

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DEL SISTEMA TIPO JET INSTALADO EN EL CAMPO
LAGO AGRIO, UTILIZANDO EL MODELO PROPUESTO POR LA
UNIVERSIDAD DE TULSA PARA INCREMENTAR LA
PRODUCCIÓN**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

MARÍA BELÉN MANOTO QUILUMBA

mabemq25maqui@gmail.com

DIRECTOR: MSC. VINICIO MELO G.

vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, febrero 2019

DECLARACIÓN

Yo, María Belén Manoto Quilumba, 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.

MARÍA BELÉN MANOTO QUILUMBA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por María Belén Manoto Quilumba, bajo mi supervisión.

MSC. VINICIO MELO G.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y a la Virgencita del Quinche que me han protegido en todo este trayecto y me han bendecido desde el cielo, me han dado las fuerzas para no flaquear en este largo camino, me permitieron continuar y superar los obstáculos que se presentaron a lo largo de mi vida y con ello poder alcanzar mis sueños.

A la Escuela Politécnica Nacional y de manera especial a la carrera de Ingeniería en Petróleos.

A mis padres, Gloria y Ramiro que me dieron el apoyo necesario para poder alcanzar una nueva meta, por confiar y creer en mí, ellos son los promotores principales de mis sueños, sin su ayuda no hubiera podido llegar a culminar esta etapa de vida.

En especial agradezco a mi madre que desde pequeñita me dio el apoyo incondicional y con su inmenso amor y mucho esfuerzo me sacó adelante para verme toda una profesional.

A PETROAMAZONAS EP por permitirme realizar mis prácticas preprofesionales, en especial a los ingenieros; Ing. Luis Tite, Ing. Jhonny Noguera y al Ing. Guillo; por brindarme la información necesaria para realizar mi proyecto de titulación.

A mis hermanas Gaby, Nicolás y Nayeli que han visto como he llorado y he querido abandonar este sueño; pero, con sus palabras de aliento han apoyado con un granito de arena para poder salir adelante.

A toda mi familia; abuelito, abuelita, tíos, tías, primos y primas; que estuvieron ahí incondicionalmente, dándome ánimos y consejos y siempre diciéndome “YA FALTA POCO, DALE, LUCHA...” durante el proceso de mi formación profesional.

A mis amigos Nixon, Anita, Katty, Santi, Jhonny, Jorge y Daysi por ser como mis hermanos y haber formado parte de esta etapa de mi vida.

Nixon a ti te agradezco inmensamente por tu ayuda; mi amigo, mi hermano del alma, te agradezco porque tú estuviste ahí diciéndome “Vamos Mabe con fe que tú puedes”, al igual que todos los buenos momentos pasados.

DEDICATORIA

A mis padres Gloria Manoto y Ramiro Canencia que sé, que siempre tendré el apoyo de ellos ya que son el pilar fundamental en mi vida, se lo dedico a ellos porque me han dado la fuerza y el ejemplo para continuar en la lucha diaria.

A mis hermanas, que aunque no seré la mejor hermana del mundo di todo de mi para obtener este título y también saben que las quiero inmensamente y que este logro es de todas.

A mi familia en general, porque en mi recayó la responsabilidad de ser la primera sobrina y prima y sé que con mi ejemplo todas y todos van a lograr culminar con las metas que se propongan en el camino de la vida.

Al Ing. Vinicio Melo que gracias a él pude realizar mi proyecto de titulación y también porque siempre ha sido una persona muy correcta, me ha enseñado mucho y dado consejos para terminar con éxito este largo camino que recorrí todos estos años.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN.....	XIV
PRESENTACIÓN.....	XV
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	1
1.1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	2
1.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA.....	3
1.1.3.1 ESTRUCTURA	3
1.1.3.2 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA.....	7
1.1.4 DESARROLLO DE LA PETROFÍSICA	9
1.1.4.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	9
1.1.4.1 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN	9
1.1.4.2 POROSIDAD	9
1.1.5 MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN.....	11
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO..	12
2.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	12
2.1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	12
2.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	13
2.2.1 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	14
2.2.1.1 PARTES DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	15
2.2.1.2 NOMENCLATURA DE LA BOMBA JET CLAW.....	17
2.2.1.3 TIPOS DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ PARA LA BOMBA JET CLAW	18
2.2.1.4 CONSIDERACIONES EN LA OPERACIÓN DE LA BOMBA JET ..	20
2.2.1.5 DAÑOS MÁS FRECUENTES EN LAS BOMBAS JET.....	21
2.2.1.6 FABRICANTES DE BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO JET.....	23
2.2.1.7 ESPECIFICACIONES DE TOBERAS Y GARGANTAS DE LOS DIFERENTES FABRICANTES	23
CAPÍTULO 3: APLICACIÓN Y ANÁLISIS DEL MÉTODO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA AL CAMPO LAGO AGRIO	30

3.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA.....	30
3.2 DESARROLLO DEL MODELO DE BOMBA JET POR TULSA.....	31
3.3 PRESENTACIÓN DEL MODELO Y SUS PRINCIPIOS FUNDAMENTALES	32
3.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA	34
3.4.1 RELACIÓN GARGANTA/TOBERA.....	34
3.4.2 CAVITACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DEL ÁREA DE ENTRADA DEL FLUIDO PRODUCIDO.....	37
3.5 APLICACIÓN DEL MODELO DE LA BOMBA JET PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA.....	38
3.5.1 DIMENSIONAMIENTO Y CÁLCULOS DE RENDIMIENTO.....	38
3.6 SECUENCIA DE CÁLCULO MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DE TULSA.....	39
3.6.1 EJEMPLO DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DE TULSA.....	45
3.7 RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA A LOS DIFERENTES POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO	49
3.7.1 ESTUDIO POZO LAGO AGRIO 17 (LGA-017).....	49
3.7.2 ESTUDIO POZO LAGO AGRIO 22 (LGA-022).....	56
3.7.3 ESTUDIO POZO LAGO AGRIO 24 (LGA-024).....	60
3.7.4 ESTUDIO POZO LAGO AGRIO 31 (LGA-031).....	64
3.7.5 ESTUDIO POZO LAGO AGRIO 32 (LGA-032).....	67
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
4.1 CONCLUSIONES	71
4.2 RECOMENDACIONES	72
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
ANEXOS.....	75

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación geográfica del campo Lago Agrio	3
1.2	Sección Sísmica del campo Lago Agrio	4
1.3	Mapa estructural tomado al tope de la Formación Hollín	5
1.4	Mapa estructural tomado a la base de la Caliza "A"	6
1.5	Sección estratigráfica Hollín-Napo-Tena Inferior del Campo Lago Agrio	8
1.6	Distribución de la porosidad	10
1.7	Carta GEN-9 Resistividad de soluciones salinas	10
2.1	Métodos de levantamiento artificial	13
2.2	Principales componentes del bombeo hidráulico	14
2.3	Nomenclatura de la bomba jet según Petrie, Smart y Wilson	15
2.4	Partes de la bomba hidráulica tipo jet	16
2.5	Bomba jet Claw reversa	19
2.6	Bomba jet Claw directa o convencional	20
3.1	Historial de presión del fluido producido a medida que entra y viaja a través de la bomba jet	39

LISTA DE TABLAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación y coordenadas del campo Lago Agrio	2
1.2	Características de formaciones productivas del campo Lago Agrio	7
1.3	Propiedades del petróleo	9
1.4	Características de los mecanismos naturales de producción	11
2.1	Códigos de la tobera y de la garganta de la bomba jet Claw	17
2.2	Ejemplos de cavitación en la bomba jet	22
2.3	Tamaño de toberas y gargantas de la bomba jet	25
2.4	Áreas anulares garganta-tobera de Kobe	26
2.5	Áreas anulares garganta-tobera de National	27
2.6	Áreas anulares garganta-tobera de Guilberson	28
2.7	Áreas anulares garganta-tobera de Claw	29
3.1	Dimensiones de gargantas y toberas de bombas jet de diferentes fabricantes	35
3.2	Combinación garganta-tobera	36
3.3	Conversión de unidades ejemplo POZO-A de Tulsa	45
3.4	Resultados del POZO-A de la Universidad de Tulsa	46
3.5	Sumario de resultados POZO-A ejemplo Tulsa	48
3.6	Cálculo de la eficiencia de Petrie del POZO-A	48
3.7	Datos del pozo LAG-017	49
3.8	Selección de la bomba jet óptima	55
3.9	Sumario de resultados pozo LAG-017	55
3.10	Cálculo de la eficiencia de Petrie para el pozo LAG-017	55
3.11	Datos del pozo LAG-022	56
3.12	Resultados obtenidos del pozo LAG-022	57
3.13	Selección de la bomba jet óptima	59
3.14	Sumario de resultados pozo LAG-022	59
3.15	Cálculo de la eficiencia de Petrie para el pozo LAG-022	59
3.16	Datos del pozo LAG-024	60
3.17	Resultados obtenidos del pozo LAG-024	61
3.18	Selección de la bomba jet óptima	62
3.19	Sumario de resultados pozo LAG-024	63
3.20	Cálculo de la eficiencia de Petrie para el pozo LAG-024	63
3.21	Datos del pozo LAG-031	64
3.22	Resultados obtenidos del pozo LAG-031	65
3.23	Selección de la bomba jet óptima	66
3.24	Sumario de resultados pozo LAG-031	66
3.25	Cálculo de la eficiencia de Petrie para el pozo LAG-031	66
3.26	Datos del pozo LAG-032	67

3.27	Resultados obtenidos del pozo LAG-032	68
3.28	Selección de la bomba jet óptima	69
3.29	Sumario de resultados pozo LAG-032	69
3.30	Cálculo de la eficiencia de Petrie para el pozo LAG-032	70

ÍNDICE DE ANEXOS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1	Diagrama de completación del pozo LAG-017	76
2	Diagrama de completación del pozo LAG-022	78
3	Diagrama de completación del pozo LAG-024	80
4	Diagrama de completación del pozo LAG-031	82
5	Diagrama de completación del pozo LAG-032	84
6	Evaluación y producción con bombas jet	86
7	Cambio de bomba jet	90

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 tobera	L^2
A_S	Área anular de la cámara de mezclado para el flujo de la producción	L^2
A_T	Área total de flujo de la garganta	L^2
B	Coficiente para calcular la recuperación de presión	
BF	Barriles Fiscales	L^3
bl	Barriles	L^3
bl/día	Barriles por día	L^3/t
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos Básicos	L^3/t
C	Coficiente para calcular la recuperación de presión	
Cp	centiPoise	M/Lt
D	Longitud vertical de la tubería de producción	L
d_1	Diámetro interno de la tubería de revestimiento	L
d_2	Diámetro externo de la tubería de producción	L
d_3	Distancia entre el centro de la tubería de producción y el centro de la tubería de revestimiento para flujo anular	L
d_4	Diámetro externo de la tubería de revestimiento	L
d_5	Diámetro interno de la tubería de producción	L
E	Eficiencia	
e	Excentricidad de las tuberías	
ft	Pies	L
F_W	Fracción de agua	
F_{WD}	Fracción de agua en el fluido de retorno	
G_D	Gradiente del fluido motriz en la línea de retorno	M/L^2t^2
GLR	Relación gas-líquido	L^3/L^3
G_N	Gradiente del fluido motriz en la línea de inyección	M/L^2t^2
G_O	Gradiente del petróleo	M/L^2t^2
GOR	Relación gas-petróleo	L^3/L^3
G_S	Gradiente del fluido producido	M/L^2t^2
G_W	Gradiente del agua de formación	M/L^2t^2
H	Relación de recuperación de presión adimensional	
HP	Potencia requerida HP	ML^2/t
K_N	Coficiente de pérdida de presión de la tobera	
K_{TD}	Coficiente de pérdida de presión en la garganta-difusor	
LAG	Lago Agrio	
Lbm	Libra masa	M
M	Relación de flujo másico adimensional	
MPa	Mega pascales	M/Lt^2

N_{RE}	Número de Reynolds	
P'_T	Presión superficial de trabajo, recalculada	M/Lt ²
P'_N	Presión de la tobera, recalculada	M/Lt ²
P'_S	Presión de succión de la bomba, recalculada	M/Lt ²
P_D	Presión de descarga	M/Lt ²
P_{FN}	Pérdidas de presión por fricción en la tubería	M/Lt ²
pg	Pulgada	L
P_N	Presión a la entrada de la tobera	M/Lt ²
P_S	Presión de succión	M/Lt ²
psi	Libra fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
P_T	Presión superficial de trabajo	M/Lt ²
PVT	Presión-Volumen-Temperatura	
P_{WF}	Presión de fondo fluyente	M/Lt ²
P_{WH}	Presión de cabeza fluyente	M/Lt ²
Q_D	Tasa de fluido de descarga (fluido motriz más fluido producido)	L ³ /t
Q_N	Tasa del fluido motriz	L ³ /t
Q_S	Tasa de producción	L ³ /t
Q_{SC}	Tasa de producción a la cual inicia la cavitación	L ³ /t
Q_G	Tasa de gas a través de la bomba en MPCs/día	L ³ /t
R	Relación de la tobera al área de la garganta	
R_P	Relación de la presión de descarga y de la presión del fluido motriz adimensional	
s	Segundo	t
T_{WF}	Temperatura de fondo	T
T_{WH}	Temperatura de cabeza	T
UTM	Universal Transversal Mercator	
V_b	Volumen total de la roca	L ³
V_p	Volumen poroso de la roca	L ³
\bar{f}	Factor de fricción	
°F	Grados Fahrenheit	T
ρ_o	Densidad del petróleo	M/L ³
ρ_w	Densidad del agua	M/L ³
v	Velocidad del fluido motriz en la tubería	L/t
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua	M/Lt
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt
μ_D	Viscosidad del fluido de descarga	M/Lt
$\bar{\gamma}$	Gravedad específica del fluido de descarga	
ϕ	Porosidad	
%	Porcentaje	

RESUMEN

En el Campo Lago Agrio, operado por Petroamazonas E.P., el levantamiento por bombeo hidráulico es el de mayor impacto en la producción de hidrocarburos, fue en este campo donde se perforó el primer pozo petrolero del Ecuador.

El presente proyecto de titulación, “ESTUDIO DEL SISTEMA TIPO JET INSTALADO EN EL CAMPO LAGO AGRIO, UTILIZANDO EL MODELO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN”, plantea aspectos importantes del campo, ya que este modelo es un método que permite determinar el comportamiento de la bomba.

En el Capítulo 1 se describen aspectos importantes del Campo Lago Agrio tales como, la ubicación geográfica, las características geológicas y estratigrafías de los yacimientos, las propiedades petrofísicas que caracterizan al campo y sus mecanismos naturales de producción.

En el capítulo 2 se exponen aspectos de la base teórica de los diferentes sistemas de levantamiento artificial, se hace especial énfasis en el sistema de bombeo hidráulico tipo jet, por ser el tema de estudio. Entonces se detalla más a profundidad las diferentes operaciones que se realizan al utilizar este método de levantamiento artificial.

En el capítulo 3, se presenta de forma detallada el modelo propuesto por la Universidad de Tulsa que se va a utilizar para los diferentes cálculos, por lo que se describe paso a paso el desarrollo del método para un mayor entendimiento y se plantea el ejemplo del análisis de esta investigación. A su vez se desarrollan los cálculos de los parámetros necesarios que permiten dimensionar nuevas geometrías para cinco pozos del campo Lago Agrio que son operados con bombeo hidráulico tipo jet y se realiza el análisis técnico de los resultados obtenidos mediante la aplicación del método propuesto por la Universidad de Tulsa.

Al final del trabajo se presentan las conclusiones y las recomendaciones que se obtuvieron.

PRESENTACIÓN

En la producción de petróleo en el Ecuador, se aplican diferentes métodos de levantamiento artificial a un gran número de pozos; a medida que avanza la vida productiva de cada uno de ellos, se observa que las condiciones de reservorio cambian constantemente. Dichos cambios se reflejan en el decremento de las tasas de producción, por lo que es necesario realizar un nuevo análisis de estos pozos para cumplir con el principal objetivo de la industria, obtener el máximo rédito económico en la producción de hidrocarburos. (Araya, 2009).

En este trabajo de titulación se pretende aplicar el modelo propuesto por la Universidad de Tulsa en el diseño del sistema de bombeo hidráulico, ya que este modelo es un método que permite calcular diferentes parámetros tales como: la tasa de fluido motriz, la tasa de fluido de descarga, la presión en la entrada de la tobera, la relación gas-petróleo, el coeficiente de pérdida de la garganta y el difusor, la eficiencia de la bomba, la potencia de la bomba, etc.; tomando como estudio el campo Lago Agrio, con base en un estudio teórico experimental en cinco pozos del campo. (Pedersen, 2006).

Adicionalmente para la obtención de parámetros como las presiones cercanas a las condiciones reales del campo se utilizó el software (Well Perform) que da resultados con una mayor precisión ya que utiliza una serie de correlaciones dando el mínimo porcentaje de error. (Brown, 1980; Paz, 2015; Melo, 2019).

En base a los resultados obtenidos mediante la aplicación del método propuesto por la Universidad de Tulsa, se procedió a realizar un análisis técnico que ayudó a que este proyecto sea de beneficio para el manejo del sistema de levantamiento hidráulico tipo jet en el Campo Lago Agrio.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

1.1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El Campo Lago Agrio fue descubierto en el año de 1967 por el consorcio Texaco - Gulf, que perforó el pozo Lago Agrio 1, entre febrero y abril alcanzando los 10175 pies de profundidad. Este pozo dio una producción a flujo natural de 2955 bppd de 29° API, provenientes de la Formación Hollín.

En el programa de perforación se define como objetivo primario la formación Hollín y como secundario las areniscas y calizas Napo y los conglomerados Tiyuyacu. Este primer descubrimiento confirmó el potencial petrolífero de la cuenca Oriente y marcó el inicio de una agresiva etapa de exploración, que culminó en los años siguientes con el descubrimiento de los más grandes campos de la cuenca. (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014)

Lago Agrio es el primer campo de la Cuenca Oriente, que se incorpora a la producción en mayo de 1972, con una producción promedio diaria de 10450 bppd. En noviembre de 1973, el campo alcanza su máximo pico de producción histórica con 53618 bppd. Recién a partir del año 1980, empieza a mostrar una declinación paulatina de la producción del campo, a razón de 15% anual. (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014)

El pozo Lago Agrio 1 produjo, hasta el 2003, alrededor de 9 millones 600 mil barriles, de los cuales el 99% del crudo proviene de la arenisca Hollín y el resto de “Zona Napo” como consta, sin especificar a cuales reservorios engloba dicha zona, en los últimos reportes de producción de Texaco en 1975. Las últimas pruebas realizadas en este pozo en el año 2003, arrojan alrededor de 60 bppd, lo cual demuestra que el campo está agotando su capacidad productiva y un

debilitamiento del potencial productivo, reflejado en sus curvas declinantes de producción. (Becerra F, 2017)

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LAGO AGRIO

El Campo Lago Agrio se encuentra ubicada en la región amazónica, al norte-oeste de la Cuenca Oriente, en la provincia de Sucumbíos; al Noroccidente de la Cuenca Oriente (Tabla 1.1, Figura 1.1).

Su extensión es de 41.8 km², aledaño a esta ubicación se encuentra la Ciudad Lago Agrio que es una de las principales ciudades del Oriente Ecuatoriano.

Las coordenadas geográficas y UTM donde se halla ubicado el campo son:

UTM:

Latitud: 0°00' - 0° 10' N

Longitud: 76° 50' - 76° 57' W

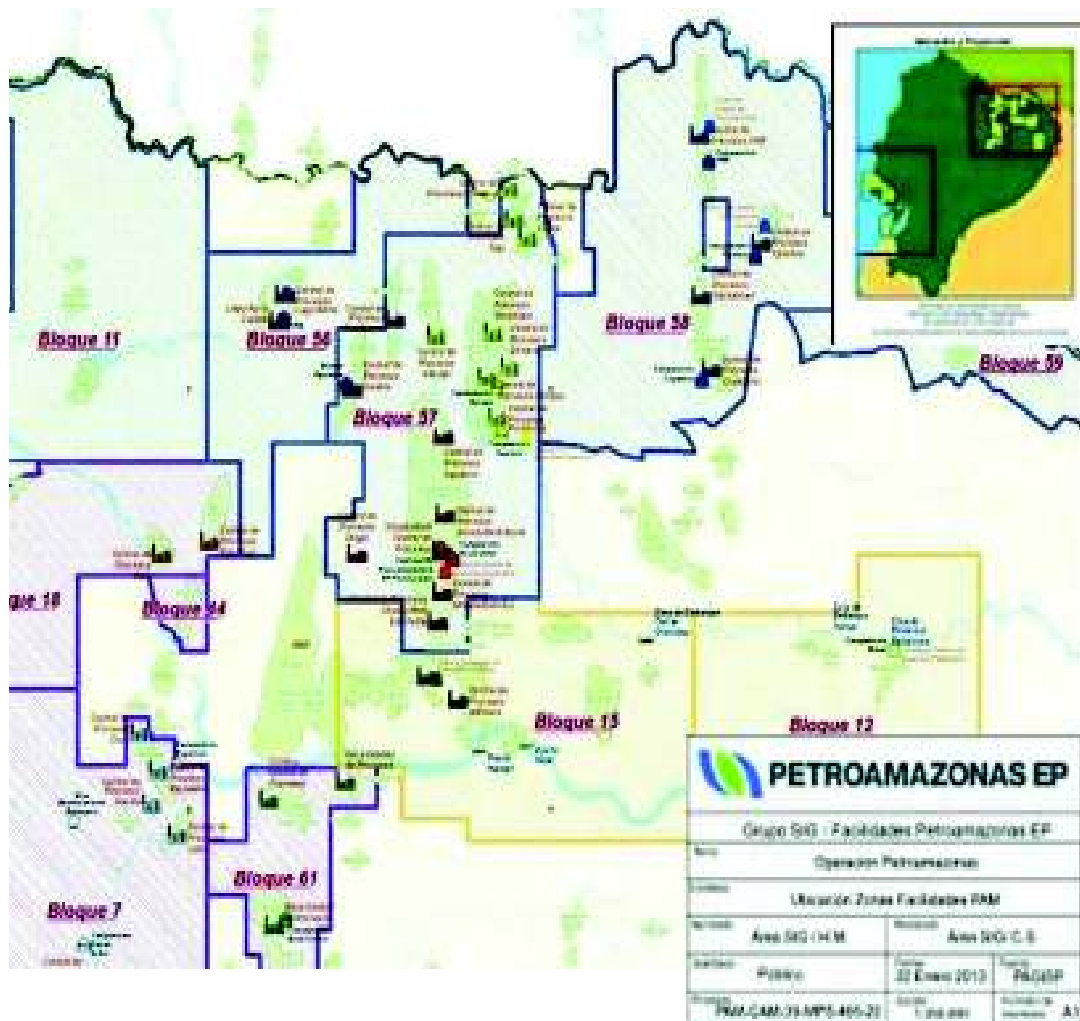
TABLA 1.1 UBICACIÓN Y COORDENADAS DEL CAMPO LAGO AGRIO

PUNTO	COORDENADAS GEOGRÁFICAS		COORDENADAS MÉTRICAS	
1	76° 58' 28.53" W	00° 09' 43.85" N	10.017.936.88	280.225.86
2	76° 44' 45.63" W	00° 09' 43.85" N	10.017.936.88	305.675.86
3	76° 44' 45.63" W	00° 03' 49.94" S	9.992.936.88	305.675.86
4	76° 58' 28.53" W	00° 03' 49.94" S	9.992.936.88	280.225.86

Fuente: Archivo técnico, PETROAMAZONAS EP, 2016

Elaborado por: María Belén Manoto

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LAGO AGRIO



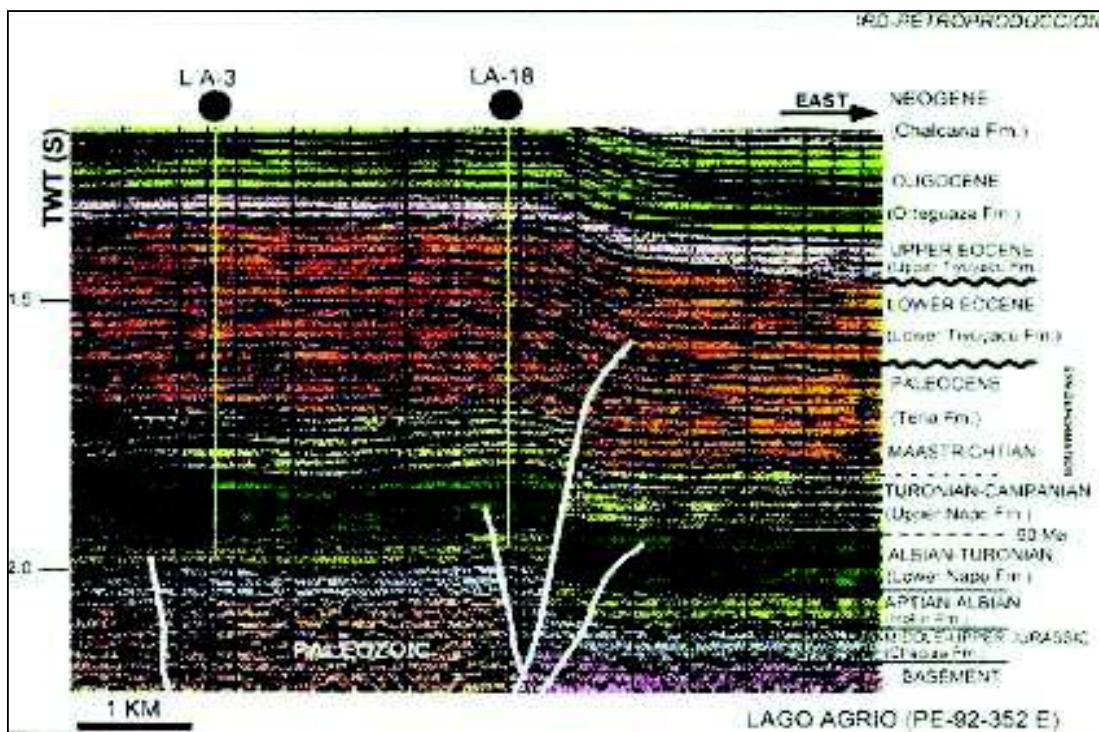
Fuente: Petroamazonas EP, 2016
Elaborado por: Departamento FIC

1.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

1.1.3.1 Estructura

La estructura Lago Agrio crece en dos etapas, como resultado de esfuerzos transgresivos que reactivan la falla oriental del campo dando inicio a la formación de la estructura: en el Maestrichtiano, contemporánea a la depositación de Tena inferior y parece que en el Mío-Plioceno (Figura 1.2), la última reactivación tectónica provoca un flexuramiento de las capas que alcanza horizontes cercanos a la superficie. (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014)

FIGURA 1.2 SECCIÓN SÍSMICA CAMPO LAGO AGRIO

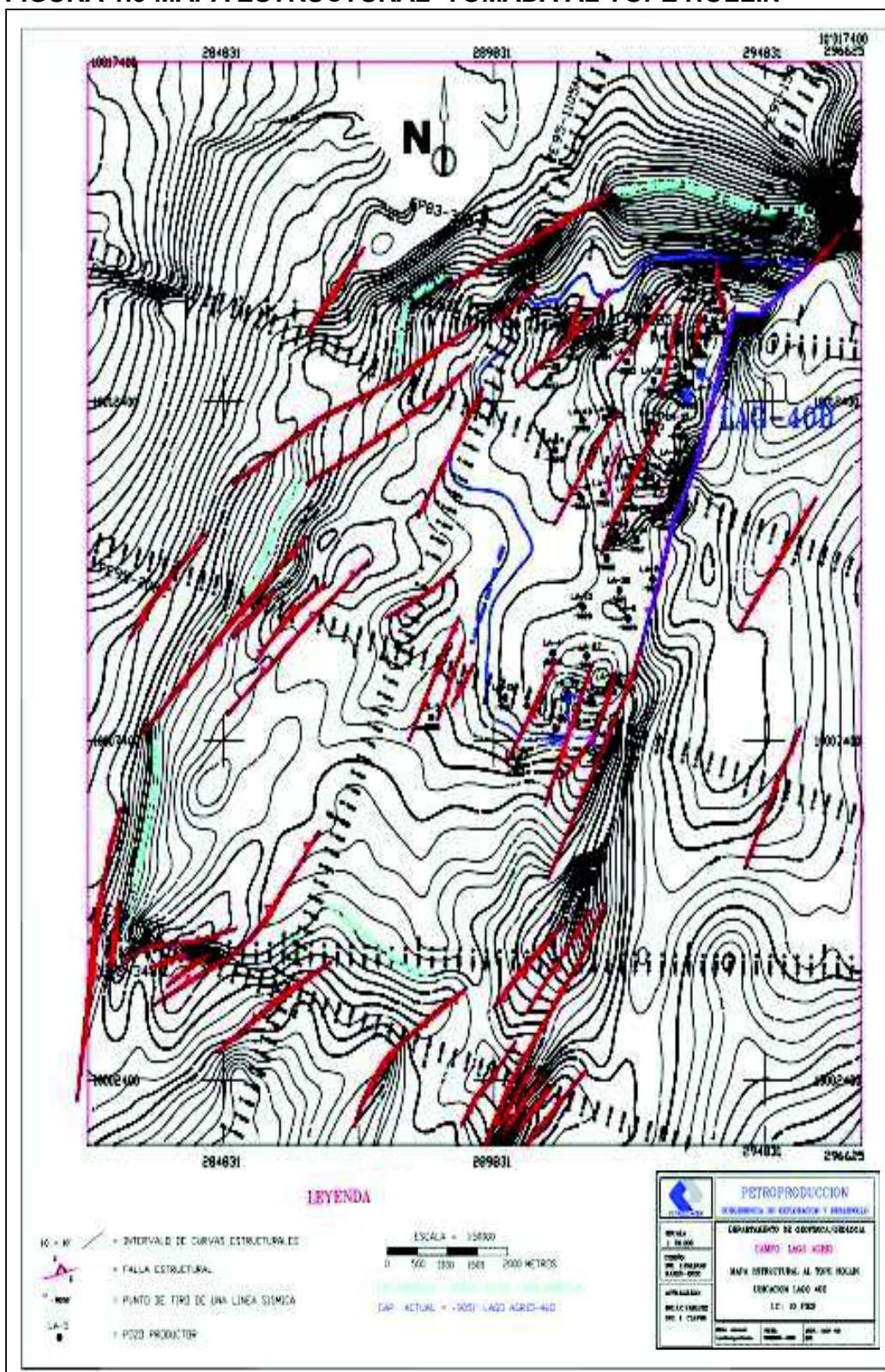


Fuente: La Cuenca Oriente, Geología y Petróleo, (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014)
Elaborado por: Departamento de ingeniería de Petroamazonas EP.

En el mapa estructural elaborado al tope de Hollín (Figura 1.3), se observa un anticlinal con un eje principal en la dirección NNE-SSO, con dos altos al norte separado por un valle perpendicular al eje y un tercer alto en la parte sur de la estructura.

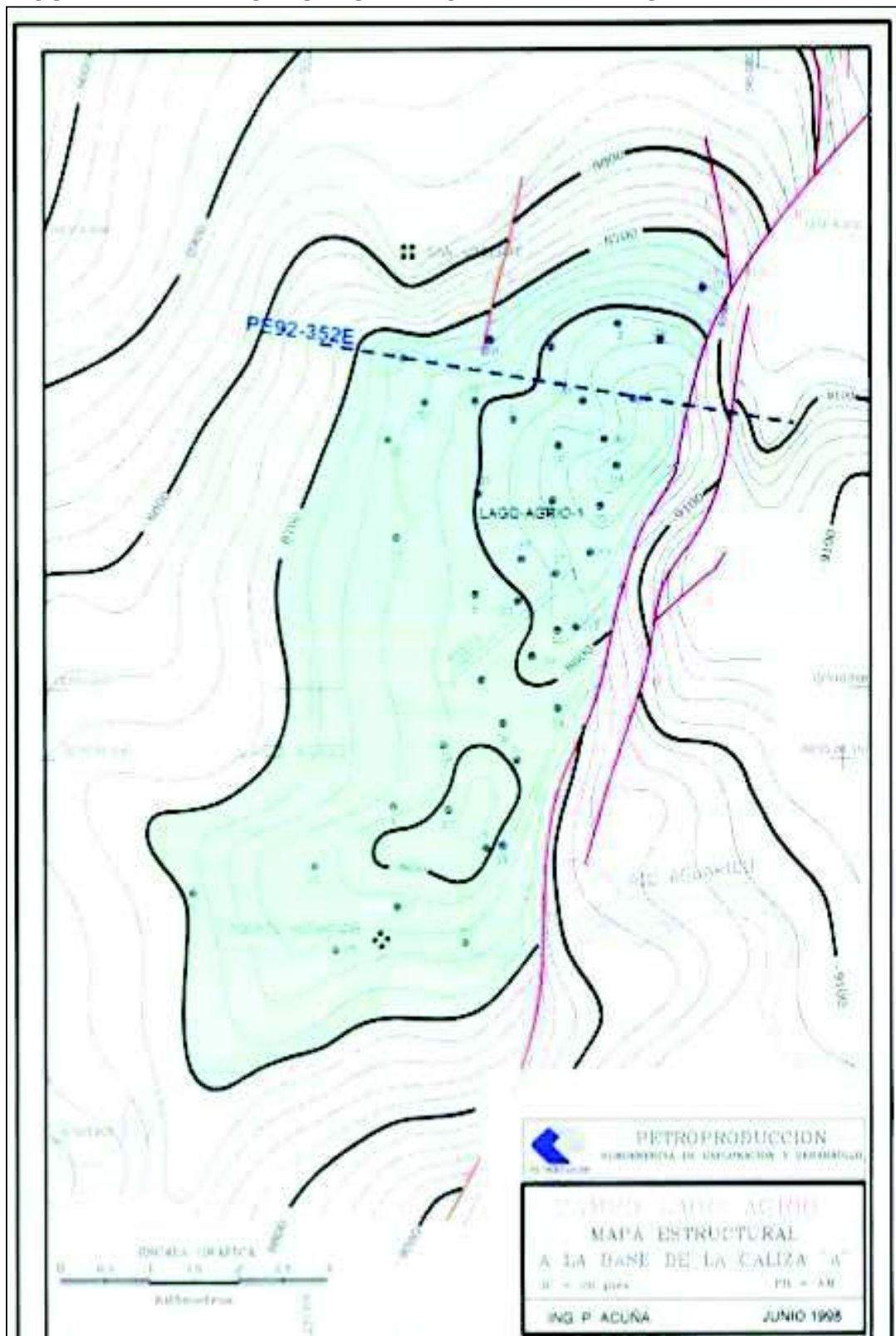
La estructura a nivel de la caliza "A" (Figura 1.4), se limita en su flanco oriental por una falla transpresional que va a la estructura Palo Rojo al sur y al norte corta el flanco del campo Charapa base de la caliza A. (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014)

FIGURA 1.3 MAPA ESTRUCTURAL TOMADA AL TOPE HOLLÍN



Fuente: La Cuenca Oriente, Geología y Petróleo, (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014)
Elaborado por: Petroproducción

FIGURA 1.4 MAPA ESTRUCTURAL TOMADA A LA BASE DE LA CALIZA "A"



Fuente: La Cuenca Oriente, Geología y Petróleo, (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014)
Elaborado por: Petroproducción

1.1.3.2 Estratigrafía y Litología

El yacimiento Hollín es la formación objetivo principal del campo, este se subdivide en dos Hollín superior y Hollín inferior, con alta porosidad y permeabilidad.

Los yacimientos secundarios pertenecen a Napo y son las Arenas “U” y “T”, resaltando la arena “Ti” cuyo espesor tiende a mejorar respecto a la “Us” y “Ts” que es pobre de areniscas y el yacimiento “Basal Tena” no produce mucho.

En la Tabla 1.2 se detallan las características de las diferentes formaciones productivas del Campo Lago Agrio

TABLA 1.2 CARACTERÍSTICAS DE FORMACIONES PRODUCTIVAS DEL CAMPO LAGO AGRIO

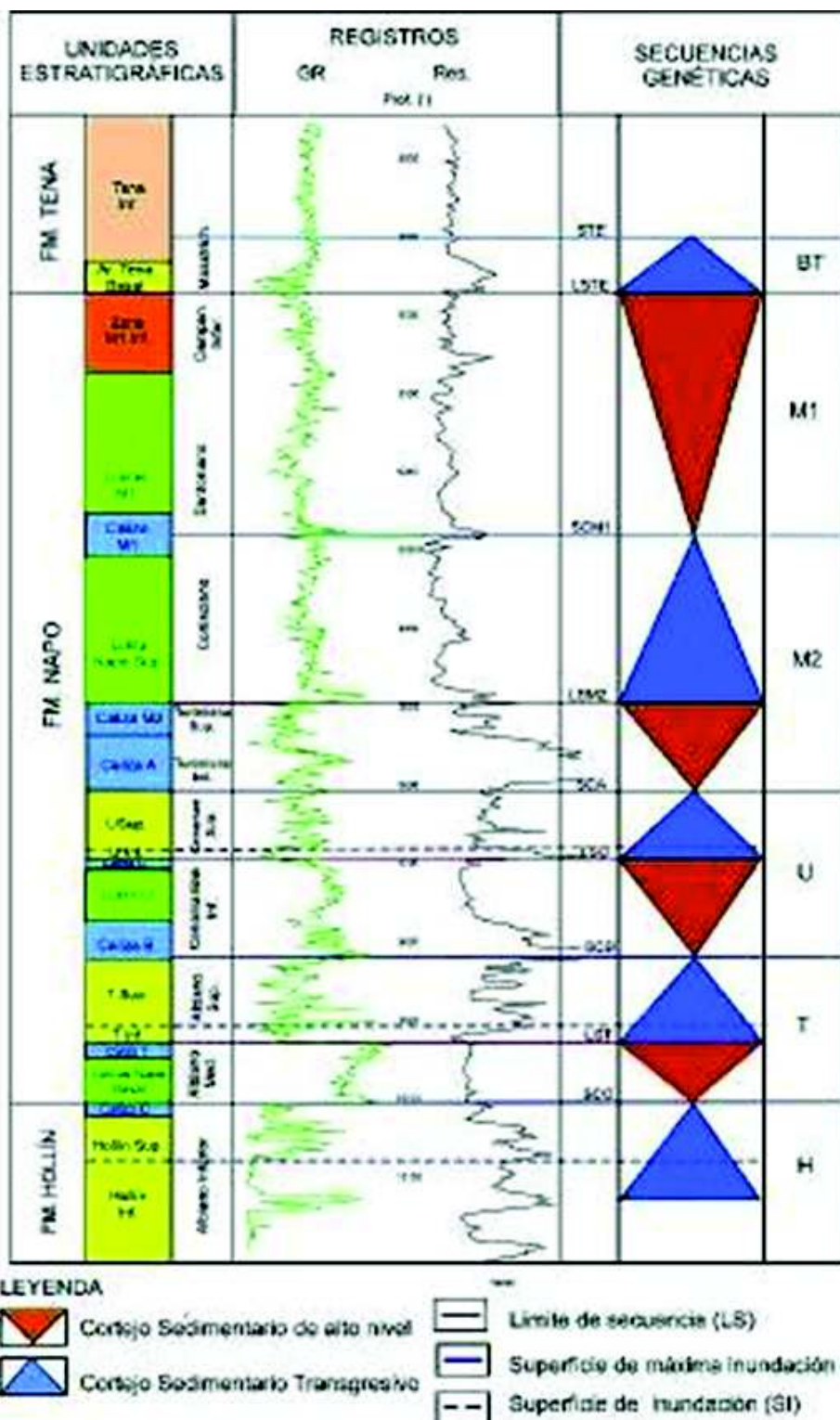
Formación	Zona	Tope – Base (ft)	Espesor (ft)	Porosidad	Características
HOLLÍN	Hollín Inf.	9994 – 10161	184 a 295	8 % a 20 %	Constituido principalmente de areniscas limpias con poca presencia de arcilla
	Hollín Sup.	9903 – 10048	16 a 70		Constituida de dos flujos de areniscas glauconiliticas, intercalación de lutitas y calizas
NAPO	T	9746 – 9958	35 a 106	12 % a 19%	Constituido por arenisca cuarzosa glauconiliticas, gris verdosa, grano fino a medio, cemento silicio, a veces calcáreo
	U	9508 – 9720	44 a 102		Constituido por arenisca cuarzosa, gris claro, café, grano fino a grueso con glauconita
TENA	Basal Tena	8873 – 9002	8 a 32	9% A 18%	Constituido por arenisca cuarzosa, grano fino a grueso color café claro cemento silicio a veces calcáreo.

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Campo Lago Agrio 2016

Elaborado por: María Belén Manoto

A continuación en la Figura 1.5 se muestra la sección estratigráfica Hollín-Napo-Tena inferior correspondiente al Campo Lago Agrio.

FIGURA 1.5 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA HOLLÍN-NAPO-TENA INFERIOR, DEL CAMPO LAGO AGRIO



Fuente: La Cuenca Oriente, Geología y Petróleo, (Baby et al, 2014)

Elaborado por: Patrice Baby

1.1.4 DESARROLLO DE LA PETROFÍSICA

1.1.4.1 Características de los fluidos

El tipo de petróleo que produce el campo Lago Agrio es un petróleo de buena calidad, ya que presenta características importantes.

En la siguiente Tabla 1.3 se indican las propiedades del petróleo del Campo Lago Agrio.

TABLA 1.3 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO

PROPIEDADES DEL PETRÓLEO		
°API	Viscosidad (cp) @ 14.7 psi; 60 °F	Compresibilidad del petróleo
28.10	1.56	$8.39 \cdot 10^{-8}$

1.1.4.1 Resistividad del agua de formación

La resistividad del agua de formación (R_w) se la obtiene a partir de las concentraciones salinas conocidas a cualquier temperatura (Figura 1.7).

1.1.4.2 Porosidad

La porosidad es definida como la fracción de vacíos existentes en la unidad de volumen de roca. Puede ser determinada en laboratorio mediante una muestra de roca llamada testigo corona o mediante registros eléctricos (Bidner M; 2001).

Se expresa en fracción o porcentaje y la expresión con la cual se determina es:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}$$

Donde:

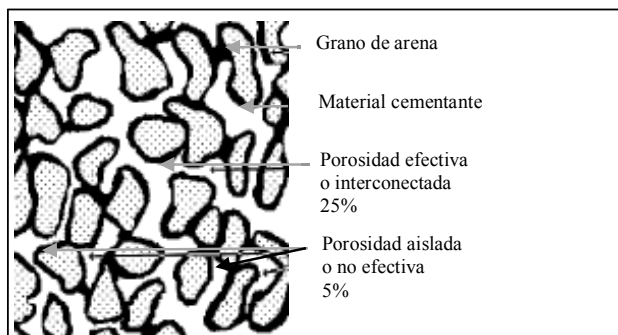
V_p : Volumen de poros del medio poroso

V_b : Volumen total del medio poroso

Lo más importante de la roca almacén es la porosidad ya que debe poseer el espacio poroso necesario de determinado tamaño y naturaleza para almacenar el aceite y gas en el yacimiento.

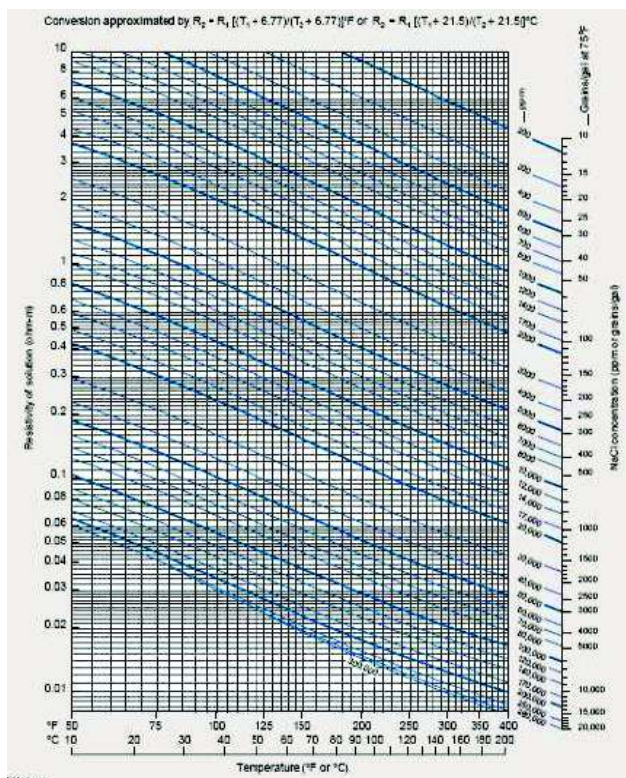
En la Figura 1.6 se puede observar cómo se halla distribuida la porosidad dentro de la roca.

FIGURA 1.6 DISTRIBUCIÓN DE LA POROSIDAD



Fuente: Bidner Mirtha, 2001.
Modificado por: María Belén Manoto

FIGURA 1.7 CARTA GEN-9 RESISTIVIDAD DE SOLUCIONES SALINAS



Fuente: Schlumberger, Log Interpretation Charts
Elaborado por: Schlumberger

1.1.5 MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN

Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento del reservorio son los siguientes:

- Expansión de roca y fluido
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje hidráulico
- Segregación gravitacional

En la Tabla 1.4 se presentan los mecanismos naturales de producción con sus características principales, ya que los mismos nos permiten pronosticar el funcionamiento de un yacimiento petrolífero.

TABLA 1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN

MECANISMO	PRESIÓN DE RESERVORIO	RELACIÓN GAS-PETRÓLEO	PRODUCCIÓN DE AGUA	EFICIENCIA
Expansión de roca y fluido	Declina rápida y continuamente	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en reservorios con alto Sw)	1-10% Promedio 3%
Empuje por gas en solución	Declina rápida y continuamente	Primero baja, incrementa a un máximo y cae	Ninguna (excepto en reservorios con alto Sw)	5-35% Promedio 20%
Expansión por capa de gas	Cae lenta y continuamente	Incrementa continuamente	Ausente o despreciable	20-40% Promedio 25%
Empuje Hidráulico	Permanece alta. Varía de acuerdo a la producción	Permanece baja si la presión es alta	La producción de agua puede llegar a ser considerable	35-80% Promedio 50%
Drenaje gravitacional	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos profundos y alta en pozos superficiales	Ausente o despreciable	40-80% Promedio 50%

Fuente: Satter A. y G.C. Thakur, Integrated Petroleum Reservoir Management
Elaborado por: María Belén Manoto

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

En este capítulo se presentan los diferentes sistemas de levantamiento artificial con los que se trabaja en el campo Lago Agrio, haciendo énfasis con la información acerca del Sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet por ser el tema de estudio.

2.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En la producción de petróleo en el Ecuador, se aplican diferentes métodos de levantamiento artificial a un gran número de pozos; a medida que avanza la vida productiva de cada uno de ellos, se observa que las condiciones de reservorio cambian constantemente. Dichos cambios se reflejan en el decremento de las tasas de producción, por lo cual es necesario realizar un nuevo análisis de estos pozos para cumplir con el principal objetivo de la industria, obtener el máximo rédito económico en la producción de hidrocarburos (Araya, 2009).

Cuando la energía del pozo ya no es suficiente para producir a flujo natural, se necesitará de un recurso externo que proporcione la energía necesaria para cumplir con la producción requerida. Esta fuente externa tiene como objetivo principal levantar fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, este es el principio de los sistemas de Levantamiento Artificial.

2.1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El levantamiento artificial disminuye la presión de fondo fluyente añadiendo energía extra al pozo y disminuyendo la densidad del fluido. Los métodos de levantamiento artificial que más se usan son: bombeo mecánico, bombeo hidráulico tipo jet, bombeo electrosumergible y el bombeo neumático (Figura 2.1). (Guerron y Robalino, 2013).

FIGURA 2.1 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL



Fuente: Solipet, 2009. Manual de Bombeo Hidráulico
Elaborado por: Solipet

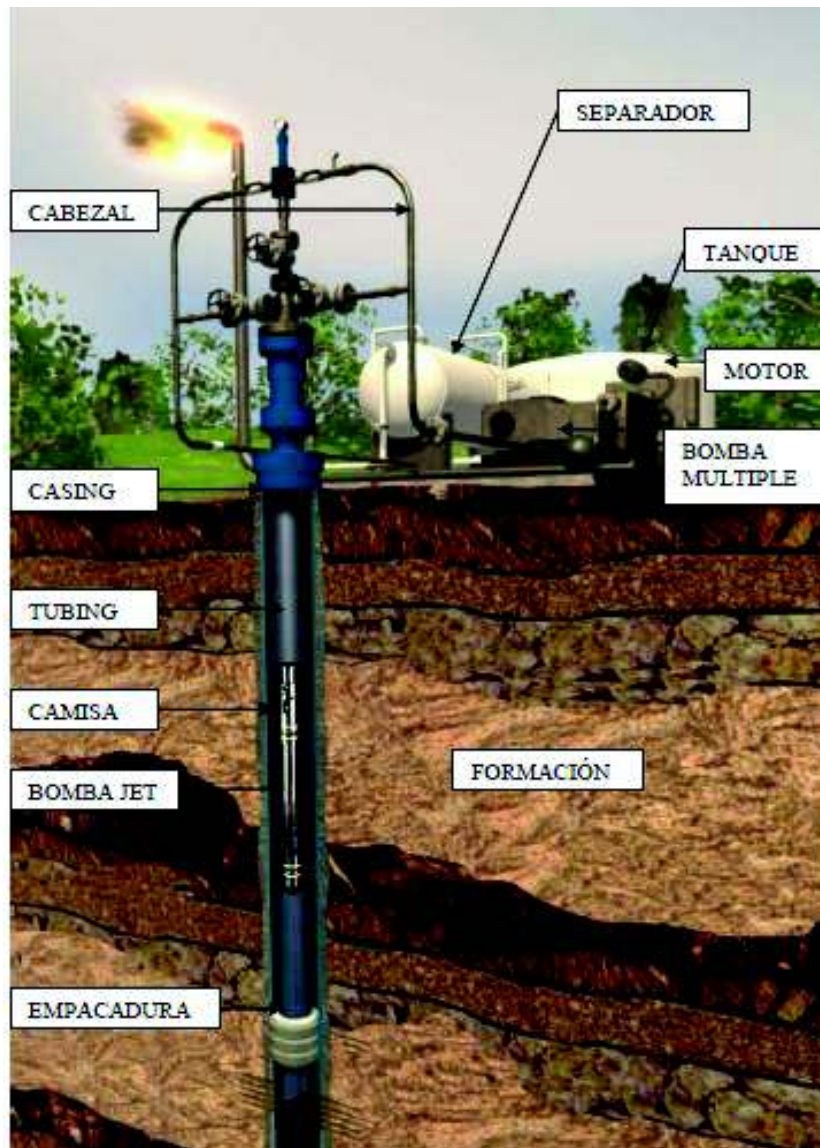
2.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRAÚLICO

Las bombas funcionan según el Principio Venturi que se basa en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y el fluido producido, cuando el fluido inyectado atraviesa la tobera en el fondo del pozo, se produce la transformación de energía cinética.

La aplicación de este principio permite transmitir presión desde un equipo de bombeo centralizado o individual en la superficie a través de una tubería llena de líquido, hasta cualquier número de pozos petroleros (Sertepet, 2010).

A continuación en la Figura 2.2 se detallan los componentes en superficie y en subsuelo de un ejemplo de bombeo hidráulico.

FIGURA 2.2 PRICIPALES COMPONENTES DEL BOMBEO HIDRÁULICO



Fuente: Manual de Operaciones Sertecpet, 2010.
Elaborado por: Sertecpet

2.2.1 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Es un tipo especial de bombas hidráulicas de subsuelo, no emplea partes móviles, su principio de funcionamiento se basa en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y fluido producido, cuando el fluido inyectado atraviesa la tobera en el fondo del pozo, se produce la transformación de energía de flujo en energía cinética esto se lo conoce como el Principio Venturi (Figura 2.4), lo que finalmente causa la producción del fluido del pozo (Sertecpet, 2010).

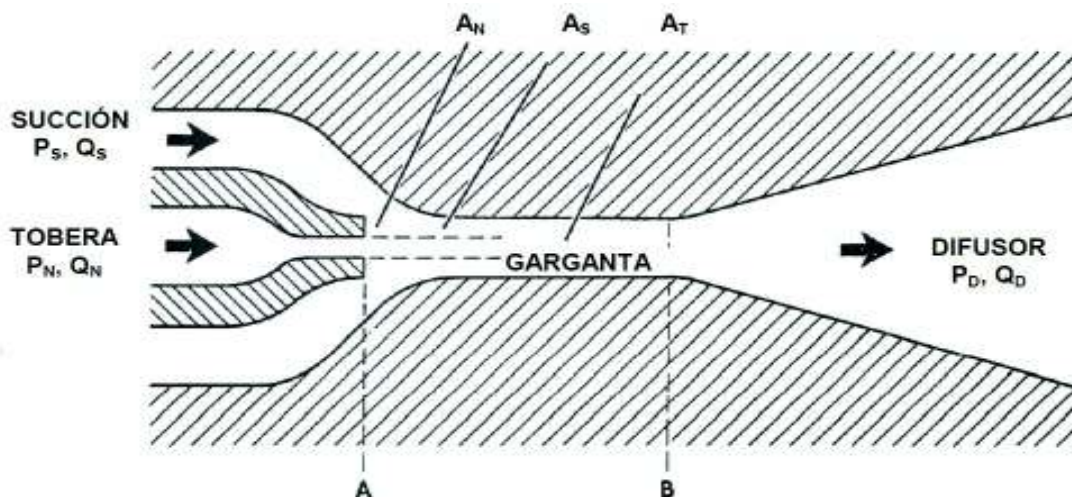
El bombeo hidráulico tipo jet no tiene partes móviles.

El fluido motriz se bombea a una tasa determinada (Q_N) hasta la bomba jet en el subsuelo, donde llega a la tobera con una presión total que se designa como (P_N). Este fluido a presión alta se dirige, entonces, a través de la tobera, lo que hace que la corriente de fluido tenga alta velocidad y baja presión. La presión baja (P_S) llamada presión de succión permite que los fluidos del pozo entren en la bomba y se descargan por el casing la tasa de producción deseado (Q_S). Entonces el fluido motriz arrastra al fluido del pozo por efectos de la alta velocidad, estos dos fluidos llegan hasta la sección de área constante en donde se mezclan, en este punto se mantiene la velocidad y la presión constante. (Sertecpet, 2010).

Cuando los fluidos mezclados llegan al final de esta sección constante, al iniciar el cambio de áreas en el difusor tenemos que la velocidad va disminuyendo a medida que aumenta el área y la presión se incrementa. Esta alta presión de descarga (P_D) debe ser suficiente para levantar la mezcla de fluido de inyección (Q_N) y producción (Q_S) hasta la superficie. (Sertecpet, 2010).

En la Figura 2.3 se encuentra la nomenclatura de la bomba jet según Petrie, Smart y Wilson.

FIGURA 2.3 NOMENCLATURA DE LA BOMBA JET SEGÚN PETRIE, SMART Y WILSON



Fuente: Levantamiento Artificial, (Melo, 2019)
Elaborado por: Vinicio Melo

2.2.1.1 Partes de la bomba hidráulica tipo jet

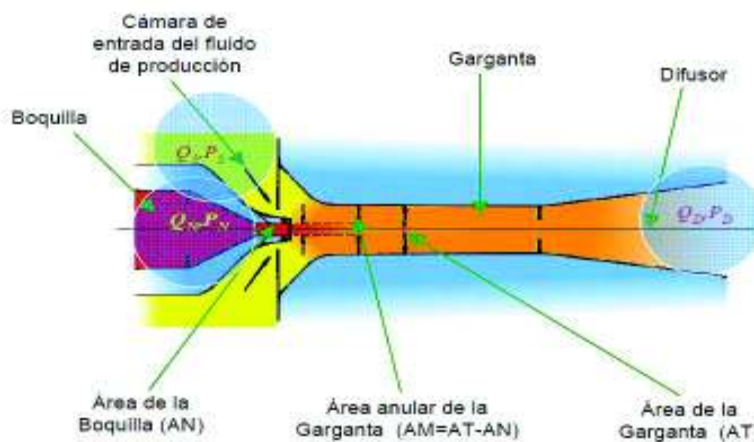
- **Tobera (Nozzle):** Es un instrumento diseñado para trabajar en condiciones de altas presiones y temperaturas; tiene una forma de embudo con diámetro mayor a la entrada y menor a la salida, lo cual sirve para convertir la energía de flujo en energía cinética.
- **Garganta (Troath):** Es la cámara de mezclado donde ingresan el fluido motriz a alta velocidad y el fluido de la formación.
- **Difusor:** Consta de una forma de embudo inverso en relación a la tobera, cuya zona expandida es por donde salen los fluidos mezclados y por el cambio de diámetros permite la transformación de energía cinética en energía de flujo, la misma que llevará los fluidos a superficie.

Las partes importantes de la bomba jet son la tobera y la garganta y sus áreas internas de trabajo (A_N), (A_T). El área interna de cada una de ellas determina el comportamiento de la bomba.

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

El área en la bomba debe dar paso a la tasa de producción en el espacio anular entre la tobera y la garganta. Las características de la bomba en cuanto a la cavitación responden sensiblemente a esta área. En la Figura 2.4 se muestra las partes de la bomba hidráulica tipo jet.

FIGURA 2.4 PARTES DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET



Fuente: Nomenclatura y formulación del bombeo hidráulico tipo jet
Elaborado por: Víctor Castillo

Donde:

P_S = Presión de succión

P_N = Presión a la entrada de la tobera

P_D = Presión de descarga
 Q_S = Tasa de fluido producido
 Q_N = Tasa de fluido motriz
 Q_D = Tasa de fluido de descarga (fluido motriz más fluido producido)
 A_N = Área de la tobera
 A_T = Área de la garganta
 A_S = Área anular en la garganta para el flujo de la producción

2.2.1.2 Nomenclatura de la bomba jet Claw

La nomenclatura utilizada para la identificación del tamaño y capacidad de cada una de las bombas están en base al siguiente criterio:

- El código de la tobera es un número: 10
- El código de la garganta es una letra: J

Entonces tenemos:

- Una bomba jet Claw: 10-J
- Con un $A_N = 0.0175$ y $A_T = 0.0526$

En la Tabla 2.1 se indican todos los tamaños de geometrías de la bomba jet Claw.

TABLA 2.1 CÓDIGOS DE LA TOBERA Y DE LA GARGANTA DE LA BOMBA JET CLAW

CÓDIGOS DE LA BOMBA JET CLAW			
TOBERA		GARGANTA	
N°	AREA	N°	AREA
1	0,0018	A	0,0046
2	0,0030	B	0,0072
3	0,0038	C/0	0,0104
4	0,0054	D/1	0,0142
5	0,0074	E/2	0,0187
6	0,0094	F/3	0,0239
7	0,0108	G/4	0,0311
8	0,0122	H/5	0,0376
9	0,0148	I/6	0,0447
10	0,0175	J/7	0,0526

CONTINUACIÓN

11	0,0239	K/8	0,0054
12	0,0311	L/9	0,0796
13	0,0450	M/10	0,0957
14	0,0658	N/11	0,1119
15	0,0851	O/12	0,1445
16	0,1251	P/13	0,1763
17	0,1552	Q/14	0,2154
18	0,1950	R/15	0,2593
19	0,2464	S/16	0,3127
20	0,3119	T/17	0,3760
21	0,3850	U/18	0,4515
		V/19	0,5426
		W/20	0,6520

Fuente: Sertecpet, 2019.

Elaborado por: María Belén Manoto

2.2.1.3 Tipos de inyección de fluido motriz para la bomba jet Claw

Los tipos de inyección de fluido motriz pueden ser de inyección convencional y reversa

2.2.1.3.1 Bomba jet Claw® Reversa

La bomba Jet Claw® Reversa se utiliza frecuentemente para la obtención de los datos del yacimiento en forma instantánea, por cuanto es necesario solamente desplazar los fluidos que se encuentran en la tubería de producción, para que inmediatamente se obtenga el fluido de formación. (Sertecpet, 2010).

Esta bomba se aloja en una camisa deslizable, es desplazada y recuperada hidráulicamente a través de la tubería de producción.

En este tipo de levantamiento artificial, el fluido motriz es inyectado por el espacio anular, y la producción más la inyección retornan por la tubería de producción.

Su mayor aplicación se da en pozos con amplia producción de arena, donde los sólidos son evacuados a través de la tubería de producción evitando así, que se produzca la acumulación de sólidos sobre la empacadura.

Las operaciones con este sistema no requieren presiones mayores a 2500 psi.

Su recuperación se puede hacer con la misma presión hidráulica o con una unidad de slick line.

En la Figura 2.5 se muestran cada una de las partes de una bomba jet Claw reversa.

FIGURA 2.5 BOMBA JET CLAW REVERSA



Fuente: Manual de Operaciones Sertecpet, 2010

Elaborado por: Sertecpet

2.2.1.3.2 Bomba jet Claw® directa o convencional

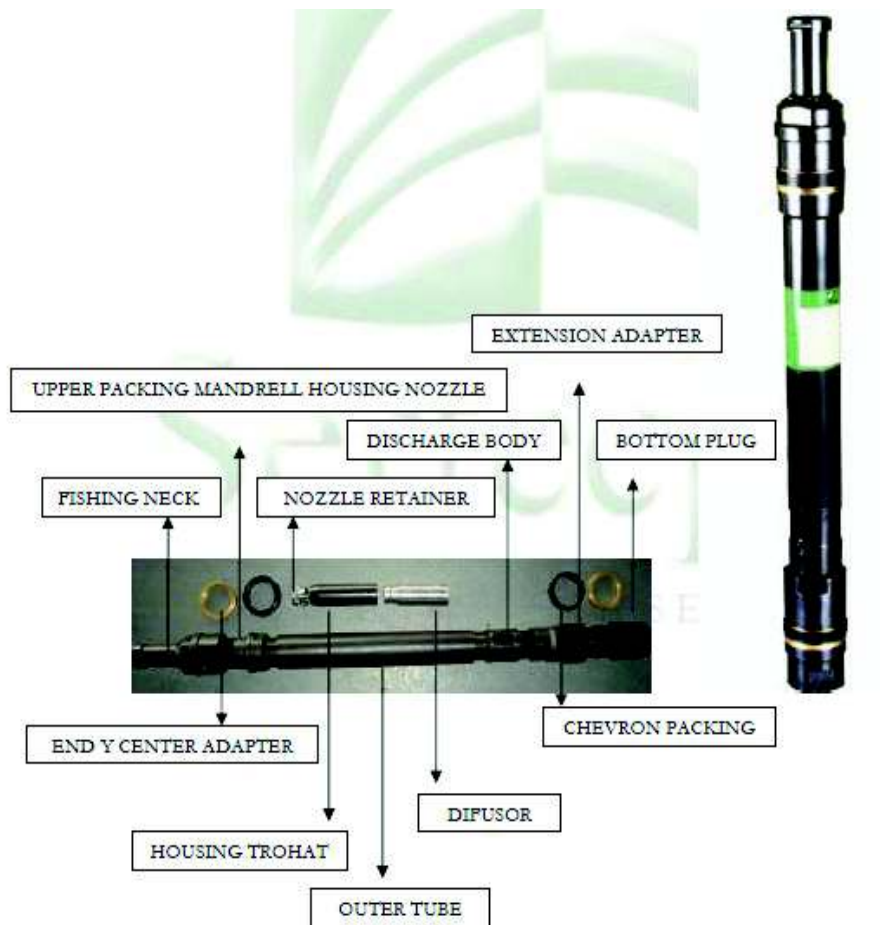
La bomba Jet Claw® Convencional se utiliza comúnmente para la producción continua de los pozos y, en algunos casos, para pruebas de producción.

Se desplaza y se recupera hidráulicamente, se aloja igual que la reversa en una camisa deslizante o en una cavidad de existirla; en este caso, el fluido motriz a alta presión es inyectado por la tubería de producción y el aporte del pozo más la inyección retorna por el espacio anular hasta la superficie. (Sertecpet, 2010).

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

En la Figura 2.6 se muestran cada una de las partes de una bomba jet Claw directa o convencional.

FIGURA 2.6 BOMBA JET CLAW DIRECTA O CONVENCIONAL



Fuente: Manual de Operaciones Sertecpet, 2010

Elaborado por: Sertecpet

2.2.1.4 Consideraciones en la operación de la bomba jet

2.2.1.4.1 Prueba de inyektividad

Antes de desplazar la bomba jet se debe realizar una prueba de inyektividad con la finalidad de comprobar que exista permeabilidad en la zona productora. (Sertecpet, 2010).

2.2.1.4.2 Desplazamiento de la bomba jet

La bomba debe desplazarse siempre y cuando la tubería de producción esté llena y sea del mismo diámetro interior hasta el alojamiento de la bomba, de variar el tamaño no se puede desplazar hidráulicamente, se debe recomendar asentar la bomba con slick line. (Sertecpet, 2010).

2.2.1.4.3 Comportamiento afluencia en la bomba jet

La relación entre la tasa de producción y la presión en el fondo del pozo cuando hay producción se conoce como el comportamiento de afluencia. Este comportamiento equivale a la capacidad de un pozo para entregar sus fluidos.

Para todos los métodos de levantamiento artificial, incluyendo el bombeo hidráulico tipo jet, el sistema de bombeo tiene que diseñarse para proporcionar la energía adicional requerida para levantar la producción hasta la superficie. (Sertecpet, 2010).

2.2.1.4.4 Profundidad de asentamiento de la bomba jet

La profundidad de asentamiento de la bomba depende de la profundidad de las formaciones productoras.

2.2.1.4.5 Profundidad vertical verdadera

Es la profundidad vertical verdadera de la tubería, es obtenida del registro de survey de un pozo.

2.2.1.4.6 Profundidad medida

Es la profundidad medida en la tubería, es obtenida por medio de medición de cinta, cuando se está subiendo o bajando la tubería, se utiliza para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción desde la formación hasta la entrada a la bomba jet. (Sertecpet, 2010).

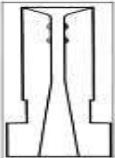

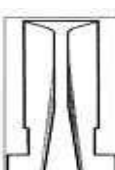

2.2.1.5 Daños más frecuentes en las bombas jet

2.2.1.5.1 Cavitación

La cavitación es el desgaste producido por la implosión de las burbujas de gas o vapor al sufrir un cambio de presión (cambio de estado, de vapor o gas a líquido), provocando cargas puntuales en las paredes de la garganta (presión de vapor). (Sertecpet, 2010).

En la tabla 2.2 se muestran los ejemplos de cavitación.

TABLA 2.2 EJEMPLOS DE CAVITACIÓN EN LA BOMBA JET

LOCALIZACIÓN DE LA CAVITACIÓN	EJEMPLO
Cavitación en la entrada de la garganta es provocada por el fluido de producción. Se soluciona aumentando el tamaño de la garganta.	
Cavitación en el extremo inferior de la garganta y entre el difusor, es causada por el fluido motriz usualmente indica menor presión de intake, se soluciona disminuyendo el tamaño de la garganta y la presión de operación	
Erosión por arena, normalmente ocurre en una gran longitud de área desde el extremo de la entrada de la garganta dentro de la sección del difusor de la garganta	
El extremo de entrada de la garganta más ancho, usualmente por altos volúmenes de gas.	

Fuente: Manual de Operaciones Sertecpet, 2010

Elaborado por: María Belén Manoto

2.2.1.5.2 Taponamiento de la tobera

Debido a la presencia de sólidos en el fluido motriz se taponan el área de la tobera, incrementándose inmediatamente la presión de operación, debiéndose reversar la bomba a superficie, realizar limpieza e inspección del área de la tobera, por lo que

es necesario verificar que no exista picaduras que ocasionarían distorsión del sentido de flujo y el desgaste abrasivo en la garganta. (Sertecpet, 2010).

2.2.1.5.3 Pérdida de producción

Se debe evidenciar que los parámetros de medición y control de la producción en superficie estén bien calibrados antes de reversar la bomba jet, una de las causas más comunes para la pérdida de producción son:

- Taponamiento con sólidos en la sección de la descarga
- Taponamiento con sólidos de garganta
- Cavitación de garganta
- Desgaste abrasivo de garganta

2.2.1.5.4 Falta de aportación

Se debe verificar que los parámetros de operación de superficie, barriles de inyección, presión de operación, estén de acuerdo al diseño de la bomba jet utilizada, en el caso de que no haya incremento de nivel en los tanques, ni incremento de altura en el separador de prueba.

Si se está operando con presión de operación que pueda incrementarse hasta 3500 psi, se debe incrementar la presión máxima a la segunda hora de comprobación de la no aportación del pozo. De mantenerse las mismas condiciones informar al personal de la operadora y reversar la bomba jet para comprobar su diseño.

2.2.1.6 Fabricantes de bombas hidráulicas tipo jet

El Campo Lago Agrio es operado por la estatal Petroamazonas E.P. la cual utiliza equipos hidráulicos y ensambles tipo jet de las siguientes marcas KOBE, NATIONAL, OILMASTER, GUIBERSON Y CLAW.

El diseño básico de estos fabricantes es muy similar, la principal diferencia es la forma en que los fluidos son circulados dentro y fuera de la sección de trabajo. (Melo, 2019).

2.2.1.7 Especificaciones de toberas y gargantas de los diferentes fabricantes

A la combinación de una tobera (nozzle) y cámara de mezclado (troath), se le denomina geometría de bomba jet, la cual da origen a la nomenclatura para identificar el tamaño y capacidad de cada bomba. (Becerra, 2017).

El primer estudio del arreglo geométrico de bombas jet fue presentado por Gosline - O'Brien y luego mejorado por diversos autores, entre ellos Cunningham; de lo que se obtiene un conjunto de ecuaciones que describen el comportamiento de bombas geoméricamente similares. Al expresar estas ecuaciones de forma adimensional, se aplican a todas las bombas siempre y cuando se desprecien los efectos de la viscosidad, como en su operación las bombas jet requieren de altas presiones y velocidades, esta condición se cumple. (Becerra, 2017)

Los diferentes fabricantes de bombas jet ofrecen un gran número de combinaciones de toberas y gargantas para varias condiciones de bombeo. Para cada diámetro de tobera, se pueden usar cinco o más gargantas proporcionando diferentes características de presión y flujo. (Melo, 2019)

Kobe, National y Guiberson tienen diferentes dimensiones y combinaciones de toberas y gargantas. Kobe y National incrementan las áreas de las toberas y gargantas en progresión geométrica, al igual que Guiberson, pero esta última se diferencia debido a que no usa el mismo factor sobre el rango total. (Becerra, 2017)

Las dimensiones ofrecidas por Guiberson cubren un rango ligeramente más amplio que los rangos ofrecidos por Kobe y National. (Melo, 2019)

National y Kobe, establecen relaciones de incremento de áreas fijas entre toberas y gargantas, por lo tanto una tobera dada que se utilice con el mismo número de garganta siempre dará la misma relación de área (0.38 para National y 0.400 para Kobe). Ésta relación se conoce como relación A; gargantas sucesivamente más grandes usadas con una tobera dada dan relaciones B, C, D y E. En el sistema Guiberson las combinaciones tobera – garganta no dan relaciones de áreas fijas, sin embargo cubren el mismo rango básico de los otros sistemas. (Melo, 2019)

En la Tabla 2.3 se indican las dimensiones de cada fabricante.

TABLA 2.3 TAMAÑO DE TOBERAS Y GARGANTAS PRINCIPALES DE LA BOMBA JET

TAMAÑOS DE TOBERAS Y GARGANTAS PRINCIPALES FABRICANTES															
KOBÉ				NACIONAL				GUIBERSON				CLAW			
TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA	GARGANTA			
1	0.0024	1	0.0060	1	0.0024	1	0.0064	DD	0.0016	000	0.0044	1	0.0018	A	0.0046
2	0.0031	2	0.0077	2	0.0031	2	0.0081	CC	0.0028	00	0.0071	2	0.0030	B	0.0072
3	0.0040	3	0.0100	3	0.0039	3	0.0104	BB	0.0038	0	0.0104	3	0.0038	C	0.0104
4	0.0052	4	0.0129	4	0.0050	4	0.0131	A	0.0055	1	0.0143	4	0.0054	D	0.0142
5	0.0067	5	0.0167	5	0.0064	5	0.0167	A+	0.0075	2	0.0189	5	0.0074	E	0.0187
6	0.0086	6	0.0215	6	0.0081	6	0.0212	B	0.0095	3	0.0241	6	0.0094	F	0.0239
7	0.0111	7	0.0278	7	0.0103	7	0.0271	B+	0.0109	4	0.0314	7	0.0108	G	0.0311
8	0.0144	8	0.0395	8	0.0131	8	0.0346	C	0.0123	5	0.0380	8	0.0122	H	0.0376
9	0.0186	9	0.0464	9	0.0167	9	0.0441	C+	0.0149	6	0.0452	9	0.0148	I	0.0447
10	0.0240	10	0.0599	10	0.0212	10	0.0562	D	0.0177	7	0.0531	10	0.0175	J	0.0526
11	0.0310	11	0.0774	11	0.0271	11	0.0715	E	0.0241	8	0.0661	11	0.0239	K	0.0654
12	0.0400	12	0.1000	12	0.0346	12	0.0910	F	0.0314	9	0.0804	12	0.0311	L	0.0796
13	0.0517	13	0.1292	13	0.0441	13	0.1159	G	0.0452	10	0.0962	13	0.0450	M	0.0957
14	0.0668	14	0.1668	14	0.0582	14	0.1476	H	0.0661	11	0.1195	14	0.0658	N	0.1119
15	0.0863	15	0.2154	15	0.0715	15	0.1879	I	0.0855	12	0.1452	15	0.0851	O	0.1445
16	0.1114	16	0.2783	16	0.0910	16	0.2392	J	0.1257	13	0.1772	16	0.1251	P	0.1763
17	0.1439	17	0.3594	17	0.1159	17	0.3046	K	0.1590	14	0.2165	17	0.1552	Q	0.2154
18	0.1858	18	0.4642	18	0.1476	18	0.3878	L	0.1963	15	0.2606	18	0.1950	R	0.2593
19	0.2400	19	0.5995	19	0.1879	19	0.4938	M	0.2463	16	0.3127	19	0.2464	S	0.3127
20	0.3100	20	0.7743	20	0.2392	20	0.6287	N	0.3117	17	0.375	20	0.3119	T	0.3760
		21	1.0000					P	0.3848	18	0.4513	21	0.3821	U	0.4515
		22	1.2916							19	0.5424			V	0.5426
		23	1.6681							20	0.6518			W	0.6520
		24	2.1544												

Fuente: Levantamiento Artificial (Melo, 2019)
 Elaborado por: María Belén Manoto

CONTINUACIÓN

NATIONAL			KOBE			CLAW			GUIBERSON
TO.	GA.	R	TO.	GA.	R	TO.	GA.	R	Las relaciones de Guilberson están indicadas en la Tabla 2.6
N	N-1	0,483X	N	N-1	0,517A-	N	N-1	0,517A-	
N	N	0,380A	N	N	0,400A	N	N	0,400A	
N	N+1	0,299B	N	N+1	0,310B	N	N+1	0,310B	
N	N+2	0,235C	N	N+2	0,240C	N	N+2	0,240C	
N	N+3	0,184D	N	N+3	0,186D	N	N+3	0,186D	
N	N+4	0,145E	N	N+4	0,144E	N	N+4	0,144E	

Fuente: Levantamiento Artificial (Melo, 2019)

Elaborado por: María Belén Manoto

Las áreas anulares para las bombas Kobe y National están listadas en las Tablas 2.4 y 2.5; mientras que las relaciones de área y las áreas anulares de las bombas usadas en los cálculos de diseño de bombas Guilberson se enlistan en la Tabla 2.6. Las áreas anulares tobera-garganta para las bombas jet del fabricante Claw, se encuentran en la Tabla 2.7. (Becerra, 2017)

El sistema National y Kobe las bombas se designan por el número de la tobera y la letra de la relación de áreas, por ejemplo 11 – B, mientras que para Guilberson la letra o letras de la tobera y el número de la cámara de mezclado designan la dimensión de la bomba, por ejemplo C – 5.

Las relaciones de áreas más comúnmente usadas están entre 0.400 y 0.235, relaciones mayores a 0.400 se usan en pozos muy profundos donde la capacidad de levantamiento necesaria es mayor o las presiones de fondo requieren un paso de flujo anular grande para evitar la cavitación.

TABLA 2.4 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

CONTINUACIÓN

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	1.1058
19	0.2242	0.3595	0.5343	0.7600	1.0516	1.4282
20	0.2896	0.4643	0.6901	0.9817	1.3583	1.8444

Fuente: Levantamiento Artificial, (Melo, 2019)

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 2.5 ÁREAS ANULARES GARGANTA-TOBERA DE NATIONAL (pg²)

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	0.1035	0.1130	0.1533	0.2046
13	0.0469	0.0718	0.1677	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: Levantamiento Artificial, (Melo, 2014)

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 2.6 ÁREAS ANULARES GARGANTA-TOBERA DE GUIBERSON
(pg²)

TOBERA													
DD	GARGANTAS	000	00										
	R	0.36	0.22										
	As	0.0028	0.0056										
CC	GARGANTAS	000	00	0	1								
	R	0.64	0.40	0.27	0.20								
	As	0.0016	0.0043	0.0076	0.0115								
BB	GARGANTAS	00	0	1	2								
	R	0.54	0.37	0.27	0.20								
	As	0.0032	0.0065	0.0105	0.0150								
A	GARGANTAS	0	1	2	3								
	R	0.53	0.39	0.29	0.23								
	As	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					
	As	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					
	As	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					
	As	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				
	As	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					
	As	0.0138	0.0217	0.0345	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					
	As	0.0208	0.0352	0.0510	0.0742	0.100	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					
	As	0.0302	0.0534	0.0792	0.112	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					
	As	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					
	As	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						
	As	0.1015	0.1537	0.21609	0.2922	0.3833	0.4928						
L	GARGANTAS	16	17	18	19	20							
	R	0.63	0.52	0.44	0.36	0.30							
	As	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								
	As	0.1287	0.2050	0.2961	0.4055								
N	GARGANTAS	18	19	20									
	R	0.69	0.57	0.48									
	As	0.1395	0.2306	0.3401									
P	GARGANTAS	19	20										
	R	0.71	0.59										
	As	0.1575	0.2670										

Fuente: Levantamiento Artificial, (Melo, 2019)

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 2.7 ÁREAS ANULARES GARGANTA-TOBERA DE CLAW (pg²)

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
7	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	0.02992	0.0461	0.0787	0.1105	0.1496	0.1934
15	0.0268	0.0594	0.0912	0.1203	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	0.2693
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	0.1369	0.2307	0.3401	
21		0.0665	0.1576	0.2670		

Fuente: Sertecpet (2010)

Elaborado por: María Belén Manoto

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN Y ANÁLISIS DEL MÉTODO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA AL CAMPO LAGO AGRIO

3.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA

El bombeo hidráulico tipo jet de mezclas de gas/líquido fue estudiado experimentalmente en la Universidad de Tulsa, y se propuso un modelo matemático para extender el modelo estándar monofásico para predecir la eficiencia y la recuperación de presión de los fluidos de succión con relaciones gas/líquido de hasta 2200 PCS/BF. El diseño experimental comprende 616 pruebas de baja presión en una bomba modelo de plástico diseñada para la visualización del flujo y medición del perfil de presión a lo largo de la garganta y el difusor, y 373 pruebas de alta presión en una bomba estándar. Para las pruebas de alta presión, el fluido motriz se suministró entre 200 y 3.000 psi y se manejaron tasas de fluido de 200 a 860 bl/día; el aire se suministró de 0 a 185 MPCS/día. Las presiones de descarga se variaron de 800 a 2,000 psi. (Jiao, Blais y Schmidt, 1990)

Este modelo matemático amplía un modelo anterior que describe el comportamiento monofásico mediante el principio de conservación de la masa y de la energía. Los coeficientes empíricos de pérdida para la tobera y la garganta/difusor se reemplazaron por una expresión adimensional que varía de acuerdo a tres parámetros adimensionales: relación de área tobera/garganta, relación de la presión de descarga a la presión de fluido motriz y relación aire/agua (que generalmente está en unidades convencionales de pies cúbicos por barril de tanque de almacenamiento pero, por supuesto, es adimensional). El coeficiente de pérdida para la tobera es constante, pero para la garganta/difusor es una constante más el producto de una constante multiplicada por los tres parámetros adimensionales, cada uno elevado a una potencia. Comparado con el modelo estándar, que siempre sobre predice la recuperación de

presión y por lo tanto eficiencia, el nuevo modelo redujo el error estándar de los cálculos al 18% de su valor inicial. (Jiao, Blais y Schmidt, 1990)

3.2 DESARROLLO DEL MODELO DE BOMBA JET POR TULSA

El modelo de la bomba Jet de Tulsa se presenta en la tesis "Modelo del comportamiento para el bombeo hidráulico tipo jet de fluidos de dos fases" por Baohua Jiao, 1988. El modelo 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. (Pedersen, 2006)

Los estudios experimentales se realizaron utilizando una mezcla de agua y aire como fluido de producción y el agua como fluido motriz. Las presiones de operación se ajustaron a los valores típicos que se encuentran en el campo, por ejemplo, con un fluido motriz que alcanza los 3000 psig (20 MPa) y el fluido de entrada de producción que excede los 1200 psig (8.3 MPa). Los datos de comportamiento adquiridos fueron la presión del fluido motriz, las presiones en la entrada y la descarga, las tasas de fluido motriz, la tasa de flujo del fluido de producción de dos fases y la temperatura adecuada para poder calcular la relación aire-líquido. (Pedersen, 2006)

Para el análisis de los datos se siguió el modelo de Petrie, Smart y Wilson (PSW). Este modelo se basa en la conservación de masa y energía, y es muy familiar para los ingenieros de producción. El modelo PSW y el modelo de Tulsa difieren únicamente en el tratamiento de dos parámetros adimensionales empíricos. K_N y K_{TD} , son los coeficientes de pérdidas de presión por fricción de la tobera y de la garganta-difusor, respectivamente. El objetivo de ambos modelos es predecir la recuperación adimensional de presión, N , como una función de la relación de flujo másico adimensional, M . (Jiao, 1988)

3.3 PRESENTACIÓN DEL MODELO Y SUS PRINCIPIOS FUNDAMENTALES

El objetivo es determinar la presión del fluido motriz P_N necesaria para levantar el fluido a una presión de succión de la bomba dada, P_S , a la superficie asegurándose de que la presión de descarga de la bomba P_D sea suficiente. (Jiao, Blais y Schmidt, 1990)

La recuperación de presión adimensional es el incremento de presión sobre la bomba dividido por la diferencia de presión entre el fluido motriz y la presión de descarga de la bomba. Matemáticamente se define de la siguiente manera:

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

La relación del flujo de masa adimensional entre el fluido de succión (producción) y el fluido motriz se define como:

$$M = \frac{\dot{m}_{entrada}}{\dot{m}_{tobera}} = \frac{\rho Q_S}{\rho Q_N} = \frac{Q_S}{Q_N} \quad (3.2)$$

- Para flujo de una fase, asumiendo la misma densidad para los dos fluidos.

Ampliado para incluir gas, la relación de flujo másico se puede expresar como:

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

El numerador en la ecuación describe el flujo total de masa del fluido productor. Esto incluye tanto líquido como gas, donde el término $0,2178Q_G$ representa el flujo de gas en la bomba.

En la tesis de Tulsa, se supone una densidad igual para el fluido motriz y la fase líquida producida. Para un caso de producción de petróleo con alto corte de agua, se podría argumentar que Q_S en la ecuación debe ajustarse por la diferencia en la densidad del aceite y del agua.

El producto de los dos parámetros H y M es la relación entre la potencia útil transferida y la potencia de entrada consumida. Explicado matemáticamente:

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

El modelo utiliza una forma funcional de $H=f(M)$ que se basa en el trabajo de Cunningham, quien desarrolló esta función sobre los principios de conservación de energía y masa. Simplificando la tipificación de esta función, se definen dos elementos componentes:

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

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

Donde R es la relación de la tobera al área de la garganta. N puede escribirse:

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

Donde K_N y K_{TD} son los coeficientes de pérdidas adimensionales para la tobera y para la garganta-difusor, respectivamente.

En la expresión anterior de H, la importancia de los coeficientes de pérdida de presión por fricción es obvia. El parámetro de pérdida de la tobera, K_N , está en este modelo establecido en 0.04 en vez de 0,03 de PSW. Este valor se estimó en la tesis de la Universidad de Tulsa a partir de la optimización basada en datos de alta presión.

K_{TD} es una combinación del parámetro de pérdida para la garganta K_T y del difusor K_D respectivamente. La ecuación para K_{TD} fue desarrollada utilizando un análisis de regresión. El análisis se realizó mediante un programa de computadora, realizando una regresión lineal de mínimos cuadrados con los logaritmos de las variables R, R_P y GLR (relación gas-líquido). Para el flujo monofásico, el lado derecho de la ecuación se simplifica a la constante 0.1, con $GLR = 0$. La expresión se presenta como:

$$K_{TD} = 0,1 + (3,67 \times 10^{-3})(R_P)^{-2,33}(GLR^{0,63})(R^{0,33}) \quad (3.8)$$

Donde R es la relación de áreas de la tobera a la de la garganta, R_P es la relación de la presión de descarga a la presión del fluido motriz y GLR es la relación gas-líquido.

3.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA

La combinación tobera/garganta define el grado de optimización de la bomba y el rendimiento, otra consideración es que se requiere un área mínima del área anular de la garganta para evitar la cavitación. (Pedersen, 2006)

3.4.1 RELACIÓN GARGANTA/TOBERA

El comportamiento de la bomba jet es muy específico y por tanto se hace necesaria una selección adecuada de la tobera y de la garganta para asegurar un comportamiento muy óptimo en el pozo. Debido a esto, los fabricantes de bomba jet proporcionan una amplia variedad de toberas y gargantas disponibles en la Tabla 3.1, donde la combinación óptima representa un ajuste entre la tasa de producción máxima de petróleo y las tasas de fluido motriz mínimas. (Pedersen, 2006)

En general, las áreas de las toberas y las gargantas incrementan en progresión geométrica. Debido a esto, pueden establecerse relaciones de áreas fijas entre las toberas y las gargantas, R . Las diferentes configuraciones de la relación tobera-garganta están dadas en la Tabla 3.2. Una tobera dada (N) usada junto a una garganta del mismo número (N) siempre dará la misma relación de áreas R . A esto se conoce como una relación A . Para una tobera dada (N): las relaciones B , C , D ... representan gargantas con número $N+1$, $N+2$, $N+3$, respectivamente. Es posible utilizar una tobera dada con una garganta que es de dimensión más pequeña; esta es una relación \bar{A} algunos fabricantes para esta condición también se refieren como una relación X . Debido a las consideraciones geométricas, aplicaciones de gargantas sucesivamente más pequeñas no están disponibles. (Pedersen, 2006)

Una combinación específica de tobera/garganta se define por un número, que se refiere al tamaño de la tobera, seguido de un caracter que define el tamaño de la garganta. Por ejemplo, una combinación 10A se refiere a una combinación tobera 10 / garganta 10, una combinación 12B a una combinación tobera 12 / garganta 13 y así sucesivamente. (Pedersen, 2006)

TABLA 3.1 DIMENSIONES DE GARGANTAS Y TOBERAS DE BOMBAS JET DE DIFERENTES FABRICANTES

TAMAÑOS DE TOBERAS Y GARGANTAS PRINCIPALES FABRICANTES															
KOBÉ			NACIONAL				GUIBERSON			CLAW					
TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA	TOBERA	GARGANTA		
1	0.0024	1	0.0060	1	0.0024	1	0.0064	DD	0.0016	000	0.0044	1	0.0018	A	0.0046
2	0.0031	2	0.0077	2	0.0031	2	0.0081	CC	0.0028	00	0.0071	2	0.0030	B	0.0072
3	0.0040	3	0.0100	3	0.0039	3	0.0104	BB	0.0038	0	0.0104	3	0.0038	C	0.0104
4	0.0052	4	0.0129	4	0.0050	4	0.0131	A	0.0055	1	0.0143	4	0.0054	D	0.0142
5	0.0067	5	0.0167	5	0.0064	5	0.0167	A+	0.0075	2	0.0189	5	0.0074	E	0.0187
6	0.0086	6	0.0215	6	0.0081	6	0.0212	B	0.0095	3	0.0241	6	0.0094	F	0.0239
7	0.0111	7	0.0278	7	0.0103	7	0.0271	B+	0.0109	4	0.0314	7	0.0108	G	0.0311
8	0.0144	8	0.0395	8	0.0131	8	0.0346	C	0.0123	5	0.0380	8	0.0122	H	0.0376
9	0.0186	9	0.0464	9	0.0167	9	0.0441	C+	0.0149	6	0.0452	9	0.0148	I	0.0447
10	0.0240	10	0.0599	10	0.0212	10	0.0562	D	0.0177	7	0.0531	10	0.0175	J	0.0526
11	0.0310	11	0.0774	11	0.0271	11	0.0715	E	0.0241	8	0.0661	11	0.0239	K	0.0654
12	0.0400	12	0.1000	12	0.0346	12	0.0910	F	0.0314	9	0.0804	12	0.0311	L	0.0796
13	0.0517	13	0.1292	13	0.0441	13	0.1159	G	0.0452	10	0.0962	13	0.0450	M	0.0957
14	0.0668	14	0.1668	14	0.0582	14	0.1476	H	0.0661	11	0.1195	14	0.0658	N	0.1119
15	0.0863	15	0.2154	15	0.0715	15	0.1879	I	0.0855	12	0.1452	15	0.0851	O	0.1445
16	0.1114	16	0.2783	16	0.0910	16	0.2392	J	0.1257	13	0.1772	16	0.1251	P	0.1763
17	0.1439	17	0.3594	17	0.1159	17	0.3046	K	0.1590	14	0.2165	17	0.1552	Q	0.2154
18	0.1858	18	0.4642	18	0.1476	18	0.3878	L	0.1963	15	0.2606	18	0.1950	R	0.2593
19	0.2400	19	0.5995	19	0.1879	19	0.4938	M	0.2463	16	0.3127	19	0.2464	S	0.3127
20	0.3100	20	0.7743	20	0.2392	20	0.6287	N	0.3117	17	0.375	20	0.3119	T	0.3760
		21	1.0000					P	0.3848	18	0.4513	21	0.3821	U	0.4515
		22	1.2916							19	0.5424			V	0.5426
		23	1.6681							20	0.6518			W	0.6520
		24	2.1544												

Fuente: Levantamiento Artificial (Melo, 2019)

Elaborado por: María Belén Manoto

CONTINUACIÓN

NATIONAL			KOBE			CLAW			GUIBERSON
TO.	GA.	R	TO.	GA.	R	TO.	GA.	R	Las relaciones de Guilberson están indicadas en la Tabla 2.6
N	N-1	0,483X	N	N-1	0,517A-	N	N-1	0,517A-	
N	N	0,380A	N	N	0,400A	N	N	0,400A	
N	N+1	0,299B	N	N+1	0,310B	N	N+1	0,310B	
N	N+2	0,235C	N	N+2	0,240C	N	N+2	0,240C	
N	N+3	0,184D	N	N+3	0,186D	N	N+3	0,186D	
N	N+4	0,145E	N	N+4	0,144E	N	N+4	0,144E	

Fuente: Levantamiento Artificial (Melo, 2019)

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 3.2 COMBINACIÓN GARGANTA-TOBERA

TOBERA	GARGANTA	COMBINACIÓN
N	N-1	Ā
N	N	A
N	N+1	B
N	N+2	C
N	N+3	D
“	“	“
“	“	“

Fuente: Review and Application of the Tulsa liquid jet pump model. (Pedersen, 2006)

Elaborado por: María Belén Manoto

La relación $\bar{A}(X)$ es para mayor levantamiento y bajas tasas de producción en comparación con la tasa del fluido motriz, mientras que, por ejemplo, la relación C es para menor levantamiento y altas tasas de producción relativas. Esto se explica en el documento “Jet Pumping Oil Wells” por Petrie, Smart y Wilson:

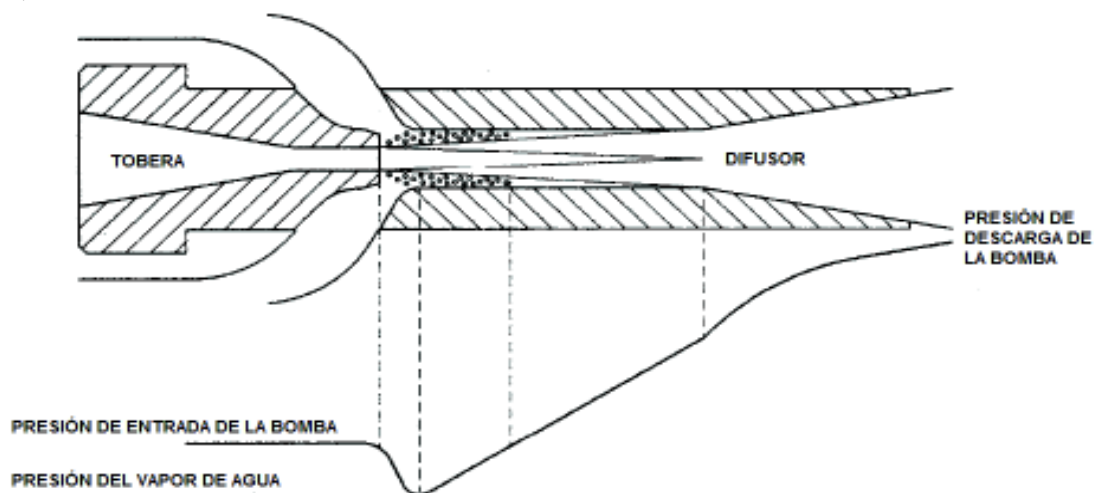
“Los tamaños físicos de la tobera y la garganta determinan las tasas de flujo, mientras que la relación de sus áreas de flujo determina el intercambio entre la presión generada y la tasa de flujo. Por ejemplo, si se selecciona una garganta de modo que el área de la tobera sea 60% del área de la garganta, se obtendrá una bomba para alta presión de descarga y baja tasa de flujo. Hay un área relativamente pequeña alrededor del chorro para que entren los fluidos del pozo, lo que resulta en tasas de producción bajas en comparación con la tasa del fluido motriz, y con la energía de la tobera que se transfiere a una pequeña cantidad de producción, desarrollando altas presiones de descarga. Tal bomba es adecuada para pozos profundos con mayores levantamientos. (Pedersen, 2006)

A la inversa, si se selecciona una garganta de modo que el área de la tobera sea solo el 20% del área de la garganta, es posible una mayor tasa de producción. Pero como la energía de la tobera se está transfiriendo a una gran cantidad de fluido producido en comparación con la tasa del fluido motriz, se desarrollarán presiones de descarga más bajas. Los pozos poco profundos con menor levantamiento son candidatos para una bomba de estas características. (Pedersen, 2006)

3.4.2 CAVITACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DEL ÁREA DE ENTRADA DEL FLUIDO PRODUCIDO

Cuando se dimensiona una bomba hidráulica tipo jet para flujo multifásico, uno de los factores de muchísima importancia es evitar la cavitación. La cavitación puede dañar a la bomba jet, y en particular a la garganta. Cuando el petróleo alcanza el punto de burbuja, está saturado con gas, de modo que cualquier disminución de presión significa que más gas saldría del petróleo. El fenómeno de cavitación es provocado por el colapso (implosión) de estas burbujas de gas en la superficie garganta según la presión se incrementa a lo largo del eje de la bomba jet Figura 3.1. Este colapso de las burbujas de gas liberadas causa erosión que se conoce como daño por cavitación provocando una disminución del comportamiento de la bomba jet. La cavitación ocurre cuando la presión de la garganta cae por debajo de la presión de burbuja del petróleo producido.

FIGURA 3.1 HISTORIAL DE PRESIÓN DEL FLUIDO PRODUCIDO A MEDIDA QUE ENTRA Y VIAJA A TRAVÉS DE LA BOMBA JET



Fuente: Review and Application of the Tulsa liquid jet pump model. (Pedersen, 2006)
Modificado por: María Belén Manoto

3.5 APLICACIÓN DEL MODELO DE LA BOMBA JET PROPUESTO POR LA UNIVIERSIDAD DE TULSA

3.5.1 DIMENSIONAMIENTO Y CÁLCULOS DE RENDIMIENTO

A continuación se muestra un ejemplo de cálculo para el modelo de bomba jet. Este ejemplo se presentó originalmente en la tesis de la Universidad de Tulsa y se incluye en este proyecto para ilustrar la aplicación del modelo. Los datos de entrada se han convertido a unidades de campo (SISTEMA AMERICANO) y los cálculos se han llevado a cabo siguiendo el procedimiento secuencial indicado en el numeral 3.6.

Los dos conjuntos de cálculos solo difieren en el cálculo del número de Reynolds. En este proyecto, se calcula un número de Reynolds considerablemente mayor, lo que resulta en un flujo turbulento en la tubería de fluido motriz. En el trabajo de la Universidad de Tulsa, se determinó flujo laminar en la tubería de inyección. En este proyecto se utiliza la relación $Re = 7,742 \times 10^3 \frac{vd}{(\bar{\mu}/\bar{\rho})}$ dada por Brown y Coberly, mientras que en la tesis de la Universidad de Tulsa, se utiliza la relación $Re = 124 \frac{\rho vd}{\mu}$ (unidades de campo). En ambos casos, se utilizan los siguientes criterios para la determinación del régimen de flujo: los números de Reynolds por encima de 2100 implican flujo turbulento (transitorio entre 2100 y aproximadamente 4000) y por debajo de 2100 implica flujo laminar. Esto da como resultado diferentes regímenes de flujo para los dos casos, ya que el número de Reynolds es diferente.

En la tesis de Tulsa, se realizan los siguientes cálculos:

Velocidad en la tubería del fluido motriz: 4.14641 ft/s

Densidad del fluido motriz: 52.93 lbm/ft³

Diámetro de la tubería: 1.995 inches = 0.16625 ft

Viscosidad del fluido motriz: 5 cp

$$Re = 1488 \frac{\rho vd_5}{\mu} = 1488 \times \frac{52.93 \times 4.14641 \times 0.16625}{5} = 10858.47$$

- El valor 1.24 es un factor de conversión entre $\left[\frac{\text{lbm} \times \text{pg}}{\text{ft}^2 \times \text{s}}\right]$ y [cp].

- 10858.47 es el valor utilizado en la tesis de Tulsa.

Usando pulgadas como la unidad de diámetro interno del tubo, obtenemos:

$$Re = 7.742 \times 10^3 \frac{vd_5}{(\bar{\mu}/\bar{\rho})} = 7.742 \times 10^3 \frac{4.144843 \times 1.995}{(5/0.828103)} = 10602.76$$

$$Re = 124.01366 \frac{\rho v d_5}{\mu} = 124.01366 \times \frac{52.93 \times 4.1464 \times 1.995}{5} = 10858.47$$

Este es aproximadamente el mismo número calculado en este proyecto, por lo que parece que los cálculos que utilizan la relación estándar $Re = \frac{\rho v d}{\mu}$ son correctos.

El pozo de la tesis de la Universidad de Tulsa se denomina en adelante Pozo A.

3.6 SECUENCIA DE CÁLCULO MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DE TULSA

1. Seleccionar el tipo de instalación de la bomba jet (Sistema abierto – Retorno por el anular):
2. Calcular el gradiente del fluido de entrada de la bomba:

$$G_s = (G_w F_w) + (1 - F_w) G_o \quad (3.9)$$

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

$$A_{CM} = Q_s \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_s}{P_s}} + \frac{(1-F_w)GOR}{24650 P_s} \right] \quad (3.10)$$

4. Usando de la lista de los fabricantes, seleccionar un valor de $(A_T - A_N)$ que exceda a A_{CM} , para evitar la cavitación:

$$(A_T - A_N) > A_{CM}$$

Donde:

A_T : es el área de la trayectoria del flujo en la garganta.

A_N : es el área de la trayectoria del flujo en la tobera.

5. Calcular la relación adimensional de la tobera con el área de la garganta, R:

$$R = \frac{A_N}{A_T} \quad (3.11)$$

6. Seleccionar un valor razonable para una presión de operación en superficie, P_T :

7. Calcular la presión de fluido motriz en la tobera y la tasa de flujo en la tobera:

$$P_N = P_T + (G_N D) - (P_{FN})_{estimado} \quad (3.12)$$

$$Q_N = 832 A_N \sqrt{\frac{(P_N - P_S)}{G_N}}$$

Donde:

P_{FN} : Pérdida por fricción en la tubería de inyección del fluido motriz, depende de la viscosidad, del corte de agua, de la longitud en la tubería de producción, de la producción, etc.

Al estimar este valor, generalmente es posible asumir que P_{FN} es aproximadamente 1% de P_N .

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

$$v = 0.01191x \frac{Q_N}{(d_5)^2} \quad (3.13)$$

$$\rho_{osc} = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (3.14)$$

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T_{prom} - 68}{1885}} \quad (3.15)$$

$$N_{RE} = 7.742 \times 10^3 \frac{v d_5}{(\bar{\mu}/\bar{\rho})} \quad (3.16)$$

Si $N_{RE} \leq 2100$ se tiene flujo laminar

Si $N_{RE} > 2100$ se tiene flujo turbulento

Para flujo laminar tenemos:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (3.17)$$

$$P_{FN} = 7.95 \times 10^{-6} \frac{\bar{\mu} D Q_N}{(d_5)^4} \quad (3.18)$$

Para flujo turbulento tenemos:

$$\bar{f} = 0.0361 \frac{(\bar{\mu}/\bar{\rho})^{0.21}}{(dv)^{0.21}} \quad (3.19)$$

$$P_{FN} = 11.46 \times 10^{-6} \rho_o D \bar{f} \frac{(Q_N)^2}{(d_5)^5} \quad (3.20)$$

9. Calcular la presión de entrada en la tobera:

$$P_N = P_T + (G_N D) - (P_{FN}) \quad (3.21)$$

10. Calcular la tasa de flujo del fluido motriz en la tobera:

$$Q_N = 832 A_N \sqrt{\frac{(P_N - P_S)}{G_N}} \quad (3.22)$$

11. Calcular la tasa de fluido de descarga Q_D , usando el Q_N del paso 10:

$$Q_D = Q_S + Q_N \quad (3.23)$$

12. Calcular el gradiente del fluido de descarga:

$$G_D = \frac{(G_N Q_N) + (G_S Q_S)}{Q_D} \quad (3.24)$$

13. Calcular el corte de agua del fluido de descarga:

$$F_{WD} = F_W \frac{Q_S}{Q_D} \quad (3.25)$$

14. Calcular la relación Gas-Líquido del fluido de descarga:

$$GLR = \frac{Q_S(1-F_W)(GOR)}{Q_D} \quad (3.26)$$

15. Calcular las pérdidas por fricción del fluido de descarga:

Si el GLR del fluido de descarga es menor o igual a 10 se utiliza las siguientes ecuaciones para calcular las pérdidas por fricción del fluido de descarga y a su vez calcular la presión de descarga del fluido:

$$v = 0.01191x \frac{Q_D}{d_1^2 - d_2^2} \quad (3.27)$$

$$Re = 7.742x10^3 \frac{v(d_1 - d_2)}{(\bar{\mu}/\bar{\rho})} \quad (3.28)$$

Si el flujo es LAMINAR se utiliza la siguiente ecuación para calcular las pérdidas de presión por fricción en la descarga:

$$e = \frac{2d_3}{d_1 - d_2} \quad (3.29)$$

$$P_{FD} = \frac{7.95x10^{-6} \bar{\mu} D Q_D \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2}\right)^{0.1}}{(d_1 - d_2)^2 (d_1^2 - d_2^2) (1 + 1.5e^2)} \quad (3.30)$$

Si el flujo es TURBULENTO se utiliza la siguiente ecuación para calcular las pérdidas de presión por fricción en la descarga:

$$e = \frac{d_1 - d_3}{d_1 - d_2} \quad (3.31)$$

$$\bar{f} = 0.0361 \frac{(\bar{\mu}/\bar{\rho})^{0.21}}{(d_1 - d_2)x\theta)^{0.21}} \quad (3.32)$$

$$\mu_D = (1 - F_W)\mu_o + F_{WD}\mu_w \quad (3.33)$$

$$\bar{\gamma} = \frac{G_D}{0.433} \quad (3.34)$$

$$P_{FD} = \frac{11.46x10^{-6} \bar{\gamma} \bar{f} D Q_D^2}{(d_1 - d_2)(d_1^2 - d_2^2)^2 \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2}\right)^{0.1} (1 + 1.5e^2)^{0.25}} \quad (3.35)$$

$$P_D = (G_D D) + P_{FD} + P_{wh} \quad (3.36)$$

16. Calcular una presión de descarga de la bomba razonable:

Si el GLR del fluido de descarga es mayor a 10 determinar la presión de descarga P_D con la correlación de flujo multifásico de Hagedorn y Brown o una equivalente de acuerdo al criterio de las compañías.

17. Establecer el coeficiente de pérdida de la tobera, adimensional:

$$K_N = 0.04$$

De acuerdo con el valor empírico de la tesis de la Universidad de Tulsa.

18. Calcular el coeficiente de pérdida de la garganta y el difusor:

$$R_p = \frac{P_D}{P_N} \quad (3.37)$$

$$K_{TD} = 0.1 + (3.67 \times 10^{-3})(R_p)^{-2.33} (GLR^{0.63})(R^{0.33}) \quad (3.38)$$

19. Calcular la tasa de flujo másico M, adimensional:

$$Q_G = \frac{Q_S \times GLR}{1000} \quad (3.39)$$

$$M = \frac{Q_S + 0.2178 Q_G}{Q_N} \quad (3.40)$$

Q_S = Tasa de producción.

Q_G = Tasa del gas a condiciones del fluido de descarga.

Q_N = Tasa del fluido motriz en la tobera.

20. Calcular los parámetros adimensionales B y C:

$$B = 2R + \left[\frac{(1-2R)(M^2 R^2)}{(1-R)^2} \right] \quad (3.41)$$

$$C = R^2(1 + M)^2 \quad (3.42)$$

21. Calcular la recuperación de presión adimensional:

$$H = \frac{B - (1 - K_{TD})C}{(1 + K_N) - B + (1 + K_{TD})C} \quad (3.43)$$

22. Recalcular la presión en la tobera:

$$P'_N = \frac{(P_D - P_S)}{H} + P_D \quad (3.44)$$

23. Recalcular la presión de succión de la bomba:

$$P'_S = P_D - H(P'_N - P_D) \quad (3.45)$$

24. Recalcular la presión de operación de la bomba de superficie:

$$P'_T = P'_N - G_N D + P_{FN} \quad (3.46)$$

25. Calcular la tasa de flujo en la succión de la bomba a partir de la cual inicia la cavitación:

$$Q_{SC} = Q_S \frac{(A_T - A_N)}{A_{CM}} \quad (3.47)$$

26. Calcular la eficiencia de la bomba:

$$E = M \times H \quad (3.48)$$

27. Determinar la potencia de la bomba de superficie:

$$HP = 1.7 \times 10^{-5} Q_N P'_T \quad (3.49)$$

Asumiendo que la eficiencia típica de la bomba triplex es 90%:

$$HP = \frac{1.7 \times 10^{-5} \times Q_N \times P'_T}{0.9} \quad (HP) \quad (3.50)$$

3.6.1 EJEMPLO DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DE TULSA

Conversión de unidades de los datos de entrada del Sistema Internacional a unidades del Sistema Americano, se da en la Tabla 3.3.

TABLA 3.3 CONVERSIÓN DE UNIDADES EJEMPLO POZO-A DE TULSA

DATOS:		UNIDAD	VALOR	UNIDAD	VALOR
Profundidad de la bomba	D	m	1828	ft	6000
Tubería de revestimiento OD	d ₄	m	0.1397	pg	5.5
Tubería de revestimiento ID	d ₁	m	0.1242	pg	4.892
Tubería de producción OD	d ₂	m	0.0603	pg	2.375
Tubería de producción ID	d ₅	m	0.050673	pg	1.995
Juntas de la tubería de producción OD	d ₃	m	0.0778	pg	3.063
Temperatura de fondo	T _{WF}	°C	62.7	F	145
Temperatura de cabeza	T _{WH}	°C	32	F	90
Presión de succión	P _s	Pa	6895000	psi	1000
Presión de cabeza	P _{wh}	Pa	689500	psi	100
Tasa de producción	Q _s	$\frac{Sm^3}{s}$	0.0011	bl/día	600
Corte de agua	F _w		0.25		0.25
Relación Gas-Petróleo	GOR	$\frac{Sm^3}{Sm^3}$	178.1	PCS/BI	1000
Gravedad del petróleo		$\frac{Kg}{Sm^3}$	848	API	35
Gradiente del agua	G _w	$\frac{Pa}{m}$	10291	psi/ft	0.44
Viscosidad del petróleo	μ _o	Pas	0.005	Cp	5

CONTINUACIÓN

Gradiente del petróleo	G_o	$\frac{Pa}{m}$	8324	psi/ft	0.368
Presión de operación	P_T	Pa	17235000	Psi	2500
Área de la tobera	A_N	m^2	1.0774E-05	pg^2	0.0167
Área de la garganta	A_T	m^2	3.6258E-05	pg^2	0.0562

Fuente: Tesis Tulsa, (Jiao, Blais y Schmidt, 2006)

Elaborado por: María Belén Manoto

En la presente Tabla 3.4 se desarrollan los cálculos para la obtención de la mejor geometría de la bomba jet.

TABLA 3.4 RESULTADOS DEL POZO-A DE LA UNIVERSIDAD DE TULSA

	PROCEDIMIENTO		VALORES	UNIDADES
1	Seleccionar el tipo de sistema abierto del CASING- Retorna por el anular		SISTEMA ABIERTO	-
2	Calcular el gradiente del fluido producido en la succión de la bomba	G_s	0.385900	psi/ft
3	Calcular el área anular mínima de la succión para evitar la cavitación	A_{CM}	0.03531	pg^2
4	Usando de la lista de los fabricantes, seleccionar un valor de A_T-A_N que exceda a A_{CM} , para evitar la cavitación ($A_T-A_N > A_{CM}$)		0.0395	pg^2
5	Calcular la relación adimensional de la tobera con el área de la garganta	R	0.297	-
6	Seleccionar un valor razonable para una presión de operación en superficie	P_T	2500	Psi
7	Determinar la presión de fluido motriz en la tobera y la tasa de flujo en la tobera., despreciando las pérdidas de presión por fricción	P_N	4661.3	Psi
		Q_N	1385.1	bl/día
8	Calcular la pérdida por fricción en la tubería de inyección del fluido motriz :	v	4.1448	ft/s
		ρ_{osc}	0,8498	g/cm^3
		ρ_o	0.8281	g/cm^3
		Re	10602.76	-
		FLUJO	TURBULENTO	
	Si el flujo es TURBULENTO utilizamos las siguiente ecuación para calcular las pérdidas de presión por fricción			
		\bar{f}	0.03379	-

CONTINUACIÓN

		P_{FN}	116.81	Psi
9	Calcular la presión de entrada de la tobera	P_N	4591.09	Psi
10	Calcular la tasa de flujo del fluido motriz	Q_N	1371.75	bl/día
11	Calcular la tasa del fluido de descarga Q_D , usando el Q_N del paso 10	Q_D	1972	bl/día
12	Calcular el gradiente del fluido de descarga	G_D	0.3735	psi/ft
13	Calcular el corte de agua del fluido de descarga	F_{WD}	0.076	-
14	Calcular la relación GAS-LIQUIDO	GLR	228.22	PCS/BI
15	Calcular la pérdida por fricción del fluido de descarga			
		v	1.2838	ft/s
		Re	4143.61	-
		FLUJO TURBULETO		
	Si el flujo es TURBULETO utilizamos las siguiente ecuación para calcular las pérdidas de presión por fricción en la descarga			
		e	0.7266	-
		\bar{f}	0.0389	-
		μ_D	4.6527	Cp
		$\bar{\gamma}$	0.8625	-
	Como el GLR es mayor a 10 no Aplica	P_{FN}	NO APLICA	
	Como el GLR es mayor a 10 no Aplica	P_D	NO APLICA	
16	Calcular una presión razonable de descarga de la bomba con la correlación de Hagedorn y Brown	P_D	1560	psi
17	Establecer el coeficiente de pérdida de la tobera	K_N	0.04	-
18	Calcular el coeficiente de pérdida de la garganta y el difusor	K_{TD}	1.03	-
		R_P	0.3397	-
19	Calcular la tasa de flujo másico adimensional, M	M	0.5088	-
		Q_G	450	MPCS/día
20	Calcular B y C adimensionales	B	0.6128	-
		C	0.2008	-
21	Calcular la recuperación de presión	H	0.2455	-
22	Recalcular la presión de la tobera	P'_N	3841.32	Psi
23	Recalcular la presión de succión de la bomba	P'_s	1000	Psi
24	Recalcular la presión de operación de la bomba en superficie	P'_T	1750.23	

CONTINUACIÓN

25	Calcular la tasa de flujo en la succión de la bomba a partir de la cual inicia la cavitación	Q_{sc}	671.11	bl/día
26	Calcular la eficiencia de la bomba	E	12	%
27	Determinar la potencia de la bomba	HP	45.35	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

Después de haber realizado los diferentes cálculos se obtuvo que el pozo POZO-A de la Universidad de Tulsa operado con una presión de 2500 psi para producir 600 bl/día necesita una bomba tipo jet con un área de tobera $A_N=0,0167 \text{ pg}^2$ y un área de garganta $A_T=0,0562 \text{ pg}^2$ y su relación garganta-tobera es de 0,29; estos pertenecen a NATIONAL y su denominación es 9-B.

A continuación se presenta la Tabla 3.5 en donde se muestra en detalle los resultados obtenidos.

TABLA 3.5 SUMARIO DE RESULTADOS POZO-A EJEMPLO TULSA

PARÁMETRO		RESULTADO	PARÁMETRO		RESULTADO
Q _N	bl/día	1371,75	A _N	pg ²	0,0167
Q _S	bl/día	600	A _T	pg ²	0,0562
P _T	psi	1750,23	R	R	0,29
Q _{sc}	bl/día	671,11	HP _{tripléx}	HP	45.35
E	%	12	BOMBA	NATIONAL	9-B

Elaborado por: María Belén Manoto

Adicionalmente se calcula la eficiencia con el método de Petrie en la Tabla 3.6.

TABLA 3.6 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE PETRIE DEL POZO-A

PETRIE			
M	H	EFICIENCIA	
0,06255	0,2454	0,1535	15%
POTENCIA		45.35	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

$$\%ERROR = \left| \frac{E_{TULSA} - E_{PETRIE}}{E_{TULSA}} \right| \times 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,125 - 0,153}{0,125} \right| \times 100 = 22,4 \%$$

Se realiza una comparación entre la eficiencia que resulta del método de Tulsa y el de Petrie, en donde se obtuvo 12% y 15% respectivamente, esto quiere decir que los cálculos son correctos ya que son casi similares las eficiencias, con un porcentaje de error de 22,4%; y la bomba requerirá una potencia de 45.35 HP.

La tasa total de producción es de 1971,75 bl/día.

3.7 RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO POR LA UNIVERSIDAD DE TULSA A LOS DIFERENTES POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO

A continuación se presentan los resultados obtenidos con la aplicación del método propuesto por la Universidad de Tulsa para así poder seleccionar la mejor geometría para los diferentes pozos.

El análisis del pozo LGA-017, se lo realizará paso a paso como ejemplo de cálculo de los siguientes pozos del Campo Lago Agrio.

3.7.1 ESTUDIO POZO LAGO AGRIO 17 (LGA-017)

Los datos que se utilizan para la aplicación del método se presentan en la Tabla 3.7 y a su vez se procede a realizar el análisis del pozo con bombeo hidráulico tipo jet.

TABLA 3.7 DATOS POZO LAG-017

DATOS	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Profundidad de la Bomba	D	ft	9630
Tubería de revestimiento OD	d ₄	pg	7
Tubería de revestimiento ID	d ₁	pg	6.366
Tubería de producción OD	d ₂	pg	3.500
Tubería de producción ID	d ₅	pg	2.992

CONTINUACIÓN

Juntas de la tubería de producción OD	d_3	pg	4.5
Temperatura de fondo	T_{WF}	°F	100.00
Temperatura de cabeza	T_{WH}	°F	71.00
Presión de succión	P_s	psi	410.00
Presión de cabeza	P_{wh}	psi	88.00
Tasa de producción	Q_s	bl/dia	80.00
Corte de agua	F_w		0.400
Relación GAS-PETROLEO	GOR	PCS/bl	945.00
Gravedad del petróleo		API	29.10
Gradiente del agua	G_w	psi/ft	0.44
Viscosidad del agua	μ_w	cp	0.310
Viscosidad del petróleo	μ_o	cp	4.94
Gradiente del petróleo	$G_o=G_N$	psi/ft	0.3815
Presión de operación	P'_T	psi	3550
Área de la tobera	A_N	pg ²	0.0122
Área de la garganta	A_T	pg ²	0.0311

Elaborado por: María Belén Manoto

RESOLUCIÓN

1. Seleccione el tipo de instalación de la bomba jet:
Sistema abierto
2. Calcular el gradiente del fluido de entrada de la bomba:

$$G_s = (G_w F_w) + (1 - F_w) G_o$$

$$G_s = (0.44 \times 0.4) + (1 - 0.4) \times 0.3815$$

$$G_s = 0.4049 \quad [\text{psi/ft}]$$

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

$$A_{CM} = Q_s \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_s}{P_s}} + \frac{(1-F_w)GOR}{24650P_s} \right]$$

$$A_{CM} = 80 \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{0.4049}{410}} + \frac{(1-0.4)945}{24650 \times 410} \right] = 0,00813 \quad [\text{pg}^2]$$

4. Usando de la lista de los fabricantes, seleccionar un valor de A_T-A_N que exceda a A_{CM} , para evitar la cavitación:

$$(A_T-A_N) > A_{CM}$$

- En la Tabla 3.8 se detallada la selección de la bomba óptima.

5. Calcular la relación adimensional de la tobera con el área de la garganta, R:

$$R = \frac{0,0122}{0,0311} = 0,392$$

6. Seleccionar un valor razonable para una presión de operación en superficie, P_T :

$$P_T = 3550 \quad [\text{psi}]$$

7. Calcular la presión de fluido motriz en la tobera y la tasa de flujo en la tobera:

$$P_N = \frac{3550 + 0,3815 \times 9630 + 0}{1,01} = 7152.36 \quad [\text{psi}]$$

$$Q_N = 832 \times 0,122 \sqrt{\frac{(7152.36-410)}{0.3815}} = 1349.39 \quad [\text{bl/día}]$$

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

$$v = 0.01191 \times \frac{1349.39}{2.992^2} = 1.7953 \quad [\text{ft/s}]$$

$$\rho_{osc} = \frac{141.5}{131.5+29.10} = 0.8811 \quad [\text{g/cm}^3]$$

$$\rho_o = \frac{0.8811}{1 + \frac{85.5-68}{1885}} = 0.8729 \quad [\text{g/cm}^3]$$

$$Re = 7.742 \times 10^3 \frac{1.7953 \times 2.992}{\frac{4.94}{0.8729}} = 7344.29$$

Si $N_{RE} \leq 2100$ se tiene flujo laminar

Si $N_{RE} > 2100$ se tiene flujo turbulento

Por lo tanto es TURBULENTO

Para flujo turbulento tenemos:

$$\bar{f} = 0.0361 \frac{\left(\frac{4.92}{0.8729}\right)^{0.21}}{(2.992 \times 1.7953)^{0.21}} = 0.0365$$

$$P_{FN} = 11.46 \times 10^{-6} \times 0.8729 \times 0.0365 \times 9630 \times \frac{1349.39^2}{2.992^5} = 26,70 \quad [\text{psi}]$$

9. Calcular la presión de entrada en la tobera:

$$P_N = 3550 + (0.3815 \times 9630) - (26.70) = 7197.17 \quad [\text{psi}]$$

10. Calcular la tasa de flujo del fluido motriz en la tobera:

$$Q_N = 832 \times 0,0122 \sqrt{\frac{(7197.17-410)}{0.3815}} = 1353.87 \quad [\text{bl/día}]$$

11. Calcular el tasa del fluido de descarga Q_D , usando el Q_N del paso 10

$$Q_D = 80 + 1353.87 = 1433.87 \quad [\text{bl/día}]$$

12. Calcular el gradiente del fluido de descarga:

$$G_D = \frac{(0.4049 \times 80) + (0.3815 \times 1353.87)}{1433.87} = 0.3828 \quad [\text{psi/ft}]$$

13. Calcular el corte de agua del fluido de descarga:

$$F_{WD} = 0.4 \times \frac{80}{1433.87} = 0.0223$$

14. Calcular la relación Gas-Líquido

$$GLR = \frac{80 \times (1 - 0.0223) \times (945)}{1433.87} = 31.63 \quad [\text{PCS/bl}]$$

15. Calcular la pérdida por fricción del fluido de descarga:

$$v = 0.01191 \times \frac{1433.87}{6.366^2 - 3.5^2} = 0.6039 \quad [\text{ft/s}]$$

$$Re = 7.742 \times 10^3 \times \frac{0.6039 \times (6.366 - 3.5)}{\left(\frac{4.94}{0.8729}\right)} = 2366.69$$

Si el flujo es TURBULENTO se utiliza la siguiente ecuación para calcular la pérdida de presión por fricción en la descarga:

$$e = \frac{6.366 - 4.5}{6.366 - 3.5} = 0.6511$$

$$\bar{f} = 0.0361 \frac{\left(\frac{4.94}{0.8729}\right)^{0.21}}{(6.366 - 3.5) \times 0.6039^{0.21}} = 0.0448$$

$$\mu_D = (1 - 0.4)4.94 + 0.0223 \times 0.31 = 4.83 \quad [\text{cp}]$$

$$\bar{\gamma} = \frac{0.3838}{0.433} = 0.8841$$

$$P_{FD} = \frac{11.46 \times 10^{-6} \times 0.8841 \times 0.0448 \times 1433.87^2 \times 9630}{(6.366 - 3.5)(6.366^2 - 3.5^2) \left(\frac{6.366}{6.366 - 3.5}\right)^{0.1} (1 + 1.5(0.6511)^2)^{0.25}} = 3.20 \quad [\text{psi}]$$

Como el GLR es mayor a 10 [PCS/bl]: **P_D NO APLICA**

16. Calcular una presión de descarga de la bomba razonable:

Con la correlación de Hagedorn y Brown se obtiene la presión de descarga, y el valor es:

$$P_D = 3724.9 \quad [\text{psi}]$$

17. Establecer el coeficiente de pérdida de la tobera, adimensional:

$$K_N = 0.04$$

18. Calcular el coeficiente de pérdida de la garganta y el difusor:

$$R_P = \frac{3729.9}{7197.17} = 0.5175$$

$$K_{TD} = 0.1 + (3.67 \times 10^{-3})(0.5175)^{-2.33}(31.63^{0.63})(0.39^{0.33}) = 0.21$$

19. Calcular la tasa de flujo másico M, adimensional:

$$Q_G = \frac{1433.87 \times 31.63}{1000} = 45.35 \quad [\text{MPCS/día}]$$

$$M = \frac{80 + 0.2178 \times 45.35}{1344.87} = 0.066$$

20. Calcular los parámetros adimensionales B y C:

$$B = 2(0.39) + \left[\frac{(1 - (2 \times 0.39))(0.066^2 \times 0.39^2)}{(1 - 0.39)^2} \right] = 0.78$$

$$C = 0.39^2(1 + 0.066)^2 = 0.175$$

21. Calcular la recuperación de presión adimensional:

$$H = \frac{0.78 - (1 - 0.21) \times 0.175}{(1 + 0.4) - 0.78 + (1 + 0.21) \times 0.175} = 1.227$$

22. Recalcular la presión en la tobera

$$P'_N = \frac{(3724.9 - 410)}{1.227} + 3724.9 = 6424.65 \quad [\text{psi}]$$

23. Recalcular la presión de succión de la bomba:

$$P'_S = 3724.9 - 1.227(6424.65 - 3724.9) = 410 \quad [\text{psi}]$$

24. Recalcular la presión de operación de la bomba de superficie

$$P'_T = 6424.65 - 9630 \times 0.8315 + 26.70 = 2777.48 \quad [\text{psi}]$$

25. Calcular la tasa de flujo en la succión de la bomba a partir de la cual inicia la cavitación:

$$Q_{SC} = 80 \times \frac{(0.0311 - 0.0122)}{0.00813} = 186.05 \quad [\text{bl/día}]$$

26. Calcular la eficiencia de la bomba:

$$E = 0.0664 \times 1.227 = 0.08 = 8 \%$$

27. Determinar la potencia de la bomba de superficie:

$$HP = \frac{0.000017 \times 1353.87 \times 2777.48}{0.9} = 71.03 \quad [\text{HP}]$$

TABLA 3.8 SELECCIÓN DE LA BOMBA JET ÓPTIMA

FABRICANTE	A _N (pg ²)	A _T (pg ²)	R	BOMBA
KOBE	0.0111	0.0278	0.39	7-A
NATIONAL	0.0103	0.0271	0.39	7-A
GUIBERSON	0.0095	0.0241	0.39	B-3
CLAW	0.0094	0.0239	0.39	6-F

Elaborado por: María Belén Manoto

Después de haber realizado los diferentes cálculos se obtuvo que el pozo LAG-017 operado con una presión de 3550 psi para producir 80 bl/día necesita una bomba tipo jet con un A_N=0,0111 pg² y un A_T=0,0278 pg² y su relación garganta-tobera es R=0,39; estos pertenecen a KOBE y su descripción es 7-A.

A continuación en la Tabla 3.9 se muestra en detalle los resultados obtenidos.

TABLA 3.9 SUMARIO DE RESULTADOS POZO LAG-017

PARÁMETRO		RESULTADO	PARÁMETRO		RESULTADO
Q _N	bl/día	1353,87	A _N	pg ²	0,0111
Q _S	bl/día	80	A _T	pg ²	0,0103
P _T	psi	2777,48	R	R	0,39
Q _{SC}	bl/día	186,05	HP _{tripléx}	HP	71.03
E	%	8	BOMBA	KOBE	7-A

Elaborado por: María Belén Manoto

Adicionalmente se calcula la eficiencia y la potencia con el método de Petrie, Tabla 3.10.

TABLA 3.10 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE PETRIE AL POZO LAG-017

PETRIE			
M	H	EFICIENCIA	
0,069267168	1,227852693	0,08504988	8,50498785
POTENCIA		71.03	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

$$\%ERROR = \left| \frac{E_{TULSA} - E_{PETRIE}}{E_{TULSA}} \right| \times 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,0815 - 0,0850}{0,0815} \right| \times 100 = 4,29 \%$$

Se hace una comparación entre la eficiencia que resulta del método de Tulsa y de Petrie, en donde se obtuvo 8% y 8,5 respectivamente, esto quiere decir que los cálculos son correctos ya que son casi similares las eficiencias, con un porcentaje de error de 4,29%; y la potencia hidráulica requerida en superficie considerando una eficiencia de 90% es de 71.03 HP.

La tasa total de producción es de 1433,87 bl/día.

3.7.2 ESTUDIO POZO LAGO AGRIO 22 (LGA-022)

Los datos que se utilizan en el pozo LAG-022 están en la Tabla 3.11.

TABLA 3.11 DATOS DEL POZO LAG-022

DATOS	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Profundidad de la bomba	D	ft	8727
Tubería de revestimiento OD	d ₄	pg	7
Tubería de revestimiento ID	d ₁	pg	6.366
Tubería de producción OD	d ₂	pg	3.5
Tubería de producción ID	d ₅	pg	2.992

CONTINUACIÓN

Juntas de la tubería de producción OD	d_3	pg	4.5
Temperatura de fondo	T_{WF}	°F	350
Temperatura de cabeza	T_{WH}	°F	71
Presión de succión	P_s	psi	353
Presión de cabeza	P_{wh}	psi	120
Tasa de producción	Q_s	bl/día	318
Corte de agua	F_w	%	0.030
Relación GAS-PETROLEO	GOR	PCS/bl	282
Gravedad del petróleo		API	28,10
Gradiente del agua	G_w	psi/ft	0,44
Viscosidad del agua	u_w	cp	0,452
Viscosidad del petróleo	u_o	cp	1,44
Gradiente del petróleo	$G_o=G_N$	psi/ft	0,3839
Presión de operación	P_T	psi	3550
Área de la tobera	A_N	pg ²	0.0239
Área de la garganta	A_T	pg ²	0.0526

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 3.12 RESULTADOS OBTENIDOS DEL POZO LAG-022

	SÍMBOLO	RESULTADOS	UNIDADES
1)		Sistema Abierto	-
2)	G_s	0.385	psi/ft
3)	A_{CM}	0.02521	pg ²
4)	$(A_T - A_N)$	0.0289	pg ²
5)	R	0.4543	-
6)	P_T	3550	psi
7)	P_N	6831.92	psi
	Q_N	2583.25	bl/día

CONTINUACIÓN

8)	v	3.436	ft/s
	ρ_{osc}	0.88659	g/cm ³
	ρ_o	0.82427	g/cm ³
	Re	45697.23	-
	FLUJO	TURBULENTO	
	\bar{f}	0.02486	-
	P _{FN}	57.04782	psi
9)	P _N	6843.19	psi
10)	Q _N	2585.49	bl/día
11)	Q _D	2903.5	bl/día
12)	G _D	0.38407	psi/ft
13)	F _{WD}	0,00328	
14)	GLR	29.95	MPCS/bl
15)	v	1.2229	ft/s
	Re	15576.33	-
	FLUJO	TURBULENTO	
	e	0.65108	-
	\bar{f}	0.02991	-
	μ_D	1.43276	cp
	$\bar{\gamma}$	0.02991	-
	SI EL GLR ES MAYOR 10, P _D SE CALCULA CON LA CORRELACIÓN DE HAGEDORN Y BROWN		
	P _{FD}	NO APLICA	
	P _D	NO APLICA	
16)	P _D	3080.8	psi
17)	K _N	0.04	-
	R _P	0.45019	-
18)	K _{TD}	0.25466	-
19)	M	0.13032	-
	Q _G	86.98572	MPCS/bl
20)	B	0.90982	-
	C	0.26377	-
21)	H	1.25535	-
22)	P' _N	5253.73	psi
23)	P' _S	353	psi
24)	P' _T	1960.53	psi
25)	Q _{SC}	362.07	bl/día
26)	E	16.35	%
27)	HP	95.75	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 3.13 SELCCIÓN DE LA BOMBA JET ÓPTIMA

FABRICANTE	A_N (pg ²)	A_T (pg ²)	R	BOMBA
KOBE	0,0240	0,0464	0,4543	10-A
NATIONAL	0,0212	0,0441	0,4543	10-X
GUIBERSON	0,0241	0,0531	0,4543	E-7
CLAW	0,0175	0,0447	0,4543	10-I

Elaborado por: María Belén Manoto

Después de haber realizado los diferentes cálculos se obtuvo que el pozo LAG-022 operado con una presión de 3550 psi para producir 318 bl/día necesita una bomba tipo jet con un $A_N=0,0241$ pg² y un $A_T=0,0531$ pg² y su relación garganta-tobera es $R=0,4543$; estos pertenecen a GUIBERSON y su descripción es E-7.

A continuación en la Tabla 3.14 se muestra en detalle los resultados obtenidos.

TABLA 3.14 SUMARIO DE RESULTADOS POZO LAG-022

PARÁMETRO		RESULTADO	PARÁMETRO		RESULTADO
Q_N	bl/día	2585.5	A_N	pg ²	0,0241
Q_S	bl/día	318	A_T	pg ²	0,0531
P_T	psi	1960.54	R	R	0,4543
Q_{SC}	bl/día	362.07	HP _{tripléx}	HP	95.75
E	%	16	BOMBA	GUIBERSON	E-7

Elaborado por: María Belén Manoto

Adicionalmente se calcula la eficiencia y la potencia con el método de Petrie, Tabla 3.15.

TABLA 3.15 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE PETRIE AL POZO LAG-022

PETRIE			
M	H	EFICIENCIA	
0.140993726	1.2553541	0.17699705	17.6997052
POTENCIA		95.75	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

$$\%ERROR = \left| \frac{E_{TULSA} - E_{PETRIE}}{E_{TULSA}} \right| \times 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,163 - 0,177}{0,163} \right| \times 100 = 8,58 \%$$

Se hace una comparación entre la eficiencia que resulta del método de Tulsa y de Petrie, en donde se obtuvo 16,3% y 17,7 respectivamente, esto quiere decir que los cálculos son correctos ya que son casi similares las eficiencias, con un porcentaje de error de 8,58%; y la bomba requerirá una potencia de 95.75 HP.

La tasa total de producción es de 2903.5 bl/día.

3.7.3 ESTUDIO POZO LAGO AGRIO 24 (LGA-024)

Los datos que se utilizan en el pozo LAG-022 están en la Tabla 3.16.

TABLA 3.16 DATOS DEL POZO LAG-024

DATOS	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Profundidad de la bomba	D	ft	9440
Tubería de revestimiento OD	d ₄	pg	7
Tubería de revestimiento ID	d ₁	pg	6.366
Tubería de producción OD	d ₂	pg	3.5
Tubería de producción ID	d ₅	pg	2.992
Juntas de la tubería de producción OD	d ₃	pg	4.5
Temperatura de fondo	T _{WF}	°F	220
Temperatura de cabeza	T _{WH}	°F	71
Presión de succión	P _s	psi	1124
Presión de cabeza	P _{wh}	psi	94
Tasa de producción	Q _s	bl/día	157
Corte de agua	F _w	%	0.80
Relación GAS-PETROLEO	GOR	PCS/bl	713
Gravedad del petróleo		API	28.50

CONTINUACIÓN

Gradiente del agua	G_w	psi/ft	0.44
Viscosidad del agua	μ_w	cp	0.330
Viscosidad del petróleo	μ_o	cp	5.17
Gradiente del petróleo	$G_o=G_N$	Psi/ft	0.3829
Presión de operación	P_T	psi	3600
Área de la tobera	A_N	pg ²	0.0175
Área de la garganta	A_T	pg ²	0.0447

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 3.17 RESULTADOS OBTENIDOS DEL POZO LA-024

	SÍMBOLO	RESULTADO	UNIDADES
1)		Sistema Abierto	-
2)	G_s	0.42857	psi/ft
3)	A_{CM}	0.00524	pg ²
4)	$(A_T - A_N)$		pg ²
5)	R	0.3914	-
6)	P_T	3600	psi
7)	P_N	7143.46	psi
	Q_N	1825.48	bl/día
8)	v	2.42866	ft/s
	ρ_{osc}	0.88437	g/cm ³
	ρ_o	0.84945	g/cm ³
	Re	9236.19	-
	FLUJO	TURBULENTO	
	\bar{f}	0.03478	-
	P_{FN}	44.42791	psi
9)	P_N	7170.47	psi
10)	Q_N	1829.57	bl/día
11)	Q_D	1987	bl/día
12)	G_D	0.38654	psi/ft
13)	F_{WD}	0.06322	
14)	GLR	11.26	MPCS/bl
15)	v	0.83675	ft/s
	Re	3048.18	-
	FLUJO	TURBULENTO	
	e	0.65108	-
	\bar{f}	0.04188	-

CONTINUACIÓN

	μ_D	4.86774	cp
	$\bar{\gamma}$	0.89271	-
	SI EL GLR ES MAYOR 10, P_D SE CALCULA CON LA CORRELACIÓN DE HAGEDORN Y BROWN		
	P_{FD}	NO APLICA	
	P_D	NO APLICA	
16)	P_D	3739.4	psi
17)	K_N	0.04	-
	R_P	0.52149	-
18)	K_{TD}	0.15646	-
19)	M	0.08847	-
	Q_G	22.3882	MPCS/bl
20)	B	0.7837	-
	C	0.18159	-
21)	H	1.23029	-
22)	P'_N	5865.22	psi
23)	P'_S	1124	psi
24)	P'_T	2294.75	psi
25)	Q_{SC}	814.23	bl/día
26)	E	0.1088	%
27)	HP	79.30	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 3.18 SELECCIÓN DE LA BOMBA JET ÓPTIMA

FABRICANTE	A_N (pg ²)	A_T (pg ²)	R	BOMBA
KOBE	0.0144	0.0395	0.39	8-A
NATIONAL	0.0131	0.0346	0.39	8-A
GUIBERSON	0.0177	0.0452	0.39	D-6
CLAW	0.0122	0.0376	0.39	8-H

Elaborado por: María Belén Manoto

Después de haber realizado los diferentes cálculos se obtuvo que el pozo LAG-024 operado con una presión de 3600 psi para producir 157 bl/día necesita una bomba tipo jet con un $A_N=0,0144$ pg² y un $A_T=0,0395$ pg² y su relación garganta-tobera es $R=0,39$; estos pertenecen a KOBE y su descripción es 8-A.

A continuación en la Tabla 3.19 se muestra en detalle los resultados obtenidos.

TABLA 3.19 SUMARIO DE RESULTADOS DEL POZO LAG-024

PARÁMETRO		RESULTADO	PARÁMETRO		RESULTADO
Q _N	bl/día	1829.57	A _N	pg ²	0.0144
Q _S	bl/día	157	A _T	pg ²	0.0395
P _T	psi	2294.75	R	R	0.3914
Q _{SC}	bl/día	814.23	HP _{tripléx}	HP	6253.23
			BOMBA	KOBE	8-A

Elaborado por: María Belén Manoto

Adicionalmente se calcula la eficiencia y la potencia con el método de Petrie, Tabla 3.20.

TABLA 3.20 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE PETRIE AL POZO LAG-024

PETRIE			
M	H	EFICIENCIA	
0,091015131	1,230298936	0,11197582	11,1975818
POTENCIA		79.30	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

$$\%ERROR = \left| \frac{E_{TULSA} - E_{PETRIE}}{E_{TULSA}} \right| \times 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,108 - 0.112}{0,108} \right| \times 100 = 3,7 \%$$

Se hace una comparación entre la eficiencia que resulta del método de Tulsa y de Petrie, en donde se obtuvo 10,8% y 11,2 respectivamente, esto quiere decir que los cálculos son correctos ya que son casi similares las eficiencias, con un porcentaje de error de 3,7%; y la bomba requerirá una potencia de 79.30 HP.

La tasa total de producción es de 1986.57 bl/día.

3.7.4 ESTUDIO POZO LAGO AGRIO 31 (LGA-031)

Los datos que se utilizan en el pozo LAG-031 están en la Tabla 3.21.

TABLA 3.21 DATOS DEL POZO LAG-031

DATOS	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Profundidad de la bomba	D	ft	9431
Tubería de revestimiento OD	d ₄	pg	7
Tubería de revestimiento ID	d ₁	pg	6.366
Tubería de producción OD	d ₂	pg	3.5
Tubería de producción ID	d ₅	pg	2.992
Juntas de la tubería de producción OD	d ₃	pg	4.5
Temperatura de fondo	T _{WF}	°F	224
Temperatura de cabeza	T _{WH}	°F	71
Presión de succión	P _s	psi	1360
Presión de cabeza	P _{wh}	psi	100
Tasa de producción	Q _s	bl/día	86
Corte de agua	F _w	%	0.050
Relación GAS-PETROLEO	GOR	PCS/bl	713
Gravedad del petróleo		API	29.30
Gradiente del agua	G _w	psi/ft	0.44
Viscosidad del agua	u _w	cp	0.280
Viscosidad del petróleo	u _o	cp	4.65
Gradiente del petróleo	G _o =G _N	psi/ft	0.3810
Presión de operación	P _T	psi	3500
Área de la tobera	A _N	pg ²	0.0122
Área de la garganta	A _T	pg ²	0.0311

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 3.22 RESULTADOS OBTENIDOS DEL POZO LAG-031

	SÍMBOLO	RESULTADOS	UNIDADES
1)		Sistema Abierto	-
2)	G _s	0.38397	psi/ft
3)	A _{CM}	0.00383	pg ²
4)	(A _T - A _N)		pg ²
5)	R	0.3922	-
6)	P _T	3500	psi
7)	P _N	7023.25	psi
	Q _N	1237.47	bl/día
8)	v	1.64636	ft/s
	ρ _{osc}	0.87997	g/cm ³
	ρ _o	0.84436	g/cm ³
	Re	6924.96	-
	FLUJO	TURBULENTO	
	\bar{f}	0.03695	-
	P _{FN}	21.53857	psi
9)	P _N	7071.94	psi
10)	Q _N	1242.78	bl/día
11)	Q _D	1329	bl/día
12)	G _D	0.38122	psi/ft
13)	F _{WD}	0.00324	
14)	GLR	43.83	MPCS/bl
15)	v	0.55969	ft/s
	Re	2255.05	-
	FLUJO	TURBULENTO	
	e	0.65108	-
	\bar{f}	0.04511	-
	μ _D	4.63585	cp
	$\bar{\gamma}$	0.88041	-
	SI EL GLR ES MAYOR 10, P _D SE CALCULA CON LA CORRELACIÓN DE HAGEDORN Y BROWN		
	P _{FD}	NO APLICA	
	P _D	NO APLICA	
16)	P _D	3553.9	psi
17)	K _N	0.04	-
	R _P	0.50253	-
18)	K _{TD}	0.24494	-
19)	M	0.07941	-
	Q _G	58.2521	MPCS/bl
20)	B	0.78513	-
	C	0.17929	-
21)	H	1.17536	-
22)	P' _N	5420.47	psi
23)	P' _S	1360	psi
24)	P' _T	1848.53	psi
25)	Q _{SC}	424.51	bl/día
26)	E	0.093	%
27)	HP	43.39	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 3.23 SELECCIÓN DE LA BOMBA JET ÓPTIMA

FABRICANTE	A _N (pg ²)	A _T (pg ²)	R	BOMBA
KOBE	0.0111	0.0278	0.3923	7-A
NATIONAL	0.0103	0.0271	0.3923	7-A
GUIBERSON	0.0095	0.0241	0.3923	D-3
CLAW	0.0094	0.0239	0.3923	6-F

Elaborado por: María Belén Manoto

Después de haber realizado los diferentes cálculos se obtuvo que el pozo LAG-031 operado con una presión de 3500 psi para producir 86 bl/día necesita una bomba tipo jet con un A_N=0,0111 pg² y un A_T=0,0278 pg² y su relación garganta-tobera es R=0,3923; estos pertenecen a KOBE y su descripción es 7-A.

A continuación en la Tabla 3.24 se muestra en detalle los resultados obtenidos.

TABLA 3.24 SUMARIO DE RESULTADOS DEL POZO LAG-031

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q _N	bl/día	1242.8	A _N	pg ²	0.0111
Q _S	bl/día	86	A _T	pg ²	0,0278
P _T	psi	1848.53	R	R	0,3923
Q _{SC}	bl/día	424.51	HPtripléx	HP	43.39
			BOMBA	KOBE	7-A

Elaborado por: María Belén Manoto

Adicionalmente se calcula la eficiencia y la potencia con el método de Petrie en la Tabla 3.25.

TABLA 3.25 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE PETRIE AL POZO LAG-031

PETRIE			
M	H	EFICIENCIA	
0,072668172	1,175360208	0,08541128	8,54112782
POTENCIA		43.39	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

$$\%ERROR = \left| \frac{EF_{TULSA} - EF_{PETRIE}}{EF_{TULSA}} \right| \times 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,0933 - 0,0854}{0,0933} \right| \times 100 = 8,47 \%$$

Se hace una comparación entre la eficiencia que resulta del método de Tulsa y de Petrie, en donde se obtuvo 9,33% y 8,54 respectivamente, esto quiere decir que los cálculos son correctos ya que son casi similares las eficiencias, con un porcentaje de error de 8,47%; y la bomba requerirá una potencia de 3421,69 HP.

La tasa total de producción es de 1329 bl/día.

3.7.5 ESTUDIO POZO LAGO AGRIO 32 (LGA-032)

Los datos que se utilizan en el pozo LAG-032 están en la Tabla 3.26.

TABLA 3.26 DATOS DEL POZO LAG-032

DATOS	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Profundidad de la bomba	D	ft	8757
Tubería de revestimiento OD	d ₄	pg	7
Tubería de revestimiento ID	d ₁	pg	6.366
Tubería de producción OD	d ₂	pg	3.500
Tubería de producción ID	d ₅	pg	2.992
Juntas de la tubería de producción OD	d ₃	pg	4.500
Temperatura de fondo	T _{WF}	°F	192
Temperatura de cabeza	T _{WH}	°F	71,
Presión de succión	P _s	psi	1400
Presión de cabeza	P _{wh}	psi	70
Tasa de producción	Q _s	bl/día	87
Corte de agua	F _w	%	0.120
Relación GAS-PETROLEO	GOR	PCS/bl	565
Gravedad del petróleo		API	27.90
Gradiente del agua	G _w	psi/ft	0.44
Viscosidad del agua	u _w	cp	0.370
Viscosidad del petróleo	u _o	cp	3.84
Gradiente del petróleo	G _o =G _N	psi/ft	0.3844
Presión de operación	P _T	psi	3400
Área de la tobera	A _N	pg ²	0.0122
Área de la garganta	A _T	pg ²	0.0311

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 3.27 RESULTADOS OBTENIDOS DEL POZO LAG-032

	SÍMBOLO	RESULTADOS	UNIDADES
1)		Sistema Abierto	-
2)	G _S	0,39105	psi/ft
3)	A _{CM}	0,00336	pg ²
4)	(A _T - A _N)		pg ²
5)	R	0,3922	-
6)	P _T	3400	psi
7)	P _N	6698,98	psi
	Q _N	1191,79	bl/día
8)	v	1,58558	ft/s
	ρ _{osc}	0,8877	g/cm ³
	ρ _o	0,85877	g/cm ³
	Re	8213,96	-
	FLUJO	TURBULENTO	
	\bar{f}	0,03565	-
	P _{FN}	18,20223	psi
9)	P _N	6747,77	psi
10)	Q _N	1197,27	bl/día
11)	Q _D	1284	bl/día
12)	G _D	0,38483	psi/ft
13)	F _{WD}	0,00813	
14)	GLR	33,68	MPCS/bl
15)	v	0,54094	ft/s
	Re	2684,28	-
	FLUJO	TURBULENTO	
	e	0,65108	-
	\bar{f}	0,04361	-
	μ _D	3,81179	cp
	$\bar{\gamma}$	0,88875	-
	SI EL GLR ES MAYOR 10, P _D SE CALCULA CON LA CORRELACIÓN DE HAGEDORN Y BROWN		
	P _{FD}	NO APLICA	
	P _D	NO APLICA	
16)	P _D	3312,6	psi
17)	K _N	0,04	-
	R _P	0,49092	-
18)	K _{TD}	0,22965	-
19)	M	0,08053	-
	Q _G	43,2564	MPCS/bl
20)	B	0,78515	-
	C	0,17967	-
21)	H	1,18587	-
22)	P' _N	4925,42	Psi

CONTINUACIÓN

23)	P'_s	1400	Psi
24)	P'_T	1577,65	Psi
25)	Q_{sc}	489,71	bl/día
26)	E	0,0955	%
27)	HP	2813,33	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

TABLA 3.28 SELECCIÓN DE LA BOMBA JET ÓPTIMA

FABRICANTE	A_N (pg ²)	A_T (pg ²)	R	BOMBA
KOBE	0.0111	0.0278	0.3923	7-A
NATIONAL	0.0103	0.0271	0.3923	7-A
GUIBERSON	0.0095	0.0241	0.3923	D-3
CLAW	0.0094	0.0239	0.3923	6-F

Elaborado por: María Belén Manoto

Después de haber realizado los diferentes cálculos se obtuvo que el pozo LAG-032 operado con una presión de 3400 psi para producir 87 bl/día necesita una bomba tipo jet con un $A_N=0,0111$ pg² y un $A_T=0,0278$ pg² y su relación garganta-tobera es $R=0,3923$; estos pertenecen a KOBE y su descripción es 7-A.

A continuación en la Tabla 3.29 se muestra en detalle los resultados obtenidos.

TABLA 3.29 SUMARIO DE RESULTADOS DEL POZO LAG-032

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q_N	bl/día	1197.27	A_N	pg2	0,0030
Q_s	bl/día	87	A_T	pg2	0,0072
P_T	psi	1577.65	R	R	0,3923
Q_{sc}	bl/día	489.71	HPtripléx	HP	2813,33
			BOMBA	KOBE	7-A

Elaborado por: María Belén Manoto

Adicionalmente se calcula la eficiencia y la potencia con el método de Petrie en la Tabla 3.30.

TABLA 3.30 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE PETRIE AL POZO LAG-032

PETRIE			
M	H	EFICIENCIA	
0,075677077	1,185871321	0,08974328	8,97432757
POTENCIA		35.68	HP

Elaborado por: María Belén Manoto

$$\%ERROR = \left| \frac{E_{TULSA} - E_{PETRIE}}{E_{TULSA}} \right| \times 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,0955 - 0,0897}{0,0955} \right| \times 100 = 6,07 \%$$

Se hace una comparación entre la eficiencia que resulta del método de Tulsa y de Petrie, en donde se obtuvo 9,55% y 8,97 respectivamente, esto quiere decir que los cálculos son correctos ya que son casi similares las eficiencias, con un porcentaje de error de 6,07%; y la bomba requerirá una potencia de 2813,33 HP.

La tasa total de producción es de 1284,27 bl/día.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- El modelo propuesto por la universidad de Tulsa es un modelo completo porque permite analizar las características del yacimiento, lo primordial analiza la cantidad de gas que es extraído del pozo, entre otras cosas como son: la tasa de fluido motriz, la tasa del fluido de descarga, la presión de entrada en la bomba, la presión de descarga, la eficiencia de la bomba, la potencia de la bomba, etc.
- Mediante la aplicación de método propuesto por la Universidad de Tulsa a los pozos seleccionados del campo Lago Agrio se puede observar que hay un aumento de producción en cada uno de los pozos, al aplicar el método y con la selección de la nueva bomba.
- Las eficiencias de las bombas son las idóneas para que la bomba trabaje acorde con las necesidades de producción.
- Las pérdidas por fricción en la tubería de inyección del fluido motriz, depende de la viscosidad, del corte de agua, de la longitud de la tubería de producción, de la producción, etc. Para estimar este valor, generalmente es posible asumir que P_{FN} es aproximadamente 1% de P_N .
- De acuerdo con lo publicado por Baohua Jiao, SPE, Roger N. Blais, SPE, and Zellmlr Schmidt, SPE, U. of Tulsa se pudo comprobar que ellos calculan una eficiencia de 23% y es porque ellos toman al fluido de retorno como una sola fase, pero nosotros al hacerlo como es en realidad un flujo multifásico se obtiene como resultado 12% de eficiencia.
- Al hacer una comparación entre las eficiencias y las potencias del método de Petrie con el de la Universidad de Tulsa se observa que ambos métodos no varían mucho en los cálculos, por lo que se puede decir que los cálculos son correctos ya que el porcentaje de error en cada pozo es bajo.
- En los pozos que se estudió en este trabajo de titulación se observó que tienen un GLR mayor a 10 PCS/bl por lo que se utilizó el programa WELLPERFORM en donde está la correlación de HAGEDORN y BROWN que permite calcular la presión de descarga de la bomba con mayor exactitud.

4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda la utilización del modelo propuesto por la Universidad de Tulsa en el cálculo de todos los pozos que tienen bombeo hidráulico tipo jet, ya que es un modelo completo y ayuda con la selección de nuevas bombas hidráulicas.
- Se recomienda realizar estudios a los pozos con bombeo hidráulico del Campo Lago Agrio con el fin de actualizar la información y mejorar las condiciones de trabajo con el fin de incrementar la producción.
- Es muy importante recomendar que, para la instalación de nuevas bombas hidráulicas tipo jet se haya un análisis y se calcule con este método para que no hayan fallas y se obtenga una mayor producción.
- Se recomienda realizar unas nuevas pruebas de presión en el Campo Lago Agrio, para tener datos actualizados que permitan conocer la situación actual del campo y de esa manera obtener datos idóneos para el respectivo dimensionamiento de bombas jet.
- De acuerdo a los análisis realizados en cada uno de los pozos, se recomienda utilizar la correlación de HAGEDORN y BROWN, ya que calcula un valor exacto de la presión de descarga.

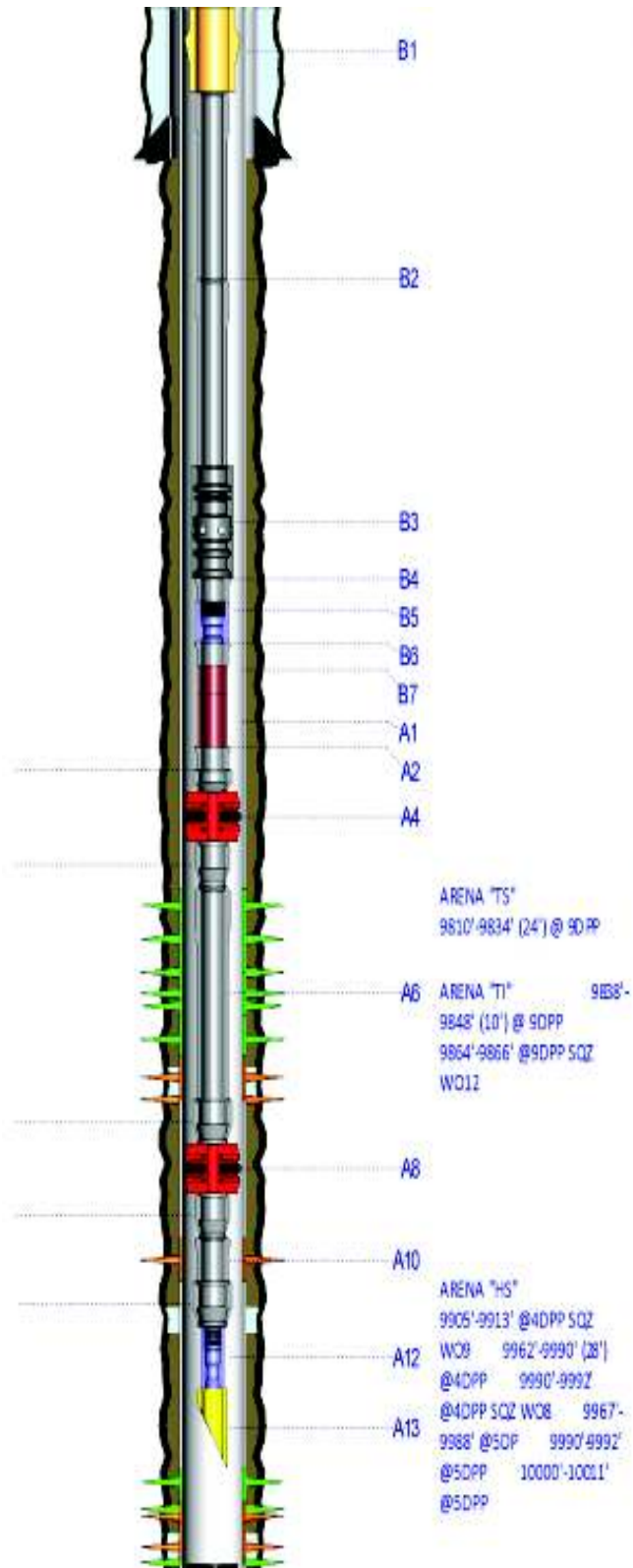
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Araya, A. (2009). Análisis Técnico - Económico para el cambio de Levantamiento Artificial en cuatro pozos del Campo Shushufindi. 2010 Tesis de ingeniería en Petróleos, E.P.N. Quito.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2014). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito, Ecuador.
- Becerra, F (2017). Aplicación de los métodos de Smart y Petrie, para optimizar la producción de pozos con bombeo hidráulico del campo Lago Agrio. Tesis de ingeniería en Petróleos, E.P.N. Quito.
- Bidner, M. (2001). Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Universidad de buenos Aires. Buenos Aires, Argentina.
- Brown Kermit. E., (1980), The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 2b: Petroleum Publishing Co.
- Collaguazo, C., & Romero, M. (2011). Estudio del sistema de bombeo hidráulico en el campo Lago Agrio para incrementar su producción. Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de: <http://bibdigitak.epn.edu.ec/bitstream/15000/4242/1/CD-3888.pdf>
- Gil, E. & Chamorro, A. (2009). Técnicas recomendadas para el aumento de la producción en campos maduros. Recuperado de: <http://oilproduction.net/files/Aumento%20de%20produccion%20en%20campos%20maduros.pdf>
- Guerron, J., & Robalino, D. (2013). Estudio de los resultados del cambio de sistema de levantamiento hidráulico a electrosumergible en el campo Sacha y definición de criterios para selección de pozos. Universidad Central del Ecuador. Obtenido de: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4242/1/CD-3888.pdf>.

- Jiao, B., Blais, R. & Schmidt, Z., (1990). Efficiency and Pressure Recovery in Hydraulic Jet Pumping of Two-Phase Gas/Liquid Mixture. Society of Petroleum Engineers.
- Melo, V., (2019). Levantamiento Artificial. Quito, Ecuador.
- Pedersen, P. J., (2006). Review and Application of the Tulsa Liquid Jet Pump Model. Trondheim.
- Satter, A. & Thakur, G., (1994). Integrated Petroleum Reservoir Management. La Habra, California.
- Sertecpet, (2001). Informe de bombas jet Claw. Quito, Ecuador.
- Sertecpet, (2010). Manual para Operaciones de Campo. Quito, Ecuador.

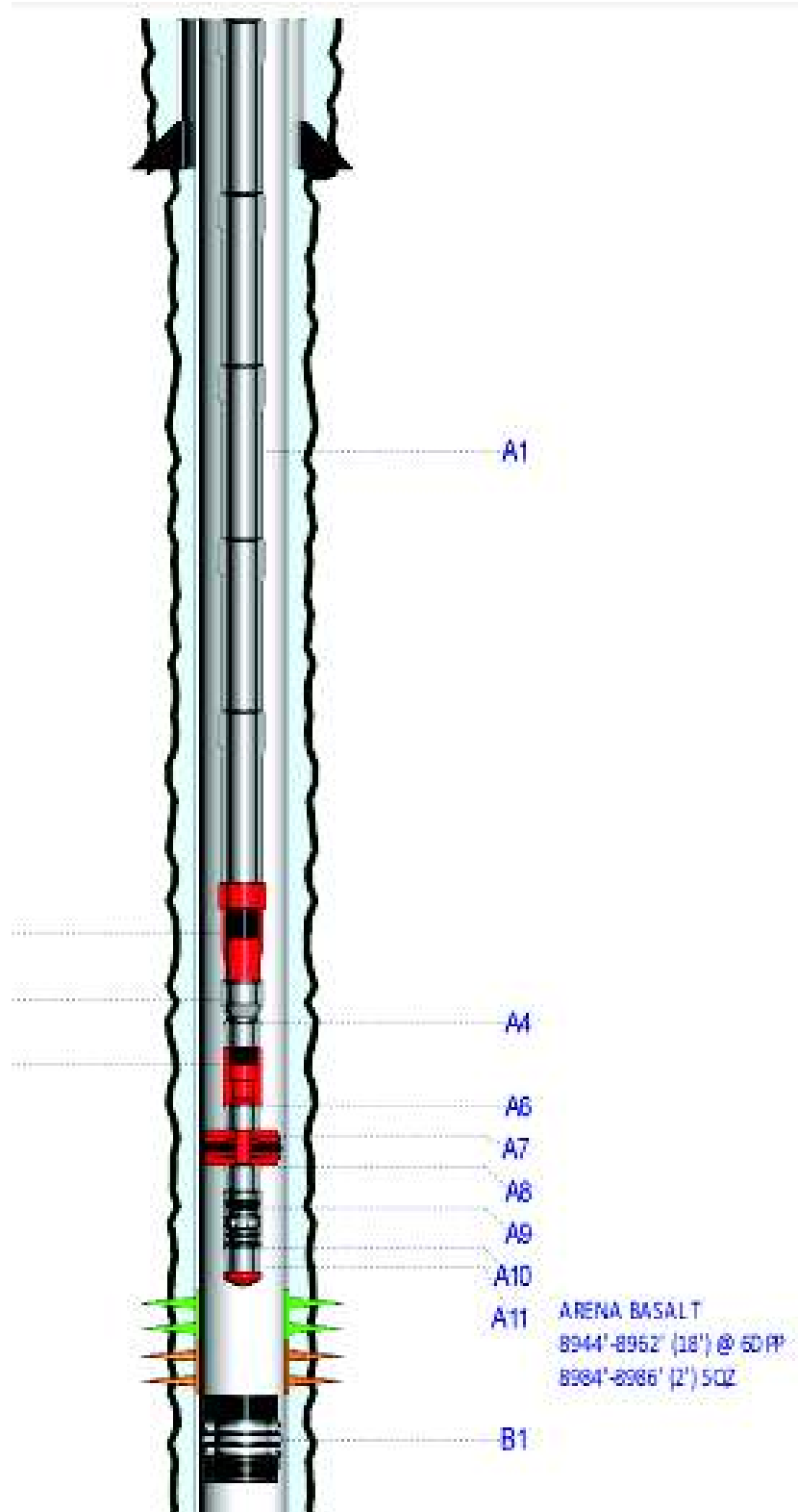
ANEXOS

ANEXO 1
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN LAG-017



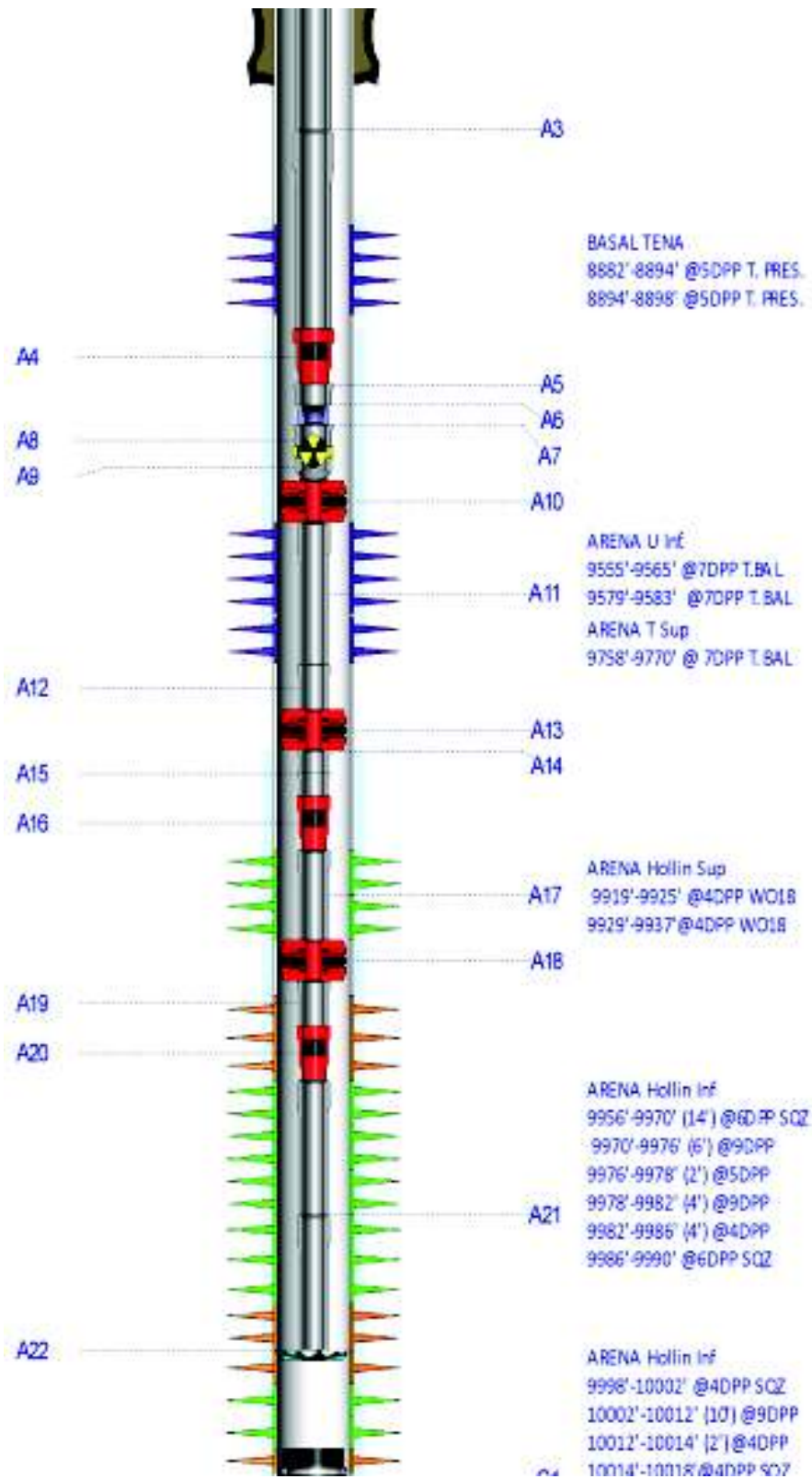
Fuente: Departamento de Ingeniería Petroamazonas E.P
 Elaborado por: Departamento de ingeniería

ANEXO 2
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN LAG-022



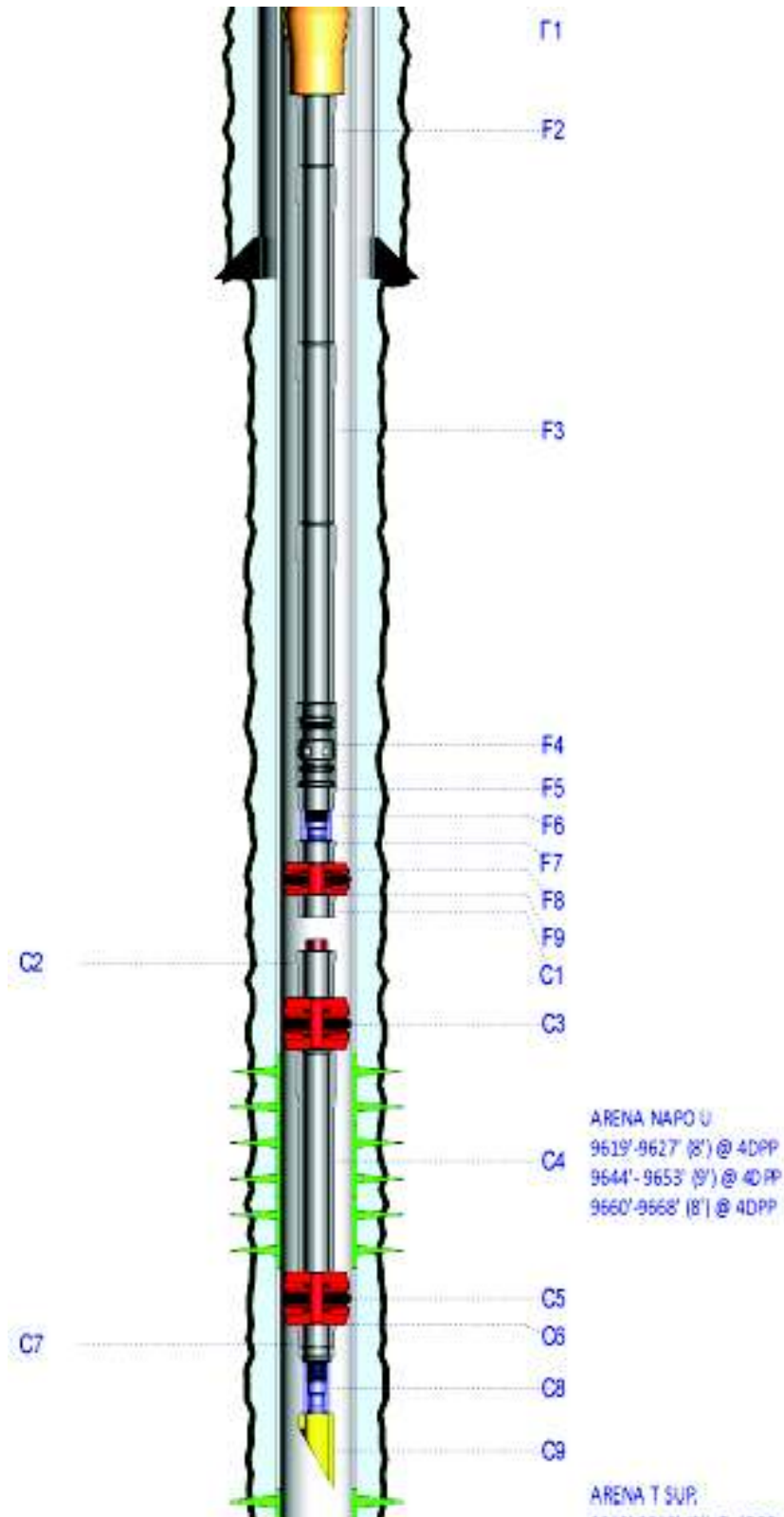
Fuente: Departamento de Ingeniería Petroamazonas E.P
Elaborado por: Departamento de ingeniería

ANEXO 3
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN LAG-024



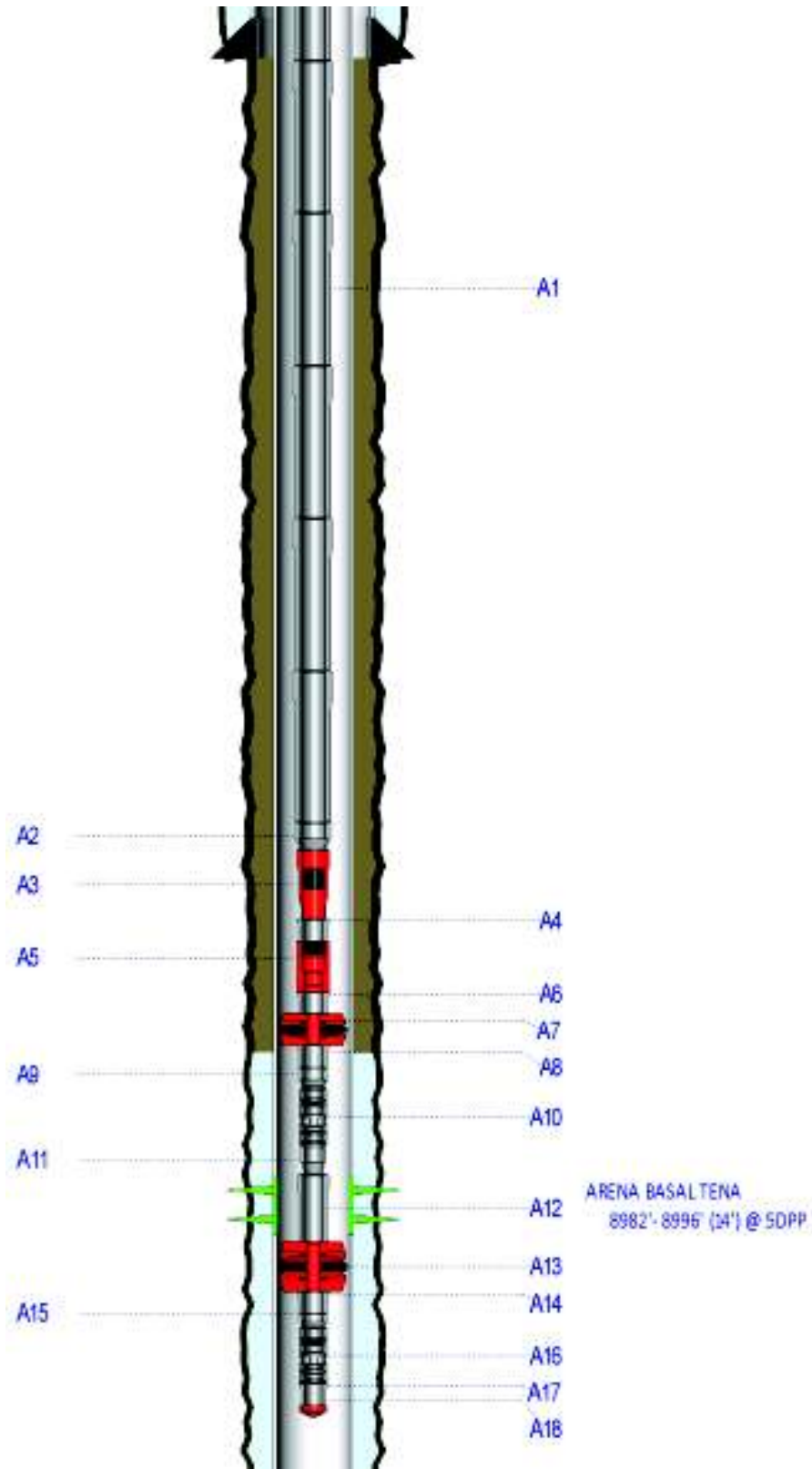
Fuente: Departamento de Ingeniería Petroamazonas E.P
Elaborado por: Departamento de ingeniería

ANEXO 4
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN LAG-031



Fuente: Departamento de Ingeniería Petroamazonas E.P
 Elaborado por: Departamento de ingeniería

ANEXO 5
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN LAG-032



Fuente: Departamento de Ingeniería Petroamazonas E.P
Elaborado por: Departamento de ingeniería

ANEXO N° 6
EVALUACIÓN Y PRODUCCIÓN CON BOMBAS JET

1. Realizará la solicitud de salida de materiales con el equipo necesario en base al requerimiento solicitado, debiéndose verificar los equipos y herramientas que se necesitaran para la prueba, el tamaño de la tubería de producción y especificaciones técnicas especiales o particulares del trabajo a realizarse.
2. Realizar una inspección del vehículo designado para transporte del personal.
3. El personal debe trasladarse a la locación sin exceder los límites de velocidad establecidos por Sertecpet y Políticas de la Cia operadora.
4. El Ingeniero responsable del grupo debe presentarse ante el company man o Ingeniería de Campo de la Cia. Operadora para coordinar el trabajo.
5. Realizar la inspección de la locación y llenar el formato de entrega recepción de locación. (en las empresas operadoras sacar permiso de trabajo el mismo que debe estar firmado por el company man, responsable del trabajo y supervisor de seguridad de la empresa operadora).
6. El Ingeniero debe diseñar la geometría según los datos proporcionados por el cliente.
7. El Ingeniero arma la bomba Jet Claw con la geometría seleccionada y realiza el apriete apropiado en todas sus partes.
8. Antes de soltar la bomba se debe colocar grasa en los chevron packing para evitar fricción o daño de los mismos.
9. En el caso de evaluación con MTU antes de su traslado se debe verificar el funcionamiento de la unidad, chequear si existe liqueo en las válvulas y estado del separador.
10. El Ingeniero debe verificar que exista suficiente tubería como también accesorios.

11. Con el jefe de pozo se coordina la ubicación de la unidad en el lugar más apropiado.
12. Todo el personal asignado al trabajo participa en la construcción del cubeto como también en el armado de líneas, verificando que las roscas estén limpias y que no exista obstrucción en la tubería.
13. Antes de iniciar la evaluación realizar una charla de seguridad con todo el personal existente en la locación.
14. Realizar una prueba a línea de Inyección con 3500 PSI, durante cinco minutos.
15. Cuando se inicia la evaluación antes de desplazar la bomba Jet Claw y se quemara Gas en la Locación, se debe verificar la instalación del arrestallamas y luego encender el mechero a una distancia prudencial verificando la no existencia de Gas disuelto en el área circundante. Tener mayor precaución de esta operación en pozos con valores altos de GOR.
16. Estabilizar la presión de operación según requerimiento del cliente.
17. Coordinar con el cliente la entrega de reportes.
18. Realizar pruebas de laboratorio (BSW, API, SALINIDAD)
19. El Ingeniero o Técnico debe reportarse con el Supervisor de Operaciones, durante toda la prueba cada hora de trabajo de existir problemas en la operación comunicar permanentemente al representante de Cia. Operadora y Supervisor de Operaciones Sertecpet
20. Al terminar el trabajo solicitar al Company Man o Ingeniería de Campo de la Operadora. Vacuum para succionar el crudo del separador y limpiar líneas para evitar contaminación.

21. El Ingeniero debe realizar los ticket y llevarlos firmados por el Company Man o representante de la empresa.
22. El Ingeniero verificara que la locación se encuentre sin contaminación y debe llenar el formato de entrega recepción, el mismo que debe ser firmado por el representante del cliente.
23. Se debe verificar que la unidad como también la tubería se encuentre asegurada para que no exista problemas en el transporte hacia la base coca.
24. El Ingeniero al retornar a la base entregara el reporte de la evaluación, la copia del requerimiento del cliente, registro de evaluación del servicio, registro de entrega recepción de locación, ticket de servicio y repuestos utilizados.

ANEXO N° 7
CAMBIO DE BOMBA JET

1. El Ingeniero o Técnico previa coordinación con el Company Man o ingeniería suspende el bombeo y despresuriza la línea de inyección.
2. Cierra la válvula master.
3. Saca el tapón del cabezal.
4. Coloca el lubricador.
5. Alinea las válvulas para reversar la bomba (cabezal y manifold de la unidad MTU).
6. Inyecta fluido por el casing presurizando máximo hasta 1200 PSI según las características del casing.
7. Cuando la bomba llega a superficie, verificar el estado de la bomba para identificación de daños superficiales, desarmar e inspeccionar todas sus partes especialmente nozzle y garganta, de presentar daños como picaduras en el nozzle por presencia de sólidos en suspensión en el fluido motriz o cavitación de la garganta, informar al representante de Cia. Operadora para el cambio respectivo y análisis de la causa del daño.
8. Se repara y luego se desplaza la bomba Jet Claw.
9. Luego de verificar el asentamiento de la bomba estabilizar en las condiciones de operación adecuadas, comprobar la prueba de producción, elaborar los ticket de servicios y repuestos, luego retornar a Base Coca.