



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO JOMA- DISTRITO ORIENTE
ECUATORIANO”**

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

MANUEL ANTONIO SALAZAR SALTOS

JOHANNA LISSETH ZAMBRANO ANCHUNDIA

GUAYAQUIL – ECUADOR

2018

DEDICATORIA

A mis padres Nancy y Elías y mi hermana Jipsy, a quienes dedico cada una de mis metas; este logro es tanto mío como de ustedes.

A mi copiloto de la vida, Josue Molina, quien desde el inicio de mi carrera rió y lloró conmigo y tuvo la paciencia para contenerme cuando todo iba mal, gracias por tanto, amor.

A mis hermanos Edgar y Juan, mis mentores en esta gran experiencia. A Erika y Manuel los mejores amigos que la ESPOLE pudo darme.

Johanna Lisseth Zambrano Anchundia

DEDICATORIA

A mi abuelita, mi mamá y mi hermana quienes me guiaron y con su sacrificio y esfuerzo construyeron los escalones para alcanzar esta meta. Las amo.

A mi Gisella, la mujer que me dio todo su amor y paciencia. Que en los momentos más difíciles estuvo ahí para escucharme y apoyarme, quien me da aliento para superarme cada día. Gracias por ser la luz de mi vida.

A mis amigas Johanna y Erika quienes se convirtieron en familia y ahora son personas irremplazables para mí.

Manuel Antonio Salazar Saltos

AGRADECIMIENTO

A Dios por proveernos de salud y sabiduría para culminar con éxito nuestra carrera universitaria.

A la Escuela Superior Politécnica de Litoral, por darnos la oportunidad de formarnos como profesionales, a los profesores quienes compartieron sus conocimientos en cada una de sus cátedras.

Al MSc. Fernando Sagnay quien a más de ser nuestro guía se convirtió en un gran amigo.

Manuel Antonio Salazar Saltos

Johanna Lisseth Zambrano Anchundia

TRIBUNAL DEL PROYECTO

MSc. Fernando Javier Sagnay Sares
PROFESOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Xavier Ernesto Vargas Gutierrez
COORDINADOR DE LA CARRERA

MSc. Danilo Andrés Arcentales Bastidas
TUTOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)

Manuel Antonio Salazar Saltos

Johanna Lisseth Zambrano Anchundia

RESUMEN

El presente proyecto investigativo detalla el análisis de los criterios para la correcta selección de un Sistema de Levantamiento Artificial tomando como objeto de estudio una muestra de sesenta pozos del Campo Petrolero JOMA perteneciente al Distrito Oriente Ecuatoriano.

Inicialmente se plantean doce criterios que según la bibliografía y en la experiencia de los profesionales son los de mayor influencia al momento de realizar la selección del sistema óptimo para un pozo con un conjunto de características propias. Posteriormente se clasifica el conjunto de pozos según la arena de la cual esté produciendo con la finalidad de obtener valores promedio de los criterios cuantitativos para posteriormente compararlos con los rangos operativos de cada uno de los Sistemas de Levantamiento Artificial.

De los criterios planteados inicialmente, luego del análisis de cada uno de ellos frente a la información de los pozos se consideró que algunos de ellos carecían de relevancia para este campo en específico ya los valores de los mismos

estaban dentro de los rangos operativos de todos los Sistemas de Levantamiento Artificial establecidos.

Luego de realizada dicha discriminación se elaboró una herramienta con los criterios preponderantes y los valores operativos de cada sistema la cual permite a quien la utilice determinar el o los Sistemas de Levantamiento Artificial más óptimos para las condiciones actuales y futuras del pozo.

Finalmente haciendo uso de esta herramienta se determinan los sistemas de levantamiento más adecuados a aplicar en los pozos que producen de las diferentes arenas, con estos resultados se determinará si los sistemas que actualmente operan en estos pozos son producto de una correcta selección.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	2
AGRADECIMIENTO	4
TRIBUNAL DEL PROYECTO	5
DECLARACIÓN EXPRESA	6
RESUMEN.....	7
INDICE GENERAL	9
ABREVIATURAS	14
SIMBOLOGÍA	15
ÍNDICE DE FIGURAS.....	16
ÍNDICE DE TABLAS.....	17
CAPÍTULO 1	19
INTRODUCCIÓN.....	19
1.1. Preámbulo	20
1.2. Planteamiento del problema	21
1.2.1. Descripción del problema	21
1.2.2. Justificación.....	22
1.2.3. Propuesta.....	23
1.3. Hipótesis.....	24

1.4. Objetivos.....	24
1.4.1. Objetivo general	24
1.4.2. Objetivos específicos	25
1.5. Metodología.....	26
CAPÍTULO 2	29
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	29
2.1. Descripción la Cuenca Oriente y del Campo JOMA	30
2.1.1. Antecedentes	30
2.1.2. Descripción del campo JOMA	31
2.1.3. Estratigrafía de la Cuenca Oriente	31
2.1.4. Características litológicas de las formaciones Productoras	33
2.1.5. Características del crudo en las diferentes arenas	35
2.2. Sistemas de Levantamiento Artificial	35
2.2.1. SLA por Bombeo Electro Sumergible	36
Beneficios y Limitaciones del Bombeo Electro sumergible	36
2.2.2. SLA por Bombeo Mecánico.....	37
Beneficios y Limitaciones del Bombeo Mecánico.....	38
2.2.3. Sistema de Gas Lift	39
2.2.4. SLA por Bombeo por Cavidad Progresiva	40
2.2.5. SLA por Bombeo Hidráulico	42
2.3. Mecanismos de Producción de Yacimientos	43
2.3.1. Empuje por Intrusión de Agua	43

2.3.2.	Empuje por Segregación Gravitacional	44
2.3.3.	Empuje por Gas en Solución	45
2.3.4.	Empuje por Capa de Gas	45
2.3.5.	Empuje Combinado	46
2.4.	Criterios generales a considerar en la Selección de los Sistemas de Levantamiento Artificial	46
2.4.1.	Tasa de Producción	46
2.4.2.	Corte de Agua	47
2.4.3.	Relación Gas/Líquido	48
2.4.3.	Viscosidad y Grados API	48
2.4.4.	Temperatura del Yacimiento	50
2.4.5.	Profundidad de Levantamiento	51
2.4.6.	Presión del Yacimiento	53
2.4.7.	Productividad del Pozo	54
2.4.8.	Disponibilidad de Energía Eléctrica	54
2.4.9.	Perfil del Pozo	54
2.4.10.	Problemas Esperados	55
2.4.11.	Localización del Pozo	56
2.4.12.	Mecanismo de Producción Natural del Yacimiento	57
CAPÍTULO 3	58
METODOLOGÍA	58
3.1.	Resumen de la Metodología	59

3.2.	Descripción del Alcance.....	59
3.3.	Selección del Campo de Estudio	61
3.4.	Criterios para la selección de un SLA	62
3.5.	Métodos de Selección de un Sistema de Levantamiento Artificial.....	64
3.5.1.	Análisis de Ventajas y Limitaciones de los SLA.....	65
3.6.	Rangos Operativos de los SLA	67
3.6.1.	Rango de Aplicación Bombeo Mecánico	67
3.6.2.	Rango de Aplicación Bombeo Electro sumergible	68
3.6.3.	Rango de Aplicación Bombeo Hidráulico.....	69
3.6.4.	Bombeo de Cavidad Progresiva	69
3.7.	Selección de Pozos para el Análisis	70
3.8.	Criterios de Selección Analizados.....	71
CAPÍTULO 4	73
ANÁLISIS DE RESULTADOS	73
4.1.	Resumen de los datos del campo.....	74
4.2.	Comparación cuantitativa de los criterios de selección de los diferentes SLA con los valores reales del campo.....	76
4.3.	Herramienta para la selección del sistema de levantamiento artificial..	86
4.4.	Guía para el manejo de la herramienta de selección del sistema de levantamiento artificial.....	88
4.5.	Implementación de la herramienta de selección para las diferentes arenas productoras del Campo JOMA.	89
4.5.1.	Arena productora Basal Tena.....	90

4.5.2. Arena productora Hollín Inferior.....	91
4.5.3. Arena productora Hollín Superior	92
4.5.4. Arena productora “T” Inferior	93
4.5.5. Arena productora “U” Inferior.....	94
4.5.6. Arena productora “U” Superior	95
CONCLUSIONES.....	97
RECOMENDACIONES.....	99

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
SLA	Sistema de Levantamiento Artificial
WOC	Water-Oil Contact
BLS	Barriles
RGL	Relación Gas-Líquido
BES	Bombeo Electro sumergible
PPM	Partes por Millón
LAG	Levantamiento Artificial por Gas
Scf	Estándar Cubic Feet
RGL	Relación Gas Líquido
GOR	Gas- Oil Relationship

SIMBOLOGÍA

°F	Grados Fahrenheit
Bpd	Barriles por día
STB/d	Stock Tank Barrels per Day
Psig	Pounds per Square inch, gauge
Ft	Feet
Ppm	Partes por Millón

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología de Trabajo	28
Figura 2.1 Estratigrafía de la Cuenca Oriente	33
Figura 4.1 Gráfico Comparativo de profundidades promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA.....	78
Figura 4.2 Gráfico Comparativo de tasas de producción promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA.....	80
Figura 4.3 Gráfico Comparativo de Temperatura promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA.....	82
Figura 4.4 Gráfico Comparativo de Gravedad API promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA.....	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Valores Promedios de Propiedades PVT del Campo JOMA	61
Tabla II. Rango de Aplicación del Levantamiento por Bombeo Mecánico.....	67
Tabla III. Rango de Aplicación del Levantamiento por Bombeo Electro Sumergible	68
Tabla IV. Rango de Aplicación del Bombeo Hidráulico.....	69
Tabla V. Rango de Aplicación del Bombeo de Cavidades Progresivas	69
Tabla VI. Datos de los parámetros de la Muestra de Pozos del Campo JOMA	75
Tabla VII. Datos de Profundidad Real de las arenas productoras del Campo JOMA y Profundidad Operativa de los SLA	77
Tabla VIII. Datos de tasa de producción real de las arenas productoras del campo JOMA y tasa de producción operativa de los SLA.....	79
Tabla IX. Datos de temperatura real de las arenas productoras del campo JOMA y temperatura operativa de los SLA.....	81
Tabla X. Datos de grados API real de las arenas productoras del campo JOMA y rangos de grados API operativos de los SLA.....	83
Tabla XI. Data Sheet para la Selección correcta del SLA a aplicar en un pozo con determinadas características	87

Tabla XII. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena Basal Tena - Campo JOMA.....	90
Tabla XIII. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena Hollín Inferior - Campo JOMA.....	91
Tabla XIV. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena Hollín Superior - Campo JOMA.....	92
Tabla XV. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena “T” Inferior- Campo JOMA.....	93
Tabla XVI. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena “U” Inferior- Campo JOMA.....	94
Tabla XVII. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena “U” Superior- Campo JOMA.....	95

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Preámbulo

En términos petroleros, un yacimiento se define como un cuerpo rocoso subterráneo que presenta la porosidad y permeabilidad necesaria para albergar y transmitir fluidos (petróleo, gas y/o agua), cuando se crea comunicación efectiva entre el yacimiento y la superficie, es decir, cuando se perfora un pozo, se genera un diferencial de presión que da origen al movimiento de los fluidos hacia la superficie, todo esto debido a la energía propia del reservorio.

Llega un momento en la vida productiva de un yacimiento en que la energía natural del mismo se agota y se presenta la necesidad de utilizar un sistema artificial que permita levantar los fluidos hasta la superficie. La correcta selección del sistema adecuado de levantamiento es de gran importancia para lograr el objetivo de manera eficiente, óptima y sobre todo que su aplicación sea económicamente atractiva.

La aplicación de los diferentes métodos de levantamiento artificial para el aumento de recobro de hidrocarburos en el oriente ecuatoriano a través de los años y sobre todo en los inicios de la invención de los mismos, se

ha realizado con un solo fin que es el de obtener la mayor producción posible de manera óptima.

Todos los sistemas de levantamiento artificial existentes tienen limitaciones mecánicas y añadiendo que no todos los pozos en la cuenca oriente ecuatoriana son iguales, esto debido a que los yacimientos de petróleo presentan características petrofísicas, composición de fluidos diferentes de acuerdo a la zona que se esté produciendo y en qué etapa de su vida productiva; es normalmente entendible que un mismo tipo de levantamiento no siempre ofrecerá los mismos resultados durante toda la vida productiva del pozo o para un grupo de diferentes pozos del mismo campo.

1.2. Planteamiento del problema

1.2.1. Descripción del problema

Las diferentes operadoras han aplicado sistemas de levantamiento artificial a los diferentes pozos petrolíferos teniendo en consideración solo el factor económico, logrando que el objetivo de aumentar la producción de hidrocarburos en la mayor

cantidad posible sea alcanzado con éxito, pero no de la manera más eficiente ocasionando efectos de conificación de agua debido a la acelerada succión de la bomba, gasificación del pozo por caídas súbitas de presión de fondo fluvente o simplemente que la mayoría de los pozos en la cuenca oriente ecuatoriana lleguen a la etapa de depletación en un corto período de tiempo. Esto debido a que existen muchos otros factores a considerar antes de la selección del tipo de levantamiento artificial para un pozo en particular y para la cuenta oriente en general.

1.2.2. Justificación

La importancia de la presente investigación radica en que el principal objetivo de la industria hidrocarburífera en Ecuador y a nivel mundial es potenciar y optimizar la producción de petróleo, por dicha razón, se hace imperativo que se disponga de una guía con información objetiva referente a los factores que inciden en el correcto funcionamiento de los diferentes Sistemas de Levantamiento Artificial, de esta manera logrará la correcta selección del sistema que más se adecue a las condiciones de determinado pozo logrando así alcanzar la producción óptima sin

olvidarse de conservar la integridad del yacimiento y considerando el aspecto económico como factor preponderante.

La factibilidad de esta investigación depende de información de campo la cual será proporcionada por la empresa SERTECPET, así como también recursos bibliográficos y técnicos los mismos que servirán de soporte para el desarrollo eficiente de la misma.

1.2.3. Propuesta

El presente proyecto propone una investigación que permita definir las consideraciones necesarias a tomar en cuenta para la correcta selección de un sistema de levantamiento artificial en la cuenca oriente ecuatoriana con la finalidad de aumentar de manera efectiva la producción de hidrocarburos, aumentando el tiempo de vida del pozo en el que será económicamente rentable.

Los datos para el análisis serán tomados de un conjunto amplio de pozos pertenecientes al campo de estudio para representar una muestra de la situación actual en la Operación del campo JOMA en el Distrito Oriente Ecuatoriano (nombre ficticio por uso

de datos confidenciales), el esquema general de las diversas condiciones y características bajo las cuales se opera en el oriente ecuatoriano, y así poder definir qué tipo de levantamiento artificial es el más adecuado de acuerdo a la disponibilidad de recursos de la empresa y de la zona a desarrollar.

1.3. Hipótesis

La selección del tipo de levantamiento artificial para la optimización de la producción de hidrocarburos se realiza de forma adecuada cuando se toma en cuenta todas las consideraciones planteadas tales como datos petrofísicos, productividad del pozo, datos mecánicos del pozo, facilidades existentes y recursos energéticos.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Analizar las condiciones bajo las cuales operan diferentes pozos, mecanismo de empuje del yacimiento, su productividad, problemas esperados y sus aspectos mecánicos, así también la disponibilidad de facilidades de superficie del campo, costos y

límites operacionales en los diferentes tipos de levantamiento artificial del distrito Oriente Ecuatoriano, para definir un conjunto de consideraciones a tomar en cuenta antes de la implementación de los mismos.

1.4.2. Objetivos específicos

- Analizar los Sistemas de Levantamiento Artificial mayormente utilizados en la Industria Petrolera Ecuatoriana para determinar tanto la eficiencia como la eficacia de cada uno de ellos sometidos a diferentes criterios.
- Examinar el escenario actual de los criterios de selección de los Sistemas de Levantamiento Artificial mediante los datos proporcionados por la empresa SERTECPET.
- Analizar cada uno de los criterios que pueden interferir en la selección de los Sistemas de Levantamiento Artificial.
- Realizar un Data Sheet que permita determinar los puntos mínimos necesarios para escoger el tipo de levantamiento a utilizar.

1.5. Metodología

El presente Proyecto de Titulación denominado “Consideraciones para la selección del Sistema de Levantamiento Artificial en el campo JOMA-Distrito Oriente Ecuatoriano” corresponde a la modalidad Proyecto de Investigación Documental y Descriptiva.

Es documental debido a que se apoya en sustentos de carácter documentado, es decir, datos reales, fuentes bibliográficas y hemerográficas; esto es, consultas de libros y ensayos de revistas, artículos o publicaciones respectivamente. Es descriptiva ya que se tomarán varios factores que inciden en la selección del Sistema de Levantamiento Artificial, los cuales serán caracterizados como objetos de estudio y se señalarán sus particularidades, además se empleará el método analítico y sintético con apoyo del método deductivo con la finalidad de dar respuesta a las interrogantes del tema a investigar. El desarrollo de esta investigación puede ser medido en cuatro etapas:

La primera etapa consiste en la indagación previa en el tema propuesto para determinar la problemática que gira en torno al mismo, y la mejor

forma de profundizar en el tema es mediante la recuperación bibliográfica haciendo uso de textos de carácter científico.

La segunda etapa se concentra en medir el alcance del proyecto, en determinar los objetivos que serán las directrices para la resolución del problema y posterior a ello se establecen las bases teóricas sobre las que se sustenta el presente tema.

La tercera etapa consiste recopilar información bibliográfica sobre la Cuenca Oriente y el campo JOMA; determinar los factores que afectan directamente a la hora de seleccionar un Sistema de Levantamiento Artificial, tomarlos como objeto de estudio y medir el grado de afectación en cada uno de los sistemas antes mencionados. Posteriormente se analizará cada sistema de levantamiento por separado para determinar sus beneficios y limitaciones.

De acuerdo a la forma de afectación de los diferentes criterios establecidos y las virtudes de cada Sistema de Levantamiento Artificial, determinar el más apropiado para cada escenario, esta información será presentada mediante una tabla de resultados los mismos que servirán a los investigadores para concluir y exponer sus recomendaciones con lo

cual da por terminada la cuarta etapa. Lo antes mencionado se muestra gráficamente en la siguiente ilustración:

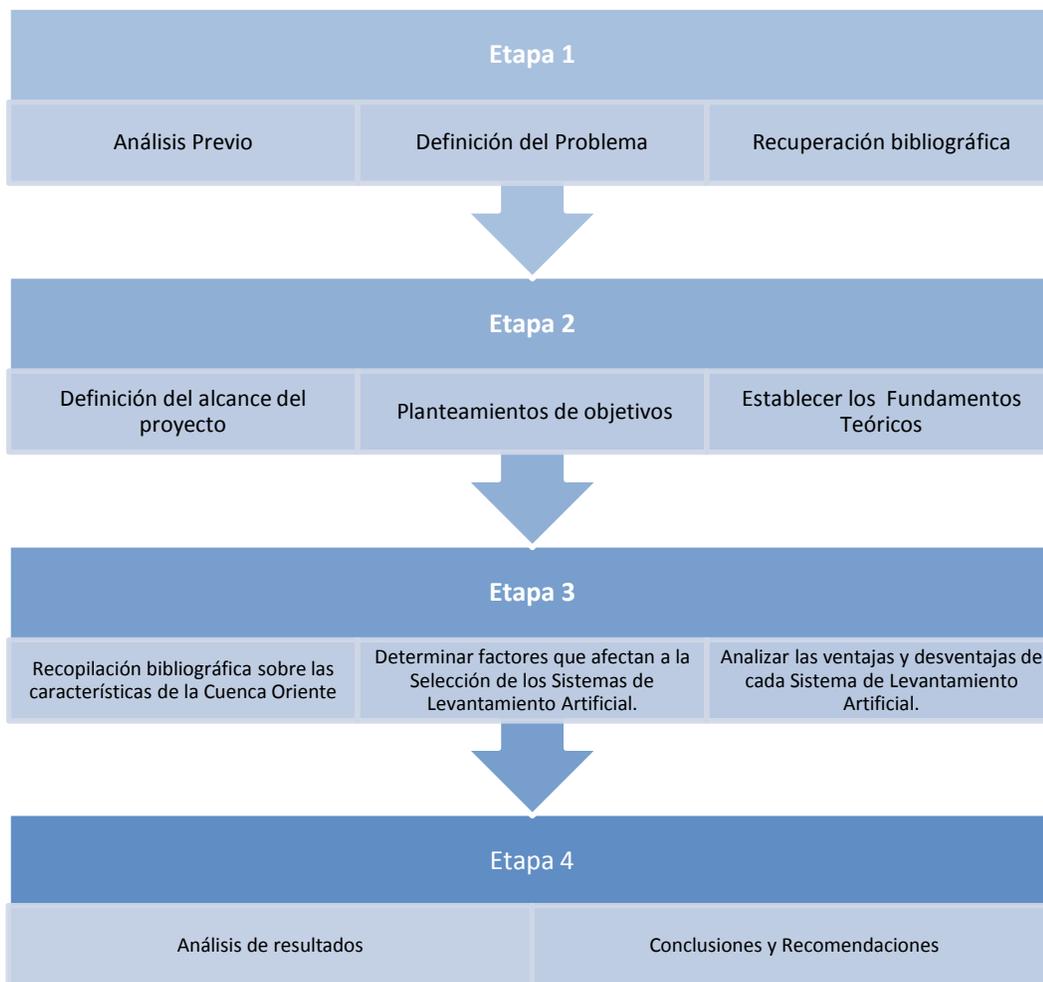


Figura 1.1 Metodología de Trabajo

Fuente: Salazar, M., Zambrano, J., 2017

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1. Descripción la Cuenca Oriente y del Campo JOMA

2.1.1. Antecedentes

La explotación petrolífera de la Cuenca Oriente se fragmenta en cuatro etapas características. Primero la Etapa de Exploración Inicial, la misma que se desarrolló durante los años sesenta, en la cual no se descubren acumulaciones económicamente atractivas de petróleo pero se determina que la misma presenta potencial petrolífero, con base a la existencia de afloramientos, al considerable espesor sedimentario, la presencia de una roca reservorio y de areniscas. En la Segunda Etapa comprendida entre 1967 y 1972, se establece como cuenca petrolera con el hallazgo de los campos Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y el Auca. Una Tercera Etapa comprendida entre 1972 y 1982 se caracteriza por las actividades exploratorias, en el que el mayor logro fue el descubrimiento del campo Libertador, considerado el cuarto por volumen de las reservas de la Cuenca. La Cuarta Etapa se caracteriza por una declinación en el índice de éxito exploratorio, además por la disminución de las dimensiones de los prospectos exploratorios y por el aumento en la densidad de

los crudos presentes en los reservorios. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

2.1.2. Descripción del campo JOMA

El campo JOMA fue descubierto en el año 1969 con la perforación del pozo exploratorio JOMA-01, el cual fue puesto en producción en el año 1972 de la arena Hollín inferior. Se encuentra ubicado al Noreste del Ecuador, en la región amazónica, en la provincia Francisco de Orellana. Cuenta con dos estaciones de producción, una al sur y otra al norte, y el total de pozos que se operan es de 290 pozos.

2.1.3. Estratigrafía de la Cuenca Oriente

El Oriente Ecuatoriano tiene un espesor sedimentario superior a los 35,000 pies, sus edades geológicas comprenden desde el Paleozoico hasta el Cuaternario. La estratigrafía del Oriente Ecuatoriano se detalla en tres amplios grupos, formaciones Pre-Cretácicas, Cretácicas y Terciarias (Torres Haz, 1989).

El grupo de las formaciones Pre-Cretácicas está conformado por Pumbuiza, Macuma, Santiago y Chapiza, cuyas edades geológicas comprenden desde el Paleozoico hasta el Jurásico (Torres Haz, 1989).

Las formaciones Cretácicas comprendidas entre las edades Albiano hasta Maestrichtienses son Hollín y Napo. La formación Hollín está formada por areniscas masivas blancas de grano que va desde fino, grueso o conglomerado, generalmente con estratificaciones cruzadas e intercalaciones de lutitas arenosas. La formación Napo se compone de tres secciones, la sección inferior está conformada por las arenas Napo Basal, Arenisca "T", Caliza "B" y Arenisca "U". La sección media comprende la Caliza "A" y Arenisca Glauconita "M-2" y por último la sección superior está formada por una secuencia de Calizas "M-2" y "M-1" (Torres Haz, 1989).

El grupo de las formaciones Terciarias se encuentra comprendido por las arenas Tena, Tiyuyacu, Orteguaza, Chalcana, Arajuno y Mesa las mismas que tienen edades desde Paleoceno hasta Pliopleistoceno.

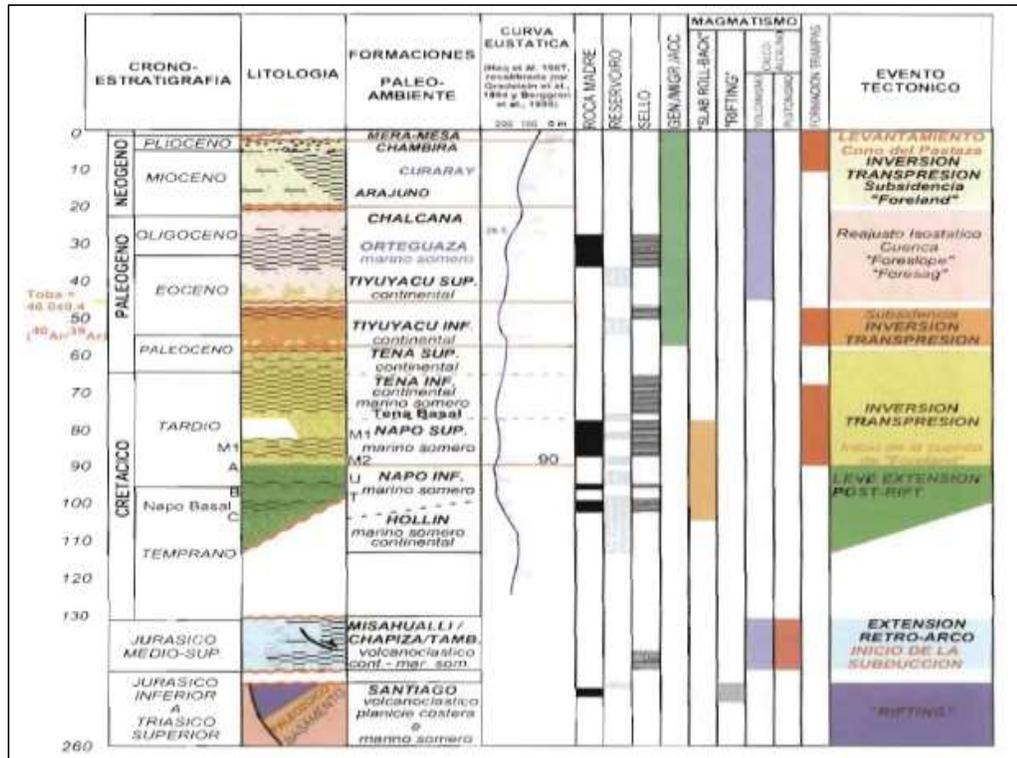


Figura 2.1 Estratigrafía de la Cuenca Oriente

Fuente: Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014

2.1.4. Características litológicas de las formaciones Productoras

Los principales yacimientos productivos del campo JOMA son Hollín Superior e Inferior, Napo "T", Napo "U" y Basal Tena, estas arenas están compuestas en sus partes inferiores por areniscas cuarzosas, típicamente limpias, con baja presencia de feldespatos.

En dichas formaciones existen dos tipos de empuje natural bien definidos por grupos. Las arenas Napo "U", Napo "T" y Basal Tena, por lo general se encuentra bajo la influencia de un tipo de empuje por gas en solución. La arena Hollín, tanto inferior como superior, se encuentran influenciadas por un tipo de empuje por acuíferos. Existen casos especiales en los cuales se presenta otro tipo de empuje en las formaciones mencionadas, todo dependerá de la litología y características geológicas del yacimiento que no son sujeto de estudio en el presente proyecto.

En la parte superior las litofacies areno-limosas se tornan cuarzo-glauconíticas y calcáreas. Un yacimiento con menor grado de importancia es la arenisca Tena Basal (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

La arenisca "U" se define como una arenisca cuarzosa, con baja presencia de feldespatos y fragmentos líticos, contiene minerales accesorios tales como circón, glauconita y muscovita. La porosidad de esta arenisca es intergranular con un valor promedio de 19%.

La arenisca “T” se caracteriza por ser grano medio a grueso aunque en pocas ocasiones finos parecidos a “U” con igual contenido de minerales. La porosidad también coincide con la “U” debido a que es intergranular con un valor promedio cercano a 18%, no obstante, los mejores valores de porosidad y permeabilidad se sitúan en la parte inferior de la arenisca.

2.1.5. Características del crudo en las diferentes arenas

El petróleo de la formación Napo “T” tiene una gravedad API promedio de 30.3°, de la formación Napo “U” de 25.3°, Hollín Inferior 27.1°, Hollín Superior 27.3° y en Basal Tena de 24.1°. En la mayoría de las arenas el predominio es de los crudos con API menores a 30°. Poseen una presión de burbuja promedio según la arena de Napo “T” 1293 psi, Napo “U” 1175 psi, Hollín Inferior 78 psi, Hollín Superior 550 psi y Basal Tena 807 psi.

2.2. Sistemas de Levantamiento Artificial

Son mecanismos externos a la formación productora empleados con la finalidad de aumentar el flujo de petróleo desde el fondo del pozo en producción hasta la superficie. Los sistemas de levantamiento artificial se

emplean en aquellos pozos donde la presión del reservorio es insuficiente para llevar los fluidos hasta la superficie (SLACOL, 2017).

2.2.1. SLA por Bombeo Electro Sumergible

Emplea secciones de bomba centrífugas instaladas por etapas, situadas en el subsuelo a lo largo del pozo desde el motor eléctrico de fondo hasta la cabeza de descarga, cuya función es aportar con la energía suficiente para levantar los fluidos aportados por la formación hasta superficie. La cantidad de etapas solo determina la presión de descarga del fluido mas no un aumento o disminución en su caudal. El diseño de las instalaciones de superficie requiere sobre todo líneas de alto voltaje para proveer la energía necesaria a los VSD y posteriormente al motor de fondo.

Beneficios y Limitaciones del Bombeo Electro sumergible

Beneficios	Limitaciones
<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="331 1549 867 1619">• Puede levantar volúmenes altos de líquido <li data-bbox="331 1654 818 1688">• Aplicables en Pozos Off Shore 	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="940 1549 1435 1583">• Profundidad Limitada (15000 ft) <li data-bbox="940 1654 1451 1722">• Problemas por presencia de sólidos

- Costos relativamente bajos
- Requiere elevados voltajes 1000 V(+/-)
- No presenta complicaciones en ambientes urbanos
- Fácil aplicación de tratamientos para evitar la corrosión y formación de escala
- No tolera temperaturas muy altas
- No presenta problemas por desviaciones significativas del hoyo.
- No es recomendado en pozos con productividad baja
- Diversidad de tamaños
- Los cables causan problemas de manejo de tubería
- Problemas con producción de alto GLR.

2.2.2. SLA por Bombeo Mecánico

Es el tipo de levantamiento artificial más antiguo y el que más rango de aplicación tiene debido a su sencillo principio de funcionamiento y estructura mecánica. Básicamente extrae el hidrocarburo del fondo succionándolo y transportándolo a la superficie mediante una cámara de almacenamiento que posee a la entrada una válvula viajera de retención de fluidos. Dicha succión ocurre debido a una válvula de retención fija en fondo y al

movimiento vertical ascendente y descendente inducido a la cámara mediante una sarta de varillas la cual está conectada a un balancín en superficie el cual genera el movimiento.

Este sistema es usado en la mayoría de casos para la extracción de petróleos con un bajo grado API (crudos pesados) cuando el pozo se encuentra en la etapa de depletación. La extracción es lenta, pero alarga la vida útil del pozo.

Beneficios y Limitaciones del Bombeo Mecánico

Beneficios	Limitaciones
<ul style="list-style-type: none"> • Diseño relativamente simple • Fácil de operar por el personal de campo • Aplicado a crudo altamente viscoso • Capacidad e operar a temperaturas elevadas • Puede emplear electricidad o combustible como fuente de energía • Permite controlar la tasa de producción mediante la variación 	<ul style="list-style-type: none"> • Efectividad del sistema se ve afectada por la presencia de gas • Desgaste severo en el equipo por presencia de sólidos. • Profundidades máximas Limitadas • Equipo de superficie requiere mucho espacio para su instalación • Aumentan los costos por pies de varillas convencionales • Bombea caudales relativamente

de la velocidad de embolada y longitud de carrera.

bajos.

- Facilidad para intercambio de unidades con diferentes pozos.
- Fácil reparación técnica
- Aplicable a huecos con completación múltiple y estrechos
- Desgaste en varillas en pozos desviados
- Problemas de fricción en pozos tortuosos
- Susceptible a la formación de parafinas

2.2.3. Sistema de Gas Lift

Este sistema de levantamiento artificial es el que más se asemeja al proceso de flujo natural del fondo del pozo a la superficie. Este proceso consiste en que, mientras el petróleo asciende a la superficie en el tubing se reduce la presión lo cual provoca que el gas en solución se convierta en gas libre, y este al ser más ligero que el petróleo reduce la densidad del fluido fluyente, a su vez reduce el peso de la columna hidrostática lo cual genera un mayor diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento dando como resultado una mayor producción de hidrocarburos.

Existen dos tipos de levantamiento por gas lift que son el de flujo continuo y flujo intermitente. En ambos casos se inyecta gas desde la superficie al pozo a través del espacio anular y luego progresivamente a la tubería de producción mediante la apertura de "válvulas de gas lift" con el fin de alivianar la columna de fluido.

2.2.4. SLA por Bombeo por Cavidad Progresiva

La bomba de cavidad progresiva es una de tipo desplazamiento positivo que consiste en dos partes: rotor, el cual es una estructura helicoidal de acero y el estator que está compuesto por un revestimiento tubular de acero y en su interior un recubrimiento de elastómero con forma helicoidal adaptada a la forma del rotor, lo cual constituye una hélice doble.

El rotor está conectado a una sarta de varillas la cual gira, y transmite movimiento al mismo, mediante un sistema de accionamiento en superficie. El rotor gira dentro del estator fijo, creando así la acción de bombeo necesaria para llevar los fluidos producidos a la superficie.

Beneficios y Limitaciones del Bombeo de Cavidad Progresiva

Beneficios

- Manejo de fluidos altamente viscosos
- Costos Operativos bajos
- Costos de instalación bajos
- Eficiente en el manejo de arena
- La presencia de gas no bloquea la bomba
- Amplio rango de producción
- Por su tamaño son ideales para operaciones costa afuera

Limitaciones

- El elastómero tiene a hincharse por reacciones con el fluido producido
- Cuando se trabaja en seco pueden ocurrir daños en el estator
- Desgaste por contacto entre varillas en pozos direccionales y horizontales
- Para sustituir la bomba se hace necesario remover la tubería de producción.
- La temperatura es un factor importante a considerar dentro del diseño.

2.2.5. SLA por Bombeo Hidráulico

La bomba jet es una clase especial de bomba hidráulica cuyo principio de levantamiento se basa en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y el fluido producido, cuando el fluido inyectado atraviesa el nozzle en el fondo del pozo, se produce la transformación de energía potencial en energía cinética

(Principio de Venturi) lo que finalmente causa la producción de fluidos desde el reservorio.

A la vanguardia de la Tecnología, en SERTECPET se han desarrollado bombas Jet propias de la empresa que son la Bomba Jet Claw Directa y Jet Claw Reversa.

Beneficios del Bombeo Hidráulico Directa y Reversa

Directa	Reversa
<ul style="list-style-type: none"> • Minimiza pérdida por fricción. • Su metalurgia le permite 	<ul style="list-style-type: none"> • Es utilizado en evaluaciones de pozos con técnicas de TCP y DST. • No requiere presiones

trabajar en operaciones de recuperación de ácidos y solventes.

superficiales mayores a 2500 psi.

- Trabaja en pozos verticales, horizontales y desviados.
- Fácil y rápido mantenimiento de la bomba.
- Volúmenes considerables de gas libre pueden ser manejados sin desgaste excesivo.

2.3. Mecanismos de Producción de Yacimientos

Aportan con la energía necesaria para que los fluidos presentes dentro del yacimiento puedan ser desalojados hacia el pozo. Estos empujes se refieren a la energía natural que tiene el yacimiento. En un reservorio pueden existir cinco tipos de mecanismos de empuje, de los cuales, se da el caso de que uno de ellos es el que prevalece sobre los demás mecanismos, los demás mecanismos ejercerían ayuda adicional.

2.3.1. Empuje por Intrusión de Agua

Los yacimientos en los que predomina este tipo de empuje se caracterizan porque no presentan capa de gas, inicialmente la presión del yacimiento es superior a la presión de burbuja.

Cuando comienza la producción de fluidos la presión se reduce y se produce un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo (WOC), de acuerdo a la mecánica de flujo de medios porosos, el acuífero reacciona de tal manera que ocupa el espacio poroso que antes de la producción estaba ocupada por petróleo lo cual produce dos efectos, primero ayuda a mantener la presión y segundo permite el desplazamiento inmiscible del crudo que se encuentra en la parte invadida (Hernandez de la Bastida, 2013).

2.3.2. Empuje por Segregación Gravitacional

El mecanismo de empuje por segregación gravitacional se da como resultado de la diferencia de densidades de los fluidos del reservorio. Pese a la agitación que pueda ocurrir, el líquido más denso descansará en la parte inferior del yacimiento, mientras que el menos denso yace sobre el fluido más denso, los fluidos se separan debido a las fuerzas gravitacionales que actúan sobre estos y por su naturaleza inmiscible. Cuando un yacimiento presenta este tipo de mecanismo de empuje, el gas se libera conforme se produce el crudo, moviéndose hacia el tope mientras

que el petróleo se mueve hacia abajo debido a la permeabilidad vertical (Hernandez de la Bastida, 2013).

2.3.3. Empuje por Gas en Solución

La presión del yacimiento con este tipo de empuje generalmente se encuentra por encima de la presión de burbuja, en consecuencia no hay presencia de gas libre. La fuente de energía se origina por a la expansión de los fluidos dentro del reservorio que se pone a producir el pozo y se produce una diferencia de presión, adicionalmente, pero normalmente despreciable, ocurre una expansión en el agua connata y en la roca (Hurtado Dominguez, 2007).

2.3.4. Empuje por Capa de Gas

Sucede cuando la presión inicial del yacimiento es menor que la presión de burbuja, lo que significa que el petróleo está saturado de gas y por lo tanto hay presencia de gas libre en el yacimiento. Conforme se produce el petróleo la capa de gas se expandirá actuando como pistón ayudando a mantener la presión del

yacimiento, además mientras declina la presión del reservorio por la producción, se liberará gas del petróleo saturado (Hurtado Dominguez, 2007) .

2.3.5. Empuje Combinado

Existen escenarios en los cuales, un yacimiento además de estar saturado también se encuentra en contacto con un acuífero, es estos casos los mecanismos de empuje descritos previamente contribuyen en el empuje de petróleo, significa que conforme se produce el petróleo tanto la capa de gas como el acuífero se expandirán, esto puede ser contraproducente ya que causará que el WOC suba lo cual origina problemas de producción severos (Hernandez de la Bastida, 2013) .

2.4. Criterios generales a considerar en la Selección de los Sistemas de Levantamiento Artificial

2.4.1. Tasa de Producción

Es considerado el parámetro más importante en la selección del sistema de levantamiento artificial, puede valorarse mediante las

curvas de influjo y eflujo, debido a que son estas las que muestran el comportamiento de los fluidos del reservorio hacia el pozo.

Básicamente es un parámetro a considerar necesario para no tener un pozo con un SLA sobre o subestimado. Lo cual generaría problemas operacionales y económicos (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.2. Corte de Agua

El corte de agua influye de forma directa en el volumen total de producción, la mayoría de los pozos en Ecuador producen altos volúmenes de agua, por ejemplo, de cada 2000 BLS de líquido producido, tan solo 200 BLS corresponden a petróleo. Los altos cortes de agua influyen negativamente en el comportamiento de la afluencia por el efecto de las permeabilidades relativas. Producir agua implica una pérdida de presión adicional en el tubing causada por efecto de su densidad (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.3. Relación Gas/Líquido

Este parámetro influye particularmente en el diseño de los mecanismos de levantamiento artificial debido a que generalmente todos los sistemas pierden eficiencia cuando a medida que se incrementa el RGL. Uno de los mecanismos que se emplean preferentemente cuando existe alto RGL es el levantamiento con gas en flujo continuo, siempre y cuando el gas producido por la formación no sea excesivo, esto significa que si la inyección adicional de gas puede aliviar la presión pero por el contrario cuando se adiciona más gas incrementa la presión de fondo y como resultado se obtendrá menos eficiencia en el sistema (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.3. Viscosidad y Grados API

El levantamiento de crudo se dificulta a medida que disminuye la gravedad API, debido al aumento de la viscosidad del mismo. Manejar crudos con alta viscosidad ocasiona problemas en casi todos los sistemas de levantamiento artificial, en el bombeo mecánico provoca pérdidas por fricción, sobrecarga en las varillas y un notable aumento en el efecto de flotabilidad de las mismas,

afecta también el torque máximo aplicado sobre la barra pulida y determina el peso sobre la bomba.

En lo que concierne a bombas electrosumergible, el efecto de este parámetro se debe a la resistencia que presentan los fluidos a fluir, en consecuencia, provocan pérdidas por fricción en la tubería y discos, lo cual significa que se debe aplicar más energía al equipo y disminuye la capacidad de levantamiento.

En los sistemas de levantamiento por gas, la viscosidad puede generar problemas ya que resulta muy difícil levantar una columna de petróleo pesado únicamente con un tapón de gas.

Los métodos de levantamiento artificial preferibles para este escenario son el bombeo hidráulico o bombas de cavidades progresivas, en el primer caso se puede inyectar diluyentes al pozo junto con el fluido de potencia con la finalidad de disminuir la viscosidad pero el uso de dichos químicos puede generar costos adicionales en la operación, por otro lado, las bombas de cavidad progresiva no presentan complicaciones por altos valores de viscosidad, todo lo contrario, la composición de crudos pesados

provocan menos daños que los livianos en este tipo de levantamiento.

Los crudos livianos poseen compuestos similares a los del elastómero provocando así que puedan penetrar en el mismo ocasionando hinchamientos, este efecto provocará en consecuencia un aumento en el torque, un resultado severo del hinchamiento es el desgarre en el estator (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.4. Temperatura del Yacimiento

La temperatura representa una limitación fundamentalmente por los daños en los equipos de fondo de los sistemas de levantamiento los cuales no están diseñados para soportar condiciones de temperatura elevada. Cuando se manejan temperaturas superiores a 200°F por ninguna razón se debe emplear como mecanismo de producción la bomba de cavidades progresivas, esto debido a que el elastómero está diseñado para soportar un límite térmico, si la temperatura del yacimiento supera dicho límite este se fragilizaría, rigidizaría y causaría degradación en el mismo.

Cuando se desea emplear una bomba electro sumergible, la temperatura juega un importante rol en los componentes de la misma tales como los sellos de la bomba y la cubierta de los conductores, o por otro lado las altas temperaturas pueden generar corto circuito en alguna de las fases.

Las bombas hidráulicas tipo jet pueden operar con temperaturas hasta 500°F siempre y cuando sus equipos estén fabricados con materiales resistentes a elevadas temperaturas.

De manera general, para producir fluidos de yacimientos con altas temperaturas de fondo es preferible emplear métodos de levantamiento artificial por gas o bombeo mecánico convencional (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.5. Profundidad de Levantamiento

Un criterio limitante en la aplicación de sistemas de levantamiento artificial es la profundidad del pozo ya que el caudal esperado depende cuan profundo sea el pozo y los métodos de bombeo obedecen a la profundidad de asentamiento de la bomba, por otro lado, parámetros como la gravedad API y la temperatura también

se ven influenciados por efecto de la profundidad del pozo. Conforme aumenta la profundidad incrementan los problemas tales como requerimiento de potencia, daño en cables, deslizamiento de líquido, rotura de cabilas, etc.

El bombeo mecánico generalmente es aplicado en pozos someros, pese a que la bomba de subsuelo tiene la capacidad de levantar fluidos desde grandes profundidades existen otros factores que limitan el empleo de este método tales como la potencia requerida, la longitud y el esfuerzo de las varillas, la longitud de carrera, la carga y la fricción; algo similar ocurre en las bombas de cavidad progresiva.

La aplicación de una bomba electrosumergible a grandes profundidades reduce considerablemente su eficiencia debido a los daños en los equipos debido a las altas temperaturas y a los requerimientos de potencia para el funcionamiento de la bomba.

Los mecanismos de recuperación artificial a gas son aplicables a pozos poco profundos ya que a medida que aumenta la profundidad aumentan los requerimientos de volúmenes de gas

de inyección, presión de inyección y compresión del gas, a excepción del método de inyección intermitente de gas el cual es aplicable a pozos de hasta 12000 pies de profundidad.

En términos generales el método que mejor se acomoda a este criterio es el bombeo hidráulico de tipo pistón o jet, pese a que presentan algunas limitantes que tienen que ver más con el factor económico. Este método es capaz de recuperar fluidos desde 20.000 pies de profundidad (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.6. Presión del Yacimiento

La energía necesaria para levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie está dada por la diferencia entre la energía estática del yacimiento y la presión de fondo fluyente del pozo. En el momento en que la presión estática declina lo suficiente impide que los fluidos sean levantados de forma natural y obligadamente se ve en la necesidad de aplicar un sistema de levantamiento artificial.

En los sistemas de bombeo en general, la presión del pozo establece la capacidad de bombeo y el tamaño de la bomba que

se requiere instalar, además de los equipos de superficie y la sumergencia óptima de la bomba de subsuelo (Carrillo Luciani, 2010) .

2.4.7. Productividad del Pozo

Este parámetro depende exclusivamente del yacimiento y del pozo. Son pocos los casos en los que el Índice de Productividad permanece constante a lo largo del tiempo y eso se debe a que la tasa de producción varía proporcionalmente a al abatimiento del pozo (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.8. Disponibilidad de Energía Eléctrica

El bombeo mecánico, las bombas hidráulicas y bombeo electrosumergible presentan altos requerimientos respecto a suministro de energía eléctrica, para las BES es necesario que el voltaje suministrado permanezca estable. Este criterio tiene mucha relación con la localización del pozo (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.9. Perfil del Pozo

El bombeo mecánico y las bombas de cavidad progresiva presentan problemas de carga y deterioro de los equipos cuando

se implementan en pozos con alto grado de desviación. Para estos casos, las mejores alternativas son las bombas hidráulicas y electro sumergible, pero por excelencia el sistema de levantamiento artificial por inyección de gas es el preferido, las válvulas del sistema pueden ser operadas con guaya fina sin inconvenientes en pozos con hasta 70° de desviación (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.10. Problemas Esperados

La producción de arena representa un aspecto muy importante a considerar en la selección del sistema de levantamiento artificial a emplear ya que en todos los casos produce erosión en los equipos y la acumulación de arena sobre el las bombas de subsuelo ocasionan severos problemas al tratar de recuperarlas.

El bombeo mecánico se ve gravemente limitado por la producción de arena, tanto así que solo puede manejar 0.1% de arena, de la misma manera, la bomba electro Sumergible es capaz de manejar valores inferiores a 200 ppm de arena y el fluido motriz del bombeo hidráulico debe contener menos de 10 ppm de sólidos.

Para estos casos el sistema de levantamiento artificial recomendado son las bombas de cavidad progresiva y sistemas por inyección de gas, a excepción del LAG intermitente que podría presentar problemas en la válvula de retención debido a la presencia de arena (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.11. Localización del Pozo

La localización del pozo ya sea costa afuera, zona urbana o no urbana, y las fuentes de electricidad o la disponibilidad de gas de inyección, son significativos para la selección adecuada del sistema de levantamiento artificial. En zonas urbanas o áreas con poblaciones vecinas se debe tener en consideración factores como seguridad y contaminación ambiental, para tales escenarios es preferible emplear bombas de cavidad progresiva o bombas electro sumergible, por lo contrario en zonas no urbanas es aconsejable bombeo mecánico convencional por el espacio que ocupa o bombeo hidráulico debido a las altas presiones que maneja en superficie.

Por otro lado, para los métodos de LAG se requiere que exista disponibilidad suficiente de gas y la infraestructura adecuada para su compresión (Carrillo Luciani, 2010).

2.4.12. Mecanismo de Producción Natural del Yacimiento

El tipo de yacimiento o empuje natural bajo el cual este influenciado el mismo, influye sobre todo en la vida futura de pozo. Siendo el más significativo por capa de gas, debido a que dichos yacimientos en un tiempo determinado, el GLR aumenta de manera significativa reduciendo la producción del líquido súbitamente.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1. Resumen de la Metodología

En el presente capítulo se presenta el desarrollo de la metodología aplicada al proyecto investigativo, el mismo que involucra el estudio de los SLA, sus beneficios y limitaciones así como también el análisis de las características de una muestra de sesenta pozos perteneciente al campo JOMA perteneciente al Distrito Oriente Ecuatoriano. Este análisis permitirá a quien haga uso de esta investigación tener un panorama claro de las consideraciones que se tienen al momento de realizar la selección del SLA adecuado para un pozo con un grupo de características petrofísicas, de producción, mecánico y sobre todo económico.

3.2. Descripción del Alcance

En el presente trabajo se ofrece una metodología para agrupar un conjunto de características que influyen en los criterios preponderantes en la selección de un SLA, el problema radica en que los criterios que influyen en la selección de un sistema determinado no son necesariamente los mismos a considerar en otro.

El principal aporte de este trabajo es la sistematización del proceso de selección a través la organización racional y simplificada de los factores y de la incidencia de cada uno de ellos frente a cada sistema.

Las consideraciones que inciden en los SLA están ligadas a un amplio conjunto de variables, las cuales pertenecen a diferentes áreas de la Ingeniería en Petróleo tales como ingeniería en yacimientos, ingeniería de producción, incluso el área de perforación y completación.

La inclinación dominante en la industria hidrocarburífera frente a la selección de SLA es escoger aquel sistema que mejor se adapte a cada pozo y que implique la menor inversión y costos bajos de producción con la finalidad de obtener mayores beneficios económicos, sin embargo el alcance de este proyecto se reducirá al análisis de los cuatro SLA mayormente empleados ampliamente en Ecuador:

- Bombeo Electro sumergible
- Bombas de Cavidades Progresivas
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Mecánico

3.3. Selección del Campo de Estudio

El campo JOMA se divide en dos áreas características Zona Norte y Zona Sur, cuyos parámetros petrofísicos varían de una zona a otra y se está produciendo de diferentes arenas lo cual se consideró oportuno para tener una gama amplia de datos dentro de un mismo conjunto de pozos.

Además existen estudios previos sobre valores promedios de las propiedades PVT en el campo seleccionado, los cuales se presentan en la Tabla 1:

Tabla I. Valores Promedios de Propiedades PVT del Campo JOMA

CAMPO	ARENA PRODUCTORA	PRESIÓN DE BURBUJA (Pb) Psi	TEMPERATURA DE YACIMIENTO (Ty) °F	GRAVEDAD API °API	RELACIÓN GAS-PETROLEO (GOR) Scf/STB
JOMA	HOLLÍN INFERIOR	180	236	31,6	8
	HOLLÍN SUPERIOR	120	237	28,9	17
	NAPO "T"	820	233	27,4	127
	NAPO "U"	430	228	17,1	84
	BASAL TENA	807	181	24,1	150

Fuente: Petroamazonas, 2009

3.4. Criterios para la selección de un SLA

Antes de comenzar a describir cada uno de los criterios que se consideran a la hora de seleccionar un SLA es importante señalar que existe una infinidad de literatura respecto a lo que debe ser un criterio para dicha selección, en lo que respecta a esta investigación, se analizarán doce factores que los investigadores consideran preponderantes al momento de la selección.

Se define la palabra criterio como juicio, regla o norma a la cual se establece un juicio o se toma una determinación. Partiendo de esta definición, los criterios que inciden en los SLA representan un número significativo de variables que deben ser estudiadas, analizadas, evaluadas y finalmente comparadas, muchos de los cuales se encuentran estrechamente ligados con la Ingeniería de Producción y otros, no menos relevantes, relacionados al área de Ingeniería en Yacimientos (WordReference.com, 2005) .

El tipo de levantamiento para un pozo determinado debe ser influenciado por la data recopilada, esto implica que el SLA será seleccionado no por un diseño óptimo sino por las limitaciones físicas y por criterios económicos.

A continuación se exponen los criterios entorno a los cuales gira la determinación de la correcta selección de un SLA para un pozo con determinadas características.

- i. Mecanismos Naturales de Producción
- ii. Tasa de Producción de Líquido
- iii. Fuente de Energía Disponible
- iv. Profundidad de Levantamiento
- v. Perfil del pozo
- vi. Relación Gas-Líquido
- vii. Grados API
- viii. Manejo de Sólidos
- ix. Presión de Reservorio
- x. Fracción de agua
- xi. Temperatura de Yacimiento
- xii. Costos Operativos

3.5. Métodos de Selección de un Sistema de Levantamiento Artificial

Uno de los objetivos más importantes en la industria petrolera es realizar todas sus operaciones de manera eficiente y sobre todo que requieran la mínima inversión, de la misma manera ocurre cuando de seleccionar un SLA se trata, ya que se escoge aquel que sea más económico pero que permita alcanzar la producción deseada.

Los métodos utilizados para la selección de un SLA para un pozo en particular dependen básicamente de las necesidades y de los recursos de los que dispone la empresa. Estos métodos incluyen:

- La disponibilidad del SLA en el área en que se lo va a aplicar.
- El SLA que ha funcionado apropiadamente en campos con características similares.
- Análisis de la presión de yacimiento y productividad del pozo.
- Análisis de ventajas y desventajas de cada sistema.
- Determinar que SLA permite levantar los fluidos a la tasa deseada y de las profundidades requeridas.

- Evaluación de Costos de instalación, operación y mantenimiento de cada SLA.

Los tres últimos métodos serán objeto de análisis en este proyecto.

3.5.1. Análisis de Ventajas y Limitaciones de los SLA

Un aspecto importante a puntualizar es respecto al Sistema de Levantamiento por Gas, el cual no será considerado en el análisis de esta investigación debido a que actualmente en el Ecuador su uso se ha visto limitado a solo una mínima proporción de la totalidad de los pozos con SLA, esto debido básicamente a que dicho sistema es óptimo para pozos con altas presiones, valores bajos de viscosidad y con profundidades poco representativas; en nuestro país los pozos que se encuentran en el Distrito Oriente en su mayoría presentan un alto grado de depletación, producen crudos pesados (alta viscosidad) y producen de arenas que se encuentran a profundidades que superan los 9000 ft de profundidad. El último factor es uno de los más representativos debido a que implica que en el fondo del pozo se maneja una presión hidrostática promedio de aproximadamente 4000 psi.

Para esto se requiere una fuente de gas a alta presión capaz de alivianar el peso de la columna hidrostática lo cual representa todo un desafío, primero porque se presenta la limitante del recurso gas el cual no es un fluido del que se dispone con facilidad, ahora, suponiendo que se logra obtener el volumen de gas necesario, también se requiere de los equipos y facilidades para darle el tratamiento adecuado a fin de que logre obtener las características propias del sistema de levantamiento, dichos equipos tienden a ser muy costosos y su implementación requiere realizar una modificación en las facilidades existentes, lo cual implica un costo adicional.

El análisis de los SLA gira en torno a los rangos operativos de cada uno de ellos, es por eso que en el siguiente apartado se establecerán los valores entre los cuales, que según la literatura, opera cada uno de estos mecanismos artificiales de producción.

3.6. Rangos Operativos de los SLA

3.6.1. Rango de Aplicación Bombeo Mecánico

Tabla II. Rango de Aplicación del Levantamiento por Bombeo Mecánico

Parámetro	Rango
Tasa de Flujo (STB/d)	5 a 5000
RGL (Scf/BBL)	Bajo a Moderado
Gravedad API °API	≥ 8°
Profundidad de Levantamiento (ft)	100 a 15000
Migración de Finos	Bajo a Moderado
Perfil del Pozo	Verticales o con leve desviación
Temperatura (°F)	100 a 550

Fuente: Weatherford, 2015

3.6.2. Rango de Aplicación Bombeo Electro sumergible

Tabla III. Rango de Aplicación del Levantamiento por Bombeo Electro Sumergible

Parámetro		Rango
Tasa de Flujo	(STB/d)	200 a 30000
RGL	(Scf/BBL)	Bajo
Gravedad API	°API	> 10°
Profundidad de Levantamiento	(ft)	1000 a 15000
Migración de Finos		Bajo
Perfil del Pozo		Indiferente
Temperatura	(°F)	100 a 460

Fuente: Weatherford,2015

3.6.3. Rango de Aplicación Bombeo Hidráulico

Tabla IV. Rango de Aplicación del Bombeo Hidráulico

Parámetro		Pistón	Jet
Tasa de Flujo	(STB/d)	50 a 4000	300 a 15000
RGL	(scf/STB)	Moderado	Moderado
Gravedad API	°API	≥ 8°	≥ 8°
Profundidad de Levantamiento	(ft)	3900 a 16000	4900 a 15000
Migración de Finos	(ppm)	Bajo	Moderado
Perfil del Pozo		Indiferente	Indiferente
Temperatura	(°F)	100 a 500	100 a 500

Fuente: Weatherford,2015

3.6.4. Bombeo de Cavidad Progresiva

Tabla V. Rango de Aplicación del Bombeo de Cavidades Progresivas

Parámetro		Rango
Tasa de Flujo	(STB/d)	5 a 5000
RGL	(Scf/BBL)	Moderado
Gravedad API	°API	≤ 35°

Profundidad de Levantamiento	(ft)	2000 a 10000
Migración de Finos		Alto
Perfil del Pozo		Verticales o Ligera desviación
Temperatura	(°F)	75 a 350

Fuente: Weatherford,2015

3.7. Selección de Pozos para el Análisis

Como se mencionó en apartados anteriores, para el presente análisis se tomó de forma aleatoria una muestra de 60 pozos del campo JOMA, 30 de la zona Norte y 30 de la zona Sur, esto permitirá tener datos de pozos que producen de diferentes arenas: Basal Tena, Hollín Inferior y Hollín Superior, T Inferior, T Superior, U Inferior y U Superior.

Tener datos de pozos que producen de diferentes arenas conlleva a tener una amplia gama de características que a su vez son los criterios que se analizarán para la selección del o los SLA apropiados para la implementación en dicho campo.

La data se clasifica por arena productora, se obtienen los valores máximos, mínimos y promedios de los criterios cuantitativos, dichos valores servirán posteriormente para la comparación con los rangos de operación teóricos de cada SLA.

3.8. Criterios de Selección Analizados

La bibliografía muestra un amplio conjunto de criterios en los que se basa la selección adecuada de un Sistema de Levantamiento Artificial, sin embargo, el análisis detallado de cada uno de ellos se aleja del alcance del presente proyecto.

Se descartaron criterios que se consideraron repetitivos, redundantes o que su influencia no es directa en el SLA o que se pueden corregir con métodos externos a los sistemas, esto con la finalidad de simplificar la investigación y que el análisis a realizarse sea lo más óptimo posible, ahorrando tiempo lo cual en la industria petrolera es un factor crucial y limitante.

Se seleccionaron doce criterios con base en las referencias bibliográficas consultadas y entrevistas a expertos en el tema, las mismas que se analizaron por separado sin un orden jerárquico entre ellas.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Resumen de los datos del campo

En el campo JOMA se produce de seis arenas diferentes, cabe aclarar que cada pozo produce una arena en específico en un tiempo determinado por cuestiones de normas de regulación.

En la tabla 6 se presentan los valores promedios de las propiedades y características reales de mayor relevancia del campo, datos con los cuales se realizará la comparación con los rangos operativos teóricos de los diferentes sistemas de levantamiento artificial obtenidos de la bibliografía.

Tabla VI. Datos de los parámetros de la Muestra de Pozos del Campo JOMA

DATOS DEL RESERVORIO			PROPIEDADES DEL FLUIDO						PRODUCTIVIDAD DEL RESERVORIO
Arena Productora		Presión Reservorio (psig)	Temperatura (°F)	Gravedad API	Corte de Agua BSW	GOR (scf/STB)	Profundidad de Reservorio(ft)		Tasa de Producción Actual (stb/d)
							MD (ft)	TVD (ft)	
BT	Dato	1500	228	18	80%	60	8827	8827	393
HI	Max	4500	236	31.6	79%	8	12135	10300	449
	Min	1400	236	28.9	1%	8	11009	10151	130
	Promedio	2600	236	30.7	33%	8	11418	10216	262
HS	Max	4200	237	29	88%	17	12415	11281	1730
	Min	1400	237	29	1%	17	10193	10148	70
	Promedio	3027	237	29	27%	17	11049	10317	452
TI	Max	4400	233	30	102%	412	11853	10332	881
	Min	1400	215	27	1%	127	9959	9143	56
	Promedio	2203	232	28	16%	146	10613	9992	409
UI	Max	4200	228	29	80%	127	11557	9991	2120
	Min	1150	228	18	0%	70	9875	9456	60
	Promedio	1796	228	24	29%	88	10418	9812	459
US	Dato	2920	228	29	60%	127	10322	10013	1523

Fuente: SERTECPET.,2017
 Elaborado: Salazar, M., Zambrano, J.

4.2. Comparación cuantitativa de los criterios de selección de los diferentes SLA con los valores reales del campo.

Los criterios seleccionados cuantificables se compararon, mediante el uso de gráficos con los datos reales del campo JOMA, para percibir de mejor manera los parámetros a considerar como no influenciados al momento de la selección apropiada del Sistema de levantamiento artificial para el campo.

Cada gráfico mostrado representa los datos promedios teóricos operativos y reales de los sistemas de levantamiento artificial y el campo respectivamente.

Se considera como un parámetro no influenciable para la selección del SLA en el campo, cuando los valores promedios reales encajan en el rango operativo de todos los sistemas de levantamiento seleccionados.

Dichos gráficos se muestran a continuación con su respectiva tabla de datos.

Tabla VII. Datos de Profundidad Real de las arenas productoras del Campo JOMA y Profundidad Operativa de los SLA

SLA	Profundidad Operativa TVD (ft)		Profundidad Operativa TVD (ft)
	Mínima	Máxima	Promedio
Bombeo Mecánico	100	16000	8050
PCP	2000	6000	4000
BES	1000	15000	8000
BH Jet	5000	15000	10000
BH Pistón	7500	17000	12250
Formaciones Productoras			
Basal Tena	-	-	8827
Hollin Inferior	-	-	10216
Hollin Superior	-	-	10317
T inferior	-	-	9992
U Inferior	-	-	9812
U superior	-	-	10013

Fuente: Salazar, M., Zambrano, J,2017



Figura 4.1 Gráfico Comparativo de profundidades promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA

Fuente: Salazar, M., Zambrano, J., 2017.

Tabla VIII. Datos de tasa de producción real de las arenas productoras del campo JOMA y tasa de producción operativa de los SLA

SLA	Tasa de Producción Operativa BPD		Tasa de Producción Operativa BPD
	Mínima	Máxima	Promedio
Bombeo Mecánico	5	1500	752.5
PCP	5	2200	1102.5
BES	100	30000	15050
BH Jet	300	4000	2150
BH Pistón	50	500	275
Formaciones Productoras			
Basal Tena	-	-	393
Hollin Inferior	-	-	262
Hollin Superior	-	-	452
T inferior	-	-	409
U Inferior	-	-	459
U superior	-	-	1523

Fuente: Salazar, M., Zambrano, J, 2017



Figura 4.2 Gráfico Comparativo de tasas de producción promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA

Fuente: Salazar, M., Zambrano, J., 2017.

Tabla IX. Datos de temperatura real de las arenas productoras del campo JOMA y temperatura operativa de los SLA.

SLA	Temperatura Operativa °F		Temperatura Operativa °F
	Mínima	Máxima	Promedio
Bombeo Mecánico	100	550	325
PCP	75	250	162.5
BES		400	400
BH Jet	100	500	300
BH Pistón	100	500	300
Formaciones Productoras			
Basal Tena	-	-	228
Hollin Inferior	-	-	236
Hollin Superior	-	-	237
T inferior	-	-	232
U Inferior	-	-	228
U superior	-	-	228

Fuente: Salazar, M., Zambrano, J, 2017

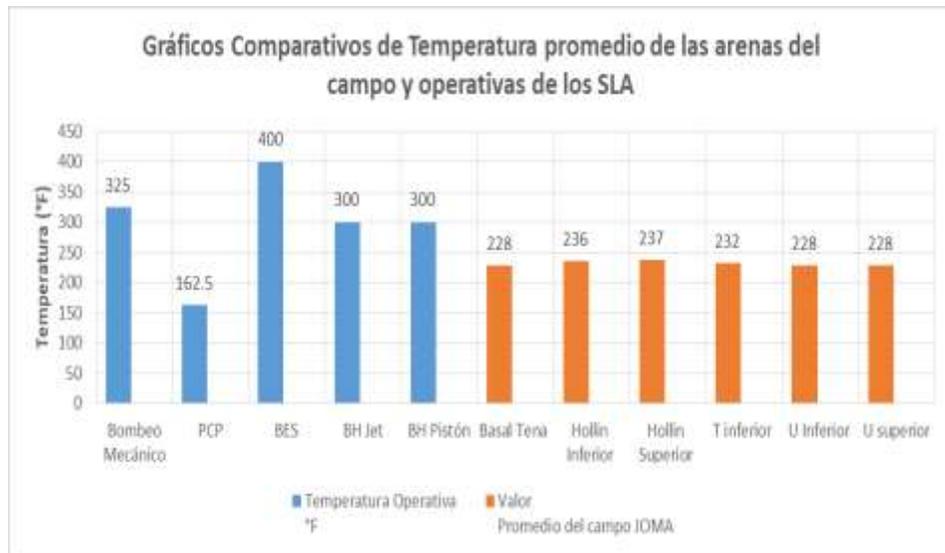


Figura 4.3 Gráfico Comparativo de Temperatura promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA

Fuente: Salazar, M., Zambrano, J., 2017.

Tabla X. Datos de grados API real de las arenas productoras del campo JOMA y rangos de grados API operativos de los SLA

SLA	Gravedad API
	Mayor o Igual a
Bombeo Mecánico	10
PCP	6
BES	12
BH Jet	10
BH Pistón	6
Formaciones Productoras	
Basal Tena	18.2
Hollin Inferior	28.9
Hollin Superior	29
T inferior	27
U Inferior	18
U superior	29

Fuente: Salazar, M., Zambrano, J, 2017

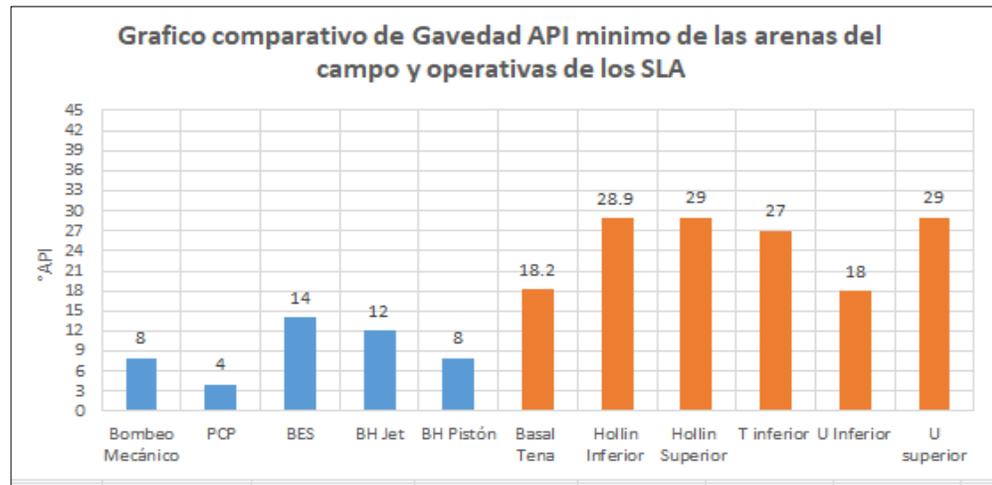


Figura 4.4 Gráfico Comparativo de Gravedad API promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA

Fuente: Salazar, M., Zambrano, J., 2017.

Se compararon los cuatro criterios de selección más representativos cuantificables (profundidad, temperatura, tasa de producción y grados API), de los cuales se obtuvo como resultado que la Temperatura es un parámetro no influenciado ya que los valores promedios del campo se encuentran dentro de los rangos operativos de todos los SLA.

De los criterios establecidos en la sección 3.3, parámetros como los mecanismos de producción natural, fracción de agua y presión de reservorio, no se los tomaron en consideración para el análisis final debido a que no tienen un efecto significativo en el funcionamiento de los SLA seleccionados.

Por lo tanto los criterios para la selección del sistema de levantamiento artificial apropiado para el campo, clasificados en cuantitativos y cualitativos, fueron los mostrados a continuación.

Cuantitativos:

1. Profundidad de Levantamiento
2. Tasa de producción de Líquido
3. Costos de Instalación y Operación

Cualitativos:

1. Manejo de Sólidos
2. Relación de Gas-Petróleo
3. Fuente de energía Disponible

Adicionalmente se añaden los parámetros “Tipo de yacimiento” y “Eficiencia del Sistema” con el objetivo de mejorar la selección del sistema de levantamiento.

4.3. Herramienta para la selección del sistema de levantamiento artificial

Con los parámetros ya establecidos y conociéndose los rangos de operación de cada SLA se diseñó una tabla de entrada doble a manera de herramienta para la selección apropiada del sistema de levantamiento artificial para el campo.

Tabla XI. Data Sheet para la Selección correcta del SLA a aplicar en un pozo con determinadas características

CRITERIO/SLA	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas	Bombeo Electro Sumergible	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Hidráulico Pistón
Profundidad de levantamiento (TVD)-(ft)	100-6000	2000-6000	1000-15000	5000-15000	7500-17000
Tasa Producción (Bpd)	5-1500	5-2200	100-30000	300-4000	50-500
Manejo de sólidos	Bajo	Alto	Bajo	Medio	Bajo
Manejo de GR	Bajo	Medio	Bajo	Medio	Bajo
Fuente de Energía Disponible	Gas o Electricidad	Gas o Electricidad	Electricidad	Diesel - Electricidad	Diesel - Electricidad
Tipode Yacimiento <i>(ver 3er punto de la guía de manejo)</i>					
Resultado Preliminar					
Eficiencia del Sistema (%)	45%-60%	50%-75%	35%-60%	10%-30%	45%-65%
Costos de Operación/Mes (\$M)	1500	700	2668	2520	2520
Costos de Instalación (\$M)	128	53	66	134	134
Selección Final					

Fuente: Salazar, S., Zambrano, J., 2017

4.4. Guía para el manejo de la herramienta de selección del sistema de levantamiento artificial.

Se consideraron ciertos aspectos para el manejo adecuado de la herramienta, de tal manera que el resultado obtenido sea lo más acertado posible.

- Teniendo los datos actuales del pozo sujeto de estudio, estos se comparan en el orden establecido con cada uno de los criterios en la tabla, observando si se ajustan al rango operativo de los diferentes SLA, preferiblemente a un valor no cercano a los extremos. En el caso de que el valor del parámetro este dentro del rango, se marcara la casilla correspondiente al criterio.
- Si el dato de profundidad de levantamiento del pozo no se ajusta al rango de operación de algún sistema de levantamiento artificial establecido, se procederá a descartar dicho sistema para el análisis subsecuente.
- Considerar el tipo de yacimiento y sus características litológicas para predecir o estimar si después de cierto periodo de tiempo la relación GLR, cantidad de solidos o caudal de líquido aumentará, afectado a otros parámetros como la tasa de producción, evitando así un sobredimensionamiento, o a la eficiencia del sistema.

- Con el total de las casillas marcadas en cada sistema de levantamiento se obtiene un resultado preliminar.
- Se selecciona el SLA con mayor puntuación en el resultado preliminar. Si existen dos valores iguales, se procede a hacer la comparación de los SLA por sus eficiencias y costos de operación e instalación, luego se elegirá un resultado final en base a la conveniencia del usuario.
- Los costos establecidos en la tabla son datos referenciales sujetos a condiciones que solo sirven para comparar valores entre los sistemas de levantamiento establecidos, es decir, observar cual es más costoso que el otro.

4.5. Implementación de la herramienta de selección para las diferentes arenas productoras del Campo JOMA.

Se tomaron en cuenta los datos promedio de los pozos en cada arena productora para realizar los ajustes respectivos en cada criterio establecido en la herramienta de selección.

4.5.1. Arena productora Basal Tena

Tabla XII. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena Basal Tena - Campo JOMA

CRITERIO/SLA	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas	Bombeo Electro Sumergible	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Hidráulico Pistón
Profundidad de levantamiento (TVD)-(ft)	X		X	X	X
	100-6000	2000-6000	1000-15000	5000-15000	7500-17000
Tasa Producción (Bpd)	X		X	X	
	5-1500	5-2200	100-30000	300-4000	50-500
Manejo de sólidos				X	
	Bajo	Alto	Bajo	Medio	Bajo
Manejo de GLR				X	
	Bajo	Medio	Bajo	Medio	Bajo
Fuente de Energía Disponible	X		X	X	X
	Gas o Electricidad	Gas o Electricidad	Electricidad	Diesel - Electricidad	Diesel - Electricidad
Tipo de Yacimiento <i>(ver 3er punto de la guía de manejo)</i>			X	X	
Resultado Preliminar	3		4	6	2
Eficiencia del Sistema (%)	45%-60%	50%-75%	35%-60%	10%-30%	45%-65%
Costos de Operación/Mes (\$M)				X	
	1500	700	2668	2520	2520
Costos de Instalación (\$M)				X	
	128	53	66	134	134
Selección Final				X	

Fuente: Salazar, S., Zambrano, J., 2017

4.5.2. Arena productora Hollín Inferior

Tabla XIII. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena Hollín Inferior - Campo JOMA

CRITERIO/SLA	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas	Bombeo Electro Sumergible	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Hidráulico Pistón
Profundidad de levantamiento (TVD)(ft)	X		X	X	X
	100-6000	2000-6000	1000-15000	5000-15000	7500-17000
Tasa Producción (Bpd)	X		X		
	5-1500	5-2200	100-30000	300-4000	50-500
Manejo de sólidos	X		X	X	X
	Bajo	Alto	Bajo	Medio	Bajo
Manejo de GLR	X		X	X	X
	Bajo	Medio	Bajo	Medio	Bajo
Fuente de Energía Disponible	X		X	X	X
	Gas o Electricidad	Gas o Electricidad	Electricidad	Diesel - Electricidad	Diesel - Electricidad
Tipo de Yacimiento <i>(ver 3er punto de la guía de manejo)</i>			X		
Resultado Preliminar	5		6	4	4
Eficiencia del Sistema (%)	45%-60%	50%-75%	35%-60%	10%-30%	45%-65%
Costos de Operación/Mes (\$M)			X		
	1500	700	2668	2520	2520
Costos de Instalación (\$M)			X		
	128	53	66	134	134
Selección Final			X		

Fuente: Salazar, S., Zambrano, J., 2017

4.5.3. Arena productora Hblín Superior

Tabla XIV. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena Hblín Superior - Campo JUMA

CRITERIO/SLA	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas	Bombeo Electro Sumergible	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Hidráulico Pistón
Profundidad de levantamiento (TVD)-(ft)	X		X	X	X
	100-6000	2000-6000	1000-15000	5000-15000	7500-17000
Tasa Producción (Bpd)	X		X	X	
	5-1500	5-2200	100-30000	300-4000	50-500
Manejo de sólidos	X		X	X	X
	Bajo	Alto	Bajo	Medio	Bajo
Manejo de GLR				X	
	Bajo	Medio	Bajo	Medio	Bajo
Fuente de Energía Disponible	X		X	X	X
	Gas o Electricidad	Gas o Electricidad	Electricidad	Diesel - Electricidad	Diesel - Electricidad
Tipode Yacimiento <i>(ver 3er punto de la guía de manejo)</i>			X	X	
Resultado Preliminar	4		5	6	2
Eficiencia del Sistema (%)	45%-60%	50%-75%	35%-60%	10%-30%	45%-65%
Costos de Operación/Mes (\$M)				X	
	1500	700	2668	2520	2520
Costos de Instalación (\$M)			X		
	128	53	66	134	134
Selección Final			X		

Fuente: Salazar, S., Zarbrano, J., 2017

4.5.4. Arena productora ‘T’ Inferior

Tabla XV. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena ‘T’ Inferior-Campo JUMA

CRITERIO/SLA	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas	Bombeo Electro Sumergible	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Hidráulico Pistón
Profundidad de levantamiento (TVD)-(ft)	X		X	X	X
	100-6000	2000-6000	1000-15000	5000-15000	7500-17000
Tasa Producción (Bpd)	X		X	X	
	5-1500	5-2200	100-30000	300-4000	50-500
Manejo de sólidos				X	
	Bajo	Alto	Bajo	Medio	Bajo
Manejo de GLR					
	Bajo	Medio	Bajo	Medio	Bajo
Fuente de Energía Disponible	X		X	X	X
	Gas o Electricidad	Gas o Electricidad	Electricidad	Diesel - Electricidad	Diesel - Electricidad
Tipo de Yacimiento <i>(ver 3er punto de la guía de manejo)</i>				X	
Resultado Preliminar	3		3	5	2
Eficiencia del Sistema (%)	45%-60%	50%-75%	35%-60%	10%-30%	45%-65%
Costos de Operación/Mes (\$M)				X	
	1500	700	2668	2520	2520
Costos de Instalación (\$M)				X	
	128	53	66	134	134
Selección Final				X	

Fuente: Salazar, S., Zambrano, J., 2017

4.5.5. Arena productora ‘U’ Inferior

Tabla XVI. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena ‘U’ Inferior-Campo JUMA

CRITERIO/SLA	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas	Bombeo Electro Sumergible	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Hidráulico Pistón
Profundidad de levantamiento (TVD)-(ft)	X		X	X	X
	100-6000	2000-6000	1000-15000	5000-15000	7500-17000
Tasa Producción (Bpd)	X		X		
	5-1500	5-2200	100-30000	300-4000	50-500
Manejo de sólidos	X		X	X	X
	Bajo	Alto	Bajo	Medio	Bajo
Manejo de GLR					
	Bajo	Medio	Bajo	Medio	Bajo
Fuente de Energía Disponible	X		X	X	X
	Gas o Electricidad	Gas o Electricidad	Electricidad	Diesel - Electricidad	Diesel - Electricidad
Tipo de Yacimiento <i>(ver 3er punto de la guía de manejo)</i>			X		
Resultado Preliminar	4		5	3	3
Eficiencia del Sistema (%)	45%-60%	50%-75%	35%-60%	10%-30%	45%-65%
Costos de Operación/Mes (\$M)			X		
	1500	700	2668	2520	2520
Costos de Instalación (\$M)			X		
	128	53	66	134	134
Selección Final			X		

Fuente: Salazar, S., Zarbrano, J., 2017

4.5.6. Arena productora ‘U’ Superior

Tabla XVII. Selección del SLA para la pozos que producen de la Arena ‘U’ Superior- Campo JIVA

CRITERIO/SLA	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas	Bombeo Electro Sumergible	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Hidráulico Pistón
Profundidad de levantamiento (TVD)-(ft)	X		X	X	X
	100-6000	2000-6000	1000-15000	5000-15000	7500-17000
Tasa Producción (Bpd)			X	X	
	5-1500	5-2200	100-30000	300-4000	50-500
Manejo de sólidos				X	X
	Bajo	Alto	Bajo	Medio	Bajo
Manejo de GLR					
	Bajo	Medio	Bajo	Medio	Bajo
Fuente de Energía Disponible	X		X	X	X
	Gas o Electricidad	Gas o Electricidad	Electricidad	Diesel - Electricidad	Diesel - Electricidad
Tipo de Yacimiento <i>(ver 3er punto de la guía de manejo)</i>			X		
Resultado Preliminar	2		4	4	3
Eficiencia del Sistema (%)	45%-60%	50%-75%	35%-60%	10%-30%	45%-65%
Costos de Operación/Mes (\$M)			X		
	1500	700	2668	2520	2520
Costos de Instalación (\$M)			X		
	128	53	66	134	134
Selección Final			X		

Fuente: Salazar, S., Zarbrano, J., 2017

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Con el uso de la herramienta diseñada para la selección adecuada del SLA para pozos que producen de las diferentes arenas del campo JOMA se puede determinar lo siguiente:

El sistema óptimo para pozos que producen de las arenas Basal Tena y "T" Inferior es Bombeo Hidráulico de tipo Jet.

El sistema óptimo para pozos que producen de las arenas Hollín Inferior, Hollín Superior, "U" Inferior y "U" Superior es Bombeo Electro Sumergible.

De los gráficos de comparación realizados se obtuvo que el parámetro la Temperatura del yacimiento y Gravedad API no influye en la selección del Sistema de levantamiento para el campo JOMA.

En el parámetro de profundidad en la herramienta de ayuda debe considerarse como la profundidad de levantamiento lo más cercana posible al intervalo de disparo.

A pesar de que todos los datos de Gravedad API del campo JOMA se encuentren dentro del rango operativo de todos los Sistemas de Levantamiento, para crudos muy pesados lo ideal es aplicar Bombeo Mecánico o Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP).

Se añade la casilla o consideración denominada “Tipo de Yacimiento”, para tener una consideración adicional sobre el posible aumento del GLR o aumento del caudal de líquido debido al influjo de agua proveniente de algún acuífero.

RECOMENDACIONES

Si se quiere aplicar la herramienta de selección a otros campos, se deberán considerar los demás tipos de levantamiento artificial existentes.

En caso de que se vaya a realizar un cambio de SLA, considerar la disponibilidad de facilidades de superficie para implementar el sistema deseado.

Consultar los costos actuales a la fecha de los sistemas de levantamiento artificial considerados en la herramienta de selección, dichos valores serían proporcionados por la empresa de servicio.

La tasa de producción a consultar debe ser la tasa de producción del líquido y no solo del petróleo o crudo.

La experiencia del usuario será importante para discernir la mejor opción en el caso de que la herramienta le arroje dos resultados.

Para pozos depletados los sistemas de BES y Bombeo Hidráulico Jet, no son recomendables debido a las bajas tasas de producción que los pozos tendrían.

ANEXOS

ANEXO A

TABLA A-1 DATOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANALISIS

POZO	Zona	DATOS DEL RESERVORIO		PROPIEDADES DEL FLUIDO				Profundidad de Reservorio(ft)				PRODUCTIVIDAD DEL RESERVORIO			Tipo de Empuje					Sistema de Levantamiento
		Arena Productora	Presión (psig)	Temperatura (F)	Gravedad API	Corte de Agua BSW	GOR (scf/STB)	Prof de la Bomba		Profundidad de Reservorio(ft)		Presión de fondo fluyente (psig)	IP del Pozo (stb/d/psig)	Tasa de Producción Actual (stb/d)	Etapa Productiva del Pozo	Acuífero	Capa de Gas	Comp Roca y Fluidos	Gas en Solución	
								MD (ft)	TVD (ft)	MD (ft)	TVD (ft)									
JOMA1	Zona Norte	HI	1400	236	31.6	79%	8	11168	9331	12135	10151	575.9	0.066	206		x		x		BES
JOMA2	Zona Norte	UI	2600	228	18.2	5%	70	11027	9656	11086	9710	971.4	0.250	535		x		x		BES
JOMA3	Zona Norte	HS	4100	237	28.9	1%	17	10802	9991	10965	10148	628.7	0.101	394		x		x		BES
JOMA4	Zona Norte	TI	1400	233	27.4	102%	127	10538	9537	11042	10008	337.0	0.087	341		x		x		BES
JOMA5	Zona Norte	HS	1400	237	28.9	10%	17	10481	9487	11202	10158	570.7	0.018	70		x		x		BES
JOMA6	Zona Norte	TI	1500	233	27.4	13%	127	9457	9001	10482	9973	440.0	1.173	405		x		x		BES
JOMA7	Zona Norte	UI	3100	228	18.2	1%	70	9802	9623	9875	9696	722.9	0.104	220		x		x		BES
JOMA8	Zona Norte	HS	1400	237	28.9	1%	17	11502	9540	12197	10160	320.0	0.075	297		x		x		BES
JOMA9	Zona Norte	UI	1600	228	18.2	1%	70	9993	9318	10399	9708	441.6	0.130	283		x		x		BES
JOMA10	Zona Norte	TI	1700	233	27.4	2%	127	9880	9690	10144	9954	371.6	0.397	407		x		x		BES
JOMA11	Zona Norte	TI	2500	233	27.4	30%	127	9817	9452	10330	9956	879.7	0.279	270		x		x		BES
JOMA12	Zona Norte	T	2500	233	27.4	10%	127	10118	9672	10398	9947	509.1	0.272	261		x		x		BES
JOMA13	Zona Norte	TI	3100	233	27.4	1%	127	10118	9672	10398	9947	700.1	0.090	74		x		x		BES
JOMA14	Zona Norte	TI	1500	233	27.4	1%	127	9811	9628	9959	9776	1500.0	0.118	140		x		x		BES
JOMA15	Zona Norte	UI	1400	228	27.4	2%	70	9811	9628	9959	9776	437.9	0.150	241		x		x		BES

JOMA1 6	Zona Norte	TI	1400	233	27.4	34%	127	9868	9779	10136	10048	524.7	0.217	379		x		x		BH
JOMA1 7	Zona Norte	TI	3500	233	27.4	2%	127	11398	9143	11398	9143	500.6	0.121	140		x		x		BH
JOMA1 8	Zona Norte	UI	1400	228	18.2	60%	127	11312	9564	11557	9777	385.2	0.178	705		x		x		BES
JOMA1 9	Zona Norte	HS	1900	237	28.9	80%	17	10015	10015	10193	10193	563.4	0.950	1730		x		x		BES
JOMA2 0	Zona Norte	HI	1900	236	31.6	20%	8	9989	9210	11009	10196	769.0	0.032	130		x		x		BES
JOMA2 1	Zona Norte	HS	2500	237	28.9	4%	17	10195	9750	10650	10205	1738.1	0.158	575		x		x		BES
JOMA2 2	Zona Norte	HS	1400	237	28.9	4%	17	11098	9065	12415	10171	536.9	0.121	150		x		x		BES
JOMA2 3	Zona Norte	UI	1700	228	28.9	0%	70	9906	9655	10024	9774	820.1	0.137	170		x		x		BES
JOMA2 4	Zona Norte	UI	2500	228	28.9	20%	70	9917	9237	10145	9456	1700.0	0.045	60		x		x		BES
JOMA2 5	Zona Norte	UI	1700	228	28.9	1%	70	9685	9350	10136	9791	1700.0	0.305	369		x		x		BES
JOMA2 6	Zona Norte	UI	1400	228	28.9	5%	70	10142	9452	10469	9769	454.5	0.118	157		x		x		BES
JOMA2 7	Zona Norte	BT	1500	228	18.2	80%	60	8712	8712	8827	8827	1500.0	0.243	393				x		BES
JOMA2 8	Zona Norte	UI	1400	228	18.2	56%	70	9702	9251	10047	9596	349.4	1.087	2120		x		x		BES
JOMA2 9	Zona Norte	UI	4200	228	18.2	3%	70	9674	9311	9977	9613	290.3	0.040	103		x		x		BES
JOMA3 0	Zona Norte	TI	4400	233	27.4	7%	127	10411	9539	10740	9845	638.4	0.207	475		x		x		BES
JOMA3 1	Zona Sur	TI	1824	233	27.4	14%	127	10323	9984	10448	10108	400.0	0.472	672		x		x		BES
JOMA3 2	Zona Sur	UI	1600	228	27.4	40%	127	9909	9593	10179	9863	556.0	0.722	754		x		x		BES
JOMA3 3	Zona Sur	UI	2146	228	27.4	40%	127	10000	9517	10332	9849	627.0	0.247	375		x		x		BES
JOMA3 4	Zona Sur	UI	1500	228	27.4	75%	127	10358	9633	10637	9884	107.0	0.256	357		x		x		BES
JOMA3 5	Zona Sur	UI	1400	228	18.2	80%	127	10808	9682	11062	9914	695.0	0.573	404		x		x		BES
JOMA3 6	Zona Sur	UI	1450	228	18.2	1%	127	10293	9772	10410	9888	480.0	0.075	105		x		x		BH
JOMA3 7	Zona Sur	UI	1400	228	18.2	50%	70	9743	9628	10010	9895	481.0	0.971	893		x		x		BES
JOMA3 8	Zona Sur	UI	2034	228	18.2	58%	70	10262	9695	10506	9934	637.0	0.404	564		x		x		BES
JOMA3 9	Zona Sur	TI	1817	233	27.4	1%	127	10502	9671	11046	10197	536.0	0.420	538		x		x		BES

JOMA4 0	Zona Sur	TI	1800	233	27.4	9%	127	10145	9756	10554	10151	445.0	0.041	56		x		x		BES
JOMA4 1	Zona Sur	UI	1520	228	27.4	9%	127	10145	9756	10292	9903	344.0	0.170	200		x		x		BES
JOMA4 2	Zona Sur	UI	1371	228	27.4	12%	127	10410	9706	10620	9913	362.0	0.503	508		x		x		BES
JOMA4 3	Zona Sur	HS	4100	237	28.9	40%	17	11008	10038	11330	10341	659.0	0.663	402		x		x		BES
JOMA4 4	Zona Sur	UI	1505	228	28.9	40%	127	10503	9721	10687	9895	723.0	0.034	118		x		x		BES
JOMA4 5	Zona Sur	TI	1400	233	28.9	10%	127	11171	9524	11853	10111	559.0	0.605	473		x		x		BES
JOMA4 6	Zona Sur	HS	4200	237	28.9	1%	17	10121	10050	10355	10268	840.0	0.331	278		x		x		BH
JOMA4 7	Zona Sur	UI	1500	228	28.9	24%	70	9830	9593	10083	9846	473.0	0.111	456		x		x		BES
JOMA4 8	Zona Sur	UI	2400	228	27.4	72%	70	10601	9712	10730	9841	354.0	0.728	748		x		x		BES
JOMA4 9	Zona Sur	UI	1500	228	27.4	68%	70	9503	9156	10692	9805	1289.0	0.312	638		x		x		BES
JOMA5 0	Zona Sur	HS	4100	237	28.9	58%	17	9274	9020	10566	10291	672.0	1.175	248		x		x		BES
JOMA5 1	Zona Sur	UI	2000	228	28.9	10%	70	9915	9694	10100	9991	915.0	0.229	785		x		x		BES
JOMA5 2	Zona Sur	HS	4100	237	28.9	88%	17	10057	9301	11090	11281	1118.0	0.261	283		x		x		BES
JOMA5 3	Zona Sur	HI	4500	236	28.9	1%	8	10057	9301	11110	10300	1972.0	0.151	449		x		x		BES
JOMA5 4	Zona Sur	UI	1560	228	28.9	65%	70	9946	9501	10300	9846	476.0	0.036	92		x		x		BES
JOMA5 5	Zona Sur	UI	1150	228	18.2	6%	70	10394	9400	10918	9879	681.0	0.430	466		x		x		BES
JOMA5 6	Zona Sur	UI	1500	228	18.2	36%	70	10161	9599	10410	9847	414.0	1.172	550		x		x		BES
JOMA5 7	Zona Sur	UI	1560	228	18.2	3%	70	10327	9734	10484	9882	476.0	0.301	327		x		x		BES
JOMA5 8	Zona Sur	HS	4100	237	28.9	7%	17	10300	9991	10580	10270	1957.0	0.502	544		x		x		BES
JOMA5 9	Zona Sur	TI	2600	233	28.9	4%	127	9504	9504	10332	10332	746.0	0.411	881		x		x		BES
JOMA6 0	Zona Sur	US	2920	228	28.9	60%	127	10146	9837	10322	10013	552.0	0.822	1523		x		x		BES

Fuente: Petroamazonas, 2017.

BIBLIOGRAFÍA

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito.

Carrillo Luciani, J. A. (2010). *Diseño de una Metodología en la determinación de una familia de Criterios para la selección de Sistemas de Levantamiento Artificial*. Caracas.

Casco Perugachi, E. F. (2013). *Modelado Integral de Analisis Nodal SubSuelo-Superficie- Económico de los Pozos de la Estación SUr del Campo Sacha*. Quito.

Da Silva, A. (12 de Enero de 2008). *La Comunidad Petrolera*. Obtenido de Métodos de Levantamiento Artificial:
https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/01/mtodos-de-levantamiento-artificial_12.html

EmpleosPetroleros.com. (31 de Agosto de 2012). *Sistema de Levantamiento: Bombeo Mecánico COnvencional*. Obtenido de
<https://empleospetroleros.org/2012/08/31/sistemas-de-levantamiento-bombeo-mecanico-convencional/>

Escalante, S. (2015). *Bombeo Electrosumergible*.

Gómez Coy, A. J. (2015). *Evaluación del Consumo de Gas Lift de Pozos Intermitentes por Sistemas de Control de Gas Lift en Superficie*. Caracas-Venezuela: Univesidad Central de Venezuela.

Gonzalez, E., Montaña, J., & Vargas, R. (2016). *Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico*. Santa Cruz -Bolivia.

Hernandez de la Bastida, M. A. (2013). *Estudio Integral para el desarrollo del reservorio Basal Tena en el Campo Colibrí*. Quito.

Hurtado Dominguez, E. L. (2007). *Simulación de las Redes de Producción del CPF y EPF del Bloque 15*. Guayaquil.

OilMan. (2013). *Sistema de Lvantamiento Artificial por Bombeo Mecánico*.

Obtenido de <http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por.html>

PETROBLOGGER.COM. (11 de Abril de 2010). Obtenido de Desventajas de los Sistemas de Levantamiento Artificial:

<http://www.ingenieriadepetroleo.com/desventajas-de-los-sistemas-de/>

SLACOL. (2017). *Sisternas de Levantamiento Artificial*.

Torres Haz, A. B. (1989). *Caracterización Regional de la Arenisca Productora M-1, Formación Napo, Cuenca Oriente-Ecuador*. Guayaquil.

Weatherford. (2005). *Introduction to Artificial Lift*.

WordReference.com. (2005). *Diccionario de la Lengua Española* . Obtenido de Definición de Criterio : <http://www.wordreference.com/definicion/criterio>