción al fluido motriz (M) (Perdersen, 2006).

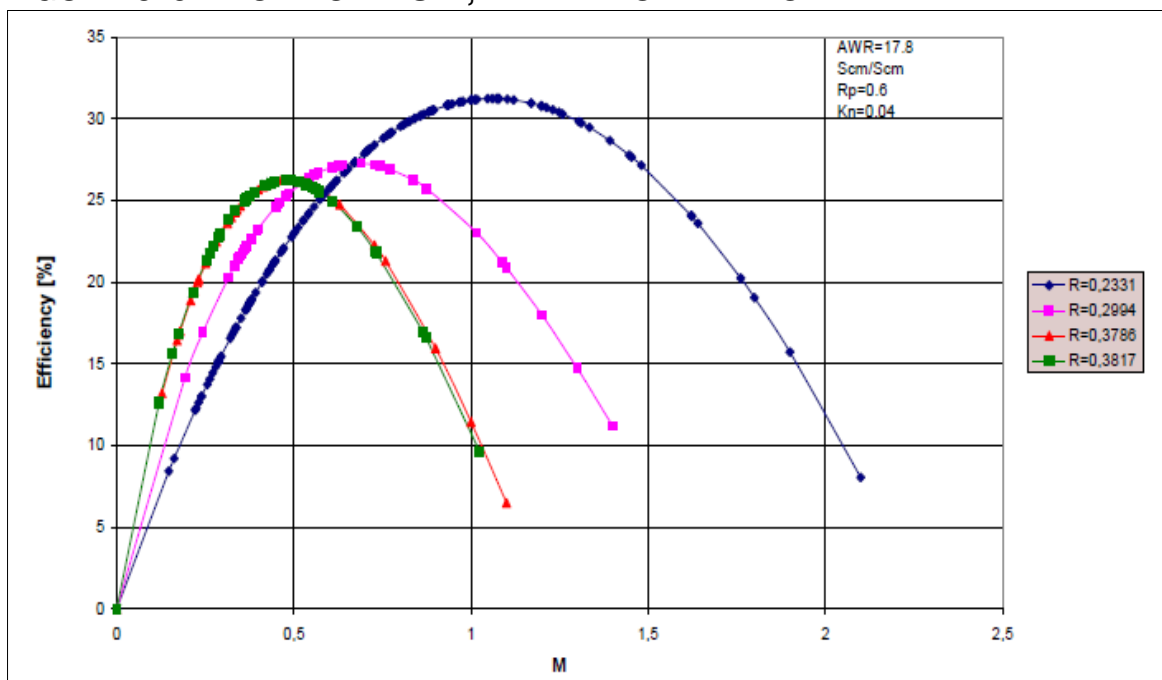
FIGURA 3. 4 N VS M, VARIANDO EL VALOR R



Fuente: (Pedersen, 2006)
Elaborado por: Johnny Estrella

En la figura 3.5 se representa los parámetros eficiencia vs el caudal de flujo másico adimensional "M", variando el valor de "R" que es la relación entre el área de la boquilla y la garganta. Se puede inferir mediante los resultados obtenidos que al aumentar el valor de R se obtiene una disminución en la eficiencia.

FIGURA 3. 5 EFICIENCIA VS M, VARIANDO EL VALOR R

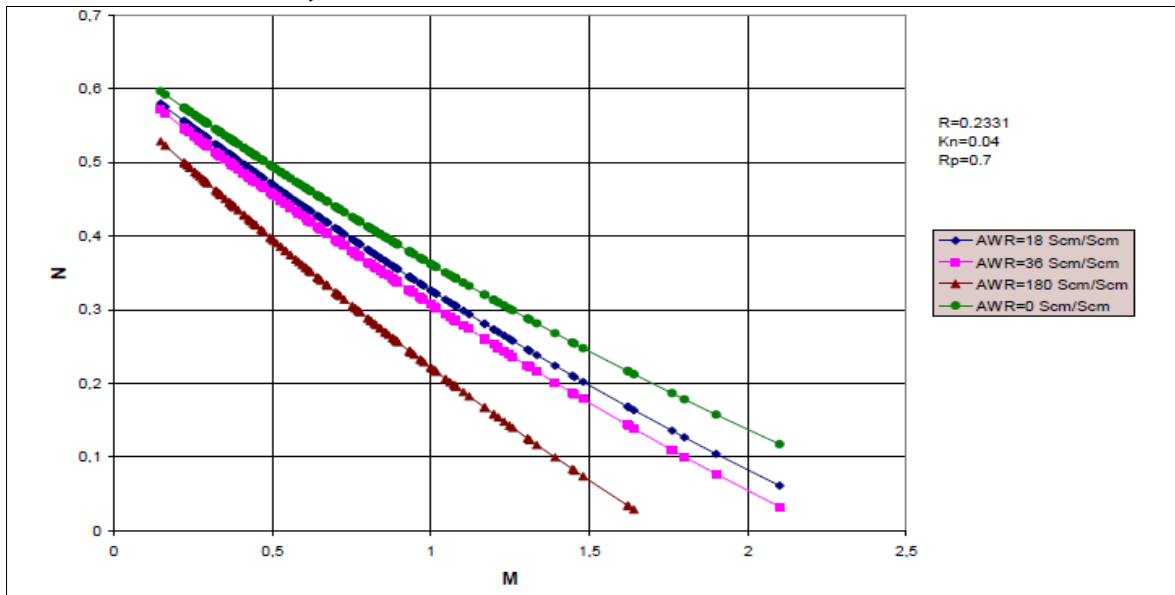


Fuente: (Pedersen, 2006)

Elaborado por: Johnny Estrella

La figura 3.6 reafirma la influencia del aire (gas) en el sistema, según su tendencia al disminuir el GLR , el valor de $H(N)$ disminuye. En la figura 3.7 se representa gráficamente la eficiencia vs "M" caudal de flujo másico adimensional variando el valor de GLR , donde se puede evidenciar que cuanto mayor sea el valor de GLR (AWR), menor es la eficiencia total ($H \times M$).

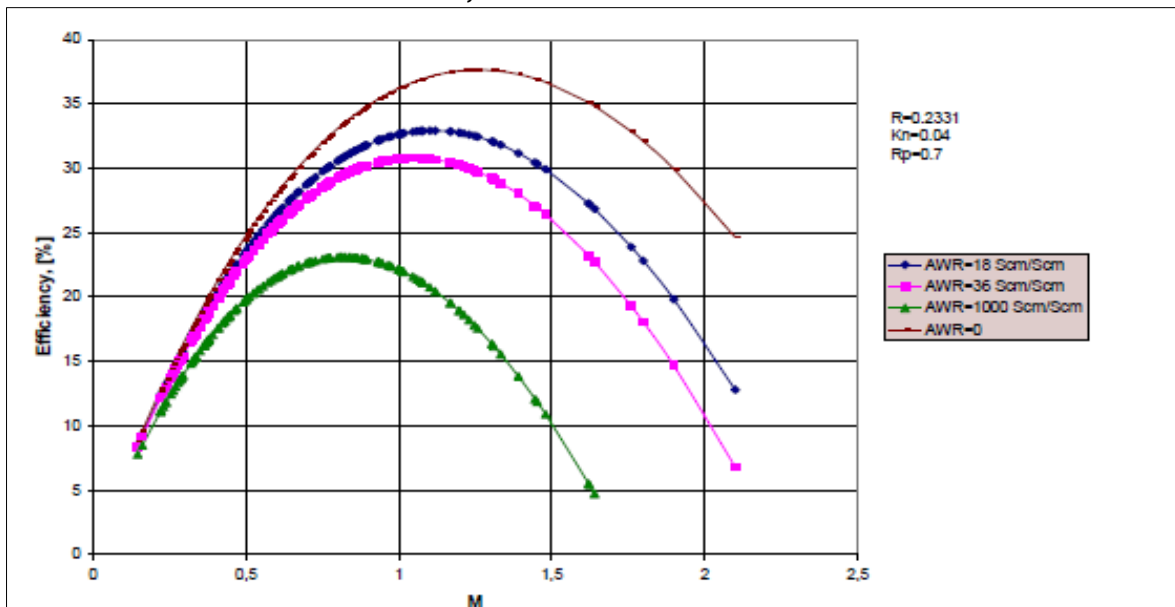
FIGURA 3. 6 N VS M, VARIANDO EL VALOR DE GLR



Fuente: (Pedersen, 2006)

Elaborado por: Johnny Estrella

FIGURA 3. 7 EFICIENCIA VS M, VARIANDO EL VALOR DE GLR

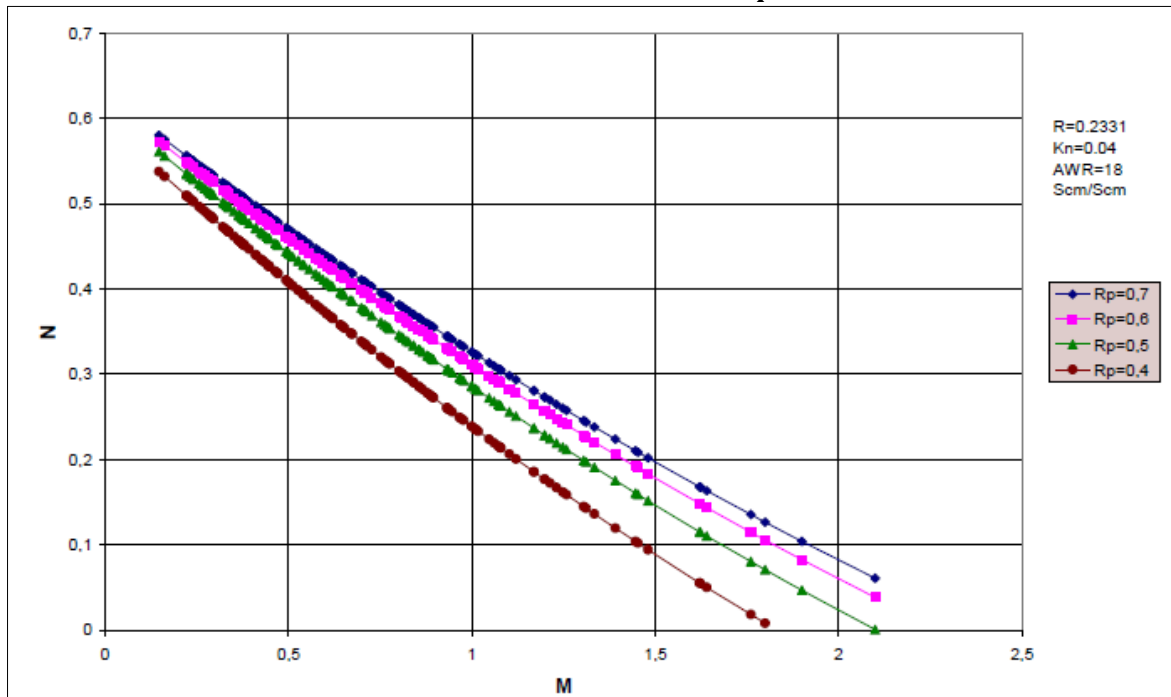


Fuente: Pedersen, 2006)

Elaborado por: Johnny Estrella

Las dos últimas figuras, 3.8 y 3.9 describen $H(N)$ vs M y la eficiencia vs M respectivamente, para diferentes valores de R_p . Por lo tanto, siguiendo la tendencia de ambas gráficas se puede inferir que al disminuir el valor de R_p , también disminuye la eficiencia y el valor de H (relación de recuperación de presión adimensional).

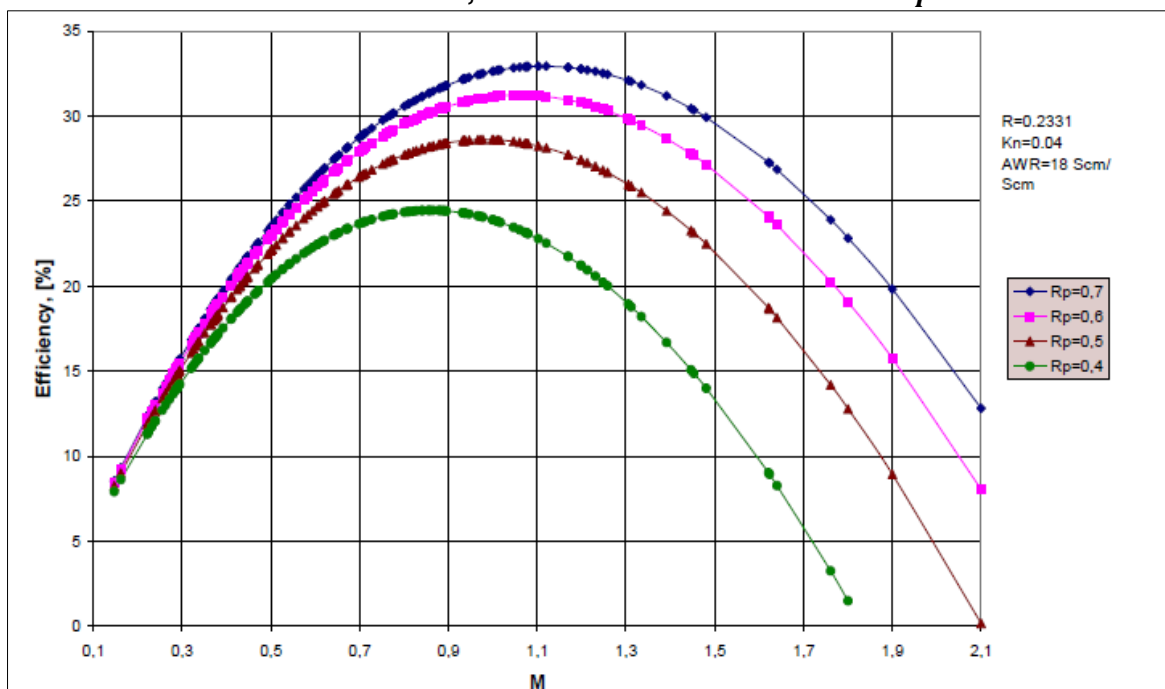
FIGURA 3. 8 N VS M, VARIANDO EL VALOR DE R_p



Fuente:(Pedersen, 2006)

Elaborado por: Johnny Estrella

FIGURA 3. 9 EFICIENCIA VS M, VARIANDO EL VALOR DE R_p



Fuente:(Pedersen, 2006)

Elaborado por: Johnny Estrella

3.5 PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN EL DISEÑO DE LA BOMBA

Para diseñar un sistema de bombeo hidráulico tipo jet es de suma importancia considerar la relación boquilla/ cámara de mezclado y el área de entrada de la cámara de mezclado, para producir eficientemente sin generar problemas de cavitación en la bomba jet.

3.5.1 RELACIÓN BOQUILLA/CÁMARA DE MEZCLADO

La bomba hidráulica tipo jet requiere de una selección correcta de la boquilla (nozzle) y de la cámara de mezclado para obtener una buena producción de petróleo desde el fondo hasta la superficie del pozo, dependiendo de las condiciones del pozo. Por dicho motivo, los fabricantes de las bombas hidráulicas tipo jet ofrecen una gran variedad en su catálogo de boquillas y cámaras de mezclado mostrados en la tabla 3.1 (Perdersen, 2006).

La combinación cámara de mezclado y boquilla (Nozzle) define el grado de optimización y el rendimiento de la bomba jet. Para obtener una combinación óptima entre ambas partes se realiza un ajuste entre el máximo caudal de producción de crudo y el mínimo caudal de fluido motriz (Perdersen, 2006) .

Generalmente, las áreas de las boquillas y las cámaras de mezclado son determinadas por una progresión matemática. Por esta razón, se logra obtener relaciones de áreas fijas entre las boquillas y las cámaras de mezclado, razón conocida como "R".

Consideraciones para su combinación:

- Una boquilla (Nozzle) de dada (N) combinada con una cámara de mezclado del mismo número (N) siempre tendrá la misma razón "R". A esto se lo llama una relación A.
- Para cámaras de mezclado con número N+1, N+2, N+3, representa una boquilla (N) con las relaciones B, C, D..., respectivamente.
- Es factible el uso de una boquilla (Nozzle) en combinación con una cámara de mezclado de tamaño menor; esta es una condición conocida como \bar{A} o como otros fabricantes la conocen es X.
- La aplicación de cámaras de mezclado sucesivamente más pequeñas no es posible, debido a las consideraciones geométricas.

La configuración de la relación boquilla/cámara de mezclado es definida por un número, que determina el tamaño de la boquilla, seguidamente de una letra que da a conocer el tamaño de la cámara de mezclado.

Para ejemplificar se usa combinación de bomba jet 11A, quiere decir que posee:

- Una boquilla número :11
- Una cámara de mezclado número: 11

Se tiene otra combinación de bomba jet 13B, refiriéndose a que su selección es de:

- Una boquilla número: 13
- Una garganta número: 14

En la tabla 3.3 se muestra una variación de las posibles combinaciones de boquilla/garganta para un correcto diseño de la bomba jet. Mientras, en la tabla 3.2 se visualiza un modelo de combinaciones para diferentes fabricantes de bomba jet.

TABLA 3. 1
DIMENSIONES DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBA JET

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	000	0.0044
2	0.0031	2	0.0081	2	0.0031	2	0.0077	CC	0.0028	00	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				

Fuente: (Melo, 2019)

Elaborado por: Johnny Estrella

TABLA 3. 2
RELACIONES DE TOBERA/GARGANTA PARA DIFERENTES FABRICANTES

Relación			Relación			Las relaciones de Guiberson están indicadas en la tabla 2.6
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: (Melo, 2019)

Elaborado por: Johnny Estrella

TABLA 3. 3
RELACIONES BOQUILLA/GARGANTA PARA BOMBA JET

Boquilla	Garganta	Combinación
N	N-1	Ā
N	N	A
N	N+1	B
N	N+2	C
N	N+3	D
N	N+4	E
"	"	"
"	"	"

Fuente:(Pedersen, 2006)

Elaborado por: Johnny Estrella

La tabla 3.3 muestra una combinación Ā, la cual maneja bajos caudales de producción en comparación con el caudal del fluido motriz. Mientras que la combinación C maneja altas tasas de producción relativas. En la publicación de PSW "Jet Pumping Oil Wells" se detalla la siguiente información:

La dimensión de la boquilla (nozzle) y la cámara de mezclado (throat) determinan los caudales de flujo, mientras que la relación de las áreas permite conocer el intercambio entre la presión generada y el caudal de flujo. Un ejemplo, si se utiliza una cámara de mezclado de modo que el área de boquilla sea solo el 20% del área de la cámara de mezclado, entonces se levantará el fluido a un mayor caudal, se tendrá bajas presiones de descarga, puesto que la energía de la boquilla se transmite a una gran cantidad de fluido de producción en relación con el caudal del fluido motriz, se recomienda para pozos de baja profundidad. Por otro lado, seleccionando una cámara de mezclado de modo que el área de la boquilla sea 60% del área de la cámara de mezclado, se levantará fluido a alta presión y bajo caudal, existe un área pequeña con el fin de que ingresen los fluidos de producción, lo que provoca bajos caudales de producción en comparación con el caudal del fluido motriz. La energía de la boquilla es transmitida a una pequeña cantidad del

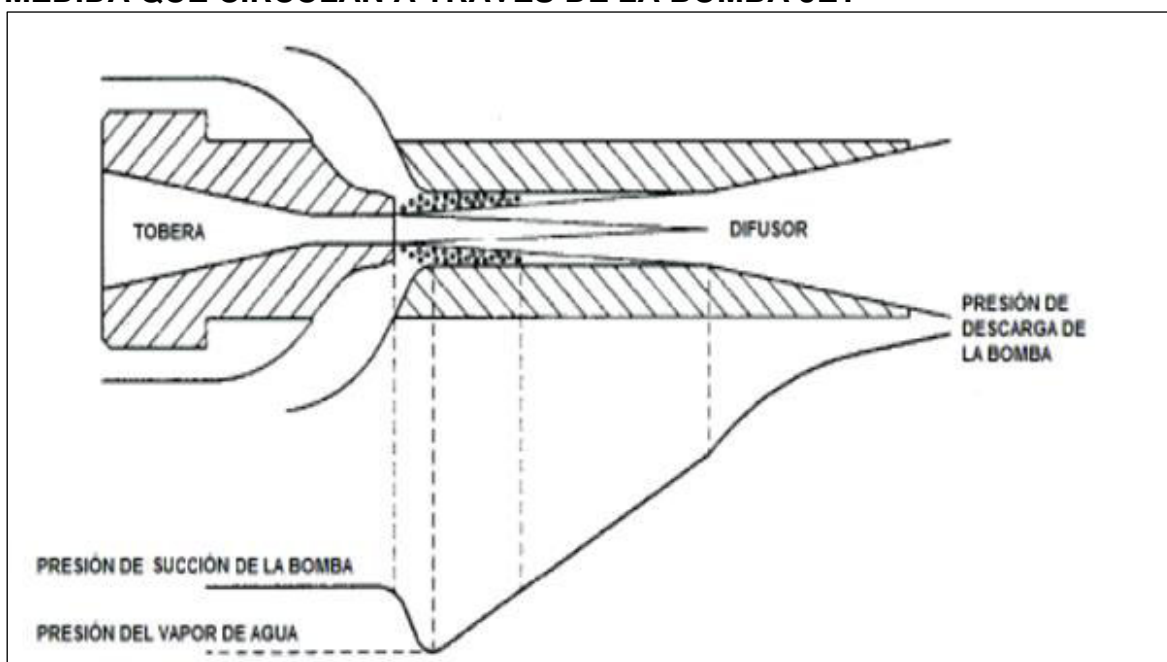
fluido de producción, obteniendo altas presiones de descarga, se recomienda para pozos profundos (Perdersen, 2006).

3.5.2 DIMENSIONAMIENTO DEL ÁREA DE ENTRADA DE LA GARGANTA Y SU RELACIÓN CON LA CAVITACIÓN

La cavitación es un fenómeno provocado por la disminución de la presión hasta llegar a lo que se conoce como presión de burbuja, donde desprende la primera burbuja de gas y posteriormente, con la declinación de presión se origina un colapso de estas burbujas en la superficie de la cámara de mezclado según la presión aumenta en el eje de la bomba tipo jet. Es decir, se presenta cuando la presión de la cámara de mezclado cae por debajo de la presión del punto de burbuja del fluido producido por la arena productora.

El fenómeno de la cavitación puede provocar erosión disminuyendo la eficiencia de la bomba jet. En la figura 3.10 se muestra como viaja el fluido de producción y sus cambios de presión a través de la bomba jet.

FIGURA 3. 10 HISTORIAL DE PRESIÓN DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN A MEDIDA QUE CIRCULAN A TRAVÉS DE LA BOMBA JET



Fuente:(Pedersen, 2006)

Elaborado por: Johnny Estrella

Dentro de la cámara de mezclado, la presión debe permanecerse por encima de la presión de líquido-vapor para evitar daños por cavitación de la cámara de mezclado. Se debe tener en cuenta que la presión cae por debajo de la presión de entrada de la bomba (presión de succión) a medida que los fluidos producidos se aceleran hacia la zona de mezcla de la cámara de mezclado. Si la presión cae por debajo de la presión de líquido-vapor, se originarán burbujas de vapor. La presión del fluido en entrada de la garganta está controlada por la velocidad del fluido

producido que pasa a través de ella. De la mecánica de fluidos tenemos la ecuación de Bernoulli que establece que a medida que aumenta la velocidad del fluido, la presión del fluido disminuirá y viceversa.

Para mantener la presión del fluido en la entrada de la garganta por encima de la presión de líquido-vapor, para evitar la cavitación, la combinación de boquilla y cámara de mezclado debe seleccionarse correcta y cuidadosamente. Las áreas de flujo de la boquilla y la cámara de mezclado definen un paso de flujo anular en la entrada de la garganta. Según la ecuación de Bernoulli esta área decide la velocidad del fluido y por lo tanto la presión del fluido. Consecuentemente, un área de flujo más pequeña genera un aumento en la velocidad del fluido. La presión estática del fluido cae a medida que aumenta el cuadrado de la velocidad y alcanzará la presión de vapor del fluido a altas velocidades. Esta baja presión puede provocar cavitación. Por lo tanto, para un caudal de producción y una presión de entrada de bomba determinada, se requerirá un área de flujo anular mínima para evitar la cavitación (Perdersen, 2006).

3.6 SECUENCIA DE CÁLCULO DEL MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DE TULSA

1. Seleccionar el tipo de instalación de la bomba jet sea:

- Sistema abierto - Retorno por el anular

2. Calcular la gradiente del fluido en la succión (intake) de la bomba.

$$G_S = (G_W \times F_W) + (1 - F_W)G_O \quad \text{psi/ft} \quad (3.10)$$

3. Calcular el área anular mínima de la succión para evitar la cavitación.

$$A_{cm} = Q_S \left[0.28 \sqrt{\frac{G_S}{P_S}} + (1 - F_W)(550) \left(\frac{GOR}{P_S} \right) \right] \quad \text{pg}^2 \quad (3.11)$$

4. Seleccionar un valor de ($A_T - A_N$) que sea mayor a A_{CM} para evitar la cavitación, mediante la lista de fabricantes.

$$A_{CM} < A_T - A_N \quad (3.12)$$

Donde: A_T es el área de la cámara de mezclado (throat) y A_N es el área de la boquilla (nozzle)

5. Calcular la relación adimensional del área de la boquilla y la cámara de mezclado.

$$R = \frac{A_N}{A_T} \quad (3.13)$$

6. Seleccionar una presión de operación en superficie razonable " P_T ".

7. Calcular la presión del fluido motriz en la boquilla (nozzle) y el caudal en la boquilla.

$$P_N = P_T + (G_N D) - (P_{FN})_{estimado} \quad \text{psi} \quad (3.14)$$

$$Q_N = 4.3 A_N \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}} \quad \text{bl/día} \quad (3.15)$$

Donde el término $(P_{FN})_{estimado}$ es la pérdida de presión por fricción en la tubería de producción (tubería de inyección del fluido motriz), y está dado en psi.

(P_{FN}) depende de la viscosidad del petróleo, el corte de agua, la longitud de la tubería de producción, la producción, etc.

Cuando se estima el valor, normalmente se asume que (P_{FN}) es aproximadamente 1% de P_N

8. Calcular las pérdidas por fricción en la tubería de inyección del fluido motriz, utilizando las siguientes ecuaciones.

$$v = 1.27 \frac{Q_N}{d_5^2} \quad \text{ft/s} \quad (3.16)$$

Donde el término d_5 es el diámetro de la tubería de inyección del fluido motriz.

$$\rho_{OSC} = \frac{141,5}{131,5+API} \text{ kg/l} \quad (3.17)$$

$$\rho_o = \frac{\rho_{OSC}}{1 + \frac{T-68}{1885}} \text{ kg/l} \quad (3.18)$$

El número de Reynolds es calculado para determinar el tipo de flujo motriz.

$$Re = 7,742 \times 10^3 \frac{d_5 v}{\mu/\rho} \quad (3.19)$$

Donde se tiene para dos tipos de flujos, siendo laminar o turbulento. Si el flujo es laminar y se cumple la condición de $Re \leq 2100$, entonces se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (3.20)$$

$$P_{FN} = 7,95 \times 10^{-6} \frac{Q_N^2 L \mu}{d_5^4} \text{ pg}^2 \quad (3.21)$$

Si el flujo es turbulento y se cumple la condición de $Re > 2100$, entonces se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\bar{f} = 0,0361 \times \frac{(\mu/\rho)^{0,21}}{(d_5 v)^{0,21}} \quad (3.22)$$

$$P_{FN} = 11,46 \times 10^{-6} \rho_o \bar{f} L \frac{Q_N^2}{d_5^2} \text{ pg}^2 \quad (3.23)$$

9. Calcular la presión en la entrada de la boquilla (nozzle).

$$P_N = P_T + (G_N D) - (P_{FN}) \text{ psi} \quad (3.24)$$

Donde P_{FN} es el calculado con la ecuación 3.23.

10. Calcular la tasa de flujo motriz en la boquilla (nozzle).

$$Q_N = 832A_N \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}} \text{ bl/día} \quad (3.25)$$

11. Calcular la tasa de fluido de retorno (descarga), con el nuevo caudal Q_N del paso 10.

$$Q_D = Q_S + Q_N \text{ bl/día} \quad (3.26)$$

12. Calcular la gradiente del fluido de retorno " G_D ".

$$G_D = \frac{(G_N \times Q_N) + (G_S \times Q_S)}{Q_D} \text{ psi/ft} \quad (3.27)$$

13. Calcular el corte de agua del fluido de retorno

Si el petróleo es utilizado como fluido motriz.

$$F_{WD} = F_W \times \frac{Q_S}{Q_D} \quad (3.28.a)$$

Si el petróleo es utilizado como fluido motriz.

$$F_{WD} = \frac{(Q_S + Q_N) \times F_W}{Q_D} \quad (3.28.b)$$

14. Calcular la relación gas-líquido del fluido de retorno.

$$GLR = \frac{Q_S \times (1 - F_W) \times (GOR)}{Q_D} \text{ PCS/BI} \quad (3.29)$$

15. Calcular las pérdidas por fricción del fluido de retorno.

Para un $GLR \leq 10$ se aplican las siguientes ecuaciones para determinar si existe flujo laminar o turbulento.

$$v = 0,01191 \frac{Q_D}{(d_1 - d_2)^2} \text{ ft/s} \quad (3.30)$$

$$Re = 7,742 \times 10^3 \frac{(d_1 - d_2)v}{\mu/\rho} \quad (3.31)$$

Donde $(d_1 - d_2)$ es el diámetro de la tubería por la que atraviesa el fluido de retorno.

En el caso de flujo laminar es decir con $Re \leq 2100$ se utiliza las siguientes ecuaciones para calcular las pérdidas por fricción del fluido de retorno.

$$P_{FD} = \frac{7,95 \times 10^{-6} \mu L Q_D \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2}\right)^{0,1}}{(d_1 - d_2)^2 \times (d_1^2 - d_2^2) \times (1 + 1,5e^2)} \quad \text{psi} \quad (3.32)$$

$$e = \frac{2d_3}{d_1 - d_2} \quad (3.33)$$

Donde:

e = excentricidad de la tubing respecto al casing

d_1 = Diámetro interno del casing

d_2 = Diámetro externo del casing

d_3 = Distancia del centro del tubing y el centro del casing

En el caso de flujo turbulento es decir con $Re > 2100$ se utiliza las siguientes ecuaciones para calcular las pérdidas por fricción del fluido de retorno.

$$P_{FD} = \frac{11,46 \times 10^{-6} \bar{\gamma} \bar{f} L Q_D^2}{(d_1 - d_2) \times (d_1^2 - d_2^2)^2 \times \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2}\right)^{0,1} \times (1 + 1,5e^2)^{0,25}} \quad \text{psi} \quad (3.34)$$

$$\bar{f} = 0,0361 \times \frac{(\mu/\rho)^{0,21}}{((d_1 - d_2) \times v)^{0,21}} \quad (3.35)$$

$$\bar{\gamma} = \frac{G_D}{0,433} \quad (3.36)$$

$$e = \frac{d_1 - d_3}{d_1 - d_2} \quad (3.37)$$

Donde:

e = Excentricidad de la tubing respecto al casing

d_1 = Diámetro interno del casing pg

d_2 = Diámetro externo del casing pg

d_3 = Diámetro externo de las juntas del tubing pg

Se calcula la presión de descarga mediante la siguiente ecuación matemática:

$$P_D = (G_D \times D) + P_{FD} + P_{WH} \text{ psi} \quad (3.38)$$

16. Calcular la presión de descarga, P_D .

Si el GLR es menor a 10, la presión de descarga se calcula mediante la Ecuación 3.38.

Si el GLR es mayor a 10, la presión de descarga se calcula mediante la correlación de flujo multifásico de Hagedorn y Brown o una equivalente dependiendo de la decisión de la compañía y los ingenieros de producción.

17. Establecer el coeficiente de pérdida por fricción adimensional de la boquilla (nozzle), determinado por el modelo de Tulsa.

$$K_N = 0,04 \quad (3.39)$$

18. Calcular la relación entre la presión de descarga y la presión en la entrada de la boquilla (nozzle).

$$R_p = \frac{P_D}{P_N} \quad (3.40)$$

19. Calcular el coeficiente de pérdida por fricción de la garganta (throat) y el difusor.

$$K_{TD} = 0,1 + (3,67 \times 10^{-3})(R_p)^{-2,33}(GLR^{0,63}) \left(\frac{0,15898}{0,3048^3} \right)^{0,63} (R^{0,33}) \quad (3.41)$$

20. Determinar el caudal del gas en condiciones de fluido de retorno.

$$Q_G = \frac{Q_D \times GLR}{1000} \text{ MPCS/día} \quad (3.42)$$

21. Calcular la relación adimensional de flujo másico.

$$M = \frac{Q_S + (0,2178 \times Q_G)}{Q_N} \quad (3.43)$$

Donde:

Q_S =Caudal de succión bl/día

Q_G =Caudal del gas, dado por la ecuación 3.42 bl/día

Q_N = Caudal del fluido motriz en la boquilla (nozzle) bl/día

22. Calcular los parámetros adimensionales B Y C, usados para simplificar el modelo.

$$B = 2R + \left[\frac{(1 - 2R) \times (M^2 R^2)}{(1 - R)^2} \right] \quad (3.44)$$

$$C = R^2 \times (1 + M)^2 \quad (3.45)$$

23. Calcular recuperación adimensional de presión.

$$H = \frac{B - (1 + K_{TD}) \times C}{(1 + K_N) - B + (1 + K_{TD}) \times C} \quad (3.46)$$

24. Recalcular la presión en la boquilla (nozzle).

$$P'_n = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D \quad \text{psi} \quad (3.47)$$

25. Recalcular la presión de succión de la bomba jet.

$$P'_s = P_D - H(P'_n - P_D) \quad \text{psi} \quad (3.48)$$

26. Recalcular la presión de operación en superficie.

$$P'_t = P'_n - (G_N \times D) + P_{FN} \quad \text{psi} \quad (3.49)$$

27. Calcular el caudal de succión de la bomba jet a partir de la cual inicia la cavitación.

$$Q_{SC} = Q_S \times \frac{A_T - A_N}{A_{CM}} \text{ bl/día} \quad (3.50)$$

28. Calcular eficiencia de la bomba.

$$E = M \times H \quad \% \quad (3.51)$$

29. Calcular la potencia de la bomba, asumiendo la eficiencia típica de la bomba jet es de 90%.

$$\text{HP} = 0,000017 \times Q_N \times P_{SO} \text{ HP} \quad (3.52)$$

Tomando en cuenta una eficiencia del 90% de la bomba se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{HP} = 0,000017 \frac{Q_N \times P_{SO}}{0,9} \text{ HP} \quad (3.53)$$

Donde P_{SO} es la presión de operación en superficie recalculada en el paso 26.

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA PARA EL DISEÑO DE BOMBA JET EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CORREDOR CENTRAL SACHA-SHUSHUFINDI

4.1 RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DE TULSA

Se presentan los resultados obtenidos con la aplicación de los algoritmos propuestos por la Universidad de Tulsa del año 2006 permitiendo proponer una diferente opción de diseño de bomba tipo jet y se compara con los resultados obtenidos al aplicar un modelo con mayor número de pruebas y confianza que es el de Hal Petrie de 1983, con el fin determinar la veracidad del presente estudio.

Todos los pozos utilizados para los diseños (X-199, X-19, Y Norte- 3 y Y-45) se encuentran operando con sistema de bombeo hidráulico tipo jet y sus datos fueron dispuestos bajo la disponibilidad de información de la compañía operadora.

El análisis del pozo X-199, se lo realizara paso a paso como ejemplo de cálculo de los diferentes pozos utilizados del corredor central Sacha- Shushufindi.

4.2 ANÁLISIS DEL POZO X-199

Para realizar el diseño de la bomba jet en el pozo X- 199, se utilizarán los datos que se muestran en la tabla 4.1. Posteriormente, se procederá a la secuencia de pasos del método.

TABLA 4. 1
DATOS POZO X-199

PARAMETRO	SIMBOLOGÍA	VALOR	UNIDAD
Profundidad vertical de la bomba	D_p	9477	ft
Diam. Ext T.R.	d_4	7	pg
Diam. Int T.R.	d_1	6,366	pg
Diam. Ext T.P.	d_2	3,5	pg
Diam. Int T.P.	d_5	2,992	pg
Diam. Ext de las juntas T.P.	d_3	4,5	pg
Longitud de la tubería	L	10130	ft
Temperatura de fondo	T_{WF}	205	°F
Temperatura de cabeza	T_{WH}	115	°F
Presión de succión	P_s	1450	psi
Presión de cabeza	P_{WH}	100	psi

PARAMETRO	SIMBOLOGÍA	VALOR	UNIDAD
Tasa de producción	Q _s	700	bl/día
Corte de agua	F _w	64	%
Relación Gas- Petróleo	GOR	151	PCS/BL
Gravedad del Petróleo	-	25	API
Tipo de fluido motriz	-	Petróleo	-
Gravedad del Fluido motriz	-	10	API
Viscosidad del fluido motriz	μ _o	3,5	cst
Gradiente del agua	G _w	0,45	psi/ft
Gradiente del fluido motriz	G _o = G _N	0,41	psi/ft
Viscosidad del agua	μ _w	0,302	cp
Viscosidad del petróleo	μ _o	1,589	cp
Gradiente del petróleo	G _o	0,374	psi/ft
Presión de operación	P _T	3500	psi
Área de la tobera	A _N	0,0241	pg ²
Área de la garganta	A _T	0,0661	pg ²
Geometría de la bomba	E8 GUIBERSON		

Elaborado por: Johnny Estrella

Procedimiento:

1. Seleccionar el tipo de instalación de la bomba jet:
 - Sistema abierto
2. Calcular el área anular mínima de la succión para evitar la cavitación.

$$G_s = (G_w \times F_w) + (1 - F_w)G_o = (0,45 \times 0,64) + (1 - 0,64)$$

$$G_s = 0,4209 \text{ psi/ft}$$

3. Calcular el área anular mínima de la succión para evitar la cavitación.

$$A_{CM} = Q_s \left[0,28 \sqrt{\frac{G_s}{P_s}} + (1 - F_w)(550) \left(\frac{GOR}{P_s} \right) \right]$$

$$A_{CM} = 700 \left[0,28 \sqrt{\frac{0,4209}{1450}} + (1 - 0,64)(550) \left(\frac{151}{1450} \right) \right] = 0,01832 \text{ pg}^2$$

4. Seleccionar un valor de (A_T-A_N) que sea mayor a A_{CM} para evitar la cavitación, mediante la lista de fabricantes.

$$A_{CM} < A_T \cdot A_N$$

$$0,01832 < 0,042$$

5. Calcular la relación adimensional del área de la boquilla y la cámara de mezclado.

$$R = \frac{A_N}{A_T} = \frac{0,0241}{0,0661} = 0,36460$$

6. Seleccionar una presión de operación en superficie razonable“ P_T ”.

$$P_T = 3500 \text{ psi}$$

7. Calcular la presión del fluido motriz en la boquilla (nozzle) y el caudal en la boquilla.

$$P_N = P_T + (G_N D) - (P_{FN})_{estimado} = \frac{3500 + (0,41 \times 9477) - 0}{1,01}$$

$$P_N = 7339,19 \text{ psi}$$

$$Q_N = 4.3 A_N \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}} = 4.3 \times 0,0241 \sqrt{\frac{7339,19 - 1450}{0,41}}$$

$$Q_N = 2394,814 \text{ bl/día}$$

8. Calcular las pérdidas por fricción en la tubería de inyección del fluido motriz, utilizando las siguientes ecuaciones.

$$v = 1.27 \frac{Q_N}{d_5^2} = 1.27 \times \frac{2394,814}{2,992^2} = 3,186 \text{ ft/s}$$

$$\rho_{osc} = \frac{141,5}{131,5 + API} = \frac{141,5}{131,5 + 10} = 1 \text{ kg/l}$$

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T_{prom} - 68}{1885}} = \frac{1}{1 + \frac{160 - 68}{1885}} = 0,95 \text{ kg/l} \quad (3.18)$$

$$\mu_o = \rho_o [\text{kg/l}] \times \mu'_o [\text{cst}] = 0,95 \times 3,5 = 3,34 \text{ cp} \quad (3.19)$$

Se procede a calcular el número de Reynolds para determinar el tipo de flujo del fluido motriz.

$$Re = 7,742 \times 10^3 \frac{d_5 v}{\mu/\rho} = 7,742 \times 10^3 \frac{2,992 \times 3,186}{3,34/0,95} = 21086,63$$

Se tiene un flujo es turbulento debido a que se cumple la condición de $Re > 2100$, entonces se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\bar{f} = 0,0361 \times \frac{(\mu/\rho)^{0,21}}{(d_5 v)^{0,21}} = 0,0361 \times \frac{(3,34/0,95)^{0,21}}{(2,992 \times 3,186)^{0,21}} = 0,0292$$

$$P_{FN} = 11,46 \times 10^{-6} \rho_o \bar{f} L \frac{Q_N^2}{d_5^2}$$

$$P_{FN} = 11,46 \times 10^{-6} 0,95 \times 0,0292 \times 10130 \times \frac{2394,814^2}{2,992^2}$$

$$P_{FN} = 72,45 \text{ psi}$$

9. Calcular la presión en la entrada de la boquilla (nozzle).

$$P_N = P_T + (G_N D) - (P_{FN}) = 3500 + (0,41 \times 9477) - 72,45$$

$$P_N = 7340,14 \text{ psi}$$

10. Calcular la tasa de flujo motriz en la boquilla (nozzle).

$$Q_N = 832 A_N \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}} = 832 \times 0,0241 \sqrt{\frac{7240 - 1450}{0,41}}$$

$$Q_N = 2395,01 \text{ bl/día}$$

11. Calcular la tasa de fluido de retorno (descarga), con el nuevo caudal Q_N del paso 10.

$$Q_D = Q_S + Q_N = 700 + 2395,01 = 3095,01 \text{ bl/día}$$

12. Calcular la gradiente del fluido de retorno " G_D ".

$$G_D = \frac{(G_N \times Q_N) + (G_S \times Q_S)}{Q_D}$$

$$G_D = \frac{(0,41 \times 2395,01) + (0,42094 \times 700)}{3095,01} = 0,4147 \text{ psi/ft}$$

13. Calcular el corte de agua del fluido de retorno.

El petróleo es utilizado como fluido motriz, entonces se utiliza la siguiente ecuación:

$$F_{WD} = F_W \times \frac{Q_S}{Q_D} = 0,64 \times \frac{700}{3095,01} = 0,1447$$

14. Calcular la relación gas-líquido del fluido de retorno.

$$GLR = \frac{Q_S \times (1 - F_W) \times (GOR)}{Q_D} = \frac{700 \times (1 - 0,64) \times (151)}{3095,01}$$

$$GLR = 12,295 \text{ PCS/BI}$$

15. Calcular las pérdidas por fricción del fluido de retorno.

$$v = 0,01191 \frac{Q_D}{(d_1 - d_2)^2} = 0,01191 \frac{3095,01}{(6,366 - 3,5)^2} = 1,3036 \text{ ft/s}$$

$$Re = 7,742 \times 10^3 \frac{(d_1 - d_2)v}{\mu/\rho} = 7,742 \times 10^3 \frac{(6,366 - 3,5)1,3036}{3,34/0,95}$$

$$Re = 8264,51445$$

Se tiene un flujo turbulento es decir con $Re > 2100$, por lo que se utiliza las siguientes ecuaciones para calcular las pérdidas por fricción del fluido de retorno.

$$P_{FD} = \frac{11,46 \times 10^{-6} \bar{\gamma} \bar{f} L Q_D^2}{(d_1 - d_2) \times (d_1^2 - d_2^2)^2 \times \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2}\right)^{0,1} \times (1 + 1,5e^2)^{0,25}}$$

$$P_{FD} = \frac{11,46 \times 10^{-6} \times 0,9577 \times 0,03561 \times 10130 \times 3095,01^2}{(6,366 - 3,5) \times (6,366^2 - 3,5^2)^2 \times \left(\frac{6,366}{6,366 - 3,5}\right)^{0,1} \times (1 + (1,5 \times 0,6511^2)^{0,25}}$$

$$P_{FD} = \frac{37924,48022}{4698,0555} = 8,072 \text{ psi}$$

Donde:

$$\bar{f} = 0,0361 \times \frac{(\mu/\rho)^{0,21}}{((d_1 - d_2) \times v)^{0,21}}$$

$$\bar{f} = 0,0361 \times \frac{(3,34/0,95)^{0,21}}{((6,366 - 3,5) \times 1,3036)^{0,21}} = 0,03561$$

$$\bar{\gamma} = \frac{0,4147}{0,433} = 0,9577$$

$$e = \frac{d_1 - d_3}{d_1 - d_2} = \frac{6,366 - 4,5}{6,366 - 3,5} = 0,6511$$

Puesto que $GLR > 10$, no se aplica la Ecuación 3.38 para determinar la presión de descarga de la bomba y se continua al paso 16.

16. Calcular la presión de descarga, P_D .

Con un $GLR > 10$ la presión de descarga se calcula mediante la correlación de Hagedorn y Brown con el programa Well Perform.

$$P_D = 3991,6 \text{ psi}$$

17. Establecer el coeficiente de pérdida por fricción adimensional de la boquilla (nozzle), determinado por el modelo de Tulsa:

$$K_N = 0,04$$

18. Calcular la relación entre la presión de descarga y la presión en la entrada de la boquilla (nozzle).

$$R_p = \frac{P_D}{P_N} = \frac{3991,6}{7340,14} = 0,5438$$

19. Calcular el coeficiente de pérdida por fricción de la garganta (throat) y el difusor.

$$K_{TD} = 0,1 + (3,67 \times 10^{-3})(R_p)^{-2,33}(GLR^{0,63}) \left(\frac{0,15898}{0,3048^3} \right)^{0,63} (R^{0,33})$$

$$K_{TD} = 0,1 + (3,67 \times 10^{-3})(0,5438)^{-2,33}(12,295^{0,63}) \left(\frac{0,15898}{0,3048^3} \right)^{0,63} (0,36460^{0,33})$$

$$K_{TD} = 0,26$$

20. Determinar el caudal del gas en condiciones de fluido de retorno.

$$Q_G = \frac{Q_D \times GLR}{1000} = \frac{3095,01 \times 12,295}{1000} = 38,052 \quad \text{MPCS/día}$$

21. Calcular la relación adimensional de flujo másico.

$$M = \frac{Q_S + (0,2178 \times Q_G)}{Q_N} = \frac{700 + (0,2178 \times 38,052)}{2395,01} = 0,296$$

22. Calcular los parámetros adimensionales B Y C, usados para simplificar el modelo.

$$B = 2R + \left[\frac{(1 - 2R) \times (M^2 R^2)}{(1 - R)^2} \right]$$

$$B = 2(0,36450) + \left[\frac{(1 - 2(0,36450)) \times (0,296^2 0,36450^2)}{(1 - 0,36450)^2} \right]$$

$$B = 0,734$$

$$C = R^2 \times (1 + M)^2 = 0,36460^2 \times (1 + 0,296)^2 = 0,223$$

23. Calcular recuperación adimensional de presión.

$$H = \frac{B - (1 + K_{TD}) \times C}{(1 + K_N) - B + (1 + K_{TD}) \times C}$$

$$H = \frac{0,734 - (1 + 0,26) \times 0,223}{(1 + 0,04) - 0,734 + (1 + 0,26) \times 0,223}$$

$$H = 0,774$$

24. Recalcular la presión en la boquilla (nozzle).

$$P'_n = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D = \frac{3991,6 - 1450}{0,774} + 3991,6 = 7272,04 \quad \text{psi}$$

25. Recalcular la presión en la succión de la bomba.

$$P'_s = P_D - H(P'_n - P_D) = 3991,6 - 0,774 \times (7274,04 - 3991,6)$$

$$P'_s = 1450 \quad \text{psi}$$

26. Recalcular la presión de operación en superficie.

$$P'_t = P'_n - (G_N \times D) + P_{FN} = 7272,04 - (0,41 \times 9477) + 72,45 = 3433,91 \quad \text{psi}$$

27. Calcular el caudal de succión de la bomba jet a partir de la cual inicia la cavitación.

$$Q_{SC} = Q_S \times \frac{A_T - A_N}{A_{CM}} = 700 \times \frac{0,0661 - 0,0241}{0,01832} = 1604,37 \quad \text{bl/día}$$

28. Calcular eficiencia de la bomba.

$$E = M \times H = 0,296 \times 0,774 = 22,9 \quad \%$$

29. Calcular la potencia de la bomba, asumiendo la eficiencia típica de la bomba jet es de 90%.

$$HP = 0,000017 \frac{Q_N \times P_{SO}}{0,9}$$

$$HP = 0,000017 \frac{2395,01 \times 3433,91}{0,9}$$

$$HP = 155,35 \quad HP$$

TABLA 4. 2
APLICACIÓN DEL MODELO DE TULSA PARA EL POZO X-199

Paso N°	Parámetro	Resultado	Unidad
1	Tipo de instalación	Sistema abierto	
2	G_s	0,42094	psi/ft
3	A_{CM}	0,01832	pg ²
4	$A_T - A_N$	0,042	pg ²
5	R	0,36460	-
6	P_T	3500	psi
7	P_N	7339,19	psi
	Q_N	2394,814	bl/día
8	v	3,186	ft/s
	ρ_{OSC}	1,0	kg/l
	ρ_o	0,95	kg/l
	μ_o	3,34	cp
	Re	21086,63	-
	Tipo de flujo en la boquilla (Nozzle)	Turbulento	
	\bar{f}	0,0292	-
P_{FN}	72,45	psi	
9	P_N	7340,14	psi
10	Q_N	2395,01	bl/día
11	Q_D	3095,01	bl/día
12	G_D	0,4147	psi/ft
13	F_{WD}	0,1447	-
14	GLR	12,295	PCS/BI

Paso N°	Parámetro	Resultado	Unidad
15	v	1,3036	ft/s
	Re	8264,51445	-
	Tipo de flujo en la descarga (fluido de retorno)	Turbulento	
	\bar{f}	0,03561	-
	e	0,6511	-
	$\bar{\gamma}$	0,9577	-
	μ_D	1,4025	cp
	P_{FD}	GLR>10; se utiliza la correlación de Hagerdom y Brown para P_D	
P_D			
16	P_D	3991,6	psi
17	K_N	0,04	-
18	R_P	0,5438	-
19	K_{TD}	0,26	-
20	Q_G	38,052	MPCS/día
21	M	0,296	-
22	B	0,734	-
	C	0,223	-
23	H	0,774	-
24	P'_n	7274,04	psi
25	P'_s	1450	psi
26	P'_t	3433,91	psi
27	Q_{SC}	1604,37	bl/día
28	E	22,90	%
29	HP (a 90%)	155,35	HP

Elaborado por: Johnny Estrella

En la tabla 4.3 se muestran las opciones de diseño de geometrías de los diferentes fabricantes de bombas hidráulicas tipo jet para el pozo X-199. De acuerdo con el mejor ajuste de la relación R (área de la boquilla/área de la garganta), tomando en cuenta a los fabricantes de National-Oilmaster, Guiberson, Kobe, Claw, OHI y Fluid Packed Pump.

**TABLA 4. 3
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR LOS DIFERENTES FABRICANTES PARA EL
POZO X-199**

Fabricante	$A_N(\text{pg}^2)$	$A_T(\text{pg}^2)$	R	Bomba
National-Oilmaster	0,0212	0,0562	0,3772	10A
Guiberson	0,0177	0,0531	0,3333	D7
Kobe	0,024	0,0599	0,4007	10A
Claw	0,0239	0,0654	0,3654	11K
OHI	0,0238	0,0598	0,3980	10A
Fluid Packed Pump	0,02209	0,06741	0,3277	9B

Elaborado por: Johnny Estrella

Para la selección de la mejor geometría de la bomba jet en el pozo X-199, se tiene una boquilla (nozzle) de 0,0212 pg² y 0,0239 pg² pertenecientes a los fabricantes National- Oilmaster y Claw, respectivamente. Solo se toman en cuenta estos fabricantes debido a que sus R se aproximan mucho más al valor calculado.

Con una presión de operación de 3500 psi y a una tasa de producción de 700 bl/día, la bomba hidráulica tipo jet que se aproximó más a las condiciones óptimas pertenece a la bomba 11K del fabricante Claw con un tamaño de $A_N = 0,0239 \text{ pg}^2$ y $A_T = 0,0654 \text{ pg}^2$.

En la tabla 4.4 se presenta un resumen con los resultados al aplicar el método de la Universidad de Tulsa para el diseño de la bomba jet en el pozo X-199.

TABLA 4. 4
RESULTADOS MÉTODO TULSA PARA EL POZO X-199

SUMARIO DE RESULTADOS					
Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
A_N	0,0239	pg ²	P_T	3433,91	psi
A_T	0,0654	pg ²	Q_N	2395,01	bl/día
HP (a 90%)	155,35	HP	Q_S	700	bl/día
E	22,9	%	P_S	1450	psi
R	0,3654	-	Q_{SC}	1604,37	bl/día
Bomba	11K CLAW	-			

Elaborado por: Johnny Estrella

En la tabla 4.5 se muestra la diferencia porcentual entre los cálculos de la potencia de la bomba jet mediante la aplicación del modelo de Tulsa y Hal Petrie en el pozo X-199. Para el cálculo se utiliza la siguiente ecuación matemática:

$$\text{Diferencia (\%)} = \left| \frac{\text{HP(Tulsa)} - \text{HP(Petrie)}}{\text{HP(Petrie)}} \right| \times 100$$

TABLA 4. 5
DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE LOS MÉTODOS PARA X-199

Método	Potencia de la bomba (al 90%)	Unidad	Diferencia (%)
Método Tulsa	155,3467	HP	1,9
Método Hal Petrie	158,3257	HP	

Elaborado por: Johnny Estrella

El modelo de la Universidad de Tulsa y el de Hal Petrie presentan una potencia en la bomba jet de 155,34 HP y 158,32 HP, respectivamente. La diferencia porcentual es de 1,9%, lo que indica un valor aproximado de los HPs.

Se tiene un caudal total de producción de 3095,01 bl/día para el pozo X-199.

En el anexo N° 2 se presenta la tabla que muestra el diseño de la bomba jet aplicando el método de Hal Petrie para el pozo X-199.

4.3 ANÁLISIS DEL POZO X-19

Para realizar el diseño de la bomba jet en el pozo X- 19, se utilizarán los datos que se muestran en la tabla 4.6.

TABLA 4. 6
DATOS POZO X-19

PARAMETRO	SIMBOLOGÍA	VALOR	UNIDAD
Profundidad vertical de la bomba	D_p	9086	ft
Diam. Ext T.R.	d_4	7	pg
Diam. Int T.R.	d_1	6,276	pg
Diam. Ext T.P.	d_2	3,5	pg
Diam. Int T.P.	d_5	2,992	pg
Diam. Ext de las juntas T.P.	d_3	4,5	pg
Longitud de la tubería	L	9086	ft
Temperatura de fondo	T_{WF}	221	°F
Temperatura de cabeza	T_{WH}	160	°F
Presión de succión	P_s	373	psi
Presión de cabeza	P_{WH}	22	psi
Tasa de producción	Q_s	430	bl/día
Corte de agua	F_w	67	%
Relación Gas- Petróleo	GOR	149	PCS/BI
Gravedad del Petróleo	-	26	API
Tipo de fluido motriz	-	Petróleo	-
Gravedad del Fluido motriz	-	25,2	API
Gradiente del agua	G_w	0,45	psi/ft
Gradiente del fluido motriz	$G'_o = G_N$	0,37	-
Viscosidad del agua	μ_w	0,273	Cp
Viscosidad del petróleo	μ_o	2,195	Cp
Gradiente del petróleo	G_o	0,366	psi/ft
Presión de operación	P_T	3700	psi
Área de la tobera	A_N	0,0175	pg^2
Área de la garganta	A_T	0,0526	pg^2
Geometría de la bomba	10J CLAW		

Elaborado por: Johnny Estrella

En el anexo N°3 se presenta la aplicación del modelo de Tulsa paso a paso para el pozo X-19.

En la tabla 4.7 se muestran opciones de diseño de geometrías de los diferentes fabricantes de bombas hidráulicas tipo jet para el pozo X-19.

**TABLA 4. 7
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR LOS DIFERENTES FABRICANTES PARA EL POZO X-19**

Fabricante	$A_N(\text{pg}^2)$	$A_T(\text{pg}^2)$	R	Bomba
National-Oilmaster	0,0167	0,0562	0,2972	9B
Guiberson	0,0177	0,0531	0,3333	D7
Kobe	0,0186	0,0599	0,3105	9B
Claw	0,0148	0,0447	0,3311	9I
OHI	0,0184	0,0598	0,3077	9B
Fluid Packed Pump	0,01767	0,05393	0,3276	8B

Elaborado por: Johnny Estrella

Para la selección de la mejor geometría de la bomba jet en el pozo X-19, se tiene una boquilla (nozzle) de 0,0177 pg^2 y 0,0148 pg^2 pertenecientes a los fabricantes Guiberson y Claw, respectivamente. Solo se toman en cuenta estos fabricantes debido a que sus R se aproximan mucho más al valor calculado.

Con una presión de operación de 3700 psi y a una tasa de producción de 430 bl/día, la bomba hidráulica tipo jet que se aproximó más a las condiciones óptimas pertenece a la bomba D7 del fabricante Guiberson con un tamaño de $A_N = 0,0177 \text{pg}^2$ y $A_T = 0,0531 \text{pg}^2$.

En la tabla 4.8 se presenta un resumen con los resultados al aplicar el método de la Universidad de Tulsa para el diseño de la bomba jet en el pozo X-19.

**TABLA 4. 8
RESULTADOS MÉTODO TULSA PARA EL POZO X-19**

SUMARIO DE RESULTADOS					
Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
A_N	0,0177	pg^2	P_T	4041,07	psi
A_T	0,0531	pg^2	Q_N	1955,52	bl/día
HP (a 90%)	149,27	HP	Q_S	430	bl/día
E	17,6	%	P_S	373	psi
R	0,33270	-	Q_{SC}	651,36	bl/día
Bomba	D7 GUIBERSON	-			

Elaborado por: Johnny Estrella

En la tabla 4.9 se muestra la diferencia porcentual entre los cálculos de la potencia de la bomba jet mediante la aplicación del modelo de Tulsa y Hal Petrie en el pozo X-19.

TABLA 4. 9
DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE LOS MÉTODOS PARA X-19

Método	Potencia de la bomba (al 90%)	Unidad	Diferencia (%)
Método Tulsa	149,2671	HP	9,2
Método Hal Petrie	136,665	HP	

Elaborado por: Johnny Estrella

El modelo de la Universidad de Tulsa y el de Hal Petrie presentan una potencia en la bomba jet de 149,2671 HP y 136,665 HP, respectivamente. La diferencia porcentual es de 9,2%, lo que indica un valor aproximado de los HPs.

Se tiene un caudal total de producción de 2385,52 bl/día para el pozo X-199.

En el anexo N° 2 se presenta la tabla que muestra el diseño de la bomba jet aplicando el método de Hal Petrie para el pozo X-19.

4.4 ANÁLISIS DEL POZO Y NORTE - 3

Para realizar el diseño de la bomba jet en el pozo Y Norte- 3, se utilizarán los datos que se muestran en la tabla 4.10.

TABLA 4. 10
DATOS POZO Y NORTE - 3

PARAMETRO	SIMBOLOGÍA	VALOR	UNIDAD
Profundidad vertical de la bomba	D_p	9976	ft
Diam. Ext T.R.	d_4	7	pg
Diam. Int T.R.	d_1	6,726	pg
Diam. Ext T.P.	d_2	3,5	pg
Diam. Int T.P.	d_5	2,992	pg
Diam. Ext de las juntas T.P.	d_3	4,5	pg
Longitud de la tubería	\bar{L}	9976	ft
Temperatura de fondo	T_{WH}	230	°F
Temperatura de cabeza	T_{WH}	120	°F
Presión de succión	P_s	1589	psi
Presión de cabeza	P_{WH}	80	psi
Tasa de producción	Q_s	400	bl/día
Corte de agua	F_w	30	%
Relación Gas- Petróleo	GOR	200	PCS/BL
Gravedad del Petróleo	-	22	API
Gravedad específica del gas	γ_g	0,72	-
Tipo de fluido motriz	-	Agua	-
Gradiente del agua fluido motriz	$G'_w = G_N$	0,43	psi/ft

PARAMETRO	SIMBOLOGÍA	VALOR	UNIDAD
Gravedad esp. del fluido motriz (agua)	γ'_W	0,991	-
Gradiente del agua	G_W	0,45	psi/ft
Viscosidad del agua	μ_W	0,259	cp
Viscosidad del petróleo	μ_O	1,628	cp
Gradiente del petróleo	G_O	0,379	psi/ft
Presión de operación	P_T	3000	psi
Área de la tobera	A_N	0,0149	pg ²
Área de la garganta	A_T	0,038	pg ²
Geometría de la bomba	C+5 GUIBERSON		

Elaborado por: Johnny Estrella

En el anexo N°3 se presenta la aplicación del modelo de Tulsa paso a paso para el pozo Y Norte -3.

En la tabla 4.11 se muestran opciones de diseño de geometrías de los diferentes fabricantes de bombas hidráulicas tipo jet para el pozo Y Norte -3.

**TABLA 4. 11
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR LOS DIFERENTES FABRICANTES PARA EL
POZO Y NORTE- 3**

Fabricante	A_N (pg ²)	A_T (pg ²)	R	Bomba
National-Oilmaster	0,0131	0,0346	0,3786	8A
Guiberson	0,0123	0,0314	0,39172	C4
Kobe	0,0144	0,0359	0,4011	8A
Claw	0,0148	0,0376	0,3936	9H
OHI	0,0144	0,036	0,4000	8A
Fluid Packed Pump	0,01414	0,03451	0,4097	7A

Elaborado por: Johnny Estrella

Para la selección de la mejor geometría de la bomba jet en el pozo Y Norte -3, se tiene una boquilla (nozzle) de 0,0123 pg², 0,0148 pg² y 0,0144 pg² pertenecientes a los fabricantes Guiberson, Claw y OHI, respectivamente. Solo se toman en cuenta estos fabricantes debido a que sus R se aproximan mucho más al valor calculado.

Con una presión de operación de 3000 psi y a una tasa de producción de 400 bl/día, la bomba hidráulica tipo jet que se aproximó más a las condiciones óptimas pertenece a la bomba 9H del fabricante Claw con un tamaño de $A_N = 0,0148$ pg² y $A_T = 0,0376$ pg².

En la tabla 4.12 se presenta un resumen con los resultados al aplicar el método de la Universidad de Tulsa para el diseño de la bomba jet en el pozo Y Norte -3.

TABLA 4. 12
RESULTADOS MÉTODO TULSA PARA EL POZO Y NORTE- 3

SUMARIO DE RESULTADOS					
Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
A_N	0,0148	pg2	P_T	2051,95	psi
A_T	0,0376	pg2	Q_N	1418,68	bl/día
HP (a 90%)	55,25	HP	Q_S	400	bl/día
E	18,53	%	P_S	1589	psi
R	0,39	-	Q_{SC}	871,69	bl/día
Bomba	Claw 9H	-			

Elaborado por: Johnny Estrella

En la tabla 4.13 se muestra la diferencia porcentual entre los cálculos de la potencia de la bomba jet mediante la aplicación del modelo de Tulsa y Hal Petrie en el pozo Y Norte - 3.

TABLA 4. 13
DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE LOS MÉTODOS PARA Y NORTE-3

Método	Potencia de la bomba (al 90%)	Unidad	Diferencia (%)
Método Tulsa	55,25	HP	31,6
Método Hal Petrie	80,78	HP	

Elaborado por: Johnny Estrella

El modelo de la Universidad de Tulsa y el de Hal Petrie presentan una potencia en la bomba jet de 55,25 HP y 80,78 HP, respectivamente. La diferencia porcentual es de 31,6%, lo que indica una diferencia considerable entre los valores del cálculo de los HPs.

Se tiene un caudal total de producción de 1825,49 bl/día para el pozo Y Norte - 3.

En el anexo N°2 se presenta la tabla que muestra el diseño de la bomba jet aplicando el método de Hal Petrie para el pozo Y Norte - 3.

4.5 ANÁLISIS DEL POZO Y- 45

Para realizar el diseño de la bomba jet en el pozo Y- 45, se utilizarán los datos que se muestran en la tabla 4.14.

TABLA 4. 14
DATOS POZO Y- 45

PARAMETRO	SIMBOLOGÍA	VALOR	UNIDAD
Profundidad vertical de la bomba	D_p	9531	ft
Diam. Ext T.R.	d_4	7	pg
Diam. Int T.R.	d_1	6,726	pg

PARAMETRO	SIMBOLOGÍA	VALOR	UNIDAD
Diam. Ext T.P.	d_2	3,5	pg
Diam. Int T.P.	d_5	2,992	pg
Diam. Ext de las juntas T.P.	d_3	4,5	pg
Longitud de la tubería	L	9531	ft
Temperatura de fondo	T_{WF}	199	°F
Temperatura de cabeza	T_{WH}	100	°F
Presión de succión	P_S	397	psi
Presión de cabeza	P_{WH}	80	psi
Tasa de producción	Q_s	400	bl/día
Corte de agua	F_W	20	%
Relación Gas- Petróleo	GOR	381	PCS/BL
Gravedad del Petróleo	-	26	API
Gravedad específica del gas	γ_G	0,923	-
Tipo de fluido motriz	-	Agua	-
Gradiente del agua fluido motriz	$G'_W = G_N$	0,43	psi/ft
Gravedad esp. del fluido motriz (agua)	γ'_W	1	-
Gradiente del agua	G_W	0,44	psi/ft
Viscosidad del agua	μ_W	0,315	cp
Viscosidad del petróleo	μ_O	2,618	cp
Gradiente del petróleo	G_O	0,37	psi/ft
Presión de operación	P_T	3100	psi
Área de la tobera	A_N	0,0241	pg ²
Área de la garganta	A_T	0,0531	pg ²
Geometría de la bomba	E7 GUIBERSON		

Elaborado por: Johnny Estrella

En el anexo N°3 se presenta el procedimiento del modelo de Tulsa para el pozo Y-45. Por otro lado, en tabla 4.15 se muestran opciones de diseño de geometrías de los diferentes fabricantes de bombas hidráulicas tipo jet para el pozo Y-45.

TABLA 4. 15
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR LOS DIFERENTES FABRICANTES PARA EL POZO Y- 45

Fabricante	A_N (pg ²)	A_T (pg ²)	R	Bomba
National-Oilmaster	0,0271	0,0562	0,4822	10A
Guiberson	0,0314	0,0661	0,475	F8
Kobe	0,0240	0,0599	0,400	8A
Claw	0,0239	0,0526	0,4543	11J
OHI	0,0238	0,0598	0,4000	10A
Fluid Packed Pump	0,02209	0,05393	0,4096	9A

Elaborado por: Johnny Estrella

Para la selección de la mejor geometría de la bomba jet en el pozo Y Norte -3, se tiene una boquilla (nozzle) de 0,0314 pg^2 y 0,0239 pg^2 pertenecientes a los fabricantes Guiberson y Claw, respectivamente. Solo se toman en cuenta estos fabricantes debido a que sus R se aproximan mucho más al valor calculado.

Con una presión de operación de 3100 psi y a una tasa de producción de 400 bl/día, la bomba hidráulica tipo jet que se aproximó más a las condiciones óptimas pertenece a la bomba 11J del fabricante Claw con un tamaño de $A_N = 0,0239 \text{ pg}^2$ y $A_T = 0,0526 \text{ pg}^2$.

En la tabla 4.16 se presenta un resumen con los resultados al aplicar el método de la Universidad de Tulsa para el diseño de la bomba jet en el pozo Y- 45.

TABLA 4. 16
RESULTADOS MÉTODO TULSA PARA EL POZO Y- 45

SUMARIO DE RESULTADOS					
Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
A_N	0,0239	pg^2	P_T	3348,02	psi
A_T	0,0526	pg^2	Q_N	2509,06	bl/día
HP (a 90%)	158,67	HP	Q_S	400	bl/día
E	14,2	%	P_S	397	psi
R	0,45	-	Q_{SC}	380,09	bl/día
Bomba	CLAW 11J	-			

Elaborado por: Johnny Estrella

En la tabla 4.17 se muestra la diferencia porcentual entre los cálculos de la potencia de la bomba jet mediante la aplicación del modelo de Tulsa y Hal Petrie en el pozo Y- 45.

TABLA 4. 17
DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE LOS MÉTODOS PARA Y- 45

Método	Potencia de la bomba (al 90%)	Unidad	Diferencia (%)
Método Tulsa	158,6736	HP	8,0
Método Hal Petrie	146,9140	HP	

Elaborado por: Johnny Estrella

El modelo de la Universidad de Tulsa y el de Hal Petrie presentan una potencia en la bomba jet de 158,67 HP y 146,91 HP, respectivamente. La diferencia porcentual es de 8,0 %, lo que indica un valor aproximado entre los HPs.

Se tiene un caudal total de producción de 2909,06 bl/día para el pozo Y- 45.

En el anexo N°2 se presenta la tabla que muestra el diseño de la bomba jet aplicando el método de Hal Petrie para el pozo Y- 45.

En la tabla 4.18 se muestra un resumen de resultados al aplicar el método de la Universidad de Tulsa para los pozos X-199, X-19, Y Norte- 3 y Y- 45.

TABLA 4. 18
RESUMEN DE LOS RESULTADOS - MÉTODO TULSA

Pozo	X-199	X-19	Y Norte- 3	Y- 45
Fabricante	Claw	Guiberson	Claw	Claw
Bomba	11K	D7	9H	11J
A_N (pg ²)	0,0239	0,0177	0,0148	0,0239
A_T (pg ²)	0,0654	0,0531	0,0376	0,0526
R	0,36	0,33	0,39	0,45
P_T (psi)	3433,91	4041,07	2051,95	3348,02
Q_{SC} (bl/día)	1604,37	651,36	871,69	380,09
Q_S (bl/día)	700	430	400	400
Q_N (bl/día)	2395,01	1955,52	1418,68	2509,06
Q_D (bl/día)	3095,01	2385,52	1825,49	2909,06
P_S (psi)	1450	373	1589	397
M	0,296	0,222	0,289	0,170
E	22,9	17,6	18,53	14,2
HP	155,35	149,27	55,25	158,67

Elaborado por: Johnny Estrella

En la tabla 4.19 se presenta un resumen comparativo de la eficiencia de la instalación de bombeo hidráulico tipo jet y potencia al aplicar el método de Hal Petrie y Tulsa en los diferentes pozos seleccionados de los campos X y Y, pertenecientes al corredor Central Sacha- Shushufindi.

TABLA 4. 19
RESUMEN COMPARATIVO DE LA EFICIENCIA Y POTENCIA AL APLICAR EL MÉTODO DE PETRIE Y TULSA EN BOMBA JET

Pozo	Método Hal Petrie		Método de Tulsa	
	Eficiencia de la bomba jet (%)	HP (al 90%)	Eficiencia de la bomba jet (%)	HP (al 90%)
X-199	29,29	158,33	22,9	155,35
X-19	27,63	136,67	17,6	149,27
Y Norte-3	32,06	80,78	18,53	55,25
Y-45	27,81	146,91	14,2	158,67

Elaborado por: Johnny Estrella

En la tabla 4.20 se muestra los diferentes valores de " K_{TD} " (Coeficiente de pérdida en la garganta y el difusor) obtenidos por el método de la Universidad de Tulsa y Hal Petrie en los pozos seleccionados. Donde el valor de K_{TD} calculado por la Universidad de Tulsa está dado por la ecuación 3.41 y para el método de Hal Petrie es una constante.

Considerando que el valor " K_{TD} " es inversamente proporcional a la eficiencia de la instalación del bombeo hidráulico tipo jet, se determinó que en todos los pozos seleccionados los " K_{td} " obtenidos por el método de la Universidad de Tulsa son mayores que al aplicar Hal Petrie. Por lo tanto, Tulsa presenta menores eficiencias. Además, los valores obtenidos con Tulsa para los pozos Y Norte - 3 y Y- 45 son mayores que los valores determinados en X- 199 Y X-19, debido a que los pozos seleccionados del campo Y poseen un GLR menor en comparación con los del campo X.

TABLA 4. 20
VALORES DE K_{TD} DETERMINADOS POR EL MÉTODO DE TULSA Y HAL
PETRIE

Pozo	Valor de K_{TD}	
	Método de Tulsa	Método de Hal Petrie
X-199	0,257	0,2
X-19	0,255	0,2
Y Norte-3	0,495	0,2
Y-45	0,542	0,2

Elaborado por: Johnny Estrella

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se determinó que al realizar el cálculo de la diferencia porcentual para la potencia de la bomba triplex obtenida con el modelo de Hal Petrie y de la Universidad de Tulsa, se tiene un porcentaje diferencial inferior al 10% para todos los pozos seleccionados de los campos X y Y, demostrando la efectividad del método de Tulsa en dichos pozos. Excepto, en el pozo Y Norte - 3 con un 31,6 % de diferencia porcentual debido a que se tiene una presión de operación de la bomba de superficie considerablemente menor a las condiciones de trabajo iniciales.
- Se observa que la relación de flujo másico (M) aplicando el método de la Universidad de Tulsa en los pozos X-19 y Y- 45 es relativamente baja en comparación con la relación de flujo másico (M) aplicando el método de Hal Petrie. Por lo tanto, se obtiene una mayor eficiencia con el método de Hal Petrie que con el método de la Universidad de Tulsa.
- Al comparar los resultados del método de Hal Petrie y la Universidad de Tulsa, se observa que las eficiencias calculadas con el diseño de Petrie son más altas que las calculadas por el método de la Universidad de Tulsa en los pozos seleccionados. Mientras que las potencias calculadas por el método de la Universidad Tulsa son menores que las obtenidas por Hal Petrie en todos pozos seleccionados. Por lo tanto, se determina que el modelo de Hal Petrie presenta mejores resultados para todos los pozos.
- En los pozos seleccionados (X - 199, Y Norte - 3 y Y - 45) con GLR mayor a 10 PCS/BL se determinó la presión de descarga mediante el programa WELLPFORM empleando la correlación de Hagerdom y Brown. Por otro lado, para calcular la presión de descarga en el pozo X-19 se utilizaron las ecuaciones de flujo turbulento puesto que su GLR es menor a 10 PCS/ BL.
- Se determinó que el método de la Universidad de Tulsa es una alternativa de diseño de bomba jet para los pozos X-199, X-19 y Y-45 seleccionando las bombas 11k de Claw, D7 de Guiberson y 11J de Claw, respectivamente.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar estudios en todos los pozos con sistema de levantamiento hidráulico tipo jet de los campos X y Y con el fin de optimizar su sistema de levantamiento.
- El método de la Universidad de Tulsa se recomienda como una alternativa de diseño de la bomba hidráulica tipo jet para los pozos X-199, X-19 y Y-45 de los campos X y Y del corredor Central Sacha-Shushufindi.
- Para el cálculo de la presión de descarga el programa WELLPERFORM con la correlación de Hagerdom y Brown resulta una opción muy recomendable, puesto que es de las que mejor se ajusta para los pozos de la Cuenca Oriente.
- Es recomendable utilizar el método de Hal Petrie para el diseño de la bomba jet, puesto que brinda valores óptimos de eficiencia y potencia incluso mejores que los calculados por el método de la Universidad de Tulsa en los pozos seleccionados de los campos X y Y del Corredor Central Sacha- Shushufindi.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: Editores Científicos.
2. Bedyev, Y., & Habashy, R. (2014). Unique Artificial Lift Solution for Complex Operation in a Caspian Sea Field Using Jet Pumps. doi: 10.2118/172315-MS.
3. Betancourt, Á., & Paulina, C. (2012). *Plan de desarrollo del campo Drago*. Obtenido de Repositorio Digital- EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4581>
4. Bradley, H., & Gipson, F. (1992). *Petroleum engineering handbook*. Texas: Richardson.
5. Carrillo, J. (2019). *Determinación del potencial de acumulación hidrocarburífero de las calizas "A" y "M2" de la formación Napo, campo Drago*. Obtenido de Repositorio Digital- UCE: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/17640>
6. Gaibor, A. (2013). *Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de bombeo hidráulico en pozos con bajo índice de productividad del bloque 16*. Obtenido de Repositorio Digital- EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6213>
7. García, C. (2018). *Estudio para la optimización del bombeo hidráulico tipo jet utilizando los métodos de Eddie E. Smart y Hal Petrie en el campo Sacha-Bloque 60*. Obtenido de Repositorio Digital- EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19370>
8. Gipson, F., & Bradley, H. (1992). *Petroleum engineering handbook*. Obtenido de: Society of Petroleum Engineers.
9. Jiao, B., Blais, R., & Schmidt, Z. (1990). Efficiency and Pressure Recovery in Hydraulic Jet Pumping of Two Phase Gas/Liquid Mixtures. doi:10.2118/18190-PA.
10. López, C. (2016). *Análisis técnico para la implementación del software oilfield manager (ofm) para el control y evaluación de datos de producción de pozos petroleros del campo Drago Norte*. Obtenido de Repositorio Digital- UTE: <http://repositorio.ute.edu.ec/handle/123456789/16785>.
11. Calvache, L., Narváez, K., & Santos, J. (2020). *Estudio técnico económico para la optimización de producción mediante el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en pozos candidatos del bloque 44*. Obtenido de Repositorio Digital- UCE: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/22348>.

12. Melo, V. (2019). *Levantamiento Artificial*. Quito- Ecuador.
13. Merino, L. (2013). *Estudio técnico económico para la perforación horizontal de pozos de producción de petróleo en la arena "U" del campo Sacha Sur*. Obtenido de Repositorio Digital- EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6017>
14. Miranda, E. (2015). *Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo Jet, utilizando como fluido motriz agua del sistema de reinyección, en un campo del oriente ecuatoriano*. Obtenido de Repositorio Digital- EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/12741>
15. Noronha, F., Franca, F. A., & Alhanati, F. S. (1998). Improved Two-Phase Model for Hydraulic Jet Pumps. doi: 10.2118/37427-MS.
16. Perderson, P. J. (2006). *Review and Application of the Tulsa Liquid Jet*. Trondheim.
17. PetroWiki. (2015). *Oil emulsions*. Obtenido de: https://petrowiki.spe.org/Oil_emulsions.
18. PetroWiki. (2016). *Downhole hydraulic pump types*. Obtenido de: https://petrowiki.spe.org/Downhole_hydraulic_pump_types.
19. Proaño, M. (2012). *Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el campo Auca*. Obtenido de Repositorio Digital- UTE: <http://repositorio.ute.edu.ec/handle/123456789/2150>
20. Schlumberger. (2016). *Jet pumps*. Obtenido de: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-jet-pumps.ashx>
21. Schlumberger. (2020). *Sistema de bombeo de superficie horizontal*. Obtenido de: <https://www.slb.com/-/media/files/al/brochure/horizontal-pumping-systems-esp-br.ashx>
22. Sertecpet. (2010). *Manual para operaciones de campo*. Quito, Ecuador.
23. Sertecpet. (2019). *Completion Tools*. Obtenido de: <https://www.sertecpet.net/completion-tools/>
24. Unapanta, H. (2020). *Gestión de Mantenimiento en una empresa Petrolera usando el ciclo PDCA*. Obtenido de Repositorio Digital- EPN : <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21321>.
25. Yunapanta, J. (2011). *Modelación y simulación de un sistema centralizado ed bombeo hidráulico tipo jet de un campo petrolero*. Obtenido de Repositorio Digital- EPN : <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7694>.

ANEXOS

INDICE DE ANEXOS

ANEXO N°1

RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES PARA FLUID PACKED PUMP, OHI Y CLAW

TABLA A-1.1 DIMENSIONES DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET

TABLA A-1.2 ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA DE FLUID PACKED PUMP(pg^2)

TABLA A-1.3 ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA DE OHI (pg^2)

TABLA A-1.4 ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA DE CLAW (pg^2)

ANEXO N°2

TABLAS DE CÁLCULOS

TABLA A-2.1 RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO X-199

TABLA A-2.2 RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO X-19

TABLA A-2.3 RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO Y NORTE- 3

TABLA A-2. 4 RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO Y-45

ANEXO N°3

APLICACIÓN DEL MODELO DE TULSA PARA LOS DIFERENTES POZOS

TABLA A-3.1 APLICACIÓN DEL MODELO DE TULSA PARA EL POZO X-19

TABLA A-3.2 APLICACIÓN DEL MODELO DE TULSA PARA EL POZO Y NORTE- 3

TABLA A-3.3 APLICACIÓN DEL MODELO DE TULSA PARA EL POZO Y - 45

ANEXO N°4

RECUPERACIÓN Y ASENTAMIENTO DE BOMBA JET

TABLA A-4.1 DIAGRAMA DE HERRAMIENTAS PARA RECUPERAR BOMBA JET 2.81"

TABLA A-4.2 DIAGRAMA DE HERRAMIENTAS PARA ASENTAR BOMBA JET 2.81"

ANEXO N°1
RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES PARA FLUID
PACKED PUMP, OHI Y CLAW.

TABLA A-1. 1
DIMENSIONES DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET

FLUID PACKED PUMP				OHI				CLAW			
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área
1	0.00371	1	0.00905	1	0.0024	1	0.006	1	0.0018	A	0.0046
2	0.00463	2	0.01131	2	0.0031	2	0.0077	2	0.0030	B	0.0072
3	0.00579	3	0.01414	3	0.0040	3	0.0100	3	0.0038	C	0.0104
4	0.00724	4	0.01767	4	0.0052	4	0.0129	4	0.0054	D	0.0142
5	0.00905	5	0.02209	5	0.0067	5	0.0167	5	0.0074	E	0.0187
6	0.01131	6	0.02761	6	0.0086	6	0.0216	6	0.0094	F	0.0239
7	0.01414	7	0.03451	7	0.0111	7	0.0278	7	0.0108	G	0.0311
8	0.01767	8	0.04314	8	0.0144	8	0.0360	8	0.0122	H	0.0376
9	0.02209	9	0.05393	9	0.0184	9	0.0464	9	0.0148	I	0.0447
10	0.02761	10	0.06741	10	0.0238	10	0.0598	10	0.0175	J	0.0526
11	0.03451	11	0.08426	11	0.0307	11	0.0774	11	0.0239	K	0.0655
12	0.04314	12	0.10533	12	0.0396	12	0.1001	12	0.0311	L	0.0796
13	0.05393	13	0.13166	13	0.0512	13	0.1288	13	0.0450	M	0.0957
14	0.06741	14	0.16458	14	0.0661	14	0.1655	14	0.0658	N	0.1119
15	0.08426	15	0.20572	15	0.0854	15	0.2132	15	0.0851	O	0.1445
16	0.10533	16	0.25715	16	0.1114	16	0.2753	16	0.1251	P/	0.1763
17	0.13166	17	0.32144	17	0.1439	17	0.3557	17	0.1552	Q	0.2154
18	0.16458	18	0.40180	18	0.1857	18	0.4596	18	0.195	R	0.2593
19	0.20572	19	0.50225	19	0.2400	19	0.5993	19	0.2464	S	0.3127
20	0.25715	20	0.62782	20	0.3099	20	0.7667	20	0.3119	T	0.3760
		21	0.78477	21	0.4003	21	0.9905	21	0.3850	U	0.4515
		22	0.98096	22	1.1669	22	1.2908			V	0.5426
		23	1.22620	23	1.5072	23	1.6673			W	0.6520
		24	1.53275	24	1.9465	24	2.1538				
				25	2.5140	25	2.7818				
				26	3.2471	26	3.5934				
Relación			Relación			Relación					
Tobera	Garganta	R	Tobera	Garganta	R	Tobera	Garganta	R			
N	N	0.410 A	N	N-1	0.517 A-	N	N-1	0.517 A-			
N	N+1	0.328 B	N	N	0.400 A	N	N	0.400 A			
N	N+2	0.262 C	N	N+1	0.310 B	N	N+1	0.310 B			
N	N+3	0.210 D	N	N+2	0.240 C	N	N+2	0.240 C			
N	N+4	0.168 E	N	N+3	0.186 D	N	N+3	0.186 D			
			N	N+4	0.144 E	N	N+4	0.144 E			

Fuente:(Melo, 2019); (OHI, 2001); (Sertecpet,2010)

TABLA A-1. 2
ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA DE FLUID PACKED PUMP(PG^2)

Área Anular Garganta-Tobera A_s					
Tobera	A	B	C	D	E
1	0.0053	0.0076	0.0104	0.0140	0.0184
2	0.0067	0.0095	0.0130	0.0175	0.0230
3	0.0084	0.0119	0.0163	0.0218	0.0287
4	0.0104	0.0149	0.0204	0.0273	0.0359
5	0.0130	0.0186	0.0255	0.0341	0.0449
6	0.0163	0.0232	0.0318	0.0426	0.0561
7	0.0204	0.0290	0.0398	0.0533	0.0701
8	0.0255	0.0363	0.0497	0.0666	0.0877
9	0.0318	0.0453	0.0622	0.0832	0.1096
10	0.0398	0.0567	0.0777	0.1041	0.1370
11	0.0498	0.0708	0.0972	0.1301	0.1712
12	0.0622	0.0885	0.1214	0.1626	0.2140
13	0.0777	0.1107	0.1518	0.2032	0.2675
14	0.0972	0.1383	0.1897	0.2540	0.3344
15	0.1215	0.1729	0.2372	0.3175	0.4180
16	0.1518	0.2161	0.2965	0.3969	0.5225
17	0.1898	0.2701	0.3706	0.4962	0.6531
18	0.2372	0.3377	0.4632	0.6202	0.8164
19	0.2965	0.4221	0.5791	0.7752	1.0205
20	0.3707	0.5276	0.7238	0.9691	1.2756

Fuente: (Melo, 2019)

TABLA A-1. 3
ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA DE OHI (PG^2)

Área Anular Garganta-Tobera A_s						
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	0.0185
3	0.0037	0.0060	0.0089	0.0127	0.0176	0.0238
4	0.0048	0.0077	0.0115	0.0164	0.0226	0.0308
5	0.0062	0.0100	0.0149	0.0211	0.0293	0.0397
6	0.0081	0.0130	0.0192	0.0274	0.0378	0.0512
7	0.0105	0.0167	0.0249	0.0353	0.0487	0.0663
8	0.0134	0.0216	0.0320	0.0454	0.0630	0.0857
9	0.0176	0.0280	0.0414	0.0591	0.0817	0.1104
10	0.0226	0.0361	0.0537	0.0763	0.1051	0.1417
11	0.0291	0.0467	0.0694	0.0981	0.1348	0.1825
12	0.0378	0.0605	0.0892	0.1258	0.1736	0.2356
13	0.0489	0.0776	0.1143	0.1620	0.2241	0.3045
14	0.0627	0.0994	0.1471	0.2092	0.2896	0.3935
15	0.0801	0.1278	0.1899	0.2704	0.3743	0.5140
16	0.1018	0.1639	0.2443	0.3482	0.4879	0.6553
17	0.1314	0.2119	0.3158	0.4555	0.6228	0.8466
18	0.1700	0.2739	0.4136	0.5809	0.8048	1.1051
19	0.2196	0.3593	0.5267	0.7505	1.0508	1.4273
20	0.2894	0.4567	0.6805	0.9809	1.3573	1.8439
21	0.3664	0.5902	0.8905	1.2670	1.7535	2.3815

Fuente: (OILWELL,2001)

TABLA A-1. 4
ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA DE CLAW (PG^2)

Área Anular Garganta-Tobera A_s						
Tobera	A-	A	B	C	D	E
1		0.0028	0.0054	0.0086	0.0124	0.0169
2	0.0016	0.0042	0.0074	0.0112	0.0157	0.0209
3	0.0034	0.0066	0.0104	0.0149	0.0201	0.0273
4	0.0050	0.0088	0.0133	0.0185	0.0257	0.0322
5	0.0068	0.0113	0.0165	0.0237	0.0302	0.0373
6	0.0093	0.0145	0.0217	0.0282	0.0353	0.0432
	0.0131	0.0203	0.0268	0.0339	0.0418	0.0547
8	0.0189	0.0254	0.0325	0.0404	0.0533	0.0674
9	0.0228	0.0299	0.0378	0.0507	0.0648	0.0809
10	0.0272	0.0351	0.0480	0.0621	0.0782	0.0944
11	0.0287	0.0416	0.0557	0.0718	0.0880	0.1206
12	0.0344	0.0485	0.0646	0.0808	0.1134	0.1452
13	0.0346	0.0507	0.0669	0.0995	0.1313	0.1704
14	0.0299	0.0461	0.0787	0.1105	0.1496	0.1935
15	0.0268	0.0594	0.0912	0.1303	0.1742	0.2276
16	0.0194	0.0512	0.0903	0.1342	0.1876	0.2509
17	0.0211	0.0602	0.1041	0.1575	0.2208	0.2963
18	0.0204	0.0643	0.1177	0.1810	0.2565	0.3476
19	0.0129	0.0663	0.1296	0.2051	0.2962	0.4056
20	0.0008	0.0641	0.1396	0.2307	0.3401	
21		0.0665	0.1576	0.2670		

Fuente: (Sertecpet, 2010)

ANEXO N°2
TABLAS DE CÁLCULOS

TABLA A-2. 1
RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO X-199

N° Paso		Iteración N° 1		Iteración N°2	
PARTE A					
1)	G_s	0,42094	psi/ft	0,42094	psi/ft
2)	A_{CM}	0,01832	pg^2	0,01832	pg^2
3)	Tobera	E	Guiberson	E	Guiberson
	A_N	0,0241	pg^2	0,0241	pg^2
	R	0,36460	-	0,365	-
4)	P_T	3500	psi	3500	psi
5)	P_N	7412,58	psi	7339,33	psi
6)	Q_N	2409,690	bl/día	2394,842	bl/día
7)	v	3,206	ft/s	3,186	ft/s
	ρ_{sc}	1,0	kg/l	1,0	kg/l
	ρ_o	0,95	kg/l	0,95	kg/l
	μ_o	3,34	Cp	3,34	Cp
	Re	21217,61	-	21086,88	-
	flujo	Turbulento	-	Turbulento	-
	\bar{f}	0,0292	-	0,0292	-
	P_{FN}	73,25	psi	72,45	psi
PARTE B					
1					
a)	Q_D	3094,84	bl/día	3244,28	bl/día
b)	G_D	0,4147	psi/ft	0,4150	psi/ft
c)	F_{WD}	0,1448	-	0,1676	-
d)	GLR	12,295	PCS/BI	14,233	PCS/BI
f)	μ_D	1,4025	Cp	1,3731	Cp
GLR > 10 PCS/BI entonces se aplica la correlación de Hagedorn y brown para P_D					
2)	P_D	3991,6	psi	3991,7	psi
3)	H	0,7592	-	0,7593	-
4)	R	0,4	-	0,4	-
5)	M_5	0,32	-	0,39	-
6)		Iteracion 1		Iteracion 2	
7)	C_1	0,8	C_1	0,8	
	C_2	0,0889	C_2	0,0889	
	C_3	0,192	C_3	0,192	
	C_4	1,03	C_4	1,03	
	K_{TD}	0,2	K_{TD}	0,2	
	K_N	0,03	K_N	0,03	
	M_6	0,385797	-	0,3857589	-
	Error	No converge	-	Si converge	-
	Qs nuevo	849,44	bl/día	849,36	bl/día
PARTE C					
1)	A_T	0,060	pg^2		
	A_T	0,066	pg^2		
2)	Q_{SC}	1604,37	bl/día		
3)	HP	142,49	HP		
4)	HP	158,33	HP		
5)	E	29,29	%		

Elaborado por: Johnny Estrella

TABLA A-2. 2
RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO X-19

N° Paso		Iteración N° 1		Iteración N°2	
PARTE A					
1)	G_s	0,41962	psi/ft	0,41962	psi/ft
2)	A_{CM}	0,02317	pg^2	0,02317	pg^2
3)	Tobera	J	Claw	J	Claw
	A_N	0,0175	pg^2	0,0175	pg^2
	R	0,33270	-	0,333	-
4)	P_T	3700	psi	3700	psi
5)	P_N	7035,83	psi	6995,27	psi
6)	Q_N	1961,441	bl/día	1955,462	bl/día
7)	v	2,610	ft/s	2,602	ft/s
	ρ_{osc}	0,9	kg/l	0,9	kg/l
	ρ_o	0,85	kg/l	0,85	kg/l
	μ_o	2,20	Cp	2,20	Cp
	Re	23347,87	-	23276,70	-
	flujo	Turbulento	-	Turbulento	-
	\bar{f}	0,0286	-	0,0286	-
	P_{FN}	40,56	psi	40,34	psi
PARTE B					
1					
a)	Q_D	2385,46	bl/día	2371,90	bl/día
b)	G_D	0,3766	psi/ft	0,3764	psi/ft
c)	F_{WD}	0,1208	-	0,1176	-
d)	GLR	8,863	PCS/BI	8,633	PCS/BI
f)	μ_D	1,9631	Cp	1,9691	Cp
GLR < 10 PCS/BI entonces se procede a calcular P_{FD}					
2)	P_{FD}	7,094	psi	7,022	psi
	P_D	3450,88	psi	3448,57	psi
3)	H	0,8684	-	0,8672	-
4)	R	0,5	-	0,5	-
5)	M_5	0,33	-	0,32	-
6)	Iteracion 1		Iteracion 2		
7)	C_1	1	C_1	1	
	C_2	0,0000	C_2	0,0000	
	C_3	0,3	C_3	0,3	
	C_4	1,03	C_4	1,03	
	K_{TD}	0,2	K_{TD}	0,2	
	K_N	0,03	K_N	0,03	
	M_6	0,3182	-	0,3186	-
	Error	No converge	-	Si converge	-
	Q_s nuevo	416,44	bl/día	417,03	bl/día
PARTE C					
1)	A_T	0,035	pg^2		
	A_T	0,038	pg^2		
2)	Q_{SC}	651,36	bl/día		
3)	HP	123,00	HP		
4)	HP	136,67	HP		
5)	E	27,63	%		

Elaborado por: Johnny Estrella

TABLA A-2. 3
RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO Y NORTE- 3

N° Paso		Iteración N° 1		Iteración N°2		
PARTE A						
1)	G_s	0,39878	psi/ft	0,39878	psi/ft	
2)	A_{CM}	0,01060	pg^2	0,01060	pg^2	
3)	Tobera	C+	Guiberson	C+	Guiberson	
	A_N	0,0149	pg^2	0,0149	pg^2	
	R	0,39211	-	0,392	-	
4)	P_T	3000	psi	3000	psi	
5)	P_N	7280,73	psi	7262,52	psi	
6)	Q_N	1427,746	bl/día	1425,460	bl/día	
7)	v	1,900	ft/s	1,896	ft/s	
	ρ_w	1,0	kg/l	1,0	kg/l	
	Re	168237,18	-	167967,76	-	
	flujo	Turbulento	-	Turbulento	-	
	\bar{f}	0,0189	-	0,0189	-	
	P_{FN}	18,22	psi	18,16	psi	
PARTE B						
1						
a)	Q_D	1825,46	bl/día	2292,41	bl/día	
b)	G_D	0,4225	psi/ft	0,4176	psi/ft	
c)	F_{WD}	0,8466	-	0,7353	-	
d)	GLR	30,677	PCS/BI	52,946	PCS/BI	
f)	μ_D	0,4691	Cp	0,6215	Cp	
GLR >10 PCS/BI entonces se aplica la correlación de Hagedorn y brown para calcular la presión de descarga						
	P_D	3434,80	psi	3381,70	psi	
3)	H	0,4822	-	0,4619	-	
4)	R	0,3	-	0,3	-	
5)	M_5	0,30	-	0,66	-	
6)	Iteracion 1			Iteracion 2		
7)	C_1	0,6	C_1	0,6		
	C_2	0,0735	C_2	0,0735		
	C_3	0,108	C_3	0,108		
	C_4	1,03	C_4	1,03		
	K_{TD}	0,2	K_{TD}	0,2		
	K_N	0,03	K_N	0,03		
	M_6	0,6573	-	0,6940	-	
	Error	No converge	-	Si converge	-	
	Q_s nuevo	866,95	bl/día	915,36	bl/día	
PARTE C						
1)	A_T	0,050	pg^2			
	A_T	0,531	pg^2			
2)	Q_{SC}	871,69	bl/día			
3)	HP	72,70	HP			
4)	HP (a 90%)	80,78	HP			
5)	E	32,06	%			

Elaborado por: Johnny Estrella

TABLA A-2. 4
RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO Y-45

N° Paso		Iteración N° 1		Iteración N°2		
PARTE A						
1)	G_s	0,38644	psi/ft	0,38644	psi/ft	
2)	A_{CM}	0,03052	pg^2	0,03052	pg^2	
3)	Tobera	E	Guiberson	E	Guiberson	
	A_N	0,0241	pg^2	0,0241	pg^2	
	R	0,45386	-	0,454	-	
4)	P_T	3100	psi	3100	psi	
5)	P_N	7226,92	psi	7176,50	psi	
6)	Q_N	2518,282	bl/día	2508,968	bl/día	
7)	v	3,350	ft/s	3,338	ft/s	
	ρ_w	1,0	kg/l	1,0	kg/l	
	Re	246408,66	-	245497,37	-	
	flujo	Turbulento	-	Turbulento	-	
	\bar{f}	0,0175	-	0,0175	-	
	P_{FN}	50,42	psi	50,09	psi	
PARTE B						
1						
a)	Q_D	2908,97	bl/día	2786,40	bl/día	
b)	G_D	0,4266	psi/ft	0,4284	psi/ft	
c)	F_{WD}	0,8900	-	0,9203	-	
d)	GLR	41,912	PCS/BI	30,348	PCS/BI	
f)	μ_D	0,5683	Cp	0,4984	Cp	
GLR > 10 PCS/BI entonces se aplica la correlación de Hagedorn y brown para calcular presión de descarga						
	P_D	3595,10	psi	3608,00	psi	
3)	H	0,8930	-	0,8998	-	
4)	R	0,5	-	0,5	-	
5)	M_5	0,45	-	0,31	-	
6)	Iteracion 1			Iteracion 2		
7)	C_1	1	C_1	1		
	C_2	0,0000	C_2	0,0000		
	C_3	0,3	C_3	0,3		
	C_4	1,03	C_4	1,03		
	K_{TD}	0,2	K_{TD}	0,2		
	K_N	0,03	K_N	0,03		
	M_6	0,3091	-	0,3066	-	
	Error	No converge	-	Si converge	-	
	Qs nuevo	277,43	bl/día	275,19	bl/día	
PARTE C						
1)	A_T	0,048	pg^2			
	A_T	0,0531	pg^2			
2)	Q_{SC}	380,092	bl/día			
3)	HP	132,22	HP			
4)	HP (a 90%)	146,91	HP			
5)	E	27,81	%			

Elaborado por: Johnny Estrella

ANEXO N°3
APLICACIÓN DEL MODELO DE TULSA PARA LOS DIFERENTES
POZOS

TABLA A-3.1
APLICACIÓN DEL MODELO DE TULSA PARA EL POZO X-19

Paso N°	Parámetro	Resultado	Unidad
1	Tipo de instalación	Sistema abierto	
2	G_s	0,41962	psi/ft
3	A_{CM}	0,02317	pg ²
4	$A_T - A_N$	0,0351	pg ²
5	R	0,33270	-
6	P_T	3700	psi
7	P_N	6966,17	psi
	Q_N	1951,160	bl/día
8	v	2,596	ft/s
	ρ_{osc}	0,9	kg/l
	ρ_o	0,85	kg/l
	μ_o	2,20	cp
	Re	23225,49	-
	Tipo de flujo en la boquilla (Nozzle)	Turbulento	
	\bar{f}	0,0287	-
P_{EN}	40,18	psi	
9	P_N	6995,65	psi
10	Q_N	1955,52	bl/día
11	Q_D	2385,52	bl/día
12	G_D	0,3766	psi/ft
13	F_{WD}	0,1208	-
14	GLR	8,863	PCS/BI
15	v	1,047	ft/s
	Re	9718,33	-
	Tipo de flujo en la descarga (fluido de retorno)	Turbulento	
	\bar{f}	0,0344	-
	e	0,6398	-
	$\bar{\gamma}$	0,870	-
	μ_D	1,9631	cp
	GLR ≤ 10; entonces se utiliza la Ecuación 3.38 para determinar la P_D		
	P_{FD}	7,094	psi
16	P_D	3450,88	psi
17	K_N	0,04	-
18	R_P	0,4933	-
19	K_{TD}	0,2553	-
20	Q_G	21,1431	MPCS/día
21	M	0,222	-
22	B	0,667	-
	C	0,165	-
23	H	0,792	-
24	P_n	7336,72	psi
25	$P's$	373	psi
26	$P't$	4041,07	psi
27	Q_{sc}	651,36	bl/día
28	E	17,60	%
29	HP (a 90%)	149,27	HP

Elaborado por: Johnny Estrella

TABLA A-3.2
APLICACIÓN DEL MODELO DE TULSA PARA EL POZO Y NORTE- 3

Paso N°	Parámetro	Resultado	Unidad
1	Tipo de instalación	Sistema abierto	
2	G_s	0,39878	psi/ft
3	A_{CM}	0,01060	pg ²
4	$A_T - A_N$	0,0231	pg ²
5	R	0,39211	-
6	P_T	3000	psi
7	P_N	7208,65	psi
	Q_N	1418,676	bl/día
8	v	1,887	ft/s
	ρ_w	0,99	kg/l
	Re	167168,41	-
	Tipo de flujo en la boquilla (Nozzle)	Turbulento	
	\bar{f}	0,0189	-
	P_{FN}	18,01	psi
9	P_N	7262,72	psi
10	Q_N	1425,49	bl/día
11	Q_D	1825,49	bl/día
12	G_D	0,4225	psi/ft
13	F_{WD}	0,8466	-
14	GLR	30,677	PCS/BI
15	v	0,6591	ft/s
	Re	62936,88	-
	Tipo de flujo en la descarga (fluido de retorno)	Turbulento	
	\bar{f}	0,02325	-
	e	0,6900	-
	$\bar{\gamma}$	0,9757	-
	μ_D	0,4691	cp
	P_{FD}	GLR>10; se utiliza la correlación de Hagerdom y Brown para P_D	
P_D			
16	P_D	3434,8	psi
17	K_N	0,04	-
18	R_P	0,4729	-
19	K_{TD}	0,50	-
20	Q_G	56	MPCS/día
21	M	0,289	-
22	B	0,788	-
	C	0,256	-
23	H	0,641	-
24	P_{in}	6314,68	psi
25	$P's$	1589	psi
26	$P't$	2051,96	psi
27	Q_{SC}	871,69	bl/día
28	E	18,53	%
29	HP (a 90%)	55,25	HP

Elaborado por: Johnny Estrella

TABLA A-3.3
APLICACIÓN DEL MODELO DE TULSA PARA EL POZO Y- 45

Paso N°	Parámetro	Resultado	Unidad
1	Tipo de instalación	Sistema abierto	
2	G_s	0,38644	psi/ft
3	A_{CM}	0,03052	pg ²
4	$A_T - A_N$	0,029	pg ²
5	R	0,45386	-
6	P_T	3100	psi
7	P_N	7155,37	psi
	Q_N	2505,06	bl/día
8	v	3,333	ft/s
	ρ_w	1,00	kg/l
	Re	245114,52	-
	Tipo de flujo en la boquilla (Nozzle)	Turbulento	
	\bar{f}	0,0175	-
9	P_{FN}	49,95	psi
	P_N	7176,97	psi
10	Q_N	2509,06	bl/día
11	Q_D	2909,06	bl/día
12	G_D	0,4266	psi/ft
13	F_{WD}	0,8900	-
14	GLR	41,911	PCS/BI
15	v	1,0503	ft/s
	Re	83283,61	-
	Tipo de flujo en la descarga (fluido de retorno)	Turbulento	
	\bar{f}	0,02192	-
	e	0,6900	-
	$\bar{\gamma}$	0,9852	-
	μ_D	0,5683	cp
	P_{FD}	GLR>10; se utiliza la correlación de Hagerdom y Brown para P_D	
P_D			
16	P_D	3595,1	psi
17	K_N	0,04	-
18	R_P	0,5009	-
19	K_{TD}	0,54	-
20	Q_G	121,92	MPCS/día
21	M	0,170	-
22	B	0,908	-
	C	0,282	-
23	H	0,835	-
24	P'_n	7424,99	psi
25	P'_s	397	psi
26	P'_t	3348,02	psi
27	Q_{SC}	380,09	bl/día
28	E	14,20	%
29	HP (a 90%)	158,67	HP

Elaborado por: Johnny Estrella

ANEXO N°4
RECUPERACIÓN Y ASENTAMIENTO DE BOMBA JET

PROCEDIMIENTO PARA RECUPERAR LA BOMBA JET

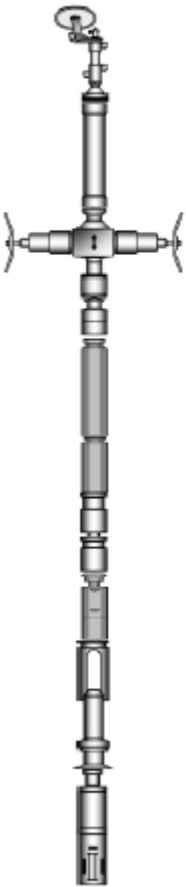
Para recuperar una bomba JET se debe realizar los siguientes pasos:

1. Conectar Pulling Tool JDC o SB 2.5" a la sarta de herramientas.
2. Encerar (0) el contador y tomar peso de la sarta de herramientas.
3. Bajando herramientas, a una velocidad máxima de 350 pies por minuto, se verifica nivel de fluido y se continúa bajando.
4. 200 FT antes de llegar al objetivo comprobar pesos de la sarta y chequear el arrastre.
5. Continuar con el descenso de herramientas hasta el cuello de pesca.
6. Maniobrar herramientas para enganchar en el cuello de la bomba falsa.
7. Tensionar suavemente hasta llegar a 1200 lb de tensión (considerando el peso de la sarta más el arrastre y la activación del martillo hidráulico) y esperar que accione martillo hidráulico, realizar de 10 a 12 intentos máximo esperando de 1 a 2 minutos por cada repetición para no elevar la temperatura del aceite del martillo hidráulico, máxima tensión 1600 lb.

Nota: en caso de no despegar, reversar bomba.

8. Romper pin y liberar pulling tool. Verificar peso y arrastre de herramientas.
9. Recuperar herramientas a superficie a 350 pies por minuto.
10. Cerrar válvula master, despresurizar presión de lubricadores.
11. Retirar equipo de presión de boca de pozo.
12. Desplazar herramienta encapsulada en lubricadores a una altura cómoda entre 3-5ft.
13. Retirar bomba de pulling tool JDC o SB 2.5", verificarlo y retirarlo de las barras.
14. Encapsulado de herramientas en lubricadores y colocar tapón.

TABLA A-4. 1
DIAGRAMA DE HERRAMIENTAS PARA RECUPERAR BOMBA JET 2.81”

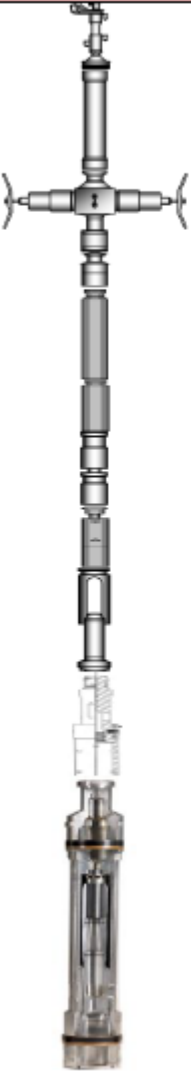
DISEÑO DE SARTA DE TRABAJO – RECUPERAR BOMBA JET 2.81”					
DIAGRAMA	ITEM	DESCRIPCION	OD (Pulg)	Fishneck O.D. (Pulg)	LONG (Pies)
	1	ALAMBRE API 9A	.125		
	2	ROPE SOCKET 3/4" SR BOX	1.75	1.75	0.46
	3	BARRA DE PESO 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	5
	4	BARRA DE PESO 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	5
	5	KNUCKLE JOINT 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	0.8
	6	MARTILLO HIDRAULICO 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	3
	7	MARTILLO MECÁNICO 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	7.16
		QUICK CONNECTOR 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	0.8
	8	PULLING TOOL JDC 2,5" 3/4" -10 PIN	2.25	1.375	1.23
		TOTAL			23.45

Fuente: (Halliburton, 2020)
 Elaborado por: Johnny Estrella

PROCEDIMIENTO PARA ASENTAR LA BOMBA JET

1. Conectar Running Tool C-1 al cuello de pesca de la bomba y la sarta de herramientas (String diagrama).
2. Encerar el contador y tomar peso de la sarta de herramientas.
3. Bajar herramientas, a una velocidad máxima de 350 pies por minuto, se verifica nivel de fluido y se continúa bajando.
4. 200 FT antes de llegar al objetivo comprobar pesos y chequear arrastre.
5. Continuar con el descenso de herramientas hasta profundidad de tally (camisa).
6. Maniobrar herramientas para posicionar bomba jet en el perfil de la camisa.
7. Golpear suavemente hasta romper el pin del running tool.
8. Levantar 30 FT aproximadamente y verificar peso y arrastre.
9. En caso de que el peso de la sarta haya disminuido, salir a 350 pies por minuto.
10. Cerrar válvula master, despresurizar presión, desconectar lubricadores.
11. Retirar equipo de presión de boca de pozo.
12. Desplazar herramienta encapsulada en lubricadores a una altura cómoda entre 3-5 pies.
13. Retirar Running tool, verificarlo y retirarlo de las barras.
14. Encapsulado de herramientas en lubricadores y colocar tapón

TABLA A-4. 2
DIAGRAMA DE HERRAMIENTAS PARA ASENTAR BOMBA JET 2.81"

DISEÑO DE LA SARTA DE TRABAJO – ASENTAR BOMBA JET						
DIAGRAMA	ITEM	DESCRIPCION	OD (Pulg)	Fishneck O.D. (Pulg)	LONG (Pies)	
	1	ALAMBRE API 9A	.125			
	2	ROPE SOCKET 3/4" SR BOX	1.75	1.75	0.46	
	3	BARRA DE PESO 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	5	
	4	BARRA DE PESO 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	5	
	5	KNUCKLE JOINT 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	0.8	
	6	MARTILLO HIDRAULICO 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	3	
	7	MARTILLO MECÁNICO 3/4"-10 PIN X 3/4" -10	1.75	1.75	7.16	
	8	RUNNING TOOL C-1, 2.5" 3/4" -10 PIN	1.75	2.313	0.52	
	9	BOMBA JET	2.81			
		TOTAL				21.94 + BJ

Fuente: (Halliburton, 2020)
 Elaborado por: Johnny Estrella