

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 17 de Noviembre de 2016

Señores
CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN
UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
Ciudad

Los suscritos:

Sergio Andrés Marín Peralta, con C.C. No. 1'075.276.155,

Carlos Enrique Cotrino Ramírez, con C.C. No. 1'075.265.734,

Autores de la tesis y/o trabajo de grado titulado Evaluación y aplicación de metodologías basadas en sistemas inteligentes para la selección de sistemas de levantamiento artificial en campos con recobro secundario presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos; autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

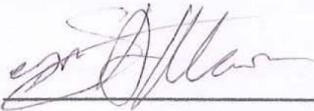
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

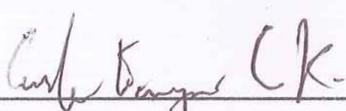
	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 

Sergio Andrés Marín Peralta
CC: 1'075.276.155

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 

Carlos Enrique Cotrino Ramírez
CC: 1'075.265.734

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS				  		
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Evaluación y aplicación de metodologías basadas en sistemas inteligentes para la selección de sistemas de levantamiento artificial en campos con recobro secundario

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Marín Peralta Cotrino Ramírez	Sergio Andrés Carlos Enrique

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Guerra Cajigas Bonilla Camacho	Fabio William Luis Fernando Ramón

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: Neiva
PÁGINAS: 145

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016

NÚMERO DE

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una **X**):

Diagramas X Fotografías Grabaciones en discos Ilustraciones en general X
 Grabados Láminas Litografías Mapas Música impresa Planos
 Retratos Sin ilustraciones Tablas o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Ninguno

MATERIAL ANEXO: Anexos

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser *LAUREADAS* o *Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español	Inglés
1. Toma de decisiones multicriteria	Multicriteria decision- making
2. Viabilidad técnica	Technical feasibility
3. Beneficio Económico	Economic Benefit
4. Sistema Experto	Expert Systems
5. Recobro Secundario	Secondary Recovery
6. Método Convencional	Conventional Method
7. Procedimiento	Procedures
8. Metodología	Methodology
9. Experiencia del usuario	User Experience
10. Industria Petrolera	Oil Industry

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El presente documento muestra la comparación entre dos metodologías de selección de un sistema de levantamiento artificial adecuado para un campo con recobro secundario. Los métodos comparados consisten en el procedimiento convencional utilizado en la industria petrolera y un sistema experto SEDLA desarrollado por PDVSA. La primera parte del trabajo consiste en la estructuración de dos procedimientos a partir de la información disponible del campo, uno con el método convencional y el otro con el sistema experto. Posteriormente, se realiza la evaluación de diferentes sistemas de levantamiento artificial y



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

se comparan de acuerdo a su viabilidad técnica de acuerdo con las condiciones de operación requeridas por el campo con recobro secundario. Finalmente, se comparan los resultados de ambos procedimientos y se califica cada metodología de acuerdo a diferentes puntos como su exactitud, la representación de la experiencia del usuario, facilidad de uso, entre otros.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The present paper shows the comparison between two methodologies for selecting a suitable artificial lift system for a field with secondary recovery. The evaluated methods consist of the conventional procedure used in the oil industry and an expert system SEDLA developed by PDVSA. The first part of the work consists in the structuring of two procedures based on the information available in the field, one with the conventional method and the other with the expert system. Subsequently, the evaluation of different artificial lift systems is performed and compared based on their technical feasibility to operate at the conditions required by the field with secondary recovery. Finally, the results of both procedures are compared and each methodology is graded according to different points such as its accuracy, representation of user experience, ease of use, among others.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez Perez

Firma:

Nombre Jurado: Jorge Eliecer Martínez

Firma:

**EVALUACIÓN Y APLICACIÓN DE METODOLOGÍAS BASADAS EN SISTEMAS
INTELIGENTES PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL EN CAMPOS CON RECOBRO SECUNDARIO**

**SERGIO ANDRES MARIN PERALTA
CARLOS ENRIQUE COTRINO RAMIREZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2016**

**EVALUACIÓN Y APLICACIÓN DE METODOLOGÍAS BASADAS EN SISTEMAS
INTELIGENTES PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL EN CAMPOS CON RECUBRO SECUNDARIO**

Autores:

**SERGIO ANDRES MARIN PERALTA
CARLOS ENRIQUE COTRINO RAMIREZ**

PROYECTO DIRIGIDO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director de Proyecto:

FABIO WILLIAM GUERRA
Ing. de Petróleos

Co-Director de Proyecto:

LUIS FERNANDO BONILLA
Ing. de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2016**



Nota de aceptación

Director: _____

Fabio William Guerra.
Ingeniero de Petróleo

Asesor: _____

Luis Fernando Bonilla.
Ingeniero de Petróleo

Jurado: _____

Javier Martínez.
Ingeniero de Petróleo

Jurado: _____

Ing. Jorge Eliecer Martínez.

Neiva, 10 de Octubre 2016

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a mi familia, en especial a mis padres y mi hermana, por su apoyo incondicional y su guía en mi desarrollo como profesional.

A aquellas personas que me acompañaron en el desarrollo de mi carrera profesional, tanto los de la USCO como los de OU, por hacer de esta experiencia algo memorable.

Al Ingeniero William Guerra por su gran apoyo en el desarrollo de este trabajo de grado y por darme la oportunidad de aprender a su lado como un primer paso en mi vida profesional.

A la profesora Haydee Morales y al profesor Fernando Bonilla por su muy apreciado apoyo y consejo en el desarrollo de mi profesión.

Y finalmente, a Markus, por su increíble apoyo e intensas palabras de sabiduría.

Sergio Andrés Marín Peralta

A la familia gracias totales, en especial a mis tres pilares: mi valiosa madre María, mi incondicional abuela Josefa y al cuidado de mi tío Wilson.

“La familia es lo único que se adapta a nuestras necesidades.” Paul McCartney

Al Boss (William) por su paciencia y guía, al académico Fernando Bonilla y a cada una de las personas que ha influido de manera positiva en mi crecimiento intelectual y humano.

“No tengo ningún talento en especial, sólo soy apasionadamente curioso.”

Albert Einstein

Carlos Enrique Cotrino Ramírez

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	7
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	8
OBJETIVOS	10
CAPÍTULO 1	11
1. MARCO TEÓRICO Y METODOLOGÍA	11
1.1. PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO (SLA): 11	
1.1.1. Consideraciones con respecto a las propiedades del yacimiento.....	12
1.1.2. Consideraciones con respecto a las características del pozo.....	18
1.1.3. Consideraciones con respecto a las facilidades de superficie.	19
1.1.4. Consideraciones con respecto a las condiciones de operación del campo.....	20
1.1.5. Evaluación económica.....	21
1.2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	23
1.2.1. Levantamiento con gas (Gas lift)	25
1.2.2. Levantamiento con varilla (BAL).....	28
1.2.3. Bombeo electrosumergible (BES).....	30
1.2.4. Bombeo de cavidades progresivas (BCP)	32
1.2.5. Bombeo hidráulico (BH).....	34
1.3. SISTEMAS INTELIGENTES.....	36
1.3.1. Sistemas inteligentes basados en la experticia (Sistemas expertos):.....	37
1.3.1.1. OPUS (Búsqueda de Unidad de Bombeo Óptima).....	39
1.3.1.2. SEDLA (Sistema Experto De Levantamiento Artificial)	40
1.3.2. Redes neuronales artificiales (RNA).	42
1.3.3. Métodos de análisis de decisiones con criterios múltiples (MCDM):.....	45
1.3.3.1. TOPSIS:.....	48
1.4. RECOBRO SECUNDARIO.....	51
CAPÍTULO 2	53
2. SELECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA UN CAMPO CON RECOBRO SECUNDARIO.....	53
2.1. EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO:	54
2.1.1. Viabilidad técnica según profundidad y caudal	56
2.1.2. Proyección de Ventajas y Desventajas:	58
2.2. SISTEMAS EXPERTOS.....	59
2.2.1. Comparación entre los dos sistemas expertos OPUS y SEDLA:.....	60
2.3. PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN:	62
2.3.1. Uso de Métodos de Análisis de Criterios Múltiples para la selección de sistemas de levantamiento artificial:	63
2.3.1.1. Encuestas a expertos para determinar pesos o valores de importancia de los criterios de selección de SLA.	65
2.3.1.2. Procedimiento de selección por medio de métodos convencionales y método de toma de decisiones con criterios múltiples (TOPSIS).....	70
2.3.2. Procedimiento de selección de SLA empleando el sistema experto SEDLA.	77

CAPÍTULO 3	83
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	83
3.1. COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE SELECCIÓN.....	83
3.2. PLANTEAMIENTOS	89
3.2.1. Metodología planteada para la selección de sistemas de levantamiento artificial	89
3.2.2. Sistema experto para mitigar deficiencias en los métodos de selección.	92
CONCLUSIONES	94
LIMITACIONES.....	95
RECOMENDACIONES.....	96
BIBLIOGRAFÍA	97
GLOSARIO	100

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1	Parámetros de selección correspondientes a las propiedades del yacimiento	14
Tabla 2	Parámetros de selección relacionados a las características del pozo.....	19
Tabla 3	Parámetros de selección correspondientes a las facilidades de superficie.	20
Tabla 4	Parámetros de selección correspondientes a las condiciones de operación del campo.	21
Tabla 5	Factores a tener en cuenta durante la evaluación Económica de un sistema de Levantamiento.	23
Tabla 6	Ventajas y desventajas del Gas Lift	28
Tabla 7	Ventajas y desventajas del Levantamiento con varilla	30
Tabla 8	Ventajas y desventajas del Bombeo electrosumergible.....	32
Tabla 9	Ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas	34
Tabla 10	Ventajas y desventajas del Bombeo hidráulico	36
Tabla 11	Matriz de selección para métodos de levantamiento artificial	56
Tabla 12	Cuadro comparativo de las cualidades de OPUS y SEDLA. El número de estrellas significa el desempeño.	62
Tabla 13	Pesos obtenidos con estadística descriptiva y distribución estándar normalizada de la función de masa de probabilidad (FMP).	69
Tabla 14	Valor promedio de importancia por grupo de factores.	70
Tabla 15	Valor numérico equivalente de los términos cualitativos.....	71
Tabla 16	Diferencia entre la capacidad del SLA menos el problema y sus valores equivalentes en TOPSIS.	72
Tabla 17	Criterios de selección y sus pesos.....	73
Tabla 18	Matriz de desempeño.....	74
Tabla 19	Advertencias generadas por el proceso de selección de un SLA con SEDLA.	82
Tabla 20:	Resultado de los métodos.....	83
Tabla 21	Desempeño de las metodologías	88
Tabla 22	Valoración comparativa del desempeño de las metodologías	88

LISTADO DE GRÁFICOS

Gráfica 1 Caída de presión en la línea de flujo de producción.....	12
Gráfica 2 IPR de Línea recta (Para un líquido incompresible).	15
Gráfica 3 Relación de desempeño del influjo (IPR) luego de Vogel.	17
Gráfica 4 IPR con decrecimiento de presión de cierre con el tiempo.	18
Gráfica 5 Porcentaje de sistemas de levantamiento empleados en el mundo.	25
Gráfica 6 Capacidades de los sistemas de levantamiento artificial para caudales altos. ..	57
Gráfica 7 Capacidades para los métodos de levantamiento artificial para caudales medios a bajos.....	57
Gráfica 8 País de origen de los profesionales que diligenciaron la encuesta.....	66
Gráfica 9 Número de años de experiencia profesional.	66
Gráfica 10 Nivel de estudios de los profesionales.	67
Gráfica 11 Desempeño laboral en SLA.....	67
Gráfica 12 Participación en proyectos de investigación sobre SLA.....	67
Gráfica 13 Importancia de cada criterio según la función de masa de probabilidad	69
Gráfica 14 Resultados TOPSIS y gráfico de cascada de SEDLA.....	84

LISTADO DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 El sistema de producción.....	14
Ilustración 2 Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial.	24
Ilustración 3 Gradiente de presión de flujo por encima y debajo de la profundidad de inyección del gas en un pozo con gas lift continuo.....	26
Ilustración 4 Esquema general del equipo de superficie del levantamiento con varilla.	28
Ilustración 5 Configuración de una BES.	30
Ilustración 6 Esquema general del equipo de bombeo de cavidades progresivas.....	33
Ilustración 7 Esquema sistema de bombeo hidráulico.	35
Ilustración 8 Condicionales en sistemas expertos.....	38
Ilustración 9 Estructura de SEDLA.....	41
Ilustración 10 Flujo del programa SEDLA.....	42
Ilustración 11 arquitectura básica de una red neuronal.....	43
Ilustración 12 Computo Neuronal.....	44
Ilustración 13 Proceso general de la selección de métodos de levantamiento	54
Ilustración 14 Diagrama de Flujo con los procedimientos de selección.....	63
Ilustración 15 Enfoques intuitivos y Formalizados para la Toma de decisiones con Criterios Múltiples	64
Ilustración 16 Resultados de la evaluación con el método TOPSIS.	76
Ilustración 17 SEDLA: Identificación, datos cuantitativos y cualitativos del pozo proyectado.	77
Ilustración 18 SEDLA: Completamiento y datos de superficie para el pozo proyectado. ...	78
Ilustración 19 SEDLA: Problemas de producción y grado de pericia.	79
Ilustración 20 SEDLA: Resultados de la simulación.....	80
Ilustración 21: Metodología de selección recomendada	91
Ilustración 22: Estructura SEDLA con las características propuestas	93

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de levantamiento artificial juegan un papel importante a lo largo del proceso de producción de un campo petrolero. Su evaluación, selección y diseño involucra a diferentes actores, al igual que compañías y las distintas áreas de desarrollo dentro de ellas. La identificación de cada una de las etapas y las personas que participan en los procesos es fundamental para poder optimizar los procedimientos existentes o implementar un medio global y una estrategia de gestión a largo plazo.

La viabilidad técnica y económica de un SLA está determinada por una serie de parámetros definidos por la experiencia de empresas en esas locaciones, el conocimiento y análisis de cada uno de estos factores críticos a la hora de maximizar y optimizar la producción de un campo de forma efectiva y eficiente¹. Otro factor importante a ser considerado es la dinámica que presenta el desarrollo de nuevos campos petroleros o aquellos que estén sometidos a procesos de recuperación secundaria por inyección de agua, donde los requerimientos y las condiciones de los campos cambian en forma continua.

Por lo tanto, la selección de un SLA adecuado requiere de un proceso de análisis estructurado en la toma de decisiones para comparar el desempeño de cada alternativa con respecto a condiciones actuales y futuras enfocadas a la producción, teniendo en cuenta las posibilidades reales del campo y la experiencia de los profesionales en el área. Debido a esto, existen diferentes métodos de selección que corrigen ese proceso intuitivo mediante el análisis lógico, partiendo de la información técnica, económica y práctica, y apoyados tanto en sistemas inteligentes como en *modelos de selección multicriterio* (MCDM), facilitan la toma de decisiones en el proceso de selección del SLA.

Por lo anterior, en el presente trabajo de grado se evalúan dos sistemas inteligentes: OPUS® y SEDLA® junto a la herramienta de análisis multicriterio, TOPSIS®. Los cuales se basan en la efectividad y exactitud para seleccionar el SLA bajo la supervisión y la experiencia de ingenieros expertos en el tema. Luego de realizar la evaluación con datos reales de un campo con procedimientos de recobro secundario; se analizó los resultados obtenidos y se definió el SLA óptimo para las condiciones de este campo. Además, se planteó una metodología adecuada y un sistema experto con la intención de mitigar las falencias del actual proceso de selección de SLA.

¹ M. Clemente Hirschfeldt, *Artificial lift management recommendations and suggestions of best practices*, Jun 97, 2011.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial es bastante prolongado, minucioso y complejo de realizar, debido a que involucra una amplia cantidad de información y/o variables, tales como:

- ✓ Pruebas de producción de pozos.
- ✓ Propiedades del yacimiento. (Presión estática, temperatura de yacimiento, declinación anual de producción, índice de productividad, entre otros.)
- ✓ Propiedades de los fluidos a producir (PVT, API, BSW, cromatografía de gas, viscosidad, RGL, relación gas-aceite, gravedad específica del fluido, entre otros.)
- ✓ Problemas particulares del campo (Deposición de asfaltenos, incrustaciones, corrosión, CO₂, H₂S, parafinas, arenas, desviación del pozo, emulsiones, espumas, aromáticos).
- ✓ Información económica sobre los sistemas de levantamiento.
- ✓ Disponibilidad de recursos en el campo necesarios para el trabajo adecuado del sistema de levantamiento a desarrollar (Gas, energía, área, sistemas de compresión, entre otros.)
- ✓ Datos técnicos sobre los sistemas de levantamiento disponibles.
- ✓ Estados mecánicos del pozo. (Máximo diámetro de tolerancia, desviación, revestimiento, profundidad de perforados, entre otros).
- ✓ Experiencia técnica y profesional de los ingenieros de producción.
- ✓ Consideraciones ambientales.
- ✓ Relación costo-beneficio.

Así mismo, esta información se complementa con la experiencia de los ingenieros de producción para ayudar a sobrellevar la diversidad y complejidad de problemas que se presentan particularmente en cada pozo. Sin embargo, es común converger en selecciones de SLA algo sesgadas, debido a que algunos de los ingenieros de diseño de SLA tienden a optar por aquellos sistemas de levantamiento con los que han trabajado por más tiempo y por lo cual tienen mayor destreza. Esto implica que el proceso de toma de decisiones no involucra una metodología coherente y unos criterios adecuados para llegar a la mejor solución técnica y con mayor rentabilidad para la compañía.

Existen a nivel global una variedad de sistemas inteligentes o expertos (MDCM) desarrollados para el proceso de toma de decisiones, los cuales no son muy conocidos en el ámbito nacional. Estos sistemas facilitan varias metodologías

enfocadas en la evaluación integral de cada uno de los SLA en cuanto a desempeño, viabilidad técnica y relación costo-beneficio.

En el desarrollo de campos con programas de recuperación secundaria (inyección de agua como método de recobro mejorado), la estrategia en la selección de los SLA juega un papel muy importante en la evaluación económica del proyecto y en el cumplimiento de los objetivos de producción.

Considerando lo expuesto anteriormente, los sistemas inteligentes podrían ser de mucha utilidad para facilitar la toma de decisiones acertadas y consistentes en la selección de los SLA para cualquier campo, en especial para campos de recuperación secundaria donde su complejidad es mayor.

Bajo esta perspectiva, el presente proyecto busca evaluar las ventajas y desventajas de estos sistemas en la selección y gerenciamiento del SLA para el desarrollo de un campo con recuperación secundaria.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar y comparar con el modelo convencionalmente utilizado, las diferentes metodologías de selección en sistemas de levantamiento artificial basadas en modelos inteligentes y/o expertos para proponer el más adecuado en los pozos de un campo de recobro secundario con inyección de agua.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Realizar una comparación cualitativa entre los diferentes sistemas inteligentes y el método convencional, evaluando criterios basados en la eficiencia y metodología en el proceso de toma de decisiones, evaluación y selección de variables/información, experticia de los ingenieros, entre otros.
- ✓ Proponer a partir de los resultados en la evaluación de las metodologías de selección, un sistema inteligente adecuado para ejecutar en campos con procesos de recobro secundario en inyección de agua.
- ✓ Desarrollar un modelo de toma de decisiones que permita definir la metodología más adecuada para aplicar en campos con procedimientos de recobro mejorado (Inyección de agua).

CAPÍTULO 1

1. MARCO TEÓRICO Y METODOLOGÍA

1.1. PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA):

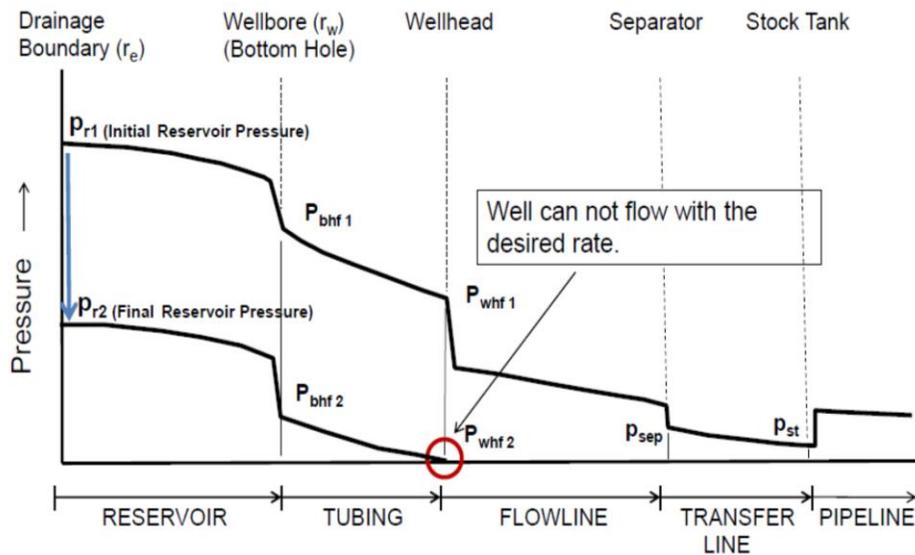
Al iniciar un proceso de selección de un sistema de levantamiento adecuado se debe tener en cuenta una serie de parámetros, los cuales van desde la capacidad de producción de fluido que provee el pozo y su yacimiento, hasta aquellas características o condiciones del pozo necesarias para que el sistema de levantamiento que se quiera aplicar funcione de manera óptima. En el presente capítulo, se explican de manera breve diferentes parámetros que afectan la capacidad de producción del campo y la viabilidad de los diferentes sistemas de levantamiento en múltiples condiciones.

Un yacimiento de petróleo o de gas contiene hidrocarburos de alta y baja compresibilidad a presiones y temperaturas elevadas, esto hace que se almacenen en el yacimiento con energía acumulada. La producción eficiente de fluidos desde el yacimiento hasta las facilidades en superficie requiere una disipación efectiva de esta energía a través del sistema de producción (**Gráfica 1**). En el transcurso de la vida productiva del yacimiento la energía acumulada va disminuyendo a medida que ocurre la descompresión de los fluidos albergados en él, por lo tanto, es necesario implementar SLA cuando la energía del pozo es insuficiente para producir por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

La productividad del sistema depende de las pérdidas de presión que ocurren en las diversas áreas de flujo, como:

- ✓ El yacimiento, donde la pérdida energética o la facilidad con la cual los fluidos van desde la roca almacén hasta el pozo depende de factores como la permeabilidad, tortuosidad, viscosidad del fluido, mojabilidad fluido-roca, saturación de las fases (agua, aceite o gas), entre otros.
- ✓ El pozo, donde la pérdida de presión durante su flujo hasta la tubería de producción depende del diámetro interno del revestimiento, pérdidas de fricción con las paredes del pozo, columna hidrostática, entre otros.
- ✓ Tubería de producción, donde las pérdidas de energía dependen de la viscosidad del fluido, la rugosidad de la tubería y la columna hidrostática.

- ✓ El estrangulador, el cual es una herramienta que se ubica en superficie para regular la presión en el cabezal de la tubería por medio de cambios en el diámetro de flujo.
- ✓ La línea de flujo, donde sus pérdidas ocurren por la fricción del fluido con la tubería.
- ✓ El separador, que corresponde a la parte final de la línea de flujo, antes del almacenamiento y venta. En este se realizan diversas pruebas al fluido para estudiar sus características y facilitar la separación de las fases agua, aceite y gas. A partir de su rango de operación se define a que presión debe encontrarse el sistema de superficie.



Gráfica 1 Caída de presión en la línea de flujo de producción

Fuente: BROWN Kermit E., BEGGS H. Dale, The technology of artificial lift methods, Volume 1

1.1.1. Consideraciones con respecto a las propiedades del yacimiento.

La facilidad con la cual una determinada cantidad de fluido avanza desde la matriz de la roca hasta el pozo depende de las características físicas del yacimiento y su interacción con el fluido que contiene bajo presión en sus poros. Con base en la disponibilidad de energía y fluido que almacena, además de su ubicación, profundidad y la trayectoria del flujo, los sistemas de levantamiento artificial se encargan de disminuir el esfuerzo energético necesario para que el fluido llegue a las facilidades de superficie en condiciones óptimas.

El potencial de producción del yacimiento depende de diversos factores mencionados en la siguiente tabla:

PARÁMETROS DE SELECCIÓN CORRESPONDIENTES A LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y SUS FLUIDOS	
IPR	Define el potencial de producción a partir de la relación de desempeño del influjo del pozo.
Índice de productividad (IP)	El valor medido del potencial del pozo o de su capacidad de producción es un factor determinante en la selección del método de levantamiento artificial.
Corte de agua	Altos cortes de agua requieren sistemas de levantamiento artificial que logren mover grandes cantidades de fluidos.
Relación Gas-Líquido (RGL)	Una relación Gas-Líquido alta generalmente disminuye la eficiencia de levantamientos basados en bombas, como ocurre con los sistemas de levantamiento por varillas, bombas de cavidades progresivas o bombas electro-sumergibles.
Viscosidad (μ)	Influyente en la selección de sistemas de levantamiento. Los fluidos con altas viscosidades pueden causar dificultades, especialmente en el levantamiento por varillas. El problema en el levantamiento se puede ahondar más si la profundidad donde se encuentra el fluido es elevada y las pérdidas de fricción en la tubería son considerables.
Factor de volumen de formación (B_o)	La tasa de cambio volumétrico del fluido entre las condiciones de yacimiento a las de superficie determina cuanto fluido se tiene que levantar para lograr una tasa de producción deseada.
Mecanismos de empuje del yacimiento.	Depleción: En etapas tardías de la producción se puede necesitar un sistema de levantamiento que produzca a caudales bajos o que soporte la inyección de agua como recobro secundario.
	Empuje de Agua: Cortes altos de agua pueden causar problemas para el sistema de levantamiento, como el requerimiento energético para superar la columna hidrostática o el manejo de altos caudales.
	Empuje por capa de Gas: El incremento de la relación Gas-Líquido puede afectar la eficiencia de levantamiento.
Presión estática	La presión estática nos permite estimar la energía de empuje disponible en el yacimiento para movilizar el fluido hasta llegar al pozo. La falta de energía en el yacimiento debe ser compensada o asistida con el trabajo realizado por el sistema de levantamiento, definiendo así la capacidad necesaria de energía en el método a elegir.

Densidad del Aceite	El petróleo con densidades altas aumenta la presión hidrostática y, por lo tanto, el requerimiento energético necesario para levantar el fluido. Los aceites que tienen densidades altas tienen mayor tendencia a tener viscosidades altas y provocar mayores pérdidas energéticas en la tubería.
Densidad del Gas	Puede ser determinante en el diseño de sistemas de levantamiento por gas (Presión en válvulas), la variación de la densidad del gas durante la vida del campo debe ser tomada en cuenta. Ayuda a evaluar las profundidades que el sistema de levantamiento tendrá que lidiar, ya que está asociada a la presión hidrostática.
Problemas del yacimiento:	La arena, parafina o incrustaciones pueden causar taponamiento y/o abrasión. La presencia de H ₂ O, CO ₂ o salmuera puede causar corrosión. La emulsión que ocurre en el fondo de pozo incrementa la contrapresión y reduce la eficiencia de levantamiento. Altas temperaturas pueden afectar el equipo de fondo.

Tabla 1 Parámetros de selección correspondientes a las propiedades del yacimiento

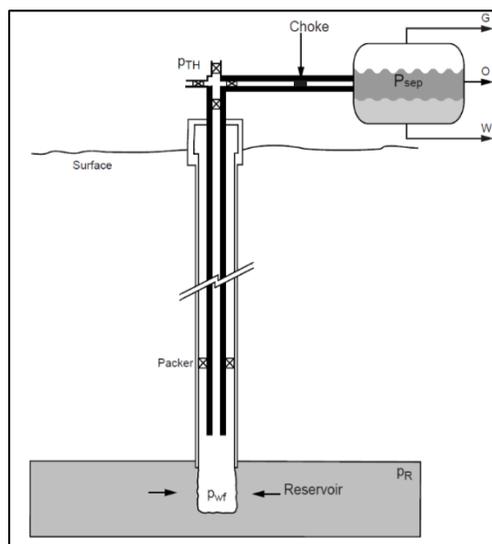
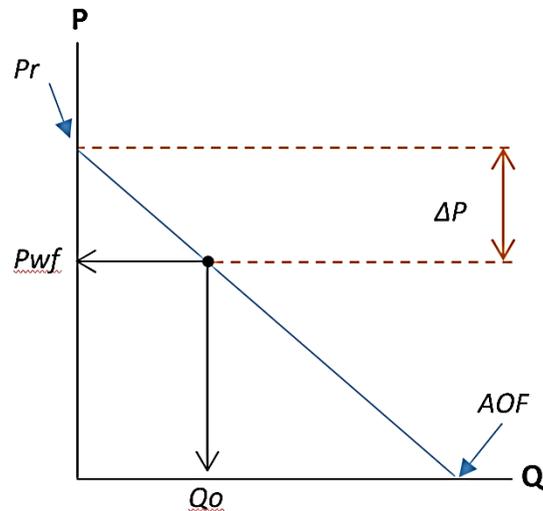


Ilustración 1 El sistema de producción

Fuente: Heriot-Watt University, Production technology I program.

La caída de presión que ocurre a través del yacimiento (ΔP) determina el flujo hacia el pozo, definido como la relación de desempeño del influjo (**IPR** por sus siglas en inglés). La caída de presión que causa el flujo en la tubería y el pozo (ΔP_{tbg}) durante el ascenso de los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie es conocida como el desempeño vertical de levantamiento (**VLP** por sus siglas en inglés).



Gráfica 2 IPR de Línea recta (Para un líquido incompresible).

Fuente: Adaptado de Heriot-Watt University, Production technology II program.

El IPR se calcula a partir del flujo (Q) que ocurre debido a la diferencia de presión entre el yacimiento (P_r) y la presión en los perforados o la pared del pozo (P_{wf}). A medida que la energía del yacimiento se va agotando, la curva toma formas que dependen de la proporción entre el caudal y la caída de presión. En condiciones ideales la curva toma la ecuación de una línea recta (**Gráfica 2**).

El Índice de productividad (IP , Ec. 3.1)² es un punto en la vida productiva del yacimiento donde se produce cierto caudal (Q_o) a una caída de presión determinada. Cuando la presión en la pared del pozo es igual a cero y la caída de presión equivale a la del yacimiento (Planteamiento ideal), se observa según la **gráfica 2** el máximo caudal de flujo (AOF por sus siglas en inglés).

$$IP = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})} \quad (Ec. 1)$$

El índice de productividad es un término muy útil para conocer el potencial de producción de un pozo. Debido a que es una propiedad del yacimiento, la relación que se expresa entre la tasa de producción y la caída de presión, es constante a varios caudales.

La mayor limitación de la curva recta para la IPR es el asumir que durante la producción sólo se desplaza un fluido a través del yacimiento, específicamente aceite. Sin embargo, a medida que la presión decrece por debajo del punto de

² BROWN Kermil E., BEGGS H. Dale, *The technology of artificial lift methods*, Volumen 1, Capítulo 1, Inflow Performance, Productivity index, Pag 4.

burbuja ocurre la liberación de gas en solución en el yacimiento, causando una caída de producción mayor en tasas altas que finalmente da como resultado una curva no lineal en la gráfica. Se han desarrollado una amplia diversidad de métodos y ecuaciones para caracterizar la productividad en diferentes yacimientos, como son los de gas condensado o gas seco, entre otros, al final la ecuación más utilizada en la industria para yacimientos convencionales con liberación de gas es la ecuación de Vogel (Ec. 3.2)³.

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (Ec.2)$$

Donde:

Qmax es equivalente al caudal en el punto AOF.

Cuando el yacimiento se encuentra subsaturado, es decir, cuando la presión del yacimiento es superior a la presión de burbuja, la gráfica IPR puede ser correctamente representada por medio de una línea recta. Lo anterior se puede evidenciar en yacimientos con presión de burbuja muy baja o con una presión de yacimiento por encima del punto de burbuja gracias a la presencia de acuíferos adyacentes (Frontera abierta). Los hidrocarburos suelen encontrarse en la roca almacén en estado subsaturado a la presión de yacimiento, una vez se inicia la producción del fluido la presión del sistema declina, llevando la presión del yacimiento a valores iguales o menores a la presión de burbuja, lo cual hace que la gráfica exponga un comportamiento curvilíneo. Para calcular el IPR por encima de la presión de burbuja se utiliza el caudal (Q) que se despeja de la **ecuación 1** debido a que el IP es constante, por debajo del punto de burbuja se continúa con el desarrollo del IPR (**Gráfica 3**) por medio de la **ecuación 2** de Vogel.

A partir de las curvas IPR podemos estimar la vida productiva y la energía requerida en el pozo para obtener diferentes tasas de producción. El factor de recobro (Ec. 3)⁴ se define como la relación entre la cantidad de fluido extraída del yacimiento con respecto al fluido disponible en los poros del yacimiento. Este valor se calcula a partir de:

$$r = \frac{N_p}{N} \quad (Ec.3)$$

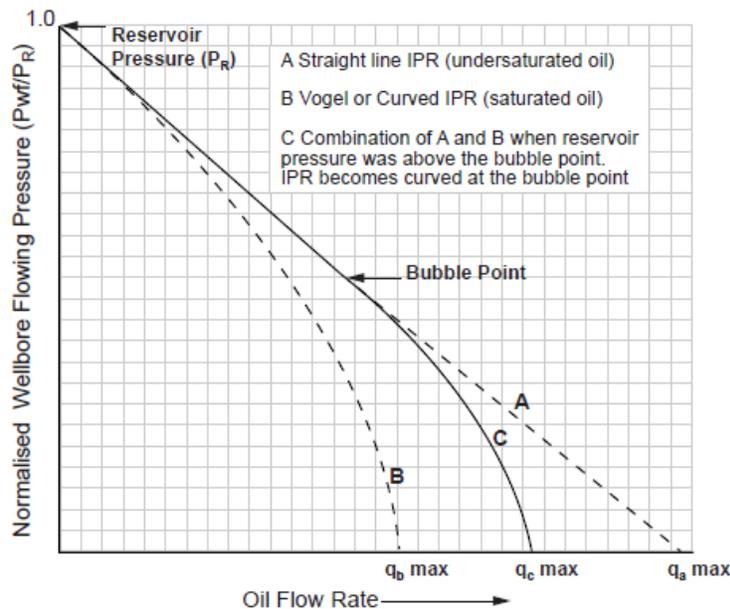
Donde:

N_p = Hidrocarburo producido

N = Hidrocarburo en el yacimiento.

³ BROWN Kermit E., BEGGS H. Dale, *The technology of artificial lift methods, Volumen 1, Capítulo 1, Inflow Performance, Vogel's work, Pag 12.*

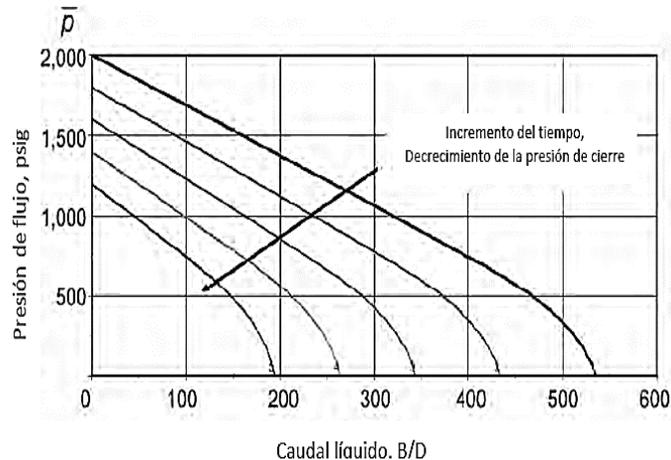
⁴ DE FERRER M. Paris, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda Edición, Capítulo 4, Desplazamiento de fluidos inmiscibles, Pag 116.*



Gráfica 3 Relación de desempeño del flujo (IPR) luego de Vogel.
Fuente: Heriot-Watt University, Production technology II program.

En el transcurso de la producción del campo, el factor de recobro aumenta a medida que la energía del yacimiento que realiza el levantamiento del fluido disminuye. Por lo tanto, el potencial del campo y las curvas IPR cambian con el tiempo. Teniendo en cuenta que a partir de estas curvas se estima un volumen de fluido que se puede producir en determinado tiempo y finalmente un potencial económico del campo; es importante realizar un estimado que se acerque lo más posible a la realidad esto permite tomar decisiones correctamente fundamentadas sobre las inversiones futuras y las expectativas de ganancias financieras provistas por la extracción petrolífera.

Cuando la energía del pozo es insuficiente para producir por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada se llega a un punto en el cual la rentabilidad disminuye y se torna poco atractiva. Esto explica la importancia de los sistemas de levantamiento artificial para realizar una producción óptima y económicamente rentable. El objetivo de los sistemas de levantamiento es disminuir el requerimiento energético que el yacimiento necesita para llevar el fluido desde el fondo del pozo hasta las facilidades en superficie, por ende, es esencial para el diseño de los sistemas de levantamiento conocer cuál es la capacidad de aporte de producción del pozo en el presente y a futuro.



Gráfica 4 IPR con decrecimiento de presión de cierre con el tiempo.

Fuente: LEA James F. Petroleum Engineering handbook, Volumen IV, Capítulo 10, Artificial lift selection, Pag 414, 2007.

El índice de productividad se emplea para calcular el caudal que puede aportar el yacimiento al pozo, este valor resulta esencial para determinar una tasa de producción óptima que conserve la integridad del equipo y mantenga el constante aporte de fluido al pozo. Además, la eficiencia y requerimientos energéticos en superficie de los sistemas de levantamiento dependen profundamente de las propiedades del fluido que se quiere levantar, en especial la relación Gas-Aceite y Gas-Líquido presentes en la tubería y fondo del pozo.

1.1.2. Consideraciones con respecto a las características del pozo.

Los sistemas de levantamiento artificial se ven afectados de diversas maneras por la calidad y tipo de completamiento que presenta el pozo. Los sistemas que se encuentran en la profundidad del pozo con elementos móviles dentro de su mecanismo, se ven expuestos a la turbulencia del fluido y las irregularidades del revestimiento, las cuales tienden a generar daños por fricción o presencia de limillas entre sus piezas. Es responsabilidad del ingeniero de diseño amparar estos posibles inconvenientes al momento de elegir el método adecuado que garantice una producción óptima del fluido. También se debe discutir con el proveedor del SLA las características específicas o herramientas adicionales que deben ser empleadas para asegurar su correcto funcionamiento, ya que las especificaciones especiales o adicionales para los equipos suelen elevar el costo de inversión consignado en el análisis económico.

Los factores del pozo que afectan el desempeño de un sistema de levantamiento artificial son:

PARÁMETROS DE SELECCIÓN RELACIONADOS A LAS CARACTERÍSTICAS DEL POZO	
Profundidad del pozo	La profundidad determina cuanta energía se necesita para transportar los fluidos a superficie. Puede limitar la selección de ciertos sistemas que se ven fuertemente afectados por las altas profundidades, como son el levantamiento por varillas o las bombas de desplazamiento positivo, entre otros.
Tipo de completamiento	El completamiento y el factor de daño afectan el desempeño del influjo.
Tamaño de revestimiento y tubería	Los revestimientos de diámetro pequeño limitan el tamaño de la tubería de producción y diámetro de la bomba, restringiendo muchas opciones. Una tubería de diámetro muy pequeño limitará la tasa de producción, pero tuberías de tamaño excesivo permitirán recaídas del fluido.
Geometría del pozo	Pozos muy desviados pueden limitar la aplicación de ciertos sistemas de levantamiento, como el levantamiento por varillas o bombeo por cavidades progresivas, entre otros.

Tabla 2 Parámetros de selección relacionados a las características del pozo.

Fuente: Petroleum Engineering Handbook, Volumen IV, Capítulo 10, Artificial lift selection, James F. Lea, 2007

1.1.3. Consideraciones con respecto a las facilidades de superficie.

Durante el desarrollo de un campo petrolífero lo más común es conectar la línea de producción a facilidades pre-existentes que se encuentren en las cercanías de la locación con el objetivo de disminuir los costos de producción e inversión iniciales.

Estas facilidades tienen condiciones operativas estructuradas y están diseñadas para trabajar bajo ciertos estándares. Para realizar una producción óptima es necesario que el sistema de levantamiento artificial instalado tenga la capacidad de llevar el fluido a superficie de tal manera que cumpla con los requisitos propuestos por las facilidades de superficie. Además, es necesario contar con una fuente de energía eléctrica o combustible adecuada que soporte la operación del sistema de levantamiento. Entre estos requerimientos están:

PARÁMETROS DE SELECCIÓN CORRESPONDIENTES A LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE	
Caudales	Los caudales son gobernados por las presiones en cabeza de pozo (THP por sus siglas en ingles) y contrapresiones en los equipos superficiales de producción. (e.j. Estranguladores, separadores y líneas de flujo). El sistema de levantamiento debe tener la capacidad de igualar o superar estas presiones con caudales requeridos.
Tamaño y longitud de la línea de flujo	Determinan la THP requerida y afectan el desempeño general del sistema de producción.
Fluidos Contaminantes	Las incrustaciones, parafinas, asfáltenos o sedimento fangoso pueden aumentar la contra presión en un pozo.
Fuentes de energía	La disponibilidad eléctrica o de combustible rige el tipo de sistema de levantamiento seleccionado.
Locación del campo	En campos costa afuera la disponibilidad de espacio y el posicionamiento de pozos direccionales son consideraciones críticas. En campos costa adentro, factores como límites de ruido, seguridad, impacto ambiental, acceso en superficie y espaciamiento de los pozos deben ser considerados.
Clima y Ambiente.	Puede afectar el desempeño del equipo de superficie.

Tabla 3 Parámetros de selección correspondientes a las facilidades de superficie.

Fuente: LEA James F., Petroleum Engineering Handbook, Volumen IV, Capítulo 10, Artificial lift selection, 2007

1.1.4. Consideraciones con respecto a las condiciones de operación del campo.

Durante la vida productiva de un campo petrolífero la compañía operadora puede tomar la decisión de desarrollar diferentes tipos de intervenciones para aumentar el factor de recobro, y consecuentemente, el beneficio económico final del campo. Durante la implementación de los métodos de recobro se alteran diversos factores que definen el potencial productivo del pozo y las características del fluido que se produce.

El ingeniero de diseño del SLA debe tener en cuenta durante la selección del sistema la serie de cambios que se pueden presentar, para así operar con un sistema que sea lo más flexible posible y permita producir de manera óptima mientras los cambios ocurren, o que en el momento de cambiar a un sistema nuevo no se vea afectado el beneficio económico final.

Las instalaciones de superficie que se encuentran operativas previamente al desarrollo del campo o el nuevo sistema, pueden brindar una oportunidad para acoplar con mayor facilidad y menor costo determinados métodos de levantamiento. Es importante tener en cuenta diversos factores de las condiciones del campo, como la disponibilidad de redes eléctricas, facilidades para fluidos de inyección o bombeo hidráulico, compresores de gas, entre otros, que pueden llegar a ser determinantes en el momento de tomar una decisión.

Entre las diferentes consideraciones con respecto a condiciones operativas se encuentran:

PARÁMETROS DE SELECCIÓN CORRESPONDIENTES A LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL CAMPO	
Planes de recobro a largo plazo	Las condiciones del campo y los fluidos de producción pueden cambiar con el tiempo.
Operaciones de mantenimiento de presión	La inyección de fluidos puede cambiar los requerimientos necesarios para un sistema de levantamiento artificial.
Proyectos de recobro mejorado	Los procesos de recobro mejorado pueden cambiar las propiedades de los fluidos y requerir cambios en los sistemas de levantamiento.
Automatización del campo	Si el sistema de control de los equipos ha de ser alimentado eléctricamente, un sistema de levantamiento energizado eléctricamente podría ser considerado.
Disponibilidad operativa de personal y servicios de apoyo	Algunos sistemas de levantamiento artificial requieren un mantenimiento relativamente bajo; otros requieren monitoreo regular y adecuaciones. Los requerimientos de servicio pueden ser considerados durante el proceso de selección. Además, la familiaridad del personal del campo con los equipos debe tenerse en cuenta.

Tabla 4 Parámetros de selección correspondientes a las condiciones de operación del campo.
Fuente: LEA James F., Petroleum Engineering Handbook, Volumen IV, Capítulo 10, Artificial lift selection, 2007

1.1.5. Evaluación económica

Cada método de levantamiento acarrea diferentes costos durante su vida operativa, lo cual debe ser contemplado en una evaluación económica adecuada durante el proceso de selección del SLA. Los costos asociados a la operación de producción están ligados al método de levantamiento y a las facilidades en superficie preexistentes o que podrían ser necesarias.

Es importante que el ingeniero encargado de tomar la decisión, conozca el presupuesto del cual debe disponer para que el sistema trabaje de forma óptima sin afectar tanto al equipo como al pozo. Finalmente, el volumen de producción de hidrocarburos lo define la empresa operadora, evaluando y proyectando la mayor rentabilidad.

Un método de levantamiento puede suplir de manera adecuada los requisitos técnicos del pozo, sin embargo, si el costo de operación afecta de manera drástica el margen de ganancia económica, resulta necesario contemplar otros métodos de levantamiento que pueden adecuarse a los requisitos técnicos para trabajar en condiciones óptimas y a un costo menor. El método de levantamiento seleccionado no será definido por cuestiones técnicas o ingenieriles, serán los términos económicos y el margen de ganancias quienes definan cual SLA será empleado.

FACTORES A TENER EN CUENTA DURANTE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.	
Adquisición, Instalación y costo de entrenamiento del personal	Representan el costo inicial de la operación. El precio de los SLA depende de los proveedores, disponibilidad en la locación, especificaciones tecnológicas, personal de instalación y transporte, entre otros. El personal de campo debe ser debidamente capacitado para la operación correcta de los equipos y procedimientos de seguridad.
Costos de operación	Algunos sistemas de levantamiento, como el Gas Lift y el bombeo hidráulico, necesitan tener facilidades de superficie con fluidos disponibles para su operación, siendo esto un costo adicional. Los requerimientos energéticos del sistema, como el combustible o la electricidad, deben ser contemplados. El mantenimiento de los equipos de superficie también puede representar un costo adicional que varía con respecto al método.
Confiabilidad	A partir de la experiencia de los ingenieros y las opiniones de los proveedores se puede estimar, sin la necesidad de mayor exactitud, la cantidad de fallas que puede presentar determinado método y su tendencia a producir pérdidas, incurriendo en sobrecostos.
Reemplazo/ Reparación	Ningún método de levantamiento es infalible y durante su selección y diseño se debe tener en

	cuenta la posibilidad de falla y su frecuencia. Algunos métodos como el levantamiento con varillas, puede ser reparado sin mayor complejidad o costos muy drásticos, a diferencia de otros métodos como el bombeo electro sumergible, que implica operaciones costosas de workover y la compra de un nuevo equipo.
--	--

Tabla 5 Factores a tener en cuenta durante la evaluación Económica de un sistema de Levantamiento.
Fuente: LEA James F., Petroleum Engineering Handbook, Volumen IV, Capítulo 10, Artificial lift selection, 2007

1.2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La mayoría de los pozos de petróleo y gas del mundo son incapaces de producir a precios económicos sin ayuda, debido a que carecen de la suficiente presión de yacimiento para producir fluidos a la superficie. Esta condición puede ser el resultado de la reducción de presión con el tiempo o ser causada por la baja presión original⁵.

Para compensar la falta de energía natural en estas formaciones, las empresas operadoras deben equipar los pozos con sistemas de levantamiento artificial (SLA). Un SLA, es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde el yacimiento hasta las facilidades de superficie a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

La forma en que operan los SLA sobre los fluidos del pozo difiere en dos, una es modificando alguna de sus propiedades o la otra es aportando un empuje adicional a los mismos. De forma general, los SLA pueden ser clasificados ver **Ilustración 2**.

Cada SLA tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del SLA más adecuado para determinado proyecto. Además, los operadores deben considerar el potencial retorno de su inversión, equilibrando el valor del aumento de la producción contra el costo de los elementos necesarios para la instalación y mantenimiento de un SLA.

⁵ R. von Flatern, senior editor *Oilfield Review* 27, no. 2 (Septiembre 2015), The defining series, Artificial lift. Copyright © 2015 Schlumberger.

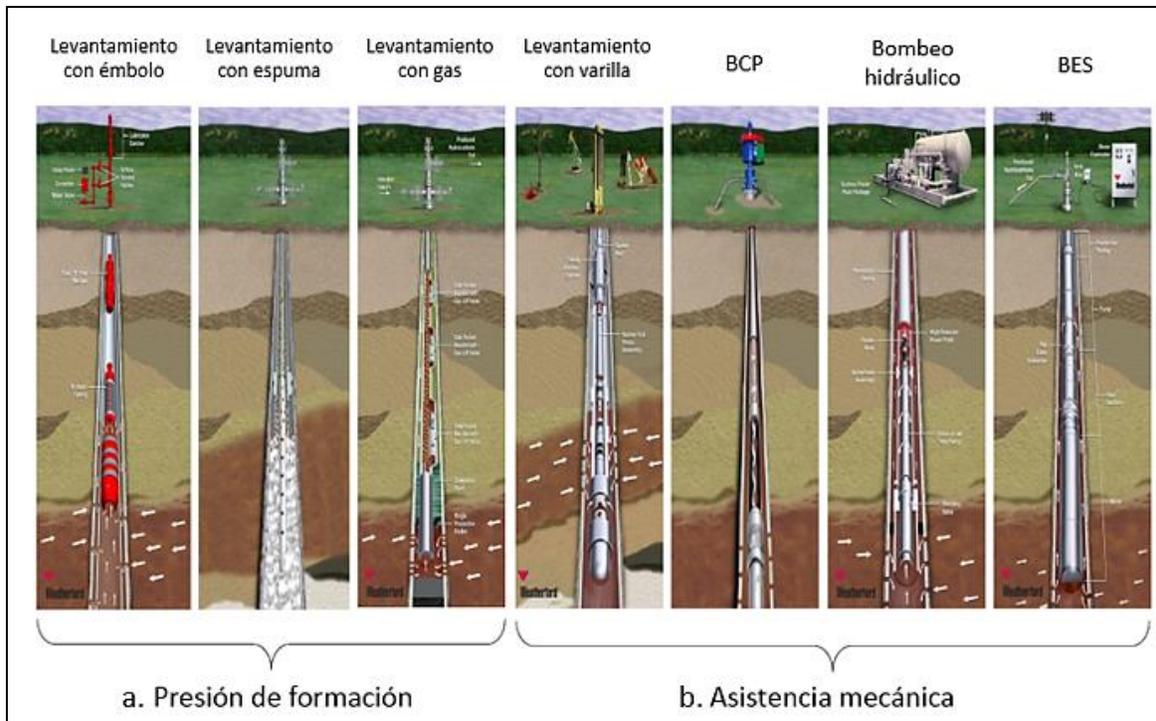


Ilustración 2 Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial.

Fuente: Introduction to Artificial Lift, mayo 2013, WFT.

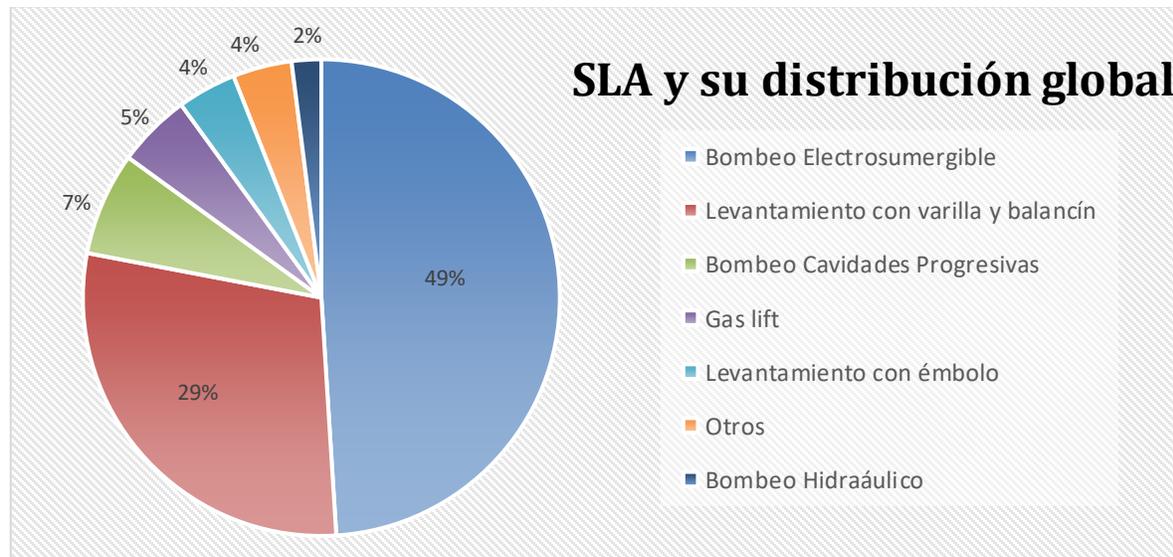
- a. Aquellos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (Por ejemplo, reducción de densidad).
- b. SLA que aplican asistencia mecánica mediante la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Al recurrir a los sistemas de levantamiento artificial se busca prolongar la vida productiva del pozo, sin embargo, estos sistemas también pueden ayudar a acortar el tiempo entre su etapa inicial de producción y el abandono del pozo. Por ejemplo, las empresas operadoras pueden obtener una ventaja económica mediante la aceleración de las tasas de recuperación, un proceso que drena más rápidamente el depósito, ahorrando así los gastos en situaciones caracterizadas por los altos costos de operación.

Puesto que al final de la vida productiva del campo disminuye la presión de yacimiento y se produce más agua, el levantamiento artificial se asocia generalmente con el desarrollo de campos maduros. La actividad en aguas profundas y áreas que requieren la construcción de pozos complejos, han hecho que la explotación de hidrocarburos en todo el mundo promocióne la demanda de tasas altas de levantamiento para producir crudo de forma rápida y eficiente a bajo costo. En costa afuera y regiones con entornos difíciles, las técnicas de levantamiento artificial aceleran el flujo de caja, generan beneficios más pronto y

ayudan a las empresas operadoras a obtener mejores rendimientos, incluso en los pozos que fluyen de forma natural.⁶

El levantamiento con varilla y balancín, el gas lift y el bombeo electrosumergibles son los SLA comunes, pero también se utilizan el bombeo hidráulico y el bombeo de cavidades progresivas (**Gráfica 5**). Cada uno satisface a ciertos requisitos de levantamiento y objetivos operacionales.



Gráfica 5 Porcentaje de sistemas de levantamiento empleados en el mundo.
Fuente: ALS Market (Markets and Markets), Spears and Associates OMR 2012

1.2.1. Levantamiento con gas (Gas lift)

El gas lift es un método de levantamiento artificial en el cual se inyecta gas al interior de la tubería de producción para reducir la presión hidrostrática de la columna de fluido. El resultado es la reducción de la presión de fondo, lo cual permite que los fluidos del yacimiento ingresen al pozo a una tasa de flujo alta. Normalmente el gas es inyectado por el anular para ingresar a través de una serie de válvulas. La posición de las válvulas, presión de operación y la tasa de inyección de gas están dadas por las condiciones específicas del pozo⁷. El gas lift es la única forma de levantamiento de artificial que no requiere el uso de una bomba en el fondo del pozo. Debido a su relativa simplicidad, flexibilidad y capacidad de operación en un amplio rango de tasas de producción, es particularmente usado en costa afuera⁸. Existen dos tipos de gas lift, el de flujo continuo y el de flujo intermitente⁹.

⁶ R. Fleshman & H. Obren Lekic, *Artificial Lift for High-Volume Production*, *Oilfield Review*, Primavera de 1999.

⁷ *Oilfield glossary SLB, gas lift (Well Completions)*.

⁸ J. Bellarby, *Well Completion Design*, capítulo 6, *Artificial Lift*, Pag 304.

⁹ W. WINKLER Herald, R. BLANN Jack, *Petroleum Engineering Handbook, Volumen IV, Production operations engineering*, capítulo 12, *Gas Lift*, Pag 521.

Gas lift continuo: La gran mayoría de pozos con gas lift producen por flujo continuo, el cual es muy similar al flujo natural. En el levantamiento con gas lift de flujo continuo, la presencia de gas en los fluidos es apoyada con una fuente externa de gas a alta presión. El gas se inyecta continuamente en la tubería de producción a la máxima profundidad permitida por la presión de los gases inyectados y la profundidad del pozo.

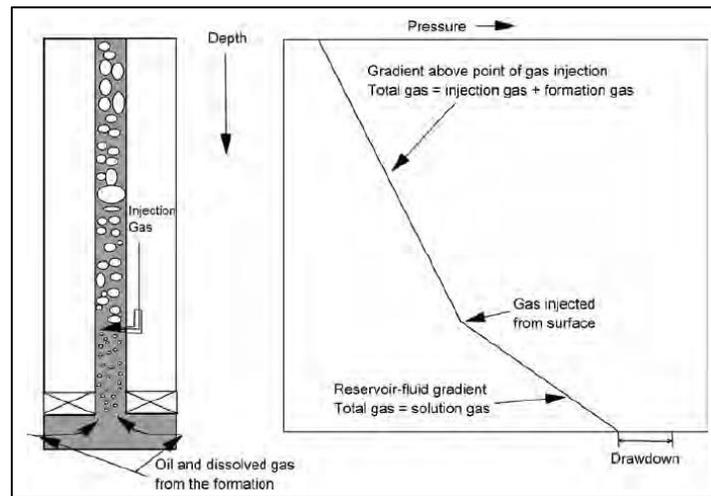


Ilustración 3 Gradiente de presión de flujo por encima y debajo de la profundidad de inyección del gas en un pozo con gas lift continuo.

Fuente: Petroleum Engineering Handbook, Volumen IV, Production operations engineering, capítulo 12, Gas Lift, 2007.

El gas de inyección se mezcla con el fluido producido por el pozo haciendo que su densidad disminuya al igual que el gradiente de presión de flujo de la mezcla desde el punto de inyección de gas a la superficie. La disminución del gradiente de presión de flujo reduce la presión de fondo por debajo de la presión estática creando de ese modo un diferencial de presión que permite que el fluido fluya en el pozo.

Gas lift intermitente : Como su nombre lo indica, el flujo intermitente es el desplazamiento periódico del líquido de la tubería por medio de la inyección de gas a alta presión. La acción es similar a la observada cuando se dispara una bala de una pistola. El bache de líquido que se ha acumulado en el tubo representa la bala. Cuando se aprieta el gatillo (La válvula de gas lift se abre), el gas de inyección a alta presión entra en la cámara (tubo) y se expande rápidamente. Esta acción fuerza al bache de líquido en la tubería de la misma manera en que lo hace el gas en expansión con la bala en la pistola.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ La flexibilidad del gas lift, en términos de tasas de producción y profundidad de levantamiento, rara vez puede ser igualada por otros métodos de levantamiento artificial, siempre y cuando la presión y volumen del gas de inyección sean los adecuados y estén disponibles. El gas lift llega a levantar fluido así haya sido diseñado de manera poco precisa. Las profundidades de los mandriles para muchas instalaciones de gas lift con válvulas recuperables se calculan con información mínima del pozo. ✓ Pozos altamente desviados que producen arena y tienen altas relaciones de gas-líquido son excelentes candidatos para la implementación de gas lift cuando se necesita levantamiento artificial. Muchas instalaciones de gas lift están diseñadas para aumentar la producción diaria de los pozos que fluyen por sí solos. El gas lift es ideal para completamientos en el fondo marino a través de la línea de flujo. Las válvulas de gas lift pueden ser remplazadas sin necesidad de matar el pozo o sin llevar a cabo el pulling de la tubería. ✓ La válvula de gas lift es un dispositivo simple, con pocas piezas móviles, la cual no necesita que los fluidos del pozo altamente cargados de arena pasen a través de ella para ser levantados (proceso que genera problema en las bombas de subsuelo). El equipo de fondo de pozo es relativamente barato. El equipo de superficie para el control de inyección de gas es simple, requiere poco mantenimiento y prácticamente no requiere de mucho espacio para su 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La principal limitación para el gas lift es la escasez de gas de formación o una fuente de gas de inyección. ✓ La falta de espacio para los compresores en plataformas off-shore también puede limitar el uso de gas lift. ✓ El mantenimiento deficiente de los compresores puede aumentar su tiempo de inactividad y a su vez incrementar el costo de operación, especialmente en pequeñas unidades de campo. Los compresores son caros y deben ser mantenidos adecuadamente. ✓ Generalmente, el gas lift no es tan conveniente como algunos otros sistemas para instalaciones de un solo pozo y pozos ampliamente espaciados. El uso de gas húmedo sin deshidratación reduce la confiabilidad de las operaciones de gas lift.

instalación. Por lo general, la confiabilidad del gas lift es alta y sus costos de operación son bajos en comparación con otros métodos de levantamiento.	
---	--

Tabla 6 Ventajas y desventajas del Gas Lift

Fuente: WINKLER Herald W., BLANN Jack R. Petroleum Engineering Handbook, Volumen IV, Production operations engineering, capítulo 12, Gas Lift,

1.2.2. Levantamiento con varilla (BAL)

El método de levantamiento con varilla (BP por sus siglas en inglés), también conocido como “bombeo mecánico”, es el tipo de levantamiento más antiguo y hasta hace unos años el más ampliamente utilizado. Un BAL está conformado por varios componentes, algunos de los cuales operan en superficie y otros en el fondo del pozo. La unidad de bombeo de superficie que acciona la bomba en el fondo del pozo, se compone de un motor primario (generalmente un motor eléctrico) y, una viga (Beam) fijada a un poste central (Sistema de balanceo tradicional). Este sistema permite que el balancín vaya hacia adelante y atrás, moviendo los componentes del fondo de pozo hacia arriba y abajo en el proceso.

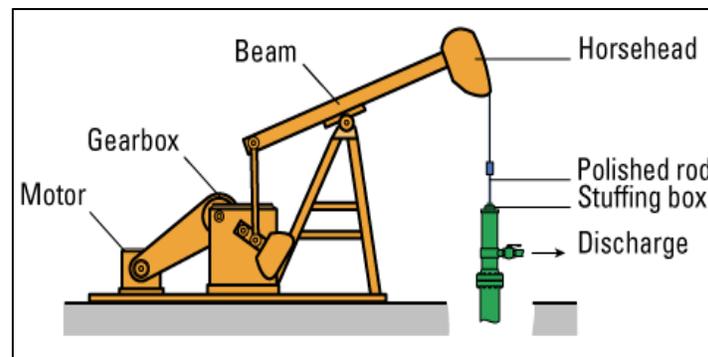


Ilustración 4 Esquema general del equipo de superficie del levantamiento con varilla.

Fuente: Oil and gas technologies website.

El sistema en superficie es accionado por un motor, unidades de correa en V, y una caja de cambios con un mecanismo de manivela. Cuando se utiliza este tipo de sistema, se le suele llamar instalación de bombeo por balancín. Sin embargo, existen otros tipos de unidades de superficie de bombeo que pueden ser utilizadas, incluyendo las unidades de accionamiento hidráulico (con y sin algún tipo de sistema de contrapeso), o incluso sistemas de torre que utilizan una cadena o correa para permitir movimientos largos y velocidades de bombeo lenta.

Las varillas de la unidad de superficie están conectadas a una bomba en el fondo del pozo. Las varillas de acero normalmente tienen longitudes de 25 o 30 pies con diámetros de 5/8, 1 o 1 1/4 de pulgada; las barras pueden ser soldadas en una sola pieza (varilla continua), la cual es muy empleada en pozos desviados. Las varillas de acero para bombeo encajan en el interior de la tubería de producción y son desplazadas hacia arriba y abajo por la unidad de superficie. Lo anterior activa la bomba de desplazamiento positivo en la parte inferior del pozo, esta bomba puede ser de volumen fijo o variable, la capacidad del volumen desplazado lo determina el viaje del pistón o embolo al interior de la bomba. Cada vez que las varillas y la bomba son desplazadas (Un stroke equivale a un viaje completo), un volumen de fluido producido se levanta a través del anular formado entre la varilla y la tubería de producción hasta la superficie.

El fluido mantiene su viaje gracias a un juego de válvulas en la bomba, una válvula viajera que se desplaza con el pistón y que se mantiene cerrada mientras este sube y una válvula fija que permite el llenado de la cámara de la bomba al abrirse cuando sube el pistón y cerrada mientras esté baja.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fácil operación por parte del personal de bombas aceite, agua y/o gas. ✓ Mecánica sencilla. ✓ Puede operar con un amplio rango de características inmersas en la producción de hidrocarburos. ✓ La unidad de superficie puede ser cambiada a otros pozos con un mínimo costo. ✓ Este método es aplicable en pozos estrechos y con múltiples completamientos. ✓ Puede bombear un pozo a muy baja presión. ✓ El método es flexible a la hora de lograr caudales que puedan balancear la declinación del pozo. ✓ Levanta fluidos de alta temperatura y viscosidad. ✓ El gas o la electricidad pueden ser usados como fuente de poder. ✓ Permite aplicar de manera fácil tratamientos para combatir la corrosión y formación de scale. ✓ Es un método muy conocido y ampliamente usado. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Una unidad de pulling es necesaria para hacerle servicio al equipo de fondo. ✓ Puede originar formación de sólidos tales como la parafina y los depósitos de scale. ✓ Los pozos con alto contenido de gas usualmente tienen baja eficiencia volumétrica y requieren de algún tipo de separación en el fondo del pozo. ✓ La bomba del fondo del pozo puede verse bloqueada por el gas. ✓ Los pozos desviados presentan problema para este sistema, suele necesitar equipo especial para su operación. ✓ La producción de sólidos en el pozo le representan problema. ✓ El equipo de superficie es grande y voluminoso por lo cual no representa una buena opción en offshore. ✓ En superficie el stuffing-box puede ocasionar derrames.

✓ Puede aplicar variados niveles de automatización.	
---	--

Tabla 7 Ventajas y desventajas del Levantamiento con varilla

Fuente: Hein, N.W. Jr.: "Beam-Pumping Operation: Problem Solving and Technology Advancements," JPT (April 1996) 330.

1.2.3. Bombeo electrosumergible (BES)

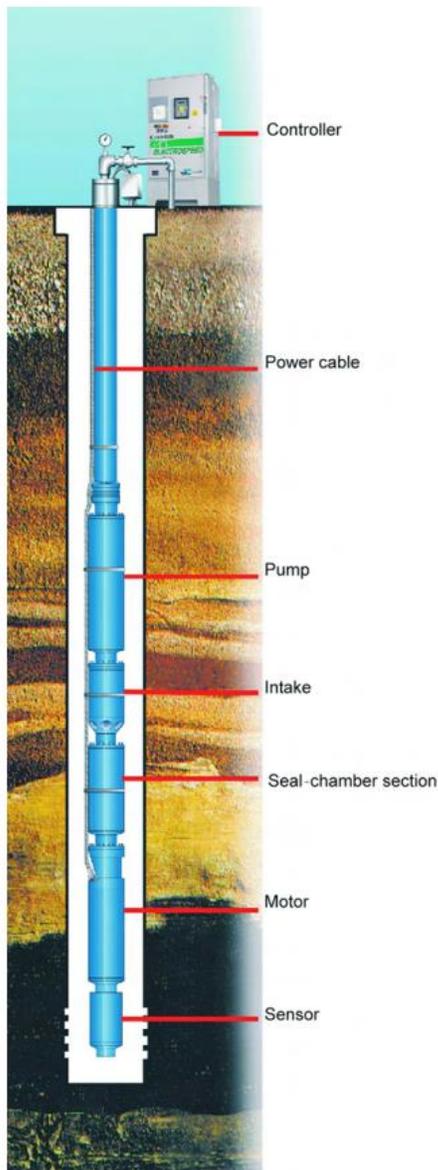


Ilustración 5 Configuración de una BES.

Fuente: ESP system configuration [after Centrilift Graphics, Claremore, Oklahoma (2003)].

La configuración normal del sistema BES se muestra en la **Ilustración 5**. Deja ver la unidad de una BES "colgada" de la tubería de producción con los componentes de fondo de pozo que comprende una bomba centrífuga multietapa dotada principalmente de un elemento móvil: el rotor o impulsor, elemento que transfiere la energía que proporciona el motor de accionamiento al fluido.

Esto se logra por medio de un intercambio de energía mecánica que aumenta la energía cinética y la velocidad del fluido. Un aumento de la presión por la acción centrífuga se lleva a cabo al circular el fluido desde el centro hasta la periferia.

Por efecto de la fuerza centrífuga el fluido es impulsado hacia el exterior, donde es recogido por la carcasa (Difusor) o cuerpo de la bomba.

Debido a la geometría del cuerpo, el fluido es conducido hacia las tuberías de salida o hacia la siguiente etapa (Conjunto difusor e impulsor). Luego de la bomba se encuentra el módulo de succión que puede estar integrado a un separador de gas; una sección de la cámara de sellado que mantiene el aceite dieléctrico que lubrica el motor; y un motor de inducción trifásico que

puede ser remplazado por un motor de imán permanente (PMM), con o sin un sensor.

El resto del sistema incluye el sistema de control en superficie y un cable de poder de tres fases que alimenta al motor. Debido a que la BES es empleada en el fondo del pozo, en donde el máximo diámetro interno de tolerancia del revestimiento (Drift) es bastante angosto, el equipo de diseño y el fabricante requieren maximizar el levantamiento de la bomba y la potencia de salida del motor en función del diámetro y la longitud de la unidad.

Por lo tanto, el equipo suele ser largo y delgado. Los componentes se fabrican en diferentes longitudes de hasta aproximadamente 30 pies, y para ciertas aplicaciones, ya sea la bomba, sello, o el motor pueden ser múltiples componentes conectados en serie (Sistemas tandem).

A lo largo de su historia, los sistemas BES se han utilizado para bombear una variedad de fluidos. Normalmente, los fluidos de producción son el crudo y salmuera. Las BES también son ambientalmente estéticas ya que en superficie sólo son visibles el equipo de control de potencia (VSD) y el cable de poder que va desde el VSD a la cabeza del pozo.

El VSD puede fabricarse resistente a la intemperie. El equipo de control puede estar situado dentro de la distancia mínima recomendada de la cabeza del pozo o, si es necesario, hasta varias millas de distancia.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Es ideal para producir altos volúmenes de líquido a profundidades medias. La tasa máxima es de alrededor de 30.000 barriles por día a partir de 1.000 pies. ✓ La eficiencia energética es relativamente alta (alrededor del 50%) para los sistemas de producción de más de 1.000 barriles por día. ✓ Puede ser utilizado en pozos desviados sin ningún problema. ✓ Requiere poco mantenimiento, siempre y cuando la instalación haya sido diseñada y operada de la manera correcta. ✓ Puede ser utilizada en lugares urbanos ya que los equipos de superficie requieren un espacio mínimo. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Una fuente confiable de energía eléctrica de voltaje relativamente alto debe estar disponible. ✓ La flexibilidad de los sistemas BES que operan en una frecuencia eléctrica constante es muy baja debido a que la capacidad de producción de la bomba centrífuga está dada por la variación de la frecuencia. El diseño adecuado basado en datos precisos del pozo y el ajuste de la capacidad de la unidad es crucial. A pesar de las mejoras constantes es muy común requerir de operaciones de workover costosas para correr una nueva unidad en el pozo. El uso de variadores de velocidad puede eliminar la mayoría de estos problemas, pero a un costo adicional.

<ul style="list-style-type: none"> ✓ Muy adecuado para producción offshore debido a los bajos requerimientos de espacio. ✓ Los tratamientos para la corrosión y scale son relativamente fáciles de realizar. ✓ En general se considera una bomba de alto volumen, efectiva para el aumento del volumen deseado y óptima lidiando con los altos cortes de agua provocados por las operaciones de recuperación secundaria y mantenimiento de la presión.** ✓ Permite poner producción el pozo incluso durante la perforación y trabajos de mantenimiento de los pozos en los alrededores (Cluster).** 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ El gas libre presente en el módulo de succión deteriora la eficiencia de la BES y puede incluso evitar por completo la producción de líquido. Se requiere el uso de separadores o manejadores de gas si hay más de un 5% de gas libre que esté entrando en la bomba. ✓ Los materiales abrasivos como la arena presente en los fluidos del pozo aumentan el desgaste del equipo. Los materiales especiales resistentes a la abrasión están disponibles, pero aumentan los costos del equipo. ✓ La reparación de un equipo BES en el campo petrolero es difícil, el equipo defectuoso debe ser enviado al taller de reparaciones del fabricante. ✓ La alta temperatura es un factor limitante, el equipo estándar está limitado a aproximadamente los 250°F. El uso de materiales especiales aumenta el límite de temperatura a 400°F. ✓ Los costos de running y pulling son altos debido a la necesidad de equipos de workover de gran capacidad. El coiled tubing o CT (tubería flexible) desplegada con unidades BES reducen los costos de workover. ✓ No tolera bajos volúmenes, no menos de 150 B/D.**
---	--

Tabla 8 Ventajas y desventajas del Bombeo electrosumergible

Fuente: Gabor TAKACS, Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations, and Maintenance, Page 11, Elsevier Inc. All rights reserved.

**Selection of Artificial Lift, Jamer F. Lea and Henry V, Nickens—Amoco EPTG/RPM, SPE-52157 (March 1999).

1.2.4. Bombeo de cavidades progresivas (BCP)

Una BCP es una bomba de desplazamiento positivo constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal:

El rotor metálico: es la pieza móvil e interna conformada por una sola hélice. El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que le transmite el movimiento rotativo a través de la sarta de varilla.

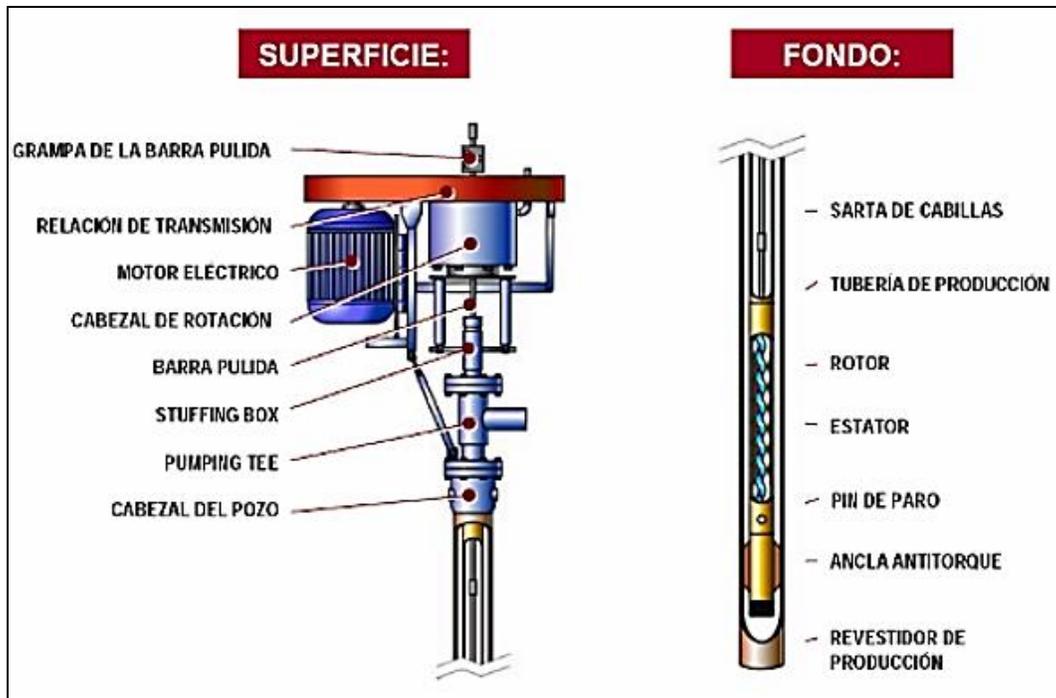


Ilustración 6 Esquema general del equipo de bombeo de cavidades progresivas

Fuente: Oil and gas technologies website.

El estator: la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre si, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor. Se conecta a la tubería de producción.

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator. El fluido es desplazado de manera axial y de forma continua entre los lóbulos y el rotor, gracias a la cadena de cavidades progresivas bien delimitadas y aisladas.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Habilidad para producir fluidos altamente viscosos. ✓ Habilidad para producir con altas concentraciones de arena. ✓ Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea). ✓ Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles. ✓ Muy buena resistencia a la abrasión. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día (máximo de 4500 Bls/día). ✓ Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies (máximo de 8000 pies). ✓ Resistencia a la temperatura de hasta 250 °F (máxima de 300 °F). ✓ Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto

<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bajos costos de inversión inicial. ✓ Bajos costos de energía. ✓ Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo). ✓ Simple instalación y operación. ✓ Bajo mantenimiento. ✓ Equipos de superficie de pequeñas dimensiones. ✓ Bajo nivel de ruido ✓ Eficiencias entre 50 y 60% 	<p>de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables (evitando una buena lubricación). ✓ Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos. ✓ Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales. ✓ La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba. ✓ Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.
---	--

Tabla 9 Ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas

Fuente: HIRSCHFELDT Marcelo, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Introducción al sistema PCP, 2008.

1.2.5. Bombeo hidráulico (BH)

Hay dos tipos de bombas hidráulicas existentes en el mercado: Bombas de desplazamiento positivo y bombas de chorro o bombas jet.

La bomba de desplazamiento positivo se compone de un motor hidráulico de movimiento alternativo que consta de un conjunto de pistones acoplados de manera alternativa, uno accionado por el fluido motriz y el otro por el bombeo de los fluidos del pozo.

El fluido motriz (aceite o agua) es dirigido por la sarta de tubería para hacer funcionar el mecanismo en el fondo del pozo. En cuanto a la bomba jet (algo más popular), convierte el fluido motriz de alta presión a un chorro de alta velocidad que mezcla directamente con los fluidos del pozo por medio del principio de tobera. Los dos tipos de bombas producen por el anular.

Los dos tipos básicos de instalación son el de bomba "fija" y el diseño de Bomba "libre o inserta".

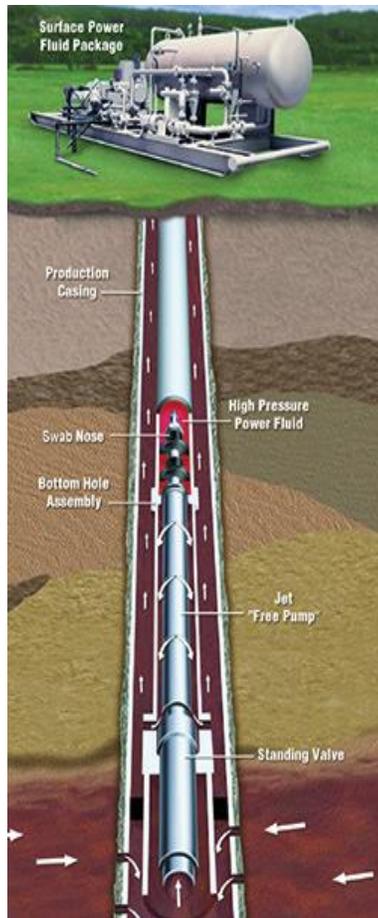


Ilustración 7 Esquema sistema de bombeo hidráulico.
Fuente: Introduction to artificial lift, march 2013.

En la instalación fija, la bomba de fondo de pozo está sujeta al extremo inferior de la sarta de tubería.

La instalación de bomba libre está diseñada para permitir que la bomba de fondo de pozo circule dentro y fuera de la tubería del fluido motriz, o también se puede instalar y recuperar a través de operaciones de wireline.

El bombeo hidráulico resulta un método de levantamiento flexible que permite regular de manera amplia con los controles de fluido motriz en superficie la tasa de bombeo del fondo de pozo. Productos químicos para controlar la corrosión, parafina, y emulsiones pueden ser inyectados al fondo de pozo con el fluido motriz, también se puede inyectar agua dulce para disolver depósitos de sal. El fluido motriz puede servir como un diluyente eficaz para reducir la viscosidad de crudos pesados por medio del incremento de la temperatura o implementación de químicos que aligeren la viscosidad.

Los sistemas de bombeo hidráulico son apropiados para pozos desviados que pueden causar problemas a otros tipos de levantamiento artificial. El equipo de superficie que consta de un sistema básico de inyección y un tanque de retención puede tener un perfil bajo que es fácil de agrupar en las facilidades de una batería para dar servicio a numerosos pozos. Esto puede ser ventajoso en sitios urbanos, lugares en offshore, áreas que requieren sistemas de riego, y las áreas sensibles a nivel ambiental.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bomba libre o inserta: Permite que la bomba pueda ser fácilmente manejada al interior de la tubería del fluido motriz. Es especialmente atractivo en plataformas marinas, lugares remotos, poblados y áreas agrícolas. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La limpieza del fluido motriz: Remover los sólidos del fluido motriz es muy importante para las bombas de desplazamiento positivo. Las bombas de pistón en superficie también se ven afectadas por los sólidos. Las bombas

<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pozos Profundos: Las bombas de desplazamiento positivo son capaces de bombear hasta profundidades cercanas y superiores a los 17.000 pies. Las bombas jet se pueden correr a los 20.000 pies manteniendo una sumergencia del 25% del intake (Succión) de la bomba. ✓ Control de velocidad: Al cambiar la rata de inyección del fluido motriz de las bombas, la producción puede variar de 10 al 100 por ciento de la capacidad de la bomba. El rango óptimo de velocidad es de 20 a 85 por ciento de la velocidad nominal. ✓ Pozo desviados: Las "bombas insertas" no suelen presentar problemas en pozos desviados. La bomba jet puede ser instalada a través de la tubería del fluido motriz. ✓ La producción de arena: Las bombas jet pueden manejar arena y otros sólidos, ya que no tienen partes móviles y cuentan con gargantas de toberas reforzadas. ✓ Aceites viscosos: Las bombas de desplazamiento positivo pueden manejar aceites viscosos de muy buena manera. El fluido motriz puede ser calentado o puede contener diluyentes. ✓ Corrosión: Los inhibidores de corrosión pueden ser inyectados en el fluido motriz para el control de la corrosión. 	<p>jet, por otra parte, son muy tolerantes a la mala calidad del fluido motriz.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ La vida de la bomba: Las bombas de desplazamiento positivo, en promedio, tienen una vida más corta entre reparaciones que la Jet, el BP y la BES. Estas reparaciones están en función de la calidad del fluido motriz y las grandes profundidades. Por otra parte las bombas jet pueden llegar a tener una vida muy larga si no se ven expuestas a sólidos o cavitación. ✓ Presión de fondo: Las bombas de desplazamiento positivo pueden bombear prácticamente a una presión del fondo de pozo de cero en ausencia de interferencia por gas, las bombas jet no pueden bombear a presiones bajas en el intake. Las bombas jet requieren aproximadamente 1000 PSI presión de fondo cuando se instala a 10.000 pies y aproximadamente 500 PSI cuando se instala a 5000 pies. ✓ Personal capacitado: Las bombas de desplazamiento positivo en general, requieren personal de operación más cualificado, o tal vez, simplemente necesitan de un poco más de atención, que las bombas jet y otros tipos de levantamiento artificial. Hay dos razones para esto. La primera, la velocidad de la bomba tiene que ser monitoreada diariamente ya que no permite operar a su limite. La segunda, los sistemas de limpieza del fluido motriz necesitan ser revisados frecuentemente para mantenerlos funcionando a su máxima eficacia.
--	--

Tabla 10 Ventajas y desventajas del Bombeo hidráulico

Fuente: FRETWELL James, Petroleum Engineering Handbook, Volumen IV, Production operations engineering, capítulo 14, Hydraulic Pumping in Oil Wells, Weatherford Artificial Lift Systems.

1.3. SISTEMAS INTELIGENTES

Un sistema inteligente se define como una herramienta computacional cuyo diseño se basa en procesos similares a los desarrollados por la mente humana. Esto comprende un amplio espectro de usos y aplicaciones, definido como *"inteligencia artificial"*. Aunque se considera que actualmente el desarrollo tecnologico basado

en este tipo de sistemas se encuentra en su etapa inicial y no se ha llegado a explotar ampliamente su potencial, se les emplea de manera extensa en diversas industrias y procedimientos. Los sistemas inteligentes suelen ser utilizados para facilitar procesos de toma de decisiones, análisis de resultados, supervisión de operaciones y manufactura, recopilación informática, entre otros.

La toma de decisiones es un proceso complejo basado en la evaluación de diferentes posibilidades bajo una serie de criterios predeterminados con el objetivo de optar por aquella opción que provea el resultado más adecuado. En el contexto habitual, el procedimiento de la toma de decisiones contiene una cantidad tediosa de criterios que deben ser contemplados cada uno con su propio grado de importancia, a la par de una diversa gama de posibilidades a elegir de diferentes niveles de desempeño con respecto a cada criterio. La entidad encargada de tomar la decisión suele recurrir a la intuición y experiencia previa para simplificar la evaluación de las posibilidades debido al extenso trabajo que implica realizar un análisis decisivo y correcto que tenga en cuenta una evaluación completa de todos los criterios, esto, no necesariamente conlleva a una decisión incorrecta o poco adecuada, pero si a la visualización algo limitada de las opciones disponibles y también probablemente de la selección de aquella opción más óptima.

Para facilitar el proceso de evaluación de todas las opciones posibles contempladas en la extensa cantidad de criterios, innumerables industrias han optado por emplear o desarrollar sistemas inteligentes que se alimenten de la gran cantidad de información involucrada en el proceso de selección para posteriormente realizar un procedimiento computacional “inteligente” que realice la evaluación correspondiente y brinde una serie de resultados. Estos sistemas inteligentes se basan en diferentes metodologías y algoritmos, entre los cuales están:

1.3.1. Sistemas inteligentes basados en la experticia (Sistemas expertos):

Los *sistemas expertos* (Expert Systems), son sistemas basados en el análisis de datos a partir del conocimiento previo, tanto teórico como práctico, del trabajo propuesto para analizar. Este tipo de sistemas se crean a partir de una serie de reglas o restricciones brindadas por profesionales expertos en el tema, consultas generalizadas en el campo de acción y/o estándares fuertemente establecidos. Gracias a su experiencia y conocimiento sobre el tema, proveen la información necesaria para delimitar los criterios de evaluación (Análisis), que van desde patrones generalmente conocidos hasta “*reglas del dedo gordo*” que son aceptadas por profesionales con gran bagaje en la labor.

La eficacia de un sistema experto depende del valor de la información que lo conforma y su importancia experimental. Por lo tanto, un sistema experto es útil solo en análisis de temática específica que no aborda problemas de manera general en el área a desarrollar. Además, estos sistemas deben ser actualizados constantemente por sus diseñadores conforme se desarrolla el campo de evaluación. A diferencia de otros sistemas inteligentes, este tipo de software no se alimenta de manera independiente durante la evaluación que desarrolla. Por ejemplo, un sistema experto puede ser muy útil para la identificación de enfermedades virales, donde el conocimiento base puede ser brindado por especialistas en el tema, llegando a prosperar como una herramienta muy útil para el personal médico. Sin embargo, el diseño de un sistema experto para cada enfermedad representaría una cantidad de horas hombre extenuante, además de que en cortos lapsos de tiempo aparecen casos sin identificar o nuevos para el software, conllevando a que el sistema intente solucionarlo sin tener los criterios adecuados y presentando así soluciones desastrosas o inviables.

El algoritmo que usan los sistemas expertos son sencillos: sus criterios de análisis se basan en reglas o representaciones del conocimiento. Estas reglas se trabajan de manera simple bajo los condicionales “SI-ENTONCES”, los cuales a partir de hechos o conocimientos previos determinan un caso en cual “SI” cumple o no cumple con el criterio presenta un “ENTONCES”.

Los condicionales se conocen como *antecedentes* y *consecuentes* de la siguiente manera:

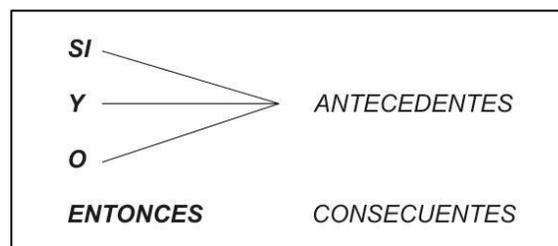


Ilustración 8 Condicionales en sistemas expertos

Fuente: Autores

Donde los antecedentes pueden ser combinados y reutilizados las veces que sea necesario y los consecuentes pueden presentarse repetidamente brindando más de un resultado si es oportuno.

El objetivo final de un sistema experto es que se desarrolle como un asistente de trabajo en un dominio de experticia específico o que resuelva algún problema que de otra manera tendría que ser resuelto por un experto. Además, es importante que

el computador sea capaz de integrar nueva información y pueda mostrar su conocimiento de forma sencilla de leer y entender. Finalmente, el software debe explicar cómo alcanza una conclusión en particular.

En la industria petrolera los sistemas expertos se han utilizado en una amplia diversidad de áreas, que van desde la solución de problemas respecto a la deposición de asfaltenos, consulta de corrosión, bombeo por varillas, perforación direccional, exploración sísmica entre otros. Para la selección de sistemas de levantamiento artificial los más conocidos por su historia, su desempeño en el mercado y su grado de investigación en la industria son:

1.3.1.1. OPUS® (Búsqueda de Unidad de Bombeo Óptima)

El sistema OPUS trabaja por medio de un acercamiento racional a varios aspectos del proceso de selección, donde se ayuda al productor de petróleo a encontrar aquel proceso de levantamiento de fluidos que mejor se acomode al campo a considerar. Inicialmente, OPUS integra un sistema experto que sintetiza todo el conocimiento adquirido en los diferentes sistemas de levantamiento, como el levantamiento por varillas, bombas electrosumergible, bombeo por cavidades progresivas, gas-lift, entre otros. Ese conocimiento base es utilizado por un algoritmo de inferencia el cual realiza una selección óptima después de analizar toda la información técnica y realizar la evaluación.

El software fue desarrollado en la década de 1980 por E.P. Valentin y F.C. Hoffman, en el Institut Francais du Pétrole, iniciando operación comercial en el año 1987. Su creación fue iniciada con el objetivo de abarcar no sólo la selección del sistema de levantamiento artificial si no llegar hasta la asistencia integrada en equipos que van desde el fondo de pozo hasta los sistemas de separación y almacenamiento. La programación consiste inicialmente en considerar los criterios cuantitativos y cualitativos (o imprecisos) y representarlos a partir de tríos de “atributo – objeto – valor”. Los atributos son agrupados en clases que describen distintas entidades como, por ejemplo, “ambiente del pozo”, el cual integra términos como “locación del pozo” o “temperatura de superficie”. La consulta de las reglas y los hechos es definida por bloques de control cuya estructura es similar a la programación algorítmica.

Debido a que el objetivo principal del programa es seleccionar la opción más adecuada en cuanto a sistemas de levantamiento y posteriormente clasificar las demás opciones disponibles de acuerdo a su idoneidad, se creó un término denominado “coeficiente de idoneidad” a partir de la siguiente estructura:

SI *condición* ENTONCES (*tipo de sistema*) → *coeficiente de idoneidad* < SC >

Para cada regla de este modo se establece un coeficiente de idoneidad (SC por sus siglas en ingles), cuyo valor varía entre valores de <+1> y <-1>, reflejando así el grado de idoneidad de determinado proceso con respecto a la premisa dada, más no el grado de confiabilidad de la regla. Un SC de -1 significaría una eliminación definitiva de la opción evaluada, mientras que un +1 indica un sistema muy adecuado para el pozo. Los valores intermedios pueden ser utilizados para redefinir el estimado. Las composiciones de los coeficientes para todas las reglas analizadas por el sistema experto pueden ser usadas para caracterizar la idoneidad general de cada proceso y, por lo tanto, clasificar cada proceso.

1.3.1.2. SEDLA® (Sistema Experto De Levantamiento Artificial)

Es un programa diseñado para ayudar en la selección de sistemas de levantamiento artificial, el cual consiste en un “consejero experto” desarrollado usando el conocimiento obtenido por medio de la experiencia de 9 expertos de reconocimiento mundial en sus áreas particulares de levantamiento artificial y sus métodos para determinar que sistemas utilizar para cada situación en particular. Esta base de conocimiento incluye bases teóricas y cálculos básicos que se utilizan en la práctica habitual.

A parte de su base de conocimiento, SEDLA incluye un módulo de diseño que incorpora subprogramas previamente probados para el diseño de facilidades de levantamiento para los métodos de producción más conocidos y un módulo de análisis de costos. Por lo tanto, los métodos a evaluar pueden ser ciertamente considerados “indicados u Óptimos” desde el punto de vista tanto técnico como de rentabilidad.

SEDLA fue desarrollado por ingenieros y operadores afiliados a Petróleos de Venezuela (PDVSA) durante el inicio de la década de 1990. Aunque su objetivo inicial fue concretamente el desarrollo de un sistema experto que facilitara el análisis de criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial, a través de los años se fue optimizando por varios operadores por medio de la adición de programas creados en Venezuela que añaden el diseño de sistemas mecánicos como una de las habilidades del software.

La codificación de SEDLA se desarrolló a partir de un marco que consiste en un soporte experto ESE (Ambiente de Sistema Experto por sus siglas en ingles), con

el que se crea un programa interactivo compuesto por tres módulos principales que intercambian información entre cada uno y una interface amigable con el usuario.

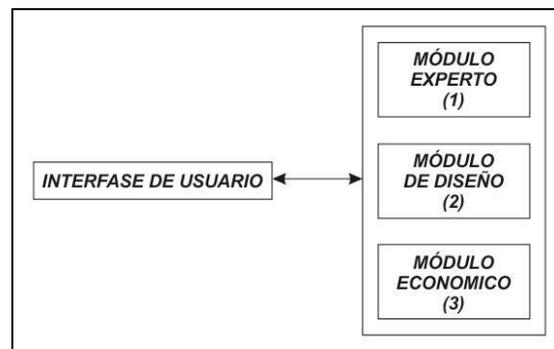


Ilustración 9 Estructura de SEDLA

Fuente: Autores

El módulo 1 consiste en un programa experto que incluye el conocimiento base estructurado a partir de la experiencia humana, conocimiento teórico disponible y reglas del dedo gordo conocidas. El módulo II incorpora la simulación del diseño y especificaciones de los componentes en las facilidades para cada uno de los métodos de levantamiento considerados. Finalmente, el módulo III provee una evaluación económica que trabaja a partir de una base de datos que incluye costos y gastos operativos para calcular la rentabilidad de cada uno de los métodos. Cada módulo representa una serie de preguntas o datos requeridos muy concisos y específicos para facilitar el descarte de métodos inadecuados para la aplicación en estudio de manera rápida y simple, similarmente a como los expertos de la industria lo hacen. Los módulos 1 y 2, que se basan en datos de ingeniería y diseño, trabajan con tres grupos de información requerida:

- Parámetros Cuantitativos
- Parámetros Cualitativos
- Problemas de producción

Cada categoría tiene un factor de peso el cual depende del método. Por otra parte, cada parámetro tiene un factor de peso que representa una importancia relativa del parámetro dentro de su categoría. A partir de los parámetros de evaluación mencionados, se inserta la información provista para la selección de sistemas y se inicia un proceso lógico de reglas o determinantes como se observa a continuación:

SI <condición> ENTONCES → asignar *coeficiente de idoneidad*

Para sobrellevar la amplia diversidad de parámetros que afectan la selección, a cada uno se le otorga un coeficiente de idoneidad que varía entre los valores “1” y “5”. Este parámetro, como implica su nombre, refleja el grado de idoneidad del

proceso considerado para la condición dada en la premisa. Se entiende por el valor de “1” como un método con muy poca favorabilidad para aplicar, mientras que el valor de “5” indica que es un método óptimo para aquella condición. Los valores intermedios son usados por los expertos para refinar los estimados.

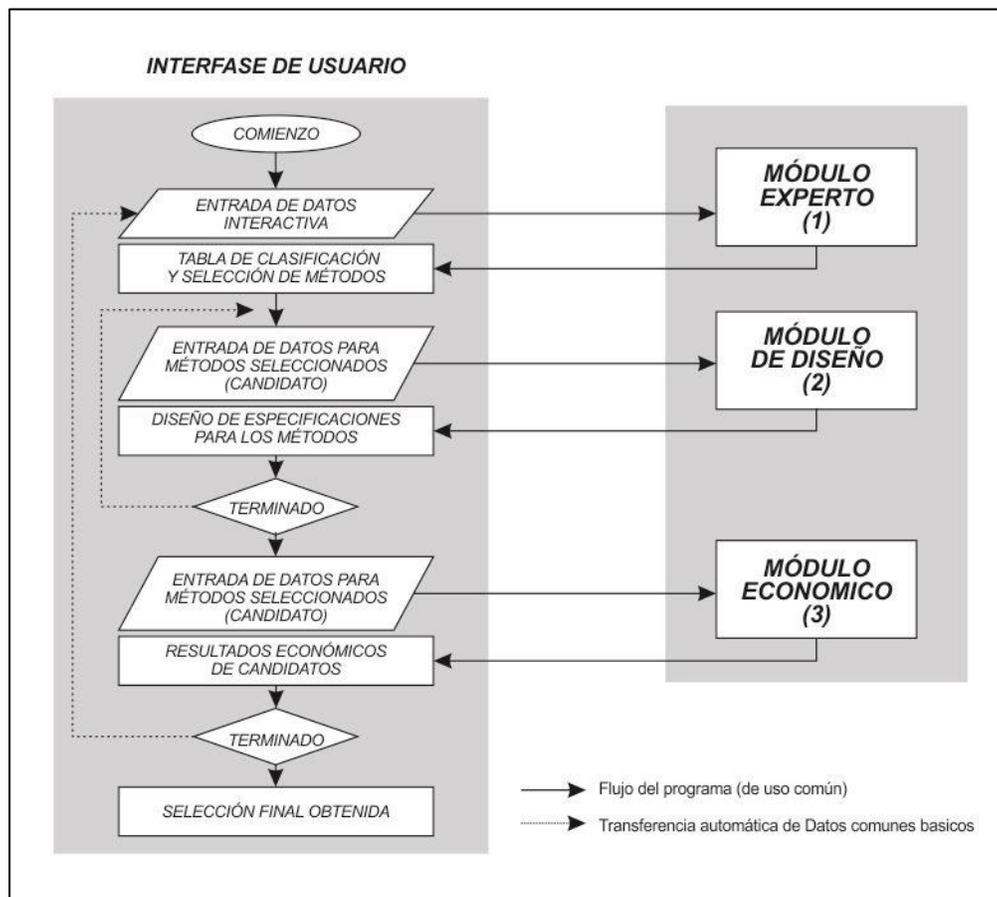


Ilustración 10 Flujo del programa SEDLA

Fuente: Autores

1.3.2. Redes neuronales artificiales (RNA).¹⁰

Una red neuronal artificial es un paradigma de procesamiento de información inspirado en la forma en que los sistemas nerviosos biológicos, como el cerebro, procesan información. El elemento clave de este paradigma es la estructura innovadora del sistema procesador de información. Está compuesto por un largo número de elementos de procesamiento altamente interconectados (denominados neuronas) trabajando al unísono para resolver problemas específicos. Las RNA, como la gente, aprenden por medio del ejemplo. Una red neuronal es configurada

¹⁰ Las redes neuronales, Disponible en https://www.doc.ic.ac.uk/~nd/surprise_96/journal/vol4/cs11/report.html

para una aplicación específica, como puede ser un patrón de reconocimiento o clasificación de data, a través de un proceso de aprendizaje. El aprendizaje en un sistema biológico comprende ajustes a las conexiones sinápticas que existen entre las neuronas. Esto también se cumple para los sistemas RNA.

Las RNA consisten de un número de procesadores muy simples y altamente interconectados, también llamados neuronas, los cuales están conectados por enlaces valorados los cuales transmiten señales de una neurona a otra. Cada neurona recibe un número de señales de entrada a través de sus conexiones. Sin embargo, nunca produce más de una señal de salida. Esta señal es transmitida por medio de la única salida que tiene la neurona, la cual a su vez se divide en ramificaciones que transmiten esa información de salida a las neuronas de la capa siguiente o su ambiente. Los enlaces que conectan a cada neurona, tienen una valoración numérica asociada a cada uno de ellos. Esta valoración numérica simula la memoria a largo plazo en las redes neuronales, lo cual expresa la importancia de cada entrada neuronal en la red artificial. Consecuentemente, la red neuronal aprende a través de ajustes a estos valores. En la red, las neuronas reciben múltiples señales de sus enlaces de entrada, computan un nuevo nivel de activación y lo comunican a través de los enlaces de salida. La señal de entrada puede ser información en bruto o señales de salida de otras neuronas. La señal que se crea en la salida puede ser una solución del problema o una señal de entrada a otras neuronas.

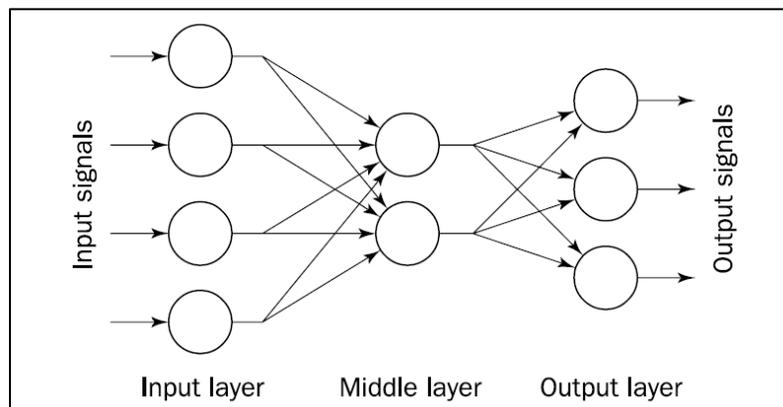


Ilustración 11 arquitectura básica de una red neuronal

Fuente: Christos, Stergiou y Dimitrios, Siganos, Las redes neuronales.

Como se muestra en la **Ilustración 11**, una red neuronal consiste en una jerarquía de capas. Las neuronas conectadas al ambiente externo forman las capas de entrada y salida. Los pesos están modificados para armonizar la entrada y salida de

datos con la del ambiente externo. Cada neurona tiene la capacidad de computar su nivel de activación a partir de las entradas y la valoración de los enlaces.

Durante el diseño de una red neuronal se tienen en cuenta varios pasos: primero se debe decir cuántas neuronas van a ser utilizadas y cómo van a estar repartidas en la red, en otras palabras, se debe diseñar la arquitectura de la red. Después, se decide cuál va a ser el algoritmo de aprendizaje que se va a utilizar, para finalmente, entrenar la red neuronal a través de la inicialización de los valores de enlaces y la actualización de estos mismos por medio de un grupo de ejemplos.

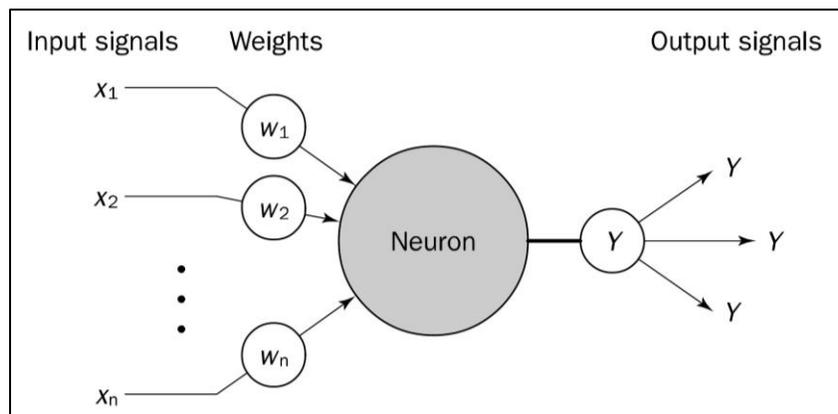


Ilustración 12 Computo Neuronal

Fuente: Christos, Stergiou y Dimitrios, Siganos, Las redes neuronales.

Para determinar un valor en la salida, la neurona computa una suma, influenciada por la valoración de los enlaces, de las señales de entrada y compara el resultado con un valor limitante (θ). Si la sumatoria valorada de las señales de entrada es menor que el valor limitante, la neurona tendrá un valor de salida equivalente a -1. En cambio, si las señales de entradas son mayores o iguales al valor limitante, la neurona proveerá un valor de +1. En otras palabras, las neuronas se rigen por medio de una función de activación de la siguiente manera:

$$X = \sum_{i=1}^n x_i * w_i \quad (\text{Ec. 4})$$

$$Y = \begin{cases} +1 & \text{if } X \geq \theta \\ -1 & \text{if } X < \theta \end{cases} \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde X es la entrada neta valorada de la neurona, x_i es el valor de la entrada i , w_i es la valoración del enlace de entrada a la neurona, x_i es el valor de la entrada i , n es el número de entradas y Y es el valor de salida.

El proceso de aprendizaje de una red neuronal consiste en la modificación de la valoración de los enlaces de entrada en las neuronas a partir de la comparación del valor calculado (de salida) con un valor ideal o buscado previamente conocido. Primero, se inicia el programa con una valoración de los enlaces, la cual puede ser al azar o dentro de un rango específico que busca el programador. Después, se procesa una información de ejemplo donde el resultado esperado ya se conoce. Finalizado el procedimiento de la red neuronal, se compara el valor de salida con el ideal, donde se halla una diferencia. Se realiza un proceso iterativo, donde se modifican la valoración de los enlaces hasta que se halle una convergencia entre el valor de salida y el valor esperado, dejando así que la red neuronal este en su etapa inicial y comience una operación correcta y continúe evolucionando a medida que trabaja con información nueva.

En la industria petrolera se han propuesto varios usos para las redes neuronales, con resultados aceptables y con gran aceptación. Entre sus aplicaciones están el reconocimiento de patrones, selección y modelamiento de curvas en simulación de yacimientos, identificación de problemas como parafinas, incrustaciones o deposición de asfáltenos en líneas de producción, identificación de fracturas, identificación de candidatos de re-estimulación entre otros.

1.3.3. Métodos de análisis de decisiones con criterios múltiples (MCDM):

El proceso de toma de decisiones en el día a día consiste en una evaluación de las diferentes características que presentan cada una de las opciones a elegir, para así decidir por optar con aquella posibilidad cuyas propiedades favorezcan el procedimiento o eventualidad para la cual ha sido seleccionada. Sin embargo, este proceso en el ámbito profesional usualmente consiste de una extenuante, compleja y diversa cantidad de variables que se involucran en la evaluación y selección de las opciones disponibles. Por lo tanto, en virtualmente todas las industrias existentes, los procesos de tomas de decisiones donde muchos criterios de evaluación participan, o incluso se enfrentan, son extenuantes y pueden ser enormemente favorecidos por métodos de toma de decisiones con criterios múltiples (*multi-criteria decision making*/MCDM en el idioma ingles).

Los MCDM consisten en métodos basados en técnicas numéricas para evaluar cada una de las opciones disponibles, a partir cálculos que intentan medir cada una de las propiedades de los objetos o decisiones disponibles y su desempeño en el

trabajo a desarrollar. La toma de decisión con criterios múltiples es una de las ramas más conocidas en la ciencia de la toma de decisiones¹¹.

De acuerdo a varios autores, los MCDM están divididos en dos grupos principales:

- ✓ **Toma de decisiones con objetivos múltiples** (MODM por sus siglas en inglés), el cual comprende aquellos problemas donde el espacio de decisiones (opciones disponibles) es continuo, por lo tanto, infinito
- ✓ **Toma de decisiones con atributos múltiples** (MADM por sus siglas en inglés), se desarrolla en aplicación con un espacio de decisiones discreto con un número de atributos a evaluar mucho mayor.

A pesar de que los métodos MCDM pueden ser extensamente diversos, muchos de ellos tienen ciertos aspectos en común. Estos son las nociones de atributos y alternativas (también llamados como criterios de decisión y opciones) como se describen a continuación:

- ✓ **Alternativas:** usualmente representan las diferentes opciones de acción disponibles para el tomador de decisiones. Para el caso que vamos a desarrollar en la presente tesis asumiremos que el número de alternativas son finitas. Las alternativas se deben seleccionar, priorizar y eventualmente jerarquizar.
- ✓ **Atributos múltiples:** cada problema de MCDM es asociado con atributos múltiples, los cuales son también conocidos como criterios de decisión o, en ciertos casos, metas. Ellos representan las diferentes dimensiones a partir de las cuales las alternativas pueden ser observadas. En casos cuando el número de criterios es grande, estos pueden ser organizados de manera jerárquica, o en otras palabras, de mayor a menor importancia. En algunos casos, los criterios se pueden organizar en criterios mayores y sub-criterios.
- ✓ **Conflicto entre criterios:** Como diferentes criterios representan diferentes dimensiones de alternativas, puede haber conflictos entre ellos. Por ejemplo, el costo puede afectar las utilidades. Se presentan varias soluciones para este problema, sin embargo, el más común entre los MCDM es asignarles grados de importancia o peso a cada uno de los atributos para que al momento de realizar una comparación entre ellos, no se anulen y se vea cada uno representado en la evaluación de la decisión final.

¹¹ E. Triantaphyllou, Multi-criteria Decision Making Methods: A Comparative Study © Springer science+Business Media Dordrecht 2000.

- ✓ **Unidades inconmensurables:** Diferentes criterios pueden ser asociados a diferentes unidades de medida. Por ejemplo, en el caso de comprar un carro usado, el criterio de “costo” y “kilometraje” son medibles en términos de pesos y miles de kilómetros, respectivamente. Sin embargo, factores como “estado de la tapicería” o “experiencia de manejo” en los diferentes carros son difíciles de medir. Es esta naturaleza de tener que considerar diferentes unidades lo que hace a los problemas de MCDM intrínsecamente difíciles de resolver.
- ✓ **Pesos de decisión:** La mayoría de los métodos de MCDM requiere que se le asigne “pesos” o grados de importancia a los criterios. Usualmente, estos pesos son normalizados para que su sumatoria equivalga a uno.
- ✓ **Matriz de decisión:** Un problema de MCDM puede ser fácilmente expresado en un formato matricial. Una matriz de decisión A es una matriz (M x N) en donde el elemento a_{ij} describe el desempeño del elemento A_i cuando es evaluado en términos del criterio C_j (para $i=1,2, 3\dots, m$, y $j=1,2, 3\dots, n$.)

	C r i t e r i a				
Alts.	C_1 (w_1)	C_2 w_2	C_3 w_3	...	C_n w_n)
A_1	a_{11}	a_{12}	a_{13}	...	a_{1n}
A_2	a_{21}	a_{22}	a_{23}	...	a_{2n}
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
A_m	a_{m1}	a_{m2}	a_{m3}	...	a_{mn}

(Ec. 6)

Al igual que algunos términos son comunes en el proceso de toma de decisiones, la mayoría de los métodos más utilizados siguen el siguiente paso a paso para desarrollar la evaluación de alternativas a partir de criterio por medio de métodos numéricos:

- ✓ Determinar las alternativas y criterios importantes
- ✓ Atribuir valores numéricos a la importancia relativa de los criterios y al impacto de los criterios en las alternativas.
- ✓ Procesar los valores numéricos para determinar el orden o categorización de las alternativas.

Los procedimientos numéricos que se utilizan para métodos como WSM, WPM, AHP, ELECTRE y TOPSIS se desarrollan de la siguiente manera: se conoce un grupo de alternativas m denotadas como $A_1, A_2, A_3, \dots, A_m$ y un grupo n de criterios de selección denotados como $C_1, C_2, C_3, \dots, C_n$. El tomador de decisiones debe determinar un valor de desempeño (absoluto o relativo) a_{ij} (para $i=1,2, 3\dots, m$ y

$j=1,2, 3\dots n$) de cada alternativa en términos de cada criterio, finalmente formando una matriz de valores a_{ij} , acompañado de los grados de importancia de los criterios w_{ij} . Teniendo a_{ij} y w_{ij} , el problema se concentra en cómo se puede organizar las alternativas cuando todos los criterios de decisión son considerados simultáneamente.

Debido a que el presente proyecto de grado se trata de MCDM's y software que se hayan implementado anteriormente en la industria, discutiremos solamente sobre TOPSIS en cuanto a métodos de toma de decisiones con criterios múltiples.

1.3.3.1. TOPSIS.

El método TOPSIS (Técnica de Orden de Preferencia por Similitud con la Solución Ideal, traducido de su nombre original en inglés) fue desarrollado por Yo On y Hwang en 1980 como una alternativa al método ELECTRE y puede ser considerado como una de sus variaciones más aceptadas.

El concepto básico de este método es que la alternativa seleccionada debe tener la menor distancia de la solución ideal y la distancia más larga a la solución ideal-negativa en un sentido geométrico. El método asume que cada criterio tiene una tendencia de monótonamente incrementar o aumentar utilidad. Por lo tanto, es fácil definir soluciones ideales e ideales-negativas.

El enfoque de la distancia Euclidiana fue propuesto para evaluar la cercanía relativa de las alternativas con la solución ideal. Entonces, el orden de preferencias de las alternativas puede ser derivada por una serie de comparaciones entre estas distancias relativas. El método TOPSIS evalúa la siguiente matriz de decisiones, la cual se refiere a m alternativas las cuales son evaluadas en términos de n criterios:

$$D = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & x_{13} & \dots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & x_{23} & \dots & x_{2n} \\ & & \cdot & & \\ & & \cdot & & \\ & & \cdot & & \\ x_{m1} & x_{m2} & x_{m3} & \dots & x_{mn} \end{bmatrix} \quad (Ec. 7)$$

Donde x_{ij} hace referencia a la medida de desempeño de la alternativa i en términos del criterio j . A continuación, el paso a paso del método TOPSIS:

Construcción de la matriz normalizada:

El método TOPSIS primero convierte las dimensiones de los criterios en valores no dimensionales, similarmente como en el método ELECTRE. Un elemento denominado r_{ij} de la matriz de decisiones R es calculado como sigue:

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{k=1}^m x_{kj}^2}} \quad (\text{Ec. 8})$$

Pesando la matriz de decisiones

Un conjunto de pesos $W = (w_1, w_2, \dots, w_n)$, los cuales la sumatoria de sus valores equivale a 1, son definidos por el tomador de decisiones para ser utilizados posteriormente para generar la matriz de decisiones normalizadas pesada V como se observa a continuación:

$$V = \begin{bmatrix} w_1 r_{11} & w_2 r_{12} & w_3 r_{13} & \dots & w_n r_{1n} \\ w_1 r_{21} & w_2 r_{22} & w_3 r_{23} & \dots & w_n r_{2n} \\ & & \vdots & & \\ & & \vdots & & \\ w_1 r_{m1} & w_2 r_{m2} & w_3 r_{m3} & \dots & w_n r_{mn} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 9})$$

Se determina una solución ideal e ideal-negativa:

La solución ideal, expresada como A^* , y la ideal-negativa expresada como A^- , se definen como soluciones alternativas teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned} A^* &= \{(\max v_{ij} | j \in J), (\min v_{ij} | j \in J'), i = 1, 2, 3, \dots, m\} \\ &= (v_{1*}, v_{2*}, v_{3*}, \dots, v_{n*}) \end{aligned} \quad (\text{Ec. 10})$$

$$\begin{aligned} A^- &= \{(\max v_{ij} | j \in J), (\min v_{ij} | j \in J'), i = 1, 2, 3, \dots, m\} \\ &= (v_{1-}, v_{2-}, v_{3-}, \dots, v_{n-}) \end{aligned} \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde:

$$\begin{aligned} J &= \{j = 1, 2, 3, \dots, n \text{ y } j \text{ es asociado con el criterio de beneficio}\} \\ J' &= \{j = 1, 2, 3, \dots, n \text{ y } j \text{ es asociado con el criterio de perdidas/costo}\} \end{aligned}$$

Las dos alternativas previas son ficticias. Sin embargo, es razonable asumir aquí que, por el beneficio de los criterios, el tomador de decisión quiera tener un valor máximo entre las alternativas. Para los criterios de costos, el que toma las

decisiones debe tener un valor mínimo en sus alternativas. A partir de las definiciones previas se puede decir que A^* es la alternativa más preferible, o la solución ideal. Similarmente, la alternativa A^- indica la solución menos aceptable, o la ideal-negativa.

Cálculo de la medida de separación:

La distancia Euclidiana no dimensional es aplicada como una medida de separación de distancias para cada alternativa desde la solución ideal e ideal-negativa. Entonces, para distancias a la solución ideal tenemos:

$$S_{i^*} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_{j^*})^2}, \text{ para } i = 1, 2, 3, \dots, m. \quad (\text{Ec. 12})$$

Donde S_{i^*} es la distancia (en el sentido Euclidiano) de cada alternativa desde la solución ideal. Similarmente, para las distancias desde la solución ideal-negativa tenemos:

$$S_{i^-} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_{j^-})^2}, \text{ para } i = 1, 2, 3, \dots, m. \quad (\text{Ec. 13})$$

Cálculo de la cercanía relativa a la solución ideal:

La cercanía relativa de una alternativa A_i con respecto a la solución ideal es definida como sigue:

$$C_{i^*} = \frac{S_{i^-}}{S_{i^*} + S_{i^-}} \quad (\text{Ec. 14})$$

Donde

$$1 \geq C_{i^*} \geq 0, \text{ y } i = 1, 2, 3, \dots, m.$$

Finalmente, $C_{i^*} = 1$, si $A_i = A^*$ y $C_{i^-} = 0$, si $A_i = A^-$.

Categorizar las opciones de acuerdo a su distancia con la idealidad:

La mejor alternativa (óptima) puede ser seleccionada de acuerdo con su rango de preferencia en C_{i^*} . Por lo tanto, la mejor alternativa es aquella que tiene la menor distancia a la solución ideal. La definición previa puede ser usada también para demostrar que cualquiera de las otras alternativas que tienen la menor distancia a la solución ideal, también tienen de forma garantizada la mayor distancia a la solución ideal-negativa.

1.4. RECOBRO SECUNDARIO

Las operaciones de recuperación de petróleo han sido tradicionalmente subdivididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica. Sin embargo, en la actualidad la aplicación del tipo de recuperación y su respectivo desarrollo durante la vida productiva del campo es acondicionada a las necesidades petrofísicas y características del hidrocarburo a producir.

La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento. **La secundaria**, que actualmente es casi sinónimo de inyección de agua, se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria. Entre estos procesos, los tradicionales son la: inyección de agua y la inyección de gas. La recuperación secundaria resulta del aumento de la energía natural, al inyectar agua o gas para desplazar el petróleo hacia los pozos productores. En cuanto a la recuperación **terciaria**, puede ser ejecutada durante o después de la inyección de agua (o cualquier otro proceso secundario). Los procesos terciarios utilizan gases miscibles, químicos y/o energía térmica para desplazar petróleo adicional después de que un proceso secundario se vuelve no rentable¹².

La inyección de agua predomina entre los métodos de inyección de fluidos debido a:

1. Disponibilidad del agua.
2. La forma relativamente fácil como el agua se inyecta, en parte, en virtud a la cabeza hidrostática, que se crea en el pozo inyector.
3. La habilidad con que el agua penetra y se dispersa a través de las formaciones productoras de petróleo.
4. La eficiencia del agua para desplazar el petróleo.

En compañías que plantean y operan programas de inyección de agua, existen dos organizaciones funcionales involucradas; una trata con la parte de ingeniería de yacimientos y la otra parte con la de producción.

Los ingenieros de yacimientos responden por todas las etapas de trabajo que conducen a la predicción del recobro de petróleo. Los ingenieros de producción, trabajan con los ingenieros de yacimientos contribuyendo con su experiencia en materia de operaciones. Esto involucra, selección y prueba de suministros de agua,

¹² DE FERRER M. Paris, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda Edición, Capítulo 1, Producción primaria, secundaria y terciaria, Pag 1.

diseño y tamaño de los equipos de tratamiento de superficie, especificación de las facilidades de medidas; investigación de corrosión y formación de scale¹³.

La inyección de gas y agua mantiene la presión, pero el levantamiento artificial es necesario cuando el empuje no ofrece volúmenes aceptables o ni siquiera logra llevar el fluido a superficie. El levantamiento artificial mejora el recobro al reducir la presión de fondo lo cual logra que pozos que antes no eran económicamente viables o que estaban abandonados se vuelvan a reactivar al ser atractivos con una nueva y eficaz rentabilidad.

¹³ ESCOBAR Freddy Humberto, Ph.D. Aspectos fundamentales de recobro secundario y terciario, Primera edición, Capítulo 1, Conceptos Básicos, Pag 12.

CAPÍTULO 2

2. SELECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA UN CAMPO CON RECOBRO SECUNDARIO

La selección de un sistema de levantamiento artificial es un proceso multidisciplinario que involucra el esfuerzo de diferentes profesionales de la industria petrolera: desde ingenieros de petróleos hasta analistas económicos y administrativos. La mayor parte de la responsabilidad en la decisión final recae en el ingeniero de levantamiento artificial, debido a que lidera el proceso de evaluación técnica, selección y diseño del SLA. La selección de un SLA resulta en un trámite bastante prolongado, minucioso y complejo de realizar, ya que requiere amplia información perteneciente al campo, necesaria para escoger el sistema adecuado (tablas 1, 2, 3 y 4 en el Marco Teórico).

Es común converger en selecciones de SLA algo restringidas, gracias a que algunos de los ingenieros de SLA tienden a optar por aquellos sistemas con los que han trabajado por más tiempo, y por la tanto, en los que han adquirido mayor destreza. Esto implica que el proceso de toma de decisiones no involucra una metodología y unos criterios adecuados para llegar a la mejor solución técnica y con mayor rentabilidad para la operadora.

Lo anterior es fácilmente expuesto en el contexto real de la industria, en donde los ingenieros no suelen realizar una comparación concreta con todos los métodos de levantamiento artificial disponibles, sino que se limitan a realizar el proceso de selección de manera intuitiva, basados en sus experiencias y prácticas con algunos SLA. Es difícil encontrar ingenieros de diseño que tengan un amplio conocimiento y trayectoria en todos los sistemas de levantamiento. Sin embargo, con ayuda de un fuerte conocimiento en el diseño y los diferentes complementos que ofrecen las empresas proveedoras de SLA, el ingeniero puede incurrir en la selección de un sistema que conoce y que sabe cómo sobrellevar en caso de verse expuesto a problemas en campo (lo cual no significa que haya sido la mejor selección).

Ya que la práctica convencional de selección está bastante influenciada por la intuición, es posible realizar una mala selección del SLA que conlleve a un incremento de costos debido a errores humanos. Esta problemática puede ser corregida por medio de herramientas como los sistemas expertos y los métodos de toma de decisiones con criterios múltiples, que ayudan en la evaluación de los diferentes métodos de levantamiento de manera rápida y concisa. El correcto uso de estas herramientas asegura que la decisión sea tomada mediante criterios

complejos a nivel técnico y económico, en un tiempo corto y con un amplio número de términos evaluadores, presentando así resultados específicos bien fundamentados y permitiendo al ingeniero llegar a evaluar si su pericia es en verdad determinante en la selección o si un nuevo método es más prometedor para la aplicación considerada. A continuación, se expone el proceso de selección con un enfoque convencional y el otro desde una perspectiva lógica apoyada en sistemas inteligentes.

2.1. EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO:

Cada sistema de levantamiento tiene rangos o condiciones operativas donde su desempeño es adecuado. Por fuera de estas condiciones el sistema puede estar expuesto a fallas prematuras o simplemente ser incapaz de producir los volúmenes requeridos. Estos rangos o condiciones operativas permiten que sea habitual encontrar situaciones en donde dos o más métodos de levantamiento son técnicamente viables y pueden cumplir con los requerimientos de producción. Es por eso que cuando se lleva a cabo una evaluación técnica con todos los métodos de levantamiento disponibles en el mercado, se efectúa un procedimiento largo y engorroso, en donde el desarrollo de un diseño o especificaciones técnico-económicas para cada método de levantamiento resultan en un trabajo excesivo y difícil de completar.

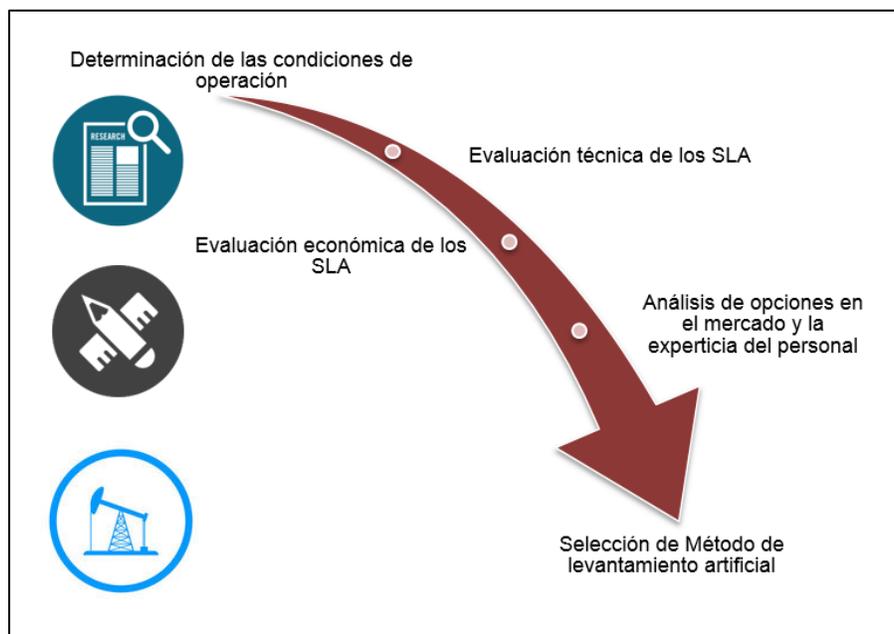


Ilustración 13 Proceso general de la selección de métodos de levantamiento

Fuente: Autores

Por lo tanto, este tipo de evaluaciones técnicas se realizan a partir de los rangos operativos que se conocen de cada método de levantamiento artificial (tabla 11), que frecuentemente son modificadas a medida que se desarrollan nuevas tecnologías. Autores expertos como Kermit E. Brown¹⁴, Neely¹⁵ y J.D. Clegg¹⁶ presentan diferentes tablas con recomendaciones para la evaluación técnica de los SLA.

	Gas Lift	LV	BCP	BES	Hidráulico tipo pistón	Hidráulico tipo jet
Profundidad de operación	5000' - 15000' (TVD)	100' - 16000' (TVD)	2000' - 6000' (TVD)	1000' - 15000' (TVD)	7500' - 17000' (TVD)	5000' - 15000' (TVD)
Tamaño de Casing (ID)	>4"	>4 1/2"	>4 1/2"	>5 1/2"	>7"	>7"
Grado de Inclinación Pozo con respecto a la vertical	<70º	<45º	<20º	<70º	<70º	<70º
Volumen de producción	200 - 30000 (BPD)	5 - 5000 (BPD)	5 - 4500 (BPD)	200 - 30000 (BPD)	50 - 4000 (BPD)	300 - 15000 (BPD)
Gravedad del fluido	>15º API	>8º API	<35º API	>10º API	>8º API	>8º API
Viscosidad del fluido producido	<1000 cp	<500 cp	<5000 cp	<200 cp	<800 cp	<800 cp
Temperatura de operación	100º - 400º F	100º - 550º F	75º - 250º F	100º - 400º F	100º - 500º F	100º - 500º F
Tolerancia a la corrosión	Buena a Excelente	Buena a Excelente	Aceptable	Buena	Buena	Excelente
Tolerancia al gas	Excelente	Aceptable a buena	Buena	Mala a aceptable	Aceptable	Buena
Tolerancia a los sólidos	Buena	Aceptable a buena	Excelente	Mala a aceptable	Pobre	Buena
Tolerancia a las parafinas	Bueno	Aceptable / bueno	Aceptable	Aceptable	Bueno / Excelente	Bueno / Excelente

¹⁴ BROWN Kermit E., SPE, U. of Tulsa, JPT OCT, 1982, Overview of Artificial Lift Systems

¹⁵ NEELY, B., GIPSON, F., CLEGG, J. et al. 1981. Selection of Artificial Lift Method. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 4-7 October 1981. SPE-10337-MS.

¹⁶ CLEGG J.D., SPE, consultant. S.M. Bucaram, SPE, Arco E&P Technology. N.W. Heln Jr., SPE, Conoco Inc. (JPT July 1994), Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods

Mantenimiento	Wireline o Workover Rig	Workover o Pulling Rig	Workover o Pulling Rig	Workover o Pulling Rig	Hidráulico o wireline	Hidráulico o wireline
Fuerza motriz	Compresor	Gas o electricidad	Gas o electricidad	Motor eléctrico	Multicilíndrico o eléctrica	Multicilíndrico o eléctrica
Aplicaciones Offshore	Excelente	Limitada	Buena	Excelente	Buena	Excelente
Eficiencia del sistema en general	10% - 30%	45% - 60%	45% - 70%	35% - 60%	45% - 55%	10% - 30%

Tabla 11 Matriz de selección para métodos de levantamiento artificial

Fuente: Los Autores, adaptación de diversas matrices de selección.

Aunque los métodos de selección varían alrededor de la industria global, existen principalmente dos metodologías convencionales para comparar los diferentes sistemas de levantamiento artificial. El uso correcto de cada uno de estos métodos depende de la exactitud de la información con la que se trabaje y la experiencia del ingeniero. Los métodos son:

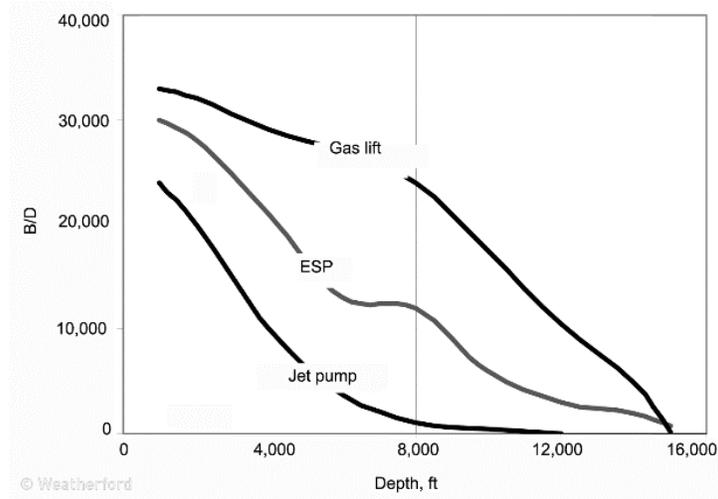
2.1.1. Viabilidad técnica según profundidad y caudal

Es el método más sencillo y rápido para la evaluación de sistemas de levantamiento artificial. Por medio de gráficas de caudal contra profundidad se realiza una comparación técnica entre cuales sistemas pueden cumplir con los requerimientos de producción que se necesitan en superficie. Las gráficas, que fueron inicialmente diseñadas por Weatherford¹⁷ y posteriormente modificadas por Blais¹⁸, muestran una serie de líneas que indican la máxima condición de operación de cada método de levantamiento (**Gráfica 6 - 7**).

El proceso consiste en determinar un punto en la gráfica a partir de la profundidad vertical en la cual se quiere hacer efecto con el levantamiento y la producción de fluido esperada en superficie. El método de levantamiento artificial es viable si las condiciones de profundidad y producción del punto están bajo su curva. Cuando más de un método es técnicamente viable, la selección se debe realizar incluyendo otros criterios como: problemas inherentes al pozo o yacimiento, costos de inversión y operación, pericia del personal de campo, entre otros.

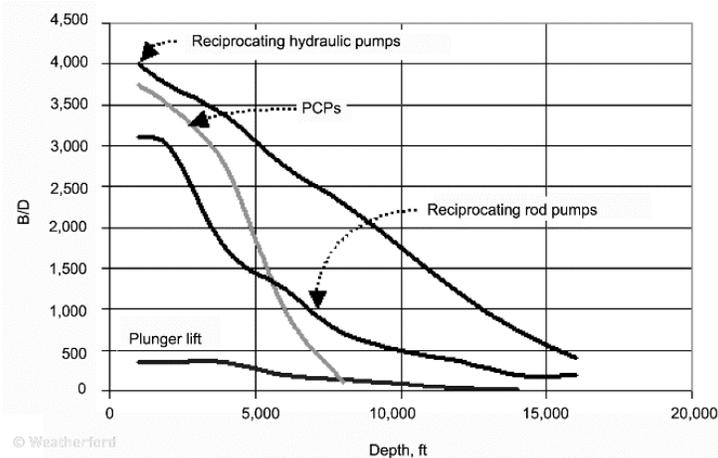
¹⁷ 5 Steps to Artificial Lift Optimization. Commercial presentation, Weatherford Artificial Lift Systems, Houston, May

¹⁸ BLAIS, R. 1986. Artificial Lift Methods. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Co.



Gráfica 6 Capacidades de los sistemas de levantamiento artificial para caudales altos.

Fuente: 5 Steps to Artificial Lift Optimization. Commercial presentation, weatherford Artificial Lift Systems, Houston, May



Gráfica 7 Capacidades para los métodos de levantamiento artificial para caudales medios a bajos

Fuente: 5 Steps to Artificial Lift Optimization. Commercial presentation, Weatherford Artificial Lift Systems, Houston, May

Con el método gráfico es sencillo descartar la mayoría de SLA de manera inmediata. No obstante, este método ofrece una evaluación muy limitada a nivel de factibilidad técnica de los SLA y una perspectiva nula en cuanto a factores económicos. Los otros factores que intervienen en la selección se analizan de manera concisa en el método que viene a continuación.

2.1.2. Proyección de Ventajas y Desventajas:

Cada SLA presenta sus ventajas y desventajas con respecto a las condiciones requeridas durante el proceso de producción. La proyección de las ventajas y desventajas de cada método es un procedimiento que permite considerar la gran mayoría de factores que se encuentran involucrados en la operación óptima de los sistemas de levantamiento. El proceso de proyección de los SLA, evalúa desde condiciones determinantes, como profundidad y caudal, hasta factores no tan evidentes como el precio de venta de la chatarra generada y problemas particulares.

La proyección se inicia con una comparación basada en aquellos factores que están directamente involucrados en la producción y el desempeño de los equipos de levantamiento artificial. A partir de la **tabla 11**, "*Matriz de selección para métodos de levantamiento artificial*", se comparan las condiciones del pozo con las limitaciones expuestas de cada uno de los sistemas, esta etapa facilita una selección rápida de los SLA que se adaptan de manera óptima y confiable a las condiciones dadas, anulando aproximadamente el 50% de los métodos de levantamiento disponibles. Las gráficas de caudal contra profundidad pueden ser usadas como apoyo en esta etapa de la evaluación y proyección.

Con los SLA restantes se inicia una segunda proyección donde se evalúa la capacidad de los sistemas con respecto a condiciones no tan evidentes, relacionadas a las facilidades de superficie y las condiciones de operación del campo (**tablas 3 - 4** en el marco teórico). En esta etapa la eliminación no es directa debido a que los diversos problemas pueden ser confrontados con agentes de control, implementación de equipos especiales, entre otros.

A pesar de ser un método fácil de implementar y con un complemento técnico fuerte, la interpretación de la información técnica presentada en las tablas no suele exponer aseveraciones absolutas. Idealmente, la factibilidad técnica de cada SLA debe estar acompañada por la opinión o diseño de un experto que brinde mayor claridad sobre la realidad operativa los SLA.

Existe una tercera etapa que evalúa conceptos referentes al costo del SLA y el beneficio de su implementación, debido a que el objetivo de la producción de petróleo y gas es la rentabilidad económica. El potencial económico de los sistemas de levantamiento artificial se evalúa en términos de costos provenientes de la operación durante la vida útil del método de levantamiento, la inversión en equipos que debe realizar la empresa operadora y el retorno efectivo esperado o potencial de producción del campo que será desarrollado.

Sin embargo, esta tercera etapa expone la necesidad del método de proyección de ventajas y desventajas de presentar una actualización frecuente y su incompetencia para la evaluación económica, ya que la información presentada en las tablas es insuficiente para desarrollar una comparación acertada de los diferentes costos de operación de cada método: compra, instalación, operación y desecho. Por lo tanto, es necesario complementar la evaluación técnica con un análisis económico a través del valor presente neto (VPN) estableciendo el valor económico obtenido de la inversión después de un tiempo determinado, que calcule la diferencia entre los ingresos (ganancias) y los egresos (gastos e inversiones) durante la vida estimada del proyecto, tanto a corto como a largo plazo.

2.2. SISTEMAS EXPERTOS

Los sistemas inteligentes basados en marcos informativos o reglas, tuvieron un relativo éxito debido a su simplicidad de uso, rapidez de resultados y su efectividad a la hora de evaluar cada alternativa. La programación basada en rangos y cumplimiento de reglas permite el diseño de un software sencillo, amigable y con un espectro de uso relativamente amplio. Aunque comparados con sistemas inteligentes más recientes como las redes neuronales, los sistemas expertos se encuentran limitados ante la facultad intrínseca de actualizarse con los casos que trabaja.

A través de una entrada de información provista por el usuario, los sistemas expertos realizan diferentes evaluaciones de las alternativas disponibles dependiendo de su especificación dentro de los módulos del programa, para finalmente conllevar a una decisión.

Los programas presentados a continuación fueron construidos por expertos de la industria de los hidrocarburos. Su amplio conocimiento de los procedimientos adecuados para el diseño de los SLA, experiencias técnicas y reglas del dedo gordo que no están consignadas en la teoría convencional, fueron esenciales en este desarrollo. Por lo tanto, al final del diseño y elaboración de este tipo de sistemas inteligentes se obtiene una herramienta de gran utilidad, que al ser usada de forma adecuada brinda un apoyo muy completo en el proceso de selección de un SLA, incluso en casos donde el ingeniero que recurra a ella no sea un experto en todos los sistemas de levantamiento.

El resultado de estos diseños es un sistema amigable que realiza evaluaciones complejas bajo un amplio rango de factores determinantes a partir de información específica y simple. Además, estos sistemas incluyen procedimientos para evaluar

factores cualitativos de la misma forma en que lo haría un grupo de expertos, facilitando la evaluación de términos que se caracterizan por su ambigüedad y dificultad a la hora de definir su magnitud y efectos en el funcionamiento de los SLA.

2.2.1. Comparación entre los dos sistemas expertos OPUS y SEDLA:

En la industria petrolera no existe una amplia variedad de sistemas expertos comerciales, ya que la mayoría de estos son creados para uso privado de empresas operadoras o de consultoría. Por cuestiones de confidencialidad, en la información disponible solo se encuentran dos sistemas expertos ampliamente explicados y citados en el área de levantamiento artificial, los cuales son OPUS¹⁹ y SEDLA²⁰, haciendo que el presente trabajo solo compare cualitativamente estos dos sistemas expertos.

Como ambos sistemas fueron creados en diferentes décadas y la tecnología de los SLA se ha caracterizado por su rápida evolución, no fue adecuado comparar ambos sistemas con respecto a sus resultados. Podría decirse que estos sistemas son efectivos y brindan análisis aceptables con aplicaciones contemporáneas a ellos. Por lo tanto, la comparación se realiza en términos de desarrollo del programa, sus bases técnico-teóricas, los procedimientos que realiza y la forma en la que entrega el resultado.

OPUS es un programa computacional que integra tanto conocimientos técnicos como económicos, analizando el diseño de los equipos de fondo y los sistemas de producción que se encuentran en superficie. Se desarrolló principalmente con información teórica y la experiencia de los docentes del Instituto Francés del Petróleo (IFP), como resultado de la búsqueda de una nueva herramienta computarizada para selección de SLA.

Por otro lado, la empresa estatal operadora de Venezuela (PDVSA) contrató a diferentes ingenieros expertos de alrededor del mundo que apoyaron el proceso de diseño del sistema experto SEDLA. Al grupo de expertos se les preguntó cómo realizaban la selección del sistema de levantamiento, a lo cual todos presentaron procedimientos similares. Sin embargo, a medida que se hacían preguntas específicas sobre los SLA se encontraron fuertes discrepancias, asunto que luego se solucionó al comparar sus opiniones en casos específicos. Finalmente, se obtuvo un marco teórico fortalecido por el conocimiento experimental y una representación muy acertada de los procedimientos llevados a cabo por los expertos.

¹⁹ OPUS, an Expert Advisor for Artificial Lift

²⁰ spe-26967-MS- Expert systems for Artificial Lift Selection

Ambos sistemas expertos proceden con las reglas “*si - entonces*”, lo cual permite calificar elementos de manera sencilla con un marco teórico previamente construido. Los dos contienen algoritmos o sub-rutinas que se aplican en el diseño y dimensionamiento de los SLA.

Su interacción con el usuario es muy similar: Primero el sistema computarizado solicita una información técnica en una interfaz amigable para luego con la información provista utilizar las sub-rutinas de diseño y así realizar los cálculos relacionados con la calificación de las alternativas, por último, entrega un resultado con las opciones más atractivas para la selección. Su diferencia radica en dos puntos principales:

✓ **Peso de los criterios:**

Estos dos sistemas expertos dan grados de importancia o pesos a los criterios de evaluación. OPUS divide los criterios en dos grupos, un *primario* (o esenciales) donde las alternativas que no cumplen con los requisitos y que obtienen una calificación negativa son eliminadas del proceso y no continúan en la selección, y un grupo *secundario* (o de complementos), que ayuda a calificar los SLA restantes y a evaluar cuál es el más adecuado para la aplicación.

SEDLA tiene un peso definido para cada criterio y no elimina ninguna alternativa durante el proceso. La eliminación de alternativas, en especial cuando el sistema trabaja por medio de reglas de pertenencia, puede omitir SLA aplicables con el uso de accesorios adicionales.

En el caso de SEDLA, la evaluación de los SLA es continua durante el transcurso de la selección. El resultado final es una comparación más compleja y fiable, que permite observar con mayor facilidad las condiciones que pueden ser mitigadas para la operación de un sistema por medio de advertencias y recomendaciones generadas por el programa. Además de esto último, SEDLA presenta un gráfico de Pareto con los valores de desempeño. Los valores negativos son asignados a los SLA técnicamente inviables para la aplicación requerida.

✓ **Evaluación de las alternativas:**

OPUS agrupa las alternativas en un peso, haciendo que la comparación de las opciones no sea muy representativa. Por ejemplo, la profundidad y la temperatura son consideradas como factores determinantes en la operación de un SLA. Sin embargo, el problema de la temperatura puede ser aplacado con equipos termo-resistentes, pero el aumento de la capacidad levantamiento a mayor profundidad es algo casi imposible de sobrellevar. Por eso la profundidad resulta más determinante

que la temperatura validando entonces la idea de que al agrupar alternativas en un peso como lo hace OPUS se incurre en un error. SEDLA tiene un peso diferente para cada factor que afecta la operación y diseño.

Los dos sistemas expertos complementan su selección con una evaluación económica, con el objetivo de evitar que el proceso sea limitado a la experiencia de los ingenieros y logre determinar factores verdaderamente influyentes como los costos de las operaciones y el valor de la inversión inicial.

Los dos programas concuerdan en el uso de métodos estándar para análisis económico como el VPN, pero presentan una falencia en su procedimiento debido a que los precios, devaluaciones y ganancias pueden variar fuertemente con el campo y la localidad donde se vaya a implementar el SLA. También utilizan gráficas similares para ayudar en la interpretación de datos y resultados. SEDLA de manera adicional a las gráficas de resultados implementa una ventana de advertencias y recomendaciones.

	Fundamentación del marco teórico	Peso de criterios	Evaluación de Alternativas	Evaluación Económica	Apoyo adicional (graficas, recomend.)
OPUS	★	★ ★	★ ★	★	★
SEDLA	★ ★ ★	★ ★ ★	★ ★ ★	★	★ ★ ★

Tabla 12 Cuadro comparativo de las cualidades de OPUS y SEDLA. El número de estrellas significa el desempeño.
Fuente: Autores

2.3. PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN:

Para realizar la comparación de los sistemas inteligentes con el método convencional, se llevó a cabo dos procesos de selección de SLA: El primero aplica los métodos convencionales, apoyado en la toma de decisiones multicriterio de los MCDM, y el segundo hace uso del sistema experto SEDLA. La información que fue utilizada corresponde a un campo con prácticas de recobro secundario (**Anexo 3**).

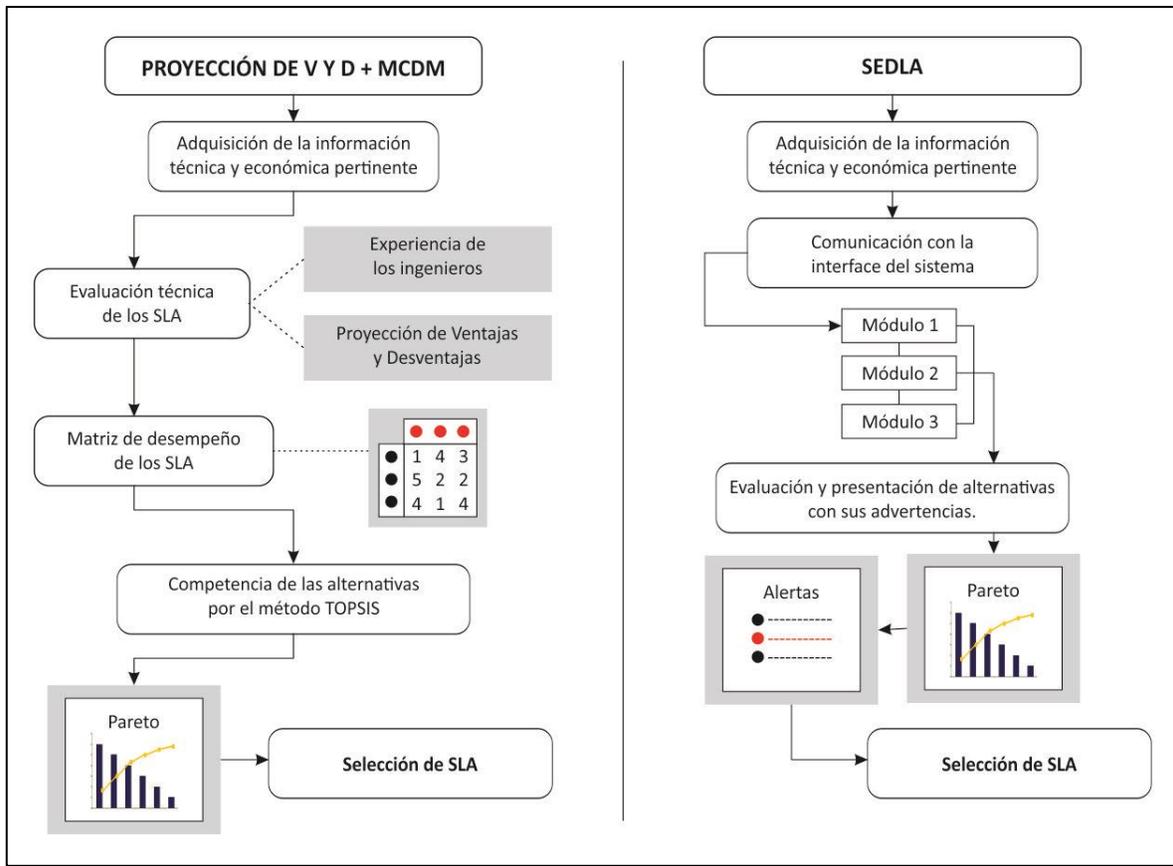


Ilustración 14 Diagrama de Flujo con los procedimientos de selección
Fuente: Autores

2.3.1. Uso de Métodos de Análisis de Criterios Múltiples para la selección de sistemas de levantamiento artificial:

Como se ha discutido anteriormente, la toma de decisiones en la industria petrolera, al igual que en muchas otras industrias consiste usualmente en un proceso complejo que incluye el análisis de diferentes objetivos con una gran variedad de criterios de evaluación. Debido a la naturaleza de la industria los criterios se dividen en diferentes términos que van desde lo técnico y humano, a lo económico, siendo el último determinante en los procesos de toma de decisiones. Esto hace que se busque manejar todos los factores de diferentes áreas en un valor monetario equivalente, algo complejo de definir.

Otra característica de las tomas de decisiones en proyectos de ingeniería es la necesidad de evaluar factores cualitativos, los cuales no son sencillos de cuantificar. En este tipo de eventos influye de manera positiva la experiencia y la intuición de los ingenieros, ya que en algunas situaciones las lecciones aprendidas llevan a

excelentes resultados. En casos con un volumen alto de criterios este procedimiento no es aplicable y puede incurrir en una evaluación parcial.

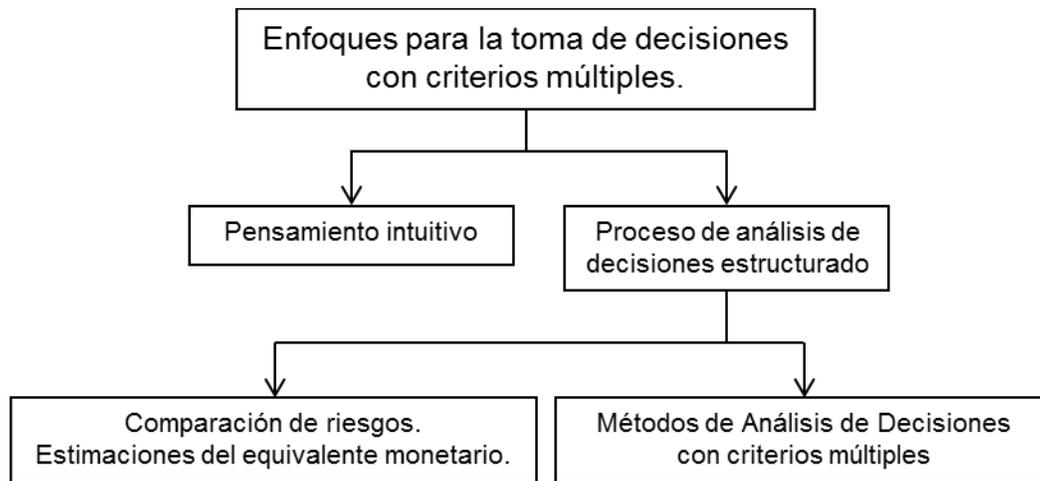


Ilustración 15 Enfoques intuitivos y Formalizados para la Toma de decisiones con Criterios Múltiples
Fuente: VIRINE Lev, MURPHY Derek, Schlumberger Ltd. Analysis of Multicriteria Decision-Making Methodologies for Petroleum Industry; IPTC 11765

El MCDM provee un método con análisis estructurado que evalúa y selecciona diferentes alternativas basándose en múltiples criterios. Estos métodos sintetizan la información de desempeño y la ranquean de acuerdo a diferentes enfoques. Cada método tiene sus debilidades y fortalezas. Algunas técnicas ranquean las alternativas, otras identifican las aceptables y finalmente un tercer grupo puede determinar cuáles son aceptables y cuáles no. En el proceso de selección de un sistema de levantamiento se busca eliminar aquellas opciones que sean incapaces de trabajar optimamente para luego ranquear las restantes de acuerdo a criterios específicos como desempeño y rentabilidad económica.

Este grupo de métodos es adecuado para casos donde **las dimensiones de las unidades de los criterios son incompatibles** y las escalas oscilan en rangos muy amplios. Lo anterior hace que estos procedimientos sean muy útiles para la selección de SLA debido a que las unidades de los criterios técnicos, económicos y humanos varían fuertemente entre sí.

En el siguiente proceso de selección se hizo uso del método convencional de las gráficas de caudal y profundidad junto con las tablas de rangos operativos de cada SLA para luego usar el método TOPSIS²¹ como procedimiento para comparar las alternativas y tomar una decisión. Este modelo de MCDM fue seleccionado

²¹ALEMI Mehrdad, JALALIFAR Hossein, KAMALI Gholamreza and KALBASI Mansour, A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model, Journal of Petroleum and Gas Engineering Vol. 1(1), pp 009-015, March 2010

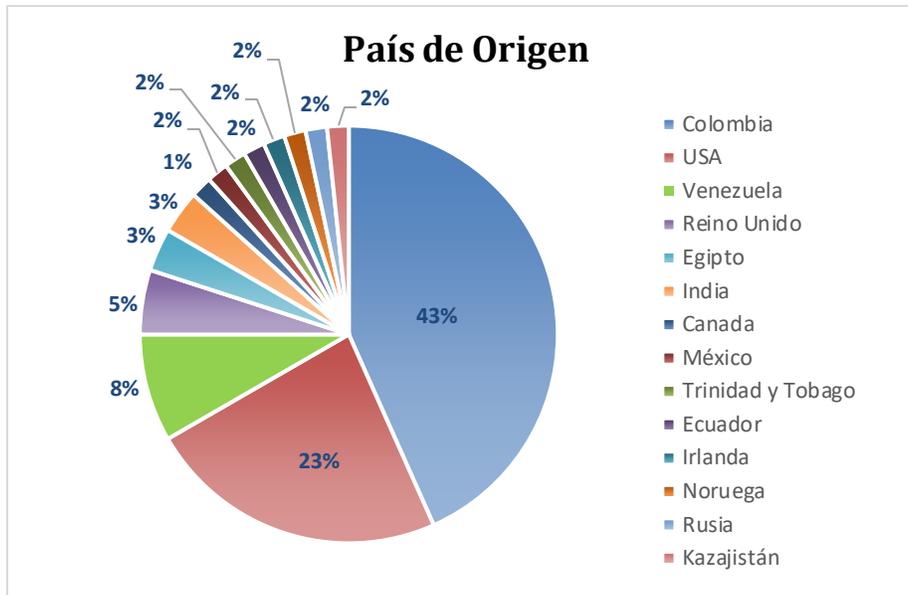
principalmente por su capacidad de modificar los pesos o valores de importancia (Unidades obtenidas de la encuesta a expertos). Los métodos evaluados por medio del procedimiento convencional fueron seis: Levantamiento por varillas, Bombas Electro-sumergibles, Bombeo de Cavidades progresivas, Bombeo Hidráulico tipo jet, Bombeo Hidráulico tipo pistón y Levantamiento por gas (Gas Lift). Estos SLA fueron seleccionados por su amplio uso en la industria de los hidrocarburos y la extensa información disponible acerca de ellos. Sistemas como el Plunger Lift no fueron considerados por su poca popularidad e información limitada.

2.3.1.1. Encuestas a expertos para determinar pesos o valores de importancia de los criterios de selección de SLA.

En la comparación de alternativas con MCDM es necesario establecer los pesos de cada criterio a partir de su importancia en el proceso de selección, diseño del equipo y la relevancia según la experiencia profesional. Con el objetivo de representar la opinión de expertos en los valores que se establecieron se estructuró el formato de *Encuesta sobre selección de SLA*. El formato diseñado consigna 36 parámetros distribuidos en 6 grupos, todos ellos involucrados en el proceso de selección y diseño de SLA.

Estos factores fueron calificados de 1 a 10, donde el 1 significa que el factor no es representativo en la selección de SLA, y 10, un valor crítico y determinante para la selección. La encuesta fue reproducida en la herramienta *Google Forms* por su practicidad en la recopilación de datos estadísticos, luego se distribuyó a través de las redes de profesionales: *SPE Connect de la Society of Petroleum Engineers (SPE)*, *Oilpro* y *LinkedIn*. Un total de 60 encuestas fueron diligenciadas por profesionales en el área de ingeniería de producción de la industria de los hidrocarburos de alrededor del mundo. El formato y los resultados de la encuesta se encuentran en el **anexo 2**.

La mayoría de expertos que tomaron parte en la encuesta son profesionales de Colombia, seguidos de aquellos de USA y Venezuela (**Gráfica 8**). Con el ánimo de validar la importancia de la información obtenida también se les solicitó el número de años de experiencia profesional (**Gráfica 9**), nivel de estudios (**Gráfica 10**), área de desempeño laboral en SLA (académico o profesional) (**Gráfica 11**) y la participación en proyectos de investigación sobre SLA (**Gráfica 12**).



Gráfica 8 País de origen de los profesionales que diligenciaron la encuesta.

Fuente: Autores



Gráfica 9 Número de años de experiencia profesional.

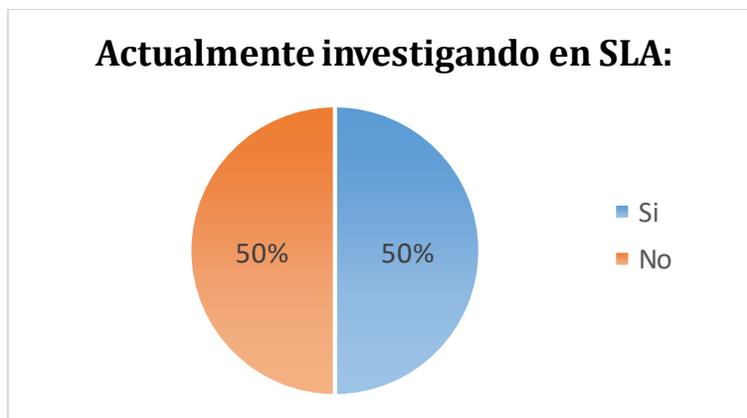
Fuente: Autores



Gráfica 10 Nivel de estudios de los profesionales.
Fuente: Autores



Gráfica 11 Desempeño laboral en SLA.
Fuente: Autores



Gráfica 12 Participación en proyectos de investigación sobre SLA
Fuente: Autores

La **tabla 13** recopila los valores de importancia obtenidos de la estadística descriptiva y el valor calculado a través de la desviación estándar normalizada de la

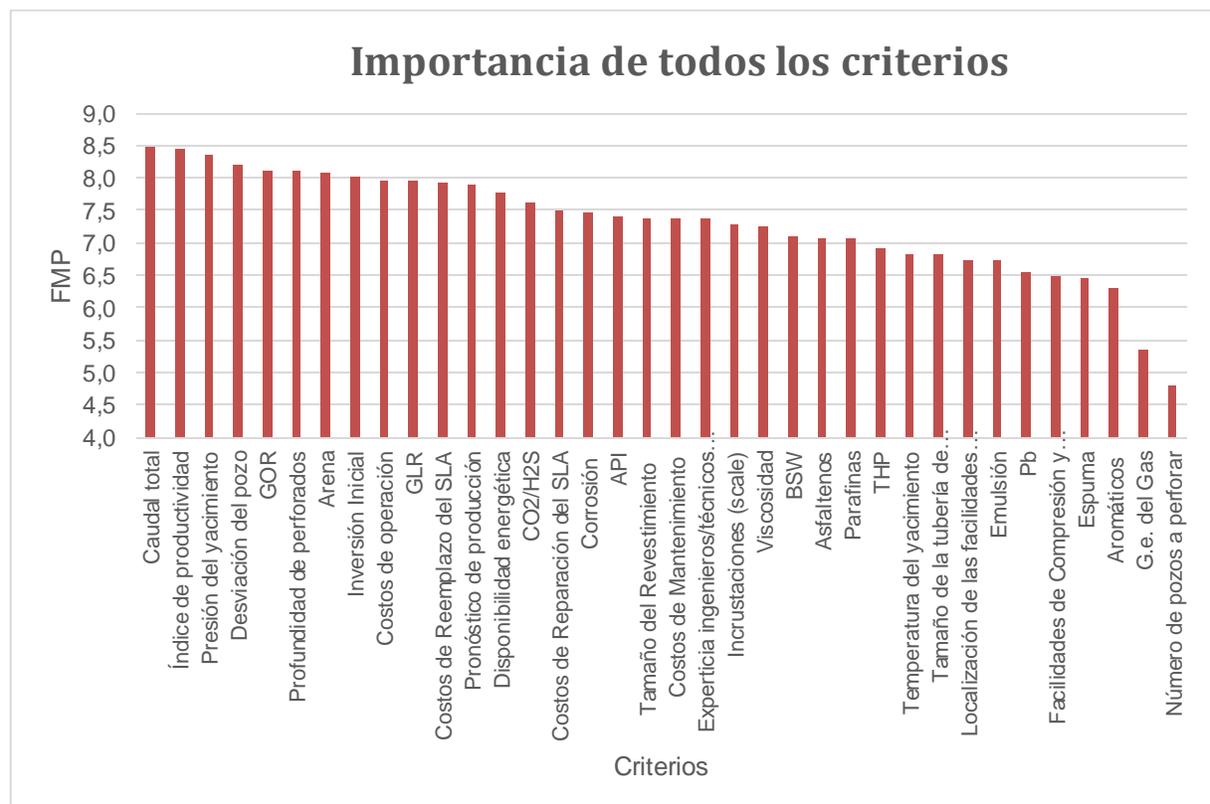
función de masa de probabilidad (FMP). La desviación estándar fue empleada para definir los pesos debido a que los valores de importancia que fueron más elegidos a través de la estadística descriptiva no definían de manera efectiva el mayor índice de probabilidad de presentarse un valor más cercano a lo real.

Parámetro	Valor de importancia más elegido	Valor elegido por FMP
Completamiento del pozo		
Profundidad de perforados	10	8.1
Desviación del pozo	10	8.2
Tamaño del Revestimiento	10	7.4
Tamaño de la tubería de producción	7	6.8
Número de pozos a perforar	5	4.8
Propiedades del yacimiento		
Presión del yacimiento	10	8.4
Índice de productividad	10	8.4
Temperatura del yacimiento	7	6.8
Pronóstico de producción	10	7.9
Propiedades del fluido y flujo		
API	8	7.4
BSW	8	7.1
GLR	8	8.0
GOR	9	8.1
Viscosidad	8	7.3
G.e. del Gas	6	5.4
Pb	8	6.5
Caudal total	10	8.5
Facilidades de superficie		
THP	7	6.9
Disponibilidad energética	7	7.8
Localización de las facilidades de producción	7	6.7
Experticia ingenieros/técnicos en SLA	7	7.4
Facilidades de Compresión y disponibilidad de Gas	7	6.5
Problemas de producción		
Arena	10	8.1
Corrosión	10 – 8	7.5
CO ₂ /H ₂ S	10 – 8	7.6
Asfáltenos	7	7.1
Parafinas	7	7.1

Emulsión	7	6.7
Espuma	7	6.5
Aromáticos	7	6.3
Incrustaciones (scale)	7	7.3
Factores económicos		
Inversión Inicial	10	8
Costos de operación	10 – 8	8
Costos de Reparación del SLA	8	7.5
Costos de Reemplazo del SLA	8	7.5
Costos de Mantenimiento	8	7.4

Tabla 13 Pesos obtenidos con estadística descriptiva y distribución estándar normalizada de la función de masa de probabilidad (FMP).

Fuente: Autores



Gráfica 13 Importancia de cada criterio según la función de masa de probabilidad (FMP)

Fuente: Autores

En el análisis de estadística descriptiva se tomaron las siguientes anotaciones con la intención de discernir de manera más argumentada la evaluación con MCDM:

- ✓ Se promedió los valores obtenidos por grupo para poder apreciar el conjunto de factores que según los expertos influían más, se apreció que el colectivo de las

propiedades del yacimiento, los factores económicos y el completamiento del pozo son los más determinantes. Este tipo de análisis fue necesario para complementar el desarrollo del proceso por medio de la herramienta de análisis multicriterio TOPSIS.

- ✓ Se observa que los factores que determinan las **propiedades del flujo y el caudal** del pozo son considerados como los más influyentes en el procedimiento de selección.

Grupo	Valor promedio grupo
Propiedades del yacimiento	9,3
Factores económicos	8,5
Completamiento del pozo	8,4
Propiedades del fluido y flujo	8,1
Problemas de producción	7,4
Facilidades de superficie	7,0

Tabla 14 Valor promedio de importancia por grupo de factores.

Fuente: Autores

2.3.1.2. Procedimiento de selección por medio de métodos convencionales y método de toma de decisiones con criterios múltiples (TOPSIS)

La selección de SLA por medio de métodos de toma de decisiones con criterios múltiples comprendió las siguientes etapas:

- ✓ **Fase de enmarcación de la decisión:** Se definieron los objetivos del proyecto y la jerarquía de los 19 criterios incluidos en la toma de la decisión con base a la opinión de expertos que fue registrada en las encuestas. La enmarcación de criterios se realizó a partir de los requerimientos necesarios para la explotación del campo, involucrando factores económicos y técnicos relacionados con los SLA, efectos causados por el recobro secundario y el papel de las políticas de la empresa.
- ✓ **Fase de modelamiento:** Se evaluó cada alternativa con respecto a sus características y desempeño frente a los 19 criterios definidos. La evaluación partió del método de ventajas y desventajas con apoyo de las curvas de profundidad y caudal. Como resultado de este proceso se obtuvo una matriz de desempeño.
- ✓ **Fase de análisis cuantitativo:** Se organizaron las alternativas por medio de un algoritmo basado en los puntajes de cada opción y los pesos de cada criterio.

Los valores y jerarquía de las alternativas se encuentran en el tercer capítulo, análisis de resultados.

- ✓ **Fase de monitoreo y evaluación:** Las decisiones tomadas pueden ser revisadas o corregidas de acuerdo a los objetivos trazados. En la selección de SLA suelen ocurrir diferentes imprevistos como cambios inesperados en la producción, por ende, en caso de realizar una re-selección los cambios en la importancia de los criterios y las calificaciones de cada alternativa podrían variar.

Por medio del programa informático TOPSIS adjunto a Excel®, diseñado por el Instituto de Diseño Estadístico (SDI por sus siglas en inglés), se compararon los diferentes SLA para obtener una calificación general de cada uno de ellos, donde aquel que obtuvo mayor valor fue el seleccionado.

- ✓ **Matriz de desempeño:**

Para realizar la comparación entre los SLA se asignó valores que van de 1 a 5 (**Tabla 15**): donde 1 indica que el SLA no es adecuado para las condiciones determinadas, y 5, que se ajusta de manera adecuada a las condiciones de operación. A los SLA que fueron imposibles de aplicar a los requerimientos dados, se les dio un valor de -5.

Aunque algunos SLA se consideraron inviables durante la evaluación técnica, no se les eliminó del proceso de comparación para obtener un mayor número de alternativas evaluadas por medio del método TOPSIS. La información presentada en la **tabla 11** (*Matriz de selección de SLA*) contiene rangos operativos y término cualitativos. Por lo segundo fue necesario asignar un valor numérico equivalente:

Término cualitativo	Valor numérico equivalente
Muy mala	1
Mala	2
Aceptable	3
Buena	4
Excelente	5

Tabla 15 Valor numérico equivalente de los términos cualitativos

Fuente: Autores

Los parámetros que involucran problemas característicos de la producción de hidrocarburos (arena, corrosión, entre otros) no son presentados en unidades físicas, sino en valores equivalentes que referencian la magnitud del problema frente

a la operación de producción. Esta valoración fue realizada por ingenieros y expertos de la empresa operadora (Problemas de producción – **Anexo 3**).

La magnitud del problema está calificada de 0 a 5, donde 0 indica que el problema es inexistente, y 5, el problema afecta fuertemente la producción del pozo. Para correlacionar los valores de la información de campo y lo representado en las tablas de ventajas y desventajas de los SLA del marco teórico, se estimó que la capacidad del sistema de levantamiento para soportar cierto problema, se determina a partir de la diferencia entre la capacidad del sistema de levantamiento (Cpd) y la magnitud del problema (P). Los valores resultantes de esta diferencia se correlacionan con valores equivalentes de 1 a 5 de acuerdo a lo requerido por TOPSIS (**Tabla 16**).

	Valor de la diferencia (Capacidad-Problema)	Valor equivalente (TOPSIS)
Capacidad del SLA > Problema	4	5
	3	4
	2	4
	1	3
Capacidad del SLA = Problema	0	3
Capacidad del SLA < Problema	-1	2
	-2	2
	-3	1
	-4	1

Tabla 16 Diferencia entre la capacidad del SLA menos el problema y sus valores equivalentes en TOPSIS.

Fuente: Autores

Se determinaron 19 criterios de evaluación (**Tabla 17**) para los SLA con base a los parámetros registrados en la encuesta y la implementación de procesos de recobro secundario del campo.

Parámetros como el índice de productividad, la presión de yacimiento o los pronósticos de producción no son aplicados como criterios de selección porque no presentan rangos de operación en la matriz de selección. Los factores económicos se resumieron en dos términos (Inversión y costos de operación) para simplificar el procedimiento de selección. La importancia de cada uno de los criterios se obtuvo a partir del análisis de los resultados de la encuesta (**anexo 2**).

	CRITERIO	UNIDAD	IMPORTANCIA
1	Caudal total	BFPD	8,5
2	Desviación del pozo	°/100ft	8,2
3	Profundidad de operación	Ft	8,1
4	Arena	-	8,1
5	Inversión Inicial	Dólares	8,0
6	Costos de operación	Dólares	8,0
7	GLR	Sfc/stb	8,0
8	Corrosión	-	7,5
9	API	°API	7,4
10	Tamaño del revestimiento	Pulgadas	7,4
11	Experticia ingenieros/técnicos en SLA	-	7,4
12	Incrustaciones (scale)	-	7,3
13	Viscosidad	Cp	7,3
14	BSW	%	7,1
15	Asfáltenos	-	7,1
16	Parafinas	-	7,1
17	Temperatura del yacimiento	°F	6,8
18	Facilidades de superficie	-	6,5
19	Aromáticos	-	6,3

Tabla 17 Criterios de selección y sus pesos.
Fuente: Autores

Al evaluar las 6 alternativas que fueron propuestas con los 19 criterios, se obtuvieron 114 valores que se consignaron en la matriz de desempeño (**Tabla 18**). En la evaluación realizada dos SLA resultaron inviables para las condiciones requeridas, específicamente por la necesidad de generar altos caudales, producto de la inyección de agua.

El campo evaluado implementa procesos de recuperación secundaria. El pronóstico de producción contempla los 16500 BFPD, con cortes de agua del 85%. Los pozos a perforar son horizontales con secciones verticales de hasta 6000 pies de profundidad con revestimiento de 9-5/8 pulgadas. Su sección horizontal es de aproximadamente 2500 pies de longitud completada con *liner ranurado* a 7200 pies de profundidad vertical (TVD). Por decisión de los ingenieros, los SLA serán instalados en la sección vertical, tramo que no supera los 1°/100ft. Con la información presentada en el **anexo 3** y los métodos convencionales de selección se determinó la siguiente matriz de desempeño:

	BCP	BAL	HTJ	HTP	GAS LIFT	BES
Caudal total	-5	-5	1	1	4	4
Desviación del pozo	4	4	5	5	5	4
Profundidad de operación	2	3	3	4	4	4
Arena	4	3	4	3	4	3
Inversión Inicial	4	4	2	2	1	3
Costos de operación	4	4	2	3	2	3
GLR	4	4	1	1	2	3
Corrosión	3	3	3	3	3	2
API	4	4	4	4	4	4
Tamaño del Revestimiento	4	4	4	4	4	4
Experticia ingenieros/técnicos en SLA	3	4	2	2	2	4
Incrustaciones (scale)	4	3	3	3	3	2
Viscosidad	5	5	5	5	5	5
BSW	4	4	3	3	1	4
Asfáltenos	3	4	4	3	3	3
Parafinas	5	5	5	5	5	5
Temperatura del yacimiento	3	5	5	4	4	4
Facilidades de Superficie	4	4	2	2	1	3
Aromáticos	2	4	4	4	4	4

Tabla 18 Matriz de desempeño.
Fuente: Autores

✓ Comparación de las alternativas por el método TOPSIS:

Luego de finalizar la matriz de desempeño y haber determinado los pesos, se realizó la comparación de las alternativas mediante el método TOPSIS. Utilizando una plantilla de Excel y un add-in diseñado por la empresa SDI Tools (*Ilustración 16*).

El método TOPSIS compara cada una de las alternativas con respecto a un ideal positivo y un ideal negativo. Aquella opción que se acerque más al ideal positivo, y por lo tanto se aleje más del ideal negativo, obtiene la mayor calificación. Una alternativa que tenga todos sus atributos iguales al ideal positivo obtiene una calificación de 1, la cual significa un 100% de ajuste a los criterios de evaluación.

Por el contrario, si la alternativa tiene todos sus atributos equivalentes al ideal negativo tendrá un 0%. En el presente ejercicio, el SLA que fue superior frente a los demás es el levantamiento con bombas electro sumergibles, con un 74% de ajuste, muy superior a la segunda opción, el gas lift con 58% de ajuste.

		Units	Importance	Options						Goal	- Ideal	+ Ideal
				5	6	3	4	2	1			
				BCP	BAL	HTJ	HTP	GAS LIFT	BES			
Criterios:	1	Caudal total	8,5	-5	-5	1	1	4	4	maximize	-5	4
	2	Desviación del pozo	8,2	4	4	5	5	5	4	maximize	4	5
	3	Profundidad de operación	8,1	2	3	3	4	4	4	maximize	2	4
	4	Arena	8,1	4	3	4	3	4	3	maximize	3	4
	5	Inversión Inicial	8,0	4	4	2	2	1	3	maximize	1	4
	6	Costos de operación	8,0	4	4	2	3	2	3	maximize	2	4
	7	GLR	8,0	4	4	1	1	2	3	maximize	1	4
	8	Corrosión	7,5	3	3	3	3	3	2	maximize	2	3
	9	API	7,4	4	4	4	4	4	4	maximize	4	4
	10	Tamaño del Revestimiento	7,4	4	4	4	4	4	4	maximize	4	4
	11	Experticia ingenieros/técnicos	7,4	3	4	2	2	2	4	maximize	2	4
	12	Incrustaciones (scale)	7,3	4	3	3	3	3	2	maximize	2	4
	13	Viscosidad	7,3	5	5	5	5	5	5	maximize	5	5
	14	BSW	7,1	4	4	3	3	1	4	maximize	1	4
	15	Asfaltenos	7,1	3	4	4	3	3	3	maximize	3	4
	16	Parafinas	7,1	5	5	5	5	5	5	maximize	5	5
	17	Temperatura del yacimiento	6,8	3	5	5	4	4	4	maximize	3	5
	18	Facilidades de Superficie	6,5	4	4	2	2	1	3	maximize	1	4
	19	Aromáticos	6,3	2	4	4	4	4	4	maximize	2	4
Score				0,44	0,46	0,52	0,53	0,58	0,74			

Ilustración 16 Resultados de la evaluación con el método TOPSIS.

Fuente: TOPSIS, un add-in diseñado por la empresa SDI Tools

2.3.2. Procedimiento de selección de SLA empleando el sistema experto SEDLA.

El software SEDLA es una herramienta que evalúa y compara directamente los diferentes SLA, incluyendo los 6 considerados para el método convencional asistido por MCDM y otros métodos no amparados. SEDLA solicita información de entrada que comprende datos específicos sobre la producción, yacimiento, problemas del pozo y factores humanos. Ingresando la información del campo (**anexo 3**), el software automáticamente evalúa las capacidades técnicas de cada sistema y organiza las alternativas de acuerdo a su desempeño.

The screenshot displays the SEDLA software interface with three main panels:

- Identificación:** District: SUR, Unit of Exploitation: ESTRATO DE INTERES, Well: COMAR-1, User Name: Carlos C. y Sergio M., Observations: Campo con proceso de recuperación secundaria.
- Cuantitativos:** A table of quantitative data:

Profundidad al tope de las perforaciones	7200	(pies)
Temperatura al tope de las perforaciones	190	(°F)
Índice de productividad	12,00	(BBPD/psia)
Relación gas-líquido de formación	400	(PCN/BBL)
Tasa de producción bruta deseada	16500	(BBPD)
Corte de agua	85	(%)
Gravedad API del crudo	32,40	(°API)
Gravedad específica del gas	1,00	
Presión estática del yacimiento	2000	(psia)
Presión de cabezal fluyente	200	(psia)
- Cualitativos:** Well location: Zona no urbana, Gas injection volume: Limitado, Gas injection pressure: 1200 (psia), Electrical source: Disponible (0,0% fluctuations), Annual production decline: 5,0 (%).

Ilustración 17 SEDLA: Identificación, datos cuantitativos y cualitativos del pozo proyectado. Fuente: SEDLA

Muchos datos son incluidos en el módulo de entrada de SEDLA, desde información básica de campo para la selección de SLA hasta parámetros o factores que de manera rápida pasan desapercibidos y no resultan muy obvios en este proceso. Con la información del anexo 3 se ingresaron los datos cuantitativos y cualitativos (**Ilustración 17**), de completamiento y valores de superficie (**Ilustración 18**) y finalmente las magnitudes de los problemas de producción y el grado de experiencia por parte de los ingenieros para cada SLA (**Ilustración 19**).

The image shows a screenshot of the SEDLA software interface. The main window is titled 'SEDLA® - []' and has a menu bar with 'Archivo', 'Pozo', 'Preseleccionar', 'Resumen', and 'Ayuda'. On the left side, there is a vertical toolbar with various icons. Two dialog boxes are open:

- Completación**: This dialog box has a title bar with minimize, maximize, and close buttons. It contains the following fields:
 - Tipo de Completación: simple (dropdown)
 - Longitud del Intervalo Perforado (pies): 109 (text input)
 - Profundidad del HUD (pies): 8000 (text input)
 - Revestidor de Producción: Diámetro nominal pulgs x (lbs / pies) is 9 5/8 x 36,00 (dropdown); Condiciones is Bueno (dropdown).
 - Eductor: Diámetro nominal pulgs x (lbs / pies) is 4 1/2 x 12,75 (dropdown); Rugosidad relativa is ,00000 (text input).A yellow message at the bottom of the dialog reads 'Rango válido [0, 0.01]'. Buttons for 'Actualizar', 'Cancelar', and 'Salir' are at the bottom.
- Superficie**: This dialog box has a title bar with minimize, maximize, and close buttons. It contains the following fields:
 - Línea de flujo: Longitud is 1500 (pies) (text input); Diámetro interno is 4,00 (pulgs) (text input).
 - Separador: Temperatura is 120 (°F) (text input); Presión is 80 (psi) (text input).A yellow message at the bottom of the dialog reads 'Rango válido [0, 50000] pies'. Buttons for 'Actualizar', 'Cancelar', and 'Salir' are at the bottom.

Ilustración 18 SEDLA: Completamiento y datos de superficie para el pozo proyectado.

Fuente: SEDLA

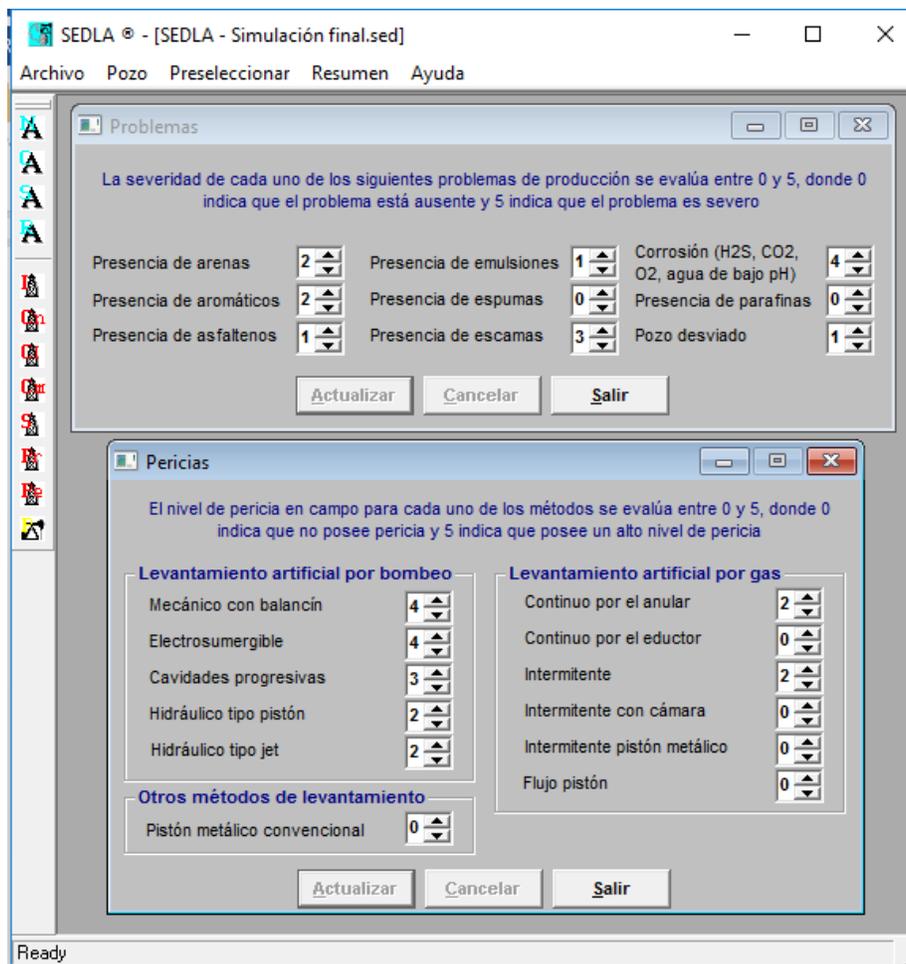


Ilustración 19 SEDLA: Problemas de producción y grado de pericia.
Fuente: SEDLA

Para generar los resultados SEDLA emplea tres módulos principales, donde evalúa la factibilidad técnica de los SLA de forma sencilla mediante el cumplimiento de reglas basadas en conocimientos teóricos y experiencias de profesionales reconocidos para realizar un descarte inicial.

A través del módulo de diseño el programa procede con una evaluación que permite comparar posibles desempeños y características de operación para cada SLA. Finaliza con el módulo económico que emplea una base de datos y sub-rutinas para el análisis de costos y rentabilidad económica. En la **Ilustración 20** se expone los resultados obtenidos y en la **tabla 19** se describe las advertencias y alertas generadas por cada SLA.

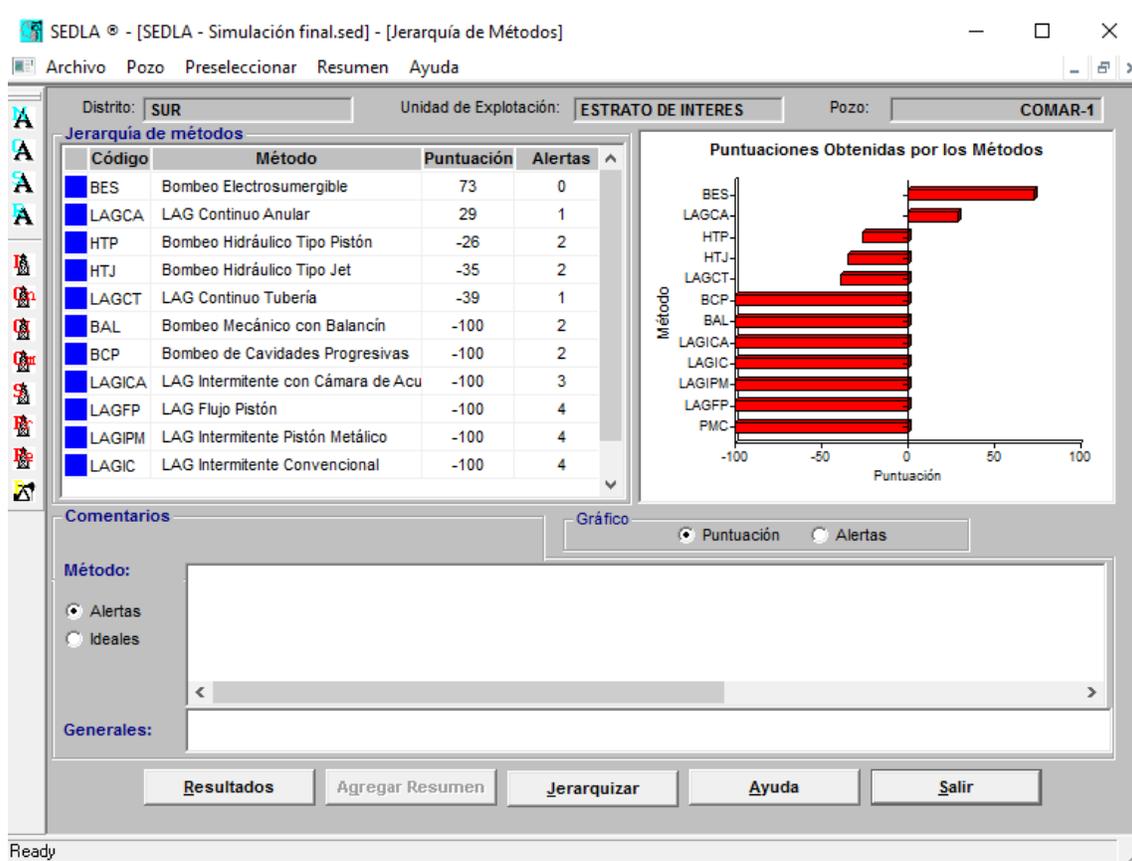


Ilustración 20 SEDLA: Resultados de la simulación.
Fuente: SEDLA

Según los resultados el SLA con mayor capacidad para trabajar de manera adecuada a las condiciones dadas es el bombeo eletrosumergible, seguido por el gas lift, pero debido a que los sistemas expertos funcionan similarmente al concepto de “cajas negras” (el usuario no conoce a profundidad qué operaciones realiza el sistema) inhabilitando al usuario para realizar cambios o arreglos al programa que le faciliten realizar análisis específicos en casos excepcionales.

En consecuencia, el usuario desconoce si un equipo especial o modificado es viable técnicamente para operar en ese pozo, abriendo la posibilidad de que el SLA recomendado por el sistema experto no sea el más adecuado.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	ALERTAS
Bombeo electrosumergible (BES)	-
LAG continuo por anular (LAGCA)	✓ Corrosión.

<p>Bombeo hidráulico tipo pistón (HTP)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se requiere una potencia muy alta en superficie para producir los fluidos a altas tasas. ✓ La relación gas libre a la entrada de la bomba es muy alta para este tipo de levantamiento, lo cual disminuye la eficiencia de la bomba.
<p>Bombeo hidráulico tipo jet (HTJ)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se requiere una potencia muy alta en superficie para producir los fluidos a altas tasas. ✓ La relación gas libre a la entrada de la bomba es muy alta para este tipo de levantamiento, lo cual disminuye la eficiencia de la bomba.
<p>LAG continuo por tubería (LAGCT)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Para la tasa de producción deseada el área de flujo es muy pequeña, se puede generar alta fricción dentro de la tubería de producción.
<p>Bombeo mecánico balancín (BAL)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La profundidad y la tasa de producción son muy altas para este método, se pueden presentar problemas operacionales. ✓ Corrosión.
<p>Bombeo de cavidades progresivas (BCP)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La gravedad API es alta y pueden presentarse problemas de hinchamiento del elastómero de la bomba, debido a la presencia de aromáticos y/o componentes livianos. ✓ La tasa de producción es muy alta para la capacidad de una bomba de cavidades progresivas.
<p>LAG intermitente con cámara de acumulación (LAGICA)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La presión estática del yacimiento no se adapta a las condiciones del método, se recomienda la utilización de un método de LAG continuo para producir este pozo. ✓ La tasa de producción es suficientemente alta como para

	<p>intentar producirla utilizando otro método de levantamiento.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ El diámetro del eductor está fuera de rango de especificaciones para ser usado por este método.
LAG flujo pistón (LAGFP)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La gravedad API puede traer problemas operacionales en este método. ✓ La tasa de producción puede dificultar la formación de flujo tipo pistón. ✓ Es necesario un técnico especialista para la instalación de este método. ✓ El porcentaje de agua es muy alto para este método.
LAG intermitente pistón metálico (LAGIPM)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La tasa de producción es suficientemente alta como para intentar producirla utilizando otro método de levantamiento. ✓ Corrosión ✓ El corte de agua es muy alto, el método resulta menos eficiente. ✓ El diámetro del eductor está fuera de rango de especificaciones para ser usado por este método.
Pistón metálico convencional (LAGIC)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ El índice de productividad es suficientemente alto como para intentar producir el pozo utilizando otro método de levantamiento. ✓ La tasa de producción es suficientemente alta como para intentar producirla utilizando otro método de levantamiento. ✓ La relación gas líquido de formación es muy baja para este método. ✓ El diámetro del eductor no se adapta a las dimensiones de pistón.

Tabla 19 Advertencias generadas por el proceso de selección de un SLA con SEDLA.

Fuente: SEDLA / Autores

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se realizó el análisis de los procedimientos de selección de SLA partiendo de diferencias entre el número de alternativas evaluadas y los valores expuestos en el resultado de la comparación. El análisis se centra en 6 alternativas consideradas de manera común entre en el método convencional asistido por MCDM y el programa SEDLA. En cuanto a la valoración numérica de las alternativas, TOPSIS califica con valores de 0 a 1 (valor porcentual) y SEDLA toma valores entre -100 y 100.

El análisis y presentación de los resultados se divide en 2 secciones que cubren el enfoque de los diferentes objetivos planteados en este proyecto de grado. En la primera sección se analiza los resultados de ambos procedimientos con la intención de fundamentar la comparación de los métodos de selección y a su vez tomar una decisión sobre cuál de los SLA evaluados es el indicado para el campo con recobro secundario. La segunda sección plantea una metodología basada en el análisis lógico para seleccionar SLA y propone un sistema inteligente con la finalidad de mitigar y corregir falencias inmersas en los actuales métodos de selección

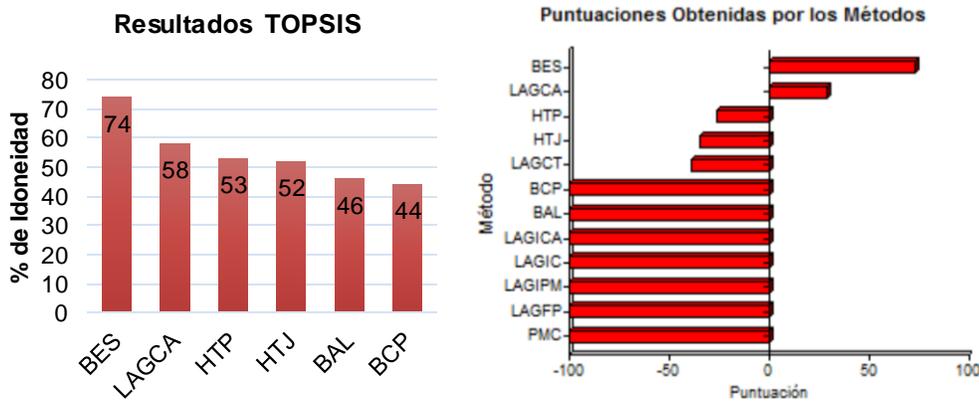
3.1. COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE SELECCIÓN

Tanto el método convencional asistido por MCDM como el sistema experto, presentan resultados muy similares en el orden de las alternativas calificadas (tabla 21). Para ambos procedimientos el SLA más indicado para implementar en la producción del campo con recobro secundario es la bomba electro sumergible (BES), mostrando una fuerte ventaja frente a las otras opciones. Ambas metodologías sitúan al Gas Lift (LAGCA) como la segunda opción. También coinciden en el orden en que se jerarquizan las alternativas restantes, pero difieren fuertemente en cuanto a la magnitud de estas diferencias.

SLA	TOPSIS (%)	SLA	SEDLA
BES	74	BES	73
LAGCA	58	LAGCA	29
HTP	53	HTP	-26
HTJ	52	HTJ	-35
BAL	46	BAL	-100
BCP	44	BCP	-100

Tabla 20: Resultado de los métodos
Fuente: Autores

La discrepancia en los resultados obtenidos luego de las simulaciones es causada principalmente por la forma en la cual fueron calificadas las alternativas: el método convencional apoyado por TOPSIS toma valores entre 0 y 5 en la matriz de desempeño y un rango entre los 6.3 y 8.5 para los pesos de los parámetros, mientras que SEDLA va de -100 a +100, presentando las penalizaciones en valores negativos.



Gráfica 14 Resultados TOPSIS y gráfico de cascada de SEDLA.
Fuente: Autores

El levantamiento por varillas, balancín (BAL) y el bombeo por cavidades progresivas (BCP) obtuvieron las peores calificaciones. SEDLA los calificó con “-100” puntos en la valoración numérica para anularlos de la selección, ya que identificó las limitaciones técnicas de estos dos SLA y reconoció que no son concebibles en los requerimientos de producción planteados en este proyecto de grado. TOPSIS les asignó valores alrededor de los 45 puntos (los más bajos de su jerarquía). Durante la evaluación técnica se reconoció la incapacidad de estos dos SLA para levantar el alto caudal requerido para la producción del campo (16500 BFPD), por eso el valor de este parámetro para los dos SLA fue de -5 en la matriz de desempeño. Aunque había valores negativos en la matriz el resultado fue positivo debido a que este método evalúa de manera independiente cada uno de los parámetros, permitiendo a estos dos SLA sumar puntaje con el manejo de arenas, porcentaje de agua, entre otros.

La diferencia entre las BES y el Gas Lift, es clara en los resultados de ambas metodologías, pero se acentuó más en los resultados del programa SEDLA que en TOPSIS (73-29 y 74-58, respectivamente). Además, la diferencia entre las otras alternativas es mayor en los resultados de SEDLA, pues emplea valores negativos

que oscilan entre los -26 y -100, con respecto al procedimiento asistido por TOPSIS que disminuye desde 58 hasta 44 en unidades de valor positivo.

Los resultados presentados por SEDLA hacen viable dos alternativas para el caso presentado, las cuales son BES y Gas Lift. Estos SLA tuvieron calificaciones altas debido a su facilidad en el manejo de altos caudales, sin embargo, el Gas Lift expuso una calificación mucho menor debido al alto corte de agua presente en el fluido, característica que se traduce en menos gas disponible en superficie para inyección. Las demás alternativas no son recomendadas por SEDLA. El bombeo HTP y HTJ obtienen su baja calificación por la necesidad de presiones de inyección muy altas del fluido motriz en superficie y la alta cantidad de gas libre en la entrada de la bomba (como se muestra en las advertencias generadas por SEDLA), indicando que el sistema no es adecuado.

TOPSIS muestra un orden similar en la jerarquía de la calificación de las alternativas. Sin embargo, no discierne entre cuales alternativas son viables o no. Además, los valores obtenidos no tienen una diferencia tan marcada porque todas las alternativas tienen calificaciones positivas en ciertos criterios de evaluación. Este método sólo nos indica la superioridad de una alternativa sobre la otra.

El bombeo electrosumergible fue calificado como el sistema más adecuado frente a las otras alternativas por las siguientes razones:

- ✓ Es un SLA capaz de producir altos volúmenes de fluido. Sistemas como el BAL o el BCP no son viables en esta condición, solo los SLA de alto manejo de caudal como el BES y el Gas Lift (LAGCA) llegaron a ser considerados.
- ✓ La BES puede trabajar sin mayor problema en un amplio rango de caudal durante la etapa productiva de los pozos. Esto es una gran ventaja en un campo con recuperación secundaria con inyección de agua.
- ✓ El costo de instalación inicial de la BES por pozo es menor que la inversión necesaria para las facilidades de compresión en superficie para Gas Lift y las facilidades de inyección de fluido motriz para bombeo hidráulico.
- ✓ Maneja de manera óptima el alto BSW causado por la inyección de agua. El LAGCA necesita de altas relaciones Gas-Líquido. La presencia de abundante agua en el pozo, hace que el sistema de Gas Lift se vuelva ineficiente, o en su defecto que se requieran altos caudales y presiones de inyección de gas, lo cual lo hace inviable económicamente.

La similitud en los resultados de las simulaciones se dio de manera específica por la limitación compartida de algunas alternativas ante el caudal y las propiedades de los fluidos. Sin embargo, la evaluación cualitativa de la utilidad y efectividad de los métodos de selección difieren en varios puntos de su desarrollo.

La comparación de los métodos se realizó en términos de la interacción entre el usuario y el método, la representación del conocimiento de los ingenieros durante la selección y el tiempo empleado por la evaluación técnico-económica:

- ✓ **Discriminación de las alternativas:** Este punto se refiere a la facilidad del método para discernir entre las alternativas potenciales y las poco atractivas. La discriminación aumenta con el grado de complejidad que se emplea para diferenciar las opciones.
- ✓ **Información requerida:** Una cantidad extensa de información puede no ser conveniente para una metodología de selección. Es importante para el proceso de evaluación que la información requerida permita comparar con facilidad la eficiencia de operación y costos entre los SLA.
- ✓ **Tiempo:** Es recomendable realizar más de una simulación del proceso de selección con diferentes escenarios para poder prever posibles errores e incertidumbres con el propósito de estar preparado para cambios en las condiciones operativas. La velocidad con la que se realiza cada metodología, desde que se investigan los datos técnicos y económicos hasta que se calcula una jerarquización y se toma una decisión, influye en la facilidad con la que se realizan correcciones a los factores que afectan la selección.
- ✓ **Representación de la experticia:** Una metodología inflexible de toma de decisiones sólo ofrece resultados para casos convencionales e impide a los ingenieros representar adecuadamente su experiencia y las condiciones propias del caso en el proceso de selección. Un procedimiento muy flexible podría conllevar a una selección parcial basada completamente en la intuición debido a la falta de control o exigencias para evaluar de manera adecuada a todos los SLA.
- ✓ **Flexibilidad de los criterios:** La capacidad de operación, costos, riesgos e incertidumbres para cada método puede variar considerablemente con la zona y el tipo de aplicación en la que se evalúe el sistema. La capacidad de cada metodología para adecuar los criterios, de tal manera que represente la realidad de la aplicación, influye en la eficiencia de una toma de decisión acertada.

- ✓ **Complejidad de la evaluación:** Los métodos de levantamiento se evalúan bajo criterios técnicos, económicos y humanos. Por lo tanto, un procedimiento de selección adecuado debe ser capaz de evaluar independientemente todas las alternativas bajo cada uno de los criterios.

En el proceso de selección de un SLA los ingenieros pueden utilizar varias metodologías simultáneamente. En la **tabla 21** se resumió la comparación del desempeño de cada metodología de manera independiente. Es importante recalcar que los métodos de toma de decisiones con criterios múltiples no son metodologías de selección, son herramientas para facilitar el proceso de evaluación y análisis lógico. Además, se presenta en la **tabla 22** la calificación de cada metodología, representando su desempeño en cada punto con valores del 1 al 5, donde 1 significa que es deficiente y 5 que es excelente y recomendado. Las comparaciones realizadas a continuación se construyeron a lo largo del proceso de simulación.

Punto de comparación	SISTEMA EXPERTO SEDLA	Proyección de Ventajas y Desventajas asistida por TOPSIS (MCDM)
Discriminación de Alternativas	Con el motor de inferencia, la evaluación técnico-económica y la consideración explícita de la parte humana, logra diferenciar de manera clara el potencial de cada alternativa. Esto se observa en la fuerte diferencia de los resultados, donde la alternativa con mayor puntuación (73) tiene una diferencia marcada con respecto a la segunda opción (29). Las otras alternativas no recomendadas mantienen un claro contraste en su puntuación (-26 para la tercera opción y -100 para la última).	Es una excelente herramienta para diferenciar y jerarquizar las alternativas, siempre y cuando se valore adecuadamente tanto las alternativas como los criterios. La alternativa principal (74) sobresale claramente sobre sus competidoras (58 para el siguiente), pero las demás no se diferencian mucho, no más de 5 puntos. Esto se debe a que TOPSIS califica cada criterio de forma independiente.
Información Requerida	Gracias a los sub-programas de diseño y los procedimientos de "dedo gordo" provistos por los expertos, solicita información muy específica para su procedimiento. Para la evaluación de los SLA requiere 43 datos, los cuales son muy específicos y permiten representar hasta cierto grado la realidad del usuario (condiciones de campo, entre otras).	Requiere una matriz de desempeño definida por el usuario, y unos pesos que determinen la importancia del criterio de evaluación. Para esto, fue necesario la misma información utilizada en SEDLA, en matrices de selección y el apoyo de profesionales en cada SLA. Muy dependiente.
Tiempo	Después de introducir la información al sistema los resultados son inmediatos, lo cual permite realizar múltiples corridas con condiciones que pueden variar para poder analizar diferentes escenarios. Emplear el programa no toma más de media hora, siempre y cuando se tenga la información requerida.	Existen varias herramientas informáticas que ofrecen cálculos con TOPSIS. Son procesos relativamente sencillos de realizar. Sin embargo, el diseño de la matriz de desempeño requiere una evaluación criterio a criterio de cada alternativa, lo cual puede tomar bastante tiempo. No obstante, el método no requiere realizar diseños específicos para cada sistema por lo cual agiliza rápidamente la selección.
Representación de la experiencia	El programa requiere determinar el grado de pericia de los profesionales en los SLA que dispone el programa. No permite realizar modificaciones sobre los límites o ventajas de cada alternativa. El método compensa esto con la intervención de expertos en la creación del programa, pero no da libertad a los usuarios para representar su caso a cabalidad durante la simulación.	El usuario tiene total libertad para evaluar las alternativas de acuerdo a su experiencia, permitiendo seleccionar tanto los criterios como las alternativas en uso. Por lo cual permite que la evaluación sea dependiente de la experiencia del usuario.

Flexibilidad de los criterios	La importancia de cada criterio esta previamente determinada por el sistema sin permitir que los altere el usuario. Con la evaluación de diferentes escenarios es posible observar el desempeño de las alternativas en condiciones críticas de operación, pero es difícil de identificar con certeza por el desconocimiento de los pesos preestablecidos por parte del programa.	Permite realizar el procedimiento con diferentes pesos en los criterios que se consideren necesarios. También permite crear y evaluar de manera sencilla un criterio que no se haya tenido en cuenta con anterioridad. Además, permite la inclusión de términos no técnicos que se consideren importantes por el usuario, como el impacto ambiental o recursos disponibles.
Complejidad de la evaluación	El sistema experto evalúa principalmente términos técnicos de los SLA, sin requerir información económica para su evaluación. Sin embargo, en su evaluación técnica, por medio de su sistema de advertencias, reconoce los diferentes inconvenientes que pueden aumentar los costos de la implementación del SLA, como la necesidad de compresores de gas de alta capacidad, bombas inyectoras de alta presión o el requerimiento de altos volúmenes de fluido en superficie.	Gracias a la flexibilidad en el número de criterios y la importancia de estos, puede realizar una evaluación muy compleja que contenga términos económicos, ambientales, políticos de la empresa, entre otro. Sin embargo, la evaluación de cada uno de estos depende de la información disponible en la matriz de selección y al aumentar el número de criterios se incrementa considerablemente la información y tiempo requerido.

Tabla 21 Desempeño de las metodologías

Fuente: Autores

Punto de comparación	Curvas de profundidad y Caudal	Proyección de Ventajas y Desventajas	Sistemas Expertos	MCDM
Discriminación de Alternativas	1	4	5	5
Información Requerida	4	3	5	5
Tiempo	5	3	5	4
Representación de la experiencia	1	3	2	5
Flexibilidad de los criterios	1	4	2	4
Complejidad de la evaluación	1	3	4	5

Tabla 22 Valoración comparativa del desempeño de las metodologías

Fuente: Autores

En casos específicos donde se aplican procedimientos de recobro secundario ciertas características de los métodos de selección tienden a ser más determinantes en la evaluación. Tanto las condiciones originales como los cambios causados por la inyección de agua se deben tener en cuenta para el proceso de selección.

3.2. PLANTEAMIENTOS

A partir de los resultados obtenidos y las observaciones realizadas durante las simulaciones, se identificaron ciertas deficiencias en los métodos de selección de SLA en campos con recobro secundario. Las desventajas de los métodos de selección consisten principalmente en errores humanos y su deficiencia en la flexibilidad de los criterios de selección. Para mitigar los problemas humanos, como el uso de la intuición y la falta de un proceso de análisis estructurado y lógico, se propone una metodología de selección y un sistema experto, basado en el diseño de SEDLA, con nuevas características y herramientas para el usuario.

3.2.1. Metodología planteada para la selección de sistemas de levantamiento artificial

En la industria colombiana es común encontrar decisiones basadas principalmente en la experiencia y la intuición, en vez de procesos de análisis debidamente estructurados. A partir de los métodos evaluados y los resultados obtenidos se presenta una metodología que comprende el proceso de la selección de sistemas de levantamiento artificial.

La metodología propuesta busca por medio de un análisis estructurado, realizar una selección basada en conceptos técnicos y económicos que comprendan la realidad específica del campo a desarrollar. El procedimiento consta de 5 nodos secuenciales (**Ilustración 22**):

- ✓ **Identificación de los puntos clave de la selección:** Para seleccionar correctamente un SLA se deben conocer los requerimientos técnicos, económicos y humanos que acarrea la aplicación. A partir de la información técnica del campo la empresa establece unas condiciones de producción que cumplen con las políticas económicas y ambientales de la empresa. Para simplificar el procedimiento de selección se recomienda identificar los puntos clave que deben ser atendidos para satisfacer los objetivos de la explotación del campo.
- ✓ **Formulación de criterios de selección:** Con los puntos clave y los criterios de selección se determina los *factores clave de diseño* (KDF, por sus siglas en inglés). Los criterios o KDF deben relacionarse de forma directa con las capacidades y características de los SLA, tanto en términos técnicos como económicos.

- ✓ ***Evaluación técnica de los SLA:*** Se recomienda evaluar los diferentes SLA con respecto a los criterios previamente definidos (*Factores clave de diseño - FCD*). El objetivo de esta evaluación es determinar cuál de los SLA disponibles tiene la capacidad técnica para cumplir con los requerimientos del pozo. En este paso del proceso los métodos de selección de SLA juegan un papel clave. Es importante tener en cuenta además de las características generales de los diferentes sistemas, también las herramientas o equipos especiales que los proveedores tienen a disposición. Al final de la evaluación técnica deben resultar menos alternativas viables para la aplicación a desarrollar.

- ✓ ***Evaluación económica de los SLA restantes:*** De acuerdo con la información del campo, de los posibles proveedores y la experiencia de los profesionales involucrados en el proceso, se evalúa cuál de las alternativas restantes se presenta como la mejor opción en cuanto a inversión económica, teniendo en cuenta los costos y riesgos. Este proceso se suele realizar con un análisis Valor Presente Neto (VPN). Es importante realizar esta evaluación teniendo en cuenta los puntos clave previamente estipulados.

METODOLOGÍA DE SELECCIÓN RECOMENDADA

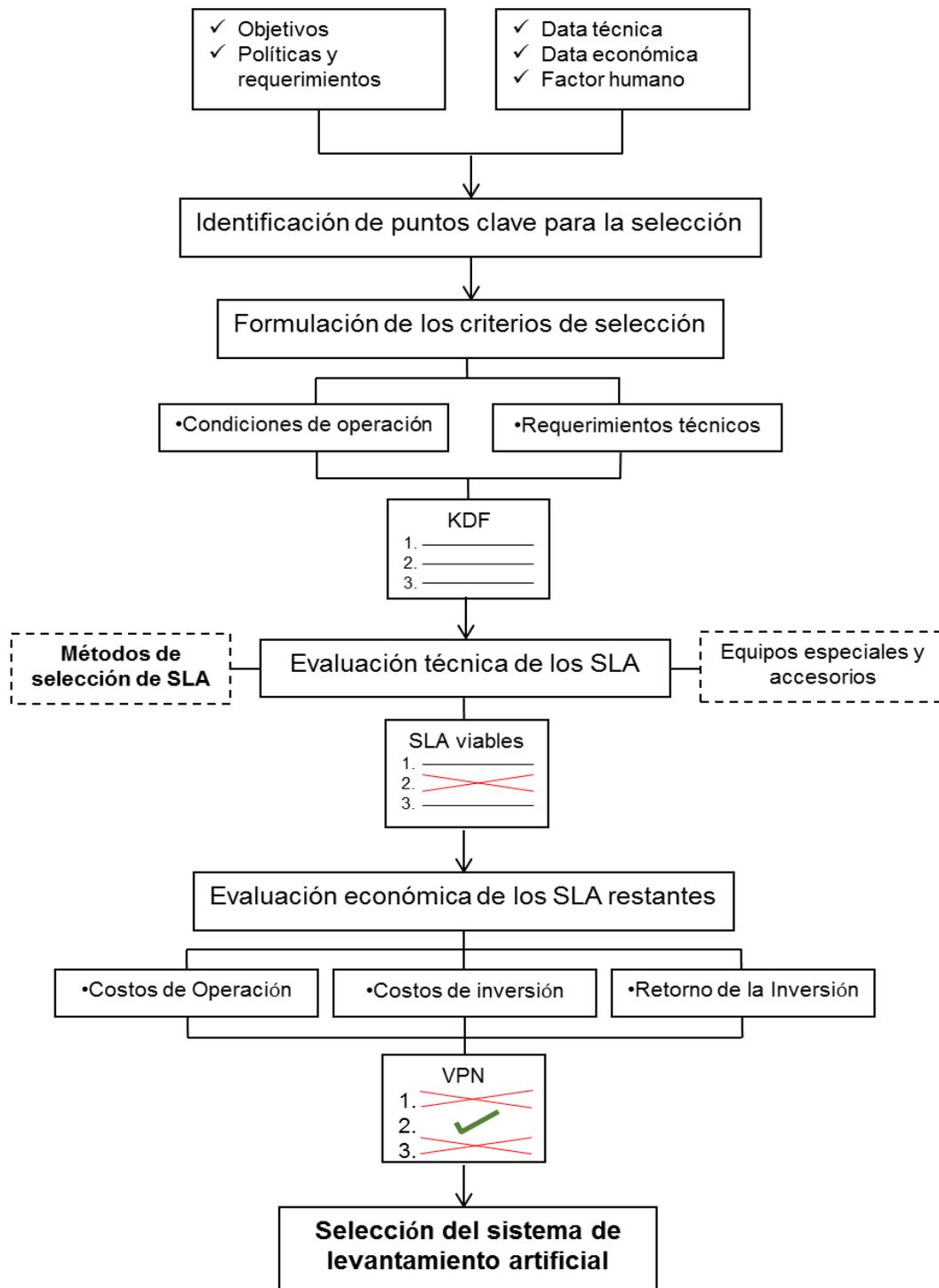


Ilustración 21: Metodología de selección recomendada
Fuente: Autores

- ✓ **Selección de SLA:** Finalizada la evaluación económica, los responsables de la selección deben tomar una decisión sobre cuál de las alternativas cumple con los requerimientos de la aplicación y de la empresa, brindando el mayor beneficio económico posible.

3.2.2. Sistema experto para mitigar deficiencias en los métodos de selección.

Con las simulaciones realizadas se logró observar diferentes pros y falencias en los diferentes métodos de selección de SLA. A partir de los resultados obtenidos con las comparaciones cualitativas, se propone una serie de nuevas características para añadir a un sistema experto, con el objetivo de mitigar las falencias que se presentan en este y otros métodos. SEDLA arroja resultados muy positivos en el procedimiento realizado para el proyecto. Además, en la comparación con el sistema experto OPUS se observan varias características que superan a su predecesor. La siguiente propuesta se basa en los diseños que permitieron la creación del programa SEDLA²², los cuales son adecuados como un punto de inicio sólido para proponer nuevas características en un sistema experto.

Las principales falencias que se encontraron en el sistema experto son: su inflexibilidad en los criterios, la falta de comunicación entre la experiencia personal del usuario y el programa y las deficiencias en la evaluación económica. Es importante reflejar la realidad del usuario en el proceso de selección. Para mitigar estas falencias se propuso lo siguiente:

- ✓ **Base de conocimientos modificable:** Para poder representar de manera más verídica las condiciones reales del usuario, se propone la aplicación de un módulo donde se pueda modificar hasta cierto grado el marco de referencia. El sistema debe tener inicialmente un marco de reglas general como base, pero debe ofrecer la oportunidad de modificar de cierta manera estos conocimientos, con el objetivo de poder evaluar ciertos factores externos a la información contenida en el programa, como equipos especiales, accesorios y/o soluciones innovadoras diseñadas por las empresas proveedoras de SLA.
- ✓ **Criterios seleccionables:** El programa debe tener unos criterios inmodificables para poder identificar qué alternativas son técnicamente insuficientes y, por lo tanto, no seleccionables. No obstante, puede ser útil para el usuario evaluar los métodos que son técnicamente viables bajo criterios que tal vez no se encuentren en el programa, como el impacto ambiental o problemas específicos de la empresa. Esto afecta el sistema de inferencia, el cual debe permitir que se

²² paper Expert System for Selection of Optimun Artificial Lift Method

agregue nuevas alternativas y su importancia relativa, por lo cual se recomienda la aplicación de métodos de tomas de decisiones con criterios múltiples.

- ✓ **Evaluación económica fortalecida:** La selección final de un SLA recae en términos económicos. Es importante que los sistemas expertos realicen este procedimiento para facilitar un análisis completo. El módulo económico debe solicitar información específica, de forma similar al técnico, que permita evaluar las inversiones, gastos y ganancias a un tiempo determinado, una vez el usuario ingresa el valor del barril de petróleo. Los resultados de la evaluación económica pueden presentarse en gráficas comparativas de los VPN calculados o asignar valores calificativos de acuerdo a las ganancias y gastos presentados en las alternativas.
- ✓ **Aplicación de tiempo promedio entre fallas:** Con el uso de redes neuronales y la información de fallas de equipos, se propone correlacionar las fallas prematuras, las razones y su probabilidad de ocurrencia con los diferentes factores presentes en la operación de los SLA, incluyendo lo técnico hasta lo humano. De acuerdo con las relaciones hechas entre las fallas y los sistemas se puede evaluar cuál de las alternativas tiene la menor probabilidad de falla y que proveedor es el más confiable. Las redes neuronales son ideales para esta aplicación debido a su habilidad para encontrar tendencias entre factores no claramente relacionables.
- ✓ **Módulo actualizable para la especificación de equipos a seleccionar:** Aunque sobrepasa hasta cierto grado al objetivo del sistema experto, sería de gran utilidad poder contar con un inventario actualizado de equipos específicos recomendados para la aplicación.

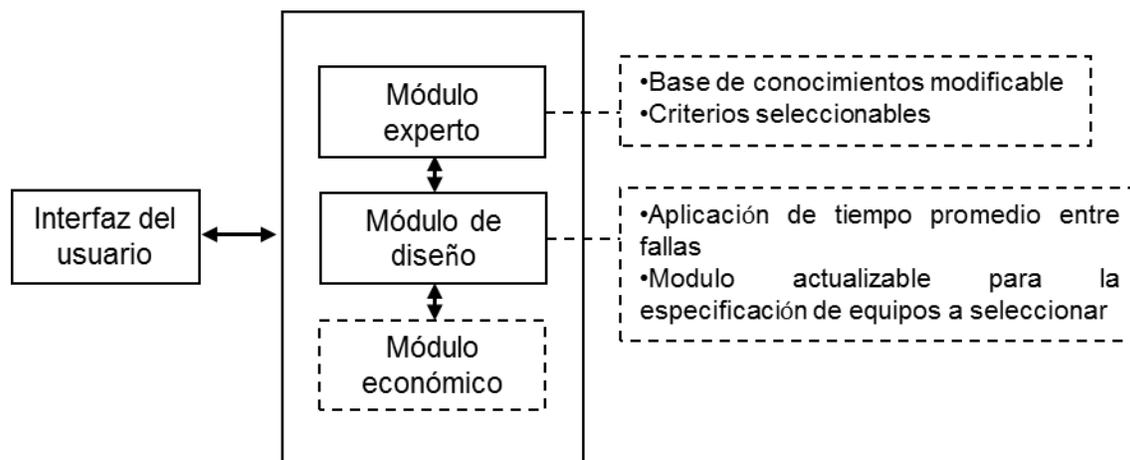


Ilustración 22: Estructura SEDLA con las características propuestas

Fuente: Autores

CONCLUSIONES

- ✓ Luego de realizar los procedimientos de selección se concluye que el bombeo electrosumergible es el más indicado para las condiciones de producción requeridas en el campo evaluado. El Gas Lift con circulación en anular (LAGCA) es la segunda opción viable, debido a que necesita de altas relaciones de Gas-Líquido. La presencia de abundante agua en el pozo, hace que el sistema de Gas Lift se vuelva ineficiente, o en su defecto que se requieran altos caudales y presiones de inyección de gas, lo cual lo hace inviable económicamente.
- ✓ De acuerdo con los resultados de la comparación cualitativa de los métodos de selección se identificó que las deficiencias principales de los sistemas expertos se centran en la representación de la experiencia, la evaluación económica y la necesidad de constante actualización de la base teórica de referencia.
- ✓ Se reconoció que ambos métodos arrojan resultados similares y pueden ser utilizados para campos con recobro secundario. Sin embargo, la proyección de ventajas y desventajas apoyada con TOPSIS logra destacar por su facilidad para adecuar los criterios a las condiciones reales, inmersas en la evaluación y proceso de selección.
- ✓ El sistema experto SEDLA es muy superior en diferentes puntos a su predecesor OPUS, tales como la fundamentación del marco de teórico de referencia y una evaluación de las alternativas de manera minuciosa y clara.
- ✓ La identificación de cada una de las etapas y las personas que participan en los procesos es fundamental para poder optimizar los procedimientos existentes o implementar un medio global y una estrategia de gestión a largo plazo.
- ✓ La metodología planteada pretende corregir falencias en los procedimientos de selección, en especial la falta de un proceso de análisis estructurado y lógico. Esta metodología es útil para campos de producción primaria y secundaria de inyección de agua.
- ✓ Independientemente de la metodología de trabajo aplicada, el punto de partida es la comprensión de lo teórico y conceptos prácticos/operativos relacionados con los principios de funcionamiento y los límites de los SLA.
- ✓ Aunque las estrategias para desarrollar campos de petróleo pueden variar mucho en función de su etapa de producción o de los objetivos de la empresa, la selección del SLA se debe analizar desde una visión estratégica e integral que garantice rentabilidad económica y resultados efectivos.

LIMITACIONES

La investigación se limita al análisis de las características cualitativas de los métodos de selección debido a la falta de muestras reales para realizar una evaluación cuantitativa. Además, las propuestas realizadas son fundamentadas teóricamente debido a que no se desarrolla el sistema experto propuesto ni se realiza un procedimiento de selección con todos los puntos de la metodología planteada.

RECOMENDACIONES

El desarrollo de un yacimiento de petróleo a través del uso de sistemas de levantamiento artificial involucra diferentes grupos de interés y actividades que forman parte del ciclo de gestión integral de dichos sistemas. Por lo anterior es crucial identificar cada una de las etapas y las personas que participan en los procesos de selección, con el ánimo de optimizar los procedimientos existentes o implementar un medio estándar y una estrategia de gestión a largo plazo.

Durante este ciclo de gestión, el trabajo interdisciplinario y la participación de las diferentes empresas implicadas debe ser un factor común en estos procesos. Ya que la dinámica que presenta el desarrollo de nuevos campos petroleros o aquellos que están sometidos a procesos de recuperación secundaria por inyección de agua, cambian constantemente los requerimientos y las condiciones de los campos.

Los campos con recobro secundario sufren varios cambios en las propiedades del fluido producido y las condiciones del pozo. La magnitud de estos cambios varía con las propiedades del yacimiento, los procedimientos de inyección, las propiedades del fluido inyectado, las características de los fluidos desplazados, entre otros factores, afectando las condiciones de operación durante la vida productiva del campo. Haciendo que durante la selección y diseño de un método de levantamiento adecuado sea necesario tener en cuenta estos cambios y sus posibles efectos en la operación óptima de los sistemas.

Al no haber metodología perfecta, es recomendable el uso de un conjunto de ellas que faciliten el proceso de análisis lógico, estructurado e integral en la toma de decisiones para elegir el SLA que mejor se adapte a la visión estratégica e integral que garantice la rentabilidad económica y resultados efectivos.

BIBLIOGRAFÍA

CLEGG J.D., Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods. Distinguished Author Series, Journal of Petroleum Engineering, consultant, BUCARAM S.M., SPE, Arco E&P Technology, N.W. Heln Jr., SPE, Conoco Inc (1993). SPE 24834.

ESPIN D.A., GASBARRI S. and CHACIN J.E., Expert System for Selection of Optimum Artificial Lift Method. Intevep S.A. (1994). SPE 26967.

LEA James F. and NICKENS Henry V. Selection of Artificial Lift. SPE 52157. Amoco EPTG/RPM. This paper was prepared for presentation at the 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 28-31, 1999.

WILLIAMS S., SPE, ALP Ltd., and ROZO R., SPE, PEREZ AYA F., and SALAZAR HERNANDEZ J.I., Artificial Lift Optimization in the Orito Field. Petrominerales Colombia Ltd (2008). SPE 116659. This paper was prepared for presentation at 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 21-24 September 2008.

VIRINE L. SPE, and MURPHY Derek SPE, Schlumberger Ltd (2007). Analysis of Multicriteria Decision-Making Methodologies for the Petroleum Industry. IPTC 11765. This paper was prepared for presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Dubai, U.A.E., 4-6 December 2007

NEELY, B., GIPSON, F., CLEGG, J. et al. 1981. Selection of Artificial Lift Method. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 4-7 October 1981. SPE-10337-MS.

FATAHI E., JALALIFAR H., POURAFSHARI P. and ROSTAMI A.J.; Selection of the Best Artificial Lift Method in One of the Iranian Oil Field by the Employment of ELECTRE Model. British Journal of Applied Science & Technology 1(4): 172-180, Department of Petroleum Engineering & Environmental and Energy Research Center, Shahid Bahonar University of Kerman, Iran. Department of Petroleum engineering, University of Tehran, Iran. Iranian Central Oil Field Co., Iran. 2011.

ALEMI M., JALALIFAR H., KAMALI G. and KALBASI M. A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model. Journal of Petroleum and Gas Engineering Vol. 1(1), pp 009-015. Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran. Department of Chemical

Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran. Department of Petroleum Engineering, Shahid Bahonar University of Kerman, Iran. Department of Mining Engineering, Shahid Bahonar University of Kerman, Iran. Environmental and Energy Research Center, Shahid Bahonar University of Kerman, Iran. (2010)

PARIS DE FERRER M., Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda Edición.

ESCOBAR F. Humberto, Ph.D. Aspectos fundamentales de recobro secundario y terciario, Primera edición.

BROWN Kermit E., DALE BEGGS H., The technology of artificial lift methods, Volume 1 & 2. The University of Tulsa,

HERIOT-WATT UNIVERSITY, Production technology I & II program.

LEA James F., Petroleum Engineering handbook, Volumen IV, Production operations engineering, Artificial lift selection. 2007.

VON FLATERN R., senior editor Oilfield Review 27, no. 2 (Septiembre 2015), The defining series, Artificial lift. Copyright © 2015 Schlumberger.

FLESHMAN R. & OBREN LEKIC H., Artificial Lift for High-Volume Production, Oilfield Review, Primavera de 1999.

ALIYEV E. (2013). Development of Expert System for Artificial Lift Selection. A Thesis Submitted to the Graduate School of Natural and Applied Sciences of Middle East Technical University.

K.E. BROWN (1982). Overview of Artificial Lift. Society of Petroleum Engineers. SPE 9979 PA.

WEATHERFORD, Optimización de Producción para Sistemas de Levantamiento Artificial, 2013.

HENRI CHOLET, Editor. Well Production Practical Handbook, Editions Technip, Paris, 2000.

WEATHERFORD, Introduction to Artificial Lift, March, 2013.

SPEARS AND ASSOCIATES OMR, ALS Market (Markets and Markets), 2012.

BELLARBY J., Well Completion Design, Artificial Lift, Elsevier Inc. All rights reserved. 2009.

HEIN, N.W. Jr.: "Beam-Pumping Operation: Problem Solving and Technology Advancements," JPT (April 1996).

TAKACS Gabor, Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations, and Maintenance, Elsevier Inc. All rights reserved.

HIRSCHFELDT Marcelo, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Introducción al sistema PCP, 2008.

STERGIOU Christos, SIGANOS Dimitrios. "Neural Networks".

TRIANAPHYLLOU E., Multi-criteria Decision Making Methods: A Comparative Study © Springer science+Business Media Dordrecht 2000.

WEATHERFORD, 5 Steps to Artificial Lift Optimization. Commercial presentation, Weatherford Artificial Lift Systems, Houston, May.

VALENTIN E.P. and HOFFMANN F.C., Inst. Francais du Petrole OPUS, an Expert Advisor for Artificial Lift, Houston TX, October 2-5, 1988.

HIRSCHFELDT M. Clemente, Artificial lift management recommendations and suggestions of best practices, Jun 97, 2011.

Oil and gas technologies website, disponible en:
<http://www.oilandgastechology.net/>

Las redes neuronales, Disponible en:
https://www.doc.ic.ac.uk/~nd/surprise_96/journal/vol4/cs11/report.html

Oilfield glossary SLB, gas lift (Well Completions).

GLOSARIO

SLA: Sistema de levantamiento artificial.

LV: Levantamiento artificial con varilla.

BP / BAL: Levantamiento con varillas y balancín.

LAGCA: Levantamiento artificial por levantamiento con gas a través del anular.

BES: Levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

HTJ: Levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet.

HTP: Levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo pistón.

BCP: Levantamiento artificial por bomba de cavidades progresivas estilo tornillo sin fin.

MCDM: métodos de toma de decisiones multicriterio.

MCDA: métodos de análisis de decisiones multicriterio.

ANÁLISIS NODAL: Herramienta analítica para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de terminación y producción.

OPUS: Búsqueda de la unidad optima de bombeo

SEDLA: Sistema Experto De Levantamiento Artificial.

TOPSIS: Técnica para el orden de preferencia por Similitud con solución ideal

ANEXOS

Tabla de Anexos

1	ANEXO 1	2
1.1	VENTAJAS RELATIVAS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	2
1.2	DESVENTAJAS RELATIVAS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	3
2	ANEXO 2	5
2.1	ENCUESTA SOBRE LA SELECCIÓN DEL ALS	5
2.2	ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS ENCUESTAS REALIZADAS	8
2.2.1	COMPLETAMIENTO DEL POZO	8
2.2.2	PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	11
2.2.3	PROPIEDADES DE FLUIDO Y FLUJO.....	13
2.2.4	FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	17
2.2.5	PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN.....	19
2.2.6	FACTORES ECONÓMICOS.....	24
2.2.7	INFORMACIÓN PERSONAL	27
3	ANEXO 3	31
3.1	INFORMACIÓN DEL CAMPO	31

1 ANEXO 1

1.1 VENTAJAS RELATIVAS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO¹

Levantamiento con varilla	Bombeo hidráulico	Bomba electrosumergible	Bombeo de cavidades progresivas	Gas-lift
<p>El diseño del sistema relativamente simple.</p> <p>Las unidades son fácilmente intercambiables entre pozos a un costo mínimo.</p> <p>Eficiente, simple y fácil de operar por el personal de campo.</p> <p>Viable en agujeros de diámetro reducido y múltiples completamientos.</p> <p>Puede bombear en pozos con presión muy baja (Depende de la profundidad y caudal).</p> <p>El sistema se ventila de manera natural para la separación de gas y sondeos de nivel de fluido (Toma de nivel).</p> <p>Puede levantar fluidos con alta temperatura y viscosidad.</p> <p>Puede emplear gas o electricidad como fuente de poder.</p> <p>Los tratamientos para corrosión e incrustaciones son fáciles de desarrollar.</p>	<p>Las limitaciones por profundidad no son muchas, puede levantar grandes volúmenes a altas profundidades, 500 B/D (79,49 m³/d) desde los 15000 ft (4572 m). Ha llegado a ser instalada a 18000 ft (5486.4 m).</p> <p>Presenta problemas mínimos en pozos desviados.</p> <p>Discreto en locaciones urbanas.</p> <p>Su fuente de poder puede ser instalada en lugares apartados usando gas o electricidad.</p> <p>Puede bombear de manera efectiva a bajas presiones.</p> <p>Aplicable a múltiples completamientos.</p> <p>Viable en costa afuera.</p>	<p>Puede levantar volúmenes muy altos, 20000 B/D (19078 m³/d), en pozos someros revestimientos prolongados.</p> <p>Discreto en locaciones urbanas.</p> <p>Fácil de operar.</p> <p>Resulta fácil de instalar el sensor de presión de fondo para ser monitoreada en superficie.</p> <p>Los pozos desviados no presentan problema.</p> <p>Viable en costa afuera.</p> <p>Permite el desarrollo de tratamientos para corrosión e incrustaciones de manera fácil.</p> <p>Disponible en diferentes tamaños.</p> <p>Los costos de levantamiento de</p>	<p>Implica costos bajos que se incrementan con la profundidad y el aumento de los caudales deseados.</p> <p>Los costos de transporte son también mínimos, la unidad completa puede ser transportada con una camioneta.</p> <p>Emplear un buen diseño del equipo de fondo y las prácticas de operación adecuadas disminuye los problemas asociados al elastómero del estator.</p> <p>La eficiencia de operación llega a estar entre el 50% y el 70%.</p> <p>Puede mantener altas velocidades.</p>	<p>Puede manejar amplios volúmenes de sólidos sin problema.</p> <p>Maneja grandes volúmenes en pozos con altos IP (Levantamiento continuo), 50000 B/D (7949.37 m³/d)</p> <p>Bastante flexible, puede pasar de ser continuo a intermitente una vez el pozo declina.</p> <p>Discreto en zonas urbanas.</p> <p>Su fuente de poder puede ser instalada de manera remota.</p> <p>Permite lograr presiones de fondo y gradientes deseados.</p> <p>El levantamiento en pozos con grandes cantidades de</p>

¹ Adaptada de Kermit E. Brown, Overview of Artificial Lift System, 9979-PA SPE Journal Paper.

<p>Disponible en diferentes tamaños.</p> <p>Hay bombas de válvula doble que bombean tanto en ascenso como durante el descenso.</p>	<p>Sistemas cerrados combaten la corrosión.</p> <p>Fácil de bombear en ciclos de tiempo.</p> <p>La caja de cambios para bombas triplex ofrece mayor flexibilidad.</p> <p>Permite emplear mezclas de fluido poder para reducir la viscosidad del crudo.</p>	<p>altos volúmenes generalmente son muy bajo.</p>	<p>Instalación y operación simple.</p> <p>Opera eficientemente con arena debido a la resiliencia del material del estator y al mecanismo de bombeo.</p>	<p>gas no presenta problemas.</p> <p>Útil de intervenir con unidad de guaya.</p> <p>En pozos desviados no presente problemas.</p> <p>La corrosión no suele ser algo adverso.</p>
--	--	---	---	--

1.2 DESVENTAJAS RELATIVAS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO²

Levantamiento con varilla	Bombeo hidráulico	Bomba electrosumergible	Bombeo de cavidades progresivas	Gas-lift
<p>Presenta problemas de fricción en pozos desviados.</p> <p>Alta producción de sólidos genera inconvenientes.</p> <p>Pozos de alto caudal de gas suelen generar baja eficiencia volumétrica.</p> <p>La profundidad lo limita, debido principalmente a la capacidad de la varilla.</p> <p>No es recomendable</p>	<p>Los sistemas con aceite hidráulico están expuestos a peligro de incendios.</p> <p>Las grandes cantidades de aceite hidráulico requeridas en el sistema reducen su rentabilidad.</p> <p>Alta producción de sólidos genera inconvenientes.</p> <p>Los costos de operación llegan a ser altos.</p> <p>Es propenso a generar interferencia por</p>	<p>No aplica para múltiples completamientos.</p> <p>Soló emplea electricidad como fuente de poder.</p> <p>Los altos voltajes (1000 V) son necesarios.</p> <p>No es apto para pozos muy someros con bajos volúmenes.</p> <p>Costos altos cuando se desea cambiar los equipos con el ánimo de ajustarse a la declinación del pozo.</p> <p>El cable de poder genera problemas para el manejo de la tubería. El cable suele deteriorarse a altas temperaturas.</p>	<p>Alta sensibilidad a los fluidos (Elastómeros pueden hincharse o deteriorarse).</p> <p>Sin centralizadores de varilla no se puede emplear en pozos desviados.</p> <p>El estator no resiste trabajar en seco.</p> <p>Se debe llevar a superficie toda la sarta de tubería para poder realizar cambios de sistema o corrección de fallas de la bomba.</p>	<p>El levantamiento con gas no siempre está disponible.</p> <p>No es eficiente en levantamiento en campos pequeños, porque se necesita invertir en costosos equipos de compresión.</p> <p>Expone dificultad para levantar crudos emulsionados y viscosos.</p>

² Adaptada Kermit E. Brown, Overview of Artificial Lift System, 9979-PA SPE Journal Paper.

<p>en zonas urbanas.</p> <p>Pesado y grande para operar en costa afuera.</p> <p>Propenso a desarrollar problemas de parafinas.</p> <p>La tubería de producción no puede ser recubierta internamente de la corrosión.</p> <p>El H2S limita la profundidad en la que se busque obtener un alto volumen de bombeo.</p> <p>Limitaciones del diseño de la bomba en revestimiento de diámetro pequeño.</p>	<p>gas. Usualmente no ventilado.</p> <p>Es difícil el tratamiento para incrustaciones más abajo del empaque.</p> <p>No resulta fácil para el personal del campo solucionar pequeños inconvenientes en su operación.</p> <p>No permite obtener pruebas de pozo válidas o fiables en pozos con volúmenes.</p> <p>Problemas en el tratamiento del agua de alimentación del sistema.</p> <p>Pérdida de aceite hidráulico en los equipos de superficie.</p>	<p>El sistema está limitado a los 10000 ft (3048 m), debido a los costos del cable de poder y a la inviabilidad para suministrar el poder suficiente en el fondo del pozo (Restringido por el diámetro del revestimiento).</p> <p>El gas y los sólidos generan inconvenientes.</p> <p>No es fácil de analizar, requiere un buen conocimiento ingenieril.</p> <p>Carencia de flexibilidad en las tazas de producción.</p> <p>Limitaciones por el diámetro del revestimiento.</p> <p>El motor necesita una cubierta protectora de fluido para protegerlo (Aceite dielectrico) para ser sumergido.</p> <p>Para cualquier cambio es necesario sacar toda la unidad.</p>	<p>Las capacidades volumétricas son bajas.</p> <p>Temperatura de operación de hasta 210 °F (Máximo 300 °F).</p> <p>Levantamiento neto de hasta 6000 ft (Máximo 9000 ft).</p>	<p>Congelación en algunas líneas y problemas de hidratos.</p> <p>Problemas con líneas sucias en superficie. Necesita supervisión ingenieril debido a su complejidad.</p> <p>No es efectivo en pozos profundos.</p> <p>El revestimiento debe ser resistente a las presiones de levantamiento.</p> <p>Problemas de seguridad con las altas presiones.</p>
--	--	---	--	---

2 ANEXO 2

2.1 ENCUESTA SOBRE LA SELECCIÓN DEL ALS

La presente encuesta tiene como objetivo expresar la opinión de los *expertos* sobre la importancia e impacto de algunas variables sobre el proceso de selección de un método de levantamiento artificial, a través de una escala numérica simple. Con la información obtenida en esta encuesta se busca analizar las diferentes opiniones que vienen de una diversidad de áreas, desde ambientes educativos como la universidad hasta la población profesional y experta.

Llena los espacios en frente de los factores presentados a continuación con números de **1 a 10**, donde el 1 significa que el factor no afecta al proceso de seleccionar un método de levantamiento y el 10 significa que el factor es crítico y determinante para la selección.

COMPLETAMIENTO DEL POZO		
	INDIVIDUAL	GRUPO
Profundidad de perforados		
Desviación del pozo		
Tamaño del revestimiento		
Tamaño de la tubería de producción		
Número de pozos a perforar		
Comentarios:		

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO		
	INDIVIDUAL	GRUPO
Presión del yacimiento		
Índice de productividad		
Temperatura del yacimiento		
Pronostico de producción		
Comentarios:		

PROPIEDADES DE FLUIDO Y FLUJO		
	INDIVIDUAL	GRUPO
API		
BS&W		
GLR		
GOR		
Viscosidad		
Gravedad Especifica del Gas		
Punto de burbuja		
Caudal total		
Comentarios:		

FACILIDADES DE SUPERFICIE

	INDIVIDUAL	GRUPO
Presión en cabeza de pozo		
Disponibilidad energética		
Localización de las facilidades de producción		
Experticia ingenieros/técnicos en SLA		
Facilidades de Compresión y disponibilidad de Gas		
Comentarios:		

PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN

	INDIVIDUAL	GRUPO
Arena		
Corrosión		
CO ₂ /H ₂ S		
Asfaltenos		
Parafinas		
Emulsion		
Espuma		
Aromáticos		
Incrustaciones (scale)		
Comentarios:		

FACTORES ECONÓMICOS

	INDIVIDUAL	GRUPO
Inversión Inicial		
Costos de operación		
Costos de Reparación del SLA		
Costos de Reemplazo del SLA		
Costos de Mantenimiento		
Comentarios:		

INFORMACIÓN PERSONAL		
Es necesario para nosotros tener la siguiente información para poder entender la opinión desde el punto de vista de la persona y del área de experticia de donde viene. Ninguna de esta información será publicada o modificada. Puede facilitarnos su e-mail, si está interesado en los resultados de la encuesta.		
Nombre:		
Experiencia profesional (en SLA)		años
Nivel de Educación (en SLA):		
Profesional: _____	Especialización: _____	
Maestría: _____	PHD: _____	
Actualmente trabajando en Levantamiento Artificial:		
Si: _____		No: _____
Actualmente educando o investigando en Levantamiento Artificial:		
Si: _____		No: _____
País de Origen		
E-mail:		

CONTÁCTANOS! AGRADECEMOS TU OPINIÓN!	
E-MAIL:	u2010295140@usco.edu.co carlos_cotrino@hotmail.com
TELEFONO:	(+57) 3115435029 (Sergio Andrés Marín Peralta) (+57) 3202916774 (Carlos Enrique Cotrino Ramirez)

2.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS ENCUESTAS REALIZADAS.

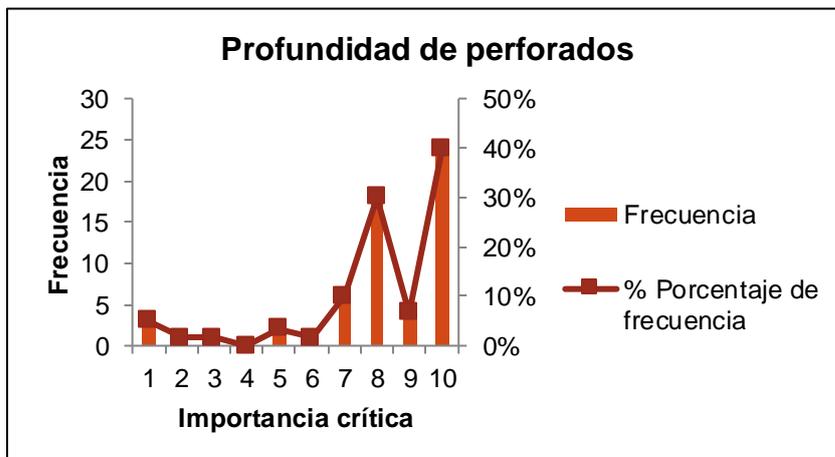
En las tablas el color verde resalta el valor más elegido para cada criterio y el color anaranjado el valor de la mayor función de masa de probabilidad (FMP). Para cada ítem de la encuesta se presenta la siguiente información:

- Una tabla donde se muestran las opciones disponibles (valores de importancia), la frecuencia con la que fue elegida y el porcentaje que representa esta frecuencia con respecto al número total de encuestados.
- Un histograma donde se observa la frecuencia con la que fue elegida cada importancia crítica y su respectivo porcentaje con respecto al número total de encuestados.
- Una curva de distribución normal donde se observa la función de masa de probabilidad de cada alternativa, la cual nos indica que tan frecuente fue seleccionado cada valor de importancia y donde se encuentra el mayor volumen de valores seleccionados. La línea negra indica el valor con mayor función de masa de probabilidad, el cual es tomado como la importancia resultante del criterio y utilizado posteriormente en los procedimientos de selección.

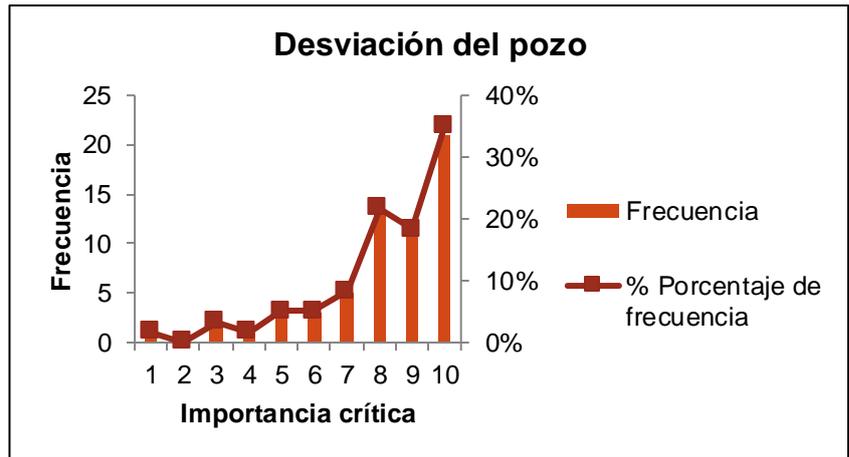
Nota: La clase es equivalente al valor de importancia.

2.2.1 COMPLETAMIENTO DEL POZO

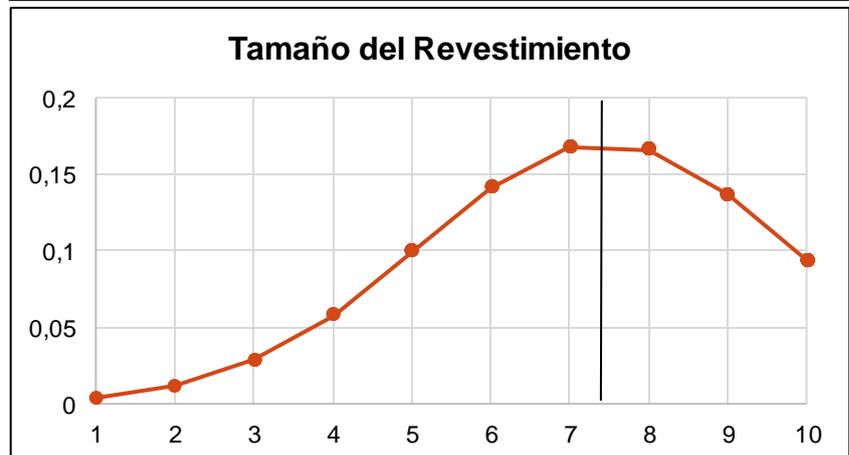
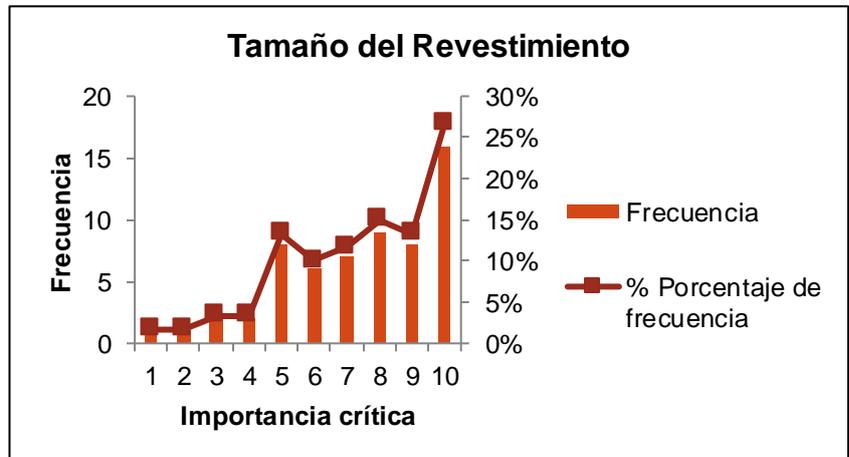
Profundidad de perforados		
Clase	Frecuencia	%
1	3	5%
2	1	2%
3	1	2%
4	0	0%
5	2	3%
6	1	2%
7	6	10%
8	18	30%
9	4	7%
10	24	40%
Total	60	100%



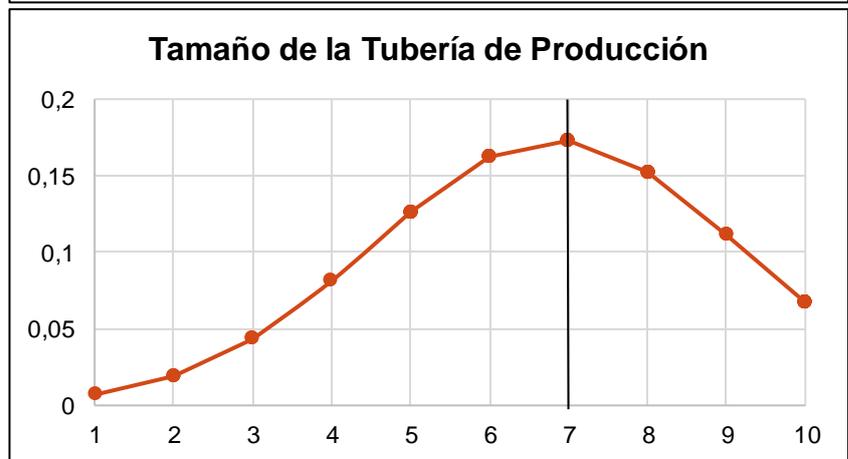
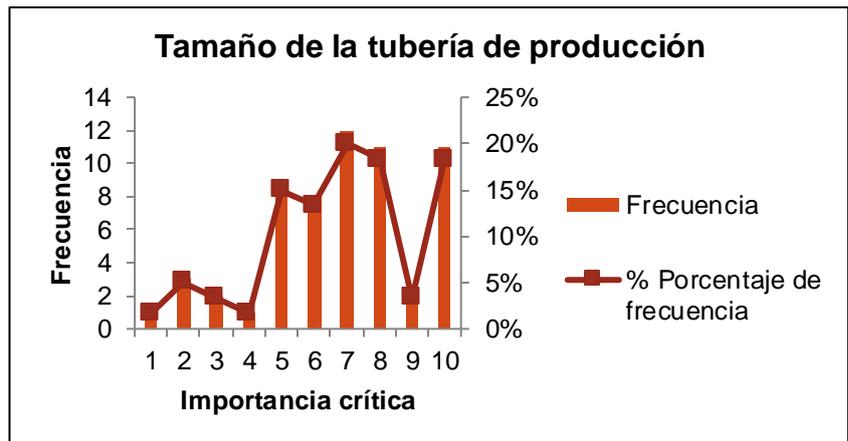
Desviación del pozo		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	2	3%
4	1	2%
5	3	5%
6	3	5%
7	5	8%
8	13	22%
9	11	18%
10	21	35%
Total	60	100%



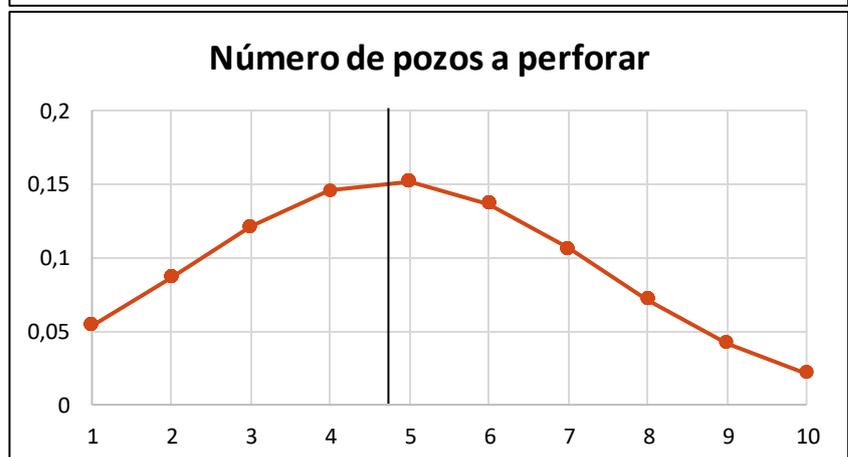
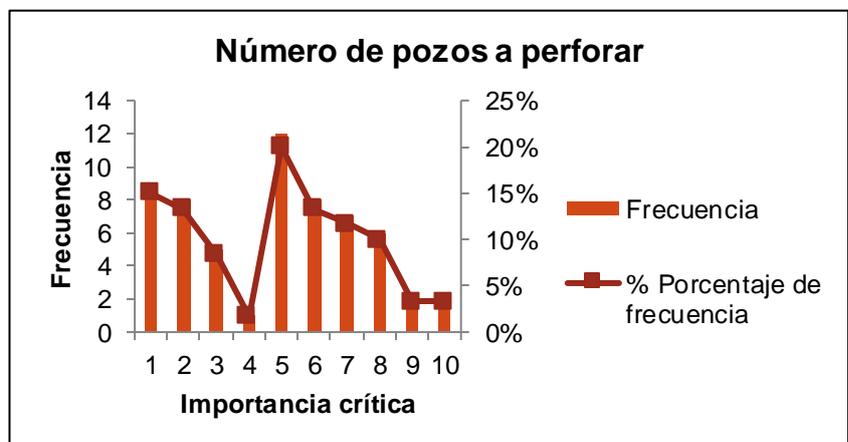
Tamaño del Revestimiento		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	1	2%
3	2	3%
4	2	3%
5	8	13%
6	6	10%
7	7	12%
8	9	15%
9	8	13%
10	16	27%
Total	60	100%



Tamaño de la tubería de producción		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	3	5%
3	2	3%
4	1	2%
5	9	15%
6	8	13%
7	12	20%
8	11	18%
9	2	3%
10	11	18%
Total	60	100%

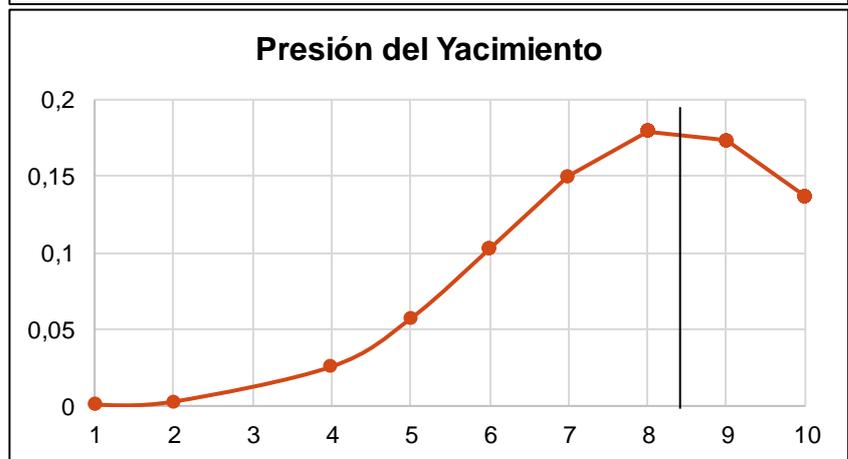
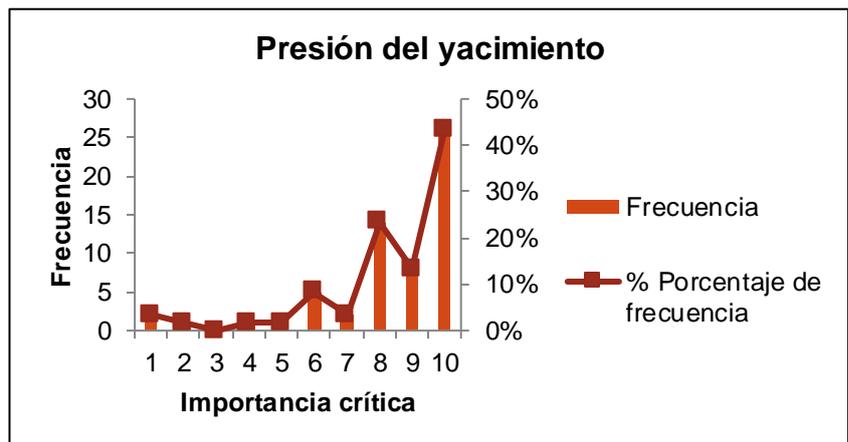


Número de pozos a perforar		
Clase	Frecuencia	%
1	9	15%
2	8	13%
3	5	8%
4	1	2%
5	12	20%
6	8	13%
7	7	12%
8	6	10%
9	2	3%
10	2	3%
Total	60	100%

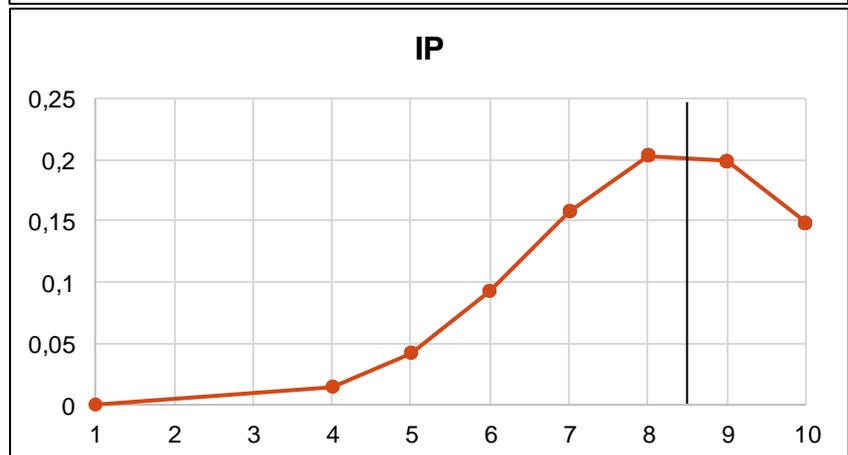
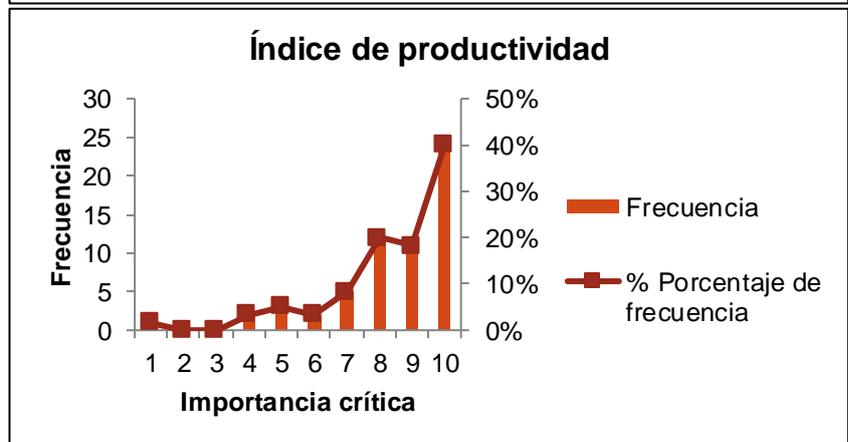


2.2.2 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

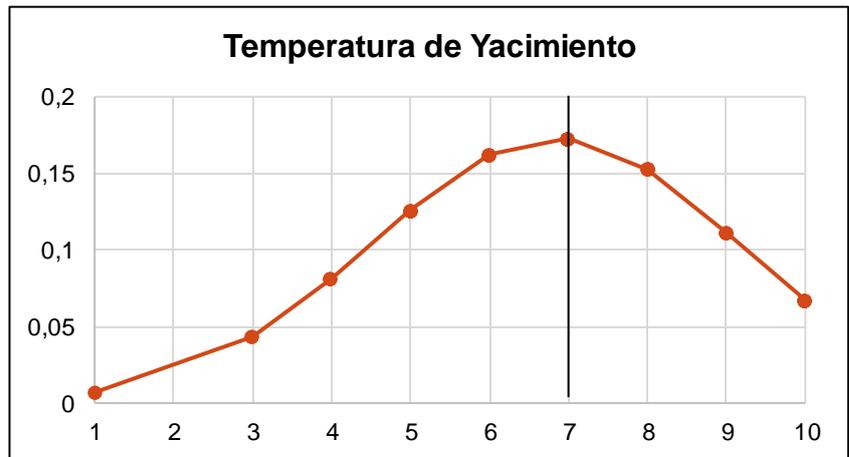
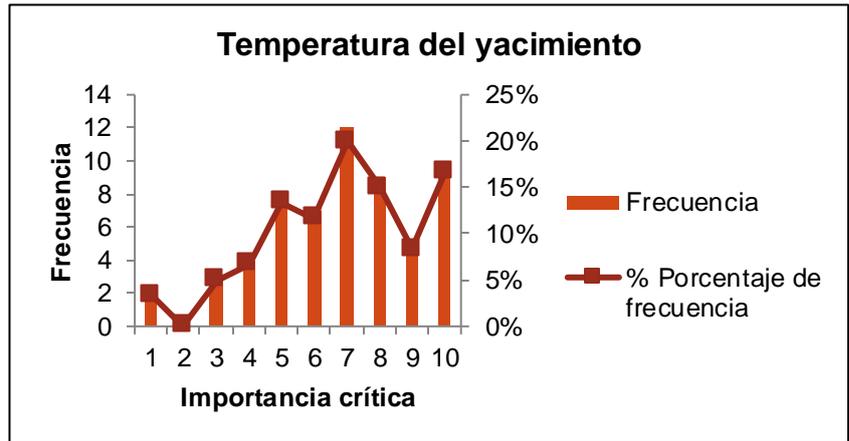
Presión del yacimiento		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	1	2%
3	0	0%
4	1	2%
5	1	2%
6	5	8%
7	2	3%
8	14	23%
9	8	13%
10	26	43%
Total	60	100%



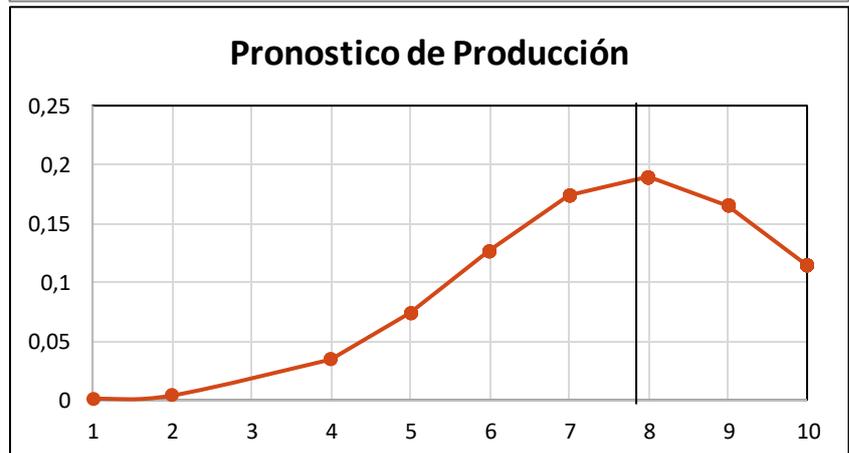
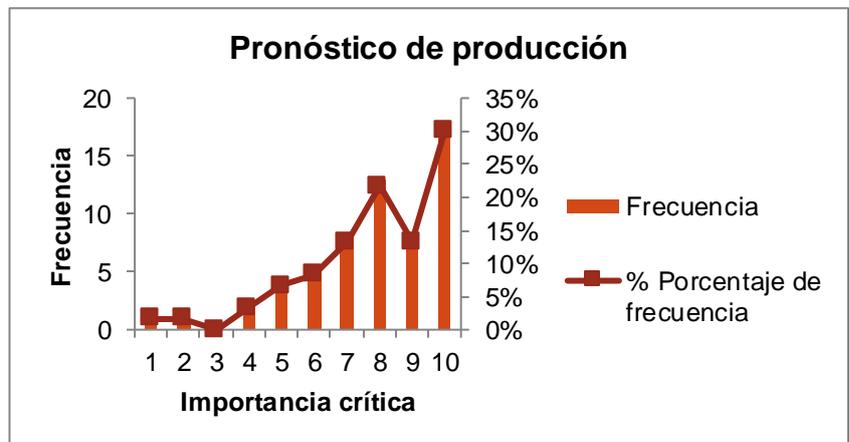
Índice de productividad		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	0	0%
4	2	3%
5	3	5%
6	2	3%
7	5	8%
8	12	20%
9	11	18%
10	24	40%
Total	60	100%



Temperatura del yacimiento		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	0	0%
3	3	5%
4	4	7%
5	8	13%
6	7	12%
7	12	20%
8	9	15%
9	5	8%
10	10	17%
Total	60	100%

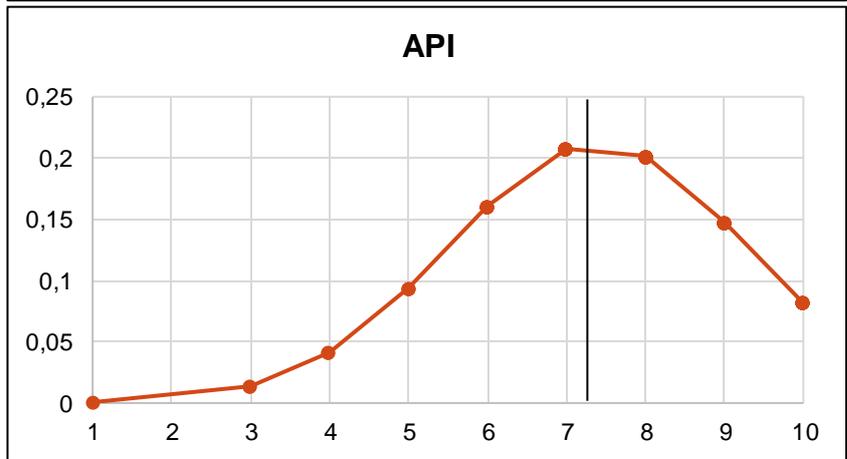
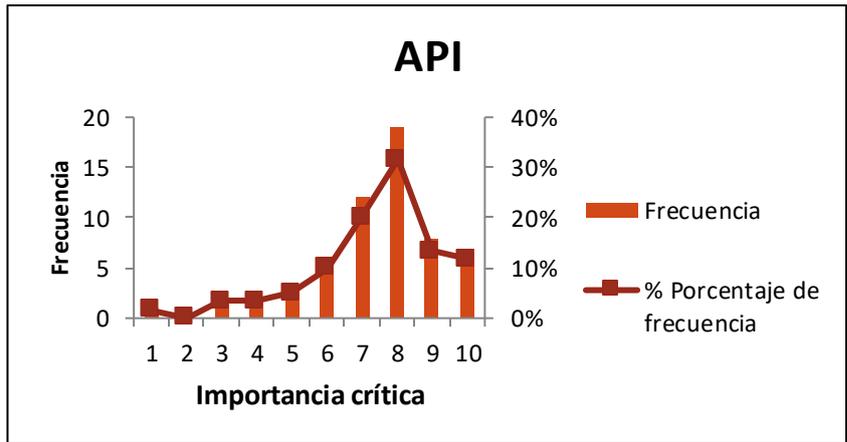


Pronóstico de producción		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	1	2%
3	0	0%
4	2	3%
5	4	7%
6	5	8%
7	8	13%
8	13	22%
9	8	13%
10	18	30%
Total	60	100%

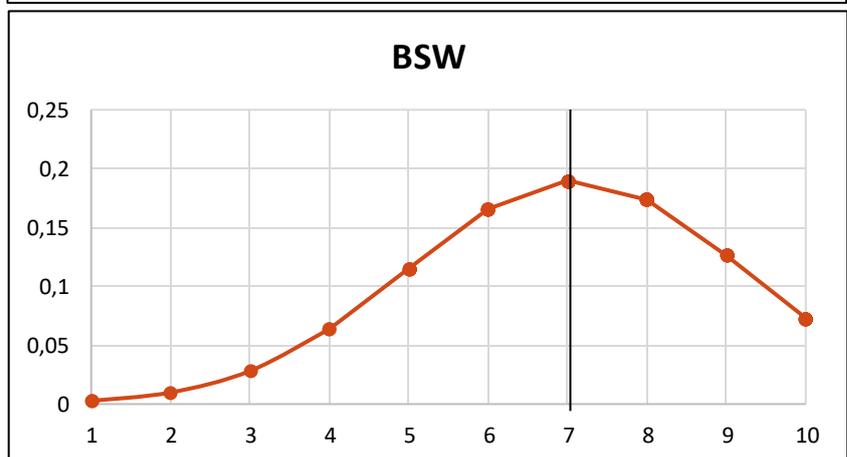
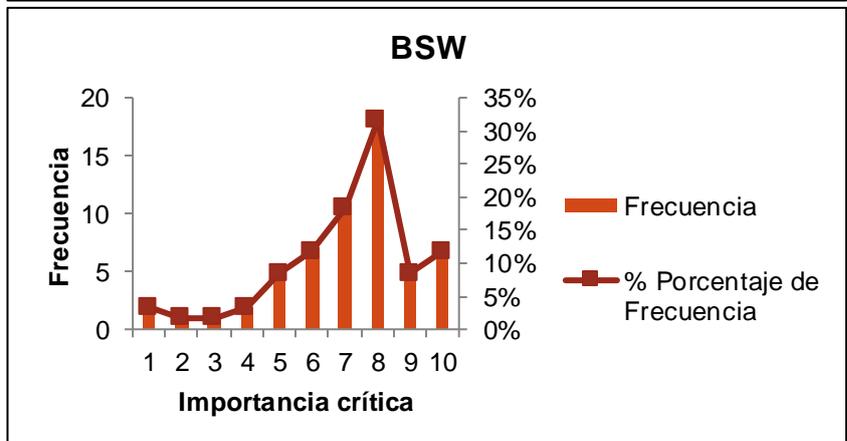


2.2.3 PROPIEDADES DE FLUIDO Y FLUJO

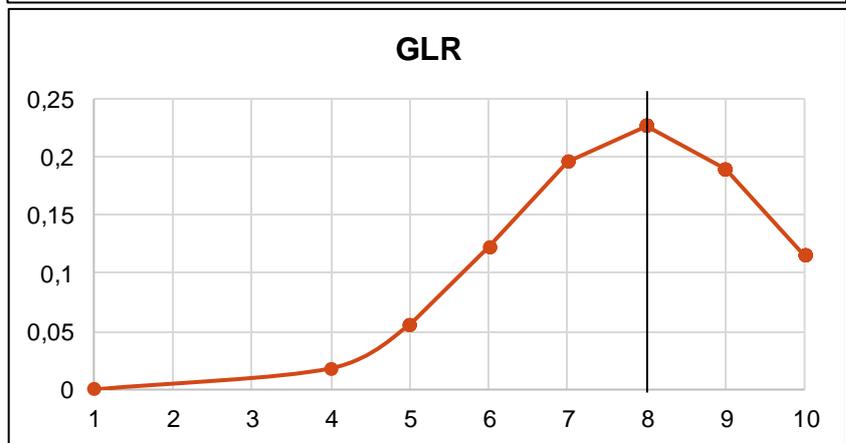
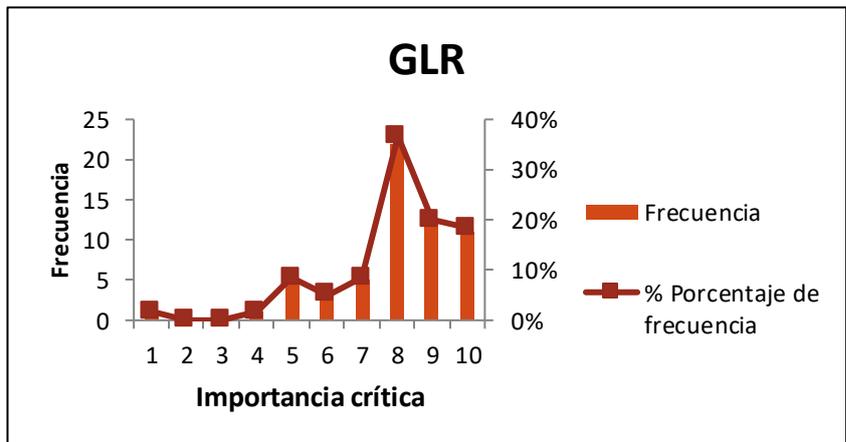
API		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	2	3%
4	2	3%
5	3	5%
6	6	10%
7	12	20%
8	19	32%
9	8	13%
10	7	12%
Total	60	100%



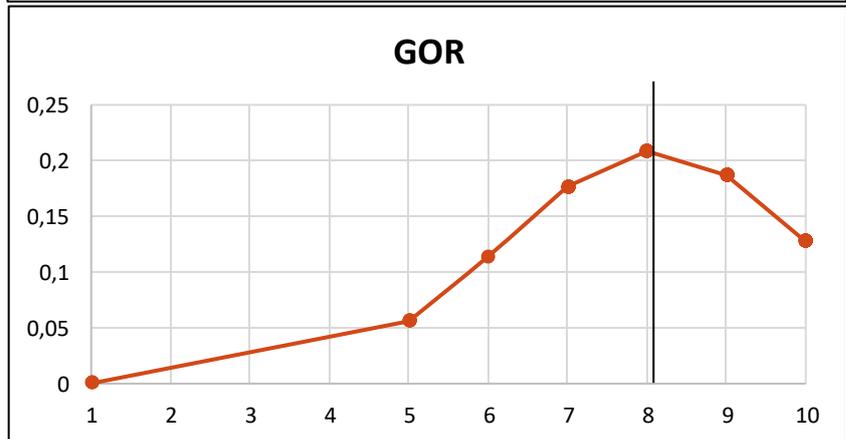
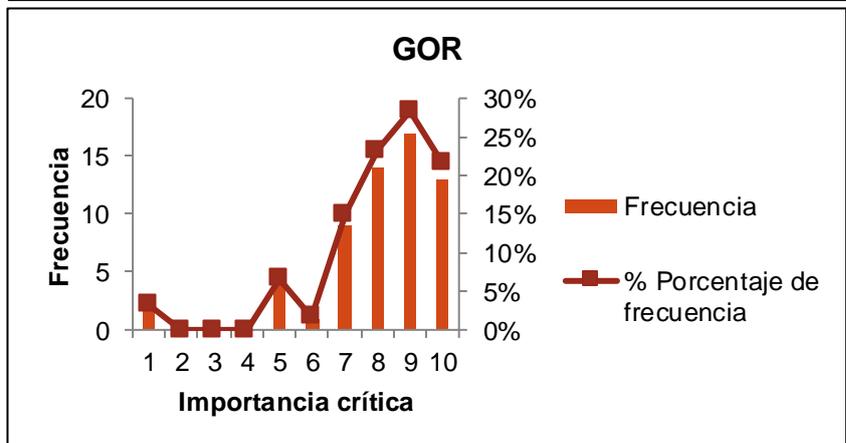
BSW		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	1	2%
3	1	2%
4	2	3%
5	5	8%
6	7	12%
7	11	18%
8	19	32%
9	5	8%
10	7	12%
Total	60	100%



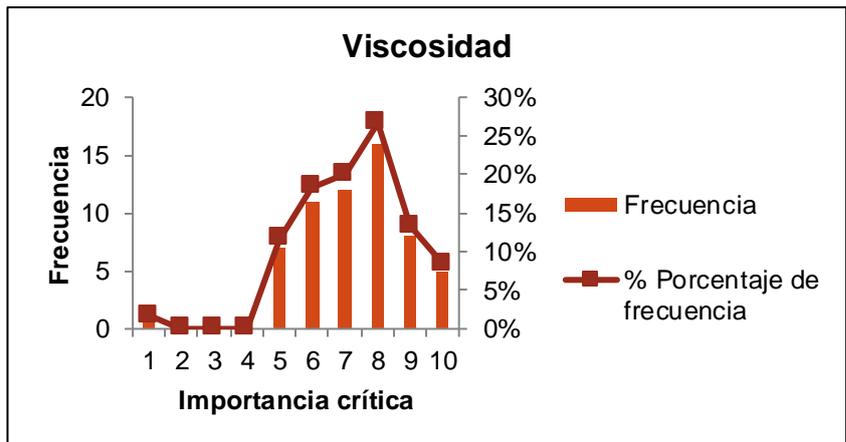
GLR		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	0	0%
4	1	2%
5	5	8%
6	3	5%
7	5	8%
8	22	37%
9	12	20%
10	11	18%
Total	60	100%



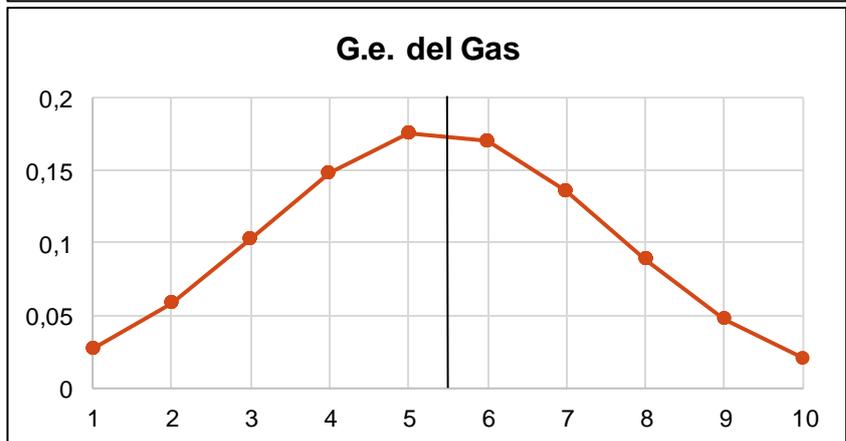
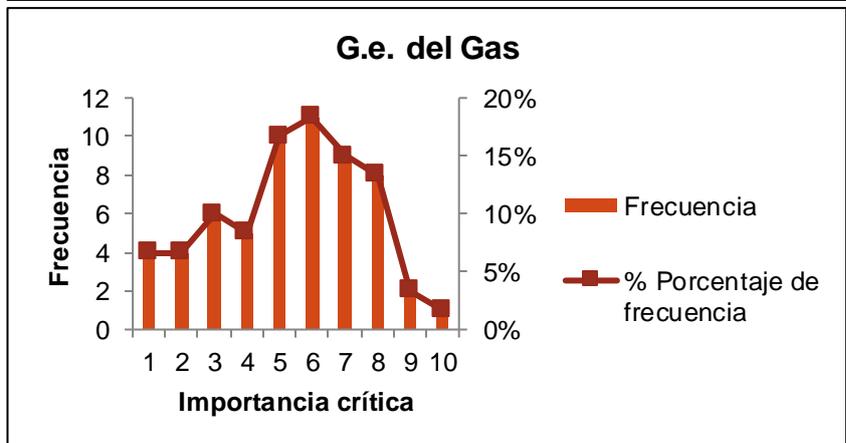
GOR		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	0	0%
3	0	0%
4	0	0%
5	4	7%
6	1	2%
7	9	15%
8	14	23%
9	17	28%
10	13	22%
Total	60	100%



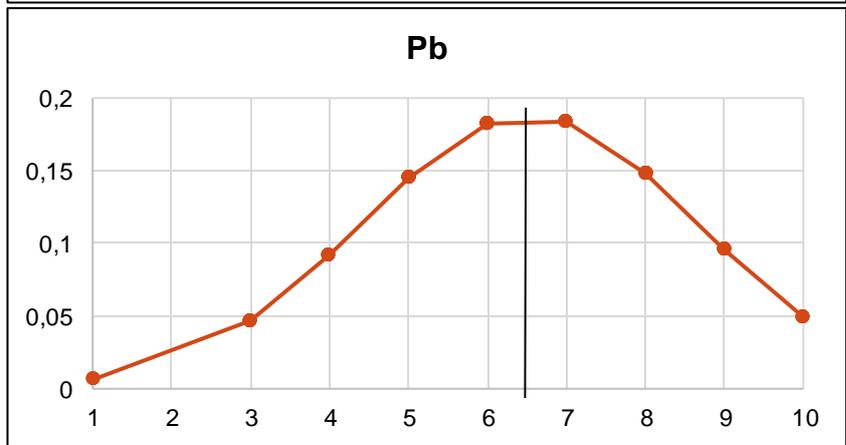
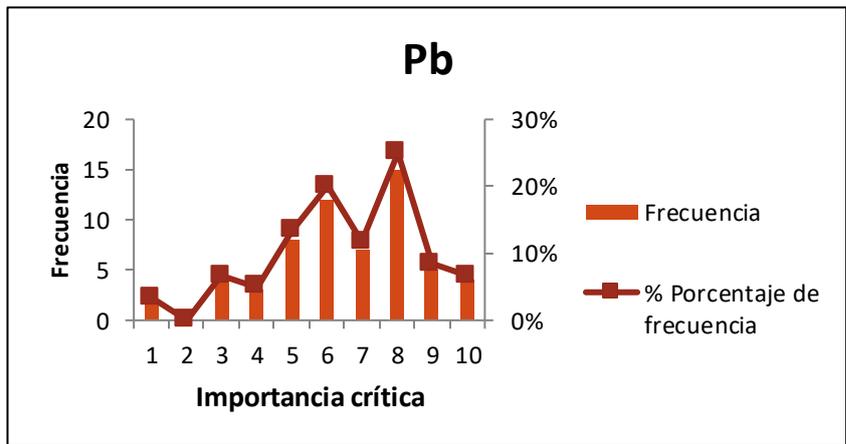
Viscosidad		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	0	0%
4	0	0%
5	7	12%
6	11	18%
7	12	20%
8	16	27%
9	8	13%
10	5	8%
Total	60	100%



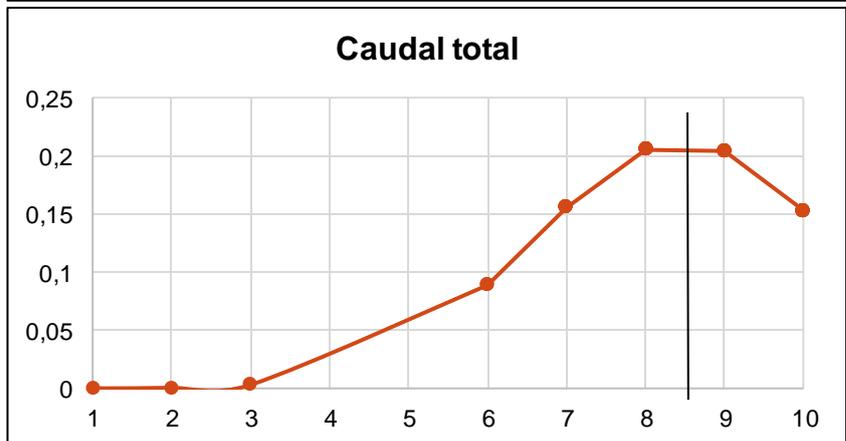
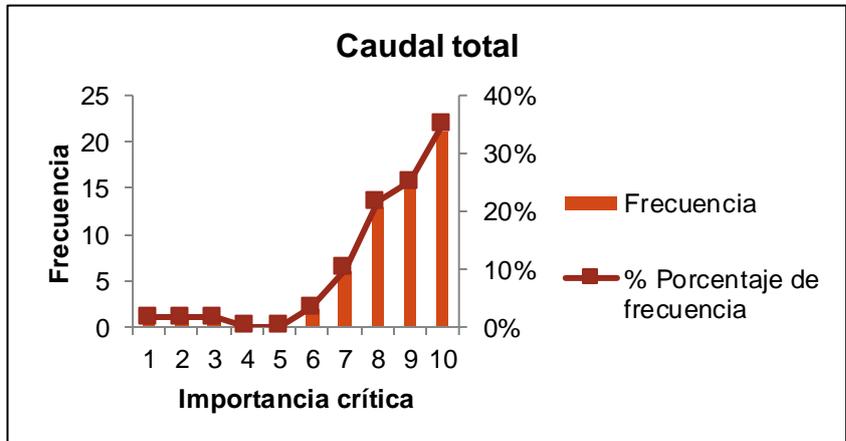
G.e. del Gas		
Clase	Frecuencia	%
1	4	7%
2	4	7%
3	6	10%
4	5	8%
5	10	17%
6	11	18%
7	9	15%
8	8	13%
9	2	3%
10	1	2%
Total	60	100%



Pb		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	0	0%
3	4	7%
4	3	5%
5	8	13%
6	12	20%
7	7	12%
8	15	25%
9	5	8%
10	4	7%
Total	60	100%

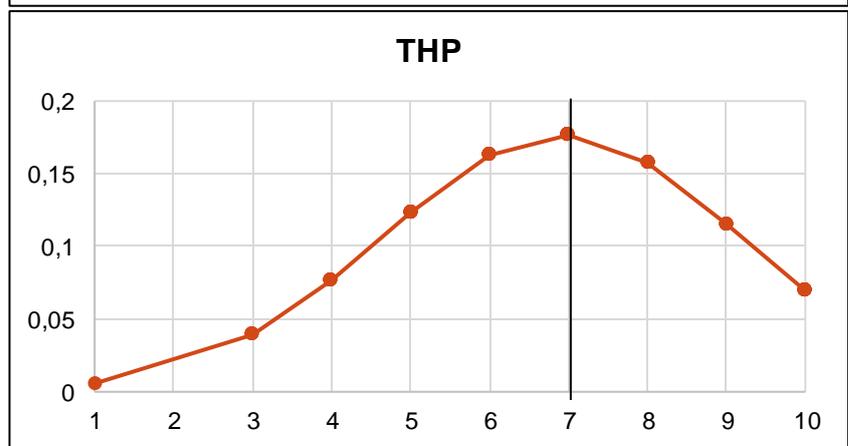
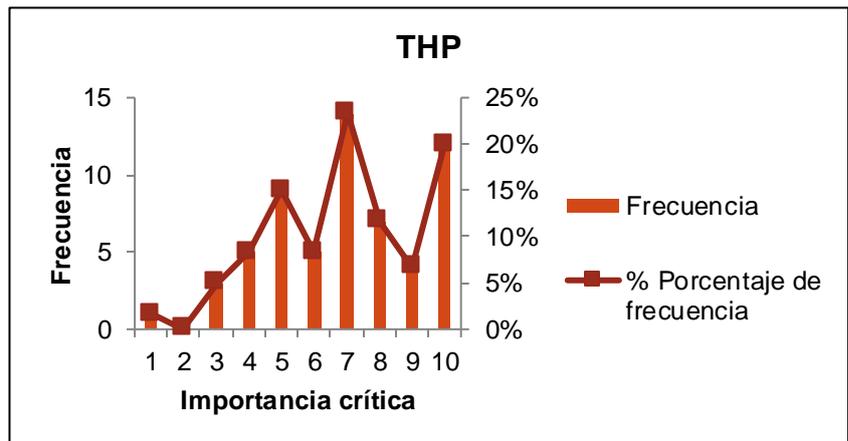


Caudal total		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	1	2%
3	1	2%
4	0	0%
5	0	0%
6	2	3%
7	6	10%
8	13	22%
9	15	25%
10	21	35%
Total	60	100%

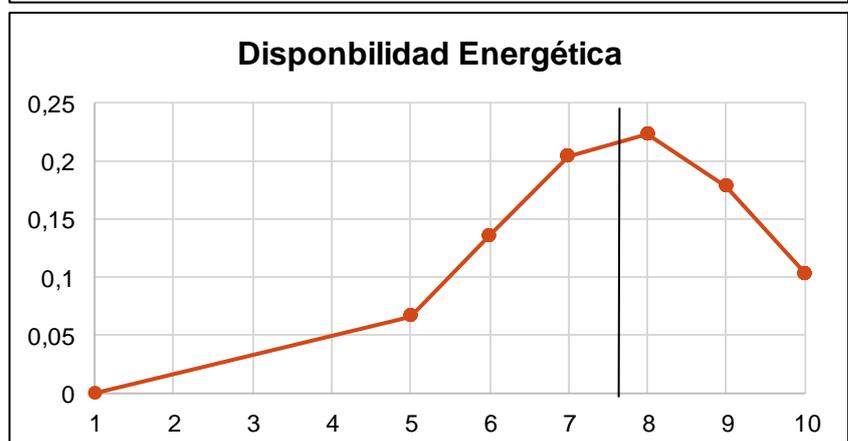
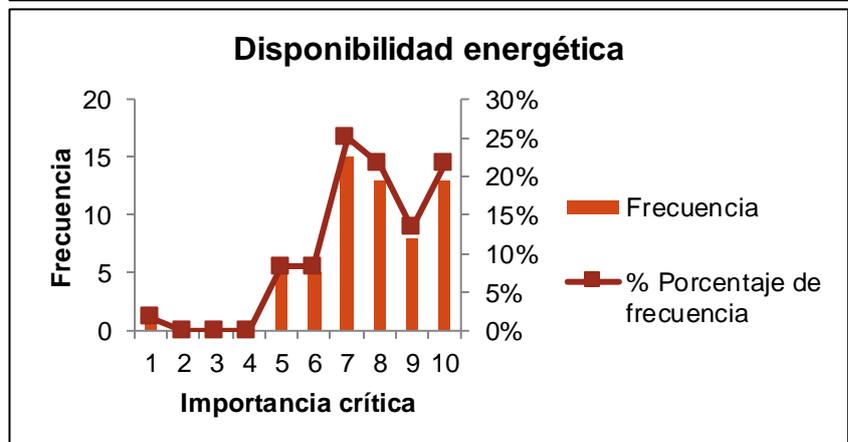


2.2.4 FACILIDADES DE SUPERFICIE

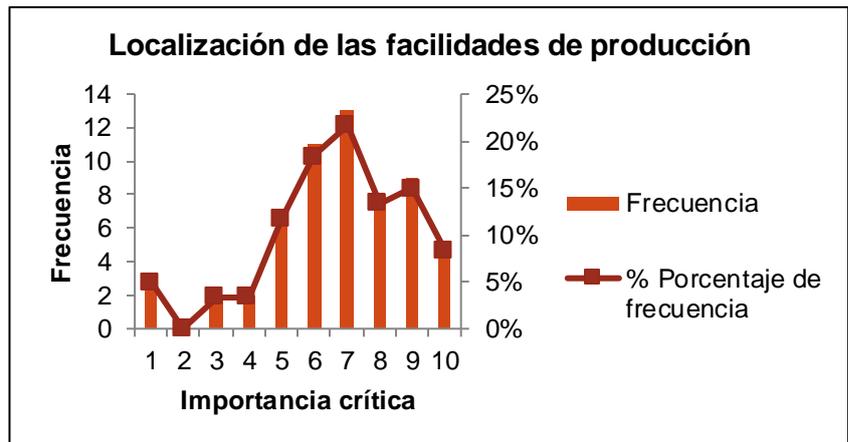
THP		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	3	5%
4	5	8%
5	9	15%
6	5	8%
7	14	23%
8	7	12%
9	4	7%
10	12	20%
Total	60	100%



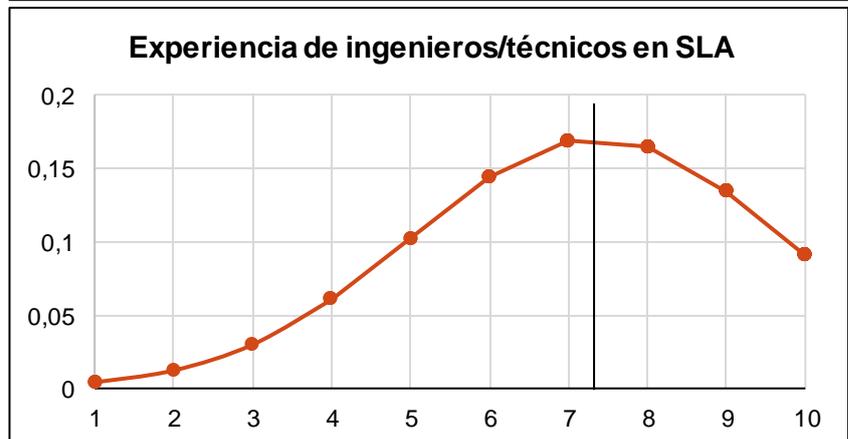
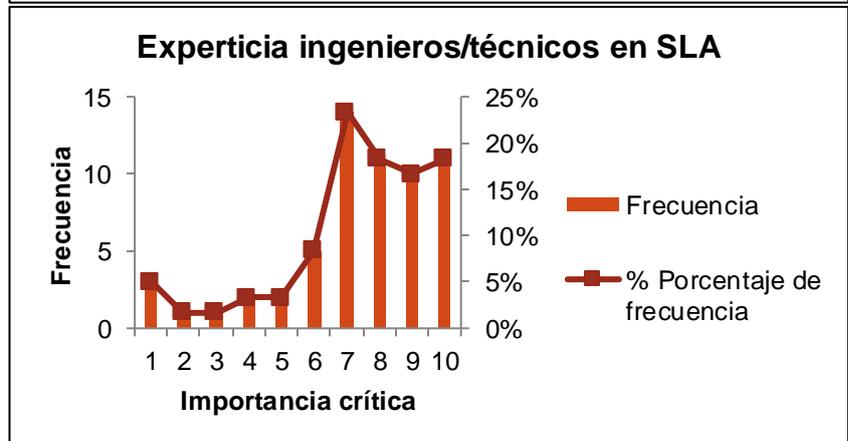
Disponibilidad energética		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	0	0%
4	0	0%
5	5	8%
6	5	8%
7	15	25%
8	13	22%
9	8	13%
10	13	22%
Total	60	100%



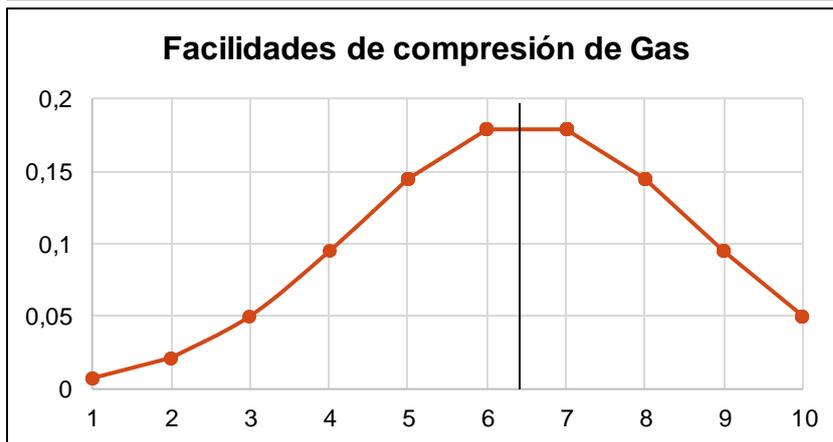
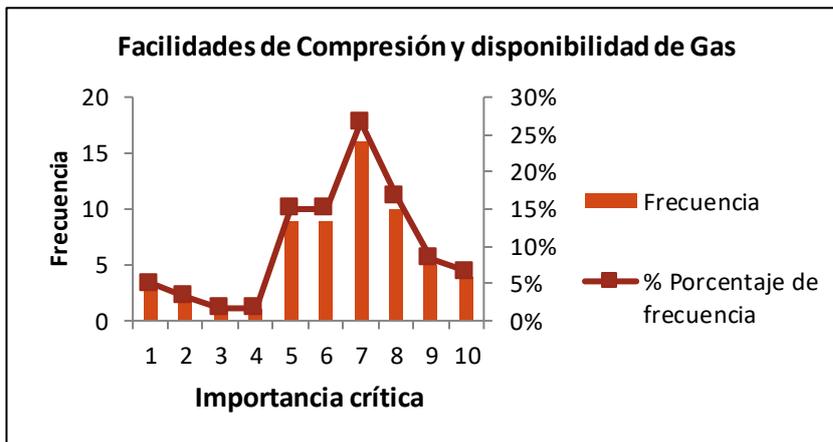
Localización de las facilidades de producción		
Clase	Frecuencia	%
1	3	5%
2	0	0%
3	2	3%
4	2	3%
5	7	12%
6	11	18%
7	13	22%
8	8	13%
9	9	15%
10	5	8%
Total	60	100%



Experiencia de ingenieros/técnicos en SLA		
Clase	Frecuencia	%
1	3	5%
2	1	2%
3	1	2%
4	2	3%
5	2	3%
6	5	8%
7	14	23%
8	11	18%
9	10	17%
10	11	18%
Total	60	100%

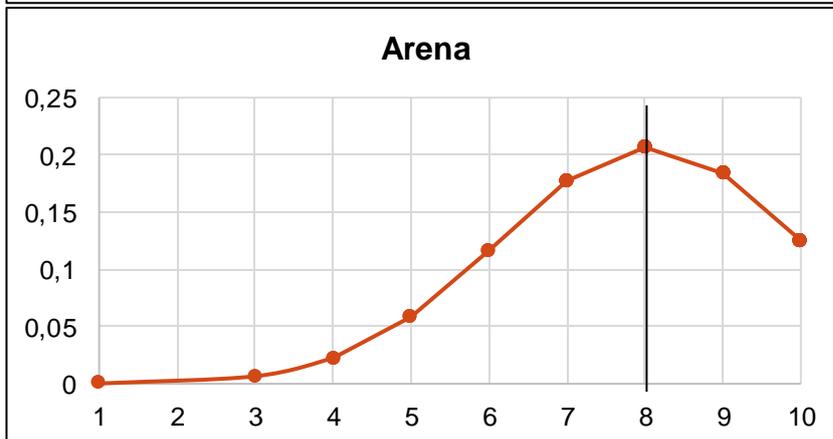
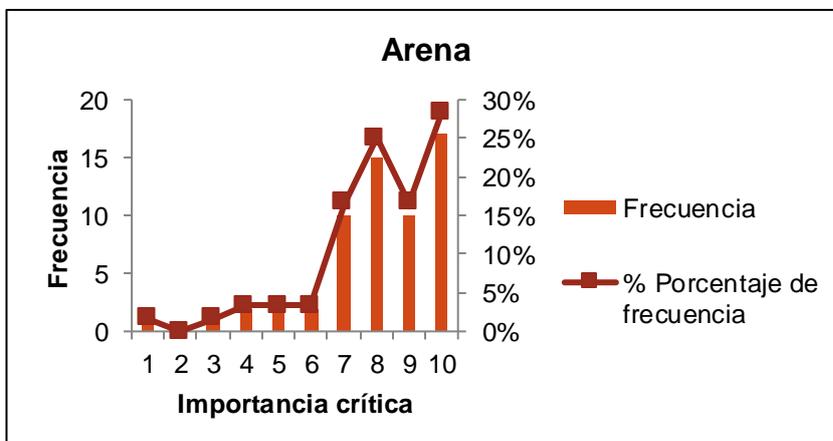


Facilidades de Compresión y disponibilidad de Gas		
Clase	Frecuencia	%
1	3	5%
2	2	3%
3	1	2%
4	1	2%
5	9	15%
6	9	15%
7	16	27%
8	10	17%
9	5	8%
10	4	7%
Total	60	100%

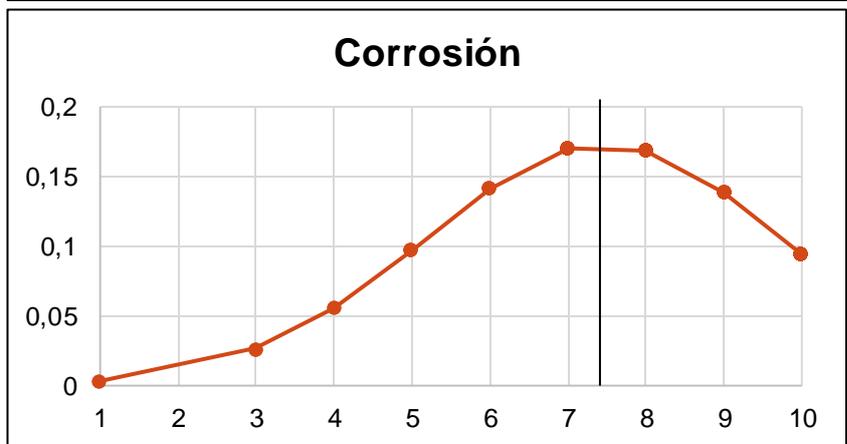
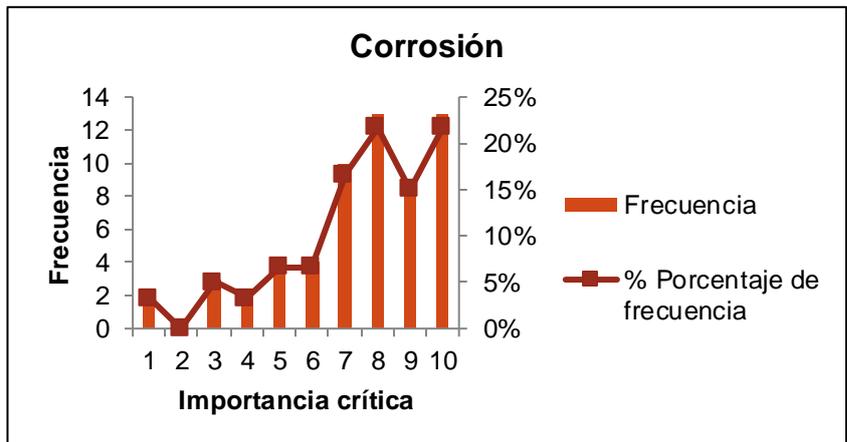


2.2.5 PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN

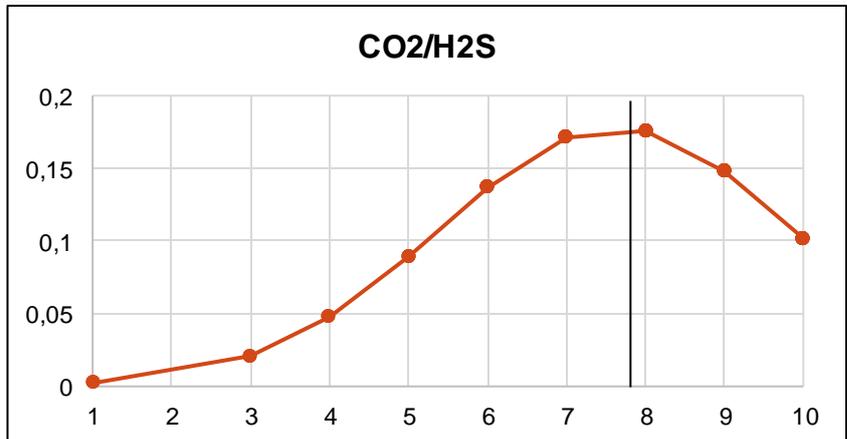
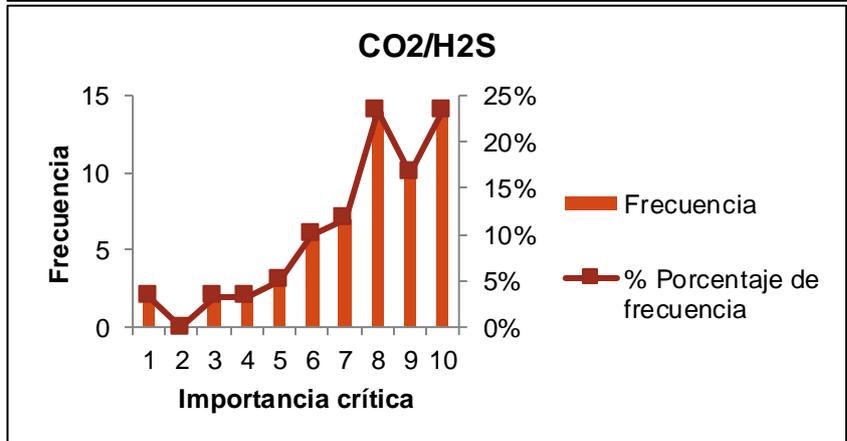
Arena		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	1	2%
4	2	3%
5	2	3%
6	2	3%
7	10	17%
8	15	25%
9	10	17%
10	17	28%
Total	60	100%



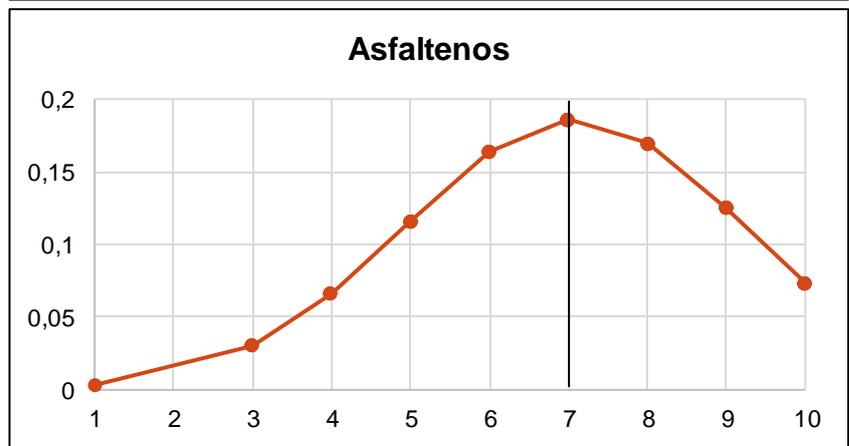
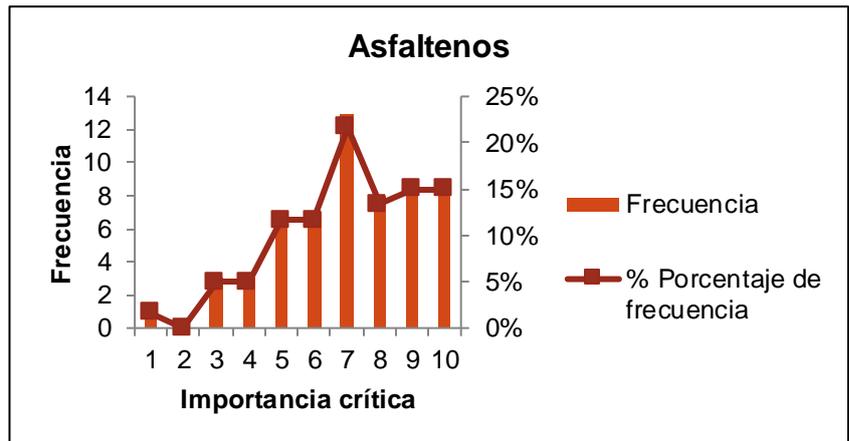
Corrosión		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	0	0%
3	3	5%
4	2	3%
5	4	7%
6	4	7%
7	10	17%
8	13	22%
9	9	15%
10	13	22%
Total	60	100%



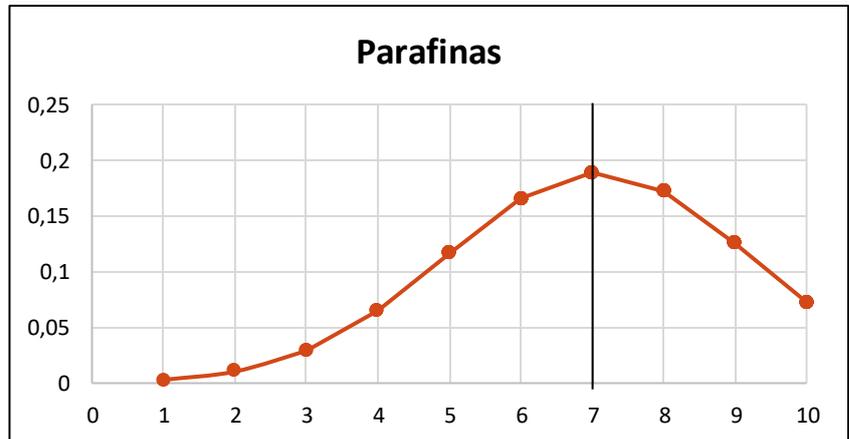
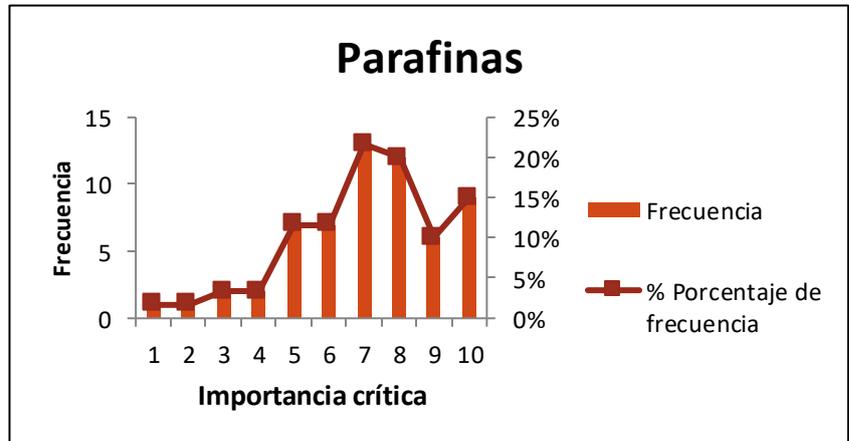
CO2/H2S		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	0	0%
3	2	3%
4	2	3%
5	3	5%
6	6	10%
7	7	12%
8	14	23%
9	10	17%
10	14	23%
Total	60	100%



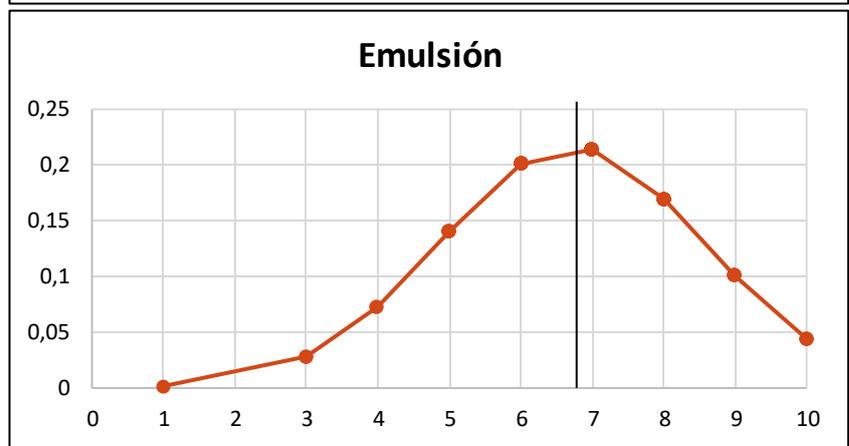
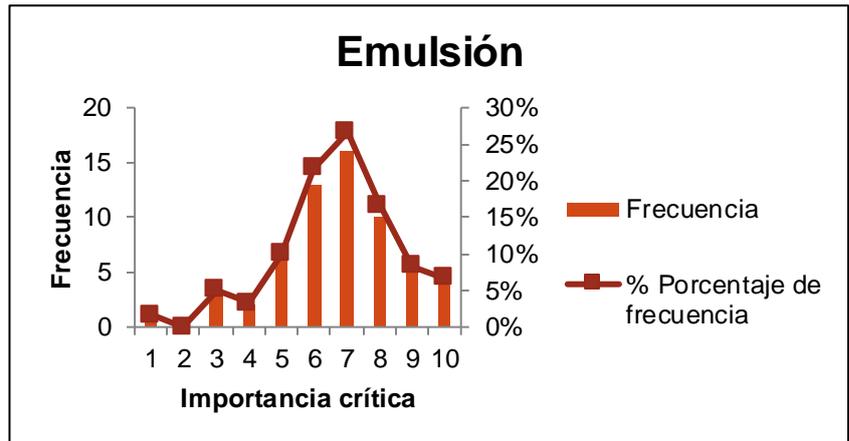
Asfaltenos		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	3	5%
4	3	5%
5	7	12%
6	7	12%
7	13	22%
8	8	13%
9	9	15%
10	9	15%
Total	60	100%



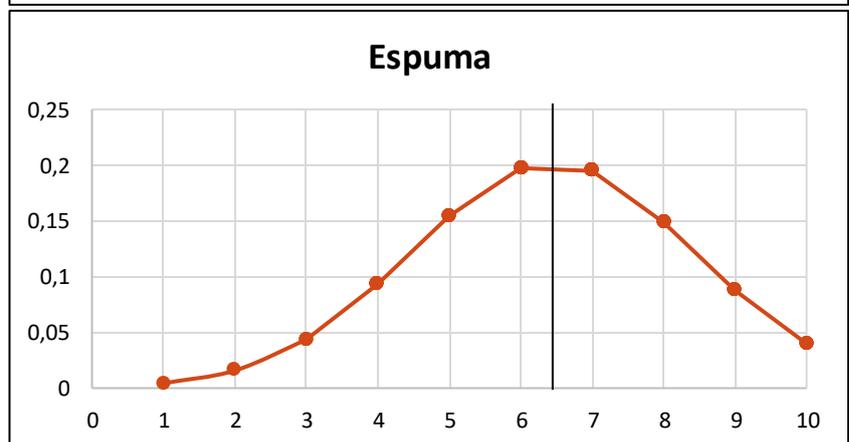
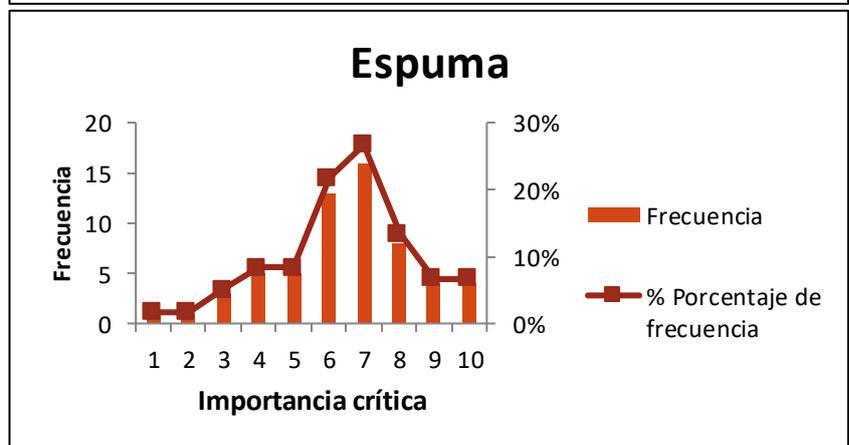
Parafinas		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	1	2%
3	2	3%
4	2	3%
5	7	12%
6	7	12%
7	13	22%
8	12	20%
9	6	10%
10	9	15%
Total	60	100%



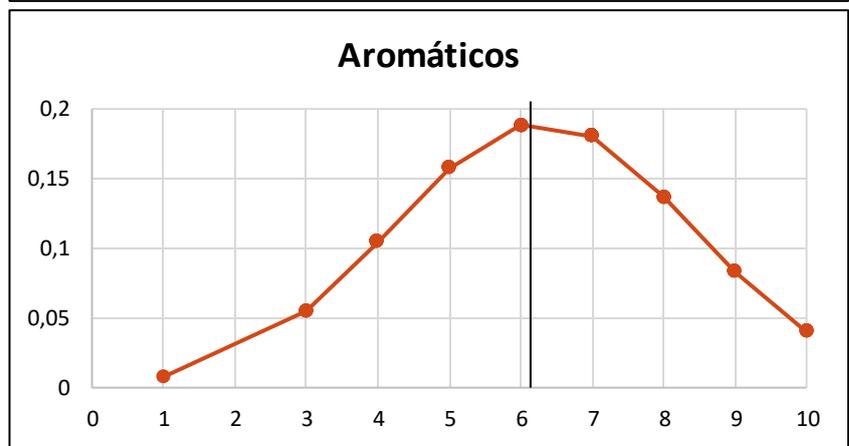
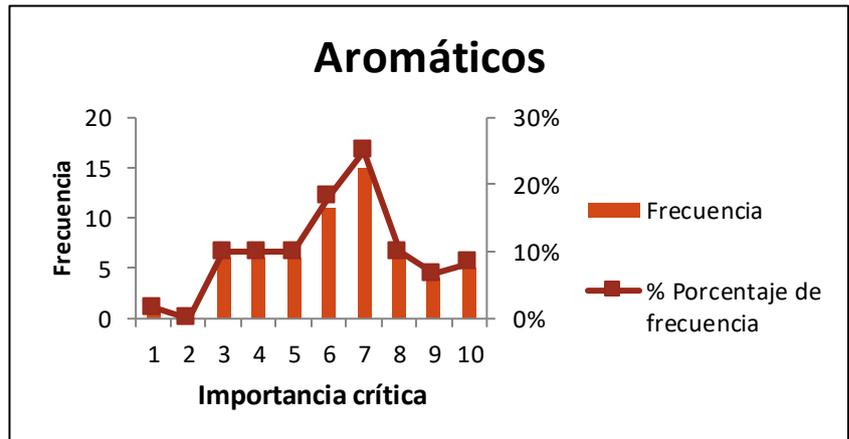
Emulsión		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	3	5%
4	2	3%
5	6	10%
6	13	22%
7	16	27%
8	10	17%
9	5	8%
10	4	7%
Total	60	100%



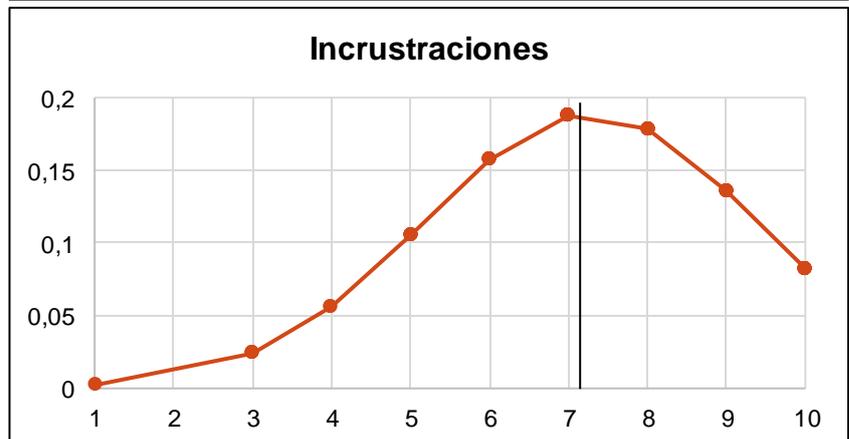
Espuma		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	1	2%
3	3	5%
4	5	8%
5	5	8%
6	13	22%
7	16	27%
8	8	13%
9	4	7%
10	4	7%
Total	60	100%



Aromáticos		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	6	10%
4	6	10%
5	6	10%
6	11	18%
7	15	25%
8	6	10%
9	4	7%
10	5	8%
Total	60	100%

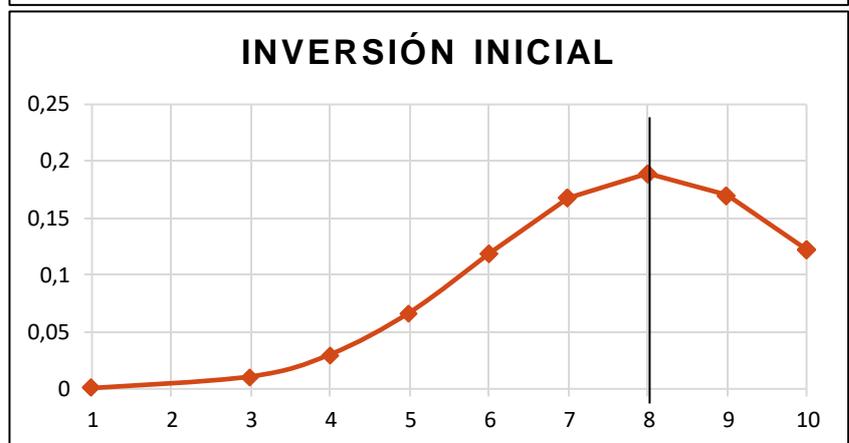
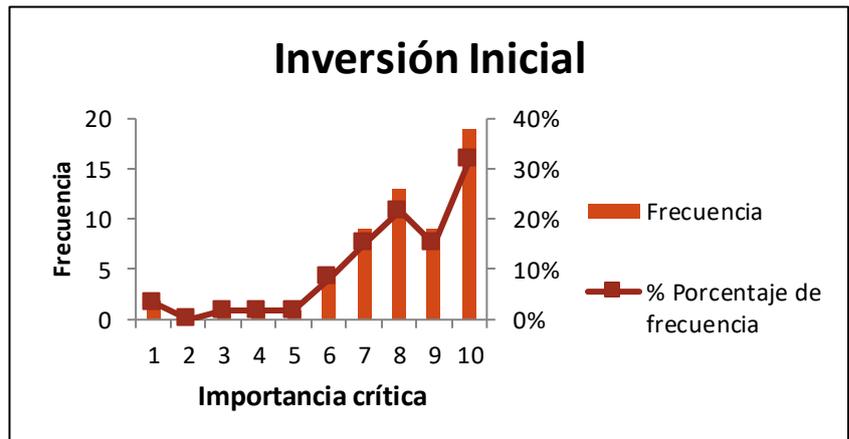


Incrustaciones		
Clase	Frecuencia	%
1	1	2%
2	0	0%
3	3	5%
4	2	3%
5	5	8%
6	7	12%
7	13	22%
8	11	18%
9	7	12%
10	11	18%
Total	60	100%

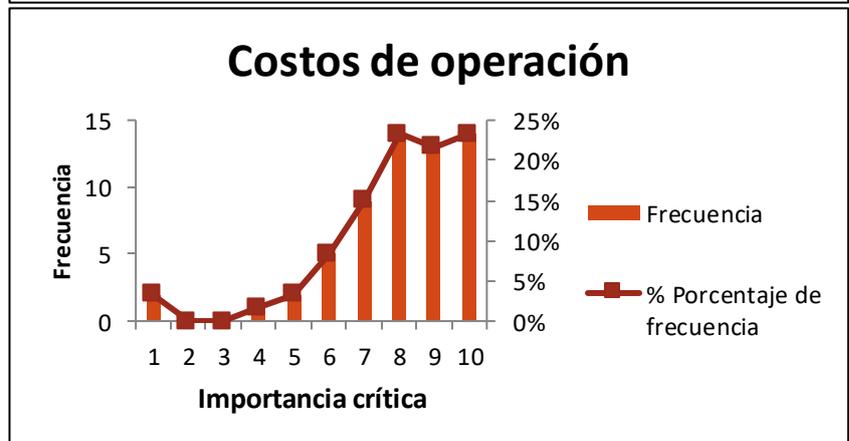


2.2.6 FACTORES ECONÓMICOS

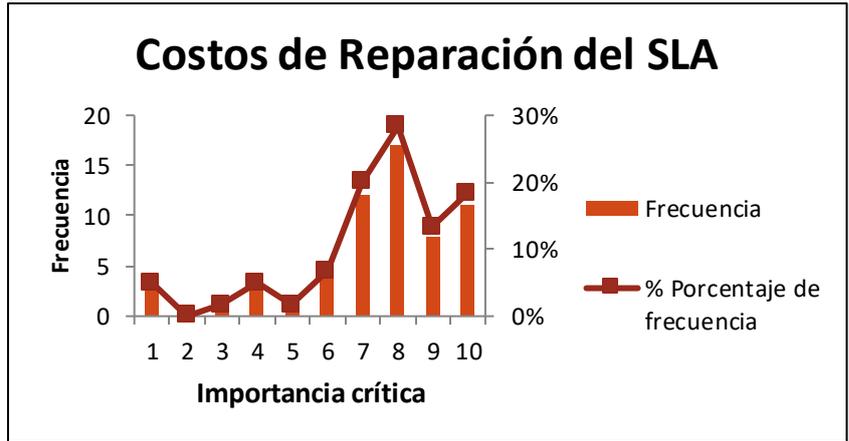
Inversión Inicial		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	0	0%
3	1	2%
4	1	2%
5	1	2%
6	5	8%
7	9	15%
8	13	22%
9	9	15%
10	19	32%
Total	60	100%



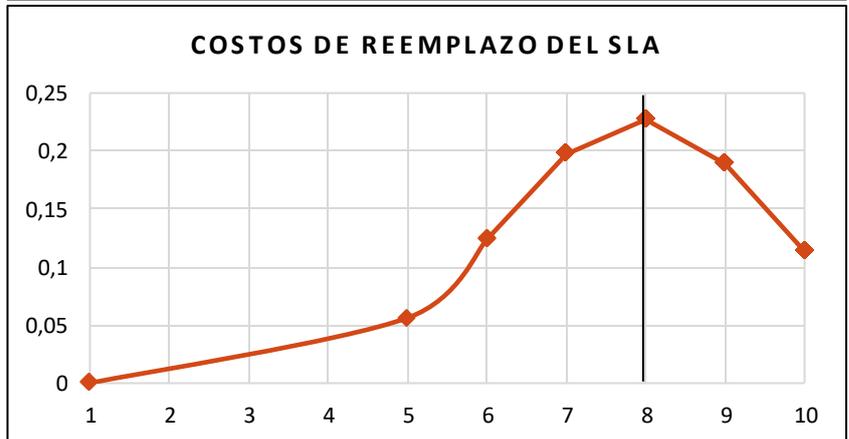
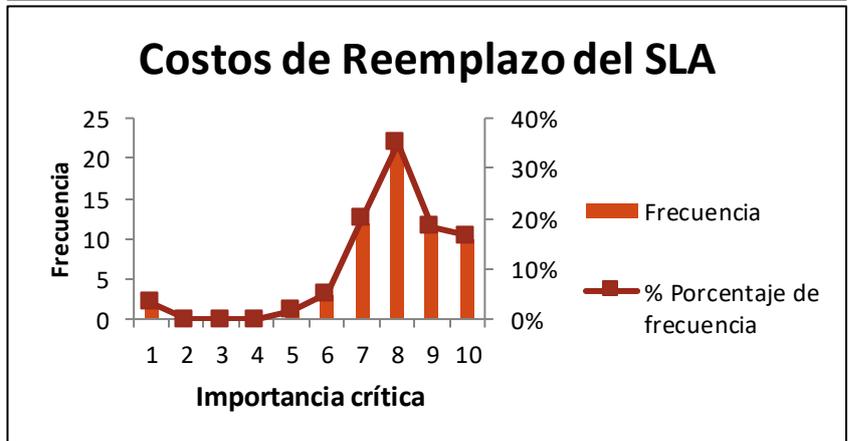
Costos de operación		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	0	0%
3	0	0%
4	1	2%
5	2	3%
6	5	8%
7	9	15%
8	14	23%
9	13	22%
10	14	23%
Total	60	100%



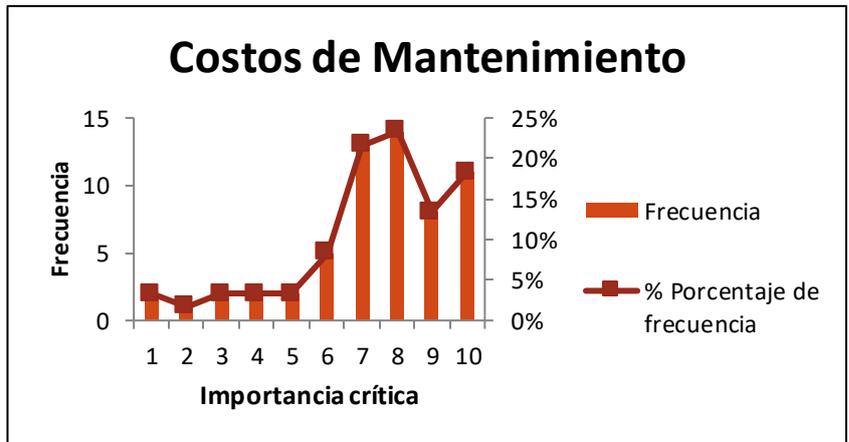
Costos de Reparación del SLA		
Clase	Frecuencia	%
1	3	5%
2	0	0%
3	1	2%
4	3	5%
5	1	2%
6	4	7%
7	12	20%
8	17	28%
9	8	13%
10	11	18%
Total	60	100%



Costos de Reemplazo del SLA		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	0	0%
3	0	0%
4	0	0%
5	1	2%
6	3	5%
7	12	20%
8	21	35%
9	11	18%
10	10	17%
Total	60	100%



Costos de Mantenimiento		
Clase	Frecuencia	%
1	2	3%
2	1	2%
3	2	3%
4	2	3%
5	2	3%
6	5	8%
7	13	22%
8	14	23%
9	8	13%
10	11	18%
Total	60	100%



2.2.7 INFORMACIÓN PERSONAL

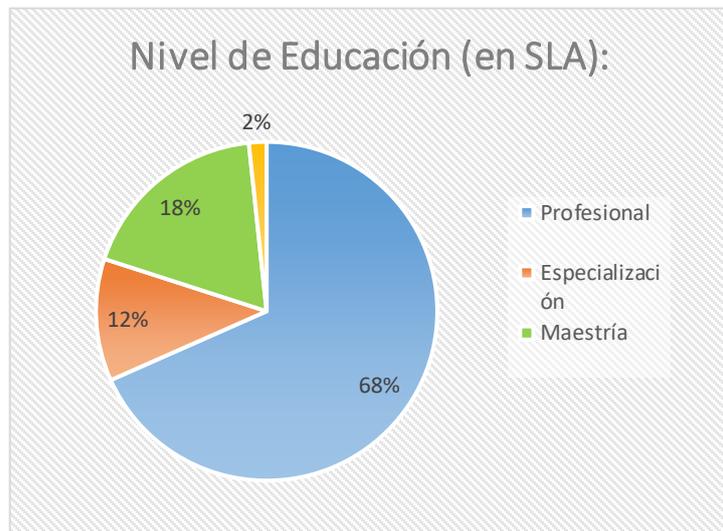
	Nombre	Experiencia profesional (en SLA)	Nivel de Educación (en SLA):	Actualmente trabajando en SLA:	Actualmente educando o investigando en SLA:	País de Origen	E-mail:
1	Jesus Archila	10 - 15 años	Profesional	Si	Si	Colombia	jarchilacastro@hotmail.com
2	Stephen Watkins	Más de 15 años	Profesional	No	No	USA	stephenwatkins1@gmail.com
3	Sergey Chernenkov	Más de 15 años	Maestría	No	No	Rusia	sergei69@me.com
4	Siddharth Jain	1 - 5 años	Maestría	Si	No	India	siddu.jain@gmail.com
5	Matthew Kirkman	Más de 15 años	Profesional	Si	No	UK	matthew@kirkmans.net
6	Dan Galles	Más de 15 años	Profesional	No	No	USA	dcgalles@alluretech.net
7	Henning Hansen	10 - 15 años	Especialización	Si	Si	Noruega	henning@hansenpumps.com
8	C.O. Stokley	Más de 15 años	Profesional	Si	Si	USA	docs65@att.net
9	Safwat	1 - 5 años	Profesional	Si	No	Egipto	safwatg@egpc.com.eg
10	Gustavo Gonzalez	5 - 10 años	Profesional	Si	Si	Colombia	Ggonzalez@odsep.com
11	Alberto Galarza	1 - 5 años	Profesional	Si	No	Ecuador	agalarzar@hotmail.com
12	Scott Wilson	Más de 15 años	Profesional	Si	Si	USA	wilsonsmis@gmail.com
13	Ramesh Ganesan	1 - 5 años	Profesional	Si	No	India	ramgrs@gmail.com
14	Mike Johnson	Más de 15 años	Especialización	Si	Si	USA	mkjohns1952@yahoo.com
15	Mark McWilliam	Más de 15 años	Profesional	Si	No	Canadá	mark_mcwilliam@yahoo.ca
16	John Dearing	10 - 15 años	Maestría	Si	No	UK	oyewoletomi@yahoo.com
17	Olzhas Suleimenov	1 - 5 años	Profesional	Si	No	Kazakstán	olzhaman@mail.ru
18	Shane Hines	1 - 5 años	Profesional	Si	No	USA	shane.hines@flowcosolutions.com
19	Kevin Phelan	1 - 5 años	Profesional	No	No	Irlanda	kevphela@gmail.com
20	Tom Ashton	1 - 5 años	Profesional	No	No	USA	a192tom@gmail.com
21	Osman Nunez	10 - 15 años	Profesional	Si	Si	Venezuela	osman.nunez@weatherford.com
22	Doug Scotland	10 - 15 años	Profesional	Si	No	USA	doug.scotland@gmail.com
23	Greg Stephenson	Más de 15 años	Profesional	Si	Si	USA	Greg.stephenson@conocophillips.com
24	A. A. Olson	1 - 5 años	Profesional	Si	Si	USA	aolson145@gmail.com
25	Dustin Haddox	1 - 5 años	Profesional	Si	No	USA	dhaddox74@gmail.com
26	Hector R Partidas Reyes	Más de 15 años	Profesional	Si	Si	Venezuela	hpartidas@gmail.com
27	Kevin Matcham	1 - 5 años	Profesional	Si	No	USA	kevin.matcham@doverals.com
28	Dan Gibson	Más de 15 años	Profesional	Si	Si	USA	thewelldoctor@yahoo.com
29	Manuel Gomez	5 - 10 años	Profesional	Si	Si	Colombia	Josemagoto@hotmail.com
30	Zuleyma	1 - 5 años	Profesional	No	Si	México	zullypalmap@gmail.com

31	Dennis Mangalsingh	Más de 15 años	Maestría	Si	Si	Trinidad and Tobago	dmangalsinghm@repsol.com
32	Alex Hageman	5 - 10 años	Profesional	Si	No	USA	alex.hageman@doverals.com
33	William Guerra	Más de 15 años	Profesional	Si	Si	Colombia	wguerra@pacific.energy
34	Luis Felipe Moreno T.	Más de 15 años	Especialización	Si	Si	Colombia	morenoluis921@yahoo.com
35	Oscar Avella	10 - 15 años	Doctorado	Si	Si	Colombia	oscar.avella@bakerhughes.com
36	Oscar Andrés Montes V.	10 - 15 años	Profesional	Si	No	Colombia	omontes@pacific.energy
37	Nicolas Sarkis	5 - 10 años	Profesional	Si	No	Colombia	nsarkis@gmail.com
38	Sandro Gasbarri	Más de 15 años	Maestría	Si	Si	Venezuela	gasbarris@yahoo.es
39	Julian Franco	5 - 10 años	Maestría	Si	No	Colombia	Julian.franco@ecopetrol.com.co
40	Carlos Santos	1 - 5 años	Profesional	No	No	Colombia	csantos@pacific.energy
41	Diego Estupiñan	5 - 10 años	Profesional	Si	Si	Colombia	diego.estupinan@hotmail.com
42	Eduardo Jimenez	5 - 10 años	Especialización	Si	Si	Venezuela	ejimenez@pacific.energy
43	Gabriel Jaime Valderrama	5 - 10 años	Maestría	Si	Si	Colombia	gabjava15@hotmail.com
44	Hipatia Cuellar B.	5 - 10 años	Especialización	No	No	Colombia	hcuellar@pacific.energy
45	J. Solorzano	5 - 10 años	Profesional	Si	Si	Colombia	jsolorzano@pacific.energy
46	Jose Fernando Ramos P.	Más de 15 años	Profesional	Si	Si	Colombia	jose.ramos@borets.com
47	Lenin Peña	10 - 15 años	Profesional	Si	No	Colombia	lenin.pena@gmail.com
48	Mario Mogollon	10 - 15 años	Maestría	Si	Si	Colombia	mmogollon@pacific.energy
49	Oscar Carreño	5 - 10 años	Especialización	Si	No	Colombia	oscar.carreno@bakerhughes.com
50	Sandra Murillo Tellez	5 - 10 años	Profesional	Si	Si	Colombia	sandritamurillo@yahoo.es
51	Sandy Williams	Más de 15 años	Especialización	Si	Si	UK	sandy@alperform.com
52	Yohana Escalante	1 - 5 años	Profesional	Si	No	Colombia	yohanita1225@hotmail.com
53	Mohamed Mostafa	10 - 15 años	Maestría	Si	Si	Egipto	Eng.mmmk@gmail.com
54	Sergio Caicedo	Más de 15 años	Maestría	Si	Si	Venezuela	sergiocaicedo@hotmail.com
55	Juliana Ramírez	5 - 10 años	Profesional	Si	No	Colombia	juliana_r13@hotmail.com
56	Ingris Astrid Mendoza V.	5 - 10 años	Profesional	Si	Si	Colombia	ingris.mendoza@hotmail.com
57	Edilberto Escalante B.	5 - 10 años	Profesional	Si	No	Colombia	edes_8@hotmail.com
58	William Federico Zapata V.	1 - 5 años	Profesional	Si	No	Colombia	wzapata@tdasupplieservice.com
59	Luis F. Bonilla	Más de 15 años	Maestría	Si	Si	Colombia	fernando.bonilla@usco.edu.co
60	Jahir Gutiérrez	1 - 5 años	Profesional	Si	No	Colombia	JahirArmando_Gutierrez@Oxy.com

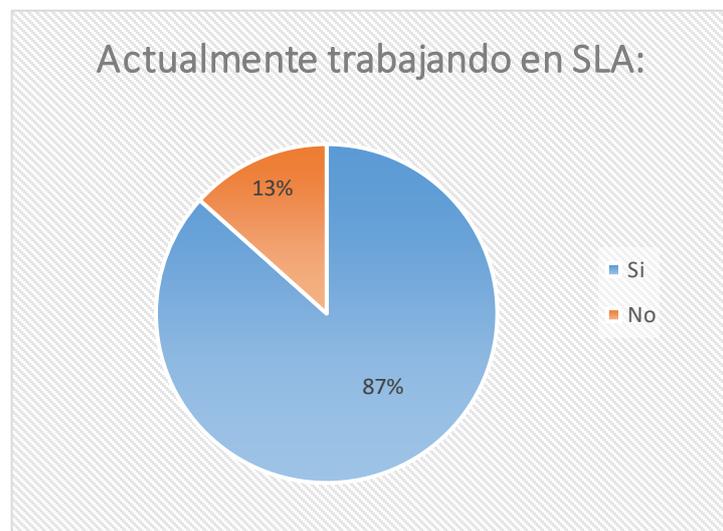
Experiencia profesional (en SLA)	
1 - 5 años	16
5 - 10 años	15
10 - 15 años	10
Más de 15 años	19
Total	60



Nivel de Educación (en SLA):	
Profesional	41
Especialización	7
Maestría	11
Doctorado	1
Total	60



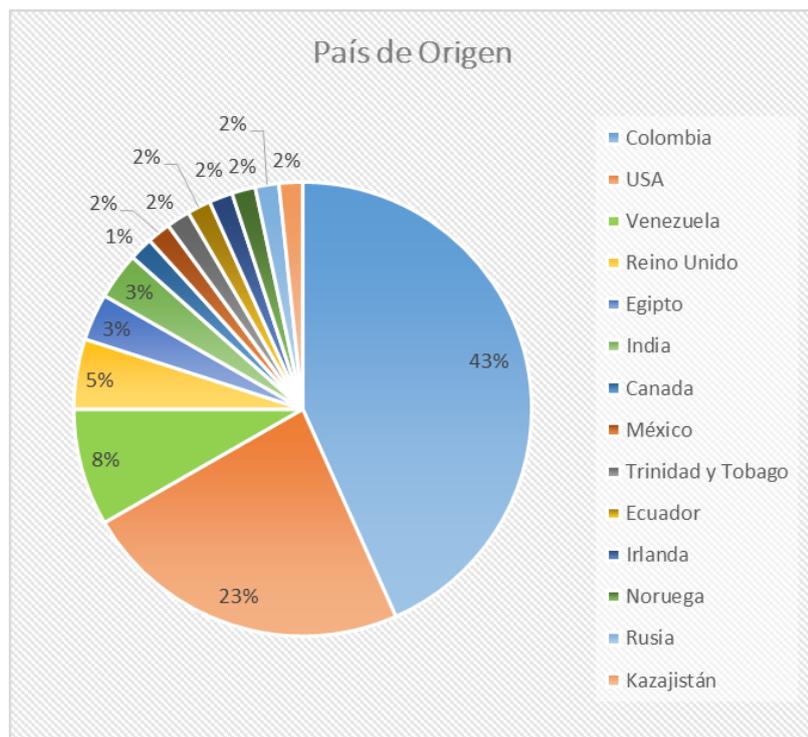
Actualmente trabajando en SLA:	
Si	52
No	8
Total	60



Actualmente investigando en SLA:	
Si	30
No	30
Total	60



País de Origen	
Colombia	26
USA	14
Venezuela	5
Reino Unido	3
Egipto	2
India	2
Canadá	1
México	1
Trinidad y Tobago	1
Ecuador	1
Irlanda	1
Noruega	1
Rusia	1
Kazajistán	1
Total	60



3 ANEXO 3

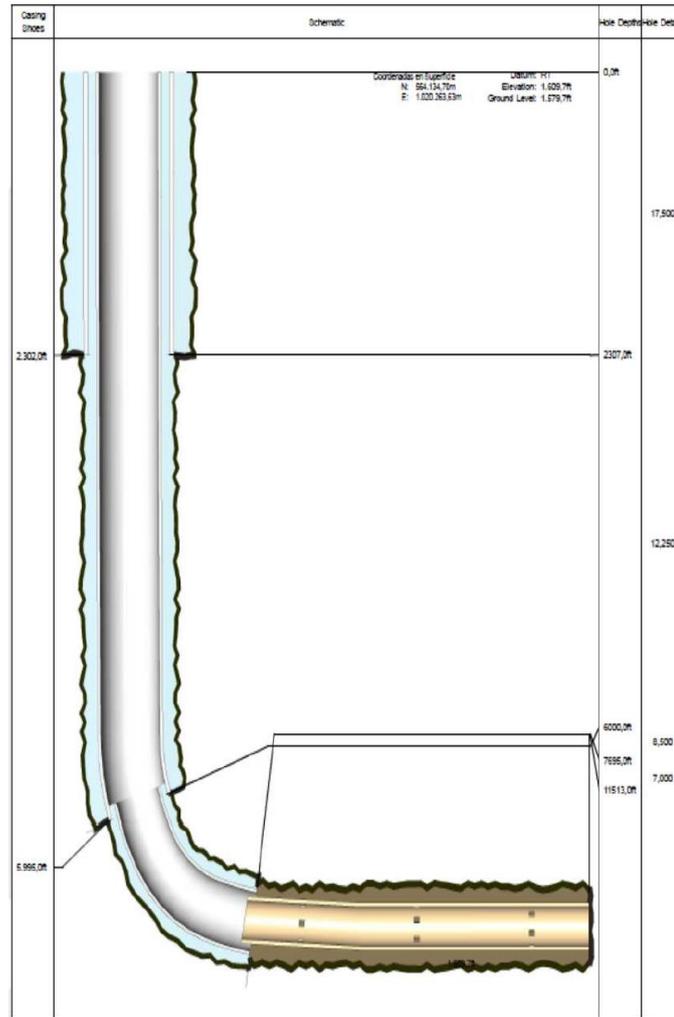
3.1 INFORMACIÓN DEL CAMPO

La información presentada hace parte de la evaluación técnica y selección de SLA en un campo colombiano, el cual se encuentra situado en el sur del país, con un historial de producción de alrededor de 50 años. La formación explotada se encuentra aproximadamente a 7000 pies de profundidad. Los datos provistos se dividen en tres secciones:

- **Datos cuantitativos:**

DATA CUANTITATIVA	
No. Pozos a perforar	43
Caudal Promedio por Pozo (bfpd)	16500
BSW%	85%
Caudal Petróleo (bopd)	2475
Pr (psia)	~ 2000
Índice de productividad (stb/psia)	12
GOR (scf/stb)	400
GLR (scf/stb)	110
API @60F	32,4
Temperatura Ycto (F)	190
Viscosidad @122F (cp)	3 - 8
Scale	Sí
Arena	No
CO2 (molar % gas)	50 - 80
Corrosión	Sí
Profundidad tope perforados (ft-tvd)	7200
Longitud intervalo perforado (ft)	109
Declinación anual producción (%)	5
Revestimiento de producción (in)	9-5/8
Tubería de producción (in)	4-1/2
Gravedad específica del gas	1,4
Existe sistema de gas lift en el campo	No
Presión inyección gas anular (psi)	1200
THP (psi)	200

- Estado mecánico del pozo promedio:



Completamiento del pozo promedio:

- Revestimiento de Superficie 13-3/8" @ 2305 pies
- Revestimiento Intermedio 9-5/8", 36# @ 6107 pies
- Liner 7", 29# @ 8721 pies
- Liner 5", 18# @ 10863 pies (sección horizontal, hueco 6-1/8")
- Tubería 4-1/2" EUE
- Longitud Sección Horizontal: 2631 pies (802 mts)
- Talón @ 8232 pies-md (=7209,7 pies-tvd)
- Punta @ 10863 pies-md (=7209,7 pies-tvd)

- **Datos cualitativos:**

La siguiente información se centra en factores no cuantificables. El término “experticia” hace referencia a la pericia de los ingenieros encargados de la evaluación y diseño de los sistemas de levantamiento, y del personal operador en campo con cada método de levantamiento artificial. La experticia se le asignó valores de 0 a 5, donde 0 indica que los ingenieros y el personal de campo nunca han operado el SLA correspondiente, y 5, que los profesionales y técnicos de la empresa tienen un amplio conocimiento y habilidad con el SLA.

DATA CUALITATIVA (Puntaje entre 0 - 5)	
Experticia en ESP	4
Experticia en Gas Lift Continuo Anular	2
Experticia en Bombeo Mecánico	4
Experticia en gas lift intermitente	2
Experticia en PCP	3
Experticia en Jet Pump	2
Experticia en conventional plunger lift	0
Disponibilidad de gas en el campo	Sí
Ubicación del campo	Zona no urbana
Tipo de completamiento	Simple

- **Problemas de producción:**

A partir de información técnica sobre los problemas de producción los ingenieros de la empresa, con apoyo de expertos en el tema, determinaron una valoración numérica para clasificar cada problema según su nivel de influencia en la producción y los posibles inconvenientes que pudiera ocasionar. La magnitud del problema va de 0 a 5, donde 0 significa que el problema no se presenta, y 5, el valor más alto.

PROBLEMAS DE PRODUCCION (Puntaje entre 1 - 5)	
Corrosión	4
Parafinas	0
Arena	2
Desviación del Pozo	1
Emulsiones	1
Espumas	0
Scale	3
Asfáltenos	1
Aromáticos	2

- **Pronostico de Producción:**

La curva de producción muestra una variación fuerte en el potencial de desarrollo del pozo modelo. En la etapa inicial, considerara dentro de los primeros 3 años, se observa un fuerte aumento del corte de agua en el pozo, mientras ocurre una declinación gradual de la producción de aceite. A partir del 4o año se aprecia una tasa de producción de aceite y agua relativamente estable, con una variación considerable durante los siguientes 8 años. Un SLA óptimo para este pronóstico debe ser capaz de soportar los cambios en la tasa de producción con el objetivo de disminuir el número de fallas, evitar gastos en cambio de sistemas y aprovechar al máximo su vida útil. Para el presente proyecto se utilizaron datos referentes a la segunda etapa de producción del campo, la cual presenta un caudal alto con una relación de agua y crudo relativamente estable.

