

**MÓDULO DE INFORMACIÓN COMPUTACIONAL QUE PERMITA  
SELECCIONAR LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
INTEGRANDO ÚLTIMAS TECNOLOGÍAS PARA EL MÓDULO GENERAL DE  
COMPLETAMIENTO DE ECOPETROL S.A.**

**JORGE ANDRÉS BLANCO CORREDOR  
SEBASTIÁN JOSÉ VIDAL REDONDO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018**

**MÓDULO DE INFORMACIÓN COMPUTACIONAL QUE PERMITA  
SELECCIONAR LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
INTEGRANDO ÚLTIMAS TECNOLOGÍAS PARA EL MÓDULO GENERAL DE  
COMPLETAMIENTO DE ECOPETROL S.A.**

**JORGE ANDRÉS BLANCO CORREDOR  
SEBASTIÁN JOSÉ VIDAL REDONDO**

**Proyecto integral de grado para optar el título  
de INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
ALBERTO RÍOS  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018**

Nota de Aceptación (Dirección de Investigaciones)

---

---

---

---

---

Ing. Alberto Ríos

---

Ing. Jonathan Diazgranados

---

Ing. Miguel Ángel Rodríguez

## DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a Dios por todas sus bendiciones derramadas sobre mí, y por permitirme poder estudiar esta carrera maravillosa, además de darme el apoyo y fuerzas suficientes para nunca desvanecer y poder terminar con éxito todo lo propuesto en esta etapa de mi vida

A mis padres José Vidal y Nayibe Redondo que han sido mis ejemplos a seguir y apoyo incondicional para toda mi vida y en este caso no iba a ser la excepción, gracias por su amor, tolerancia, paciencia, esfuerzo y por estar presentes en cada instante de mi formación como profesional, ninguna de estas palabras, ni cualquier cosa podrá demostrar el amor y el agradecimiento que les tengo, todos mis logros y éxitos son suyos también y son la muestra de los grandes seres humanos y padres que han sido, son y seguirán.

A mis hermanas Camila Vidal y Natalia Vidal, a mis abuelos, Calixto Redondo, Ana Redondo, Tulio Vidal y Amparo Gómez, a todos mis tíos, primos, demás familiares, amigos, compañeros de estudio y casi hermano Alejandro Franco que a pesar que no todos se encuentren con nosotros siempre sentí su apoyo, cariño y compañía día tras día en todo mi proceso de estudio y formación como persona e Ingeniero de petróleos.

A mi compañero y amigo Jorge Blanco que desde el inicio de este proyecto trabajamos arduamente compartiendo vivencias y experiencias que nos dejaron muchas enseñanzas y marcaron nuestra etapa profesional, gracias por tu gran esfuerzo y trabajo en todo este tiempo.

Sebastián José Vidal Redondo

Este trabajo es dedicado a todas las personas que me han ayudado durante todo el recorrido de mi vida para llegar a este punto, comenzando por mí Mama, Papa, Hermano, Abuelita, tíos y primos. Los cuales me han ayudado a ser la persona que soy en día. También a mis amigos con los cuales he compartido en la universidad.

Jorge Andrés Blanco Corredor

## AGRADECIMIENTOS

Al semillero de investigación de nuevas tecnologías de perforación y completamiento de la universidad de américa por darnos las pautas y orientación necesarias para la realización del proyecto

A la empresa Ecopetrol S.A y al Instituto Colombiano del petróleo por abrirnos sus puertas y en especial a los ingenieros Javier Duran y Néstor Saavedra quien nos brindaron su asesoría, conocimientos, experiencia y serenos de guía técnica y profesional en todos los temas y practicas relacionadas con la tesis

A la Universidad de América por acogernos en este tiempo de formación como profesionales, y a los ingenieros José Humberto Cantillo y Alberto Ríos por su gran ayuda, tiempo, paciencia y suministro de conocimiento en el desarrollo del trabajo los cuales fueron de gran importancia para lograr con éxitos los objetivos planteados en este.

A nuestros amigos y compañeros que de cierta forma fueron de gran apoyo moral y fuentes de ánimo a lo largo de nuestra carrera y realización del trabajo de grado.

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano Facultad de Ingeniería

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director de Investigaciones

**Ing. ARMANDO FÉRNANDEZ CÁRDENAS**

Director Programa Ingeniería de Petróleos

**Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE INTERÉS EN EL PROYECTO	26
1.1 CUENCA DEL CATATUMBO	28
1.1.1 Fuente	28
1.1.2 Migración	28
1.1.3 Reservorio	29
1.1.4 Sello	29
1.1.5 Trampa	29
1.2 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	29
1.2.1 Evidencia de Hidrocarburo	29
1.2.2 Roca-Fuente	30
1.2.3 Migración	30
1.2.4 Reservorio	30
1.2.5 Sello	30
1.2.6 Trampa	30
1.3 CUENCA DEL CAGUÁN-PUTUMAYO	31
1.3.1 Evidencia de Hidrocarburo	31
1.3.2 Fuente	31
1.3.3 Migración	32
1.3.4 Reservorio	32
1.3.5 Sello	32
1.3.6 Trampa	32
1.4 CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	33
1.4.1 Evidencia de Hidrocarburos	33
1.4.2 Roca Fuente	33
1.4.3 Migración	33
1.4.4 Reservorio	33
1.4.5 Sello	33
1.4.6 Trampa	33
1.5 CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALEN	34
1.5.1 Evidencia de Hidrocarburos	34
1.5.2 Fuente	34
1.5.3 Migración	34
1.5.4 Reservorio	34
1.5.5 Sello	34
1.5.6 Trampa	35

1.6 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	36
1.6.1 Evidencia de Hidrocarburos	36
1.6.2 Fuente	36
1.6.3 Migración	36
1.6.4 Reservorio	36
1.6.5 Sello	36
1.6.6 Trampa	36
1.6.7 Campo Casabe	38
1.6.7.4 Estructural	43
2. MARCO TEÓRICO	45
2.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR	45
2.1.1 Indice de productividad	46
2.2 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	49
2.2.1 Características del fluido del yacimiento.	49
2.2.2 Características del pozo	51
2.2.3 Información de las facilidades de superficie	52
2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	52
2.3.1 Bombeo mecánico	53
2.3.2 Bombeo hidráulico	56
2.3.3 Bombeo electro-sumergible	59
2.3.4 Bombeo por cavidades progresivas	62
2.3.5 Levantamiento neumático	63
2.4 NUEVOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	66
2.4.1 Bomba electro-sumergible completamente recuperable.	68
2.4.2 ESPCP con motor sincrónico magnético permanente (PMM).	71
2.4.3 PCP con reguladores hidráulicos	75
2.4.4 Pig Lift continuo	77
2.4.5 V pump™	79
2.5 ANÁLISIS DE DECISIÓN MULTICRITERIO	81
2.6 APLICACIÓN WEB	82
3. DISEÑO METODOLÓGICO	84
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	85
3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA	85
3.2.1 Población	85
3.2.2 Muestra.	85
3.3 FUENTES, TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	86
3.3.1 Etapa 1	86
3.3.2 Etapa 2	89
3.4 TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO Y ANALISIS DE DATOS	92
3.4.1 Etapa 1	92
3.4.2 Etapa 2	92
3.4.3 Etapa 3	94

3.4.4 Etapa 4	99
4. RESULTADOS	100
4.1 DIAGNÓSTICO POR CUENCA	100
4.1.1 Distribución en las seis cuencas	101
4.1.2 Cuenca Del Valle Inferior Del Magdalena	101
4.1.3 Cuenca Del Valle Superior Del Magdalena	102
4.1.5 Cuenca Del Catatumbo	103
4.1.6 Cuenca De Los Llanos Orientales	104
4.1.7 Cuenca De Caguán-Putumayo	105
4.1.8 Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena	106
4.2 MATRIZ DE SELECCIÓN PRELIMINAR	109
4.2.1 Ingreso al software	109
4.2.2 Acceso	111
4.2.3 Modo de uso	111
4.2.4 Funcionamiento de la matriz	114
4.3 MANUAL DE USUARIO	118
4.4 VALIDACION DE LA HERRAMIENTA CON POZOS DEL CAMPO CASABE	119
4.4.1 Corrida en el pozo 1	121
4.4.2 Corrida en el pozo 2	122
4.4.3 Corrida en el pozo 3	123
4.4.4 Corrida en el pozo 4	124
4.4.5 Prueba de los resultados con el uso de la Matriz AHP	126
5. CONCLUSIONES	127
6. RECOMENDACIONES	130
BIBLIOGRAFIA	131
ANEXOS	136

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de Cuencas Sedimentarias de Colombia	26
Figura 2. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	37
Figura 3. Ubicación Campo Casabe	39
Figura 4. Esquema del Campo Casabe	40
Figura 5. Columna estratigráfica del Campo Casabe	42
Figura 6. Mapa estructural al tope de las Arenas A1	44
Figura 7. Línea recta de IPR	47
Figura 8. Curvatura que presenta el IPR para flujo bifásico	48
Figura 9. Sistema de bombeo mecánico	54
Figura 10. Bomba hidráulica tipo pistón	56
Figura 11. Bomba hidráulica tipo jet	58
Figura 12. Bomba electro sumergible	60
Figura 13. Bomba por cavidades progresivas	62
Figura 14. Esquema de pozo con bomba electro-sumergible completamente recuperable	69
Figura 15. Diagrama mecánico del pozo en Alaska con bomba electro-sumergible completamente recuperable	70
Figura 16. Arquitectura de la tubería con ESPCP con PMM	73
Figura 17. Distribución de la presión en la bomba HR-PCP VS PCP	76
Figura 18. Sistema de Pig lift continuo	78
Figura 19. Diseño de la V pump™	80
Figura 20. Etapas del proyecto en el tiempo	84
Figura 21. Selección de matriz de decisión	94
Figura 22. Función valor de tasa de la V-pump™	96
Figura 23. Interfaz del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial, sin ingresar usuario y contraseña.	110
Figura 24. Interfaz del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial, ya ingresado al Sistema.	110
Figura 25. Acceso a la matriz	111
Figura 26. Página de la matriz de selección (fragmento)	112
Figura 27. Recomendaciones del módulo de información	113
Figura 28. Tabla de puntajes criterios vs alternativas	114
Figura 29. Acceso al manual de usuario	119
Figura 30. Ingreso de información y resultados del pozo 1	121
Figura 31. Ingreso de información y resultados del pozo 1 (Parte II).	122
Figura 32. Recomendaciones para el pozo 1	122
Figura 33. Ingreso de información y resultados pozo 2	122
Figura 34. Ingreso de información y resultados pozo 2 (parte II)	123
Figura 35. Recomendaciones para el pozo 2	123

Figura 36. Ingreso de información y resultados del pozo 3	123
Figura 37. Ingreso de información y resultados del pozo 3(parte II)	124
Figura 38. Recomendaciones para el pozo 3	124
Figura 39. Ingreso de información y resultados del pozo 4	124
Figura 40. Ingreso de información y resultados del pozo 4	125
Figura 41. Recomendaciones para el pozo 4	125

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Detalles de características de pozos con aplicación de tecnología ESPCP con PMM	74
Tabla 2. Criterios de selección V-pump™	81
Tabla 3. Rangos operativos implementados en el modulo	92
Tabla 4. Asignación de Pesos a los parámetros	95
Tabla 5. Pesos de los parámetros para el Campo Casabe	99
Tabla 6. Valores de los criterios y pesos de los parámetros del pozo ejemplo.	115
Tabla 7. Matriz TOPSIS $(X_{ij})_{m \times n}$ del pozo ejemplo	116
Tabla 8. Matriz "r" normalizada	116
Tabla 9. Matriz de decisión normalizada y pesada "T"	116
Tabla 10. Solución ideal positiva y negativa	116
Tabla 11. Determinación de la distancia euclidiana entre cada alternativa y la solución ideal negativa	117
Tabla 12. Determinación de la distancia euclidiana entre cada alternativa y la solución ideal positiva	117
Tabla 13. Distancia euclidiana entre cada alternativa y la solución ideal positiva y negativa	117
Tabla 14. Similitud a la peor condición	117
Tabla 15. Resultado método TOPSIS	118
Tabla 16. Pesos de los parámetros promediados.	120
Tabla 17. Información de los cuatro pozos seleccionados para hacer las corridas	121
Tabla 18. Comparación resultados AHP vs TOPSIS	126

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Lista de Cuencas de Colombia	27
Cuadro 2. Ventajas y desventajas bombeo mecánico.	55
Cuadro 3. Ventajas y desventajas bombeo hidráulico tipo pistón.	57
Cuadro 4. Ventajas y desventajas bombeo hidráulico tipo jet.	59
Cuadro 5. Ventajas y desventajas bombeo Electro-sumergible.	61
Cuadro 6. Ventajas y desventajas bombeo por cavidades progresivas.	63
Cuadro 7. Ventajas y desventajas bombeo por Gas lift.	65
Cuadro 8. Configuración bomba ESP completamente recuperable.	68
Cuadro 9. Configuración de la bomba en el Campo Nikaitchuq.	71
Cuadro 10. Fuentes de consulta acerca de la ESP recuperable	86
Cuadro 11. Fuentes de consulta de la ESP con PMM	87
Cuadro 12. Fuentes de consulta de la PCP con Reguladores Hidráulicos	88
Cuadro 13. Fuentes de consulta de Pig Lift continuo	89
Cuadro 14. Fuentes de consulta de V-pump™	89
Cuadro 15. Fuentes de consulta de los parámetros de selección de SLA	90
Cuadro 16. Fuentes de consulta de la Matriz de Decisión	91
Cuadro 17. Necesidades para la matriz del proyecto a evaluar	94

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Drawdown	46
Ecuación 2. Índice de productividad	46
Ecuación 3. Ecuación de contrapresión	48
Ecuación 4. Ecuación de Vogel	48
Ecuación 5. Matriz normalizada y pesada	97
Ecuación 6. Mejor y peor condición ( $A_b$ y $A_w$ )	97
Ecuación 7. Distancia entre cada alternativa y la mejor y peor condición ( $d_{ib}$ y $d_{iw}$ )	98
Ecuación 8. Similitud a la peor condición ( $S_{iw}$ )	98

## LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Grafico 1. Distribución de los SLA en las Cuencas de interés	101
Grafico 2. Distribución de los SLA en la Cuenca Del Valle Inferior Del Magdalena	102
Grafico 3. Distribución de los SLA en la Cuenca Del Valle Superior Del Magdalena	103
Grafico 4. Distribución de los SLA en la Cuenca Del Catatumbo	104
Grafico 5. Distribución de los SLA en la Cuenca De Los Llanos Orientales	105
Grafico 6. Distribución de los SLA en la Cuenca De Caguán-Putumayo	106
Grafico 7. Distribución de los SLA en la Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena	107
Grafico 8. Distribución de los SLA en la Campo Casabe.	108

## LISTA DE ABREVIATURAS

AHP: *Analytic Hierarchy Process*. Proceso Analítico Jerárquico.

AIRM: *Aggregated Indices Randomization Method*. Método de Aleatorización de Índices Agregados.

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

ANP: *Analytic Network Process*. Proceso de Red Analítica.

API: *Application Programming Interface*. Interfaz de Programación de Aplicaciones.

API°: Grados API, unidad de medida que relaciona densidad de hidrocarburos con la densidad del agua

BCP: Bombeo por Cavidades progresivas.

BES: Bombeo electro sumergible.

BFPD: Barriles de Fluido por Día.

BH: Bombeo Hidráulico.

BM: Bombeo Mecánico.

BN: Bombeo Neumático.

BPD: Barriles Por Día.

BSW: *Basic Sediments and water*. Porcentaje de volumen de fluidos de producción que corresponde a sedimentos y agua libre

cP: Centipoise.

ESP: *electrical submersible pumping*. Bombeo Electrosumergible.

ESPCP: *electrical submersible progressive cavities pumping*. Sistema de levantamiento híbrido entre Bombeo Electro sumergible y bombeo por cavidades progresivas

FN: Flujo Natural.

GL: *Gas Lift*. Bombeo Neumático.

GLVs: *Gas lift valve*

GOR: *Gas oil ratio*.relación gas-petróleo

°F: Unidad de medida de temperatura, grados Fahrenheit (°)

HR: *Hydraulic regulator*. Reguladores hidráulicos

IGU: INTERFAZ GRAFICA DE LAS APLICACIONES WEB

IPR: *Inflow performance Relationship*. Índice de productividad

MACBETH: *Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique*. Medición de la Atractividad mediante una Técnica Basada en Evaluación Categórica.

MADM: decisión multi-atributo de espacio de decisión discreto

MD: *Measured depth*. Profundidad medida de la trayectoria de un pozo

MGCP: Manual General de Completamiento de Pozos.

MODM: decisión multi-objetivo de espacio de decisión continuo y toma de decisión multi-atributo

PCP: *progressive cavities pumping*. Bombeo por Cavidades Progresivas.

PCS: Unidad de volumen en pies cúbicos

PMM: *permanent magnetic motor*. Motor magnético permanente

PPM: Partes Por Millón.

PS : Presión estática del yacimiento

PSI: *Pounds per Square Inch*. Libras por Pulgada Cuadrada. RGP: Relación Gas-Petróleo.

PWF: presión de fondo fluyente

Q: Caudal

RGP: Relación gas-petróleo

Rpm: Revoluciones por minuto

SCF: *Standard Cubic Feet*. Pie Cubico Estándar. SLA: Sistema de Levantamiento Artificial.

SLA: Sistemas de levantamiento artificial

STB: *Standard Barrel*. Barril Estándar.

TOC: *total organic carbón*. Carbón orgánico total

TOPSIS: *Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*. Técnica para el Orden de Preferencia por Similitud a Solución Ideal.

TVD: *total vertical depth*. Profundidad total vertical

WSM: *Weighted Sum Model*. Modelo de Suma por Peso.

WSV: *Well Service*. Servicio de Pozo.

## GLOSARIO

**CUENCA SEDIMENTARIA:** depresión tectónica extensa en la corteza terrestre en donde se da acumulación de sedimentos.

**BOMBA CENTRIFUGA:** dispositivo que me permite incrementar la presión y generar movimiento en un fluido por medio de la rotación de un impulsor.

**BOMBA DE PALETAS O ASPAS:** dispositivo que me permite incrementar y generar movimiento en un fluidos por medio de un rotor con aspas.

**DESLIZAMIENTO DE FLUIDOS:** fenómeno ocurrido cuando en un fluido multifásico una fase fluye más que otra.

**DRAWDOWN:** diferencial de presión entre dos puntos, en la industria petrolera hace referencia al diferencial en fondo de pozo, entre la formación y el pozo.

**DOGLEG:** es una desviación súbita y no planeada de la trayectoria de perforación, dando como resultado secciones angulares dentro del pozo

**FLUIDO MOTRIZ:** es un fluido usado en bombeo hidráulico, es el encargado de transmitir energía a fondo. Puede ser agua o petróleo.

**FORMACIÓN:** unidad de roca lateralmente continua de fácil reconocimiento, se caracteriza por presentar un cuerpo rocoso lo suficientemente continuo para poder ser mapeado.

**GRAVEDAD API:** es una escala de gravedad específica, desarrollada por el *American Petroleum Institute* (API). Es utilizada para medir la densidad relativa de los diversos líquidos presentes en el crudo, expresada en grados.

**INTAKE:** es la ubicación de la entrada de fluidos a la bomba.

**MOVIMIENTO AXIAL:** movimiento perpendicular de un objeto lineal, respecto a su eje.

**MOVIMIENTO RECIPROCANTE:** movimiento oscilante, de un cuerpo en una dirección alternándose con otro en sentido contrario.

**TORQUE:** es la cantidad de fuerza que se aplica a un determinado objeto, para causar la rotación de dicho objeto.

**VISCOSIDAD:** es la oposición al movimiento que presenta un fluido, cuando este se encuentra en movimiento.

**WORKOVER:** procedimiento que se realiza en el pozo una vez este ha sido completado, con el fin de reparar daños, mejorar la producción o convertir el pozo de productor a inyector.

## RESUMEN

El siguiente proyecto hace referencia al desarrollo de un módulo de selección de sistemas de levantamiento artificial integrando nuevas tecnologías para Ecopetrol S.A., por medio del cual con información de ciertos parámetros operativos del pozo de interés es posible dar recomendación de que sistema de levantamiento sería el más óptimo para su explotación.

El proyecto nace de la necesidad de que cada sistema de levantamiento funciona en diferentes rangos, según sus principios de funcionamiento y dependiendo de las características y propiedades del yacimiento y del pozo, debido a esto todos no son aplicables a todos los pozos, tienen limitaciones y problemas con su funcionamiento, por esto a través del tiempo se ha innovado en sistemas de levantamiento artificial los cuales utilizan nuevos principios o se combinan para hacer más eficiente el levantamiento. Y que deben ser tenidas en cuenta para un mejor completamiento de nuestro pozo.

En términos generales el módulo de información actualizado permite seleccionar el sistema de levantamiento artificial más óptimo integrando como candidatos sistemas convencionales y nuevos sistemas de levantamiento artificial.

Este funciona a partir de unos parámetros técnicos propios del pozo y yacimiento previamente obtenidos por el usuario de la herramienta. Estos parámetros de ingreso al módulo fueron determinados tanto en la fase uno del proyecto como otros agregados en el presente trabajo, cada uno se considera de importancia y tienen asignado un peso que determina su preponderancia entre cada uno de ellos. Cabe resaltar que se tuvo que definir e ingresar los rangos operativos por parámetro y por cada tecnología agregada para esto se realizó una minuciosa recolección de información de los nuevos sistemas de levantamiento. Esto se logró por medio de consultas en base de datos de artículo científicos, consultas en bibliografía física y consultas directas con empresas a cargo de estos nuevos sistemas de levantamiento.

Finalmente se validó la herramienta, con información de pozos del campo Casabe en el cual arrojó como mejor alternativa un sistema de levantamiento nuevo, haciendo atribución a las bondades y mejores características de operación que puedan tener estos sistemas propuestos frente a los convencionales.

Como resultado el módulo entrega un listado de recomendación en orden descendente de acuerdo al puntaje obtenido por medio del cálculo del algoritmo del método de decisión multicriterio TOPSIS, este puntaje esta dado en una escala numérica de (0-1), siendo 0 el peor puntaje y uno el mejor puntaje.

Para el uso del módulo se entrega un manual de usuario en manera video explicativo para el buen uso de la herramienta de selección que se podrá visualizar en la página [www.mgcp.com.co](http://www.mgcp.com.co).

**Palabras Clave:** Sistemas Levantamiento Artificial, Completamiento, Sistema Información, Manual general completamiento Ecopetrol, Matriz de decisión

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera actualmente se ha enfrentado a grandes retos y obstáculos lo cual ha motivado a optimizar sus actividades en toda su cadena de valor. Debido a esto poco a poco se ha disminuido la inversión en exploración, y se ha enfocado los esfuerzos a incrementar la rentabilidad de los campos que ya se han desarrollado; Esto se puede lograr a partir del replanteamiento de técnicas de producción o implementación de tecnologías más eficientes a las convencionales.

Hay tres tipos de recobro en la explotación de un yacimiento de hidrocarburo, el primario por medio del cual se aprovecha la fuerza natural que posee nuestro yacimiento para llevar los fluidos a superficie, en esta sección se encuentran los sistemas de levantamiento artificial en el cual por medio de bombas o disminución del peso de la columna hidrostática por inyección de un fluido es posible producir el pozo, cabe resaltar que cuando no tenemos un sistema de levantamiento artificial se dice que nuestro pozo está produciendo en flujo natural, hablamos de recobro secundario cuando inyectamos algún fluido en nuestro yacimiento con el fin de mantener o aumentar la presión del yacimiento o bien sea para hacer un barrido de los fluidos contenidos en él. Finalmente hablamos de recobro terciario cuando inyectamos algún fluido que altera propiedades físicas y/o químicas de los hidrocarburos de nuestro yacimiento.

Este proyecto está enfocado en la primera etapa de recobro de un pozo petrolero, específicamente en la selección de sistemas de levantamiento artificial, lo cual comprende tener en cuenta una serie de parámetros que contiene una relevación relativa entre si y que su buen conocimiento me permitir escoger el mejor sistema de levantamiento, además incluirá nuevas tecnologías que actualmente están teniendo un gran auge y además podrían considerarse como una mejor opción frente a las convencionales, factor que cobra importancia para un completamiento de un pozo petrolero.

El proyecto nace de la necesidad de reducir el tiempo de selección de los sistemas de levantamiento artificial para así poder incrementar la velocidad en la maduración de proyectos de Ecopetrol S.A, parte de este objetivo ya fue desarrollado en su fase uno. Sin embargo, para que la herramienta sea lo más útil posible debe integrar dentro de su selección nuevas tecnologías que deben ser tenidas en cuenta, para así tener certeza de que se haya seleccionada la mejor opción, con el fin de ahorrar tiempo y costos de operación además incrementar la rentabilidad de nuestro pozo.

Muchas veces en la industria petrolera no se toman a consideración nuevas tecnologías debido a sus altos costos, falta de información y confiabilidad, ausencia de personal experto en el sistema u otros factores asociados. Despreciándose los beneficios y mejoras que estas nos puedan brindar. La implementación de tecnologías convencionales tiene consigo problemas como carga de fluidos,

obstrucción al flujo por partes internas, daño en la sarta de tubería y de varillas debido al movimiento, daños frecuentes en el motor, además de limitaciones operativas, problemas muchas veces solucionados por estas nuevas propuestas presentes en el mercado.

Por ello es necesaria la generación de un módulo de información que permita seleccionar los Sistemas de levantamiento artificial integrando nuevas tecnologías para el módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A. y de esta forma garantizar operar con el mejor sistema de levantamiento para el pozo de interés.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Generar un módulo de información computacional que permita la selección de los sistemas de levantamiento artificial integrando nuevas tecnologías para el módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A.

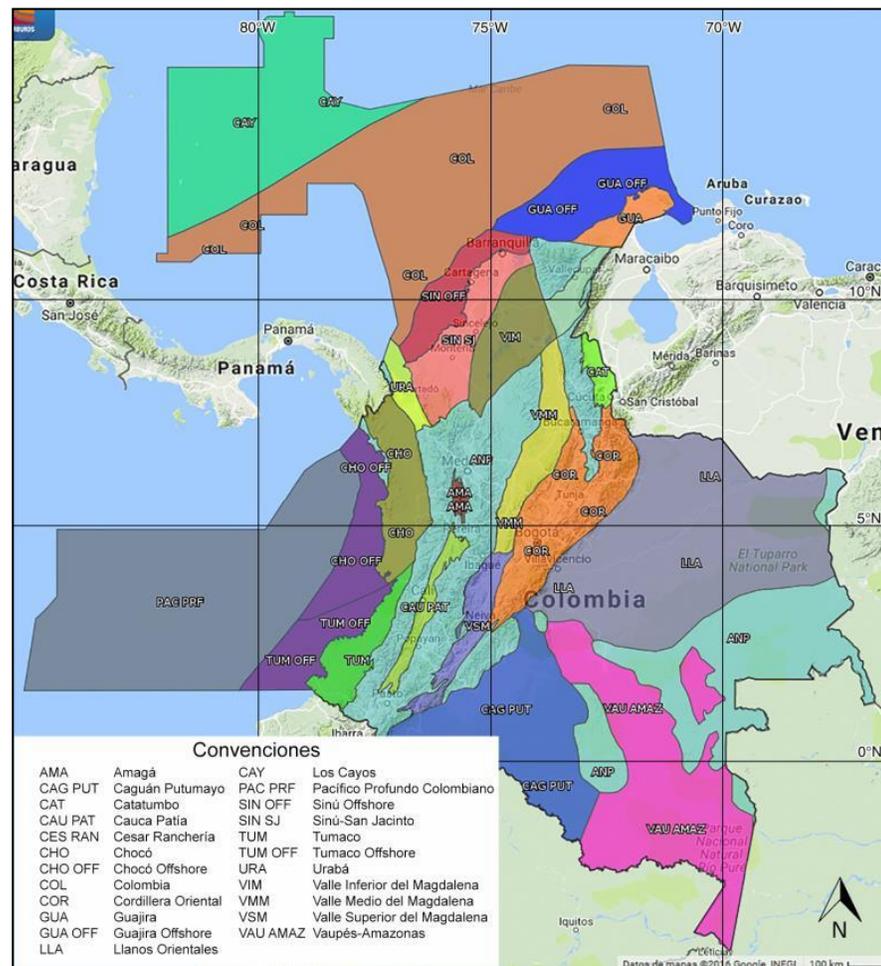
### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Sintetizar las propiedades geológicas de las cuencas de interés.
2. Reseñar los principales sistemas de levantamiento artificial usados por Ecopetrol S.A en las cuencas de interés.
3. Plantear nuevas tecnologías de Sistemas de levantamiento artificial para Ecopetrol S.A. aplicables a la cuenca de interés.
4. Describir parámetros y variables operativas teóricas de las nuevas tecnologías de Sistemas de levantamiento artificial.
5. Elaborar una matriz teórica y sistema de información para la selección de sistema de levantamiento artificial para el módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A.
6. Generar un sistema de información en el lenguaje de programación php.
7. Verificar la aplicabilidad de los nuevos sistemas de levantamiento en el Campo Casabe

# 1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE INTERÉS EN EL PROYECTO

Según con datos de la ANH<sup>1</sup> Colombia es un país cuya extensión es de 1.141.748 Km<sup>2</sup>, cuenta con un total de 23 cuencas sedimentarias que incluyen productoras de hidrocarburos y no productoras, tanto costa afuera como costa adentro. La **Figura 1** se presenta un mapa en donde se encuentran las 23 cuencas sedimentarias de Colombia.

**Figura 1.** Mapa de Cuencas Sedimentarias de Colombia



**Fuente:** ANH. Geovisor MIGEP (2016).

<sup>1</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Geovisor MIGEP [citado en 13 de Septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>>.

El **Cuadro 1** presenta la lista de las 23 cuencas según López<sup>2</sup> con sus siglas que las representa y su clasificación entre productoras o no de hidrocarburos.

**Cuadro 1.** Lista de Cuencas de Colombia

	<b>NOMBRE</b>	<b>SIGLA</b>	<b>TIPO</b>
1	<b>Guajira Offshore</b>	GUA OFF	Productora (Gas)
2	<b>Sinú Offshore</b>	SIN OFF	No Productora
3	<b>Los Cayos</b>	CAY	No Productora
4	<b>Colombia</b>	COL	No Productora
5	<b>Pacífico Profundo Colombiano</b>	PAC PRF	No Productora
6	<b>Chocó Offshore</b>	CHO OFF	No Productora
7	<b>Tumaco Offshore</b>	TUM OFF	No Productora
8	<b>Amagá</b>	AMA	No Productora
9	<b>Caguán-Putumayo</b>	CAG PUT	Productora
10	<b>Catatumbo</b>	CAT	Productora
11	<b>Cauca Patía</b>	CAU PAT	No Productora
12	<b>Cesar Ranchería</b>	CES RAN	No Productora
13	<b>Chocó</b>	CHO	No Productora
14	<b>Cordillera Oriental</b>	COR	Productora
15	<b>Guajira</b>	GUA	Productora (Gas)
16	<b>Llanos Orientales</b>	LLA	Productora
17	<b>Tumaco</b>	TUM	No Productora
18	<b>Valle Inferior Del Magdalena</b>	VIM	Productora
19	<b>Valle Medio Del Magdalena</b>	VMM	Productora
20	<b>Valle Superior Del Magdalena</b>	VSM	Productora
21	<b>Vaupés-Amazonas</b>	VAU AMAZ	No Productora
22	<b>Sinú-San Jacinto</b>	SIN SJ	No Productora
23	<b>Urabá</b>	URA	No Productora

**Fuente:** LOPEZ, Aleida *et. al.* Cuencas sedimentarias de Colombia (2012).

<sup>2</sup> LOPEZ, Aleida; CORTEZ, Mario y CUELLAR, Durley. Cuencas sedimentarias de Colombia. Bogotá: Instituto CetPetrol. 2012. p. 4-5

Como se puede observar en el **Cuadro 1** solo nueve de las 23 cuencas son productoras (incluyendo las productoras de gas).

En la fase 1 del proyecto se recopiló información de la base de datos de Open Wells® la cual se explica y presenta en detalle en dicho proyecto. De acuerdo con los resultados de esta fase, se obtuvo que en las siguientes seis cuencas productoras se encuentran instalados sistemas de levantamiento artificial, pertenecientes a pozos de Ecopetrol S.A.

- Catatumbo (CAT)
- Llanos Orientales (LLA)
- Putumayo (CAG PUT)
- Valle Inferior del Magdalena (VIM)
- Valle Medio del Magdalena (VMM)
- Valle Superior del Magdalena (VSM)

Se hará una descripción general de cada una de ellas, sin embargo se delimitará la aplicación de la matriz con nuevas tecnologías a la cuenca del valle medio del Magdalena específicamente en el campo Casabe, debido a que el campo tiene diferentes características que permite ser una buena opción para la adición de nuevas tecnologías.

## 1.1 CUENCA DEL CATATUMBO

Esta cuenca es una prolongación suroeste de la Cuenca de Maracaibo, cuenta con 11 campos de gas y petróleo, en areniscas y calizas del Cenozoico y del Cretácico, entrampados en anticlinales fallados.<sup>3</sup>

**1.1.1 Fuente.** Las rocas cretáceo-pelíticas (formaciones La Luna, Capacho, Tibú y Mercedes) están ampliamente presentes en toda la cuenca del Catatumbo; se consideran una de las fuentes de hidrocarburos más ricas del mundo.<sup>4</sup>

**1.1.2 Migración.** Varios sistemas de migración diferentes han llenado las trampas de la subcuenca Catatumbo que se desarrollaron en el Mioceno tardío-Plioceno. El carácter litológico de la secuencia del Cretácico, las arenas de grano muy fino y las calizas favorecieron a acumulaciones in situ con migraciones cortas, también se evidenciaron migración lateral en las arenitas y migración vertical a través de las fallas.<sup>5</sup>

---

<sup>3</sup> BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007. p. 59-61

<sup>4</sup> Ibid., p. 61

<sup>5</sup> Ibid., p. 59-61

**1.1.3 Reservorio.** Las rocas reservorios que se destacan en esta cuenca son las calizas y areniscas del cretácico (formaciones del Grupo Uribante y Capacho). Al igual las areniscas deltaicas cenozoicas (formaciones Barco, Mirador y Carbonera), cabe destacar basamento fracturados pueden tener un gran potencial de almacén.<sup>6</sup>

**1.1.4 Sello.** Lutitas marinas cretácicas y arcillolitas plásticas continentales de la cenozoica son las rocas sellos principales de esta cuenca.<sup>7</sup>

**1.1.5 Trampa.** La cuenca del Catatumbo tiene gran variedad de trampas: la más importantes son: fallas normales con inversión parcial, estructuras con subcabalgamientos, zonas triangulares, anticlinales producidos por transcurrencia.<sup>8</sup>

En la fase 1 del proyecto se definieron siete campos que contiene esta Cuenca y que son objeto de estudio en el proyecto y que fueron extraídos de la Base de datos OpenWells:

- Petrolera
- Sardinata
- Tibu
- Arauca
- Oripaya
- Rio Zulia
- Rio de Oro

## **1.2 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

Esta cuenca limita al norte con la frontera colombo-venezolana, con la Macarena y el Departamento del Vaupés al Sur, el Sistema de Fallas del Guaicaramo al oeste y el Macizo Guayanés al Este<sup>9</sup>

**1.2.1 Evidencia de Hidrocarburo.** Representa una cuenca de gran potencial en donde ya se han desarrollado dos campos gigantes que son Caño limón y Rubiales, dos mayores que son Apiay y Castilla y más de ochenta menores han sido descubiertos.<sup>10</sup>

---

<sup>6</sup> BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007., p. 61.

<sup>7</sup> Ibid., p. 61.

<sup>8</sup> Ibid., p. 61.

<sup>9</sup> Ibid., p. 69-71

<sup>10</sup> Ibid., p.71.

**1.2.2 Roca-Fuente.** Se encuentra en el flanco este de la cordillera Oriental. Principalmente son lutitas de la Formación Gachetá con los kerógenos tipo II y III, TOC que oscila entre el 1-3% y 150-300 pies de espesor efectivo.<sup>11</sup>

**1.2.3 Migración.** Se mencionan dos pulsos de migración. La primera durante el Eoceno Superior-Oligoceno. El segundo pulso de migración inició en el Mioceno y continúa actualmente.<sup>12</sup>

**1.2.4 Reservorio.** Las areniscas de la Formación Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador son excelentes reservorios. Al igual que varios intervalos de arenisca en la secuencia cretácico. El intervalo de porosidad promedio va de 10 al 30%.<sup>13</sup>

**1.2.5 Sello.** La unidad C-8 de la Formación Carbonera ha sido tradicionalmente considerada como sello regional de la cuenca, a su vez las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 son sellos locales.<sup>14</sup>

**1.2.6 Trampa.** Actualmente las actividades de exploración se han centrado en fallas normales antitéticas. Sin embargo representan gran potencial los Anticlinales de falla inversa, anticlinales de bajo relieve y las trampas estratigráficas (acuñamiento, paleo-altos, canales, etc.).<sup>15</sup>

En la fase 1 del proyecto se definieron 29 campos que contiene esta Cuenca y que son objeto de estudio en el proyecto y que fueron extraídos de base de datos OpenWells:

- Akacias
- Apiay
- Apiay Este
- Apiay Oeste
- Austral
- Caño Sur Este
- Castilla
- Castilla Norte
- Chichimene
- Cupiagua
- Gavan
- Guatiquia
- Libertad Norte

---

<sup>11</sup> BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007., p.71.

<sup>12</sup> Ibid., p.71.

<sup>13</sup> Ibid., p.71.

<sup>14</sup> Ibid., p. 71

<sup>15</sup> Ibid., p.71.

- Merey
- Pachaquiario
- Rubiales
- Santiago
- Suria
- Suria Sur
- Castilla Este
- Taname
- Guayuriba
- Libertad
- Ocoa
- Pompeya
- Reforma
- Saurio
- Trompillos
- Valdivia

### 1.3 CUENCA DEL CAGUÁN-PUTUMAYO

Ocupa una región de 110.104 Km<sup>2</sup>, limita geomorfológicamente al norte con la Serranía de la Macarena, al sur con Ecuador, al occidente con la Cordillera y al oriente con el Escudo de Guyana. Esta cuenca es un alargamiento hacia el Norte de la Cuenca Oriente de Ecuador.<sup>16</sup> Esta cuenca se caracteriza por tener fallas inversas de alto y ángulo y anticlinales.

**1.3.1 Evidencia de Hidrocarburo.** Producción significativa, se estima 365.000 BP de petróleo y 305 giga PCS de gas, con un campo petrolífero importante (Orito), 18 campos petrolíferos menores.<sup>17</sup>

**1.3.2 Fuente.** Las calizas cretáceas y las lutitas de la Formación Villeta, con materia orgánica marina de tipo II, alto potencial petrolífero y TOC promedio del 0,5- 1,0 % son las mejores fuentes de rocas en la cuenca. Las pizarras orgánicas cretáceas de la Formación Caballos, con un TOC medio de más de 0,5% y materia orgánica de tipo III, son una fuente secundaria de hidrocarburos.<sup>18</sup>

---

<sup>16</sup> BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007. p. 57-58

<sup>17</sup> Ibid., p. 57

<sup>18</sup> Ibid., p. 57

**1.3.3 Migración.** Las vías de migración muestran varias opciones. Sin embargo La ruta de migración más posible fue de oeste a este a lo largo de areniscas de las formaciones Caballos y Villeta.<sup>19</sup>

**1.3.4 Reservorio.** El principal reservorio de estas cuencas son las areniscas cretáceas de la Formación Caballos. Las porosidades están entre el 10% y el 16% y las permeabilidades son de 50 md.<sup>20</sup>

**1.3.5 Sello.** Shales del cretáceo de la Formación Villeta son unidades de sello superior y lateral. Las lutitas de Rumiyaco y Orteguaza también son sellos potenciales.<sup>21</sup>

**1.3.6 Trampa.** En la zona del putumayo, son principalmente fallas inversas de alto ángulo con pliegues asociados, al igual las trampas estructurales asociadas con los empujes y sub-empujes en el lado occidental de la cuenca, y los empujes ascendentes en la cuenca.<sup>22</sup>

En la fase 1 del proyecto se definieron 16 campos que contiene esta Cuenca y que son objeto de estudio en el proyecto y que fueron extraídos de la base de datos OpenWells:

- Acae- San Miguel
- Caribe
- Churuyaco
- Loro
- Orito
- Quriyana
- San Antonio
- Sucumbios
- Alborada
- Sibundoy
- Yurilla
- Cencella
- Hormiga
- Mansoya
- Quilili
- Sucio

---

<sup>19</sup> BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007., p. 57

<sup>20</sup> Ibid., p. 58

<sup>21</sup> Ibid., p. 58.

<sup>22</sup> Ibid., p. 58

## 1.4 CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

Esta cuenca limita al noreste con la falla Santa Marta-Bucaramanga, al sur con la Cordillera Central y al oeste con el sistema de fallas Romeral.<sup>23</sup>

**1.4.1 Evidencia de Hidrocarburos.** En la cuenca se ha tenido reporte de rezumaderos de gas y petróleo lo cual muestra potencial de esta cuenca.<sup>24</sup>

**1.4.2 Roca Fuente.** La principal fuente de hidrocarburo de esta cuenca son los shales del Mioceno Temprano de la Formación Porquero, ricas en materia orgánica y kerogeno tipo II.<sup>25</sup>

**1.4.3 Migración.** Se documenta que la migración en esta cuenca se da principalmente por las fracturas y planos de falla que se encuentran en la columna litológica de la cuenca.<sup>26</sup>

**1.4.4 Reservorio.** Como almacenadoras de la cuenca se destacan Las areniscas oligocénicas y las calizas (Formación Ciénaga de Oro). Con un espesor bruto de 300 pies, y porosidad media de aproximadamente 15%.<sup>27</sup>

**1.4.5 Sello.** Tenemos varias formaciones que son sello en esta cuenca, por un lado tenemos las superiores de Porquero y Ciénaga de Oro en el cual se sedimentaron de manera rápida creando características físicas adecuadas para funcionar como sellos, también están los shales de aguas profundas que son el sello superior regional, y como sellos más jóvenes está el de la formación Tubara del Mioceno Medio a Plioceno Inferior.<sup>28</sup>

**1.4.6 Trampa.** En la cuenca se destacan las trampas estructurales tales como: trampas estructurales asociadas con cierres de alto lado en fallas contractivas, cierres anticlinales en la pared de fallas normales, estructuras relacionadas con geometrías tipo flor generados por presión.<sup>29</sup>

En la fase 1 del proyecto se definieron 5 campos que contiene esta Cuenca y que son objeto de estudio en el proyecto y que fueron extraídos de Base de datos OpenWells:

- Apure
- Cicuco
- Casabe Sur

---

<sup>23</sup> BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007., p. 76-77

<sup>24</sup> Ibid., p.76

<sup>25</sup> Ibid., p.76

<sup>26</sup> Ibid., p.77

<sup>27</sup> Ibid., p. 77.

<sup>28</sup> Ibid., p. 78.

<sup>29</sup> Ibid., p. 78

- Peñas Blancas
- Cristalina

## 1.5 CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALEN

Es una de las cuencas sedimentarias más importantes de Colombia en el cual abarca tres departamentos Huila, así como en el Casanare y Tolima, tiene una extensión de 26.200 km<sup>2</sup>, posee unos 36 campos petroleros con unas reservas estimadas de 631 millones de barriles de petróleo, básicamente se compones de esquistos y calizas superpuestas por areniscas.<sup>30</sup>

**1.5.1 Evidencia de Hidrocarburos.** Representa un gran potencial en donde su producción ronda alrededor de los 18 millones de barriles de petróleo al año en 28 campos, además de evidenciar numerosos rezumaderos de petróleo.<sup>31</sup>

**1.5.2 Fuente.** La presencia de hidrocarburo es debido a dos eventos anóxicos en todo el mundo, de edad Albiónica y Turoniana, responsables de las lutitas y calizas con alto contenido orgánico en las formaciones Tetúan, Bambucá y La Luna. El kerógeno predominante es el tipo II. Contienen en promedio 1% -4% de TOC.<sup>32</sup>

**1.5.3 Migración.** En esta cuenca se presentan tanto migración como re migración, la primera ha ocurrido desde el primer evento contractivo de la edad del Cretácico Superior y continúa hasta hoy. La re migración comienza durante el Mioceno, después de la sedimentación de depósitos molásticos gruesos.<sup>33</sup>

**1.5.4 Reservorio.** Las rocas almacenadoras son principalmente de tres formaciones, las formaciones cretáceas Caballos, Monserrate y la Formación Mioceno Honda, todas areniscas, sin embargo vale la pena mencionar que también hay potencial en calizas fracturadas.<sup>34</sup>

**1.5.5 Sello.** El sello de esta cuenca es proporcionado por la arcilla plástica de las formaciones de Bambuca, Guaduala y Honda del Cretácico a la edad Neógeno. Se estima que hay un buen sello para la arenisca Caballos, pero pobre para el reservorio Monserrate.<sup>35</sup>

---

<sup>30</sup> BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007. p. 84-85.

<sup>31</sup> Ibid., p.85

<sup>32</sup> Ibid., p. 84-85.

<sup>33</sup> Ibid., p.85

<sup>34</sup> Ibid., p.85

<sup>35</sup> Ibid., p.85

**1.5.6 Trampa.** Tenemos trampas estructurales de diferentes tipos tales como los anticlinales de pliegue de doblez de falla, los cierres de sub-empuje y sub-sótano, los abanicos imbricados, los anticlinales relacionados con el retroceso y con desgarre en ambos lados de la cuenca son todos prospectivos, también hay presencia de trampas estratigráficas para desarrollar.

En la fase 1 del proyecto se definieron 22 campos que contiene esta Cuenca y que son objeto de estudio en el proyecto y que fueron extraídos de la base de datos OpenWells:

- Palmar
- Andalucía Sur
- Arrayan
- Balcon
- Brisas
- Cacica
- Dina
- Dina Terciario
- Loma Larga
- Ortega
- Pacande
- Palermo
- Porterillo
- Quimbaya
- Rio Ceibas
- San Francisco
- Santa Clara
- Tello
- Tempranillo
- Tenax
- Tenay
- Toldado
- Yaguara
- Cebu
- Dina Cretáceo
- La Jagua
- VRS – Otros
- Rio Saldaña
- Palogrande
- Pijao
- Toy

## 1.6 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Es una de las principales cuencas productora de Colombia, localizada ente las cordilleras oriental y la central de los Andes, y está ubicada en la zona de alcance central de rio magdalena<sup>36</sup>. En esta cuenca se hará la validación del software, en el campo Casabe.

**1.6.1 Evidencia de Hidrocarburos.** Fue la primera cuenca en el cual se documenta evidencia de hidrocarburo, ya que se encuentra el campo la Cira-Infantas descubierto en la época colonial y que constituye el primer gigante en Colombia, en la cuenca se ha descubierto un aproximado de 1.900 millones de bbls de petróleo, 2.5 trillones Pcs y un total de 41 campos. Es el pozo insignia con el cual inicio la industria petrolera nacional y la cual actualmente cuenta con 99 años de historia.

**1.6.2 Fuente.** Como rocas fuentes de esta cuenca tenemos los shales y las calizas del cretáceo pertenecientes de las formaciones La Luna y Simiti-Tablazo. Los TOC son altos (1- 6%) y la materia orgánica es esencialmente tipo II.<sup>37</sup>

**1.6.3 Migración.** Debido al largo periodo de no sedimentación en el Eoceno la creación de la disconformidad separa el reservorio de la roca fuente, favoreciendo a la migración de petróleo, está básicamente ocurre de dos maneras, lateral a lo largo del soporte de piedra arenisca del Eoceno y migración vertical a través de fallas en áreas donde La formación la Luna no subyace la disconformidad del Eoceno.<sup>38</sup>

**1.6.4 Reservorio.** Casi la totalidad de las reservas probadas son de las areniscas Paleógenas continentales (Paleoceno-Mioceno), Lisama, Esmeraldas-La Paz y Colorado-Mugrosa, de porosidades entre 15-20% y permeabilidades promedio de 20-600 md.<sup>39</sup>

**1.6.5 Sello.** Son arcillas dúctiles no marinas intercaladas de Esmeraldas y de Colorado y loos sellos para potenciales depósitos de caliza del Cretácico son shales marinos de las formaciones Simiti y Umir.<sup>40</sup>

**1.6.6 Trampa.** Principalmente son trampas estructurales conformadas por grandes anticlinales asimétricos, entre ellos<sup>41</sup>:

---

<sup>36</sup> BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007. p. 79-80.

<sup>37</sup> Ibid p. 80.

<sup>38</sup> Ibid., p. 80.

<sup>39</sup> Ibid., p. 80.

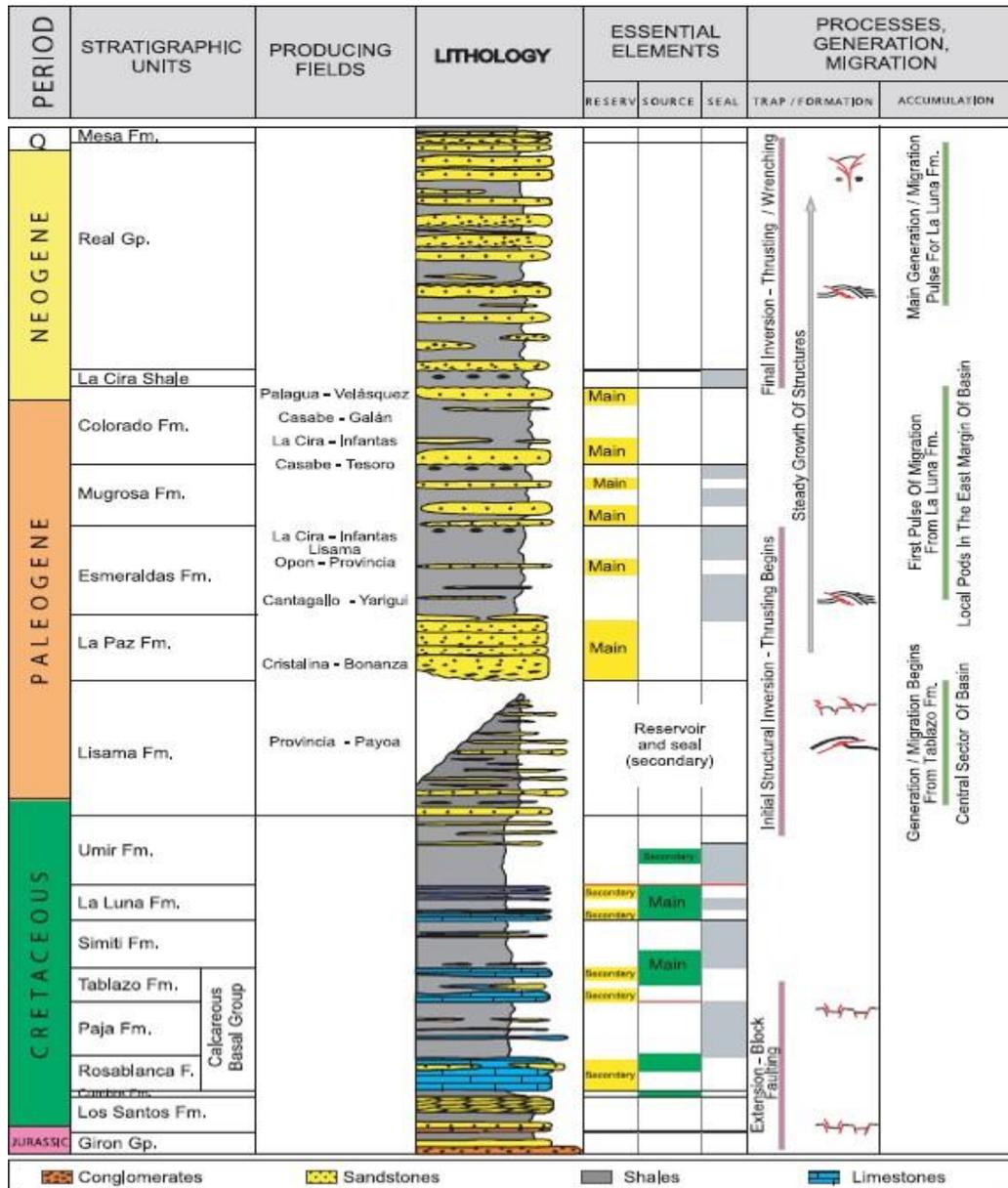
<sup>40</sup> Ibid., p. 80.

<sup>41</sup> Ibid., p. 80.

- Estructuras dúplex con cierre independiente de fallas
- Cierres dependientes de falla en los cuales los estratos del reservorio se sumergen de la falla
- Trampas en el lado bajo de las fallas de sellado.

A continuación en la **Figura 2** se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

**Figura 2.** Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



**Fuente:** BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins (2007).

En la **Figura 2** se pueden observar la relación entre los diferentes campos en los cuales se está produciendo, su unidad estratigráfica, así mismo las arenas de las cuales se produce y el sello correspondiente de éstas.

En la fase 1 del proyecto se definieron 22 campos que contiene esta Cuenca y que son objeto de estudio en el proyecto y que fueron extraídos de la base de datos OpenWells:

- Toqui Toqui
- Bonanza
- Cantagallo
- Casabe
- Cocorna
- Gala
- Galan
- Garzas
- La Cira Infantas
- Llanito
- Palagua
- Sabana
- Teca
- Yarigui-Cantagallo
- Aguas Blancas
- Bajo Rio
- Colorado
- Guariquies
- Peroles
- San Silvestre
- Tenerife

**1.6.7 Campo Casabe.** El Campo Casabe está ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena, a orillas del río Magdalena, en el departamento de Antioquia municipio de Yondó, a aproximadamente 45 minutos del municipio de Barrancabermeja. En la **Figura 3** se puede evidenciar la ubicación del mapa del Campo Casabe.

**Figura 3.** Ubicación Campo Casabe



**Fuente:** Google Maps

**1.6.7.1 Contexto histórico casabe.** A mediados de la década de los 40, en el año 1938, por medio de la concesión dada por el gobierno de turno a la compañía Colombiana de Petróleos El cóndor S.A, filial de la compañía Shell S.A. inicia la exploración en el campo Casabe. Su desarrollo parte en 1941 con la perforación del pozo Casabe 1, en el cual se ejecutaron un total de 448 pozos, se alcanzó una producción máxima de 46.000 BPD en 1953, que para la fecha equivalía a un 1/3 de la producción nacional.<sup>42</sup>

En 1974 la concesión pasa de la compañía El Cóndor S.A a Ecopetrol S.A, lo cual tres años más tarde emplea recobro secundario por inyección de agua en el campo aprovechando la alta relación de agua en los fluidos producidos, así se logra un aumento de recobro de 16.9% a un 22% en 16 años.<sup>43</sup>

Actualmente Casabe es el sexto campo en orden de importancia que opera Ecopetrol, con una producción fiscalizada de petróleo diaria para el año 2016 según

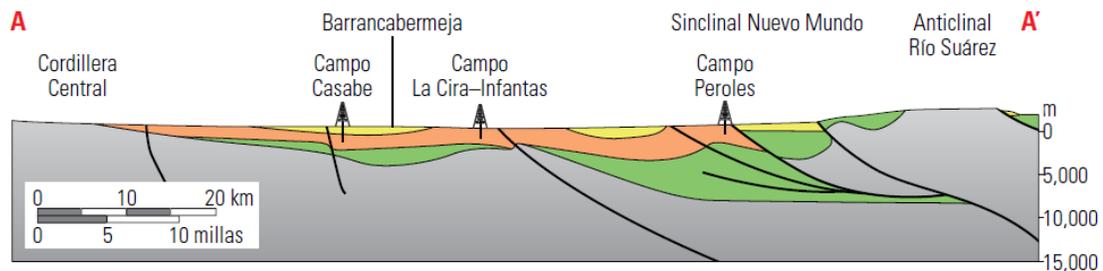
<sup>42</sup> RODRIGUEZ CARVAJAL, Milton. Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema bombeo mecánico en el Campo Casabe. UIS. Tesis de grado. 2005. p.17.

<sup>43</sup> Ibid., p. 17

datos de la ANH<sup>44</sup> de 10.764.7 barriles por día en promedio, quedando en el puesto 13 de los campos de mayor producción en el territorio nacional.<sup>45</sup>

**1.6.7.2 Geología.** La cuenca en la cual está ubicado el campo Casabe limita al occidente y nororiente por la falla de rumbo de la cordillera central y oriental formada en el Paleoceno y Mioceno, en esta cuenta se evidencia un grupo de fallas inversas que conforman entrampamientos estructurales. Al límite oriental de la cuenca hay una serie de fallas de fuerzas compresionales ligadas al plegamiento que deformó otras secuencias estratigráficas inferiores en el Mioceno medio. En la **Figura 4** se puede observar un corte transversal en donde se pueden el campo Casabe, Campo la Cira y el campo Petroles además del anticlinal del río Suárez, la cordillera central y fallas del subsuelo.<sup>46</sup>

**Figura 4.** Esquema del Campo Casabe



**Fuente:** AMAYA, Mauro. *Et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review, Schlumberger. 2010, V 22, I 2.

<sup>44</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, informe de Producción fiscalizada de crudo 2016. Recuperado el 20, septiembre, 2017. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Producci%C3%B3n%20fiscalizada%20crudo%202016\\_18042018.xls](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Producci%C3%B3n%20fiscalizada%20crudo%202016_18042018.xls)

<sup>45</sup> En 20 campos se produce el 66 % del petróleo del país, En: El Tiempo. Bogotá D.C. 5, mayo, 2017. Recuperado Sept 22, 2017. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/economia/sectores/los-20-campos-petroleros-de-colombia-con-mayor-produccion-84750>

<sup>46</sup> AMAYA, Mauro. *Et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review, Schlumberger. 2010, V 22, I 2.

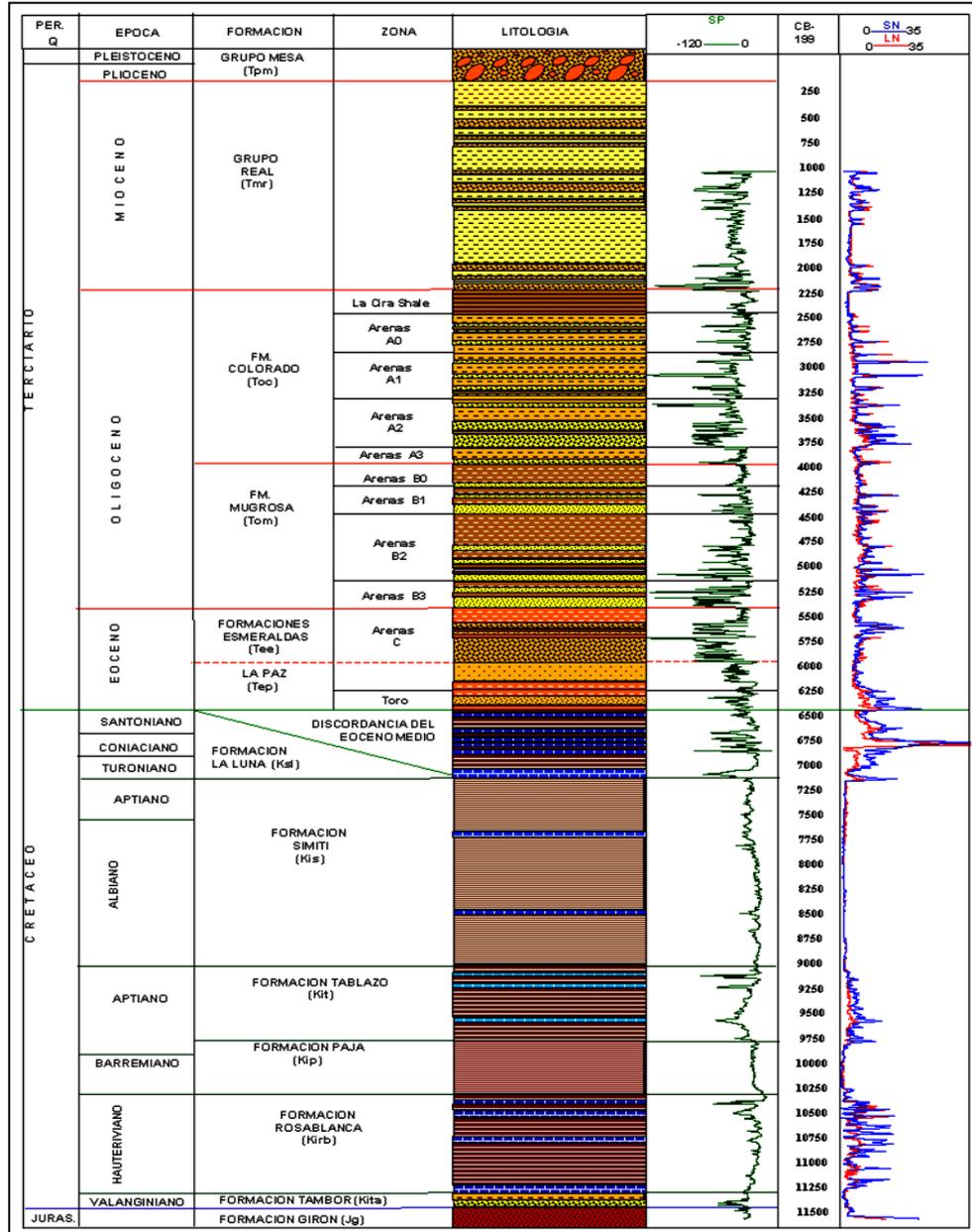
**1.6.7.3 Estratigrafía.** La estratigrafía del Campo Casabe, es una muestra de lo desarrollado en la cuenca en donde está ubicado, todo comienza por el proceso de formación de grietas en la litosfera terrestre como consecuencia del ascenso de masas magmáticas hasta superficie en el Triásico y Jurásico, donde la mega secuencia existente provenía de depósitos de ambientes continentales que dieron inicio a la formación Girón. A lo largo del Cretáceo la cuenca se formó como resultado de una carga litosférica bajo un régimen compresivo en donde la mayoría de sus sedimentos fueron continentales, sin embargo también estuvo afectada por un evento transgresivo marino, lo que dio origen a sedimentación de secuencias de arenas, calizas y shale.<sup>47</sup>

Con la formación de la Cordillera Occidental la cuenca del Valle Medio del Magdalena pasó a ser una cuenca con influencia continental con grandes secciones de sedimentos volcánicos intrusivos, ubicados en el Macizo Santander (Este) y La Cordillera Central (Oeste), los cuales se sedimentaron bajo una superficie erosiva, dando como resultado lo que se conoce como Discordancia del Eoceno Medio. A continuación en la **Figura 5** se presentara la columna estratigráfica del campo Casabe lo cual coincide con la columna general de la cuenca en donde se encuentra.

---

<sup>47</sup> RODRIGUEZ CARVAJAL, Milton. Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema bombeo mecánico en el Campo Casabe. UIS. Tesis de grado. 2005. p.17.

**Figura 5.** Columna estratigráfica del Campo Casabe.



Fuente: ECOPETROL.

Como podemos evidenciar en la columna estratigráfica mostrada en la **Figura 5** los depósitos del Macizo de Santander y La Cordillera Central se pueden identificar como las formaciones La Paz y Esmeraldas, de edad Eoceno Superior y las formaciones Mugrosa y Colorados del Oligoceno al Mioceno Medio, que son básicamente intercalaciones de arcillas, limolitas, arenitas cuarzo-feldespáticas y conglomerados propios de ambientes fluviales. Del Mioceno Medio en adelante se desarrolló un nuevo evento de sedimentación caracterizado por actividad tectónica

lo que da como resultado a la cuenca con una mega secuencia del depósito grupo Real, que son secuencias de arenitas, arcillas y conglomerados, propios de ambiente fluvial de energía alta.

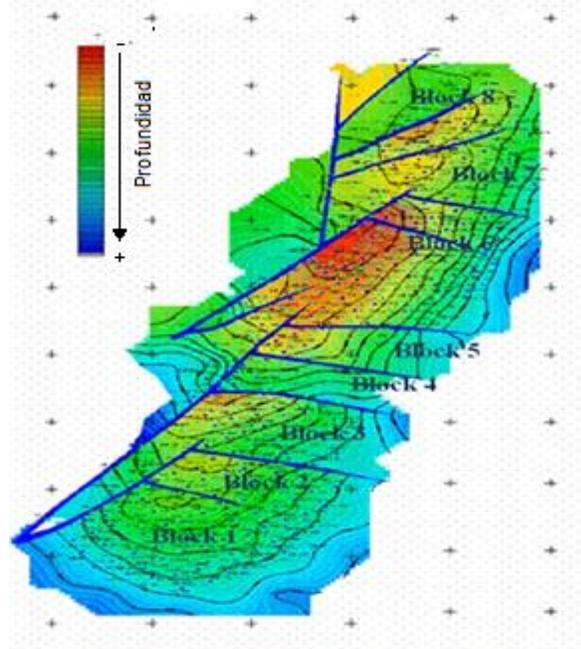
Durante del Plioceno-Pleistoceno con el surgimiento de la cordillera de los Andes del Norte de Sur América se genera un periodo de erosión que divide parcialmente la secuencia del terciario, con el último ciclo Orogénico Andino se da el levantamiento de la parte sur de la cuenca a la vez acompañado con una alta actividad volcánica de la cordillera central lo que da origen al grupo Mesa.

**1.6.7.4 Estructural.** El subsuelo del Campo Casabe estructuralmente es un monoclinal con buzamiento hacia el Este afectado a la vez por la falla de tipo inverso de Casabe de rumbo sur oeste –Norte este, a la cual se atribuye la acción de fuerzas de tracción que dio origen a fallas normales de dirección este - oeste, que separa las estructuras y generan los entrampamientos estructurales en el terciario, aprovechando estas divisiones se dio el desarrollo en el campo, separando en 10 bloques de sur a norte, cada uno de ellos colindados por fallas normales ya mencionadas. En la **Figura 6** se puede evidenciar el conjunto de fallas que atraviesan el Campo Casabe.<sup>48</sup>

---

<sup>48</sup> RODRIGUEZ CARVAJAL, Milton. Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema bombeo mecánico en el Campo Casabe. UIS. Tesis de grado. 2005. p.17.

**Figura 6.** Mapa estructural al tope de las Arenas A1.



**Fuente:** AMAYA, Mauro. Et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review, Schlumberger. 2010, V 22, I 2. Modificado por autores.

Aprovechando esta división natural se dividieron los bloques en el Campo Casabe tal como se muestra en la **Figura 6**.

## **2. MARCO TEÓRICO**

A continuación se presenta el marco teórico en el cual se desarrolla los principales tópicos pertinentes al proyecto. Comenzando con la definición del índice de productividad, sus ecuaciones y principales autores. Seguido de los principales criterios para la selección de los sistemas de levantamiento artificial, y por ultimo detallando los sistemas de levantamiento convencionales junto con las nuevas tecnologías propuestas.

Los yacimientos de petróleo son gobernados principalmente por tres tipos fuerzas, la fuerzas gravitacionales, las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares el cual rigen el movimiento de los fluidos en el reservorio por medio de una fuerza resultante de la interacción de las tres mencionadas, generalmente los pozos petroleros al ser perforados tienen la energía suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie, sin embargo llega un momento en que esta se depleta y es necesario buscar alternativas que me permitan aumentarla para lograr llevar los fluidos hasta superficie.

Actualmente la incertidumbre en exploración ha aumentado y el éxito de encontrar pozos productores ha disminuido lo cual ha obligado a las empresas a reducir sus inversiones en exploración y aumentarlas en la producción de pozos ya desarrollados tratando de incrementar su productividad y recobro; hay varios métodos con el cual se puede lograr este objetivo, sin embargo al que primero se recurre cuando la presión del pozo se ha depletado son los sistemas de levantamiento artificial.

### **2.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR**

La energía con lo cual los fluidos del yacimiento son llevado hasta superficie es afectada por una serie de factores que dirigen el movimiento de estos, para un correcto entendimiento del comportamiento de cualquier pozo es necesario tener claro estos factores para así poder tener un estimado de los caudales que se pueden obtener y las presiones de fondo mientras que el pozo está produciendo; en base a todos estos análisis se determina la implementación y selección de los sistemas de levantamiento artificial.

Dependiendo de las características geológicas, estratigráficas, físicas, químicas, fuerzas que gobierna el yacimiento, etc., cada formación tiene asociada una tasa de interés particular la cual no depende del Sistema de levantamiento, pero su estudio si es fundamental para la selección del mejor Sistema, en donde dos variables que son la tasa de producción total durante una etapa particular de la historia del pozo y la producción acumulativa obtenida del mismo determinaran la forma de la curva IPR y su comportamiento.

**2.1.1 Índice de productividad.** La expresión IPR por sus siglas en ingles Inflow Performance Relationship es usada para definir la relación entre la tasa de aceite en superficie “q” y la presión de fondo fluyendo “ $P_{wf}$ ”. La presión de flujo a la profundidad media de los cañoneos,  $P_{wf}$ , se conoce también como FBHP (Flowing Bottom Hole Pressure) y la diferencia entre ésta y la presión estática del yacimiento  $P_s$ , se conoce como Drawdown. Esta se representa en la **Ecuación 1**.<sup>49</sup>

**Ecuación 1.** Drawdown

$$\text{Drawdown} = \Delta P = P_s - P_{wf}$$

El método para graficar y calcular la curva IPR más usado es el de la línea recta, la cual indica que la tasa es directamente proporcional a la caída de presión en el yacimiento. La constante de proporcionalidad es llamada índice de productividad,  $J$ , definido por la relación de la tasa con la caída de presión en el yacimiento como se expresa en la **Ecuación 2**. La línea recta solo se aplica para pozos subsaturados es decir que las condiciones de pozo se encuentren por encima de la línea de saturación. La ecuación se puede escribir de la siguiente manera<sup>50</sup>

**Ecuación 2.** Índice de productividad

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \left[ \frac{\text{bbl/dia}}{\text{lb/pulg}^2} \right]$$

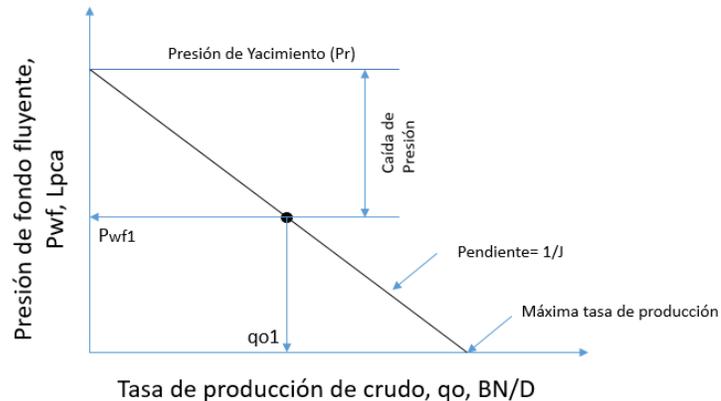
La **Figura 7** muestra una gráfica de una línea recta de IPR y en la cual se pueden evidenciar varias características importantes

---

<sup>49</sup> GOLAN, Michael y WHITSON, Curtis. WELL PERFORMANCE&nbsp; 2nd ed. Norwegian University of Science and Technology: Tapir, 1995.

<sup>50</sup> Ibíd. (Pg29)

**Figura 7. Línea recta de IPR**



**Fuente:** GOLAN, Michael. Well Performance (pág. 30). Segunda edición. 1991 Modificado por autores.

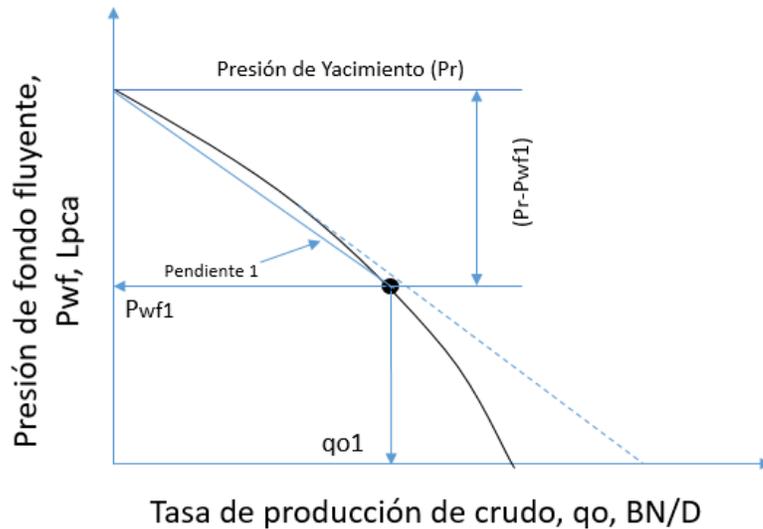
Dependiendo a determinadas tasas de flujo (variable independiente) tendremos distintos valores de presión de fondo fluyente (variable dependiente), en el eje X ubicamos la tasa y en el eje Y la presión de fondo fluyente, cuando obtenemos que la presión de fondo fluyente es igual al promedio de la presión del yacimiento tenemos la máxima tasa de producción también conocida como AOF, esto se logra ya que hay ausencia de caída de presión, obteniendo el mínimo valor de drawdown, Aunque en la práctica no es una condición en la cual el pozo puede producir, es útil la definición y ha sido usada en la industria del petróleo, particularmente para comparar el comportamiento o potencial de diferentes pozos en el mismo campo. La pendiente de la línea recta es igual al inverso del índice de productividad (pendiente=  $1/J$ ).<sup>51</sup>

Cuando tenemos reservorios los cuales su presión de yacimiento se encuentra menor o igual a la presión de burbuja, ya tenemos un aceite saturado, donde el comportamiento de la curva IPR no es lineal, sino curvo, en donde el índice de productividad disminuye al aumentar la presión, en la **Figura 8** se ilustra el comportamiento típico de estos yacimientos, y J no está definido por la **Ecuación 2**.<sup>52</sup>

<sup>51</sup> GOLAN, Michael y WHITSON, Curtis. WELL PERFORMANCE&nbsp; 2nd ed. Norwegian University of Science and Technology: Tapir, 1995. (Pg 30)

<sup>52</sup> GOLAN, Michael y WHITSON, Curtis. WELL PERFORMANCE&nbsp; 2nd ed. Norwegian University of Science and Technology: Tapir, 1995.pg 33.

**Figura 8.** Curvatura que presenta el IPR para flujo bifásico



**Fuente:** GOLAN, Michael. Well Performance (pag 35). Segunda edición. 1991. Modificada por autores.

Para este comportamiento varios autores han sugerido ecuaciones a partir de pruebas y experimentos realizados, Las observaciones de Bureau resultaron en la simple pero exacta relación tanto para gas como para aceite saturado que se representa con la **Ecuación 3** también llamada ecuación de contrapresión, utilizada en pozos de gas, donde los rangos de la exponente  $n$  están entre 0.5 y 1.

**Ecuación 3.** Ecuación de contrapresión

$$q = C [P_s^2 - P_{wf}^2]^n$$

Vogel desarrollo la fórmula tradicional para yacimientos de petróleo saturado que se muestra en la **Ecuación 4**.

**Ecuación 4.** Ecuación de Vogel

$$\frac{q_o}{q_{o\ max}} = 1 - 0.2 \left[ \frac{P_{wf}}{P_s} \right] - 0.8 \left[ \frac{P_{wf}}{P_s} \right]^2$$

Donde  $q_{o\ max}$  es la máxima tasa de aceite “*Absolute Open Flow*” (AOF) cuando la presión de fondo fluyendo,  $P_{wf}$ , es igual a cero.<sup>53</sup>

## 2.2 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Existen numerosos factores que afectan la selección de un método particular de levantamiento artificial. Entre los más relevantes se encuentran: características de producción, propiedades del fluido, características del pozo, características de la formación, planes de recobro, facilidades de superficie, locación, fuentes de energía disponible, problemas operativos, tipo de completamiento, entre otros. A continuación se nombran algunas de las más importantes características utilizadas en la selección de los sistemas de levantamiento y por qué son importantes a la hora de la selección.

### 2.2.1 Características del fluido del yacimiento.

- **ÍPR:** Determina el potencial productor del pozo. Por medio de la gráfica de la presión de fondo fluyente vs tasa de producción de petróleo. A partir de esta se puede hallar la gráfica de oferta y demanda y determinar si el pozo requiere un sistema de levantamiento artificial.
- **Tasa de producción de líquido:** Es la tasa de flujo total de petróleo y agua que se espera obtener de un pozo particular. Este factor controla la selección de un método de levantamiento debido a que cada sistema maneja rangos de caudales diferentes y dependiendo del caudal requerido se debe hacer la selección.
- **Corte de agua:** Es la relación de agua producida con respecto a los fluidos líquidos obtenidos en superficie. Altos valores (mayores a 60%) afectan la permeabilidad relativa y por ende el índice de productividad.<sup>54</sup>
- **Relación gas líquido (GOR):** Es la cantidad de gas en pies cúbicos por cada barril producido (PCN/BN). En general una alta relación disminuye la eficiencia de bombeo, esto es debido a que el gas tiene mejor movilidad que las otras fases generando inconvenientes como cavitación, bloqueo de bombas, sobrepresiones, entre otra. Para esto en los sistemas se siguen métodos para disminuir este efecto.
- **Viscosidad:** Fluidos con altas viscosidades mayores a 10 cP (menores a 30° API) pueden tener limitaciones o problemas con algunos sistemas. El fluido

---

<sup>53</sup> GOLAN, Michael y WHITSON, Curtis. WELL PERFORMANCE&nbsp; 2nd ed. Norwegian University of Science and Technology: Tapir, 1995. p. 33

<sup>54</sup> BROWN, Kermit E. y DALE BEGGS,H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWellBooks, 1980

estará conformado por una determinada fracción de agua y otra de aceite. Se debe medir a condiciones de presión y temperatura de pozo para que el resultado obtenido sea verdaderamente significativo. La unidad utilizada es el centipoise (cp).

- **Gravedad API:** Es un parámetro que relaciona la gravedad de los hidrocarburos con la gravedad de un fluido de referencia, en este caso agua y da idea de que tan denso es el fluido, y los clasifica según unos rangos definidos por el instituto americano de petróleo (API), su valor de entrada en el sistema de información es numérico, y es de gran relevancia ya que algunas bombas o partes de los sistemas de levantamiento no pueden trabajar con fluidos de muy alta densidad.
  - ✓ °API < 9,9 Crudo Extra pesado.
  - ✓ °API > 40 Condensado.
  - ✓ 10 < °API < 21,9 Crudo Pesado.
  - ✓ 22 < °API < 29,9 Crudo Mediano.
  - ✓ 30 < °API < 39,9 Crudo Liviano.
- **BSW:** Es el porcentaje de agua y sólidos contenidos dentro de un volumen dado de fluido producido.
- **Presencia de contaminantes:** Por variaciones en la temperatura y presión de los fluidos de producción se pueden generar contaminantes que causaran taponamiento y menor producción, dentro de los más comunes tenemos como parafinas, asfáltenos, escamas, etc. En el sistema de información se debe seleccionar el contaminante que se encuentre en mayor proporción.
- **Fluidos Corrosivos:** Generalmente la corrosión causa daños en los equipos disminuyendo así el tiempo de vida de sus partes. Se debe especificar si el fluido producido presenta carácter corrosivo o no. En algunos casos se pueden utilizar equipos de mayor resistencia a la corrosión, pero estos tienen un costo mayor
- **Arena Abrasiva:** Es la cantidad de arena que se tiene en un volumen de muestra producido. Puede producir abrasión en las tuberías y en los equipos de los sistemas de levantamiento artificial. Algunos sistemas los manejan de buena manera y otros presentan inconvenientes con estas. Se mide en partes por millón (ppm).
- **Temperatura:** Se debe usar principalmente la temperatura del fluido producido en la cara del pozo, para la zona productora de mayor profundidad. Altas temperaturas en el fondo de pozo reducirán el tiempo de vida de operación de algunos tipos de Sistemas. Se suministra en grados Fahrenheit (°F)

## 2.2.2 Características del pozo.

- **Profundidad:** Mediante la profundidad de la formación productora se puede establecer los requerimientos de energía para el levantamiento de los fluidos y sistemas y equipos que pueden trabajar en fondo. Para el sistema de información se ingresa en pies(ft)
- **Diámetro del Casing:** Es el diámetro interior de la tubería de revestimiento, a través de la cual se bajara el equipo de subsuelo del sistema de levantamiento artificial que se desea implementar. Algunos sistemas de levantamiento tienen restricciones en cuanto a este parámetro. Su modo de ingreso al sistema de información es en pulgadas.
- **Grado de inclinación del pozo:** Hace referencia al grado de desviación del pozo con respecto a la vertical, medida en su parte más inclinada, donde el valor de la desviación tiende a ser constante. Para huecos altamente desviados todos los tipos de levantamiento artificial requerirán de potencia adicional. Se debe definir si el pozo es desviado (Angulo entre  $5^\circ$  y  $86^\circ$ ), horizontal (Angulo  $< 86^\circ$ ) o vertical (Angulo  $> 5^\circ$ ).
- **Severidad Dogleg:** Es una desviación súbita y no planeada de la trayectoria de perforación, dando como resultado secciones angulares dentro del pozo, las cuales dificultan el revestimiento del mismo, así como la instalación y operación de algunos SLA, y puede ser causal del cierre y abandono del pozo. Se mide en grados de desviación por cada 100 pies verticales ( $^\circ/100ft$ ).
- **Completamiento:** Son la cantidad de tuberías que se instalan dentro del revestimiento y hace parte del sistema de levantamiento artificial. Puede ser sencillo, para una sola tubería y múltiple para 2 o más.
- **Tipo de Recobro:** Existen varios tipos de recobro. Primario, en esta categoría tenemos los sistemas de levantamiento artificial y el flujo natural de los pozos; Secundario, en el cual se tiene inyección de fluidos como agua y gas para el mantenimiento de la presión del yacimiento o desplazamiento de los fluidos; y Terciario, para los métodos que alteran las propiedades fisicoquímicas de los fluidos o el yacimiento, incluidos los recobros térmicos. Es necesario considerar que algunos tipos de recobros alteraran las propiedades del pozo, fluido y el yacimiento las cuales deben ser tenidas en cuenta para el óptimo funcionamiento de los sistemas de levantamiento artificial.
- **Presión de entrada de la bomba:** Es la presión de los fluidos justo en el punto de succión de la bomba, su importancia es debido a que algunos SLA necesitan una presión mínima para su correcto funcionamiento.

- **Tratamientos aplicados:** Son las sustancias que se inyectan en el pozo o yacimiento para inhibir la corrosión, estimular el pozo (ácidos), limpiar y eliminar contaminantes. Estas pueden generar daños en los sistemas de levantamiento y equipos de superficie, por ello se debe seleccionar el tratamiento que cause menor impacto sobre estos.

### 2.2.3 Información de las facilidades de superficie.

- **Locación:** Hace referencia a las características geográficas del campo petrolero de interés, de forma general se definen dos, costa afuera (offshore) y en tierra firme (onshore), las cuales pueden estar sitios remotos o de difícil acceso.
- **Suministro de potencia:** Define la fuente de alimentación de energía que requiere el sistema de levantamiento artificial, este parámetro es de gran relevancia ya que algunos sistemas de levantamiento se pueden alimentar de energía con gas producido del pozo el cual puede ser de gran ventaja y ahorro para la empresa operadora, además de que en algunos pozos no siempre contamos con suministro de redes eléctricas, o no siempre el pozo es productor de gas lo cual significaría problemas para que el sistema de levantamiento pueda funcionar, en últimas un sistema de levantamiento alimentado por una red eléctrica o por gas es más amigable con el medio ambiente comparado con un motor diésel lo cual deben ser sistemas más atractivos para su aplicación, estos se pueden clasificar como:
  - ✓ Red eléctrica
  - ✓ Generación propia del pozo (gas)
  - ✓ Motor diésel
- **Espacio:** Es el área en superficie que se tiene disponible para la instalación de los equipos de superficie del sistema de levantamiento. Algunos requieren gran espacio mientras que otros no ocupan tanta área en superficie.

## 2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los sistemas de levantamiento artificial se utilizan cuando el pozo deja de aportar fluidos de forma natural o se desea aumentar el caudal de producción, mediante el uso de una fuente de energía externa que ayude a levantar los fluidos de la formación desde el fondo del pozo hasta la superficie, reduciendo la presión en fondo y aumentando el diferencial de presión a través del yacimiento.<sup>55</sup>

---

<sup>55</sup> BROWN, Kermit E. y DALE BEGGS, H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWellBooks, Vol 2a. 1980. P.3.

Según GUO<sup>56</sup>, “Aproximadamente más de la mitad de los pozos petroleros en el mundo necesitan de sistemas de levantamiento artificial”. Los más usados son:

- Bombeo mecánico
- Bombeo electro sumergible
- Bombeo hidráulico (jet y pistón)
- Bombeo por cavidades progresivas
- Gas lift

Cada método tiene aplicaciones por el cual se considera su instalación. La apropiada selección de un método de levantamiento artificial para un sistema de producción dado depende generalmente de las propiedades del yacimiento, de los fluidos, configuración del pozo, y restricciones por facilidades de superficie.

Los sistemas de levantamiento artificial se dividen en tres categorías:

- Sistemas asistidos por bombas
- Sistemas asistidos por fluidos
- Técnicas de flujo mejoradas.

Dentro de estas tres categorías hay una variedad de tipos de tecnologías de levantamiento. En cada categoría, hay tanto sistemas de levantamiento artificial convencionales como nuevos.

**2.3.1 Bombeo mecánico.** Este es el sistema más utilizado a nivel global, son de desplazamiento positivo y movimiento recíprocante. Consiste en el levantamiento del fluido a través de la bomba recíprocante accionada por la sarta de varillas las cuales son movidas por un sistema de potencia en superficie.

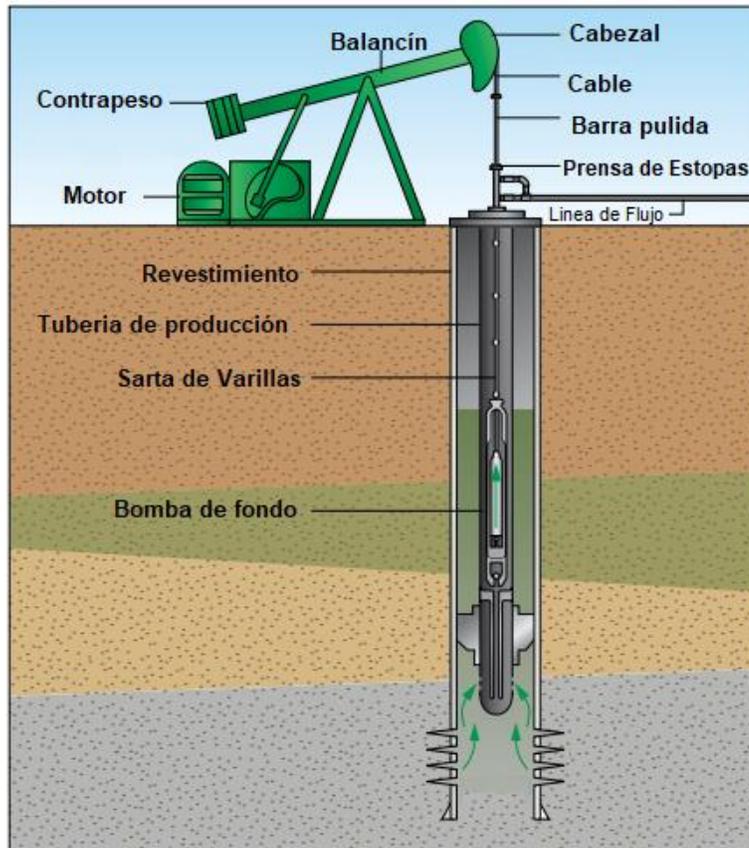
**2.3.1.1 Componentes del sistema.** Este equipo se divide en dos partes, el equipo de subsuelo y el de superficie, el de subsuelo incluye la sarta de varillas, la bomba de subsuelo que incluye el barril (fijo o móvil), el pistón, la válvula fija y viajera, y el sistema de asentamiento. Mientras que el de superficie cuenta con un generador de potencia, convertidor de potencia, balancín, unidad de contrabalanceo y barra lisa<sup>57</sup>. Esto se puede observar gráficamente en la **Figura 9**.

---

<sup>56</sup> GUO, Boyun; GHALAMBOR, Ali y LYONS, William C. Petroleum production engineering. Amsterdam <<[u.a.]>>: Elsevier, Gulf Professional Publ, 2007. ISBN 0750682701

<sup>57</sup> VON FLATERN, Rick. Rod Pump Systems. The defining series. Schlumberger. Senior Editor. 2016

**Figura 9.** Sistema de bombeo mecánico



**Fuente:** VON FLATERN, Rick. Rod Pump Systems. The defining series. Schlumberger. Senior Editor. 2016. Modificado por autores

En el **Cuadro 2** se enuncian las principales ventajas y desventajas que presenta el sistema de bombeo mecánico.

**Cuadro 2.** Ventajas y desventajas bombeo mecánico.

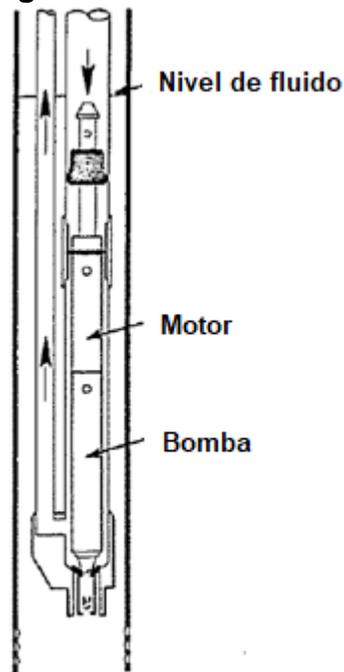
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Confiabilidad y bajo mantenimiento.	Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
Alto conocimiento en todas las aplicaciones (Crudos pesados y livianos).	Requieren de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
Facilidad para ajustar la tasa en superficie.	Presenta mayor desgaste de las varillas en pozos desviados.
Permite alcanzar un alto grado de depleción.	Problemas de fricción en pozos tortuosos.
Varias alternativas para la fuente de poder (motor diésel o eléctrico).	Baja tolerancia a la producción de sólidos.
Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.	Limitado por la profundidad.
Tolera altas temperaturas.	Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.	Susceptible a la formación de parafinas.
Aplicable a huecos estrechos y completamiento múltiples.	El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la corrosión.
Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.	Poca resistencia al contenido de H <sub>2</sub> S
Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de escamas.	En pozos de diámetro pequeño, se limita el caudal a producir, por el tamaño de subsuelo
Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.	

**Fuente:** FIGUEROA, Oscar y TIBADUISA, Andrés. Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Fundación Universidad De América. Tesis de grado. 2016.

**2.3.2 Bombeo hidráulico.** Este sistema funciona mediante el uso de un fluido motriz, el cual es el encargado del levantamiento de los fluidos producidos, esto se puede hacer mediante dos tipos de principio de funcionamiento, tipo pistón y tipo jet.

**2.3.2.1 Tipo pistón.** Este funciona mediante el uso de una bomba de pistón hidráulica instalada en fondo, esta es instalada debajo del nivel de los fluidos. La bomba funciona mediante la conversión de la alta presión del fluido motriz en el motor a movimiento reciprocante, y luego sale por otro conducto con la producción del pozo conformando un circuito. Este sistema es el que más profundo puede trabajar debido a que las pérdidas de energía son menores.<sup>58</sup> En la **Figura 10** se muestra un diagrama de la bomba de fondo.

**Figura 10.** Bomba hidráulica tipo pistón



**Fuente:** BROWN, Kermit E. and DALE BEGGS, H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWellBooks, 1980. Modificada por autores.

- **Componentes del sistema.** Según BROWN<sup>59</sup> el sistema se divide en dos partes fundamentalmente, equipo de superficie y de subsuelo. En el equipo de superficie se encuentran tanque separador, que divide el fluido producido del

<sup>58</sup> BROWN, Kermit E. y DALE BEGGS, H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWellBooks, 1980. Vol 2b. P. 357.

<sup>59</sup> Ibid., p.389.

motriz, unidad de potencia que pueden ser bombas triplex o multiplex de alta presión, sistemas de control mediante los cuales se regulan los fluidos y el tanque de almacenamiento del fluido motriz. Los equipos de subsuelo se componen principalmente de la bomba, que puede ser libre o fija, y el modo en que van a circular los fluidos, que puede ser cerrado o abierto, esto define si el fluido se mezcla con la producción.

En el **Cuadro 3** se enuncian las principales ventajas y desventajas que presenta el sistema de Bombeo hidráulico tipo pistón.

**Cuadro 3.** Ventajas y desventajas bombeo hidráulico tipo pistón.

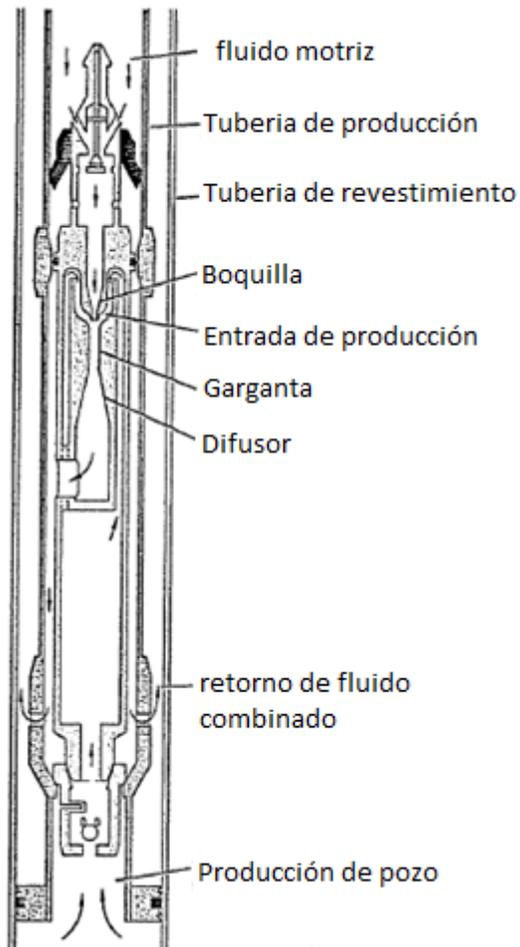
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Buena flexibilidad de los rangos de producción	Mal manejo de los solidos
Se puede utilizar en pozos desviados	Mayor desgaste en función de gravedad API más baja
Fácilmente adaptable a la automatización	Dificultades con pozos con gas
Fácil añadir inhibidores	Necesidad de espacio en superficie
Se puede usar en crudos pesados	
Resistencia a altas temperaturas	
Disponible para uno o varios pozos	

**Fuente:** FIGUEROA, Oscar y TIBADUISA, Andrés. Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Fundación Universidad De América. Tesis de grado. 2016.

**2.3.2.2 Tipo jet.** Este sistema funciona sin el uso de partes móviles, Logra el bombeo mediante la transferencia del impulso entre el fluido motriz y el producido. El fluido motriz ingresa por la parte superior por una boquilla de diámetro pequeño en la cual bajando la presión y aumentando su velocidad pasa a la cámara de entrada donde logra mezclarse con los fluidos de la formación, para luego pasar por una garganta o tobera que aumenta el diámetro, disminuye la velocidad y aumenta la presión. La mezcla resultante tiene la suficiente energía para levantar los fluidos.<sup>60</sup>

<sup>60</sup> BROWN, Kermit E. y DALE BEGGS, H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWellBooks, 1980. Vol 2b p. 453

**Figura 11.** Bomba hidráulica tipo jet



**Fuente:** BROWN, Kermit E. and DALE BEGGS, H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWellBooks, 1980. Modificado por autores.

- **Componentes del sistema.** Se compone principalmente de la bomba de fondo que consta de una boquilla, una cámara de entrada de los fluidos producidos, una garganta y el difusor, los equipos de superficie, como tanques, bombas de alta presión y la cabeza de pozo.<sup>61</sup>

En el **Cuadro 4** se enuncian las principales ventajas y desventajas que presenta el sistema de Bombeo hidráulico tipo jet.

<sup>61</sup> BROWN, Kermit E. y DALE BEGGS, H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWellBooks, 1980. Vol 2b p.389.

**Cuadro 4.** Ventajas y desventajas bombeo hidráulico tipo jet.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Tolera fluidos de menor calidad a comparación de otros sistemas	Eficiencia de bombeo de 20% a 50%
Zona de trabajo compacta en fondo	Necesidad de una alta presión de succión
Puede adaptarse a casi cualquier ensamblaje de fondo	Baja eficiencia mecánica
Mayor producción de gas y petróleo	Alto consumo de energía
No tiene partes móviles	
Útil en Pozos desviados	

**Fuente:** FIGUEROA, Oscar y TIBADUISA, Andrés. Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Fundación Universidad De América. Tesis de grado. 2016.

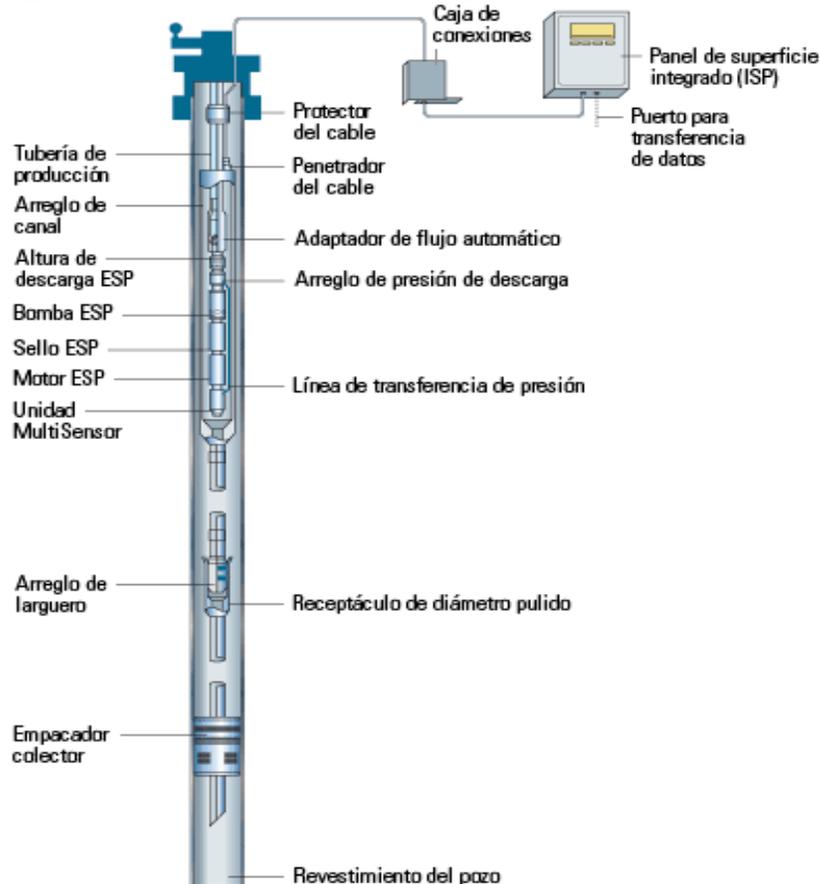
**2.3.3 Bombeo electro-sumergible.** El principio de este sistema de bombeo es la operación basada en la operación continua de una bomba centrífuga multietapa cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción, alimentado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria. Una vez se transforma la tensión primaria la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo desde el transformador. El motor genera la fuerza para que transmita a la bomba, compuesta por etapas cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y difusor estacionario los cuales imparten un movimiento rotacional al líquido para llevarlo hasta superficie.<sup>62</sup> El diagrama esquemático de la bomba se muestra en la

#### **2.3.4 Figura 12.**

---

<sup>62</sup> BROWN, Kermit E. y DALE BEGGS,H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWellBooks, 1980. Vol 2b. P.2.

**Figura 12. Bomba electro sumergible**



**Fuente:** MARKETEC, Bruce Adam, Bomba electrica sumergible. Schlumberger Oilfield Glossary. (Citado en 24, septiembre, 2017) Disponible en internet: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric\\_submersible\\_pump.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric_submersible_pump.aspx)

**2.3.4.1 Componentes del sistema.** Según BROWN<sup>63</sup>, En superficie cuenta con un ensamblaje en la cabeza del pozo, una caja de empalme, un panel de controles, transformador, variador de frecuencia y el cable eléctrico. En el subsuelo se usa una unidad de bombeo centrifuga multi-etapa, el protector de la bomba, motor de inducción eléctrico, sensores y separadores de gas que pueden ser necesarias.

En el ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. se enuncian las principales ventajas y desventajas que presenta el sistema de Bombeo electro-sumergible.

<sup>63</sup> BROWN, Kermit E. y DALE BEGGS,H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWellBooks, 1980.Vol 2b. P.29.

**Cuadro 5.** Ventajas y desventajas bombeo Electro-sumergible.

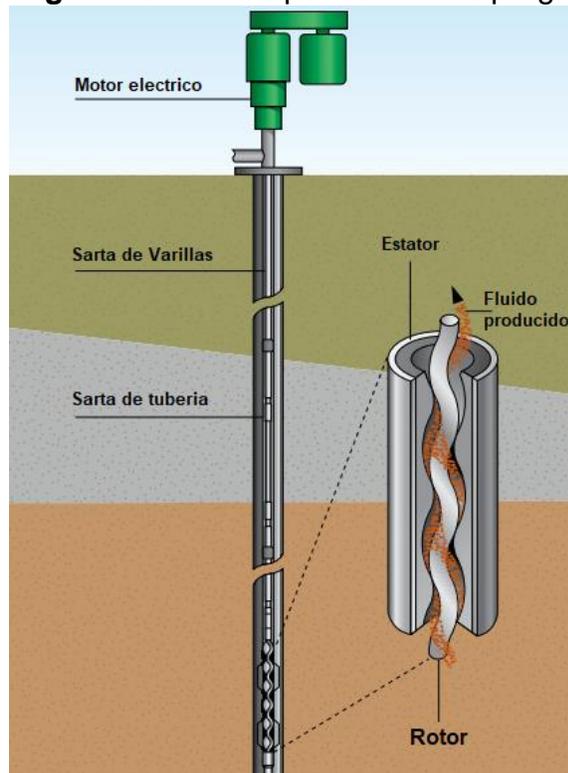
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos sin dificultad, y a bajo costo.	Tolerancia limitada a la arena.
Elevado aporte de energía al fluido.	Baja tolerancia a las altas relaciones Gas-liquido (sin separador).
Presenta una alta eficiencia (70%).	Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
El sistema no se ve afectado por la desviación.	Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
Sistema fácil de controlar.	El cable eléctrico puede ocasionar problemas con la tubería.
No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable a plataformas costa afuera.	Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de escamas.	No aplicable a completamientos múltiples.
Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.	Poco práctico en pozos someros.
	Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
	Las unidades son costosas, para ser remplazadas a medida que el yacimiento declina.
	Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido a costos de cable y capacidad de la bomba.

**Fuente:** FIGUEROA, Oscar y TIBADUISA, Andrés. Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Fundación Universidad De América. Tesis de grado. 2016.

**2.3.5 Bombeo por cavidades progresivas.** Según MUÑOZ<sup>64</sup>, Este sistema su operación está basada en el principio estilo tornillo sin fin, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de superficie. Cuando el motor está ubicado en la superficie la transmisión de energía a la bomba se da a través de un eje y/o varillas que comunican el motor y la bomba desde la superficie hasta el subsuelo.

**2.3.5.1 Componentes del sistema.** Este cuenta en superficie con un motor eléctrico que genera el movimiento rotacional, una caja reductora de velocidades, caja de empaques y el cabezal del pozo, en el subsuelo se encuentra la sarta de varillas y la bomba que está compuesta de rotor (móvil) y estator (fijo), este tiene el elastómero que es la parte fundamental de esta bomba<sup>65</sup>. Esto se puede observar en la **Figura 13**.

**Figura 13.** Bomba por cavidades progresivas



**Fuente:** MOON, Ted, Progressing cavity pumps, The defining series. Schlumberger. 2016. Modificado por autores.

En el **Cuadro 6** se enuncian las principales ventajas y desventajas que presenta el sistema de Bombeo por cavidades progresivas.

<sup>64</sup> MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de grado. 2007.

<sup>65</sup> MOON, Ted, Progressing cavity pumps. The defining series. Schlumberger. 2016.

**Cuadro 6.** Ventajas y desventajas bombeo por cavidades progresivas.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Alta tolerancia a la producción de sólidos.	Tasa de producción limitada.
Buena eficiencia energética.	Baja tolerancia a altas temperaturas
Bajos costos capitales y de operación.	Se requiere de una unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
Buen manejo de fluidos viscosos y de crudos con elevadas relaciones gas/líquido.	No es compatible con CO <sub>2</sub> , ni demás fluidos de tipo ácido.
No posee válvulas internas ni trampas de gas.	Difícil detección de fallas en subsuelo.
Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo.	No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero, ya que estos lo pueden deteriorar.
Fácil instalación a corto plazo.	
Bajo perfil en superficie.	

**Fuente:** FIGUEROA, Oscar y TIBADUISA, Andrés. Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Fundación Universidad De América. Tesis de grado. 2016.

**2.3.6 Levantamiento neumático.** Este método de levantamiento de fluido donde se inyecta gas a alta presión en la columna hidrostática. Puede ser de aplicado de dos formas mediante flujo continuo o intermitente.

Flujo continuo, un volumen constante de gas es introducido en el anular para airear o aligerar la columna de fluido, hasta la reducción de la presión de fondo, de tal forma que se aumente el diferencial y se produzcan los fluidos de la formación. Para realizar esto se usa una válvula de flujo tal, que permita un punto de inyección lo más profundo posible, en combinación con una válvula de superficie que mide la presión de salida y regula el gas inyectado en función de esta. Este método es usado en pozos con un alto índice de productividad y una presión de fondo relativamente alta de acuerdo a la profundidad.<sup>66</sup>

<sup>66</sup> BRAVO, Víctor. Sistemas de Bombeo Mecánico (BMC) y Neumático (BN). [Citado en 21 de septiembre de 2017]. Disponible en Internet: <[https://www.academia.edu/9699165/SISTEMAS\\_BOMBEO\\_MECANICO\\_BMC\\_Y\\_NEUM%C3%81TICO\\_BN](https://www.academia.edu/9699165/SISTEMAS_BOMBEO_MECANICO_BMC_Y_NEUM%C3%81TICO_BN)>. 22 p.

Flujo intermitente, este involucra la expansión del gas debido a la alta presión a la entrada y la baja a la salida, mediante una válvula especial que permite el control de la presión y de la expansión del gas que entra a la tubería, que levanta los fluidos acumulados por encima y con una alta velocidad para disminuir el deslizamiento o controlar el retroceso del fluido producido. Se usa con un controlador en superficie para los intervalos de inyección de tal modo que coincida con la tasa de producción del pozo. Este sistema se usa en pozos con baja producción o con baja presión de fondo.<sup>67</sup>

El gas de levantamiento es bombeado generalmente por el anular del pozo e inyectado en el tubing a través de una válvula de gas lift (Gas lift valve, GLV). Estas válvulas normalmente contienen una válvula cheque para prevenir la entrada en contracorriente del fluido producido o de tratamiento hacia el anular, para propósitos de seguridad y eficiencia del sistema. En algunos diseños de pozo, el gas es suministrado a través del tubing, recuperando la producción a través del anular o bien de un segundo tubing el cual puede ser concéntrico o paralelo al tubing de suministro.<sup>68</sup>

**2.3.6.1 Componentes del sistema** En superficie se van a necesitar compresores para el gas a inyectar, separadores para recuperar el gas después del proceso, el cabezal de pozo, y el choke ya sea regulado (intermitente) o normal. Como equipo de subsuelo se tiene válvulas y mandriles de gas lift y un empaque en fondo.

En el **Cuadro 7** se enuncian las principales ventajas y desventajas que presenta el sistema de Bombeo por gas lift.

---

<sup>67</sup> BROWN, Kermit E. and DALE BEGGS, H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWell Books, 1980. Vol. 2<sup>a</sup>. p. 355.

<sup>68</sup> HERRERA, D. Cristóbal. Y ORTIZ, S. Juliana. Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial Combinado de Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Neumático: Electrogas. Tesis de grado. UIS. 2002.

**Cuadro 7.** Ventajas y desventajas bombeo por Gas lift.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Es un sistema seguro de operar.	Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos capitales de compresión y tratamiento del gas.
Presenta alta tolerancia a los sólidos (Aunque las velocidades de erosión en el tubing y el árbol de navidad pueden ser críticas).	Requiere de un volumen de gas para su arranque, el cual no siempre está disponible.
Habilidad para manejar altas tasas de producción.	Presenta dificultad para manejar crudos pesados y viscosos o emulsionados.
Requiere de poco espacio en superficie.	Potencial para la formación de hidratos en superficie o en las GLVs.
Generalmente puede ser reacondicionado con wireline.	Requiere monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como supervisión ingenieril.
Acceso completo a través del tubing a las GLVs inferiores.	Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.
No es limitado por la desviación de los pozos.	Posible necesidad de casing y tubing muy fuertes debido a las altas presiones de gas en el anular.
No es problema en pozos con empuje de gas.	Problemas con líneas sucias en superficie.
Muy flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente, chamber lift o plunger lift a medida que declina el yacimiento.	Puede presentar problemas de seguridad si se manejan presiones de gas muy altas.
La fuente de potencia puede ser ubicada en locaciones remotas.	

**Fuente:** FIGUEROA, Oscar y TIBADUISA, Andrés. Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Fundación Universidad De América. Tesis de grado. 2016.

## 2.4 NUEVOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

A través de los años se ha buscado tener una mejor rentabilidad en los campos petroleros, para ello una parte fundamental es la eficiencia y continuidad de funcionamiento de los sistemas de levantamiento artificial, por lo que se han propuesto nuevas tecnologías, las cuales están diseñadas para ambientes con características especiales como crudo pesado, producción de arenas, altos caudales de gas, altas temperaturas, deslizamiento de fluidos, locaciones aisladas y bajo índice de productividad.

En pozos con crudos pesados, debido a su mayor dificultad a la hora del levantamiento de los fluidos a superficie se han hecho la mayor parte del desarrollo de las nuevas tecnologías, como la combinación de la PCP con el motor de fondo de la ESP, con este sistema híbrido (ESPCP) se reducen las pérdidas de energía de superficie a fondo debido a la eliminación del uso de sarta de varillas para transmitir la energía a la bomba. Además al no usarlas se puede instalar en pozo con altas desviaciones e incluso horizontales evitando el desgaste de la tubería de producción por fricción con estas. Otros autores han innovado sobre este sistema agregándole <sup>69</sup> al motor una “chaqueta” para crudos pesados fríos, esta cumple la labor de transferir calor al fluido mediante aletas para disminuir su viscosidad y aumentar su movilidad.<sup>70</sup>

Si el crudo pesado trae asociado altas tasas de gas puede ser problemático para las bombas PCP, como en algunos pozos de la compañía Kuwait Oil Company (KOC). Debido a que ésta en promedio puede manejar hasta aproximadamente un 25% de gas libre porque el elastómero se daña al aumentar la temperatura debido a la compresión del gas en la bomba, por ello se ha creado la tecnología de PCP reguladas hidráulicamente, en la cual se colocan válvulas en el rotor que permiten la caída de fluidos a la cavidad anterior para evitar sobrepresiones y así aumentar la vida útil del sistema.<sup>71</sup> Esta se tecnología también se puede aplicar mediante el uso de motor de fondo para brindar una mayor versatilidad.<sup>72</sup>

Actualmente el recobro terciario por métodos térmicos está tomando gran auge alrededor del mundo, por lo cual es necesario que el sistema soporte altas temperaturas. A través del tiempo no se había encontrado un sistema que tuviera un buen balance entre eficiencia mecánica y resistencia a la temperatura por ella se ha aplicado el uso de bombas de paletas con radio pequeño que transporta los

---

<sup>69</sup> ZHU,S., et al. A Robust and Environment Friendly Artificial Lift System: ESPCP with PMM. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 7, Noviembre, 2016.

<sup>70</sup> TEALDI, L., et al. The Motor Jacket: An Innovative System for ESP PCP Efficiency Improvement in Heavy Oil Reservoirs. En: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. 2008.

<sup>71</sup> MALI, P. V., et al. Pilot Trial of HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir in KOC. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 2015.

<sup>72</sup> MALI, P., et al. Pilot Trial of New ES-HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 14, Noviembre, 2016.

fluidos axialmente, esta es impulsada mediante sarta de varillas de superficie a fondo como una bomba PCP, está toda construida de elementos de metal, que resisten de forma óptima temperaturas de 350°F, es capaz de tolerar altos caudales de gas, tiene la capacidad de producir entre 32 a 629 B/D, y en comparación del bombeo mecánico usualmente usado en estos pozos consume un 30% menos de energía.<sup>73</sup>

Por otra parte en los campos maduros que ya han sido depletados, los sistemas de levantamiento pierden eficiencia debido a su menor producción o cambio en propiedades del yacimiento respecto a lo inicial, por ello se presentan problemas, tales como el deslizamiento de los fluidos, que originan carga de fluidos en el pozo. Para esto se han desarrollado tecnologías para aumentar la rentabilidad de estos campos. En pozos con sistema de bombeo mecánico, Vann planteó cambiar la sarta de varillas por cable, con un sensor de presión y una unidad electrónica e hidráulicamente controlada en superficie, esta permite la optimización de la producción, mediante la regulación de los strokes de acuerdo al aporte del pozo y generando una menor presión en la cara de la formación. Con este sistema se logró en el pozo piloto un aumento de la producción de petróleo entre un 25% a un 75%, una reducción de la relación agua-petróleo de 85% a 65% y una reducción del consumo de energía a la mitad.<sup>74</sup> En pozos con sistema de gas lift se propuso disminuir el deslizamiento de los fluidos mediante la el uso de una interface solida (pig), entre el líquido y el gas, este desplaza el pig para que entre en la tubería con el fluido, y aumente la eficiencia del levantamiento.<sup>75</sup>

Como se puede evidenciar los cambios y evolución en los sistemas de levantamiento artificial es un proceso acelerado y continuo en el cual nos brinda un sin número de opciones para poder extraer los hidrocarburos de la forma más rentable posible, como estos avances descritos posteriormente existen alrededor del mundo muchas tecnologías que están emergiendo y que es necesario tenerlas en cuenta para así poder generar más producción, operar medioambientalmente más amigable y aumentar la rentabilidad de nuestros pozos.

A continuación se describirán cinco nuevas tecnologías de sistemas de levantamiento artificial, tomando en cuenta la revisión del estado del arte, y seleccionadas de acuerdo a criterios tales como:

- Posible aplicabilidad de tecnologías a campos nacionales
- Desarrollo de la tecnología

---

<sup>73</sup> WANG, Tongbin, et al. Vane Pump-Another Promising Artificial Lift Form? En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2012.

<sup>74</sup> VANN, R., et al. Using New Artificial-Lift Systems in Mexican Mature Oil Fields. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2007.

<sup>75</sup> ZHONG,H., et al. Continuous Pig Lift: A New Artificial Lift System and Its Field Pilot Test. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2010.

- Año de publicación
- Balance entre ventajas y desventajas que traen asociadas

**2.4.1 Bomba electro-sumergible completamente recuperable.** La bomba completamente recuperable es una tecnología que permite menos utilización de taladro debido a la recuperación de la bomba electro-sumergible mediante wireline o coiled-tubing. Disminuyendo los costos de mantenimiento.<sup>76</sup>

El funcionamiento de este sistema se basa en la división del sistema en dos secciones principales, el equipo permanente de fondo y el recuperable. Como se puede observar en el **Cuadro 8**.

**Cuadro 8.** Configuración bomba ESP completamente recuperable.

<b>Configuración de la bomba</b>	
<b>Recuperable</b>	<b>Permanente de fondo</b>
Sensores	Cable
Motor	Conexión eléctrica
Sello/Protector	
Controlador de gas	
Bomba.	

En la **Figura 14** se puede observar el esquema básico del sistema, en la cual el equipo permanente de fondo está fijado a la tubería de revestimiento y el equipo recuperable está conectado.

<sup>76</sup> SPAGNOLO,S., et al. Fully Retrievable ESP: A New Artificial Lift Concept. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 2013.

**Figura 14.** Esquema de pozo con bomba electro-sumergible completamente recuperable



**Fuente:** SPAGNOLO,S., et al. Fully Retrievable ESP: A New Artificial Lift Concept. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE

De este modo tener las partes que fallan más seguido en la sección recuperable y las que son más duraderas o presentan menos fallas instaladas en fondo.

Para la instalación del equipo permanente de fondo se utiliza taladro, mientras que la sección recuperable se puede instalar con unidad de coil tubing o wireline, en secciones con desviación con la ayuda de un brazo de conexión. Además esta tecnología puede usar motor sincrónico magnético permanente para disminuir el peso y el manejo de todo el conjunto.<sup>77</sup>

---

<sup>77</sup> SPAGNOLO,S., et al. Fully Retrievable ESP: A New Artificial Lift Concept. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 2013.

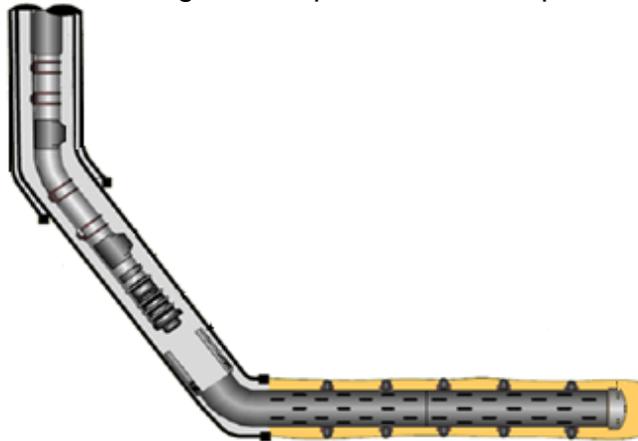
**2.4.1.1 Aplicación en campo.** Esta tecnología se instaló en dos ambientes retadores como lo son el campo Nikaitchuq en el norte de Alaska y el campo offshore Foukanda en Congo.

El campo Nikaitchuq según SPAGNOLO,<sup>78</sup> presenta características como un crudo de baja gravedad API (16-19), una alta viscosidad de 95 a 190 cP a 95°F, una temperatura de reservorio de 95°F, y una producción asociada de finos. Además el ambiente en superficie se caracteriza por estar sometido a bajas temperaturas, por ende los costos de reparación y mantenimiento son elevados, ya que puede haber problemas relacionados con la seguridad, el diseño y la viscosidad.

En esta aplicación se utilizó un motor magnético permanente y un conector húmedo, el cual tiene dos partes la conexión fija que es desplegada con el completamiento y un pin que es desplegado en el equipo recuperable

Se instaló en un pozo con sección horizontal, en el cual se tiene una 7500 ft (MD), y 3700 ft (TVD), el completamiento del pozo se puede observar en la **Figura 15**.

**Figura 15.** Diagrama mecánico del pozo en Alaska con bomba electro-sumergible completamente recuperable



**Fuente:** Modificado. SPAGNOLO,S., et al. Fully Retrievable ESP: A New Artificial Lift Concept. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE

En el **Cuadro 9** se describe las partes del completamiento del pozo en el Campo Nikaitchuq mostrado en la **Figura 15**.

---

<sup>78</sup> SPAGNOLO,S., et al. Fully Retrievable ESP: A New Artificial Lift Concept. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 2013.

**Cuadro 9.** Configuración de la bomba en el Campo Nikaitchuq.

<b>Completamiento inferior</b>	<b>Equipo permanente de fondo de ESP</b>	<b>Completamiento superior</b>
Linner ranurado de 5 ½"	Bomba se puede ensamblar 7 5/8"	Tubing 4 ½"
Empacado expandible	Cubierta del motor 5 ½" para desplegar el sistema recuperable	Mandril de gas lift bajo para desplazar el fluido en caso de recuperación del ensamblaje
Tubería de cola 4 ½"	Válvula de inyección química para evitar el bloqueo de la entrada	Medidor de presión de descarga
		Mandril de gas lift de 4 ½" para protección contra el congelamiento
		Tubing aislado al vacío 4 ½" x 5 ½"

**Fuente:** SPAGNOLO,S., et al. Fully Retrievable ESP: A New Artificial Lift Concept. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 2013. Modificado por autores

Según SPAGNOLO,<sup>79</sup> mediante análisis económicos se observó que el sistema más recomendable en comparación de una ESP tradicional y una parcialmente recuperable (motor y parte eléctrica en fondo) con la bomba completamente recuperable, la ESP completamente recuperable es la más indicada, debido a la disminución de costos de mantenimiento, principalmente en ambiente offshore. Pero en la actualidad tiene algunas limitaciones para su aplicación masiva.

#### **2.4.2 ESPCP con motor sincrónico magnético permanente (PMM).**

Actualmente, la mayoría de los equipos de los sistemas de levantamiento artificial son unidades de bombeo por varillas. El desarrollo y la base tecnológica están enfocados en los pozos maduros y ampliamente usados en todos los pozos de petróleo. Con el desarrollo de la tecnología PCP, sus avances de estabilidad, compatibilidad y alta eficiencia son reconocidas por todas las compañías petroleras.

Pero cerca de un 30% de workovers son causados por los problemas de desgaste de tubería de producción por las varillas en donde los costos por operaciones riesgosas de workover y reemplazo de varilla es el mayor dolor de cabeza para las compañías petroleras.

El ESPCP es un equipo de levantamiento artificial sin varilla. Esta combina el motor de la bomba electro-sumergible (ESP) con la bomba de cavidades progresivas (PCP). Esta combinación tiene un amplio rango de aplicaciones, es la más

<sup>79</sup> SPAGNOLO,S., et al. Fully Retrievable ESP: A New Artificial Lift Concept. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 2013.

adaptable en pozos desviados y horizontales los cuales tienen petróleo pesado y arena. La pasada generación de ESPCP era controlada por un motor de inducción con una caja de engranajes, por el tamaño del diámetro del pozo, el reductor de engranajes se convertía en el punto más débil del sistema. Con la implementación del nuevo motor, la caja de engranajes es cambiada por un motor magnético permanente (PMM) con un controlador de frecuencia variable, con lo cual la vida de la nueva estructura es mucho más larga.<sup>80</sup>

El motor sincrónico magnético permanente a comparación del tradicional de inducción usado en las bombas electro-sumergibles, gira a la misma frecuencia de la corriente de la alimentación esto debido a que en el rotor se cambia el embobinado por imanes en una posición fija, lo cual le permite ahorrar energía, reducción del espacio utilizado, menor calor desperdiciado, y mayor eficiencia del motor. Pero para arrancar el motor se usa un variador de frecuencia debido a que se necesita ir aumentando paulatinamente hasta llegar a la velocidad de trabajo.

El protector del motor es llenado con aceite para la lubricación y enfriamiento del motor. La velocidad del motor puede ser ajustada por el variador de frecuencia en un intervalo de 50 a 500 rpm de acuerdo a la capacidad de producción del líquido. Los operadores pueden controlar remotamente los trabajos del sistema y los datos producidos pueden ser transmitidos a la oficina del control.<sup>81</sup>

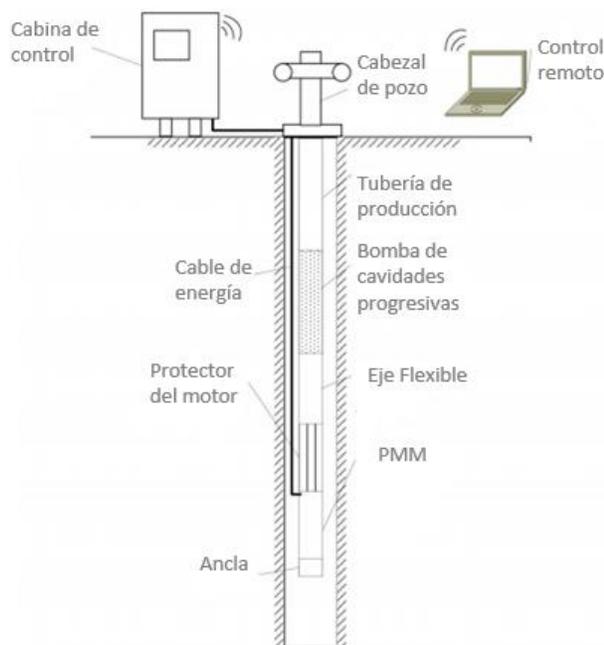
**2.4.2.1 Diseño del sistema.** En este diseño, se usaron tres cables de poder de fase plana para el tránsito de electricidad de la superficie al motor del fondo de pozos. La estructura de la sarta de tubería del fondo al tope incluye el ancla, el motor sincrónico magnético permanente, el protector, el eje flexible, PCP, el tubo y el cabezal de pozo, la **Figura 16** muestra el esquema del equipo.

---

<sup>80</sup> ZHU,S., et al. A Robust and Environment Friendly Artificial Lift System: ESPCP with PMM. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 7, Noviembre, 2016.

<sup>81</sup> Ibid.

**Figura 16.** Arquitectura de la tubería con ESPCP con PMM



**Fuente:** ZHU,S., et al. A Robust and Environment Friendly Artificial Lift System: ESPCP with PMM. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. November 7, Modificado por autores

El PMM según ZHU,<sup>82</sup> es ubicado en el fondo del pozo en vez de la superficie, y hay solo una cabina de control y una caja de unión de cable en la superficie. El motor conduce al eje del protector del motor y el torque es transferido a la bomba PCP por el eje flexible, para el levantamiento de los fluidos hasta superficie. La cabeza de pozo puede estar sumergida en el agua (offshore). En esta arquitectura, hay importantes problemas que deben ser resueltos:

- La lubricación del motor
- La refrigeración del motor
- La transmisión de torque de la rotación concéntrica del motor de la bomba excéntrica
- Las vibraciones de la naturaleza excéntrica del rotor

<sup>82</sup> ZHU,S., et al. A Robust and Environment Friendly Artificial Lift System: ESPCP with PMM. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 7, Noviembre, 2016.

**2.4.2.2 Aplicación en campo.** Según ZHU,<sup>83</sup> Hay 4 pozos en los cuales se ha implementado esta tecnología. El promedio de profundidad de estos campos es de 1300 m y el promedio de producción es de 26.4 m<sup>3</sup>/d (166 BBL/d). El promedio del corte de agua es estos pozos es de más del 90%. El poder eléctrico del motor es de 12 kW. El promedio de velocidad es de 280 r/min, el promedio de eficiencia de la bomba es de 76.8%, 20% más alto que las unidades de bombeo mecánico usadas previamente. La **Tabla 1** muestra los detalles de características de estos pozos con implementación de tecnología ESPCP. El promedio de los intervalos de trabajo de workover es de 305 días, 130 días más que las unidades de bombeo mecánico.

**Tabla 1.** Detalles de características de pozos con aplicación de tecnología ESPCP con PMM.

No.	Pozo	Profundidad (m)	Producción (m <sup>3</sup> /d)	Eficiencia (%)	Velocidad (r/min)	Consumo de Energía (kWh)
1	F+8-2	1301	27,4	81,95	250	138,2
2	F12-2	1300	27	79,08	330	180,6
3	F1-1.2	1300	23,7	79	300	160
4	Fs8-02	1300	27,4	67,2	240	240

**Fuente:** ZHU,S., et al. A Robust and Environment Friendly Artificial Lift System: ESPCP with PMM. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 7 Noviembre, 2016., Modificado por autores.

Los resultados de los experimentos de ESPCP dicen que el nuevo sistema de levantamiento tiene 5 ventajas sobre la tradicional unidad de bombeo.

- Primero que todo, el sistema ESPCP es más robusto. Porque el nuevo sistema no tiene varillas, evitando todos los problemas y desgastes en tubería por fricción con estas. El sistema ESPCP soluciona estos problemas completamente y extiende su aplicación a pozos desviados y horizontales.<sup>84</sup>
- En segunda instancia, el ESPCP con PMM es un equipo que consume menos energía, la eficiencia del sistema de las bombas de varilla es pobre especialmente cuando la producción es baja, porque la mayoría de los trabajos son realizados por las varillas. Comparando con la unidad de bombeo mecánico, la eficiencia en el sistema de ESPCP es mucho más alta, y puede conservar 95 KWh de poder eléctrico cada día, cerca de un 20% de ahorro, reduciendo igualmente las emisiones de dióxido de carbono.<sup>85</sup>

<sup>83</sup> ZHU,S., et al. A Robust and Environment Friendly Artificial Lift System: ESPCP with PMM. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 7, Noviembre, 2016.

<sup>84</sup>Ibid.

<sup>85</sup>Ibid.

- En tercer lugar, la ocupación en área de los equipos de pozo es altamente reducida, en donde la ocupación de área de los ocho tipos de unidades de bombeo mecánico es de 14 m<sup>2</sup>, con una altura de 7m, el cabezal de pozos del sistema ESPCP es de menos de 1 m<sup>2</sup> y una altura de menos de 1 m.<sup>86</sup>
- En cuarto puesto, con el fin de tener operaciones seguras, el departamento de administración de las compañías de petróleo ha invertido grandes cantidades de dinero en facilidades seguras y mantenimiento de cada bomba de varillas cada año. El mantenimiento de ESPCP es mucho más simple. No hay necesidad de instalar una barrera alrededor del pozo, el cabezal del pozo puede ser puesto sumergido en agua (pozos costa afuera).<sup>87</sup>
- En último lugar, otra ventaja del ESPCP es que no genera nada de ruido. El ruido de las bombas mecánicas es aproximadamente de 50 dB y con los desgastes de los componentes este se incrementa. El ruido del ESPCP es prácticamente cero, porque el motor está ubicado al fondo del pozo. No hay contaminación al medio ambiente y es adaptable a pozos cercanos a la comunidad.<sup>88</sup>

**2.4.3 PCP con reguladores hidráulicos.** Esta tecnología fue desarrollada para campos de crudo pesado a baja temperatura y tienen como característica que producen altas tasas de gas. Para esto se ha desarrollado el sistema de bomba de cavidades progresivas hidráulicamente regulada.

**2.4.3.1 Tecnología HR-PCP.** Según MALI,<sup>89</sup> esta tecnología se formuló debido a una de las principales causas de falla de las PCP's convencionales es el calor excesivo en el interior del estator, que daña el elastómero. Este calor es generado cuando grandes cantidades de gas libre son bombeadas, y se comprimen, lo que conlleva en el aumento de la temperatura. Los elastómeros tienen una limitada capacidad de absorber calor, entonces si la temperatura de este la excede, el elastómero se va dañando gradualmente, hasta que resulta en fallo abrupto de la bomba.

El diseño de la HR-PCP se enfoca en mantener una distribución uniforme de la presión a través de las cavidades de la bomba, mediante el uso de reguladores incrustados en el rotor, que permiten la caída de los fluidos para permitir que se mezclen con el gas. Los reguladores son posicionados y ajustados de tal forma que la caída de los fluidos a la cavidad anterior se haga de forma automática en referencia al diferencial de presión entre las cavidades y lograr una mezcla

---

<sup>86</sup> ZHU,S., et al. A Robust and Environment Friendly Artificial Lift System: ESPCP with PMM. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 7, Noviembre, 2016.

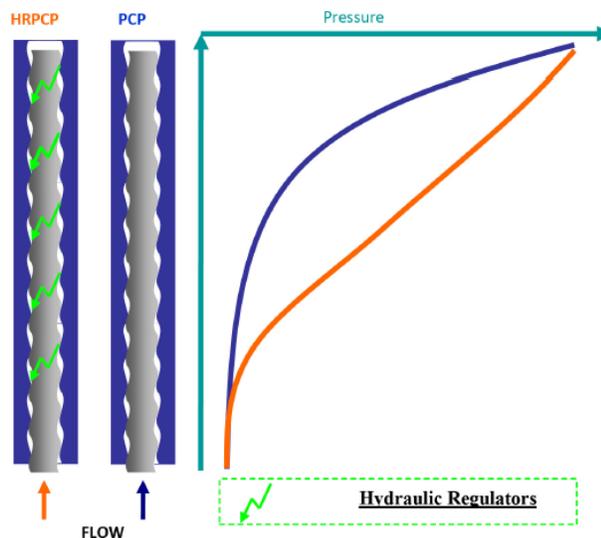
<sup>87</sup> Ibid.

<sup>88</sup> Ibid.

<sup>89</sup> MALI, P. V., et al. Pilot Trial of HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir in KOC. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 2015.

homogénea de los fluidos en la bomba. Por medio de esto se mantiene un gradiente de presión a través de la bomba y por consiguiente una distribución de la temperatura a lo largo de la bomba. Como se muestra a continuación en la **Figura 17**.<sup>90</sup>

**Figura 17.** Distribución de la presión en la bomba HR-PCP VS PCP



**Fuente:** MALI, P. V., et al. Pilot Trial of HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir in KOC. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE.

Según MALI, Con esta bomba se puede producir casi todo el gas libre asociado a los fluidos del pozo a través del tubing eliminando la necesidad de un separador de gas en fondo, ayuda a disminuir el peso de la columna de fluido, con base a esto es posible que se disminuya el consumo de energía. Y en a prueba piloto se obtuvo un pico de producción de 567 B/D, y mantener una producción de 128 B/D, en un yacimiento de crudo pesado y con altos caudales de gas. Pudo manejar diferentes rangos de GOR desde 49 scf/bbl a 789scf/bbl, y tuvo una vida útil de más de 400 días.<sup>91</sup>

Además a este sistema se le puede aplicar el sistema de ESPCP con PMM y brindar una mayor versatilidad y mejor funcionamiento.<sup>92</sup>

<sup>90</sup> MALI, P. V., et al. Pilot Trial of HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir in KOC. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 2015.

<sup>91</sup> Ibid

<sup>92</sup> MALI, P., et al. Pilot Trial of New ES-HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 14, Noviembre, 2016.

**2.4.4 Pig Lift continuo.** El levantamiento artificial Pig, fue propuesto y exitosamente aplicado por primera vez en cinco pozos en Brasil en 1996. Este sistema tiene muchas ventajas sobre otros sistemas de levantamiento artificial.

Particularmente para pozos con petróleo con alta viscosidad, con petróleo ceroso, y alta relación de gas-liquido, baja presión y/o baja productividad. Sin embargo, uno de sus mayores restricciones es que los pozos tienen que usar una sarta de completamiento doble en forma de U, en consecuencia es imposible su uso efectivo para levantamiento en formaciones de gas, y fuentes de gas de alta presión son necesarias. Además, pig lift como producción intermitente requiere aperturas y cierres de pozo periódicas. El cual limita la productividad del pozo e incrementa las dificultades en administración y mantenimiento.

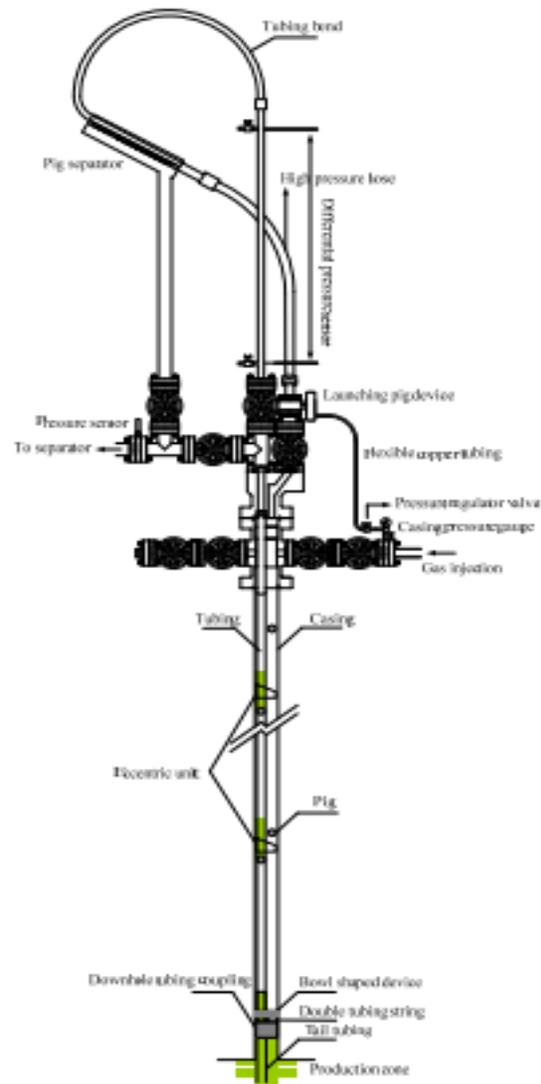
Esta nueva tecnología desarrolla un nuevo sistema de levantamiento artificial, pig lift continuo, donde usa una sarta de completamiento simple con una serie de unidades excéntricas. Conservando todas las ventajas del actual pig lift, el nuevo sistema permite que el pig valla del anular entre el tubing y el casing hasta el fondo del tubing. Una válvula es diseñada para controlar la presión en cabezal y lanzamiento del pig. Sin necesitar una fuente de gas extra, el sistema efectivamente usa el gas de la formación para empujar el pig dentro de la sarta de producción y alcanzar una producción continua.<sup>93</sup>

El sistema fue instalado en uno de los pozos de gas del campo Sichuan en China. El sistema es estable y ha producido significante incrementos en la tasa de producción en comparación con el levantamiento gas lift. En la **Figura 18** se presenta un esquema de este sistema.

---

<sup>93</sup> ZHONG, H., et al. Continuous Pig Lift: A New Artificial Lift System and Its Field Pilot Test. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2010.

**Figura 18.** Sistema de Pig lift continuo



**Fuente:** ZHONG,H., et al. Continuous Pig Lift: A New Artificial Lift System and Its Field Pilot Test. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2010.

**2.4.4.1 Operación** Una cantidad dada de pig fueron puesto en la manguera de alta presión y lanzados el dispositivo pig antes que comenzara la operación. Luego, la medición y sistema de control comenzó a trabajar, y entonces se lanzaron los pig uno por uno de acuerdo a la frecuencia establecida. Los pig comenzaron a traer la producción por medio del desplazamiento a superficie de los líquidos acumulados en el pozo, luego en una tercera fase el pig y la mezcla entra al separador pig para dividirse, entonces el pig se toma y se lanza nuevamente.<sup>94</sup>

**2.4.5 V pump™.** Es un nuevo sistema de levantamiento artificial creado principalmente para el manejo de alto contenido de arena probada hasta una concentración de 50,000 ppm, operando a altas tasas de producción y su aplicación se extiende hasta los crudos pesados, se probó a una temperatura hasta de 482 °F, maneja altas relación de gas-petróleo (RGP), sin necesidad de tener facilidades para producción de gas, dentro de sus características más importantes se destaca que no presenta un contacto entre rotor y estator lo cual se pueden obtener un amplio rango de tasas de producción (900-4,500 BPD), se estima que la bomba puede alcanzar una eficiencia de aproximadamente 60 % incluso produciendo sólidos y gas.<sup>95</sup>

Este nuevo sistema de levantamiento artificial integra un motor de carcasa cilíndrica en el cual se encuentra el rotor y el estator “cada uno con tres alabes en forma helicoidal, dispuestos hacia la derecha en el rotor y en sentido opuesto en el estator”.<sup>96</sup> Como se muestra en la **Figura 19**.

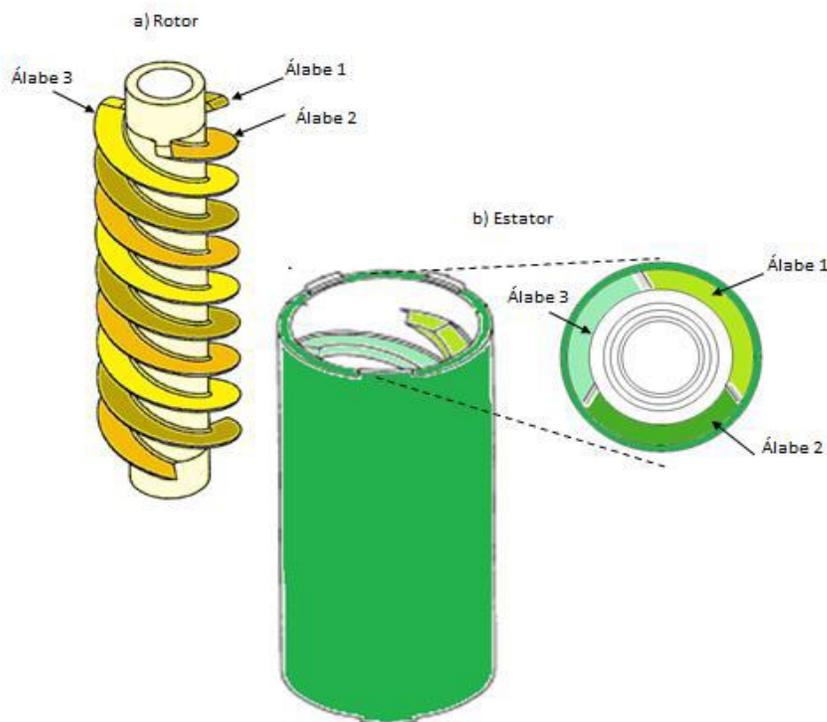
---

<sup>94</sup> ZHONG,H., et al. Continuous Pig Lift: A New Artificial Lift System and Its Field Pilot Test. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2010.

<sup>95</sup> Simpson, A., Rhys-Davies *et al.* A Tough, Truly Multiphase Downhole Pump for Unconventional Wells. En; Society of Petroleum Engineers. 24, April, 2017. doi:10.2118/185152-MS

<sup>96</sup> Ibid.

**Figura 19.** Diseño de la V pump™



**Fuente:** ELITE MULTIPHASE SOLUTIONS, V-pump: una visión general, 2015.

El rotor y el estator están fabricados de Ni-resist, un material resistente al calor y elimina las limitaciones de la potencia de la bomba que se esté. Según SIMPSON<sup>97</sup>, “Entre los álabes del rotor y estator se forma un espaciado radial mayor o igual a 1.28 mm, siendo el espaciado radial típicamente de 0.254 mm”. Un espaciado notoriamente más amplio que los manejados convencionalmente y que nos brinda como ventajas que las partículas sólidas no queden atascada entre las partes del sistema sin disminuir la eficiencia del equipo. Gracias a estas características en la V-Pump™ es ideal para usarlas con fluidos de alta viscosidad y fluidos multifásicos.

El sistema funciona por medio de un eje central que trasmite la energía mecánica producida por un motor induciendo movimiento entre el rotor y estator, generando un movimiento longitudinal de los fluidos en el pozo que se transporta por medio de los canales del rotor, en el cual a pesar del espaciado rotor-estator logra mantener una alta eficiencia en producción, la V-pump™ extiende su aplicación para el manejo de fluidos multifásicos con alta fracción de vapor y además de altos porcentajes de sólidos.<sup>98</sup>

<sup>97</sup> Simpson, A., Rhys-Davies *et al.* A Tough, Truly Multiphase Downhole Pump for Unconventional Wells. En; Society of Petroleum Engineers. 24, April, 2017. doi:10.2118/185152-MS

<sup>98</sup> Simpson, A., Rhys-Davies *et al.* A Tough, Truly Multiphase Downhole Pump for Unconventional Wells. En; Society of Petroleum Engineers. 24, April, 2017. doi:10.2118/185152-MS

**2.4.5.1 Beneficios.** Se presentan a continuación los principales beneficios del sistema.

- Disminución de trabajos de workover
- En pozos producidos por ESP se puede instalar y ampliar los criterios de operación para así no requerir a otros sistemas de levantamiento artificial e incrementar gastos
- No requiere separadores de gas en superficie ni controladores de arenas lo cual nos reduce costos.

**2.4.5.2 Criterios de selección.** Los principales criterios favorables que tiene el sistema de levantamiento en cuenta para su respectiva selección son los mostrados en la **Tabla 2**.

**Tabla 2.** Criterios de selección V-pump™

Criterios de selección	Rango	Unidad
Gravedad API	8 a 49	°API
Viscosidad	1 a 13500	cP
Solidos	0 a 50000	ppm
Tasa de Gas (probado)	0 a 5	MMSCF
Temperatura máxima	482	°F
Ideal para pozos con altas tasas de declinación	-	-

Como se puede observar en la **Tabla 2** el sistema puede manejar unos grandes rangos de viscosidad, densidad, concentración de sólidos, por lo cual puede ser útil para pozos con condiciones variantes, como por ejemplo los pozos con altas tasas de declinación.

## 2.5 ANÁLISIS DE DECISIÓN MULTICRITERIO

Para poder tomar las mejores decisiones frente un problema, es necesario determinar qué criterios o factores tienen implicaciones sobre este, para así poder obtener la solución más exacta al momento de resolverlo. Cuando en la resolución de un problema se consideran dos o más criterios en competencia se dice que estamos frente a una decisión multicriterio. Dentro de la Investigación de Operaciones existe una rama llamada análisis de decisión multicriterio la cual se encarga de la aplicación de métodos analíticos avanzados con el objetivo de obtener la mejor solución a problemas de decisión multicriterio.<sup>99</sup>

<sup>99</sup> INFORMS. What is Operations Research? [citado en 6 de junio de 2017]. Disponible en Internet: <<https://www.informs.org/About-INFORMS/What-is-Operations-Research>>.

Este se divide en dos tipos la decisión multi-objetivo (MODM) de espacio de decisión continuo y toma de decisión multi-atributo y (MADM) de espacio de decisión discreto, en donde se han predeterminado las alternativas de solución.<sup>100</sup>

En general la mayoría de métodos de decisión multicriterio tienen características comunes en donde podemos encontrar:

- **Alternativa.** Son las posibles acciones que se pueden elegir, la mayoría de veces son finitas, y se presentan como soluciones al problema dado.
- **Criterio.** Para poder enmarcar un problema dentro de la clasificación multicriterio es necesario que esta contenga dos o más criterios, que básicamente constituyen las diferentes perspectivas en donde se pueden ver y evaluar las alternativas.
- **Pesos de decisión.** Para permitir que funcionen la mayoría de métodos de decisión multicriterio requieren que se le asigne un peso cuantitativo a cada criterio, este peso va relacionado y da idea de que tan importante es cada uno y al igual refleja la importancia relativa de cada criterio respecto a los demás.
- **Unidades inconmesurables.** Dependiendo de la naturaleza de los criterios podemos tener un caso multidimensional u otro unidimensional. El primero es cuando cada criterio tiene unidades de medición diferentes y el Segundo es cuando todos los criterios están relacionados con una unidad de medida.
- **Matriz de Decisión.** Es una herramienta que a partir del análisis de datos de entrada nos proporciona una solución y/o recomendaciones por medio del seguimiento de un método de decisión según las necesidades del usuario. Esta contiene un tamaño, unos criterios, alternativas y pesos para cada criterio.<sup>101</sup>
- **Funciona valor.** Son funciones matemáticas que describen el comportamiento de puntaje de cierto criterio

## 2.6 APLICACIÓN WEB

El Sistema de información estará disponible en una aplicación web, vale la pena definir que es, “es cualquier aplicación que es accedida vía web por una red como internet o una intranet.”<sup>3</sup>, al igual se puede referir a todos los programas informáticos en el que interactúan cliente, servidor y un navegador. Por medio de esta

---

<sup>100</sup> ALIYEV, Elshan. Development of Expert System for Artificial Lift Selection. Trabajo de Grado: Maestría de Ciencia en Ingeniería de Petróleo y Gas. Middle East Technical University. 2013. p. 70

<sup>101</sup> TRIANTAPHYLLOU, Evangelos. Determining the most important criteria in maintenance decision making. Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana. USA. 1997. p. 3.

herramienta podemos hacer cambios visibles instantáneamente en la página web todos estos soportados en una base de datos central.<sup>102</sup>

- **INTERFAZ GRAFICA DE LAS APLICACIONES WEB (IGU):** para simplificar la interacción entre el usuario y las páginas web estas contienen una interfaz gráfica en donde se logra hacer interacción entre la persona y la aplicación que no hablan el mismo lenguaje y por medio de esta se crea el Puente de comunicación<sup>103</sup>
- **LENGUAJE DE PROGRAMACION:** “es un lenguaje diseñado para describir el conjunto de acciones consecutivas que un equipo debe ejecutar”, es básicamente el modo de dar órdenes a un Sistema para que efectúe las acciones que deseamos, existen varias lenguas de programaciones, tales como: PHP, Perl, Python, C# y Visual Basic entre otros. Nuestro Sistema de información está basado en el lenguaje Php facilidad de uso y conocimientos previos en su manejo.<sup>104</sup>

---

<sup>102</sup> ALEGSA, Alejandro. Definición de aplicación Web. En: Diccionario de informática y tecnología. [citado en 22 ago, 2017]. Disponible en internet: <[http://www.alegsa.com.ar/Dic/aplicacion\\_web.php](http://www.alegsa.com.ar/Dic/aplicacion_web.php)>

<sup>103</sup> LAMARCA, Maria. La interfaz gráfica. El nuevo concepto de documento en la cultura de la imagen. [citado en 22 ago, 2017]. Disponible en internet: <<http://www.hipertexto.info/documentos/interfaz.htm>>

<sup>104</sup> CCM. Lenguajes de programación. En: enciclopedia. [citado en 22 ago, 2017]. Disponible en: <<http://es.ccm.net/contents/304-lenguajes-de-programacion>>

### 3. DISEÑO METODOLÓGICO

En este capítulo se describe la metodología utilizada para lograr cumplir los objetivos propuestos del proyecto, la cual se subdivide en cuatro etapas que se muestran en la **Figura 20**, teniendo en cuenta el orden y la dependencia de la realización de estas.

**Figura 20.** Etapas del proyecto en el tiempo



El objeto de estudio del proyecto es definir 5 nuevas tecnologías que podrían ser aplicadas en las 6 cuencas sedimentarias de Colombia de interés, integrándose a la matriz teórica del manual de completamiento de Ecopetrol S.A. y finalmente verificando su aplicación en el campo Casabe ubicado en el valle medio del magdalena.

Como se observa en la **Figura 20** las etapas 1 y 2 se realizan al mismo tiempo y son dependientes entre si debido a que se necesita la información de las nuevas tecnologías y saber cuáles son los datos necesarios dependiendo de la matriz a utilizar. En la etapa 3 es la integración al módulo en el cual se carga la información de las nuevas tecnologías teniendo así las tecnologías convencionales y las nuevas en el mismo, y la última etapa es la verificación del módulo con información perteneciente al campo Casabe. A continuación se describen un poco más a fondo las etapas.

- Etapa 1: en la etapa 1 se busca y recopila la información de las cinco nuevas tecnologías de SLA, teniendo en cuenta sus aspectos nuevos, rangos de

funcionamiento, ventajas y desventajas de estos a comparación de los tradicionales.

- Etapa 2: en la etapa 2 se determinan los parámetros o variables de selección que se van a tener en cuenta a la hora de seleccionar un SLA, teniendo en cuenta las bases teóricas. Además en conjunto con esto se seleccionara la matriz de decisión que se va utilizar teniendo en cuenta estos parámetros.
- Etapa 3: la etapa 3 consiste en todas las actividades para la integración de la matriz de decisión al módulo computacional. Incluyendo la organización de los datos para ser ingresados al simulador.
- Etapa 4: en la etapa 4 se va a verificar la aplicabilidad del módulo en el Campo Casabe, mediante la información de 4 pozos con propiedades que podrían a llegar a ser problemáticas normalmente para los SLA convencionales.

### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

El tipo de proyecto es de carácter desarrollo tecnológico según lo establecido por Colciencias, ya que se hará una mejora tecnológica de un sistema de información preexistente, donde se materializará los resultados de la investigación a partir del desarrollo del conocimiento científico. Esto debido a:

- Mejora el sistema de información preexistente
- Utiliza datos de teóricos y permite aplicarlos a la selección de un SLA integrando nuevas tecnologías mediante el uso de una matriz de decisión multicriterio.
- Caracteriza las nuevas tecnologías y descríbelos parámetros, recomendaciones y ventajas operativas que estas ofrecen.

### **3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA**

**3.2.1 Población.** La población para este proyecto vendrá dada por las seis cuencas productoras donde se tienen instalados SLA, los cuales representan un total de 5.640 pozos, que es donde se aplica el módulo general de completamiento de Ecopetrol.

**3.2.2 Muestra.** La muestra de la aplicación de la matriz con nuevas tecnologías será específicamente en el campo casabe el cual cuenta con 659 pozo, de los cuales se tuvo acceso a propiedades específicas de 30, y eligieron 4 pozos con propiedades y características que pueden llegar a ser problemáticas, con los cuales se probara la matriz.

### 3.3 FUENTES, TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

La información necesaria para el desarrollo de este proyecto se mostrara a continuación dependiendo en función de las etapas que se tuvieron en cuenta.

**3.3.1 Etapa 1:** para la adquisición de la información de las nuevas tecnologías se buscó información relacionada a cada una de ellas, se buscó principalmente en artículos científicos y como fuentes secundarias libros, tesis, entre otros, debido a que las nuevas tecnologías todavía no están en los libros, aunque si en las tecnologías en las que se basan o buscan mejorar.

Para la bomba electro-sumergible completamente recuperable se consideraron las referencias mencionada en el **Cuadro 10** En la cual se menciona los aportes de cada una de estas.

**Cuadro 10.** Fuentes de consulta acerca de la ESP recuperable

Titulo original del documento investigado	Traducción del título del documento investigado	Año	Aporte
Fully Retrievable ESP: A New Artificial Lift Concept	BES completamente recuperable: Un nuevo concepto de levantamiento artificial	2013	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
Tru-Tubing Conveyed ESP Replacement-- Live Well Intervention	ESP recuperada a través por el tubing -- intervención en vivo	2008	Información de algunos rangos y funcionamiento del sistema
First 4.5" Through-Tubing ESP with Downhole Wet Connect	Primera ESP de 4,5" por el tubing con conector húmedo de fondo	2009	Información de algunos rangos operativos del sistema
ESP Retrievable Technology: A Solution to Enhance ESP Production While Minimizing costs	Tecnología ESP Recuperable: Una Solución para Mejorar la Producción Con ESP Mientras se Minimizan Costos	2012	Información de algunos rangos operativos y evaluación financiera del sistema

Para la ESP con PMM se consideraron las referencias mencionadas en el **Cuadro 11**. En la cual se menciona los aportes de cada una de estas.

**Cuadro 11.** Fuentes de consulta de la ESP con PMM

Título original del documento investigado	Traducción del título del documento investigado	Año	Aporte
A Robust and Environment Friendly Artificial Lift System: ESPCP with PMM	Sistema de levantamiento artificial robusto y ambientalmente amigable : ESPCP con PMM	2016	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
Case Histories of Running Progressing Cavity Pumps With Submersible Permanent Magnet Motors	Casos Históricos de Montajes de Bombas de Cavidades Progresivas con Motor Síncronico Magnético Permanente	2013	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
Field Experience with the Application and Operation of Permanent Magnet Motors in the ESP Industry: success Stories and lessons learned	Experiencia de Campo con la Aplicación y Operación de Motor Síncronico Magnético Permanente en la Industria de las ESP: Historias de Éxito y Lecciones Aprendidas	2013	Información de algunos rangos operativos del sistema
Deployment of a Multiphase Progressive Cavity Pump Coupled With a Submersible Permanent Magnet Motor	Despliegue de una Bomba de Cavidades Progresivas Multifásica con un Motor Síncronico Magnético Permanente	2016	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
PMM-PCP Field Trials Using a New Generation Permanent Magnet Motor Technology	Pruebas en Campo Usando una Nueva Generación de Motores Síncronico Magnético Permanente	2014	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
Permanent Magnet Motor Hydraulically regulated- PCP PMM-HR-PCP: An Innovative Artificial Lift System for Horizontal and Deviated Wells Producing High Viscous Oil With Gas & Sand	PCP con Reguladores Hidráulicos con Motor Síncronico Magnético Permanente PMM-HR-PCP: Sistema para Pozos Horizontales y Desviados, Produciendo Crudo Viscoso con Gas y Arena	2016	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
Pilot Trial of New ES-HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir	Prueba Piloto de la Nueva Tecnología ES-HR-PCP para Reservorios de Crudo Pesado	2016	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema

Para la PCP con Reguladores Hidráulicos se consideraron las referencias mencionadas en el **Cuadro 12**. En la cual se menciona los aportes de cada una de estas

**Cuadro 12.** Fuentes de consulta de la PCP con Reguladores Hidráulicos

Título original del documento investigado	Traducción del título del documento investigado	Año	Aporte
Pilot Trial of HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir in KOC	Prueba piloto de la tecnología HR-PCP para yacimientos de crudo pesado en KOC	2015	Información de algunos rangos operativos del sistema y ventajas
Deployment of a Multiphase Progressive Cavity Pump Coupled With a Submersible Permanent Magnet Motor	Despliegue de una Bomba de Cavidades Progresivas Multifásica con un Motor Síncrono Magnético Permanente	2016	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
PCP Runlife Improvement in Orinoco Belt With New PCP Technology	Mejora de la Vida Útil de la PCP en la Cuenca del Orinoco con una Nueva tecnología de PCP	2014	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
Permanent Magnet Motor Hydraulically regulated- PCP PMM-HR-PCP: An Innovative Artificial Lift System for Horizontal and Deviated Wells Producing High Viscous Oil With Gas & Sand	PCP con Reguladores Hidráulicos con Motor Síncrono Magnético Permanente PMM-HR-PCP: Sistema para Pozos Horizontales y Desviados, Produciendo Crudo Viscoso con Gas y Arena	2016	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
Pilot Trial of New ES-HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir	Prueba Piloto de la Nueva Tecnología ES-HR-PCP para Reservorios de Crudo Pesado	2016	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
Successful Deployment of a New Generation of Progressive Cavity Pump in a High GOR Argentinian Heavy Oil Field	Exitoso despliegue de una Nueva Generación de Bomba de Cavidades Progresivas en un Campo con Alto GOR y Crudo Pesado Argentino	2012	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema

Para la Pig lift continuo se consideraron las referencias mencionadas en el **Cuadro 13**. En la cual se menciona los aportes de cada una de estas.

**Cuadro 13.** Fuentes de consulta de Pig Lift continuo

Titulo original del documento investigado	Traducción del título del documento investigado	Año	Aporte
Continious pig lift: a new artificial lift system and its field pilot test	Pig Lift Continuo: Un Nuevo Sistema de Levantamiento Artificial y su Prueba en Campo	2010	Información de algunos rangos operativos del sistema
Simulation and Optimization of Continuos Pig Lift Systems	Simulación y Optimización de Sistemas de "pig lift" Continuo	2006	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema
Pig Lift: A New Artificial Lift Method	"Pig lift": Un Nuevo Método de Levantamiento Artificial	1998	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema

Para la V-pump™ continuo se consideraron las referencias mencionadas en el **Cuadro 14**. En la cual se menciona los aportes de cada una de estas

**Cuadro 14.** Fuentes de consulta de V-pump™

Titulo original del documento investigado	Traducción del título del documento investigado	Año	Aporte
A Tough, Truly Multiphase Downhole Pump for Unconvetional Wells	Una Dura, Verdaderamente Multifasica Bomba de Fondo para Pozos No Convencionales	2017	Información de algunos rangos operativos y ventajas del sistema

**3.3.2 Etapa 2.** Para la adquisición de la información de los parámetros de selección de SLA se tuvo en cuenta la información de la **Cuadro 15**, el cual permitió definir los datos de entrada a la matriz.

**Cuadro 15.** Fuentes de consulta de los parámetros de selección de SLA

Titulo original del documento investigado	Traducción del título del documento investigado	Año	Aporte
Diseño del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial para el manual general de completamiento de Ecopetrol s.a.	Diseño del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial para el manual general de completamiento de Ecopetrol s.a.	2016	Parámetros integrados a la matriz
Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el Campo Corrales bloque Buenavista	Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el Campo Corrales bloque Buenavista	2016	Información de rangos operativos tolerables y viables de sistemas de levantamiento artificial
Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el Pozo Torcaz 3.	Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el Pozo Torcaz 3.	2016	Información de rangos operativos tolerables y viables de sistemas de levantamiento artificial
A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model	Una predicción al mayor método de levantamiento artificial basado en el modelo TOPSIS.	2010	Parámetros de selección de sistemas de levantamiento artificial

Para la selección de la matriz de decisión se va a utilizar un método de decisión multi-criterio, a esta se van cargar los parámetros de selección y las nuevas alternativas de decisión, lo cual por resultado va a dar una recomendación de la mejor alternativa de SLA para los datos ingresados. La consulta de estos métodos de decisión se realizó mediante la consulta en la literatura, estos son los mostrados en el **Cuadro 16**.

**Cuadro 16.** Fuentes de consulta de la Matriz de Decisión

<b>Método de Decisión multicriterio</b>	<b>Título original del documento investigado</b>	<b>Traducción del título del documento investigado</b>	<b>Año</b>
TOPSIS	A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model	Una predicción al mayor método de levantamiento artificial basado en el modelo TOPSIS.	2010
WSM	The weighted sum method for multi-objective optimization: New insights	El método de la suma ponderada para optimización multi-objetivo: Nuevos conocimientos	2010
AIRM	Application of Aggregated Indices Randomization Method for Prognosing the Consumer Demand on Features of Mobile Navigation Applications	Aplicación del método de Índices agregados por aleatorización para pronosticar la demanda de los consumidores en características de aplicaciones de la navegación móvil	2014
ANP	1) APLICACIÓN DEL PROCESO ANALÍTICO EN RED ANP PARA LA SELECCIÓN DE UN PROJECT MANAGER 2) Métodos multicriterio ANP, AHP, MACBETH	1) APLICACIÓN DEL PROCESO ANALÍTICO EN RED ANP PARA LA SELECCIÓN DE UN PROJECT MANAGER 2) Métodos multicriterio ANP, AHP, MACBETH	2011/2012
AHP	1) EL PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO (AHP). FUNDAMENTOS, METODOLOGÍA Y APLICACIONES 2) Métodos multicriterio ANP, AHP, MACBETH	1) EL PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO (AHP). FUNDAMENTOS, METODOLOGÍA Y APLICACIONES 2) Métodos multicriterio ANP, AHP, MACBETH	2010/2012
MACBETH	1) Multicriteria with MACBETH 2) Métodos multicriterio ANP, AHP, MACBETH	1) Multicriterio con MACBETH 2) Métodos multicriterio ANP, AHP, MACBETH	2014/2012

### 3.4 TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO Y ANALISIS DE DATOS

En esta sección se va a procesar la información obtenida anteriormente de cada una de las etapas, para ser aplicable al proyecto.

**3.4.1 Etapa 1.** Con los parámetros establecidos es necesario conocer los valores de estos por cada uno de los SLA artificial, para esto se van a tener en cuenta que existen dos tipos de parámetros los que tienen un valor numérico y los que se tienen diferentes opciones cualitativas.

Para los parámetros de valor numérico es necesario establecer los rangos máximos y mínimos en los cuales el SLA puede utilizarse, teniendo en cuenta rangos amplios, debido, que aunque rendimiento no sea el más óptimo, se puede expresar mediante el uso de funciones valor, que califican el sistema en su rango de operación. Y si el valor del parámetro ingresado no entra en el rango, esté queda descartado, debido a que es incapaz de manejar estos valores.

A continuación en la **Tabla 3** se presentan los valores máximos y mínimos de los parámetros numéricos para cada nuevo SLA.

**Tabla 3.** Rangos operativos implementados en el modulo

PARÁMETROS TÉCNICOS	BES RECUPERABLE		ESPCP CON PMM		HR-PCP		PIG LIFT CONTINUO		V.PUMP™	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
Tasa de producción de fluidos	100	40000	10	10000	10	8000	5	2000	200	9000
Corte de Agua(%)	0	100	0	100	0	100	0	100	0	100
Viscosidad de Fluido (cP)	1	8000	3	8000	3	8000	1	9000	1	70000
Producción de Arena (ppm)	0	200	0	50000	0	50000	0	200	0	50000
Relación Gas/Aceite	0	7000	0	600	0	4000	0	8000	0	4000
Profundidad total del pozo	1000	15000	1000	16000	1000	16000	1000	10000	1000	16000
Diámetro del tubing	4,5	9,625	4,5	9,625	2,375	9,625	2,375	9,625	4,5	9,625
Temperatura (°F)	130	400	130	300	130	300	80	500	60	400
Presión en la entrada de la bomba( psi)	70	3000	50	3000	35	3000	90	3000	-11	3000
Gravedad API	10	60	0	35	0	35	5	35	0	60
Dogleg (*/100ft)	0	15	0	15	0	15	0	15	0	15

Estos rangos operativos fueron tomados de la literatura, teniendo en cuenta los rangos máximos y mínimos donde se aplicaron las nuevas tecnologías, además los rangos de los SLA convencionales en los que se basan las tecnologías.

**3.4.2 Etapa 2.** En esta etapa se definieron los parámetros que se van a tener en cuenta para la matriz de decisión, además cabe resaltar que estos tienen diferente grado de importancia entre sí, para hacer la selección del SLA en un pozo. También se definió la matriz de decisión que se va a utilizar en el proyecto.

**3.4.2.1 Parámetros a tener en cuenta en la Matriz de decisión** En la fase 1 del proyecto quedaron definidos algunos parámetros técnicos para la selección de los sistemas de levantamiento artificial. Los cuales son:

- Tasa de producción de fluidos
- Corte de Agua
- Viscosidad de Fluido
- Fluidos Corrosivos
- Producción de Arena
- Relación Gas/Aceite
- Contaminantes
- Profundidad total del pozo
- Diámetro del tubing
- Inclinación del pozo
- Temperatura
- Presión en la entrada de la bomba
- Completamiento Múltiple
- Restricciones de espacio en superficie
- Presencia de Parafinas

Además, a la matriz de información se agregaron en este proyecto algunos parámetros considerados importantes a tener en cuenta para la selección de sistemas de levantamiento más óptimo entre los cuales están:

- Recobro
- Tratamiento químico
- Locación
- Potencia del sistema
- Recuperable
- Gravedad API
- Severidad del dogleg
- Numero de pozos

De estos parámetros, los cinco primeros son de selección múltiple y los últimos tres se describen con valores numéricos.

**3.4.2.2 Selección de matriz de decisión.** Para la selección de la matriz de selección con la información anteriormente presentada se buscó seleccionar la que más se adaptara a las necesidades del proyecto, las cuales son mostradas en el **Cuadro 17**.

**Cuadro 17.** Necesidades para la matriz del proyecto a evaluar

Numero	Necesidades del proyecto
1	Permite medidas cualitativas
2	Permite funciones valor
3	Usa datos numéricos
4	Le da peso a los criterios de decisión
5	Permite priorizar (dar un orden a las recomendaciones)
6	Existen antecedentes del método en la selección de sistemas de levantamiento artificial
7	La implementación en software es relativamente simple
8	Da continuidad a la fase uno del proyecto

En la **Figura 21** se muestra la evaluación de los diferentes métodos de decisión multicriterio.

**Figura 21.** Selección de matriz de decisión

Método	Necesidad							
	1	2	3	4	5	6	7	8
WSM	(*)							
AIRPM								
ANP								
AHP								
MACBETH								
TOPSIS								

Convenciones

	Cumple con la necesidad
	No cumple con la necesidad

(\*) requiere usar funciones valor

**Fuente:** Peña, K. Serna, J. (2017). Modificado por autores.

Como se observa en la **Figura 21** el método más adecuado para el proyecto es TOPSIS, debido a que cumple con todas las necesidades planteadas.

**3.4.3 Etapa 3.** En esta etapa se contempla las actividades para generar la matriz de decisión, las cuales son la asignación de pesos a los parámetros técnicos, selección de la matriz, generación de las funciones valor y el algoritmo de la matriz. Mediante el análisis de la información obtenida previamente.

La matriz de decisión multicriterio está conformada por pesos, alternativas y criterios como se definió en el **capítulo 2.5**, a continuación se explica cada uno de estos respecto al proyecto.

Los parámetros técnicos actualizados son los criterios, según lo establecido en la etapa 2. Cabe resaltar que no se consideraron factores económicos, solo se tienen en cuenta aspectos técnicos de los sistemas y su ambiente de trabajo.

Las alternativas son los SLA convencionales de la fase 1 del proyecto en conjunto con las nuevas tecnologías que son:

- BES RECUPERABLE
- ESPCP™ CON PMM
- HR-PCP
- PIG LIFT CONTINUO
- V-PUMP™

Los pesos de cada parámetro o criterio son el grado de importancia de este respecto a los otros, y son definidos para cada campo dependiendo de sus características.

**3.4.3.1 Pesos de los parámetros técnicos.** Los pesos son un valor numérico asignado a un criterio que representan la importancia relativa de un criterio respecto a los demás, estos son de importancia en la matriz de decisión ya que permitirán resaltar los parámetros que más influyen a la hora de seleccionar un SLA, vienen dados teóricamente por la relevancia que se les asigna en la literatura y las veces que se repite en esta como se ve en la **Tabla 4**. Aunque para su aplicación se van a tener en cuenta características de los campos, como los principales retos que se tienen, y la experiencia previa en estos. Y se van a considerar valores entre 1 y 5.

**Tabla 4.** Asignación de Pesos a los parámetros

Criterio	Peso
Tasa de producción de fluidos	5
Corte de Agua (%)	2
Viscosidad de Fluido (cp.)	3
Producción de Arena	3
Relación Gas/Aceite	3
Profundidad total del pozo	3
Diámetro del tubing	3
Temperatura (°F)	3
Presión en la entrada de la bomba ( psi)	3
Gravedad API	3
Dogleg (°/100ft)	3
Recobro	2
Tratamiento químico	3
Locación	3
Potencia del sistema	2

**Tabla 4.** (Continuación)

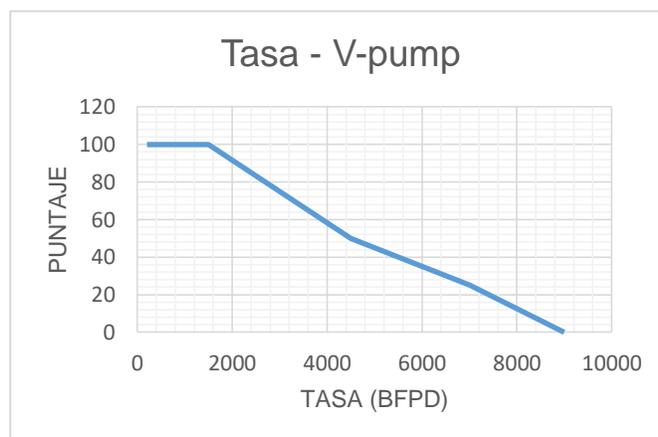
Criterio	Peso
Recuperable sin taladro	2
Fluidos Corrosivos	3
Contaminantes	2
Inclinación del pozo	3
Completamiento	2
Restricciones de espacio en superficie	3
Presencia de Parafinas	1

**3.4.3.2 Funciones valor.** Las funciones valor permiten que cada alternativa tenga valores de los criterios o parámetro diferentes, de esta forma que se caractericen las alternativas según sus rangos de funcionamiento. Estos rangos fueron tomados de la **Tabla 3** en la cual se especifican los máximos y mínimos, además teniendo en cuenta la literatura se pudo identificar los rangos intermedios dependiendo de su aplicación en la vida real y las restricciones que tienen las alternativas.

Los valores de las funciones valor fueron dados de cero a cien, siendo cero cuando el valor del parámetro de la alternativa es poco viable pero se puede implementar, y cien cuando el valor del parámetro de la alternativa se puede implementar sin presentar ninguna complicación.

A continuación en la **Figura 22** se presentara como ejemplo de función valor la utilizada para la alternativa V-pump™. De esta forma se hará para cada variable y cada una de las alternativas, las demás encuentran en el **Anexo A**.

**Figura 22.** Función valor de tasa de la V-pump™



**3.4.3.3 Algoritmo matriz de decisión TOPSIS.** A continuación se presentara el algoritmo utilizado por la matriz TOPSIS para la selección de la mejor alternativa de SLA. Mediante el uso de un paso a paso. El cual permitirá integrar los datos obtenidos hasta el momento para el funcionamiento de la matriz. El paso a paso consiste en:

- Recibir la información de entrada del pozo a evaluar. Que son los criterios definidos anteriormente
- Eliminar las alternativas que no entren en el rango de uso las diferentes alternativas.
- Por medio de las funciones valor hallar un valor para cada combinación parámetro- sistema
- Con el paso anterior generar la matriz de decisión TOPSIS de dimensiones  $(X_{ij})_{m \times n}$  donde m son las alternativas y n los criterios.
- Normalizar la matriz teniendo en cuenta los criterios y de esta forma generar la matriz "R".
- Calcular la matriz de decisión normalizada y pesada "T". Mediante la **Ecuación 5**.

**Ecuación 5.** Matriz normalizada y pesada

$$t_{ij} = r_{ij} \cdot w_j, \quad i = 1, 2, \dots, m; j = 1, 2, \dots, n$$

Donde,

$$w_j = \frac{w_j}{\sum_{j=1}^n w_j}, j = 1, 2, \dots, n$$

$t_{ij}$  = elemento de la matriz pesada T

$r_{ij}$  = elemento de la matriz normalizada R

W = matriz de pesos

**Fuente:** ASSARI, Ali; MAHESHAND, T.M y ASSARI, Erfan. Role of public participation in sustainability of historical city: usage of TOPSIS method (2012).

- Determinar la mejor ( $A_b$ ) y peor condición ( $A_w$ ) mediante la **Ecuación 6** o solución ideal positiva (PIS) y negativa (NIS)

**Ecuación 6.** Mejor y peor condición ( $A_b$  y  $A_w$ ).

$$\begin{aligned} A_b &= \{ \langle \min(t_{ij} | i = 1, 2, \dots, m) | j \in J_- \rangle, \langle \max(t_{ij} | i = 1, 2, \dots, m) | j \in J_+ \rangle \} \equiv \{ t_{bj} | j = 1, 2, \dots, n \} \\ A_w &= \{ \langle \max(t_{ij} | i = 1, 2, \dots, m) | j \in J_- \rangle, \langle \min(t_{ij} | i = 1, 2, \dots, m) | j \in J_+ \rangle \} \equiv \{ t_{wj} | j = 1, 2, \dots, n \} \end{aligned}$$

Donde,

$J_+ = \{j=1, 2, \dots, |j\}$  está asociado con los criterios que tienen un impacto positivo

$J^- = \{j=1,2,\dots,j\}$  está asociado con los criterios que tienen un impacto negativo.  
 $t_{ij}$  = elemento de la matriz pesada T  
 $tb_j$  = máximo elemento de la matriz T  
 $tw_j$  = mínimo elemento de la matriz T

**Fuente:** ASSARI, Ali; MAHESHAND, T.M y ASSARI, Erfan. Role of public participation in sustainability of historical city: usage of TOPSIS method (2012).

- Determinar la distancia euclidiana entre cada alternativa y la mejor y peor condición. Mediante la **Ecuación 7**.

**Ecuación 7.** Distancia entre cada alternativa y la mejor y peor condición ( $d_{ib}$  y  $d_{iw}$ )

$$d_{ib} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (t_{ij} - t_{bj})^2}, i = 1, 2, \dots, m; d_{iw} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (t_{ij} - t_{wj})^2}, i = 1, 2, \dots, m$$

Donde,

$d_{ib}$  = distancia a mejor condición

$d_{iw}$  = distancia a peor condición

$t_{ij}$  = elemento de la matriz pesada T

$tb_j$  = máximo elemento de la matriz T

$tw_j$  = mínimo elemento de la matriz T

**Fuente:** ASSARI, Ali; MAHESHAND, T.M y ASSARI, Erfan. Role of public participation in sustainability of historical city: usage of TOPSIS method (2012).

- Calcular la similitud a la peor condición usando la **Ecuación 8**

**Ecuación 8.** Similitud a la peor condición ( $S_{iw}$ )

$$s_{iw} = \frac{d_{iw}}{d_{iw} + d_{ib}}, 0 \leq s_{iw} \leq 1, i = 1, 2, \dots, m.$$

**Fuente:** ASSARI, Ali; MAHESHAND, T.M y ASSARI, Erfan. Role of public participation in sustainability of historical city: usage of TOPSIS method (2012).

- Priorizar de mayor a menor basado en la similitud a la peor condición. La similitud a la peor condición ( $s_{iw}$ ) es el valor que da como resultado la matriz TOPSIS, ordenadas de mayor a menor. Siendo 1 la mejor alternativa y 0 la peor.

**3.4.4 Etapa 4.** En esta etapa se analizaron los 30 pozos del Campo Casabe de los cuales se elegirán los 4 con propiedades que podrían a llegar a ser problemáticas normalmente, ya con estos se pueden ingresar los datos a la matriz para evaluarlos y entregar las sugerencias de los SLA. Además se tiene que considerar los pesos de los parámetros para el campo en específico, debido a que cada campo cuenta con características particulares las cuales varían los pesos. Para la validación del módulo de información, estos pesos son los que se usan en el Campo Casabe. Fueron extraídos por medio de encuestas a varios ingenieros de campo y se promediaron los resultados, dando los datos mostrados en la **Tabla 5**. En un intervalo de valores del 1 al 10.

**Tabla 5.** Pesos de los parámetros para el Campo Casabe

Parámetro	Promedio de puntaje
TASA DE PRODUCCIÓN (BPD)	8
CORTE DE AGUA (%)	6.6
VISCOSIDAD (cp.)	5.6
FLUIDOS CORROSIVOS	6
ARENA (ppm)	9
RELACIÓN GAS PETRÓLEO (PCS/BS)	6.9
NUMERO DE POZOS	3
CONTAMINANTES	2.5
PROFUNDIDAD (PIES)	6
INCLINACIÓN	7.6
DIAMETRO DE TUBERIA (PULGADAS)	6
TEMPERATURA (°F)	4.4
COMPLETAMIENTO DEL POZO	5
PRESIÓN EN LA ENTRADA DE LA BOMBA	9
RESTRICCIONES DE ESPACIO DE LA SUPERFICIE	1
PRESENCIA DE PARAFINAS	2
LOCACIÓN	5.2
POTENCIA ELECTRICA	1.5
TRATAMIENTO QUÍMICO	3.5
SEVERIDAD DE DOGLEG	8
MÉTODO DE RECOBRO	4.8
GRAVEDAD °API	5.6

**Fuente:** Ecopetrol

## 4. RESULTADOS

A continuación el siguiente capítulo mostrará los resultados obtenidos en el curso del Proyecto, en el cual se presentaran las mejoras y cambios hechos al módulo de selección, entre los cuales están:

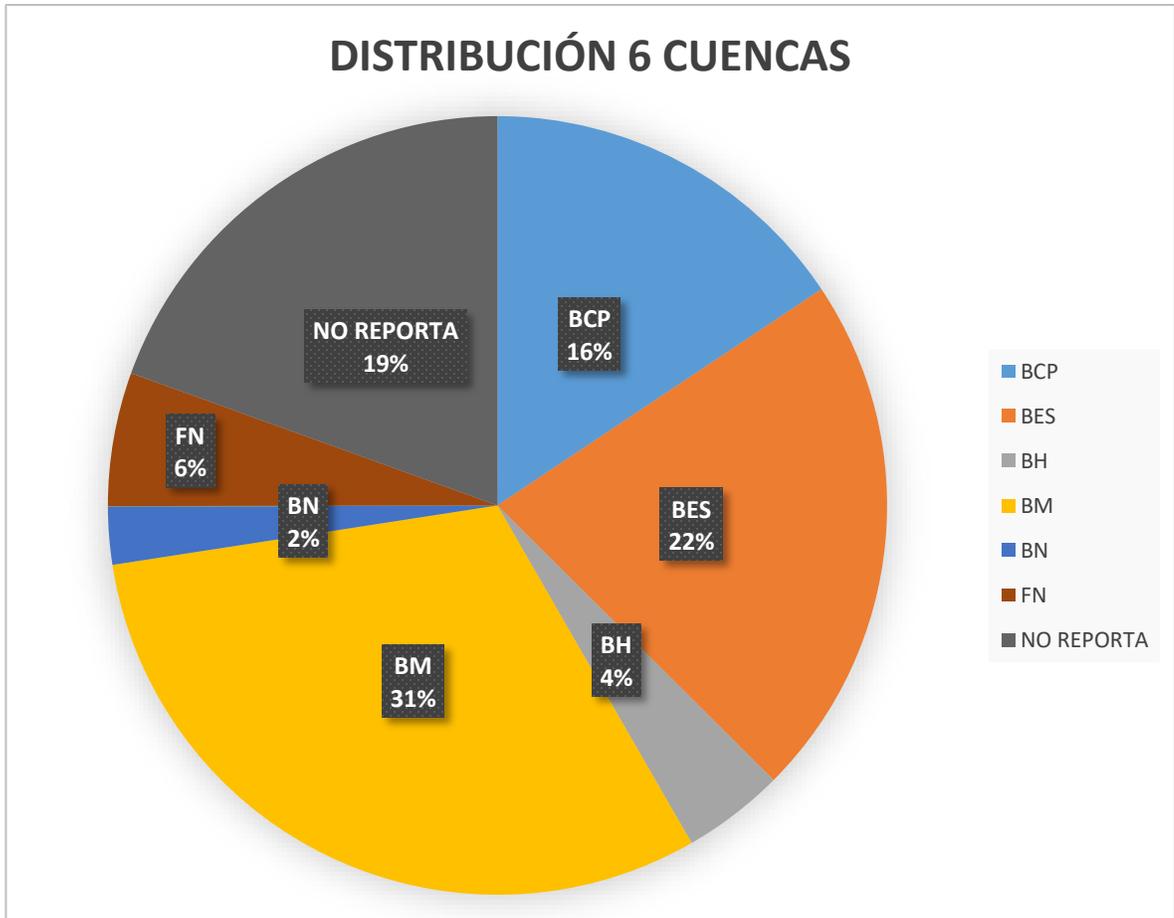
- Se hizo un diagnóstico de las tendencias de Sistemas de levantamiento artificial por seis cuencas sedimentarias en Colombia, en el cual se muestra en forma gráfica cuales son los sistemas más y menos predominantes, así mismo se determinaron los motivos por los cuales un Sistema se encuentra en mayor proporción, ya sean por requisitos operativos, preferencias del personal, limitaciones económicas o disponibilidades de los equipos.
- Se realizó un estado de arte de los sistemas de levantamiento artificial, en el cual se seleccionaron las nuevas tecnologías describiendo sus aspectos técnicos, aplicabilidad e integrándolas como opciones a la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial del módulo de información, este desarrollo se puede evidenciar en el **capítulo 2.4**.
- Se evaluó con profesionales la operación y rangos operativos de las nuevas tecnologías. Además se determinaron los pesos de valor de los parámetros de la matriz de selección, lo cual dio como resultado una herramienta más robusta y con la validación de expertos en el tema.

### 4.1 DIAGNÓSTICO POR CUENCA

Para proponer mejoras o sistemas de levantamiento alternos a los ya existentes, se debe conocer que tenemos actualmente. A continuación se muestran tablas y diagramas gráficos de la distribución de sistemas de levantamiento empleados en los pozos petroleros operados por Ecopetrol S.A. en seis cuencas en Colombia, información extraída de datos de Open Wells, las cuencas son Valle Inferior del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Catatumbo, Llanos Orientas, Caguán-Putumayo y Valle Medio del Magdalena, además se ilustra la distribución en el campo Casabe en donde se valida la herramienta de información, y un resultado en general en el que muestra la distribución total de estas cuencas. Están divididas por los nombre de sistemas de levantamiento convencionales, Bombeo por cavidades progresivas, Bombeo Electro-sumergible, Bombeo hidráulico, Bombeo Mecánico, Bombeo Neumático, pozos que no reportan información relevante al tema, y pozos producidos por flujo natural.

**4.1.1 Distribución en las seis cuencas.** Las Cuencas cuentan con un total de 6257 pozos registrados en “Openwells” y su distribución se muestra en el **Grafico 1**.

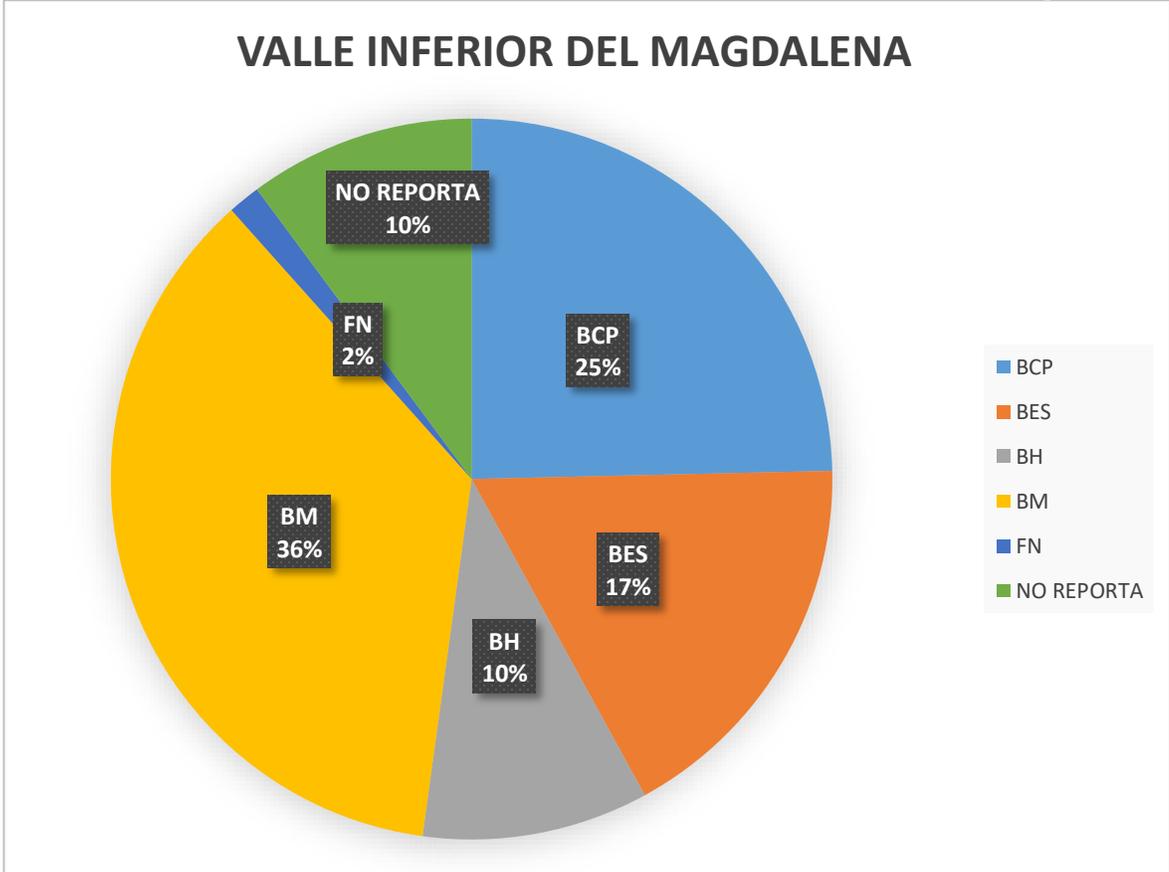
**Grafico 1.** Distribución de los SLA en las Cuencas de interés



**Fuente:** Openwells (2016)

**4.1.2 Cuenca Del Valle Inferior Del Magdalena.** La Cuenca Del Valle Inferior Del Magdalena cuenta con un total de 69 pozos registrados en “Openwells” y su distribución se muestra en el **Grafico 2**.

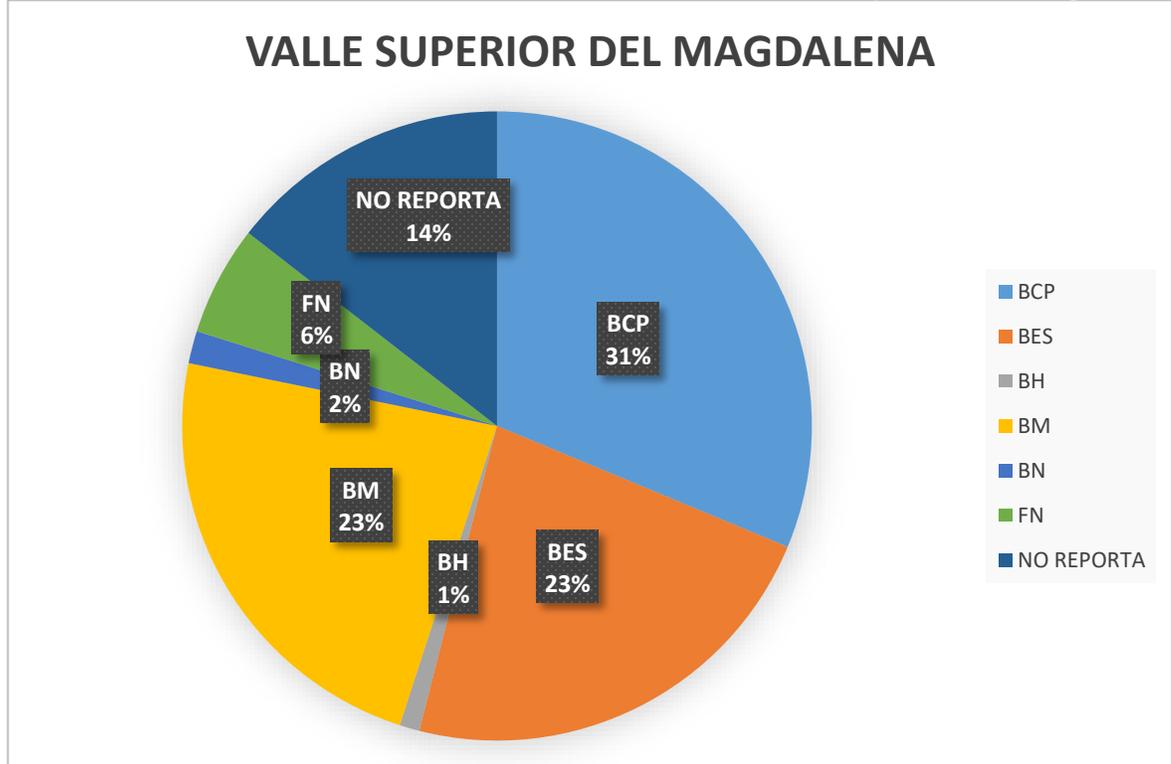
**Grafico 2.** Distribución de los SLA en la Cuenca Del Valle Inferior Del Magdalena



Fuente: Openwells (2016)

**4.1.3 Cuenca Del Valle Superior Del Magdalena.** La Cuenca Del Valle Superior Del Magdalena cuenta con un total de 780 pozos registrados en “Openwells” y su distribución se muestra en el **Grafico 3.**

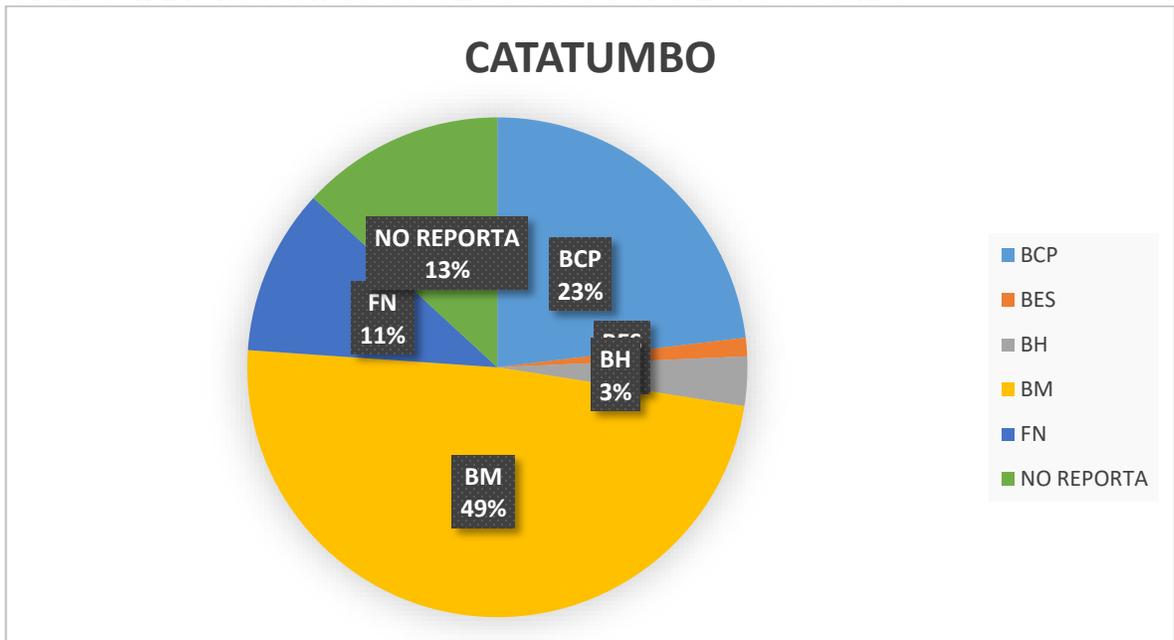
**Grafico 3.** Distribución de los SLA en la Cuenca Del Valle Superior Del Magdalena



Fuente: Openwells (2016)

**4.1.4 Cuenca Del Catatumbo.** La Cuenca Del Catatumbo cuenta con un total de 257 pozos registrados en "OpenWells" y su distribución se muestra en el **Grafico 4.**

**Grafico 4.** Distribución de los SLA en la Cuenca Del Catatumbo



Fuente: OpenWells (2016)

**4.1.5 Cuenca De Los Llanos Orientales.** La Cuenca De Los Llanos Orientales cuenta con un total de 1086 pozos registrados en "OpenWells" y su distribución se muestra en el **Grafico 5**.

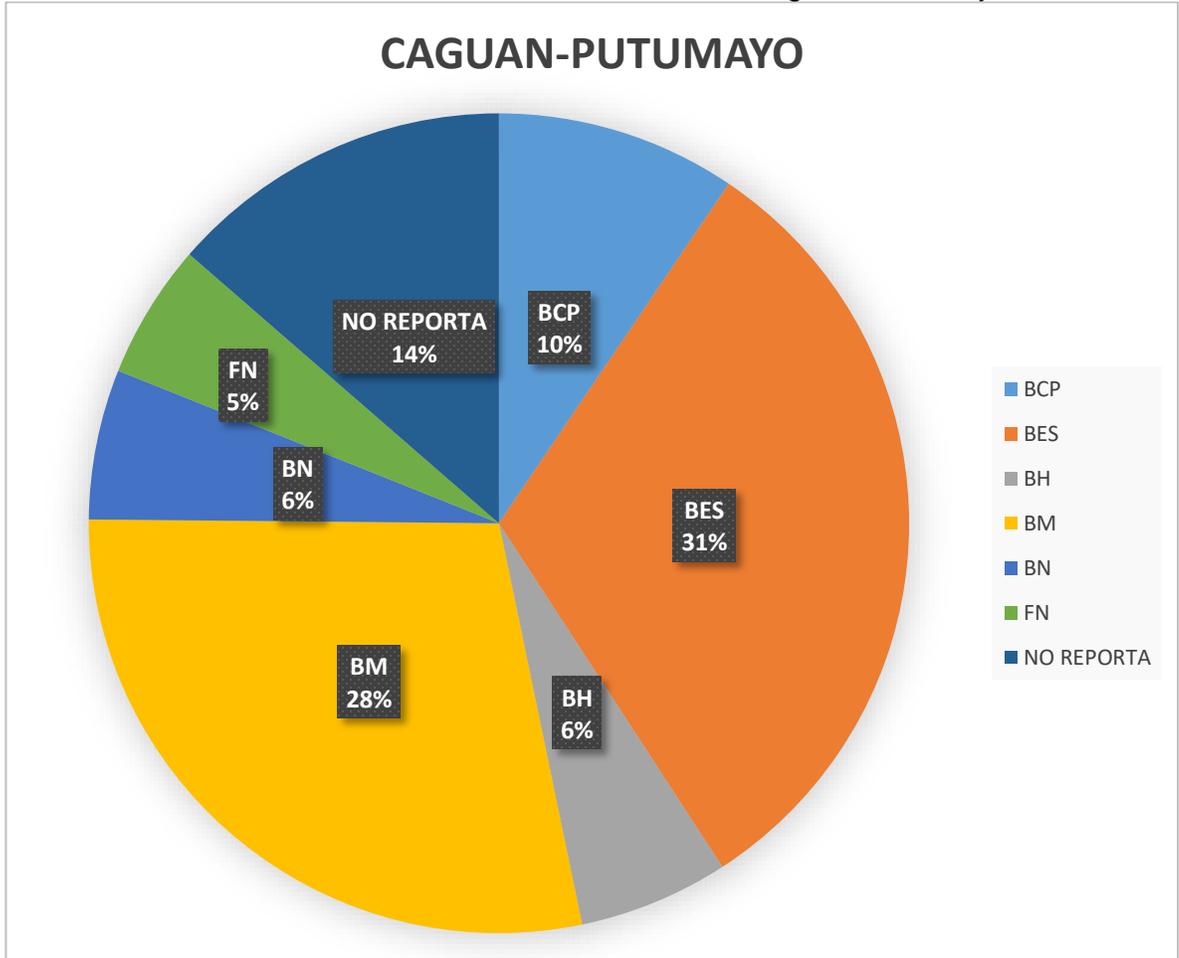
**Grafico 5.** Distribución de los SLA en la Cuenca De Los Llanos Orientales



Fuente: OpenWells (2016)

**4.1.6 Cuenca De Caguán-Putumayo.** La Cuenca De Caguán-Putumayo Cuenta con un total de 169 pozos registrados en "OpenWells" y su distribución se muestra en el **Grafico 6.**

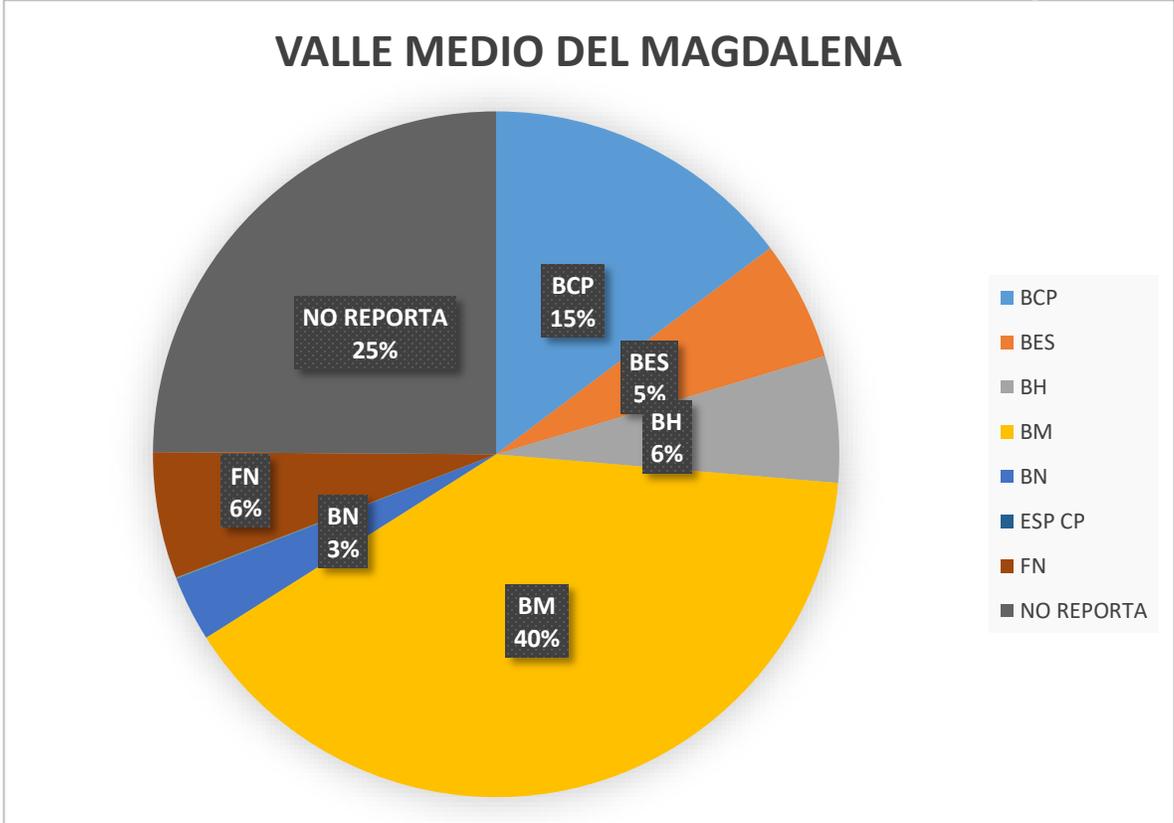
**Grafico 6.** Distribución de los SLA en la Cuenca De Caguán-Putumayo



Fuente: OpenWells (2016)

**4.1.7 Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena.** La Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena Cuenta con un total de 3896 pozos registrados en "OpenWells" y su distribución se muestra en el **Grafico 7.**

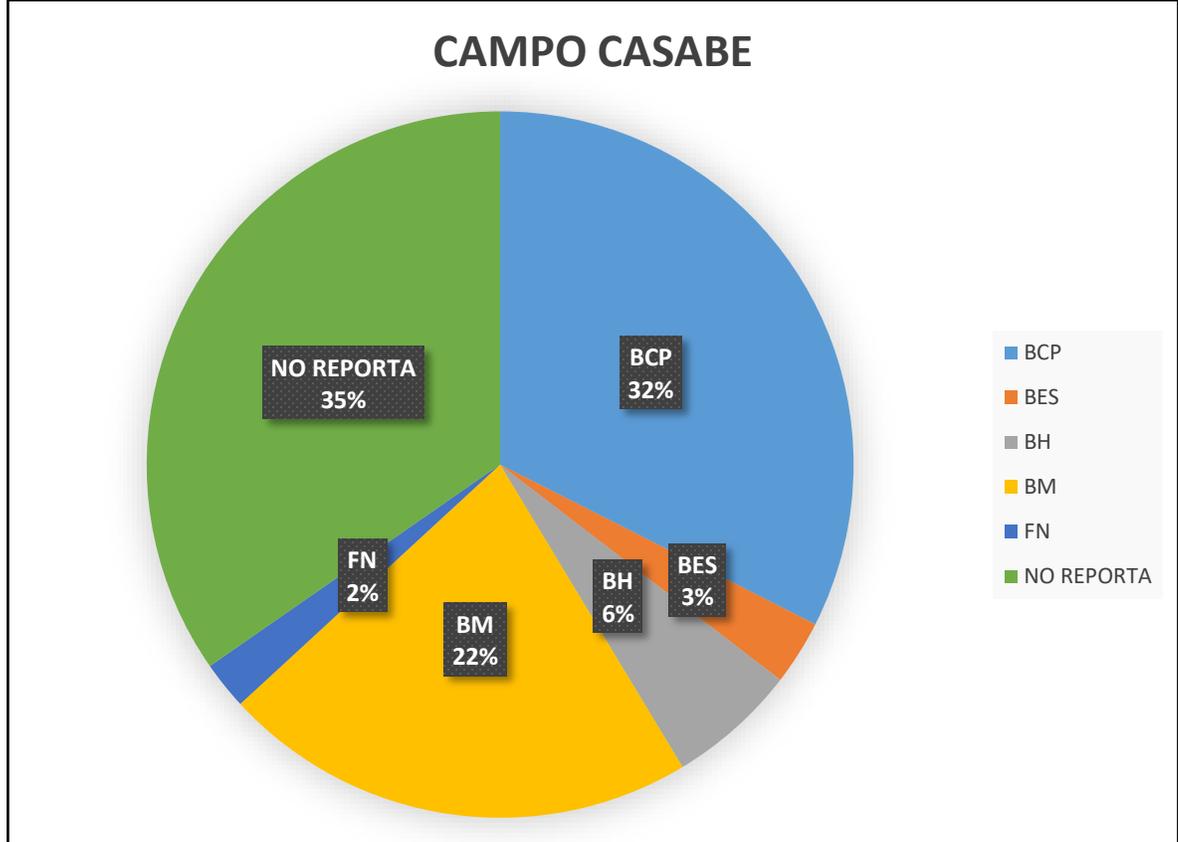
**Grafico 7.** Distribución de los SLA en la Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena



**Fuente:** OpenWells (2016)

**4.1.7.1 Campo Casabe** El campo casabe cuenta con un total de 776 pozos registrados en “OpenWells” y su distribución se muestra en el **Grafico 8**.

**Grafico 8.** Distribución de los SLA en la Campo Casabe.



**Fuente:** OpenWells (2016)

El campo Casabe según lo ilustrado en la distribución en su mayoría son pozos con Bombeo de cavidades progresivas, ya que la mayoría de estos cuentan con un caudal de arena considerable, además de ser pozos maduros de fluidos viscosos. Esto se presenta debido a que la geología del valle medio del Magdalena son formaciones pocas consolidadas y requerimos sistemas con un buen manejo de altos caudales de arena.

En la mayoría de pozos estudiados en las cinco cuencas se puede evidenciar una alta tendencia de bombeo mecánico como sistema de levantamiento, sin embargo esto no se cumple en cada una de las cuencas, por ejemplo en la cuenca de llanos orientales se puede ver como en un 83% de los campos cuentan con bombeo electro sumergible, así mismo la cuenca de Caguán-putumayo se presenta mayor tendencia por este sistema pero no tan pronunciada como en el caso anterior, en el valle superior e inferior del Magdalena dominan los sistemas de levantamiento por cavidades progresivas, y en el resto de cuencas si es acorde al panorama general.

Cabe resaltar que sistemas de levantamiento como bombeo mecánicos son los más antiguos utilizados en la industria petrolera, por lo cual en campos que han sido

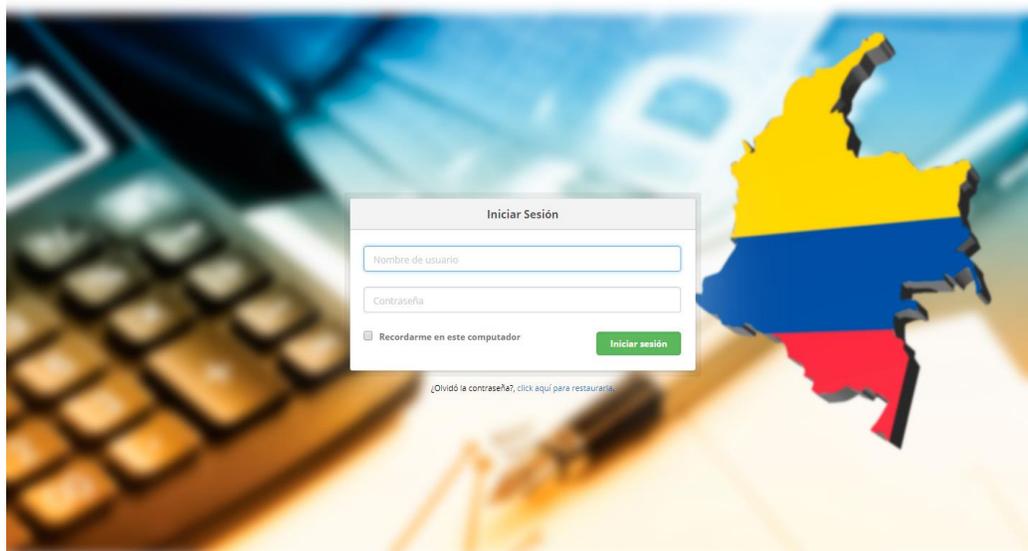
desarrollados desde hace años en el territorio colombiano lideran este tipo de sistema de levantamiento artificial, situación que se puede evidenciar claramente en la cuenca del valle medio del Magdalena en la cual se encuentra el primer campo que se desarrolló nacionalmente. En contraste campos más recientes tales como los de la cuenca de Los Llanos Orientales en su mayoría operan con sistemas de mayor tecnología y más recientes tales como bombeo electro sumergible.

## **4.2 MATRIZ DE SELECCIÓN PRELIMINAR**

Esta matriz provee en orden descendente los puntajes obtenidos por cada Sistema de levantamiento por medio de la herramienta de matriz multicriterio TOPSIS, bajo los parámetros estimados en la fase 1 del proyecto y los añadidos en esta etapa, realizando análisis interno de la formulación de la herramienta según los pesos de relevancia determinados por ingenieros de campo, en este caso específico para el campo Casabe, cabe resaltar que estos pesos deben ser modificados según el campo donde se encuentre el pozo petrolero, siendo definidos por la importancia relativa entre los parámetros para seleccionar el Sistema de levantamiento más óptimo en un rango numérico de uno a cinco, siendo 5 la mayor importancia y viceversa. El usuario ya debe tener previamente estimados los valores de parámetros, debido a que la exactitud de la herramienta dependerá en alto grado de la exactitud de los datos de entrada y los pesos asignados a cada variable.

**4.2.1 Ingreso al software.** Para poder ingresar al Sistema de información, se accede a la siguiente dirección, <http://www.mgcp.com.co>, en el cual se despliega una interfaz como el mostrado en la **Figura 23**, como se evidencia necesitamos un usuario y una clave para poder ingresar en él.

**Figura 23.** Interfaz del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial, sin ingresar usuario y contraseña.



**Fuente:** MGCP (2017)

Luego de ya validados los datos de ingreso del usuario se despliega el inicio del módulo de completamiento en el cual ingresamos a la sección de sistemas de levantamiento en la sección de matriz de selección como se muestra en la **Figura 24**.

**Figura 24.** Interfaz del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial, ya ingresado al Sistema.



**Fuente:** MGCP (2017)

**4.2.2 Acceso.** Luego de ya estar en “Sistemas de Levantamiento Artificial” ir a la opción “Matriz de Selección Preliminar” como se puede observar en la, **Figura 25** para ingresar como tal al módulo que contiene la matriz.

**Figura 25.** Acceso a la matriz



**Fuente:** MGCP (2017)

**4.2.3 Modo de uso.** Al momento de seleccionar la opción “Matriz de Selección Preliminar”, se desplegará una página en la cual se le pedirá al usuario como datos de entrada los valores de los parámetros técnicos requeridos por la matriz.

Inmediatamente el usuario este ingresando estos valores como se muestra en la **Figura 26**, el Sistema va recalculando automáticamente la clasificación de los sistemas de levantamiento artificial, arrojando los resultados de mayor a menor puntaje de los sistemas de levantamiento, TOPSIS entrega valores de puntaje en un rango de (0-1), siendo uno la solución ideal positiva y cero la solución ideal negativa.

**Figura 26.** Página de la matriz de selección (fragmento)

## Matriz de Selección Sistemas de levantamiento artificial

---

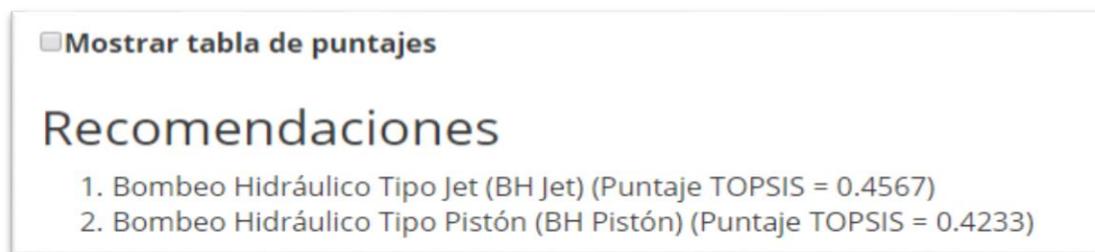
La matriz de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial permite realizar la selección de un sistema de levantamiento artificial a partir de datos suministrados.

<b>Tasa de Producción (BPD)</b>
3000
<b>Corte de Agua (%)</b>
20
<b>Viscosidad (cp)</b>
200
<b>Fluidos Corrosivos</b>
Si ▼
<b>Arena (ppm)</b>
80

**Fuente:** MGCP (2017)

La **Figura 27** muestra la sección en donde se dan las recomendaciones de los sistemas de levantamiento artificial, esta se encuentra justo abajo de la sección en donde se alimenta con datos de entrada por parámetros a la matriz, estas recomendaciones se dan en una lista en orden jerárquico de los mejores puntajes según los parámetros de entradas y cálculo de matriz multicriterio TOPSIS.

**Figura 27.** Recomendaciones del módulo de información.



**Fuente:** MGCP (2017)

Cabe resaltar que dentro de la lista no siempre aparecen todos los sistemas, Esto debido a que si el parámetro ingresado no entra en el rango de un sistema, éste queda descartado, por ello se tuvieron en cuenta amplios rangos de los SLA.

Además la matriz funciona así no se le hayan ingresado datos en todos los parámetros, ella va recalculando en tiempo real la selección con los parámetros que se le hayan ingresado en ese justo momento. Además es posible observar más a detalle el proceso de calificación dado por el método TOPSIS, solo es necesario darle clic sobre la casilla de verificación (Check box) que se encuentra al lado de la frase “Mostrar tabla de puntajes” así se despliega una tabla en la cual en la parte superior se encuentran los sistemas de levantamiento y en la parte izquierda se encuentra los parámetros y definidos dentro de ella la calificación que obtuvo cada Sistema de levantamiento por parámetro. Como se puede observar en la **Figura 28**.

**Figura 28.** Tabla de puntajes criterios vs alternativas.

Mostrar tabla de puntajes

	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo Electrosumergible (BES)	Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BH Jet)	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (BH Pistón)	Bombeo Neumático (BN)
Tasa de Producción (BPD)	53.33333333333333	92.77777777777777	77.22222222222223	87.77777777777777	90	85
Corte de Agua (%)	85	85	85	79	79	78
Viscosidad (cp)	91.12244897959184	96.05263157894737	96.20253164556962	95.63291139240506	94.79591836734694	91.12244897959184
Fluidos Corrosivos	30	30	30	30	30	50
Arena (ppm)	95.55555555555556	74.44444444444444	89.5959595959596	95	81.11111111111111	95
Relación Gas Petróleo (SCF/STB)	50	70	65	65	65	95
Contaminantes	95	75	85	95	95	90
Profundidad (pies)	87.5	94	85	91.5	91.5	82.5
Inclinación	85	90	70	80	80	95
Diámetro de tubería (pulgadas)	91.19047619047619	86.42857142857143	86.42857142857143	91.19047619047619	91.19047619047619	95
Temperatura (°F)	95	93.33333333333333	87.5	95	95	95
Completamiento Múltiple	30	60	30	60	30	95
Presión en la entrada de la bomba (psi)	95	81.66666666666667	86.11111111111111	Fuera de rango (Valor especificado muy bajo)	81.66666666666667	Fuera de rango (Valor especificado muy bajo)
Restricciones de Espacio en Superficie	30	95	95	60	60	60
Presencia de Parafinas	95	60	60	95	95	95

Fuente: MGCP (2017)

**4.2.4 Funcionamiento de la matriz.** A continuación se presenta paso a paso del funcionamiento de la matriz a modo de ejemplo en el programa Excel. Teniendo en cuenta las ecuaciones tratadas en el capítulo 3.4.3.5.

Primero se comienza con la información de los criterios de selección en un pozo ejemplo y los pesos de los criterios en el campo. Los cuales se muestran en la **Tabla 6**. Las letras en el lado izquierdo de la tabla son para identificación de cada parámetro en posteriores tablas.

**Tabla 6.** Valores de los criterios y pesos de los parámetros del pozo ejemplo.

	PARAMETRO	PESO	POZO
A	Tasa de Producción (BPD)	4	1600
B	Corte de Agua (%)	3,3	98
C	Viscosidad (cp.)	2,8	40
D	Fluidos Corrosivos	3	No
E	Producción de Arena (ppm)	4,5	9500
F	Relación Gas Petróleo (SCF/STB)	3,45	44.4
G	Número de Pozos	1,5	1
H	Contaminantes	1,25	Incrustantes
I	Profundidad (pies)	3	2558.4
J	Inclinación del pozo	3,8	Desviado
K	Diámetro de tubería (pulgadas)	3	7
L	Temperatura (°F)	2,2	135
M	Completamiento múltiple del pozo	2,5	No
N	Presión en la entrada de la bomba (psi)	4,5	1917
O	Restricciones de Espacio en Superficie	0,5	Si
P	Presencia de Parafinas	1	No
Q	Método de Recobro	2,4	Secundario
R	Tratamiento Químico	1,75	Ácidos
S	Locación	2,6	En tierra
T	Potencia del Sistema	0,75	Red Eléctrica
U	Recuperable	2,5	No
V	Gravedad °API	2,8	12
W	Severidad del Dogleg (°/100 pies)	4	2.81

Se prosigue con la evaluación de los parámetros dados, se eliminan las alternativas que no entran en el rango del pozo, y se procede a hallar un valor para cada combinación parámetro- sistema, mediante el uso de las funciones valor que se encuentran en el **ANEXO**. Con esto generar la matriz TOPSIS de dimensiones  $(X_{ij})_{m \times n}$  donde m son las alternativas y n los criterios. Como se muestra en la **Tabla 7**.

**Tabla 7.** Matriz TOPSIS  $(X_{ij})_{m \times n}$  del pozo ejemplo

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W
BH Jet	100	2,5	96,5	70	70,8	97,5	80	95	92,9	80	95	95	100	97,3	60	100	100	90	100	100	100	42,9	100
ESPCP-PMM	100	4	84,5	70	81,1	100	95	85	100	90	95	93,1	100	94,4	95	100	100	20	100	100	100	95	100
BCP-RH	100	4	84,5	70	81,1	99,7	95	85	100	70	95	93,1	100	94,4	95	100	100	20	100	100	100	95	100
V-pump	98,3	100	84,8	70	100	99,7	95	85	100	90	95	100	100	97,8	95	100	100	60	100	100	100	97	100

Luego se normaliza la matriz teniendo en cuenta los criterios y de esta generar la matriz "R" como se muestra en la **Tabla 8**.

**Tabla 8.** Matriz "r" normalizada

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W
BH Jet	0,251	0,023	0,275	0,250	0,213	0,246	0,219	0,271	0,236	0,242	0,250	0,249	0,250	0,253	0,174	0,250	0,250	0,474	0,250	0,250	0,250	0,130	0,250
ESPCP-PMM	0,251	0,036	0,241	0,250	0,244	0,252	0,260	0,243	0,255	0,273	0,250	0,244	0,250	0,246	0,275	0,250	0,250	0,105	0,250	0,250	0,250	0,288	0,250
BCP-RH	0,251	0,036	0,241	0,250	0,244	0,251	0,260	0,243	0,255	0,212	0,250	0,244	0,250	0,246	0,275	0,250	0,250	0,105	0,250	0,250	0,250	0,288	0,250
V-pump	0,247	0,905	0,242	0,250	0,300	0,251	0,260	0,243	0,255	0,273	0,250	0,262	0,250	0,255	0,275	0,250	0,250	0,316	0,250	0,250	0,250	0,294	0,250

Ya con la matriz normalizada se procedió a aplicar la **Ecuación 5**, para calcular la matriz de decisión normalizada y pesada "T". Para esto se normalizan los pesos primero para luego si multiplicar cada elemento de los criterios por su correspondiente peso asignado. En la **Tabla 9** se colocan los pesos normalizados y luego la matriz ya normalizada y pesada.

**Tabla 9.** Matriz de decisión normalizada y pesada "T".

Peso N	0,0655	0,054	0,0458	0,0491	0,0736	0,0565	0,0245	0,0205	0,0491	0,0622	0,0491	0,036	0,0409	0,0736	0,0082	0,0164	0,0393	0,0286	0,0426	0,0123	0,0409	0,0458	0,0655
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W
BH Jet	0,056	0,004	0,043	0,042	0,053	0,047	0,018	0,019	0,039	0,051	0,042	0,030	0,035	0,063	0,005	0,014	0,033	0,046	0,036	0,010	0,035	0,020	0,056
ESPCP-PMM	0,056	0,007	0,038	0,042	0,061	0,048	0,022	0,017	0,042	0,058	0,042	0,030	0,035	0,061	0,008	0,014	0,033	0,010	0,036	0,010	0,035	0,045	0,056
BCP-RH	0,056	0,007	0,038	0,042	0,061	0,048	0,022	0,017	0,042	0,045	0,042	0,030	0,035	0,061	0,008	0,014	0,033	0,010	0,036	0,010	0,035	0,045	0,056
V-pump	0,0549	0,1659	0,0377	0,0417	0,0751	0,0481	0,0217	0,0169	0,0424	0,0576	0,0417	0,0321	0,0347	0,0637	0,0076	0,0139	0,0333	0,0307	0,0361	0,0104	0,0347	0,0457	0,0556

Luego se continúa al cálculo de solución ideal positiva y negativa, mediante la **Ecuación 6**, en la cual se hallan el máximo y mínimo de la matriz, estos son mostrados en la

**Tabla 10.** Solución ideal positiva y negativa

<b>Solución ideal negativa (NIS)</b>	0,0041
<b>Solución ideal positiva(PIS)</b>	0,1659

Se prosigue con la determinación de la distancia euclidiana entre cada alternativa y la solución ideal positiva y negativa mediante la **Ecuación 7**. A continuación en la **Tabla 11** y **Tabla 12** se muestra el proceso de cómo se calculó.

**Tabla 11.** Determinación de la distancia euclidiana entre cada alternativa y la solución ideal negativa

((VALOR DEL PARAMETRO)-NIS) ^2																					RAIZ DE LA SUMA		
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	
0,0027	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,000	0,000	0,001	0,002	0,001	0,001	0,001	0,004	0,000	0,000	0,001	0,002	0,001	0,000	0,001	0,000	0,003	0,16682
0,0027	0,000	0,001	0,001	0,003	0,002	0,000	0,000	0,001	0,003	0,001	0,001	0,001	0,003	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,002	0,003	0,16949
0,0027	0,000	0,001	0,001	0,003	0,002	0,000	0,000	0,001	0,002	0,001	0,001	0,001	0,003	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,002	0,003	0,16586
0,0026	0,0262	0,0011	0,0014	0,005	0,0019	0,0003	0,0002	0,0015	0,0029	0,0014	0,0008	0,0009	0,0035	1E-05	9E-05	0,0009	0,0007	0,001	4E-05	0,0009	0,0017	0,0026	0,24026

**Tabla 12.** Determinación de la distancia euclidiana entre cada alternativa y la solución ideal positiva

((VALOR DEL PARAMETRO)-PIS) ^2																					RAIZ DE LA SUMA		
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	
0,0121	0,026	0,015	0,015	0,013	0,014	0,022	0,022	0,016	0,013	0,015	0,018	0,017	0,011	0,026	0,023	0,018	0,014	0,017	0,024	0,017	0,021	0,012	0,6344
0,0121	0,025	0,016	0,015	0,011	0,014	0,021	0,022	0,015	0,012	0,015	0,019	0,017	0,011	0,025	0,023	0,018	0,024	0,017	0,024	0,017	0,015	0,012	0,63357
0,0121	0,025	0,016	0,015	0,011	0,014	0,021	0,022	0,015	0,015	0,015	0,019	0,017	0,011	0,025	0,023	0,018	0,024	0,017	0,024	0,017	0,015	0,012	0,63591
0,0123	0	0,0164	0,0154	0,0083	0,0139	0,0208	0,0222	0,0152	0,0117	0,0154	0,0179	0,0172	0,0104	0,025	0,0231	0,0176	0,0183	0,0168	0,0242	0,0172	0,0144	0,0122	0,60517

El resultado de la **Tabla 11** y **Tabla 12**, son mostradas a continuación en la

**Tabla 13.** Distancia euclidiana entre cada alternativa y la solución ideal positiva y negativa

Alternativa	NIS	PIS
BH Jet	0,1668	0,6344
ESPCP-PMM	0,1695	0,6336
BCP-RH	0,1659	0,6359
V-pump™	0,2403	0,6052

Luego se calcula la similitud a la peor condición usando la **Ecuación 8**, dando como resultado la **Tabla 14**.

**Tabla 14.** Similitud a la peor condición

Alternativa	Siw
BH Jet	0,2082
ESPCP-PMM	0,2111
BCP-RH	0,2069
V-pump™	0,2842

Y finalmente teniendo en cuenta la **Tabla 14** se prioriza de mayor a menor basado en la similitud a la peor condición. Siendo 1 la mejor alternativa y 0 la peor. Dando como resultado la **Tabla 15**

**Tabla 15.** Resultado método TOPSIS

Alternativa	Puesto	Siw
V-pump™	1	0,2842
ESPCP-PMM	2	0,2111
BH Jet	3	0,2082
BCP-RH	4	0,2069

Como se puede observar en la **Tabla 15** el método TOPSIS da resultados por orden jerárquico basado en los puntajes obtenidos.

### 4.3 MANUAL DE USUARIO

Para el correcto uso del módulo, dentro de él se encuentre un manual de usuario, específico para la matriz de selección de Sistemas de levantamiento, este fue desarrollado en la primera fase del proyecto, y es un corto video interactivo en donde dan a conocer las pautas para el funcionamiento de la matriz. Para accederse hace mediante la página de inicio como se muestra en la **Figura 29**, haciendo clic sobre “sistemas de levantamiento artificial” y luego seleccionando la opción “manual de usuario”

**Figura 29.** Acceso al manual de usuario



Así se desplegará la página en el cual se encuentra el video explicativo, solo basta con un clic sobre el video para comenzar reproducirlo.

#### **4.4 VALIDACION DE LA HERRAMIENTA CON POZOS DEL CAMPO CASABE**

A partir de datos de pozos del campo Casabe suministrado por Ecopetrol S.A, se evalúa la herramienta de información actualizada con los nuevos parámetros tenidos en cuenta, las nuevas tecnología de sistema de levantamiento artificial y los pozos previamente seleccionados, teniendo en cuenta los valores de los pesos para cada parámetro que se usan en el Campo de estudio, en donde se modificaron dando los resultados de la **Tabla 16**. Estos valores están dentro de un rango de (1-5).

**Tabla 16.** Pesos de los parámetros promediados.

Parámetro	Promedio de puntaje
TASA DE PRODUCCIÓN (BPD)	4
CORTE DE AGUA (%)	3,3
VISCOSIDAD (cP)	2,8
FLUIDOS CORROSIVOS	3
ARENA (ppm)	4,5
RELACIÓN GAS PETRÓLEO (PCS/BS)	3,45
NUMERO DE POZOS	1,5
CONTAMINANTES	1,25
PROFUNDIDAD (PIES)	3
INCLINACIÓN	3,8
DIAMETRO DE TUBERIA (PULGADAS)	3
TEMPERATURA (°F)	2,2
COMPLETAMIENTO DEL POZO	2,5
PRESIÓN EN LA ENTRADA DE LA BOMBA	4,5
RESTRICCIONES DE ESPACIO DE LA SUPERFICIE	0,5
PRESENCIA DE PARAFINAS	1
LOCACIÓN	2,6
POTENCIA ELECTRICA	0,75
TRATAMIENTO QUÍMICO	1,75
SEVERIDAD DE DOGLEG	4
MÉTODO DE RECOBRO	2,4
GRAVEDAD API	2,8

**Fuente:** Ecopetrol

En el Campo Casabe los pesos, teniendo en cuenta por ejemplo que este Campo produce mucha arena por ende debe tener un alto peso, debido a que algunos sistemas no son eficientes manejando alta producción de arena, por otra parte el campo está cerca de fuentes suministradoras de energía por ello este parámetro debe tener un bajo peso con respecto a los otros.

Con la información de los parámetros de cuatro pozos y el sistema de información actualizado con las nuevas tecnologías y parámetros adicionales se procede a correr la herramienta de información, la información de entrada que tenemos de los 4 pozos son los mostrados en la **Tabla 17**.

**Tabla 17.** Información de los cuatro pozos seleccionados para hacer las corridas.

Parámetro	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4
Tasa de producción (bpd)	180	200	1600	240
Corte de agua (%)	66.11	60	98	54.17
Viscosidad (cp)	40	40	40	40
Fluidos corrosivos	Si	Si	No	No
Arena (ppm)	19000	7000	9500	6000
Relación gas petróleo (pcs/bbls)	6.67009	0	49.37666	134.16199
Número de pozos	1	1	1	1
Contaminantes	Parafinas	Asfáltenos	Incrustantes	Ninguno
Profundidad (pies)	2951.11	5281.19	2558.4	2657.77
Inclinación	Desviado	Desviado	Desviado	Desviado
Diámetro de tubería (pulgadas)	7	7	7	7
Temperatura (°F)	135	135	135	135
Completamiento múltiple del pozo	No	No	No	No
Presión en la entrada de la bomba (psi)	1917	2036.1	1917	1917
Restricciones de espacio de la superficie	Si	Si	Si	Si
Presencia de parafinas	Si	No	No	No
Locación	En tierra	En tierra	En tierra	En tierra
Potencia del sistema	Red eléctrica	Red eléctrica	Red eléctrica	Red eléctrica
Tratamiento químico	Ácidos	Solventes	Ácidos	Solventes
Severidad de Dogleg (°/100ft)	2.1	2.3	2.81	4.71
Método de recobro	Secundario	Secundario	Secundario	Secundario
Gravedad °API	8	6	12	30

**Fuente:** Ecopetrol

**4.4.1 Corrida en el pozo 1.** Luego de tener los datos de entrada mostrados anteriormente se procede a ingresar los datos a la matriz de selección como se muestra en las **Figura 30** y **Figura 31** para el pozo 1.

**Figura 30.** Ingreso de información y resultados del pozo 1

MGCP Control de Arena Fluidos de Completamiento Sistemas de Levantamiento Artificial Conectividad Completamientos Múltiples Metalurgia de Tubería Administrador

### Matriz de Selección Sistemas de levantamiento artificial

La matriz de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial permite realizar la selección de un sistema de levantamiento artificial a partir de datos suministrados.

Tasa de Producción (BPD)	<input type="text" value="180"/>
Corte de Agua (%)	<input type="text" value="66,11"/>
Viscosidad (cp)	<input type="text" value="40"/>
Fluidos Corrosivos	<input type="text" value="Si"/>
Producción de Arena (ppm)	<input type="text" value="19000"/>
Relación Gas Petróleo (SCF/STB)	<input type="text" value="6,67009"/>
Número de Pozos	<input type="text" value="1"/>
Contaminantes	<input type="text" value="Parafinas"/>
Profundidad (pies)	<input type="text" value="2951,11"/>
Inclinación del pozo (°)	<input type="text" value="Desviado"/>
Diámetro de tubería (pulgadas)	<input type="text" value="7"/>

**Figura 31.** Ingreso de información y resultados del pozo 1 (Parte II).

Temperatura (*F)	<input type="text" value="135"/>
Completamiento múltiple del pozo	<input type="text" value="No"/>
Presión en la entrada de la bomba (psi)	<input type="text" value="1917"/>
Restricciones de Espacio en Superficie	<input type="text" value="Si"/>
Presencia de Parafinas	<input type="text" value="Si"/>
Método de Recobro	<input type="text" value="Secundario"/>
Tratamiento Químico	<input type="text" value="Ácidos"/>
Locación	<input type="text" value="En Tierra"/>
Potencia del Sistema	<input type="text" value="Red Eléctrica"/>
Recuperable	<input type="text" value="NO"/>
Gravedad *API	<input type="text" value="8"/>
Severidad del Dogleg (*100 pies)	<input type="text" value="2.1"/>

Mostrar tabla de puntajes

Y como resultado del ingreso de los datos, y teniendo en cuenta que el programa va calculando los datos a medida que se van ingresando los datos, se puede ver en la parte de debajo de la página web las recomendaciones según los datos y pesos ingresados como se muestra en la **Figura 32.**

**Figura 32.** Recomendaciones para el pozo 1

### Recomendaciones

1. Bombeo con V-pump (Puntaje TOPSIS = 0.4671)
2. Bombeo Electrosumergible y de Cavidades Progresivas con Motor Magnético permanente (ESPCP-PM) (Puntaje TOPSIS = 0.4430)
3. Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BH Jet) (Puntaje TOPSIS = 0.4364)
4. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) (Puntaje TOPSIS = 0.4342)
5. Bombeo de Cavidades Progresivas con Reguladores Hidráulico (BCP-RH) (Puntaje TOPSIS = 0.4339)

**4.4.2 Corrida en el pozo 2.** Se procedió a ingresar los datos del pozo2 a la matriz de selección como se muestra en las **Figura 33** y **Figura 34.**

**Figura 33.** Ingreso de información y resultados pozo 2

MGCP Control de Arena» Fluidos de Completamiento» Sistemas de Levantamiento Artificial» Conectividad» Completamientos Múltiples» Metalurgia de Tubería»
Administrador»

### Matriz de Selección Sistemas de levantamiento artificial

La matriz de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial permite realizar la selección de un sistema de levantamiento artificial a partir de datos suministrados.

Tasa de Producción (BPD)	<input type="text" value="200"/>
Corte de Agua (%)	<input type="text" value="60"/>
Viscosidad (cp)	<input type="text" value="40"/>
Fluidos Corrosivos	<input type="text" value="No"/>
Producción de Arena (ppm)	<input type="text" value="7000"/>
Relación Gas Petróleo (SCF/STB)	<input type="text" value="0"/>
Número de Pozos	<input type="text" value="1"/>
Contaminantes	<input type="text" value="Asfaltenos"/>
Profundidad (pies)	<input type="text" value="5281.19"/>
Inclinación del pozo (°)	<input type="text" value="Desviado"/>
Diámetro de tubería (pulgadas)	<input type="text" value="7"/>

**Figura 34.** Ingreso de información y resultados pozo 2 (parte II)

Temperatura (°F)	135
Completamiento múltiple del pozo	No
Presión en la entrada de la bomba (psi)	2036.1
Restricciones de Espacio en Superficie	Si
Presencia de Parafinas	Si
Método de Recobro	Secundario
Tratamiento Químico	Solventes
Locación	En Tierra
Potencia del Sistema	Red Eléctrica
Recuperable	NO
Gravedad °API	6
Severidad del Dogleg (°/100 pies)	2.3

Mostrar tabla de puntajes

Y como resultado del ingreso de los datos del pozo 2, se dan las recomendaciones mostradas en la **Figura 35**.

**Figura 35.** Recomendaciones para el pozo 2  
Recomendaciones

1. Bombeo con V-pump (Puntaje TOPSIS = 0.4824)
2. Bombeo Electrosumergible y de Cavidades Progresivas con Motor Magnético permanente (ESPCP-PMM) (Puntaje TOPSIS = 0.4732)
3. Bombeo de Cavidades Progresivas con Reguladores Hidráulico (BCP-RH) (Puntaje TOPSIS = 0.4662)
4. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) (Puntaje TOPSIS = 0.4465)

**4.4.3 Corrida en el pozo 3.** Se procedió a ingresar los datos del pozo 3 a la matriz de selección como se muestra en las **Figura 36** y **Figura 37**.

**Figura 36.** Ingreso de información y resultados del pozo 3



Matriz de Selección Sistemas de levantamiento artificial

La matriz de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial permite realizar la selección de un sistema de levantamiento artificial a partir de datos suministrados.

Tasa de Producción (BPD)	1600
Corte de Agua (%)	98
Viscosidad (cp)	40
Fluidos Corrosivos	No
Producción de Arena (ppm)	9500
Relación Gas Petróleo (SCF/STB)	49.37666
Número de Pozos	1
Contaminantes	Incrustantes
Profundidad (pies)	2738.42
Inclinación del pozo	Desviado
Diámetro de tubería (pulgadas)	7

**Figura 37.** Ingreso de información y resultados del pozo 3(parte II)

Temperatura (°F)	135
Completamiento múltiple del pozo	No
Presión en la entrada de la bomba (psi)	1917
Restricciones de Espacio en Superficie	Si
Presencia de Parafinas	No
Método de Recobro	Secundario
Tratamiento Químico	Ácidos
Locación	En Tierra
Potencia del Sistema	Red Eléctrica
Recuperable	NO
Gravedad *API	12
Severidad del Dogleg (°/100 pies)	2.81

Mostrar tabla de puntajes

Y como resultado del ingreso de los datos del pozo 2, se dan las recomendaciones mostradas en la **Figura 38**.

**Figura 38.** Recomendaciones para el pozo 3

#### Recomendaciones

1. Bombeo con V-pump (Puntaje TOPSIS = 0,2842)
2. Bombeo Electrosumergible y de Cavidades Progresivas con Motor Magnético permanente (ESPCP-PM) (Puntaje TOPSIS = 0.2111)
3. Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BH Jet) (Puntaje TOPSIS = 0.2082)
4. Bombeo de Cavidades Progresivas con Reguladores Hidráulico (BCP-RH) (Puntaje TOPSIS = 0.2069)

**4.4.4 Corrida en el pozo 4.** Se procedió a ingresar los datos del pozo 4 a la matriz de selección como se muestra en las **Figura 39** y **Figura 40**.

**Figura 39.** Ingreso de información y resultados del pozo 4

MGCP Control de Arena Fluidos de Completamiento Sistemas de Levantamiento Artificial Conectividad Completamientos Múltiples Metalurgia de Tubería Admin

### Matriz de Selección Sistemas de levantamiento artificial

La matriz de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial permite realizar la selección de un sistema de levantamiento artificial a partir de datos suministrados.

Tasa de Producción (BPD)	240
Corte de Agua (%)	54.17
Viscosidad (cp)	40
Fluidos Corrosivos	No
Producción de Arena (ppm)	6000
Relación Gas Petróleo (SCF/STB)	134.16199
Número de Pozos	1
Contaminantes	Ninguno
Profundidad (pies)	3824.09
Inclinación del pozo	Desviado
Diámetro de tubería (pulgadas)	7

**Figura 40.** Ingreso de información y resultados del pozo 4

Temperatura (°F)	135
Completamiento múltiple del pozo	No
Presión en la entrada de la bomba (psi)	1917
Restricciones de Espacio en Superficie	Si
Presencia de Parafinas	No
Método de Recobro	Secundario
Tratamiento Químico	Solventes
Locación	En Tierra
Potencia del Sistema	Red Eléctrica
Recuperable	NO
Gravedad *API	30
Severidad del Dogleg (°/100 pies)	4.71

Mostrar tabla de puntajes

Y como resultado del ingreso de los datos del pozo 4, se dan las recomendaciones mostradas en la **Figura 41**.

**Figura 41.** Recomendaciones para el pozo 4

#### Recomendaciones

1. Bombeo con V-pump (Puntaje TOPSIS = 0.4818)
2. Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BH Jet) (Puntaje TOPSIS = 0.4722)
3. Bombeo Electrosumergible y de Cavidades Progresivas con Motor Magnético permanente (ESPCP-PMM) (Puntaje TOPSIS = 0.4593)
4. Bombeo de Cavidades Progresivas con Reguladores Hidráulico (BCP-RH) (Puntaje TOPSIS = 0.4499)
5. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) (Puntaje TOPSIS = 0.4336)

Cabe resaltar que la herramienta sugiere una selección preliminar de cuál sería el sistema de levantamiento más óptimo según las condiciones de entrada de cada parámetro y según el peso de relevancia que se le dé, de acuerdo a un pre análisis hecho del comportamiento del pozo, cabe resaltar que esta selección no abarca otras variables relevantes tales como vida productiva del sistema de levantamiento, costos de instalación y mantenimiento, disponibilidad del equipo, personal técnico del sistema, análisis financiero entre otras variables las cuales entrarían en consideración para una selección integral del mejor sistema, sin embargo genera una primera idea de cuál sería el camino a tomar para sacar el mayor provecho al pozo petrolero.

Como se puede evidenciar en las 4 corridas la tecnología V-pump™ ha ocupado el primero lugar, esto debido a las bondades de este sistema de levantamiento que cuenta con un amplio rango operativo para todos los parámetros y un buen rendimiento de operación, cabe resaltar que en todas las corridas no siempre se obtuvieron puntajes altos esto debido a que algunos pozos manejan condiciones realmente desafiantes para cualquier sistema, sin embargo la matriz topsis genera cual sería la mejor opción entre todas a pesar de no tener puntajes de valores altos.

**4.4.5 Prueba de los resultados con el uso de la Matriz AHP.** Para verificar los datos arrojados por la matriz TOPSIS se utilizó la matriz AHP por sus siglas en inglés *analytic hierarchy process*, que significa Proceso de jerarquía Analítica, el cual es un método de decisión multicriterio discreta, el cual permite tomar decisiones mediante comparaciones sucesivas de los criterios de evaluación de acuerdo a la escala de importancia de una respecto a la otra. Dando como resultado la **Tabla 18**, donde también se agregan los resultados de la matriz TOPSIS para poder hacer una comparación entre las dos.

**Tabla 18. Comparación resultados AHP vs TOPSIS**

POZO	AHP			TOPSIS	
	ALTERNATIVA	PUESTO	PUNTAJE	PUESTO	PUNTAJE
POZO 1	V-PUMP™	1	0,322867184	1	0,4671
	ESPCP-PMM	2	0,262002507	2	0,443
	BCP-RH	3	0,228822232	5	0,4339
	BCP	4	0,224011346	4	0,4342
	BH JET	5	0,223538169	3	0,4364
POZO 2	V-PUMP™	1	0,302102892	1	0,4824
	ESPCP-PMM	2	0,242627905	2	0,4732
	BCP	3	0,228189578	4	0,4465
	BCP-RH	4	0,227079624	3	0,4662
POZO 3	V-PUMP™	1	0,331720679	1	0,2842
	BH JET	2	0,224054718	3	0,2082
	ESPCP-PMM	3	0,222477801	2	0,2111
	BCP-RH	4	0,221746802	4	0,2069
POZO 4	V-PUMP™	1	0,292946118	1	0,4818
	ESPCP-PMM	2	0,246704377	3	0,4593
	BH JET	3	0,228994118	2	0,4722
	BCP-RH	4	0,21594727	4	0,4499
	BCP	5	0,187954641	5	0,4336

Como se observa en la **Tabla 18**, los resultados son similares en general, pero específicamente en el pozo uno se intercambian las posiciones entre el tercero y el quinto puesto, aunque las diferencias en puntaje son mínimas en ambos métodos. En el pozo dos se intercambian las posiciones del tercero por el cuarto, y en el pozo tres y cuatro se intercambian las posiciones del segundo y el tercero, en estos pozos la diferencia en los valores aunque es mínima en AHP es debida a los procedimientos para realizar los cálculos que utiliza cada método. Se considera que los valores dados por TOPSIS son más confiables debido a que utiliza operaciones numéricas preestablecidas en todo el proceso, sin embargo es un buen ejercicio comparar los resultados entre las dos matrices.

## 5. CONCLUSIONES

- Se presenta un nuevo módulo de información computacional útil para la industria petrolera, en el cual se toman en cuenta varios parámetros operativos del pozo, yacimiento y facilidades de producción con el fin de hacer una selección integral del sistema levantamiento artificial más óptimo según la matriz teórica TOPSIS para el pozo en estudio.
- Se describieron las propiedades geológicas de la cuenca Catatumbo, Llanos Orientales, Putumayo, Valle inferior del Magdalena y Valle Superior del Magdalena, haciendo énfasis en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en donde se encuentra el Campo Casabe donde se realizó la validación del módulo de información. Los yacimientos de petróleo en esta cuenca se encuentran sobre fallas inversas que conforman entrampamientos estructurales, en cuanto a la litología, las formaciones productoras son poco consolidadas con lo cual implica producción de fluidos con alto porcentaje de arena, factor para tener en cuenta para la selección del sistemas de levantamiento artificial más óptimo.
- Los sistemas de levantamiento utilizados en las cuencas de estudio son principalmente Bombeo mecánico (31%), Bombeo Electro-sumergible (22%), Bombeo por cavidades progresivas (16%), Bombeo hidráulico (4%) y Bombeo neumático (2%). Los cuales tienen diferentes características y rangos para su aplicación.
- Por medio del diagnóstico realizado en el campo Casabe, un 50% de los pozos están operando bajo el Sistema de levantamiento por cavidades progresivas y un 34% por unidad de bombeo mecánico, el resto de la distribución está repartido entre Bombeo electro sumergible (3%), bombeo hidráulico (6%) y flujo natural (2%). Por características geológicas y litológicas del yacimiento, los pozos de estudio presentan un alto caudal de arena, por lo cual se requiere un sistema de levantamiento que maneje amplios rangos operativos para altas relaciones de arena en los fluidos de producción, tal como Bombeo de cavidades progresivas.
- Se propusieron y describieron cinco nuevas tecnologías de sistemas de levantamiento artificial, de las cuales tres de ellas corresponde a sistemas híbridos o que modifican el funcionamiento de algún sistema convencional; las restantes son sistemas que emplean un nuevo principio de funcionamiento.
- La bomba V-pump™ presenta amplios rangos de aplicación en caudal, producción de arenas, profundidad y desviación en el pozo. Por ello, en el Campo Casabe podría tener una gran aplicabilidad.
- La Bomba electro-sumergible con cavidades progresivas con motor magnético permanente (ESPCCP-PMM), presentan ventajas sobre el bombeo por cavidades progresivas, debido a que permite su utilización en pozos

altamente desviados y además, permite un mejor desempeño energético debido al motor magnético permanente.

- La Bomba por cavidades progresivas con reguladores hidráulicos (BCP-RH), permite el uso de BCP cuando se tienen altos caudales de gas y crudos pesados, además permite un aumento en la eficiencia del sistema.
- La Bomba electro-sumergible completamente recuperable permite disminuir costos en trabajos de workover, especialmente en locaciones de acceso restringido o costa afuera, debido a la reducción del uso de taladro de perforación.
- El bombeo por Pig lift continuo es útil para pozos con alta relación gas-liquido, cuya producción sea crudo de alta viscosidad, baja presión y/o baja productividad.
- Se validó la herramienta en el campo Casabe, donde se configuraron los pesos de relevancia con datos soportados en experiencia y conocimiento de personal experto. Siendo los más importantes la concentración de arena, tasa de producción, presión de entrada a la bomba y severidad de dogleg.
- Se hicieron pruebas con la matriz de selección actualizada a partir de la información de 30 pozos del campo Casabe, las tecnologías que mayor puntaje tuvieron por el método de decisión multicriterio TOPSIS en orden descendente fueron V-pump™, bomba electro sumergible con cavidades progresivas con motor magnético permanente (ESPCP-PMM), bombeo por cavidades progresivas con reguladores hidráulicos (BCP-RH), bombeo hidráulico tipo jet y Bombeo electro sumergible completamente recuperable.
- El bombeo por Pig lift continuo no tuvo éxito para ningún caso, esto debido a que su aplicación principalmente es para pozos con alta relación Gas petróleo y baja producción de arenas, situación totalmente contraria a la presentada en los pozos de estudio.
- La mayoría de sistemas de levantamiento convencionales tampoco tuvieron éxito en las pruebas, debido a que sus rangos operativos no fueron lo suficientemente amplios para el óptimo funcionamiento del sistema en el Campo Casabe.
- El bombeo por cavidades progresivas tuvo una alta participación dentro de las opciones de selección, y es acorde a la distribución realizada de este campo, que en su mayoría está operando con este sistema.
- Como resultado curioso se puede evidenciar que una de las tecnologías convencionales tuvo buenos resultados como fue la de bombeo hidráulico tipo jet. Sin embargo podemos notar que en la distribución real de los sistemas en dicho campo este sistema de levantamiento solo ocupa un

pequeño porcentaje, lo cual se debería considerar a futuro como una opción importante para la selección del sistema de levantamiento.

## 6. RECOMENDACIONES

- Investigar en más opciones de nuevas tecnologías de sistemas de levantamiento artificial para así mantener actualizada la matriz, describiendo su funcionamiento y rangos de aplicabilidad e Ingresarlas en el módulo general de completamiento de Ecopetrol S.A para hacer una herramienta más completa que me permita elegir el mejor sistema en un amplio número de opciones.
- Consultar con profesionales expertos en el momento de implementar la herramienta para la selección de los sistemas de levantamiento en algún campo para determinar los pesos de relevancia de los parámetros para así tener la certeza que los resultados arrojados por la herramienta sean los más exactos posibles.
- Proponer cambios en la herramienta para hacerla más robusta por medio del cual se tomen en cuenta otros parámetros importantes para realizar de manera más integra la selección de los sistemas de levantamiento tales como análisis financiero, disponibilidad del equipo, vida útil del sistema, personal experto en el equipo, entre otros. Además incluir la interrelación y dependencia que puedan tener los parámetros técnicos entre sí.
- Evaluar el rendimiento de las tecnologías nuevas al momento de ser implementadas, para así comparar su funcionamiento y resultados prácticos con los datos teóricos adquiridos en este proyecto con el fin de incrementar el grado de aproximación con la vida real y tener un mayor nivel de confiabilidad en el módulo.
- Aplicar la herramienta en los campos operados por Ecopetrol S.A para así proponer una mejor tecnología de sistema de levantamiento, probablemente mejorando la rentabilidad de producción de estos.
- Comparar los resultados obtenidos por este módulo de información con otro software alternos para la selección de los sistemas de levantamiento artificial, para analizar los resultados obtenidos del módulo.

## BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Geovisor MIGEP [citado en 13 de Septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, informe de Producción fiscalizada de crudo 2016. [Citado en 20, septiembre, 2017.] Disponible en internet: <[http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Produccion%20fiscalizada%20crudo%202016\\_18042018.xls](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Produccion%20fiscalizada%20crudo%202016_18042018.xls)>

AL AJEEL, Fatemah. *Et al.* Deployment of a Multiphase Progressive Cavity Pump Coupled with a Submersible Permanent Magnet Motor. En: Society of Petroleum Engineers. 30, Noviembre, 2016. doi:10.2118/184207-MS

ALEGSA, Alejandro. Definición de aplicación Web. En: Diccionario de informática y tecnología. [Citado en 22, Agosto, 2017.] Disponible en internet: <[http://www.alegsa.com.ar/Dic/aplicacion\\_web.php](http://www.alegsa.com.ar/Dic/aplicacion_web.php)>

ALEMI, Mehrdad *et al.* A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model. En: Journal of Petroleum and Gas Engineering Vol. 1(1), Marzo, 2010.

ALIYEV, Elshan. Development of Expert System for Artificial Lift Selection. Trabajo de Grado: Maestría de Ciencia en Ingeniería de Petróleo y Gas. Middle East Technical University. 2013.

AMAYA, Mauro. *Et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review, Schlumberger. 2010, V 22, I 2.

BARRERO, Darío *et al.* Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007.

BROWN, Kermit E. y DALE BEGGS, H. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWellBooks, 1980

CABALLERO, D. PCP Run Life Improvement in Orinoco Belt With New PCP Technology. En: Society of Petroleum Engineers. 21, Mayo, 2014. doi:10.2118/169309-MS

CCM. Lenguajes de programación. En: enciclopedia. [Citado en 22 ago, 2017.] Disponible en internet: <<http://es.ccm.net/contents/304-lenguajes-de-programacion>>

COLCIENCIAS. Tipología de proyectos de carácter científico, tecnológico e innovación. Versión 4. 2016. p. 41-42. Disponible en Internet: <[http://www.colciencias.gov.co/sites/default/files/upload/convocatoria/Anexo3-tipologia-proyectos-version4\\_1.pdf](http://www.colciencias.gov.co/sites/default/files/upload/convocatoria/Anexo3-tipologia-proyectos-version4_1.pdf)>.

Del Castillo, Yanil. stroke, Schlumberger oilfield glossary, [Citado en 18 abril 2017.]. Disponible en internet: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/stroke.aspx>>

DINKINS, Walter. *et al.* Thru Tubing Conveyed ESP Pump Replacement: Live Well Intervention. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 1, ENERO, 2008. DOI:10.2118/116822-MS.

DOTSENKO, Sergey. *et.al.* Application of Aggregated Indices Randomization Method for Prognosing the Consumer Demand on Features of Mobile Navigation Applications. Disponible en Internet: <[http://www.corp.at/archive/CORP2014\\_10.pdf](http://www.corp.at/archive/CORP2014_10.pdf)>. 2014. 4 p.

FIGUEROA, Oscar y TIBADUISA, Andrés. Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Fundación Universidad De América. Tesis de grado. 2016.

FIGUEROA, Oscar y TIBADUISA, Diego. Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Título de pregrado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2016.

GOLAN, Michael y WHITSON, Curtis. WELL PERFORMANCE; 2nd ed. Norwegian University of Science and Technology: Tapir, 1995.

GUO, Boyun; GHALAMBOR, Ali y LYONS, William C. Petroleum production engineering. Amsterdam <<[u.a.]>>: Elsevier, Gulf Professional Publ, 2007. ISBN 0750682701

HERRERA, D. Cristóbal. Y ORTIZ, S. Juliana. Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial Combinado de Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Neumático: Electrogas. Tesis de grado. UIS. 2002.

INFORMS. What is Operations Research? [Citado en 6 de junio de 2017]. Disponible en Internet: <<https://www.informs.org/About-INFORMS/What-is-Operations-Research>>.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33p. c.

\_\_\_\_\_. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 36p. 2008.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p.

KOMMARAJU, Srinivas. *et al.* Permanent Magnet Motor-Hydraulically Regulated-PCP PMM-HR-PCP: An Innovative Artificial Lift System for Horizontal and Deviated Wells Producing High Viscous Oil with Gas & Sand. En: Society of Petroleum Engineers. 6, diciembre, 2016. doi:10.2118/184129-MS

LAMARCA, Maria. La interfaz gráfica. El nuevo concepto de documento en la cultura de la imagen. [Citado 22, Agosto, 2017]. Disponible en: <<http://www.hipertexto.info/documentos/interfaz.htm>>

LIMA, P. Pig Lift: A New Artificial Lift Method. En: Society of Petroleum Engineers. 1, Enero, 1996. doi:10.2118/36598-MS.

LOPEZ, Aleida; CORTEZ, Mario y CUELLAR, Durley. Cuencas sedimentarias de Colombia. Bogotá: Instituto CetPetrol. 2012.

MALI, P. V., *et al.* Pilot Trial of HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir in KOC. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 2015.

MALI, P., *et al.* Pilot Trial of New ES-HR-PCP Technology for Heavy Oil Reservoir. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 14, Noviembre, 2016.

MARKETEC, Bruce Adam, Bomba electrica sumergible. Schlumberger Oilfield Glossary. [Citado 24, septiembre, 2017]. Disponible en internet: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric\\_submersible\\_pump.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric_submersible_pump.aspx)>

MARLER, R.D. y ARORA, S.D. The weighted sum method for multi-objective optimization: New insights. Disponible en Internet: <[https://www.researchgate.net/profile/R\\_Marler/publication/225485886\\_The\\_weighted\\_sum\\_method\\_for\\_multi-objective\\_optimization\\_New\\_insights/links/02e7e51a5e7bb5104a000000/The-weighted-sum-method-for-multi-objective-optimization-New-insights.pdf](https://www.researchgate.net/profile/R_Marler/publication/225485886_The_weighted_sum_method_for_multi-objective_optimization_New_insights/links/02e7e51a5e7bb5104a000000/The-weighted-sum-method-for-multi-objective-optimization-New-insights.pdf)>. 2010.

MOTT, Robert *et al.* Mecánica de fluidos aplicada. México: Pearson Educación, 1996. ISBN 9688805424

MOON, Ted, Progressing cavity pumps, The defining series. Schlumberger. 2016.

MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de grado. 2007.

PATTERSON, John *et al.* First 4.5-in. Through-Tubing ESP With Downhole Wet Connect. En: Society of Petroleum Engineers. 1, enero, 2009. doi:10.2118/123996-MS

PEÑA MARTÍNEZ, Juan. y PÉREZ COLMENARES, Fernando. Evaluación técnica financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el campo Correales bloque Buenavista. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2016.

PEÑA SEVERICHE, Kevin. *et al.* Diseño del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial para el manual general de completamiento de Ecopetrol S.A. Bogotá, D.C. Fundación Universidad de América, 2017.

RODRIGUEZ CARVAJAL, Milton. Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema bombeo mecánico en el Campo Casabe. UIS. Tesis de grado. 2005.

SAGALOVSKIY, Andrey. *et al.* Field Experience With the Application and Operation of Permanent Magnet Motors in the ESP Industry: Success Stories and Lessons Learned. En: Society of Petroleum Engineers. 21, Mayo, 2013. doi:10.2118/165030-MS

SAMPEDRO-DURÁ, Alejandro. *et al.* Aplicación del proceso analítico en red ANP para la selección de un project manager. Disponible en Internet: <<http://digital.csic.es/bitstream/10261/108350/1/Red%20ANP.pdf>>. 2011.

SAVETH, Ken. Case Histories of Running Progressing Cavity Pumps with Submersible Permanent Magnet Motors. En: Society of Petroleum Engineers. 25, Agosto, 2013. doi:10.2118/165654-MS

SAVETH, Ken. PMM-PCP Field Trials Using a New Generation Permanent Magnet Motor Technology. En: Society of Petroleum Engineers. 6, Octubre, 2014. doi:10.2118/171349-MS.

SIMPSON, A., Rhys-Davies *et al.* A Tough, Truly Multiphase Downhole Pump for Unconventional Wells. En; Society of Petroleum Engineers. 24, Abril, 2017. doi:10.2118/185152-MS

SPAGNOLO, S., *et al.* Fully Retrievable ESP: A New Artificial Lift Concept. En: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. 2013.

SZEMAT, Vielma. *et al.* ESP Retrievable Technology: A Solution to Enhance ESP Production While Minimizing Costs. En: Society of Petroleum Engineers. 1, enero, 2012. doi:10.2118/156189-MS.

TEALDI, L., *et al.* The Motor Jacket: An Innovative System for ESP PCP Efficiency Improvement in Heavy Oil Reservoirs. En: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. 2008.

TOSKANO, Gérard. El Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) como Herramienta para la Toma de Decisiones en la Selección de Proveedores. Monografía (Lic.). Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Facultad de Ciencias Matemáticas. Investigación Operativa, 2005. Disponible en Internet: <[http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/tesis/basic/toskano\\_hg/cap2.pdf](http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/tesis/basic/toskano_hg/cap2.pdf)>.

TRENTIM, H.Mario. Métodos multicriterio ANP, AHP, MACBETH. [Citado 22 de septiembre de 2016]. 2012. Disponible en Internet: <<http://blog.mundopm.com.br/2012/05/09/metodos-multicriterio-ahp-anp-e-macbeth/>>

TRANTAPHYLLOU, Evangelos. Determining the most important criteria in maintenance decision making. Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana. USA. 1997.

TRANTAPHYLLOU, Evangelos. Determining the most important criteria in maintenance decision making. Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana. USA. 1997. Disponible en Internet: <[http://bit.csc.lsu.edu/trianta/Journal\\_PAPERS1/maint1.pdf](http://bit.csc.lsu.edu/trianta/Journal_PAPERS1/maint1.pdf)>.

VANN, R., et al. Using New Artificial-Lift Systems in Mexican Mature Oil Fields. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2007.

VON FLATERN, Rick. Rod Pump Systems. The defining series. Schlumberger. Senior Editor. 2016

WANG, Tongbin, et al. Vane Pump-Another Promising Artificial Lift Form? En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2012.

ZHONG, H., et al. Continuous Pig Lift: A New Artificial Lift System and Its Field Pilot Test. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2010.

ZHOU, J. *et al.* Simulation and Optimization of Continuous Pig Lift Systems. En: Petroleum Society of Canada. 1, Enero, 2006. doi:10.2118/2006-160

ZHU, S., et al. A Robust and Environment Friendly Artificial Lift System: ESPCP with PMM. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 7, Noviembre, 2016.

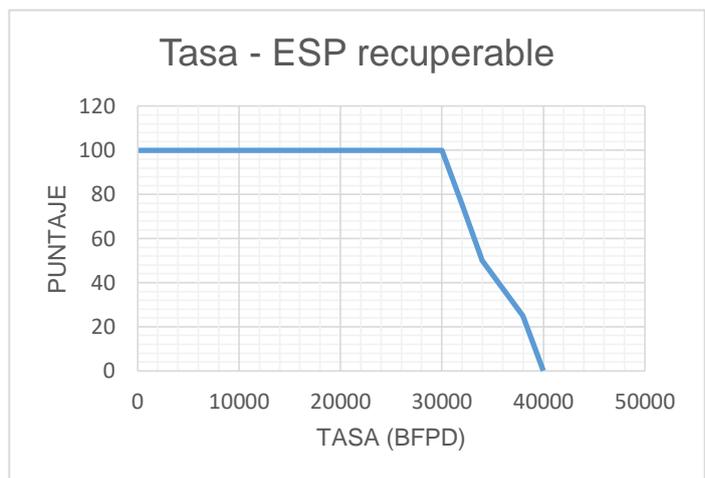
ZIMMER, L, *et al.* Successful Deployment of a New Generation of Progressive Cavity Pump in a High GOR Argentinean Heavy Oil Field. En: Society of Petroleum Engineers. 1, Enero, 2012. doi:10.2118/152228-MS

## ANEXO A FUNCIONES VALOR

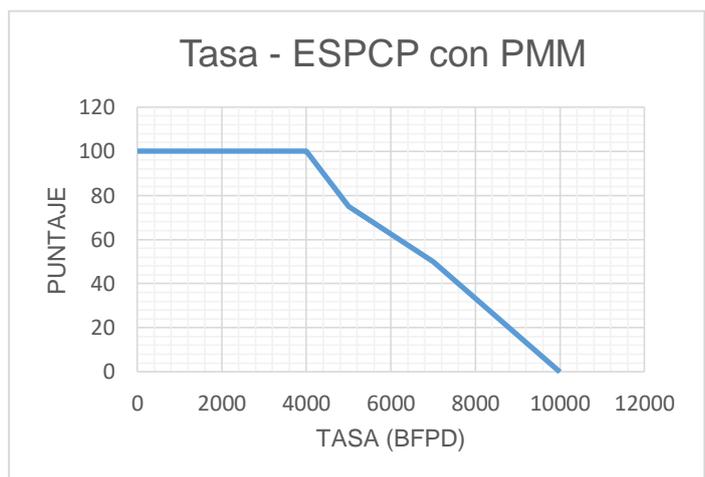
Para poder añadir las nuevas tecnologías es necesario crear las funciones valor, el cual es la manera de ser cargadas al aplicativo MGCP.

Estas funciones fueron generadas a partir de información adquirida de las fuentes mencionadas en el diseño metodológico y fueron ajustados los resultados del 1 al 100.

Variable	Tasa
<b>Sistema</b>	<b>ESP recuperable</b>
<b>Unidades</b>	<b>BFPD</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
100	100
30000	100
32000	75
34000	50
38000	25
40000	0



Variable	Tasa
<b>Sistema</b>	<b>ESP con PMM</b>
<b>Unidades</b>	<b>BFPD</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
10	100
4000	100
5000	75
7000	50
10000	0



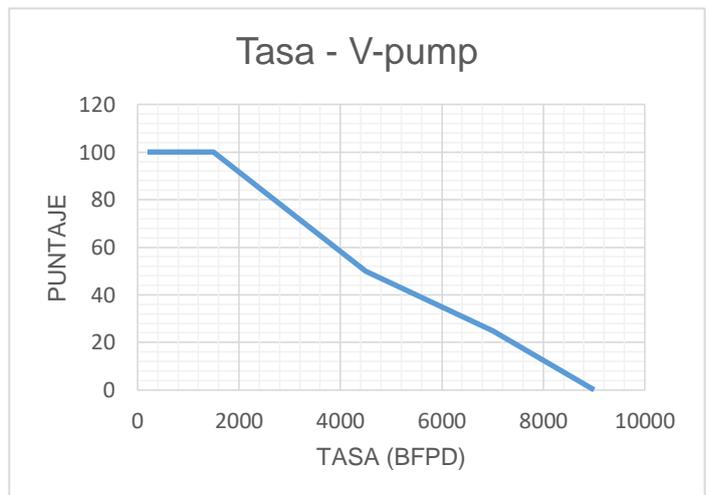
Variable	Tasa
Sistema	HR-PCP
Unidades	BFPD
Valor	Puntaje
10	100
4000	100
4500	70
6000	40
8000	0



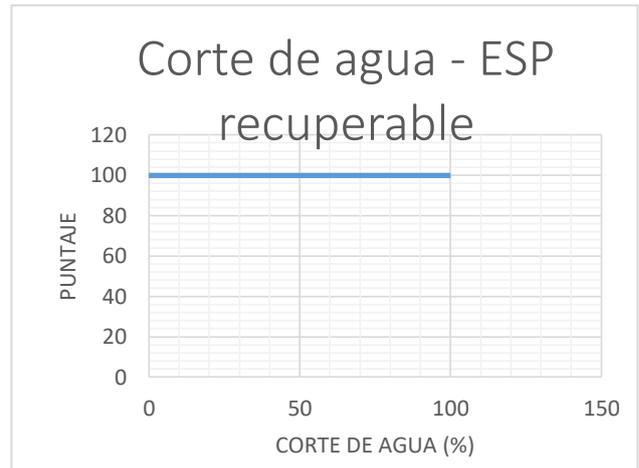
Variable	Tasa
Sistema	Pig Lift
Unidades	BFPD
Valor	Puntaje
5	100
500	100
1000	75
1500	50
2000	0



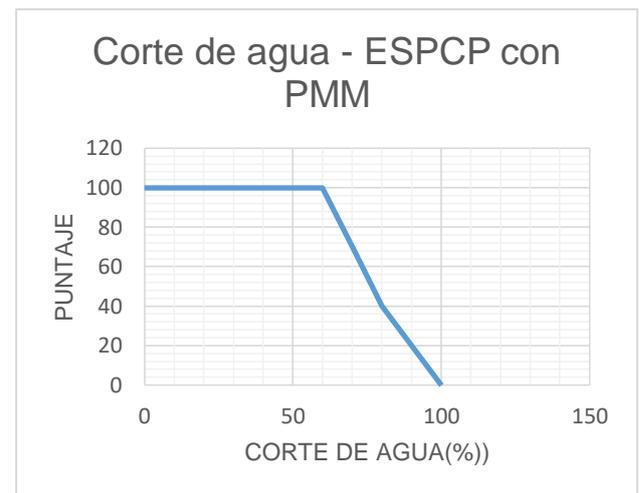
Variable	Tasa
Sistema	V-pump
Unidades	BFPD
Valor	Puntaje
200	100
1500	100
4500	50
7000	25
9000	0



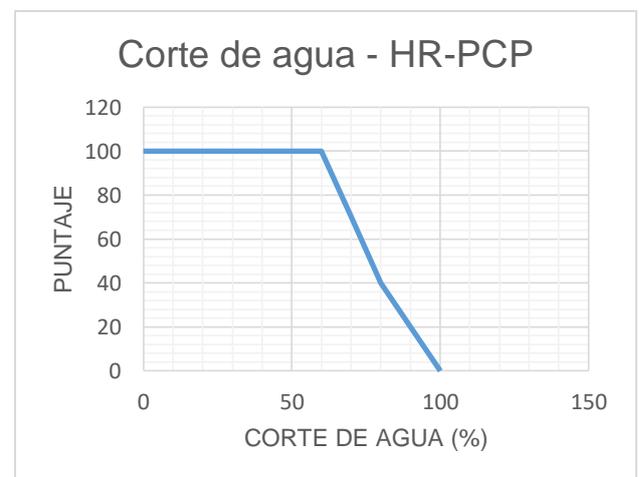
<b>Variable</b>	<b>Corte de agua</b>
<b>Sistema</b>	<b>ESP recuperable</b>
<b>Unidades</b>	<b>%</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
0	100
100	100



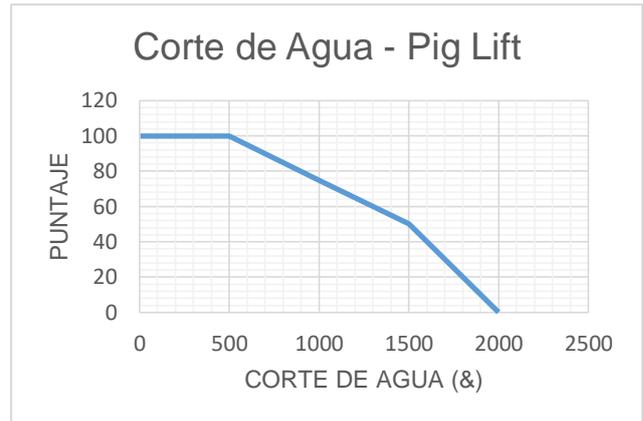
<b>Variable</b>	<b>Corte de agua</b>
<b>Sistema</b>	<b>ESP con PMM</b>
<b>Unidades</b>	<b>%</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
0	100
60	100
70	70
80	40
100	0



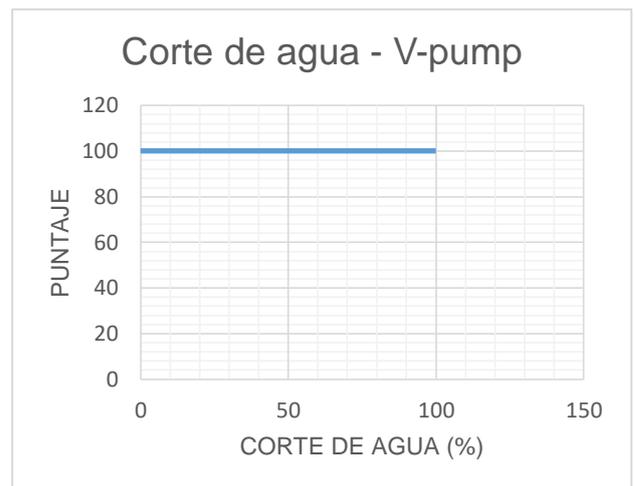
<b>Variable</b>	<b>Corte de agua</b>
<b>Sistema</b>	<b>HR-PCP</b>
<b>Unidades</b>	<b>%</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
0	100
60	100
70	70
80	40
100	0



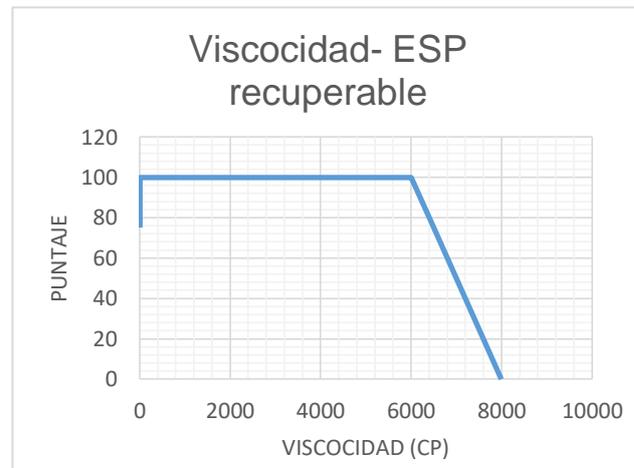
Variable	Corte de agua
Sistema	Pig Lift
Unidades	%
Valor	Puntaje
0	100
70	100
80	60
90	30
100	0



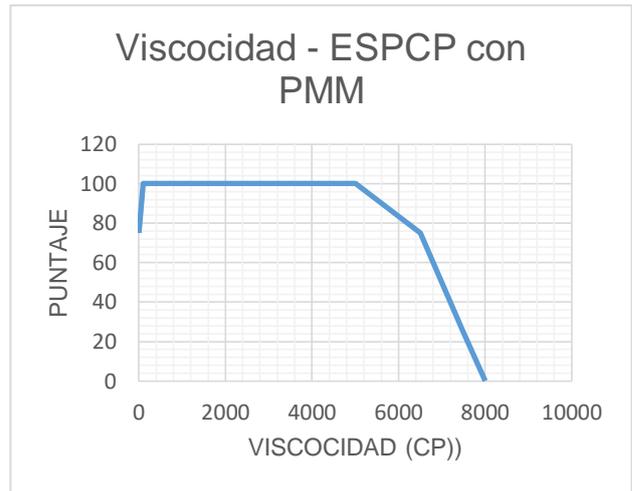
Variable	Corte de agua
Sistema	V-pump
Unidades	%
Valor	Puntaje
0	100
100	100



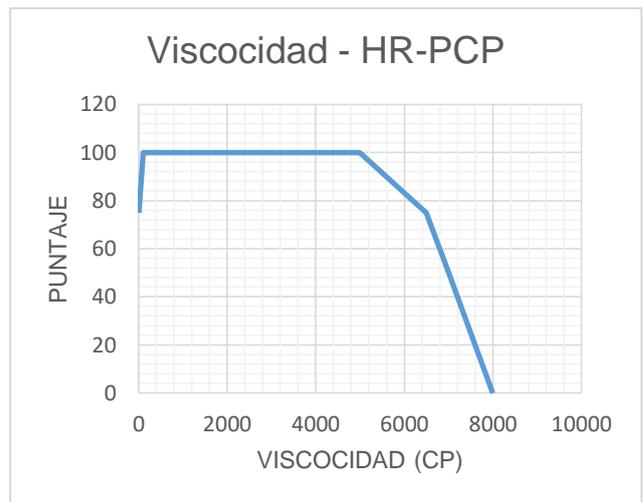
Variable	Viscosidad
Sistema	ESP recuperable
Unidades	cP
Valor	Puntaje
1	75
10	100
6000	100
6500	55
7000	50
7500	25
8000	0



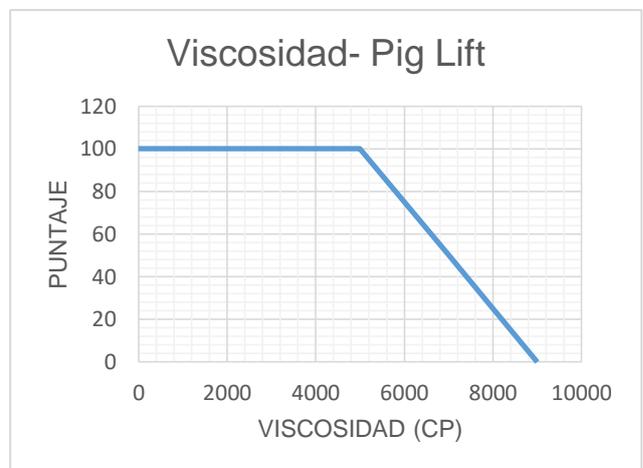
Variable	Viscosidad
Sistema	ESPCP con PMM
Unidades	cP
Valor	Puntaje
3	75
100	100
5000	100
6500	75
7000	50
7500	25
8000	0



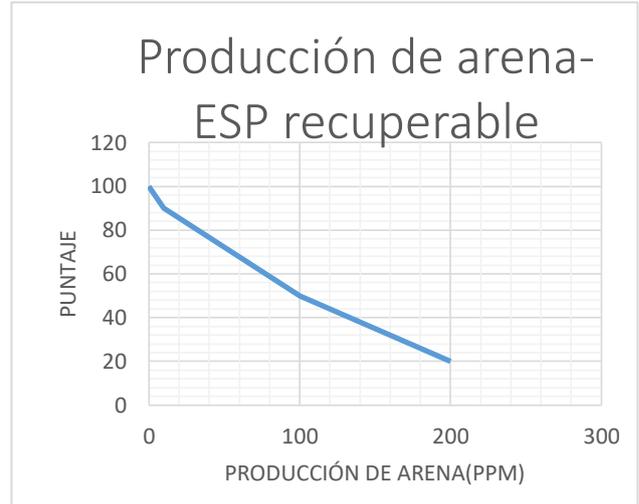
Variable	Viscosidad
Sistema	HR-PCP
Unidades	cP
Valor	Puntaje
3	75
100	100
5000	100
6500	75
7000	50
7500	25
8000	0



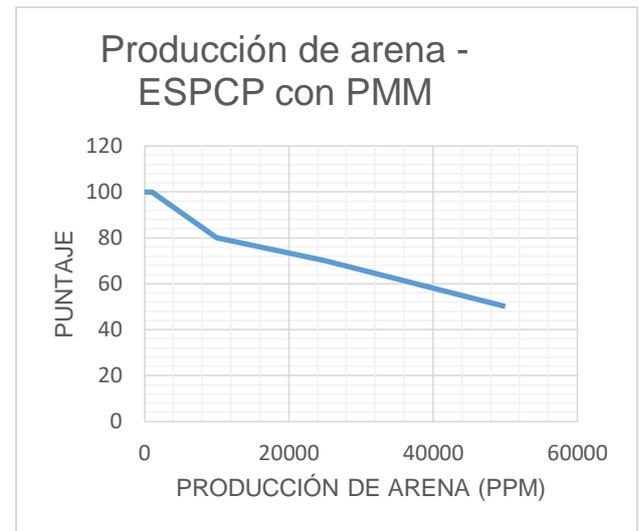
Variable	Viscosidad
Sistema	Pig Lift
Unidades	cP
Valor	Puntaje
1	100
5000	100
6000	75
7000	50
8000	25
9000	0



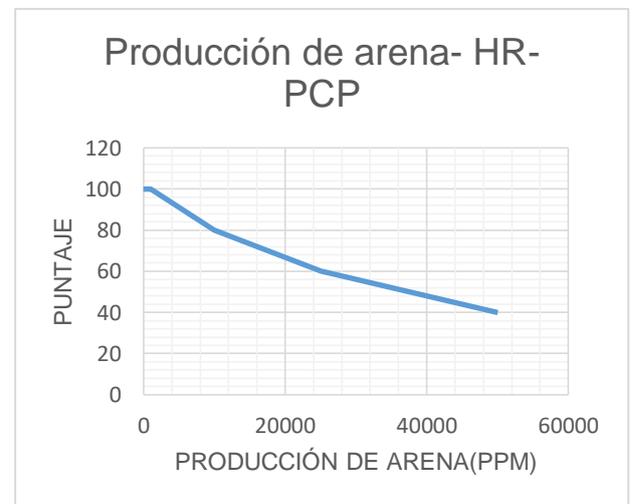
Variable	Producción de arena
Sistema	ESP recuperable
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
10	90
100	50
200	20



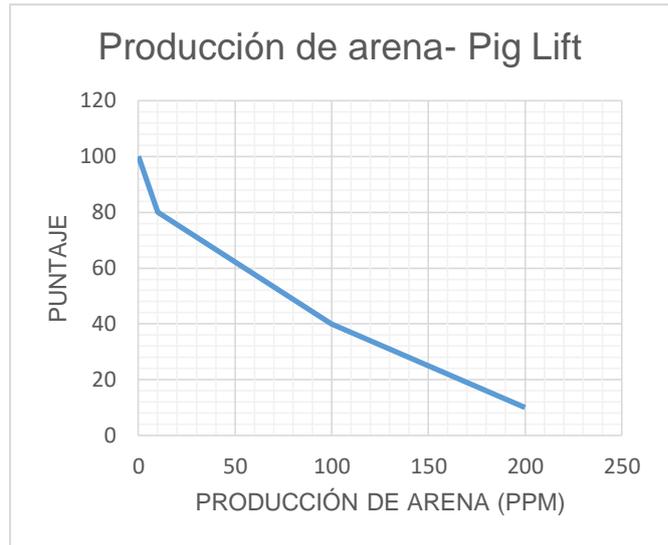
Variable	Producción de arena
Sistema	ESPCP con PMM
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
1000	100
10000	80
25000	70
50000	50



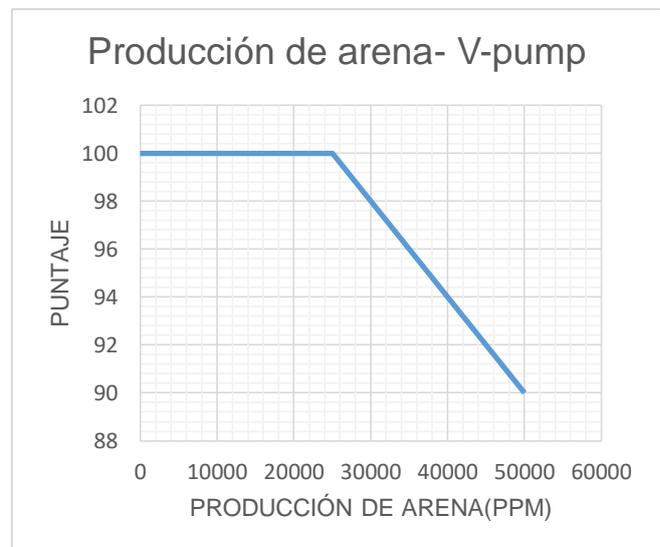
Variable	Producción de arena
Sistema	HR-PCP
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
1000	100
10000	80
25000	60
50000	40



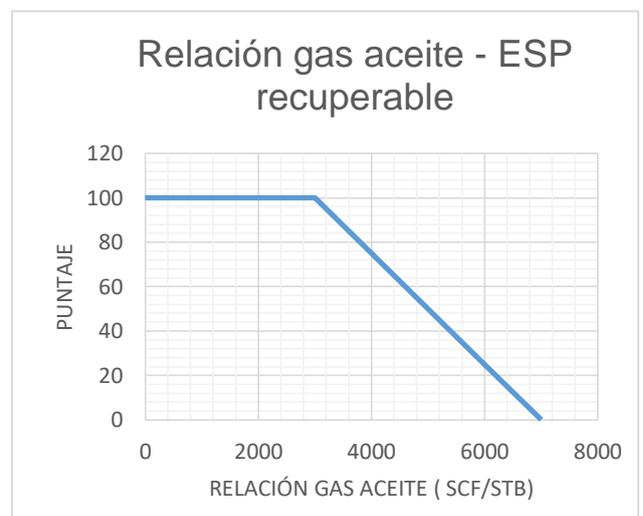
Variable	Producción de arena
Sistema	Pig Lift
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
10	80
100	40
200	10



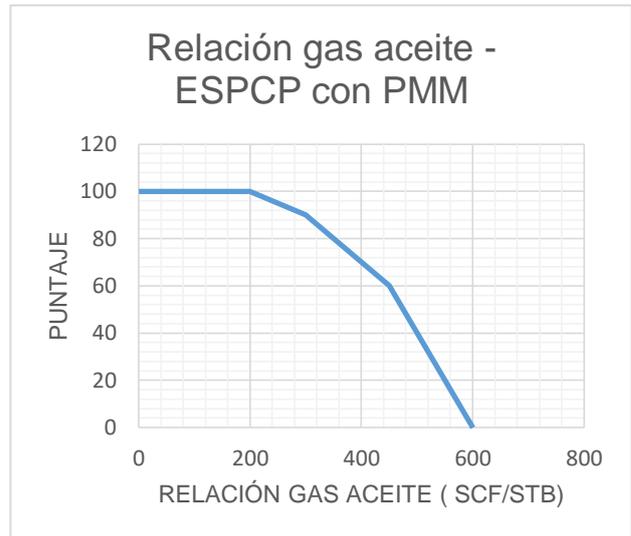
Variable	Producción de arena
Sistema	V-pump
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
25000	100
50000	90



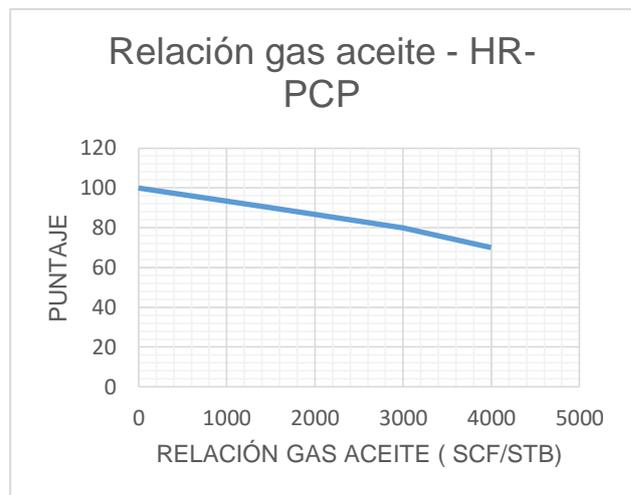
Variable	Relación gas aceite
Sistema	ESP recuperable
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
0	100
3000	100
4000	75
5000	50
6000	25
7000	0



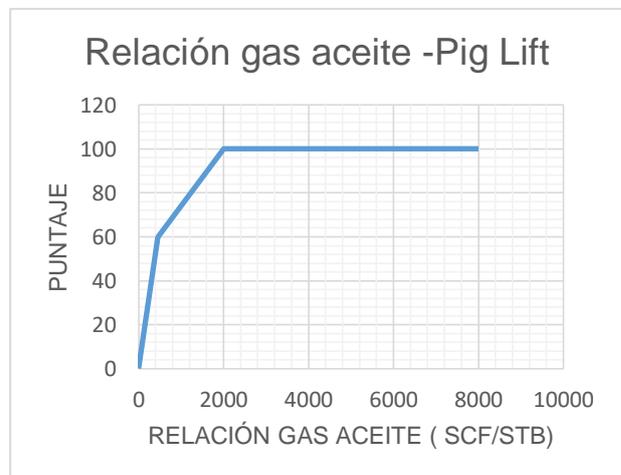
Variable	Relación gas aceite
Sistema	ESPCP con PMM
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
0	100
200	100
300	90
450	60
600	0



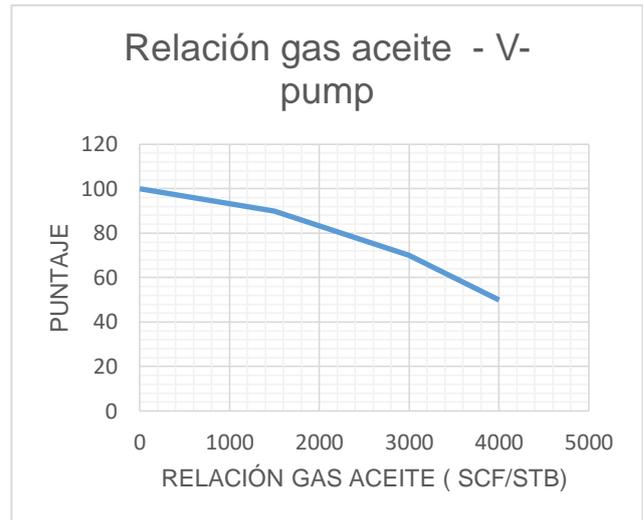
Variable	Relación gas aceite
Sistema	HR-PCP
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
0	100
1500	90
3000	80
4000	70



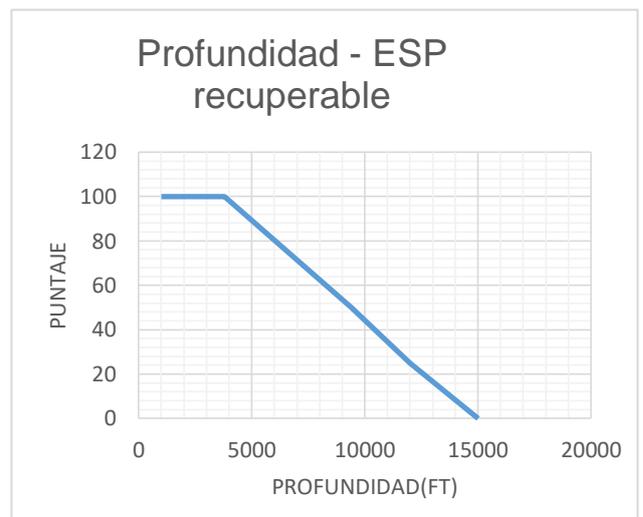
Variable	Relación gas aceite
Sistema	Pig Lift
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
0	0
450	60
2000	100
8000	100



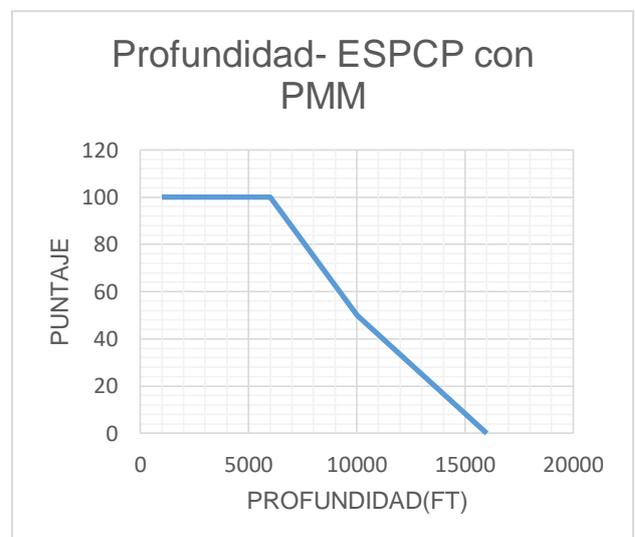
Variable	Relación gas aceite
Sistema	V-pump
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
0	100
1500	90
3000	70
4000	50



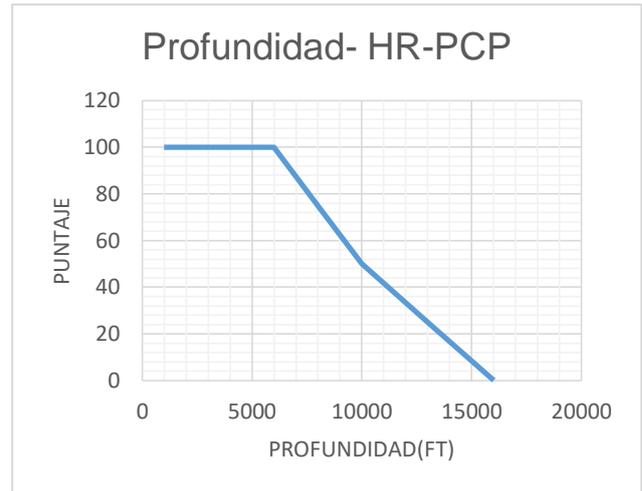
Variable	Profundidad
Sistema	ESP recuperable
Unidades	Ft
Valor	Puntaje
1000	100
3800	100
6600	75
9400	50
12000	25
15000	0



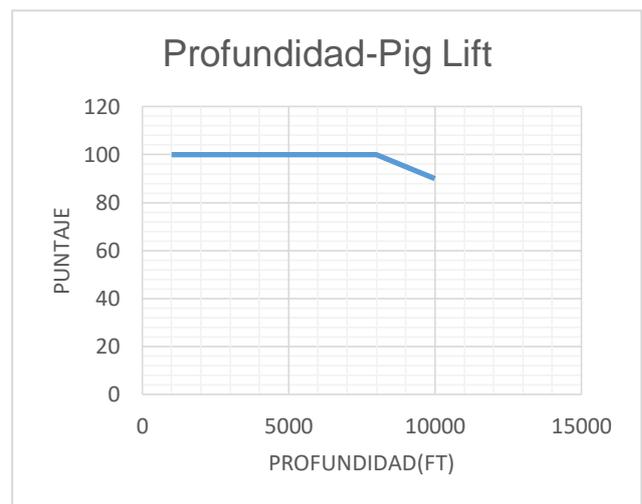
Variable	Profundidad
Sistema	ESPCP con PMM
Unidades	Ft
Valor	Puntaje
1000	100
6000	100
8000	75
10000	50
13000	25
16000	0



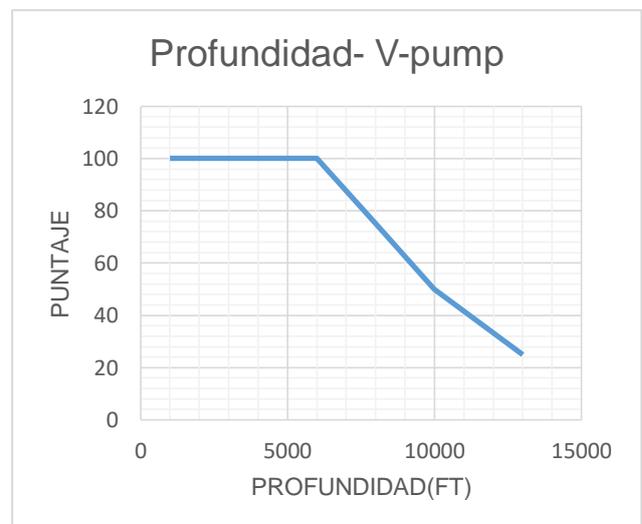
Variable	Profundidad
<b>Sistema</b>	<b>HR-PCP</b>
<b>Unidades</b>	<b>Ft</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
1000	100
6000	100
8000	75
10000	50
13000	25
16000	0



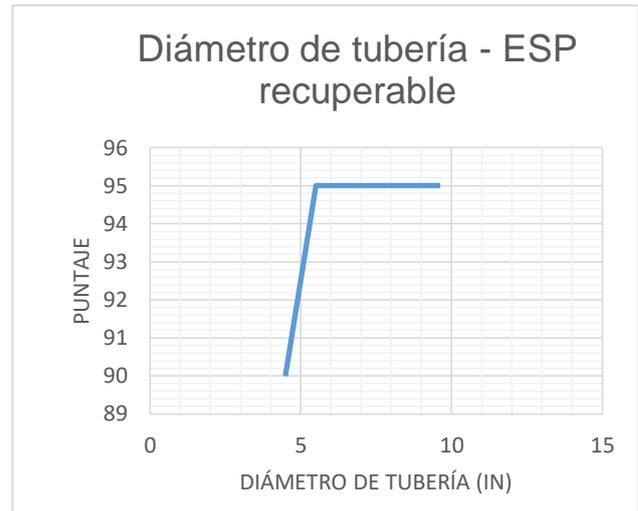
Variable	Profundidad
<b>Sistema</b>	<b>Pig Lift</b>
<b>Unidades</b>	<b>Ft</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
1000	100
8000	100
10000	90



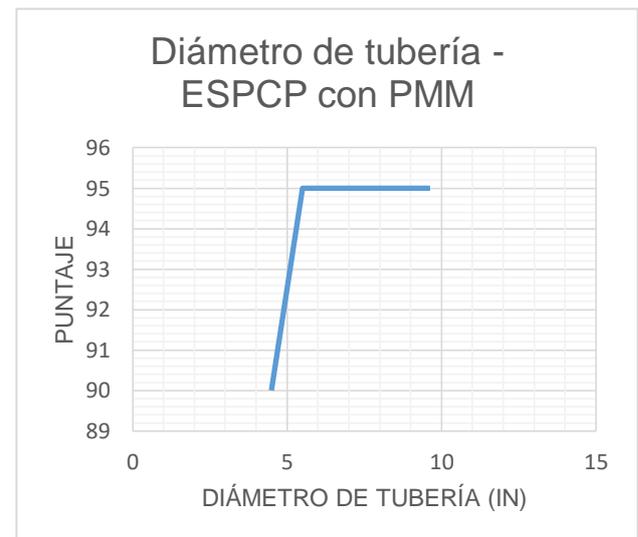
Variable	Profundidad
<b>Sistema</b>	<b>V-pump</b>
<b>Unidades</b>	<b>Ft</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
1000	100
6000	100
8000	75
10000	50
13000	25
16000	0



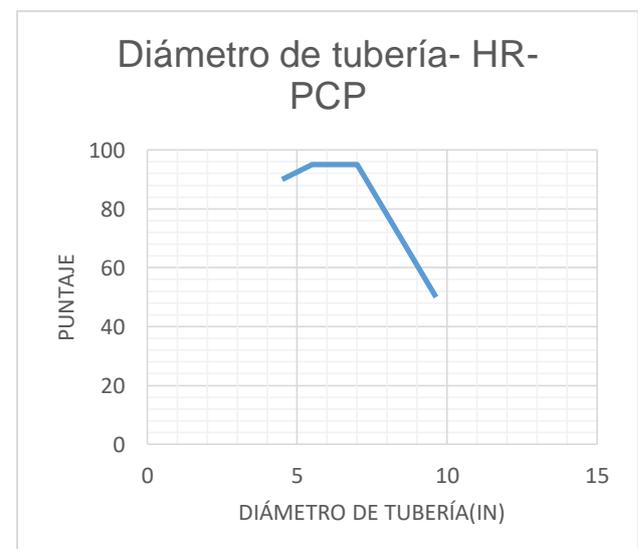
Variable	Diámetro de tubería	
Sistema	ESP recuperable	
Unidades	pulgadas	
Valor	Puntaje	
4,5		90
5,5		95
7		95
9,625		95



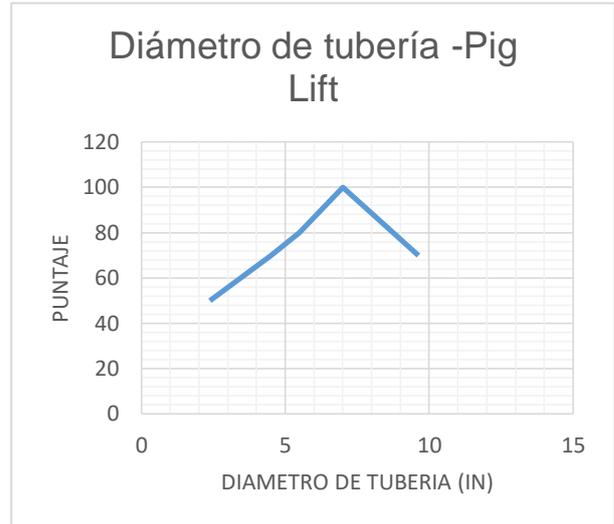
Variable	Diámetro de tubería	
Sistema	ESPCP con PMM	
Unidades	pulgadas	
Valor	Puntaje	
4,5		90
5,5		95
7		95
9,625		95



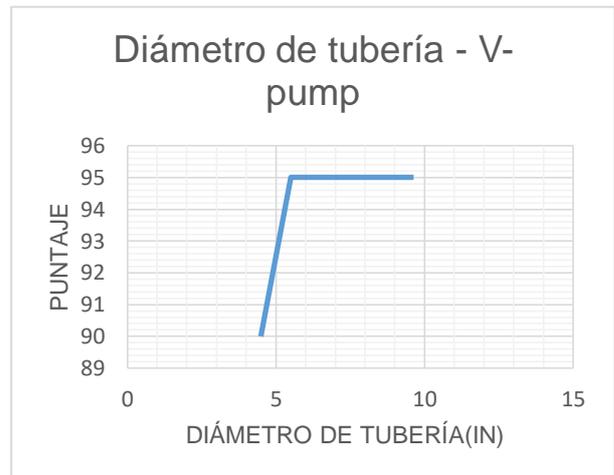
Variable	Diámetro de tubería	
Sistema	HR-PCP	
Unidades	pulgadas	
Valor	Puntaje	
2,375		75
4,5		90
5,5		95
7		95
9,625		50



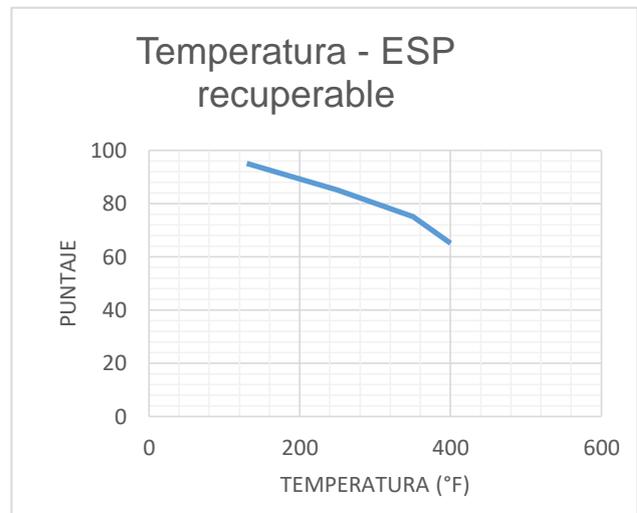
Variable	Diámetro de tubería
Sistema	Pig Lift
Unidades	pulgadas
Valor	Puntaje
2,375	50
4,5	70
5,5	80
7	100
9,625	70



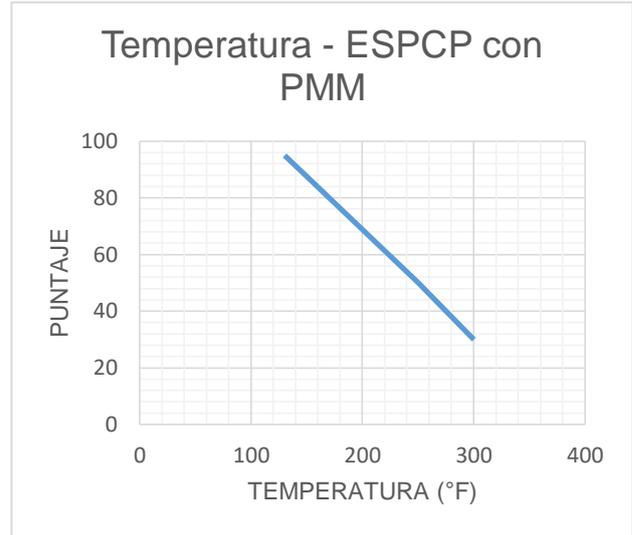
Variable	Diámetro de tubería
Sistema	V-pump
Unidades	pulgadas
Valor	Puntaje
4,5	90
5,5	95
7	95
9,625	95



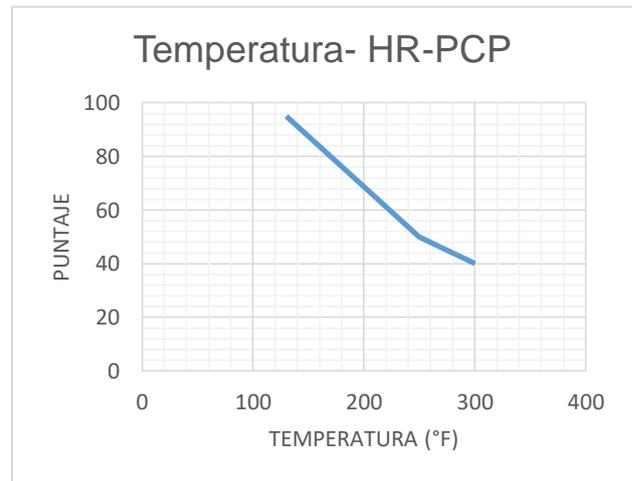
Variable	Temperatura
Sistema	ESP recuperable
Unidades	°F
Valor	Puntaje
130	95
250	85
350	75
400	65



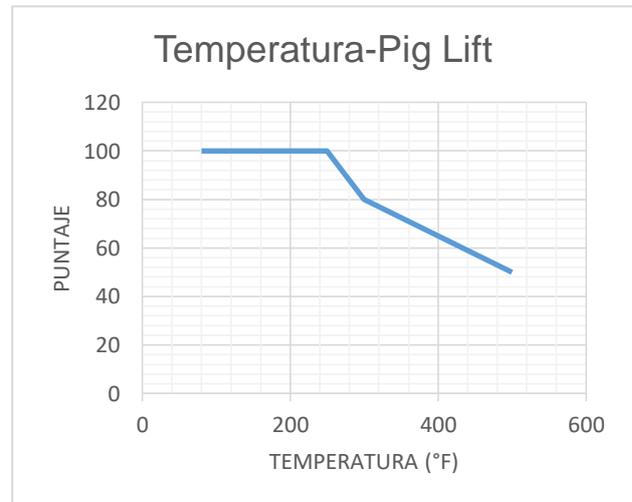
Variable	Temperatura	
Sistema	ESPCP con PMM	
Unidades	°F	
Valor	Puntaje	
130	95	
250	50	
300	30	



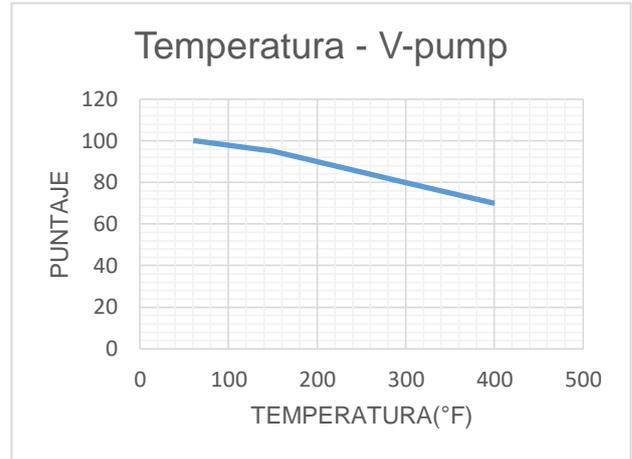
Variable	Temperatura	
Sistema	HR-PCP	
Unidades	°F	
Valor	Puntaje	
130	95	
250	50	
300	40	



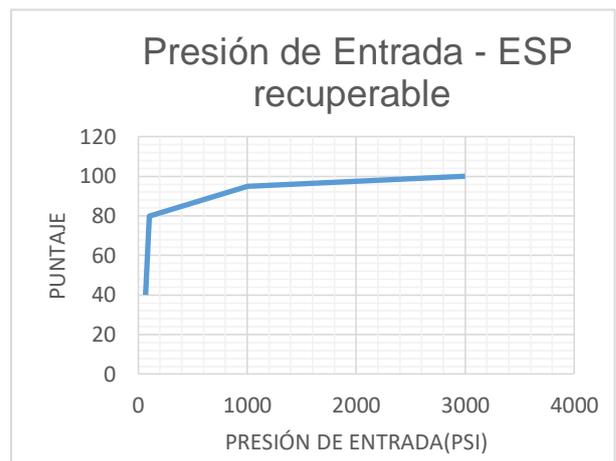
Variable	Temperatura	
Sistema	Pig Lift	
Unidades	°F	
Valor	Puntaje	
80	100	
250	100	
300	80	
500	50	



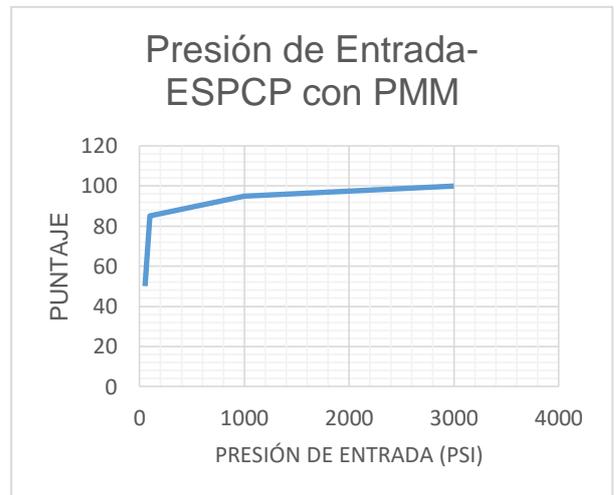
Variable	Temperatura
Sistema	V-pump
Unidades	°F
Valor	Puntaje
60	100
150	95
300	80
400	70



Variable	Presión de Entrada a la Bomba
Sistema	ESP recuperable
Unidades	psi
Valor	Puntaje
70	40
100	80
1000	95
3000	100



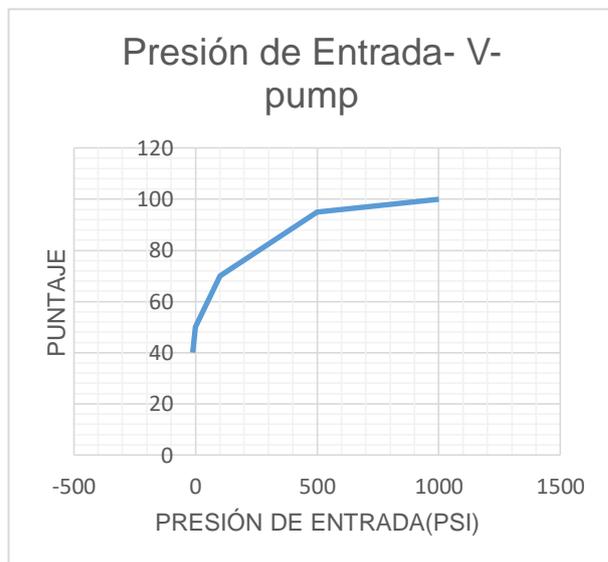
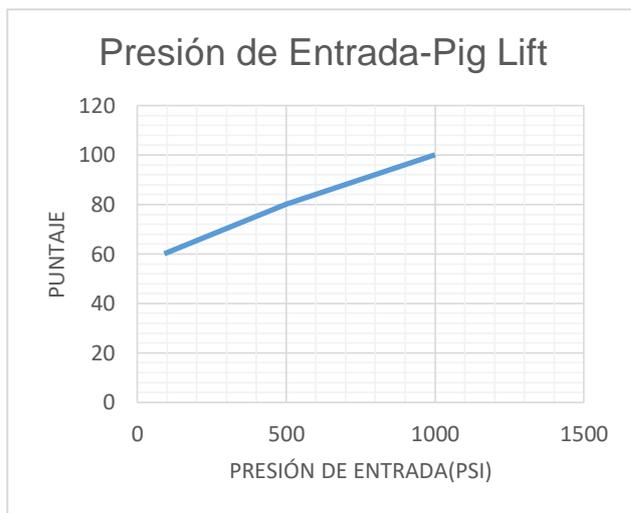
Variable	Presión de Entrada a la Bomba
Sistema	ESPCP con PMM
Unidades	psi
Valor	Puntaje
50	50
100	85
1000	95
3000	100



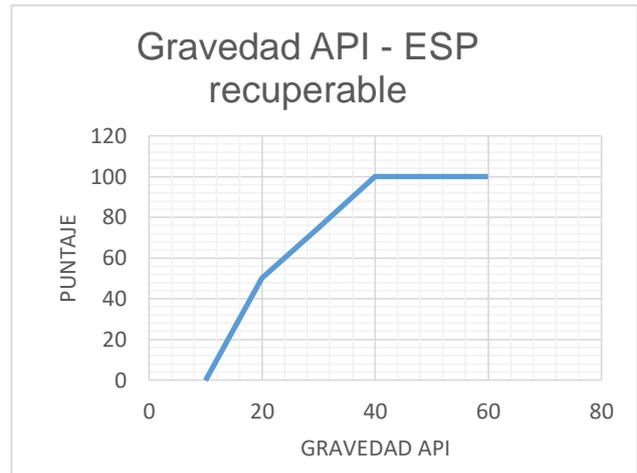
Variable	Presión de Entrada a la Bomba
Sistema	HR-PCP
Unidades	psi
Valor	Puntaje
35	50
50	60
100	85
1000	95
3000	100

Variable	Presión de Entrada a la Bomba
Sistema	Pig Lift
Unidades	psi
Valor	Puntaje
90	60
500	80
1000	100

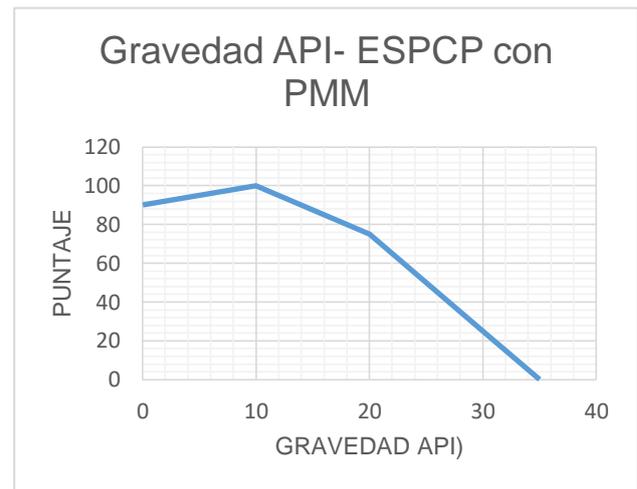
Variable	Presión de Entrada a la Bomba
Sistema	V-pump
Unidades	psi
Valor	Puntaje
-11	40
0	50
100	70
500	95
1000	100



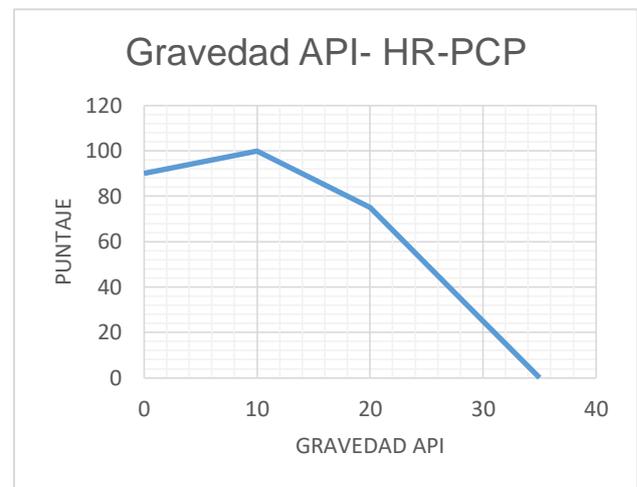
Variable	Gravedad API
Sistema	ESP recuperable
Unidades	API
Valor	Puntaje
10	0
20	50
30	75
40	100
60	100



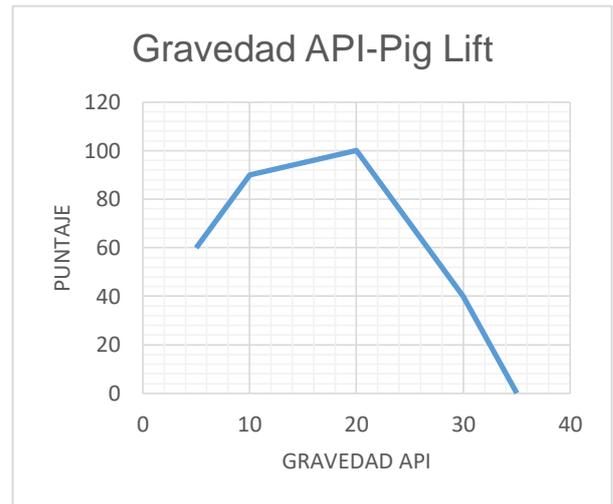
Variable	Gravedad API
Sistema	ESPCP con PMM
Unidades	API
Valor	Puntaje
0	90
10	100
20	75
30	25
35	0



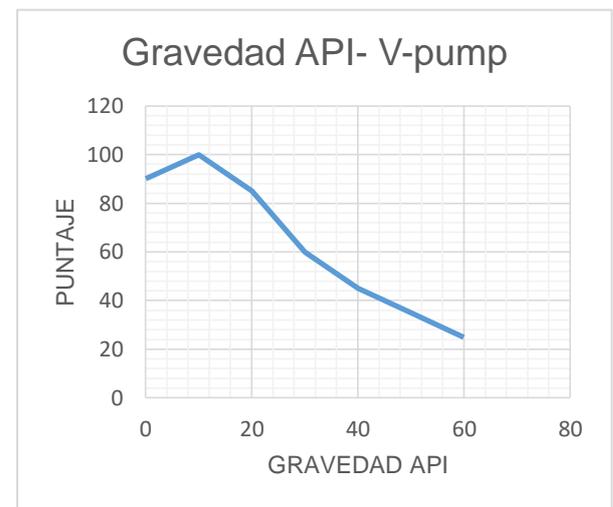
Variable	Gravedad API
Sistema	HR-PCP
Unidades	API
Valor	Puntaje
0	90
10	100
20	75
30	25
35	0



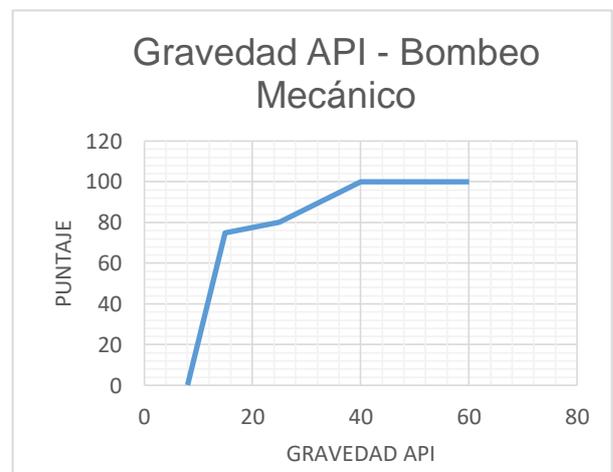
Variable	Gravedad API
Sistema	Pig Lift
Unidades	API
Valor	Puntaje
5	60
10	90
20	100
30	40
35	0



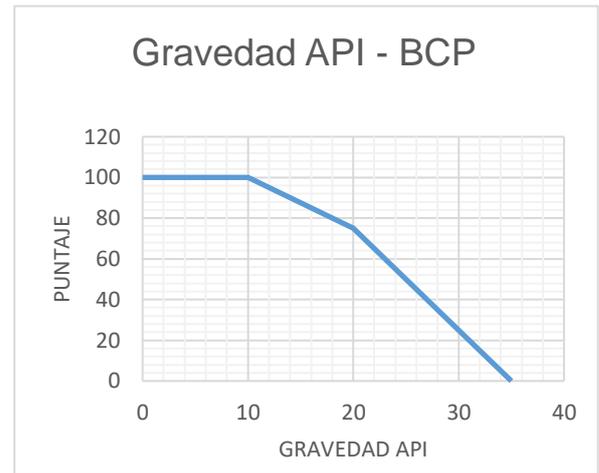
Variable	Gravedad API
Sistema	V-pump
Unidades	API
Valor	Puntaje
0	90
10	100
20	85
30	60
40	45
50	35
60	25



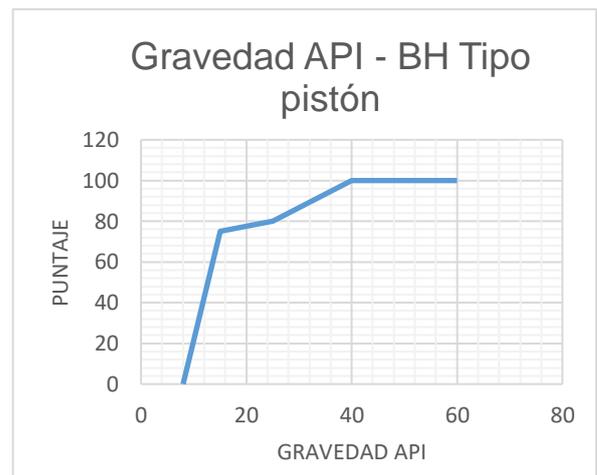
Variable	Gravedad API
Sistema	Bombeo Mecánico
Unidades	API
Valor	Puntaje
8	0
15	75
25	80
40	100
60	100



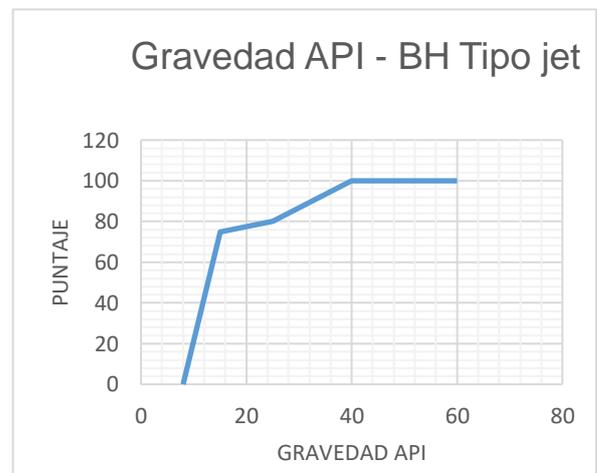
Variable	Gravedad API
Sistema	BCP
Unidades	API
Valor	Puntaje
0	100
10	100
20	75
30	25
35	0



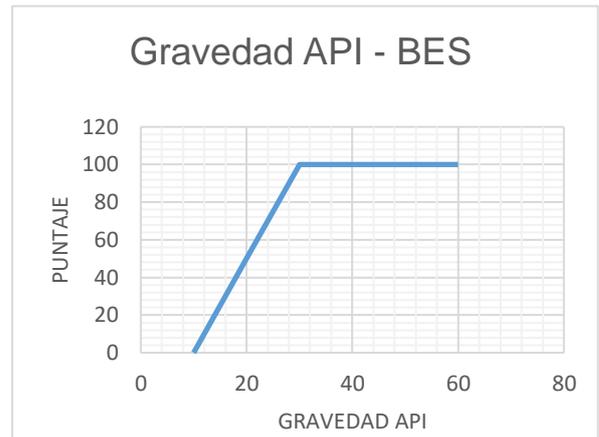
Variable	Gravedad API
Sistema	BH tipo pistón
Unidades	API
Valor	Puntaje
8	0
15	75
25	80
40	100
60	100



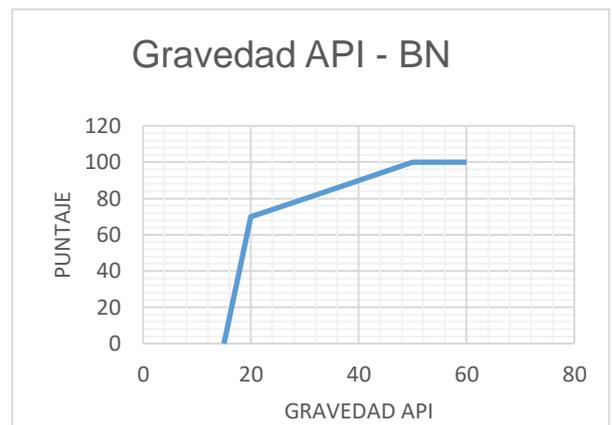
Variable	Gravedad API
Sistema	BH tipo Jet
Unidades	API
Valor	Puntaje
8	0
15	75
25	80
40	100
60	100



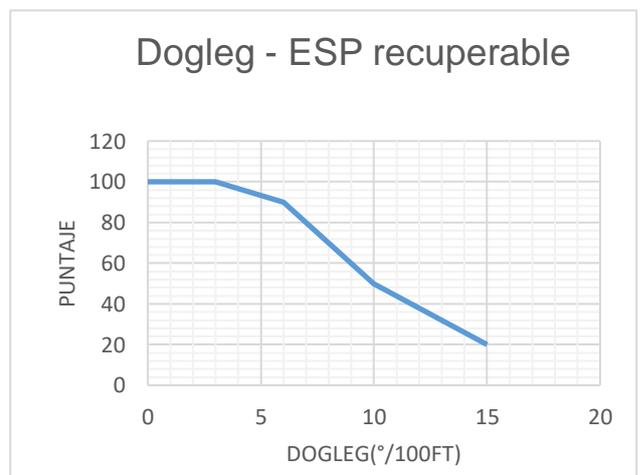
Variable	Gravedad API
Sistema	BES
Unidades	API
Valor	Puntaje
10	0
20	50
30	100
60	100



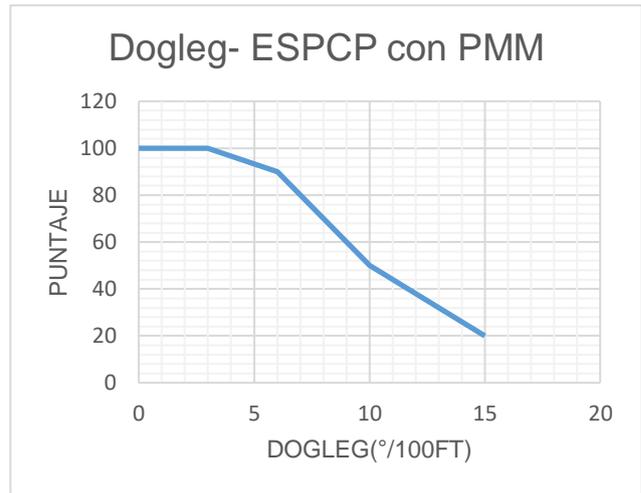
Variable	Gravedad API
Sistema	BN
Unidades	API
Valor	Puntaje
15	0
20	70
30	80
40	90
50	100
60	100



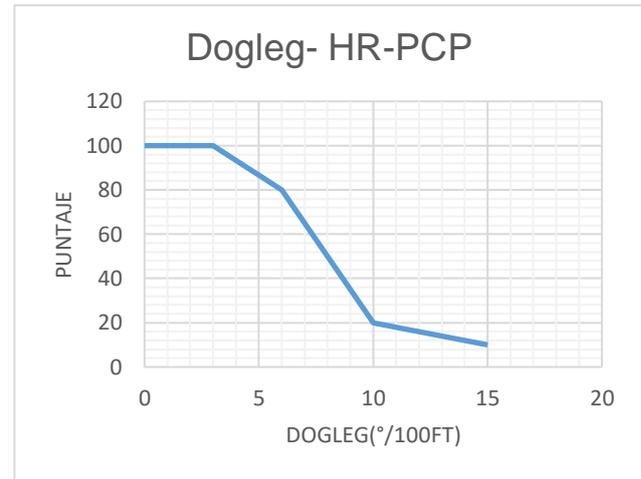
Variable	Dogleg
Sistema	ESP recuperable
Unidades	°/100 ft
Valor	Puntaje
0	100
3	100
6	90
10	50
15	20



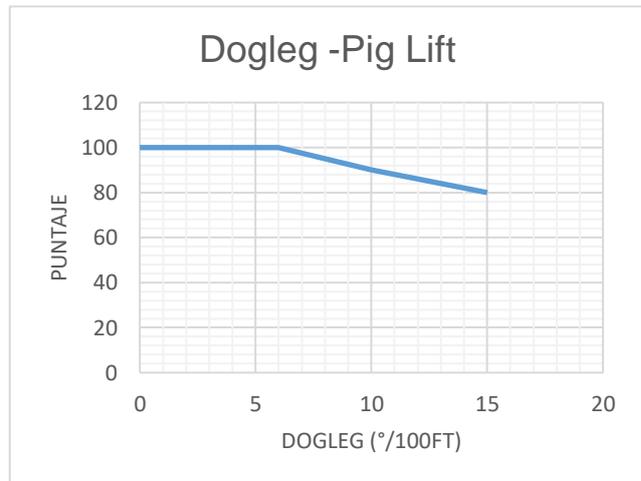
Variable	Dogleg	
Sistema	ESPCP con PMM	
Unidades	°/100 ft	
Valor	Puntaje	
0		100
3		100
6		90
10		50
15		20



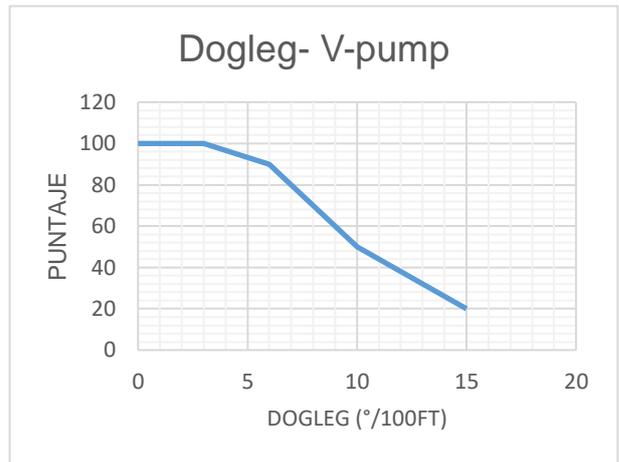
Variable	Dogleg	
Sistema	HR-PCP	
Unidades	°/100 ft	
Valor	Puntaje	
0		100
3		100
6		80
10		20
15		10



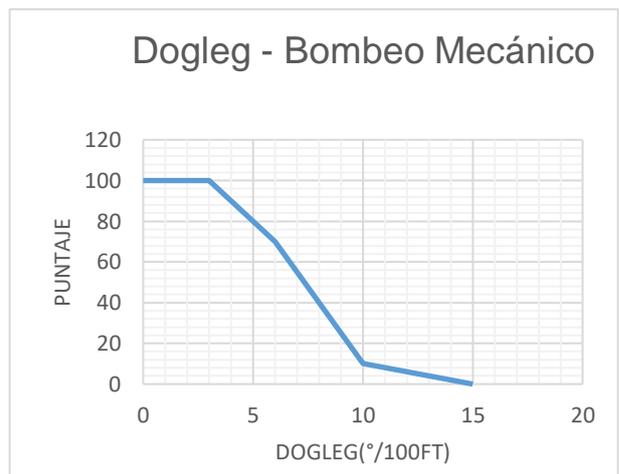
Variable	Dogleg	
Sistema	Pig Lift	
Unidades	°/100 ft	
Valor	Puntaje	
0		100
3		100
6		100
10		90
15		80



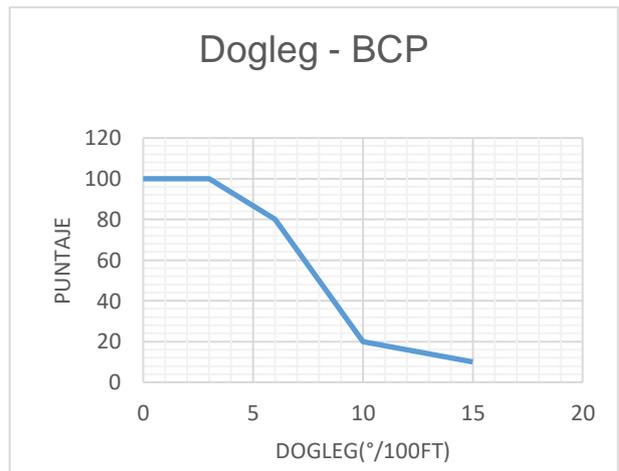
Variable	Dogleg
Sistema	V-pump
Unidades	°/100 ft
Valor	Puntaje
0	100
3	100
6	90
10	50
15	20



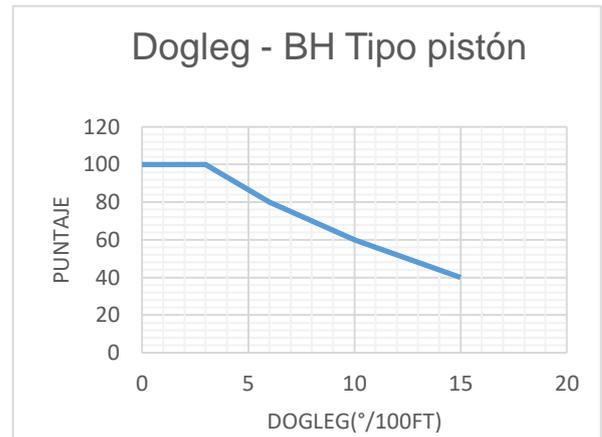
Variable	Dogleg
Sistema	Bombeo Mecanico
Unidades	°/100 ft
Valor	Puntaje
0	100
3	100
6	70
10	10
15	0



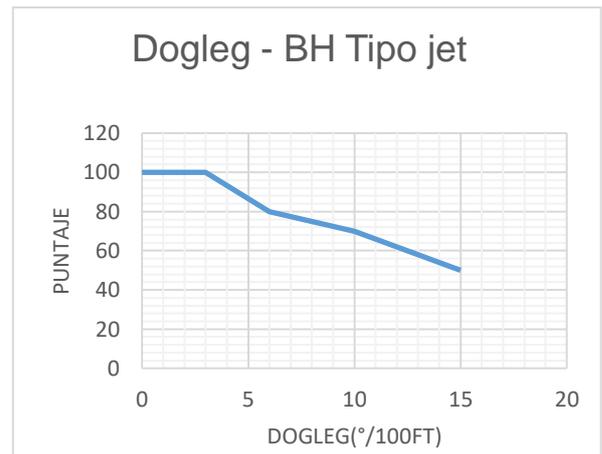
Variable	Dogleg
Sistema	BCP
Unidades	°/100 ft
Valor	Puntaje
0	100
3	100
6	80
10	20
15	10



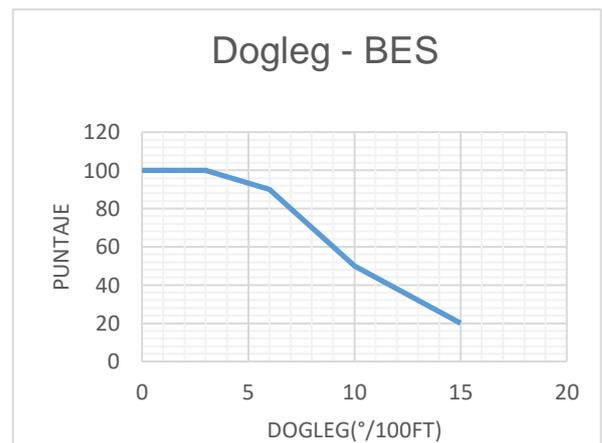
Variable	Dogleg	
Sistema	BH tipo pistón	
Unidades	°/100 ft	
Valor	Puntaje	
0	100	100
3	100	100
6	80	
10	60	
15	40	



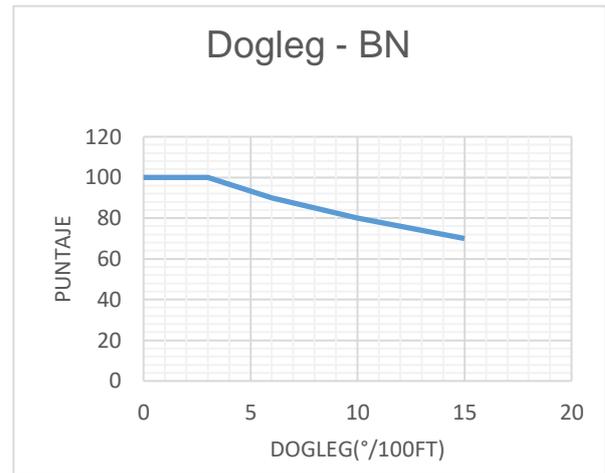
Variable	Dogleg	
Sistema	BH tipo Jet	
Unidades	°/100 ft	
Valor	Puntaje	
0	100	100
3	100	100
6	80	
10	70	
15	50	



Variable	Dogleg	
Sistema	BES	
Unidades	°/100 ft	
Valor	Puntaje	
0	100	100
3	100	100
6	90	
10	50	
15	20	



<b>Variable</b>	<b>Dogleg</b>
<b>Sistema</b>	<b>BN</b>
<b>Unidades</b>	<b>°/100 ft</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
0	100
3	100
6	90
10	80
15	70



<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	<b>BES RECUPERABLE</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	80

<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	<b>PIG LIFT CONTINUO</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	80

<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	<b>ESPCP CON PMM</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	60

<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	<b>V-PUMP™</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	80

<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	HR-PCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	60

<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	BOMBEO MECANICO
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	80

<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	BES
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	80

<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	BCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	60

<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	BH JET
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	80

<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	BH PISTON
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	80

<b>Recobro</b>	
<b>Sistema</b>	GAS LIFT
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Primario</b>	100
<b>Secundario</b>	100
<b>terciario</b>	80

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	<b>BES RECUPERABLE</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Ninguno</b>	100
<b>Inhibidor de incrustación o corrosión</b>	100
<b>Solventes</b>	80
<b>Ácidos</b>	50

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	<b>PIG LIFT CONTINUO</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Ninguno</b>	100
<b>Inhibidor de incrustación o corrosión</b>	100
<b>Solventes</b>	80
<b>Ácidos</b>	90

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	<b>ESPCP CON PMM</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Ninguno</b>	100
<b>Inhibidor de incrustación o corrosión</b>	100
<b>Solventes</b>	80
<b>Ácidos</b>	20

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	<b>V-PUMP™</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Ninguno</b>	100
<b>Inhibidor de incrustación o corrosión</b>	100
<b>Solventes</b>	85
<b>Ácidos</b>	60

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	<b>HR-PCP</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Ninguno</b>	100
<b>Inhibidor de incrustación o corrosión</b>	100
<b>Solventes</b>	80
<b>Ácidos</b>	20

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	<b>BOMBEO MECANICO</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Ninguno</b>	100
<b>Inhibidor de incrustación o corrosión</b>	100
<b>Solventes</b>	100
<b>Ácidos</b>	80

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	BES
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
Ninguno	100
Inhibidor de incrustación o corrosión	100
Solventes	80
Ácidos	50

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	BCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
Ninguno	100
Inhibidor de incrustación o corrosión	100
Solventes	80
Ácidos	20

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	BH JET
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
Ninguno	100
Inhibidor de incrustación o corrosión	100
Solventes	80
Ácidos	90

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	BH PISTON
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
Ninguno	100
Inhibidor de incrustación o corrosión	100
Solventes	80
Ácidos	50

<b>Tratamiento químico</b>	
<b>Sistema</b>	GAS LIFT
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
Ninguno	100
Inhibidor de incrustación o corrosión	100
Solventes	80
Ácidos	80

Locación	
<b>Sistema</b>	BES RECUPERABLE
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	100
<b>Acceso restringido</b>	40

Locación	
<b>Sistema</b>	PIG LIFT CONTINUO
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	20
<b>Acceso restringido</b>	40

Locación	
<b>Sistema</b>	ESPCP CON PMM
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	100
<b>Acceso restringido</b>	40

Locación	
<b>Sistema</b>	V-PUMP™
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	100
<b>Acceso restringido</b>	40

Locación	
<b>Sistema</b>	HR-PCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	20
<b>Acceso restringido</b>	40

Locación	
<b>Sistema</b>	BOMBEO MECANICO
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	20
<b>Acceso restringido</b>	80

<b>Locación</b>	
<b>Sistema</b>	BES
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	100
<b>Acceso restringido</b>	50

<b>Locación</b>	
<b>Sistema</b>	BCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	20
<b>Acceso restringido</b>	50

<b>Locación</b>	
<b>Sistema</b>	BH JET
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	30
<b>Acceso restringido</b>	40

<b>Locación</b>	
<b>Sistema</b>	BH PISTON
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	30
<b>Acceso restringido</b>	40

<b>Locación</b>	
<b>Sistema</b>	GAS LIFT
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Onshore</b>	100
<b>Offshore</b>	30
<b>Acceso restringido</b>	40

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	BES RECUPERABLE
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	30
<b>Motor diesel</b>	90

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	PIG LIFT CONTINUO
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	60
<b>Motor diesel</b>	90

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	ESPCP CON PMM
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	30
<b>Motor diesel</b>	90

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	V-PUMP™
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	30
<b>Motor diesel</b>	90

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	HR-PCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	30
<b>Motor diesel</b>	90

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	BOMBEO MECANICO
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	100
<b>Motor diesel</b>	100

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	BES
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	30
<b>Motor diesel</b>	90

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	BCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	30
<b>Motor diesel</b>	90

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	BH JET
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	30
<b>Motor diesel</b>	90

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	BH PISTON
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	30
<b>Motor diesel</b>	90

<b>Potencia del Sistema</b>	
<b>Sistema</b>	GAS LIFT
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	30
<b>Motor diesel</b>	90

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	<b>BES RECUPERABLE</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	100
<b>NO</b>	100

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	<b>PIG LIFT CONTINUO</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	20
<b>NO</b>	100

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	<b>ESPCP CON PMM</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	20
<b>NO</b>	100

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	<b>V-PUMP™</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	20
<b>NO</b>	100

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	<b>HR-PCP</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	20
<b>NO</b>	100

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	<b>BOMBEO MECANICO</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	40
<b>NO</b>	100

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	BES
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Red Eléctrica</b>	100
<b>Generación propia del pozo (gas)</b>	30

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	BCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	20
<b>NO</b>	100

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	BH JET
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	20
<b>NO</b>	100

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	BH PISTON
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	20
<b>NO</b>	100

<b>Recuperable</b>	
<b>Sistema</b>	GAS LIFT
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	50
<b>NO</b>	100

<b>Fluidos Corrosivos</b>	
<b>Sistema</b>	BES RECUPERABLE
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	30
<b>NO</b>	70

<b>Fluidos Corrosivos</b>	
<b>Sistema</b>	PIG LIFT CONTINUO
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	30
<b>NO</b>	70

<b>Fluidos Corrosivos</b>	
<b>Sistema</b>	ESPCP CON PMM
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	30
<b>NO</b>	70

<b>Fluidos Corrosivos</b>	
<b>Sistema</b>	V-PUMP™
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	30
<b>NO</b>	70

<b>Fluidos Corrosivos</b>	
<b>Sistema</b>	HR-PCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	30
<b>NO</b>	70

<b>Contaminantes</b>	
<b>Sistema</b>	BES RECUPERABLE
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Incrustaciones</b>	75
<b>Parafinas</b>	75
<b>Asfaltenos</b>	75

<b>Contaminantes</b>	
<b>Sistema</b>	PIG LIFT CONTINUO
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Incrustaciones</b>	85
<b>Parafinas</b>	85
<b>Asfaltenos</b>	85

<b>Contaminantes</b>	
<b>Sistema</b>	ESPCCP CON PMM
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Incrustaciones</b>	85
<b>Parafinas</b>	75
<b>Asfaltenos</b>	75

<b>Contaminantes</b>	
<b>Sistema</b>	V-PUMP™
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Incrustaciones</b>	85
<b>Parafinas</b>	75
<b>Asfaltenos</b>	75

<b>Contaminantes</b>	
<b>Sistema</b>	HR-PCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Incrustaciones</b>	85
<b>Parafinas</b>	70
<b>Asfaltenos</b>	70

<b>Inclinación del pozo</b>	
<b>Sistema</b>	BES RECUPERABLE
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Vertical</b>	95
<b>Desviado</b>	90
<b>Horizontal</b>	90

<b>Inclinación del pozo</b>	
<b>Sistema</b>	PIG LIFT CONTINUO
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Vertical</b>	95
<b>Desviado</b>	65
<b>Horizontal</b>	35

<b>Inclinación del pozo</b>	
<b>Sistema</b>	ESPCP CON PMM
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Vertical</b>	95
<b>Desviado</b>	90
<b>Horizontal</b>	90

<b>Inclinación del pozo</b>	
<b>Sistema</b>	V-PUMP™
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Vertical</b>	95
<b>Desviado</b>	90
<b>Horizontal</b>	90

<b>Inclinación del pozo</b>	
<b>Sistema</b>	HR-PCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Vertical</b>	95
<b>Desviado</b>	70
<b>Horizontal</b>	40

<b>Completamiento</b>	
<b>Sistema</b>	BES RECUPERABLE
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Simple</b>	30
<b>Doble o multiple</b>	100

<b>Completamiento</b>	
<b>Sistema</b>	PIG LIFT CONTINUO
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Simple</b>	30
<b>Doble o multiple</b>	100

<b>Completamiento</b>	
<b>Sistema</b>	ESPCP CON PMM
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Simple</b>	60
<b>Doble o multiple</b>	100

<b>Completamiento</b>	
<b>Sistema</b>	V-PUMP™
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Simple</b>	60
<b>Doble o multiple</b>	100

<b>Completamiento</b>	
<b>Sistema</b>	HR-PCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>Simple</b>	30
<b>Doble o multiple</b>	100

<b>Restricciones de espacio en superficie</b>	
<b>Sistema</b>	BES RECUPERABLE
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	95
<b>NO</b>	100

<b>Restricciones de espacio en superficie</b>	
<b>Sistema</b>	PIG LIFT CONTINUO
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	60
<b>NO</b>	100

<b>Restricciones de espacio en superficie</b>	
<b>Sistema</b>	ESPCP CON PMM
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	95
<b>NO</b>	100

<b>Restricciones de espacio en superficie</b>	
<b>Sistema</b>	V-PUMP™
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	95
<b>NO</b>	100

<b>Restricciones de espacio en superficie</b>	
<b>Sistema</b>	HR-PCP
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	95
<b>NO</b>	100

<b>Presencia de Parafinas</b>	
<b>Sistema</b>	<b>BES RECUPERABLE</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	60
<b>NO</b>	100

<b>Presencia de Parafinas</b>	
<b>Sistema</b>	<b>PIG LIFT CONTINUO</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	70
<b>NO</b>	100

<b>Presencia de Parafinas</b>	
<b>Sistema</b>	<b>ESPCP CON PMM</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	60
<b>NO</b>	100

<b>Presencia de Parafinas</b>	
<b>Sistema</b>	<b>V-PUMP™</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	65
<b>NO</b>	100

<b>Presencia de Parafinas</b>	
<b>Sistema</b>	<b>HR-PCP</b>
<b>Valor</b>	<b>Puntaje</b>
<b>SI</b>	70
<b>NO</b>	100

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros Jorge Andrés Blanco Corredor y Sebastián José Vidal Redondo en calidad de titulares de la obra **MÓDULO DE INFORMACIÓN COMPUTACIONAL QUE PERMITA SELECCIONAR LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL INTEGRANDO ÚLTIMAS TECNOLOGÍAS PARA EL MÓDULO GENERAL DE COMPLETAMIENTO DE ECOPETROL S.A.**, elaborada en el año 2017, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por *terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.*
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	<b>Atribución- no comercial- sin derivar:</b> permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	<b>Atribución – no comercial:</b> permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	<b>Atribución – no comercial – compartir igual:</b> permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

**Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.**

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 7 días del mes de Febrero del año 2018.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Jorge Andrés	Blanco Corredor
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
c.c. 1020800238	

##### Autor 2

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Sebastián José	Vidal Redondo
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
c.c.1018483330	Sebastian Vidal R.