

**DISEÑO DEL MÓDULO DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL MANUAL GENERAL DE
COMPLETAMIENTO DE ECOPETROL S.A.**

**KEVIN ANDRÉS PEÑA SEVERICHE
JOSÉ FERNANDO SERNA VELÁSQUEZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017**

**DISEÑO DEL MÓDULO DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL MANUAL GENERAL DE
COMPLETAMIENTO DE ECOPETROL S.A.**

**KEVIN ANDRÉS PEÑA SEVERICHE
JOSÉ FERNANDO SERNA VELÁSQUEZ**

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

**Director
DIEGO FERNANDO MONROY TUTA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017**

NOTA DE ACEPTACIÓN (DIRECCIÓN DE INVESTIGACIONES)

ING. CARLOS ESPINOSA

ING. JORGE LUIS RAMOS RAMOS

ING. ADRIANA RUIZ LEÓN

Bogotá, Marzo de 2017

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 Industrial

Ing. JORGE EMILIO GUITÉRREZ CANCINO

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	20
OBJETIVOS	21
1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE INTERÉS EN EL PROYECTO	22
1.1 CUENCAS DE INTERÉS PARA EL PROYECTO	24
1.1.1 Cuenca del Catatumbo	24
1.1.2 Cuenca de los Llanos Orientales	28
1.1.3 Cuenca Del Putumayo	30
1.1.4 Cuenca del Valle Inferior del Magdalena	33
1.1.5 Cuenca del Valle Medio del Magdalena	37
1.1.6 Cuenca del Valle Superior Del Magdalena	40
2. MARCO TEÓRICO	43
2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	43
2.1.1 Bombeo Mecánico (BM)	44
2.1.1.1 Generalidades	44
2.1.1.2 Componentes	45
2.1.1.3 Tipos de unidades de bombeo mecánico	47
2.1.1.4 Ventajas, desventajas y problemas	48
2.1.2 Bombeo Electrosumergible (BES)	49
2.1.2.1 Generalidades	49
2.1.2.2 Componentes	51
2.1.2.3 Ventajas, desventajas y problemas	52
2.1.3 Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP)	52
2.1.3.1 Generalidades	52
2.1.3.2 Componentes	53
2.1.3.3 Ventajas, desventajas y problemas	55
2.1.4 Bombeo Neumático (BN)	55
2.1.4.1 Generalidades	55
2.1.4.2 Tipos de Bombeo Neumático	57
2.1.4.3 Componentes	58
2.1.4.4 Ventajas, desventajas y problemas	60
2.1.5 Bombeo Hidráulico (BH)	60
2.1.5.1 Generalidades	60
2.1.5.2 Componentes	61
2.1.5.3 Ventajas, desventajas y problemas	65

2.2 ANÁLISIS DE DECISIÓN MULTICRITERIO	65
2.2.1 Alternativa	66
2.2.2 Criterio de Selección	66
2.2.3 Pesos de decisión	66
2.2.4 Unidades inconmensurables	66
2.2.5 Matriz de Decisión	66
2.2.6 Métodos de decisión multicriterio	67
2.2.7 Función valor	67
2.3 APLICACIÓN WEB	67
2.3.1 Aplicaciones basadas en el navegador	68
2.3.2 Aplicaciones basadas en un software cliente	68
2.3.3 Aplicaciones para dispositivos móviles	68
2.3.4 Arquitectura Cliente-Servidor	68
2.3.4.1 Partes que componen el sistema	68
2.3.4.2 Características de la arquitectura Cliente-Servidor	69
2.3.5 Patrón de diseño MVC (Model-View-Controller)	69
2.3.5.1 Componentes	70
2.3.5.2 Interacciones	70
2.4 INTERFAZ DE PROGRAMACIÓN DE APLICACIONES (API)	70
2.4.1 APIs notables	70
2.4.2 Google Maps API	71
3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	72
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	73
3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA	74
3.2.1 Población (N)	74
3.2.2 Muestra (n)	74
3.2.3 Unidad de Muestreo	74
3.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	74
3.3.1 Fase 1: Diseño del mapa de ocurrencias	74
3.3.1.1 Consulta en OpenWells®	74
3.3.1.2 Consulta de coordenadas en MIGEP	76
3.3.2 Fase 2: Diseño de la matriz de selección	79
3.3.2.1 Consulta de parámetros técnicos	79
3.3.2.2 Consulta de métodos de decisión multicriterio	81
3.3.2.3 Identificación de nuevas tecnologías	83
3.4 TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS	83
3.4.1 Fase 1: Diseño del mapa de ocurrencias	83
3.4.1.1 Filtrado de la información obtenida de OpenWells®	85
3.4.1.2 Control de calidad de la información	85
3.4.1.3 Identificación de sistemas de levantamiento artificial	85
3.4.1.4 Cargue de datos	86
3.4.1.5 Validación de coordenadas	89
3.4.2 Fase 2: Diseño de la matriz de selección	90

3.4.2.1 Análisis de importancia de los parámetros técnicos	91
3.4.2.2 Selección de un método de decisión multicriterio	91
3.4.2.3 Determinación de rangos operativos	92
3.4.2.4 Generación de funciones valor	96
3.4.2.5 Definición del algoritmo de selección de acuerdo al método	98
3.4.2.6 Recomendación de las nuevas tecnologías	101
3.4.3 Fase 3: Diseño del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial	102
3.4.3.1 Generación del mapa	103
3.4.3.2 Implementación de la matriz	105
3.4.3.3 Desarrollo del manual de usuario	109
4. RESULTADOS	111
4.1 MAPA DE OCURRENCIAS	112
4.1.1 Acceso	112
4.1.2 Modo de uso	114
4.1.3 Ejemplos de uso	115
4.2 MATRIZ DE SELECCIÓN PRELIMINAR	116
4.2.1 Acceso	117
4.2.2 Modo de uso	118
4.3 MANUAL DE USUARIO	122
4.3.1 Acceso	122
4.3.2 Contenido	124
5. CONCLUSIONES	125
6. RECOMENDACIONES	127
BIBLIOGRAFÍA	128
ANEXOS	133

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de Cuencas Sedimentarias de Colombia	22
Figura 2. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Catatumbo	26
Figura 3. Cuenca del Catatumbo: Campos de relevancia en el proyecto	27
Figura 4. Estratigrafía generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	29
Figura 5. Cuenca de los Llanos: Campos de relevancia en el proyecto	30
Figura 6. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Putumayo	32
Figura 7. Cuenca del Putumayo: Campos de relevancia en el proyecto	33
Figura 8. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena	35
Figura 9. Cuenca del Valle Inferior del Magdalena: Campos de relevancia en el proyecto	36
Figura 10. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	38
Figura 11. Cuenca del Valle Medio del Magdalena: Campos de relevancia en el proyecto	39
Figura 12. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena	41
Figura 13. Cuenca del Valle Superior del Magdalena: Campos de relevancia en el proyecto	42
Figura 14. Tipos de Sistemas de Levantamiento Artificial	44
Figura 15. Diagrama unidad de bombeo mecánico	45
Figura 16. Ciclo de bombeo de la bomba de subsuelo	47
Figura 17. Tipos de unidad de bombeo mecánico	47
Figura 18. Diagrama Operación Bombeo Electrosumergible	50
Figura 19. Diagrama bombeo de cavidades progresivas	53
Figura 20. Diagrama de Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Neumático	57
Figura 21. Diagrama típico de instalaciones de superficie de bombeo neumático	59
Figura 22. Instalación típica de sistema de bombeo hidráulico	62
Figura 23. Diagrama de una bomba hidráulica tipo pistón	63
Figura 24. Diagrama de una bomba hidráulica tipo jet.	64
Figura 25. Ilustración del API de Google Maps	71
Figura 26. Diagrama de dependencia de fases	72
Figura 27. Query en Data Analyzer	75
Figura 28. Configuración de condiciones en Data Analyzer	76
Figura 29. Geovisor MIGEP	77
Figura 30. Función de búsqueda de MIGEP	77
Figura 31. Lista parcial de pozos, resultado de la consulta	78
Figura 32. Información parcial del pozo ACAE 10	78
Figura 33. Información obtenida de MIGEP (fragmento)	79

Figura 34. Metodología de desarrollo de la Fase 1	84
Figura 35. Diagrama distribución de instalación de sistemas de levantamiento artificial en Ecopetrol S.A.	86
Figura 36. Archivo con el formato correcto para cargarlo en el aplicativo MGCP	87
Figura 37. Ventana de carga de datos en el aplicativo MGCP	88
Figura 38. Mapa preliminar generado por el aplicativo MGCP	89
Figura 39. Selección de un método de decisión multicriterio	92
Figura 40. Rangos operativos parámetro Tasa, sistema BM	97
Figura 41. Función valor de parámetro Tasa, sistema BM	97
Figura 42. Convenciones del mapa de ocurrencias	103
Figura 43. Diagrama de relaciones de los modelos usados para el mapa de ocurrencias	104
Figura 44. Vista <i>map_pozos</i>	104
Figura 45. Diagrama de relaciones de los modelos usados para la matriz de selección	105
Figura 46. Vista <i>matrix</i> : Matriz de selección	106
Figura 47. Vista <i>matrix_config</i> : Configuración de la Matriz	106
Figura 48. Vista <i>matrix_value_func</i> : Funciones valor	107
Figura 49. Vista <i>matrix_param_form</i> : Configuración funciones valor por parámetro	107
Figura 50. Vista <i>matrix_alternatives</i> : configurar alternativas	108
Figura 51. Vista <i>matrix_alternative_form</i> : Editar alternativa	108
Figura 52. Vista <i>matrix_weights</i> : Configurar Pesos	109
Figura 53. Interfaz del programa <i>Expression Encoder</i>	110
Figura 54. Manual de usuario en MGCP	110
Figura 55. Interfaz del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial, contenido en el aplicativo virtual “Manual General de Completamiento de Pozos”	111
Figura 56. Inicio de sesión en MGCP	112
Figura 57. Acceso al mapa de ocurrencias desde la página de inicio	113
Figura 58. Acceso al mapa desde cualquier página de MGCP	113
Figura 59. Partes de la interfaz del mapa de ocurrencias	114
Figura 60. Función de zoom del mapa de ocurrencias	115
Figura 61. Tendencias Campos Castilla y Chichimene	115
Figura 62. Tendencias SLA en Campo La Cira	116
Figura 63. Acceso a la matriz desde la página de inicio	117
Figura 64. Acceso a la matriz desde cualquier otra página	118
Figura 65. Página de la matriz de selección (fragmento)	119
Figura 66. Ventana con SLA recomendado de acuerdo a prioridades y Nuevas tecnologías.	120
Figura 67. Tabla de puntajes criterios vs alternativas.	121
Figura 68. Acceso al manual de usuario desde la página de inicio	122
Figura 69. Acceso al manual desde cualquier otra página	123
Figura 70. Ventana del manual de usuario	123
Figura 71. Imagen extraída del manual de usuario	124

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Asignación de pesos a los criterios de selección	91
Tabla 2. Rangos operativos tolerables de los sistemas de levantamiento artificial de interés para el proyecto	94
Tabla 3. Rangos operativos implementados para el módulo	95
Tabla 4. Criterios para conversión del <i>screening</i>	96
Tabla 5. Calificación diferentes tipos de SLA por parámetro.	98

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Lista de Cuencas de Colombia	23
Cuadro 2. Ventajas, desventajas y problemas del bombeo mecánico	48
Cuadro 3. Ventajas, desventajas y problemas del bombeo electrosumergible	52
Cuadro 4. Ventajas, desventajas y problemas del bombeo por cavidades progresivas	55
Cuadro 5. Ventajas, desventajas y problemas del Bombeo Neumático	60
Cuadro 6. Ventajas, desventajas y problemas del bombeo hidráulico	65
Cuadro 7. Fuentes de consulta acerca de parámetros técnicos	80
Cuadro 8. Fuentes de consulta acerca de métodos de decisión multicriterio	82
Cuadro 9. Recomendaciones de nuevas tecnologías	102

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Normalización de Matriz	99
Ecuación 2. Matriz de decisión normalizada y pesada	100
Ecuación 3. Mejor condición (A_b) y peor condición (A_w)	100
Ecuación 4. Distancia entre cada alternativa y la mejor condición (d_{ib}) y la peor condición (d_{iw})	100
Ecuación 5. Similaridad a la peor condición	101

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.

CMB: Sistema Combinado.

CP: Centipoise.

BCP: Bombeo por Cavidades Progresivas.

BD: Base de Datos.

BES: Bombeo Electrosumergible.

BFPD: Barriles de Fluido por Día.

BH: Bombeo Hidráulico.

BM: Bombeo Mecánico.

BN: Bombeo Neumático.

BPD: Barriles Por Día.

FN: Flujo Natural.

GL: *Gas Lift*. Bombeo Neumático.

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

MGCP: Manual General de Completamiento de Pozos.

MIGEP: Modelo Integrado de Gestión de Exploración y Producción de Hidrocarburos.

OCM: *Original Completion*. Completamiento Original.

PPM: Partes Por Millón.

PSI: *Pounds per Square Inch*. Libras por Pulgada Cuadrada.

RGP: Relación Gas-Petróleo.

SCF: *Standard Cubic Feet*. Pie Cubico Estándar.

SLA: Sistema de Levantamiento Artificial.

STB: *Standard Barrel*. Barril Estándar.

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

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

WSV: *Well Service*. Servicio de Pozo.

GLOSARIO

CAMPO: según el contrato de exploración y producción de hidrocarburos de la ANH, un campo es el área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos y está delimitado por la envolvente formada por la sumatoria del área de drenaje de los pozos productores más distantes de los arreglos de pozos¹.

CLIENTE: en una arquitectura cliente-servidor. El cliente es quien inicia solicitudes o peticiones al servidor, posteriormente espera, recibe respuesta del servidor e interactúa con los usuarios finales mediante una interfaz gráfica.

CUENCA SEDIMENTARIA: una zona deprimida en la corteza terrestre, de origen tectónico, en la cual se acumulan sedimentos. Para su formación se requiere un proceso de subsidencia prolongada.² En este documento todas las menciones de “cuenca” se refieren a cuenca sedimentaria.

DATA ANALYZER: herramienta de consulta que permite realizar búsqueda y análisis de información registrada en la base de datos de los pozos en OpenWells®³.

EVENTO DE COMPLETAMIENTO ORIGINAL (OCM): se refiere a la primera intervención después de la perforación original para poner el pozo en Producción/Inyección.

EVENTO DE WELL SERVICE O SERVICIO DE POZO (WSV): se refiere a la intervención realizada sobre el pozo para proporcionarle servicios tales como mantenimiento del equipo, revisión de fallas, cambios de equipo, cambio de bombas o sistemas de levantamiento, entre otras.

FRAMEWORK: es una estructura conceptual y tecnológica de soporte definido, normalmente con artefactos o módulos concretos de software, que puede servir de base para la organización y desarrollo de software.

JAVASCRIPT: es un lenguaje de programación usado en la creación de aplicaciones web para proveer interactividad con el usuario, del lado del cliente.

OPENWELLS®: software que permite el registro y administración de datos de las diferentes intervenciones a pozos de petróleo y gas, en el cuál se incluye la

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato de producción y exploración de hidrocarburos. [Consultado en 24 de noviembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/CONTRATOS%20FIRMADOS%20EP%20y%20TEAS/CONTRATOS%20EyP%20TEAS%20%202012/CTO%20EyP%20PURPLE%20ANGEL%202012.pdf>>. p. 5-6.

² SOUTHARD, Jhon. Chapter 11: Sedimentary Basins. En: Sedimentary Geology. Massachusetts Institute of Technology: MIT OpenCourseWare. 2007. p. 279-304.

³ HALLIBURTON | LANDMARK. OpenWells datasheet. [Consultado en 16 de febrero de 2017]. Disponible en Internet: <<https://www.landmark.solutions/Portals/0/LMSDocs/Datasheets/OpenWells-data-sheet.pdf>>

planeación económica y operativa de las intervenciones a los pozos, pasando por la movilización, la perforación, el completamiento, intervenciones tipo *Well Service* y *Workover* hasta el abandono del pozo. Facilita el análisis de la información histórica de los pozos, locaciones y campos. Contiene los reportes diarios de operaciones, reportes corporativos, comentarios de rendimiento, comparativos, planificación de pozos, entre otros.

PHP: es un lenguaje de programación de propósito general ampliamente usado, diseñado específicamente para desarrollo web, del lado del servidor.

SERVIDOR: en una arquitectura cliente-servidor. El servidor es quien recibe las solicitudes, las procesa y envía una respuesta al cliente.

QUERY: búsqueda o pedido de datos almacenados en una base de datos.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA): “cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el levantamiento artificial por gas y las bombas eléctricas sumergibles”⁴.

⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Levantamiento artificial. [Consultado en 24 de noviembre de 2016]. Disponible en Internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/artificial_lift.aspx>.

RESUMEN

El presente proyecto hace alusión a un módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial para Ecopetrol S.A. dicho módulo reúne en un aplicativo web una matriz de selección y un mapa de ocurrencias, junto con un manual de usuario del mismo.

La motivación del proyecto es reducir el tiempo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial para acelerar la maduración de proyectos en Ecopetrol S.A.

La idea general del mapa de ocurrencias es el poder reconocer las tendencias de los métodos de levantamiento artificial en la región o espacio geográfico sobre el cual el ingeniero se va a desempeñar, es decir, con este mapa será posible saber qué sistema de levantamiento artificial predomina en esa zona o área que se trabajará para tener una idea inicial de cómo podría llevarse a cabo la elección del sistema de levantamiento.

El mapa de ocurrencias se realizó recopilando y procesando datos desde la base de datos OpenWells® de Ecopetrol S.A. y presentando la información en el mapa resultante.

El objetivo de la matriz de selección es obtener una serie de recomendaciones sobre qué sistema de levantamiento artificial se usará de acuerdo a las condiciones dadas en el campo, pozo, etc. donde se va a trabajar.

La matriz funciona a partir de unos parámetros técnicos influyentes al momento de selección de un sistema de levantamiento artificial, dichos parámetros fueron determinados a partir de la literatura.

El usuario final ingresa valores para cada uno de los parámetros según su caso específico de selección bajo los cuales la matriz de selección trabaja para otorgar una serie de recomendaciones de sistemas de levantamiento artificial.

El desarrollo de la matriz se llevó a cabo mediante la consulta de los parámetros técnicos necesarios para la selección a partir de literatura disponible y usando el método de decisión multicriterio TOPSIS para generar un paso a paso de selección de sistemas de levantamiento artificial genérico y finalmente ser implementado en el módulo.

Finalmente para el entendimiento del usuario, se entrega un manual para que la persona que vaya a utilizar el módulo entienda la metodología requerida para llevar a cabo la carga de datos y la introducción de los valores para llevar el proceso de la mejor manera.

Este manual se entrega a manera de video explicativo, mostrando las diversas pantallas del módulo con las que se va a interactuar y como es su aplicación.

Palabras Clave: Sistemas levantamiento artificial, Modelo gestión, Selección, Mapa ocurrencias, Matriz, Aplicativo, Manual general completamiento Ecopetrol, Topsis.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de levantamiento artificial son parte fundamental de la vida productiva de un pozo, usados incluso desde el inicio de la producción.

Actualmente existe una pérdida de valor agregado en la maduración de proyectos de selección de sistemas de levantamiento artificial en Ecopetrol S.A., con el fin de evitar esta condición, se estima proveer una herramienta aplicativa para el análisis previo a través de una consulta de tendencias por pozos y una selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial.

Esta herramienta aplicativa comprende el módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial, el cual a su vez forma parte del manual general de completamiento de pozos (MGCP) de Ecopetrol.

La consulta de las tendencias de los sistemas de levantamiento artificial se realiza a través de un mapa que muestra los sistemas de levantamiento artificial por códigos de colores para poder estimar las tendencias geográficas de los mismos.

La selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial se realiza mediante una matriz computarizada la cual sigue un proceso determinado a partir de la introducción de datos y parámetros específicos, para generar una serie de recomendaciones del sistema de levantamiento artificial que se acomode mejor a condiciones determinadas.

La obtención de la información técnica para la realización de los mapas se realizó por medio de la base de datos OpenWells® y la información para la generación de la matriz de selección preliminar se obtuvo por medios teóricos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar el módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial para el manual general de completamiento de Ecopetrol S.A.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

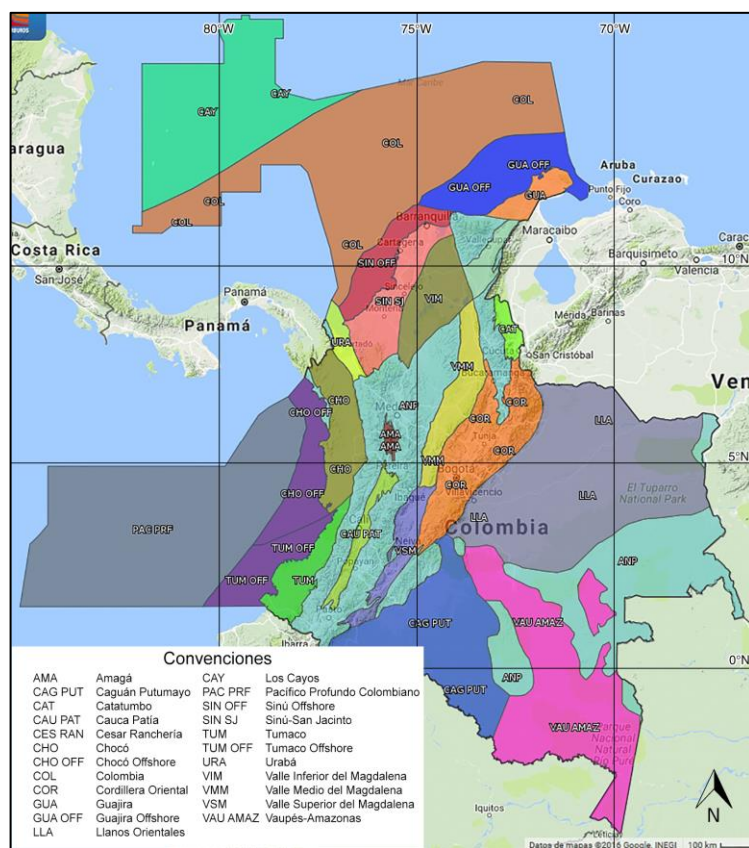
1. Realizar una revisión de los sistemas de levantamiento artificial instalados en los pozos de Ecopetrol en el período 2005-2015.
2. Representar gráficamente un mapa de ocurrencias de Colombia para observar tendencias de los diferentes sistemas de levantamiento artificial usados en los pozos.
3. Analizar los parámetros técnicos que influyen en la selección preliminar de un sistema de levantamiento artificial.
4. Generar una matriz de selección preliminar presentando recomendaciones con respecto al sistema de levantamiento artificial, teniendo en cuenta nuevas tecnologías y condiciones operativas.
5. Desarrollar el módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial para un modelo de gestión de información sistematizada.

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

Colombia es un país cuya extensión es de 1.141.748 Km², de acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) Colombia cuenta con 23 cuencas sedimentarias entre productoras de hidrocarburos y no productoras, a continuación se hará mención de las cuencas sedimentarias del territorio colombiano, se clasificarán por su carácter como productora o no productora y se abarcarán las generalidades geográficas de las cuencas de interés para el proyecto.

A continuación en la **Figura 1** se presenta un mapa en donde se encuentran las 23 cuencas sedimentarias de Colombia^{5, 6}:

Figura 1. Mapa de Cuencas Sedimentarias de Colombia



Fuente: ANH. Geovisor MIGEP (2016).

⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Geovisor MIGEP [citado en 13 de Septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>>.

⁶ LOPEZ, Aleida; CORTEZ, Mario y CUELLAR, Durley. Cuencas sedimentarias de Colombia. Bogotá: Instituto CetPetrol. 2012. p. 4-5.

La **Cuadro 1** lista las cuencas sedimentarias en Colombia así como las siglas que las definen y su clasificación por el tipo de cuenca, es decir, si estas son productoras o no de hidrocarburos.

Cuadro 1. Lista de Cuencas de Colombia

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

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

1.1 CUENCAS DE INTERÉS PARA EL PROYECTO

A partir de la Fase 1 del diseño de la investigación se recopiló la información de la base de datos OpenWells® la cual se explica y presenta en detalle más adelante en el capítulo de diseño de la investigación (Capítulo 3). 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.

1. Catatumbo
2. Llanos Orientales
3. Putumayo
4. Valle Inferior del Magdalena
5. Valle Medio del Magdalena
6. Valle Superior del Magdalena

Debido a que estas cuencas corresponden al objeto de estudio de este proyecto, a continuación se presenta una descripción general de cada una de ellas.

1.1.1 Cuenca del Catatumbo. Esta cuenca es una extensión al sureste de la Cuenca de Maracaibo, posee 11 campos de gas y petróleo. En su extensión presenta petróleo almacenado en areniscas y calizas del cenozoico y del cretáceo, además este se encuentra entrampado en anticlinales fallados⁷.

El Cretácico y Cenozoico en esta cuenca representan dos configuraciones tectónicas y sedimentarias distintas. Las rocas cretáceas son areniscas marinas, esquistos y calizas que representan la deposición en un amplio mar poco profundo que se extiende a través del norte de Venezuela y continúa hacia el sur a través de Colombia. Las rocas cenozoicas son lutitas fluvial-deltaicas y areniscas que se depositaron en una cuenca de antepaís.

1.1.1.1 Fuente. Las rocas cretáceo-pelíticas (formaciones La Luna, Capacho, Tibú y Mercedes) están ampliamente presentes en toda la cuenca del Catatumbo; Están distribuidas regionalmente en la Cuenca de Maracaibo y se consideran una de las fuentes de hidrocarburos más ricas del mundo.

1.1.1.2 Migración. Tres sistemas de migración distintos han funcionado probablemente para llenar las trampas de la subcuenca Catatumbo que se desarrollaron en el Mioceno-Plioceno tardío. El carácter litológico de la secuencia del Cretácico, las arenas de grano muy fino y las calizas y lutitas homogéneas, favorecieron el desarrollo de reservorios de petróleo in situ con muy poca o ninguna migración de hidrocarburos.

⁷ BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007. p. 59-60.

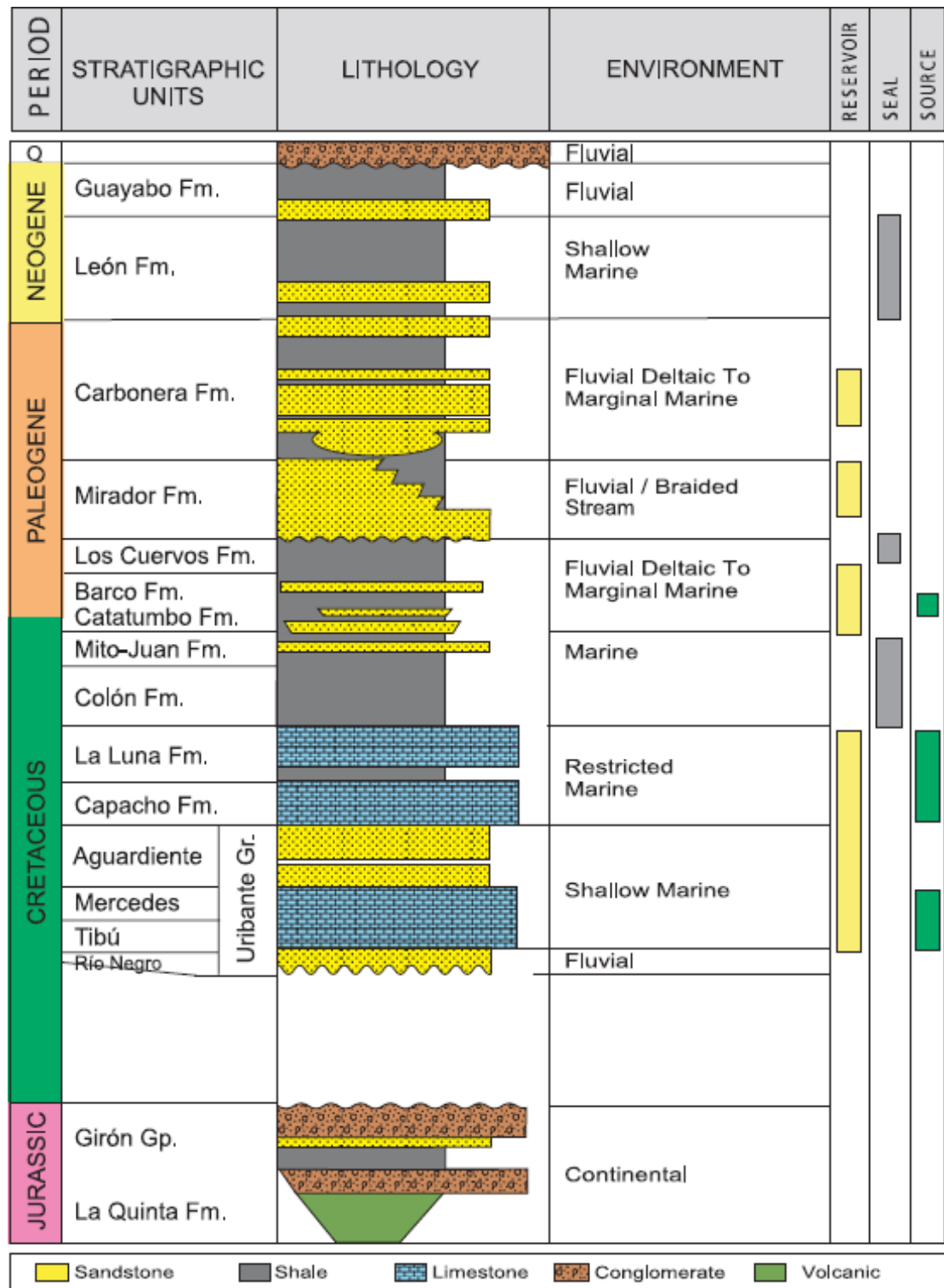
1.1.1.3 Reservorio. Las principales rocas del yacimiento son las calizas del Cretácico de aguas poco profundas y las areniscas del Cretácico (formaciones del Grupo Uribante, Capacho y La Luna). Las areniscas deltaicas de la Edad del Paleógeno (Catatumbo, Barco, Mirador y Carbonera) son también buenos reservorios.

1.1.1.4 Sello. Los esquistos marinos y no marinos gruesos en las secuencias Cretácico y Cenozoico forman sellos potenciales.

1.1.1.5 Trampa. La cuenca del Catatumbo muestra una gran variedad de trampas: fallas normales con inversión parcial, estructuras de subfondos, zonas triangulares y estructuras asociadas a sistemas de inversión son importantes trampas estructurales. Algunos atrapamientos de petróleo dentro de las formaciones Paleoceno, Barco y Catatumbo se consideran nativas o in situ.

A continuación se presenta en la **Figura 2** la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo:

Figura 2. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Catatumbo

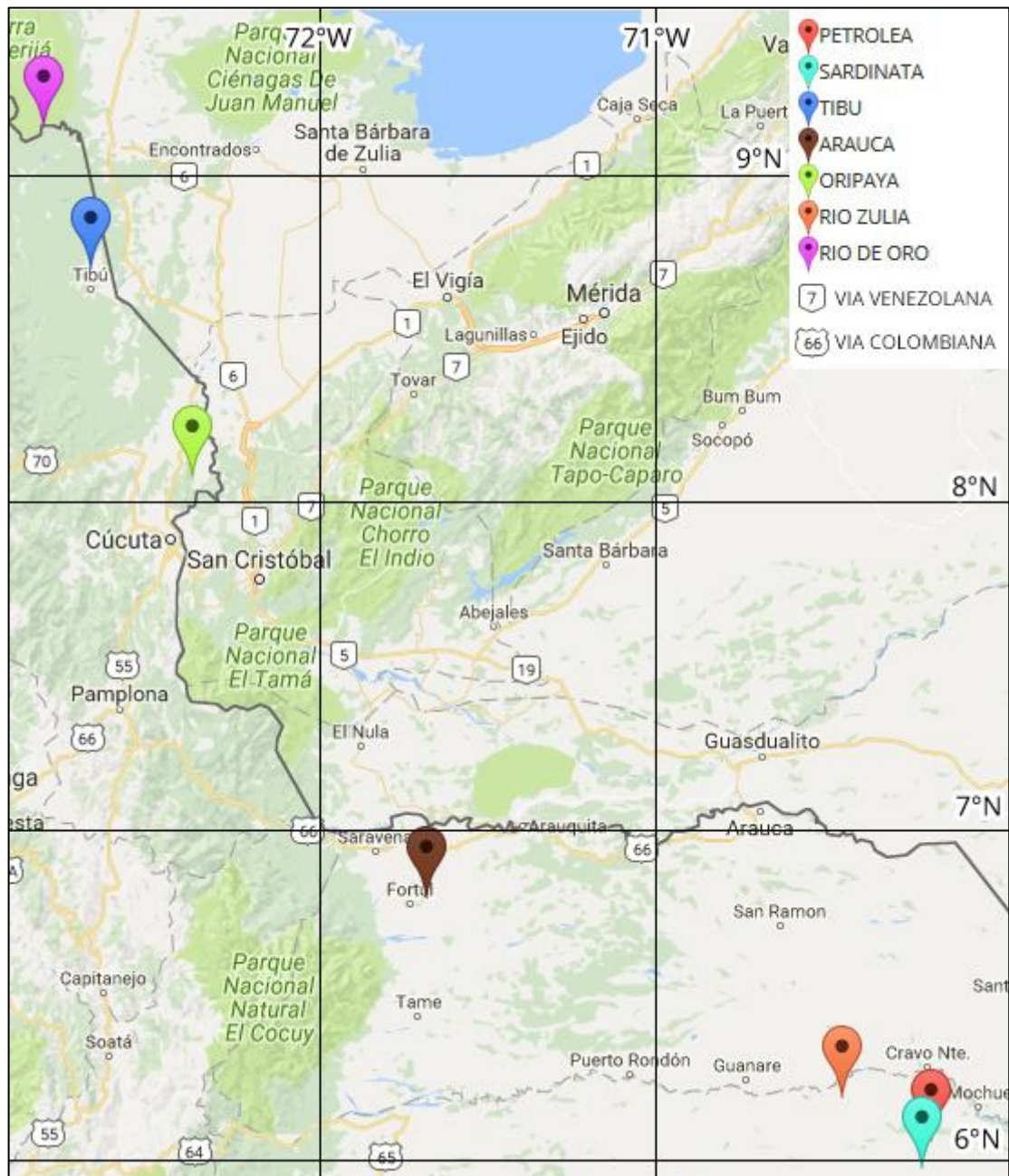


Fuente: BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins (2007).

En la Cuenca del Catatumbo las formaciones productoras principales son el Grupo Uribante, Capacho, La Luna, Catatumbo, Mirador y Carbonera. De la misma manera, las principales formaciones sello son Colón, Los Cuervos y León.

A continuación se presenta el mapa de la cuenca de interés con los siete campos que contiene y que serán objeto de estudio en el proyecto:

Figura 3. Cuenca del Catatumbo: Campos de relevancia en el proyecto



Fuente: Información obtenida de BD OpenWells®. Modificada por autores.

1.1.2 Cuenca de los Llanos Orientales. Se encuentra delimitada geomorfológicamente por límites entre la frontera Colombo-venezolana al Norte, Macarena y Vaupés al Sur, el Sistema de Fallas del Guaicaramo al Oeste y Guyana al Este. Sus principales reservorios son siliciclásticos del cretáceo tardío y la era del paleoceno⁸.

La evolución de la cuenca comenzó en el Paleozoico con una fase de agrietamiento. Los sedimentos siliciclásticos se depositaron sobre el sótano precámbrico cristalino, desde el Triásico hasta el Cretácico Superior, la cuenca fue el hombro oriental de un gran sistema de grieta.

1.1.2.1 Evidencia de Hidrocarburo. Más de 1.500 MMBO de petróleo recuperable están oficialmente documentados. Se han descubierto dos campos gigantes (Caño-Limón y Castilla) tres grandes (Rubiales, Apiay y Tame Complex) y más de cincuenta menores.

1.1.2.2 Fuente. Las rocas fuente para la Cuenca de los Llanos se localizan de hecho debajo del flanco este de la cordillera del este. La fuente principal es la mezcla de las lutitas marinas-continetales de la Formación Gachetá con los kerogenos tipo II y III, TOC que oscilan entre el 1-3% y los 150-300 pies de espesor efectivo.

1.1.2.3 Migración. Se han documentado dos pulsos de migración. La primera durante el Eoceno Superior-Oligoceno. El segundo pulso de migración comenzó en el Mioceno y continúa en el presente.

1.1.2.4 Reservorio. Las areniscas del Paleógeno Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador son excelentes unidades de reservorio. Dentro de la secuencia del Cretácico, varios intervalos de arenisca son también excelentes reservorios. Sin excepciones, el espesor sedimentario aumenta en dirección este-oeste. La porosidad disminuye en la misma dirección del 30% a cerca del 10%.

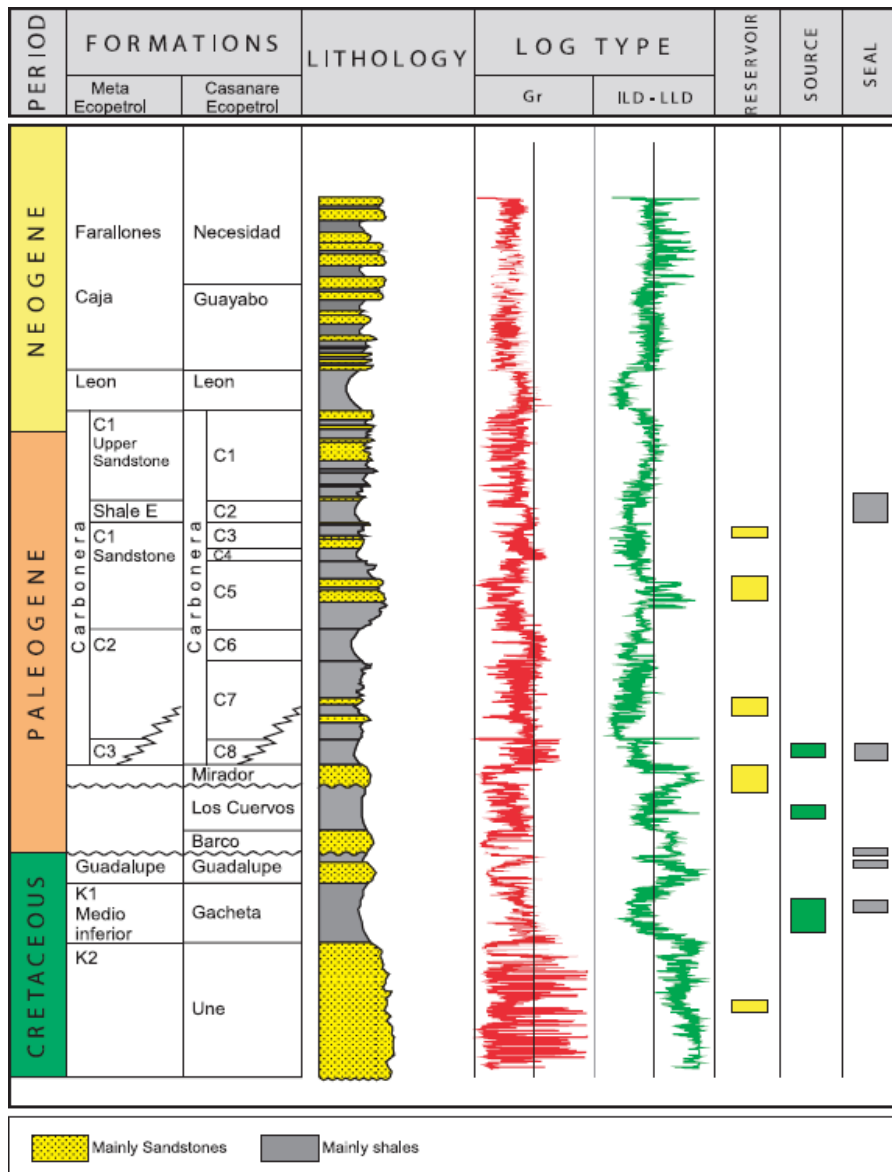
1.1.2.5 Sello. La unidad C-8 de la Formación Carbonera ha sido tradicionalmente considerada como sello regional de la cuenca, pero debido a su extensión el mejor sello es la Unidad Carbonera C-2.

1.1.2.6 Trampa. La perforación de exploración se ha concentrado en fallas normales antitéticas. Anticlinales de falla inversa mal probados, anticlinales de bajo relieve y las trampas estratigráficas (acuñamiento, *paleohighs*, canales, etc.) son objetivos de exploración de alto potencial.

A continuación se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales:

⁸ Ibid., p. 69-70.

Figura 4. Estratigrafía generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales

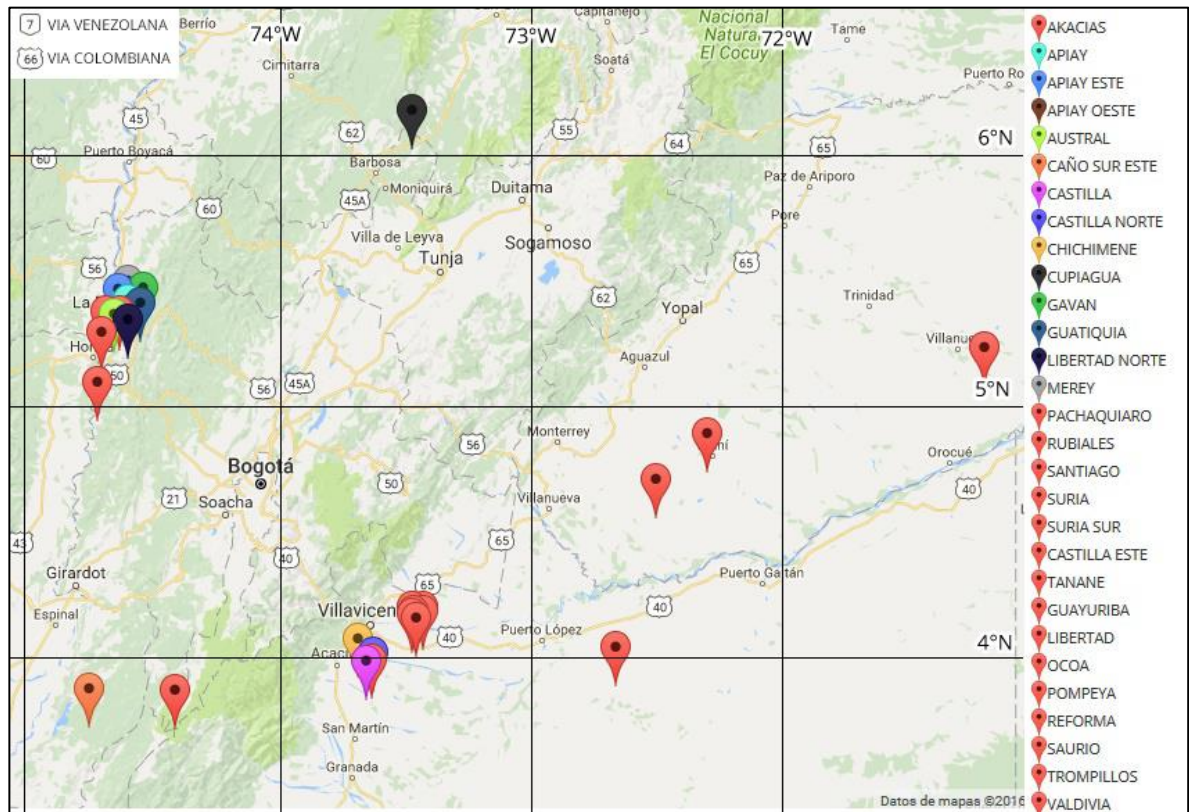


Fuente: BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins (2007).

En la Cuenca de los Llanos Orientales las principales formaciones productoras son Une, Mirador, y las Carboneras impares. Las principales formaciones sello son Gacheta, Guadalupe y las Carboneras pares.

A continuación se presenta el mapa con la ubicación de los veintinueve campos de producción de Ecopetrol pertenecientes a la Cuenca de los Llanos Orientales los cuales serán objeto de estudio en el proyecto.

Figura 5. Cuenca de los Llanos: Campos de relevancia en el proyecto



Fuente: Información obtenida de BD OpenWells®. Modificada por autores.

1.1.3 Cuenca Del Putumayo. Esta cuenca es una extensión hacia el Norte de la Cuenca Oriente de Ecuador, cuenta con una reserva de 365 millones de barriles de petróleo (365 MMBO) así como con 19 campos petroleros entre los cuales su principal Campo es el Campo Orito⁹.

Posee principalmente dos tipos de estructuras: 1) falla inversa de alto ángulo y, 2) anticlinales relacionados por desgarre representan la mayor parte del aceite descubierto hasta ahora. Además, las trampas estratigráficas son también objetivos de exploración importantes.

⁹ Ibíd., p. 57-58.

1.1.3.1 Evidencia de Hidrocarburo. Producción significativa, un campo petrolífero importante (Orito), 18 campos petrolíferos menores y la presencia de gigantescos yacimientos petrolíferos en la Cuenca Oriente en Ecuador son evidencia del potencial de exploración de esta cuenca. Hay filtraciones de petróleo gigante activas en el área norte de Caguán.

1.1.3.2 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 por ciento representan 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.

1.1.3.3 Migración. Dos rocas fuente activas dentro de la secuencia del Cretácico, localizadas en el flanco occidental de la cuenca, contribuyeron a la carga de hidrocarburos en la Cuenca del Putumayo. Las vías de migración muestran varias opciones. La ruta de migración más probable parece ser de oeste a este a lo largo de areniscas de las formaciones Caballos y Villeta.

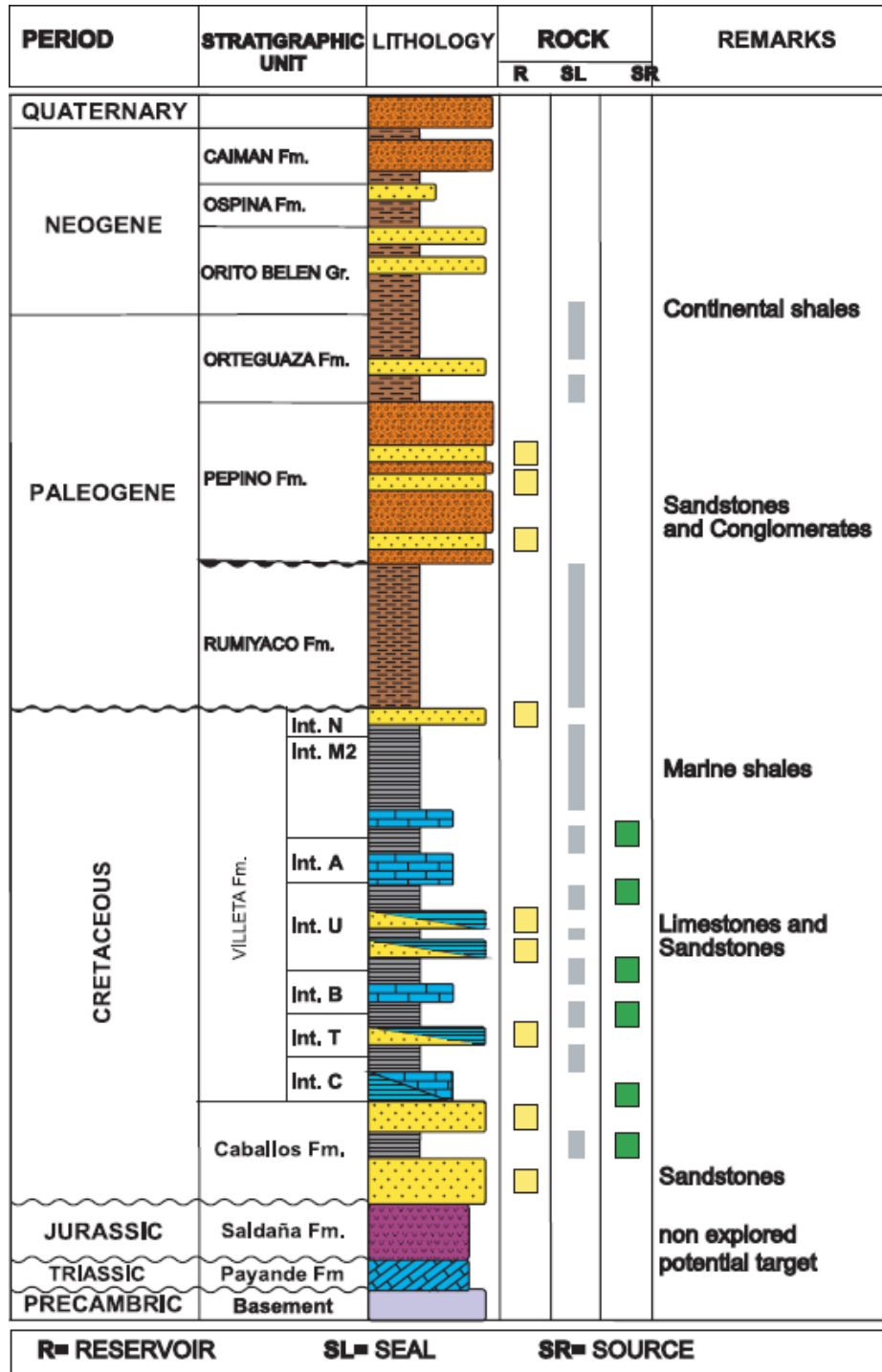
1.1.3.4 Reservorio. Las areniscas cretáceas de la Formación Caballos son el principal reservorio de la cuenca con un espesor medio de 300 pies. Las porosidades oscilan entre el 10% y el 16% y las permeabilidades son de 50 md. Los reservorios secundarios se encuentran en areniscas de la Formación Villeta y conglomerados Pepino.

1.1.3.5 Sello. Las lutitas plásticas cretáceas de la Formación Villeta son excelentes unidades de sellado superior y lateral. Las lutitas de Rumiyaco y Orteguaza también son sellos potenciales.

1.1.3.6 Trampa. Los objetivos principales son las trampas estructurales asociadas con los empujes y sub-empujes en el lado occidental de la cuenca, y los empujes ascendentes en la cuenca. Las trampas adicionales son: acuñamientos, valles incisos y acumulaciones de carbonatos.

A continuación se presenta la columna estratigráfica de la Cuenca del Caguán-Putumayo:

Figura 6. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Putumayo

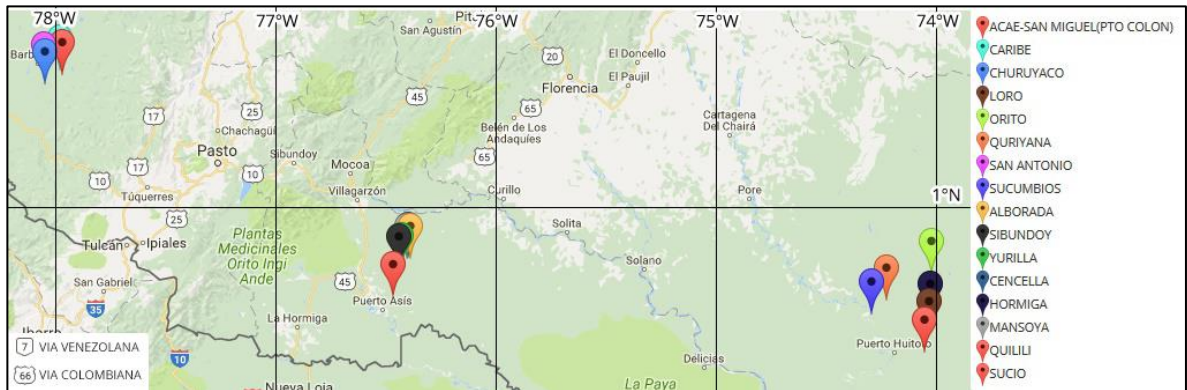


Fuente: BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins (2007).

En la Cuenca del Putumayo las principales formaciones productoras son Caballos, Villeta y Pepino. De la misma manera las principales formaciones sello son intercalaciones de arcillas en Villeta, Rumiyaco y Orteguaza.

A continuación se presenta el mapa con la ubicación de los dieciséis campos de producción de Ecopetrol pertenecientes a la Cuenca del Putumayo los cuales serán objeto de estudio en el proyecto.

Figura 7. Cuenca del Putumayo: Campos de relevancia en el proyecto



Fuente: Información obtenida de BD OpenWells®. Modificada por autores.

1.1.4 Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Se encuentra limitada al noreste por el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta, al sur por la Cordillera Central y al oeste por el sistema de fallas Romeral¹⁰.

Esta cuenca está subdividida por tres elementos estructurales que han controlado la sedimentación desde el Eoceno hasta el Mioceno tardío. Estos elementos estructurales son: la subcuenca de Plato al norte, el arco de Cicuco en la parte central y la subcuenca de San Jorge al sur.

1.1.4.1 Evidencia de Hidrocarburos. Las abundantes filtraciones de petróleo y gas son evidencia de la existencia de un prolífico Sistema Petrolífero.

1.1.4.2 Fuente. Las lutitas del Mioceno temprano (Fm. Porquero Inferior) han sido reconocidas como la principal fuente de hidrocarburos en la cuenca. Estas pizarras son de gran espesor, ricas en materia orgánica y kerogeno tipo II. La Formación Ciénaga de Oro tiene un intervalo superior con contenido de materia orgánica tipo III de que va de razonable a rico, dentro de la ventana de aceite en las áreas más profundas de la cuenca.

¹⁰ Ibid., p. 76-77.

1.1.4.3 Migración. La roca madre activa en la fase de generación / expulsión está presente en una extensa área en la llamada subcuenca de Platón; Entre los pozos Guamito-1 al noreste y Pijiño-1 al sur. Se han propuesto cuatro caminos de migración diferentes: 1) El área de Cicuco-Boquete. 2) Área de Momposina. 3) área de Guepaje y 4) región de Apure. La migración ocurre muy probablemente a lo largo de la red de fractura y planos de falla.

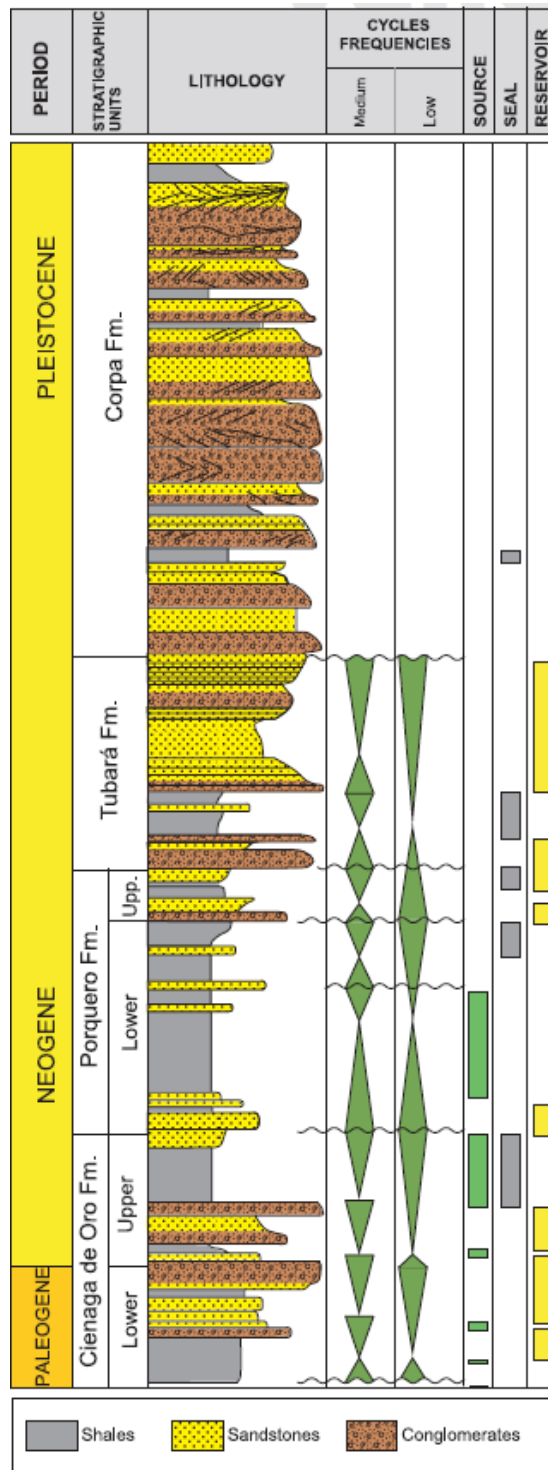
1.1.4.4 Reservorio. Las areniscas oligocénicas y las calizas (Formación Ciénaga de Oro) son los principales reservorios de la cuenca. El espesor bruto es de 300 pies, con una porosidad media del 15%.

1.1.4.5 Sello. Las formaciones superiores de Porquero y Ciénaga de Oro depositadas durante un período de hundimiento rápido, tienen excelentes características físicas como unidad selladora. Las lutitas de aguas profundas son el sello superior regional para las rocas del yacimiento subterráneas. La Formación Tubará, más joven (Mioceno Medio a Plioceno Inferior) es también una unidad selladora.

1.1.4.6 Trampa. Diversos tipos de trampas estructurales destacan el potencial de la cuenca, entre otros: trampas estructurales asociadas con cierres de alto lado en fallas contractivas, cierres anticlinales en la pared de faltas normales, estructuras relacionadas con geometrías tipo flor generados por presión, todos ellos son importantes objetivos estructurales de exploración en la cuenca.

A continuación se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena:

Figura 8. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena

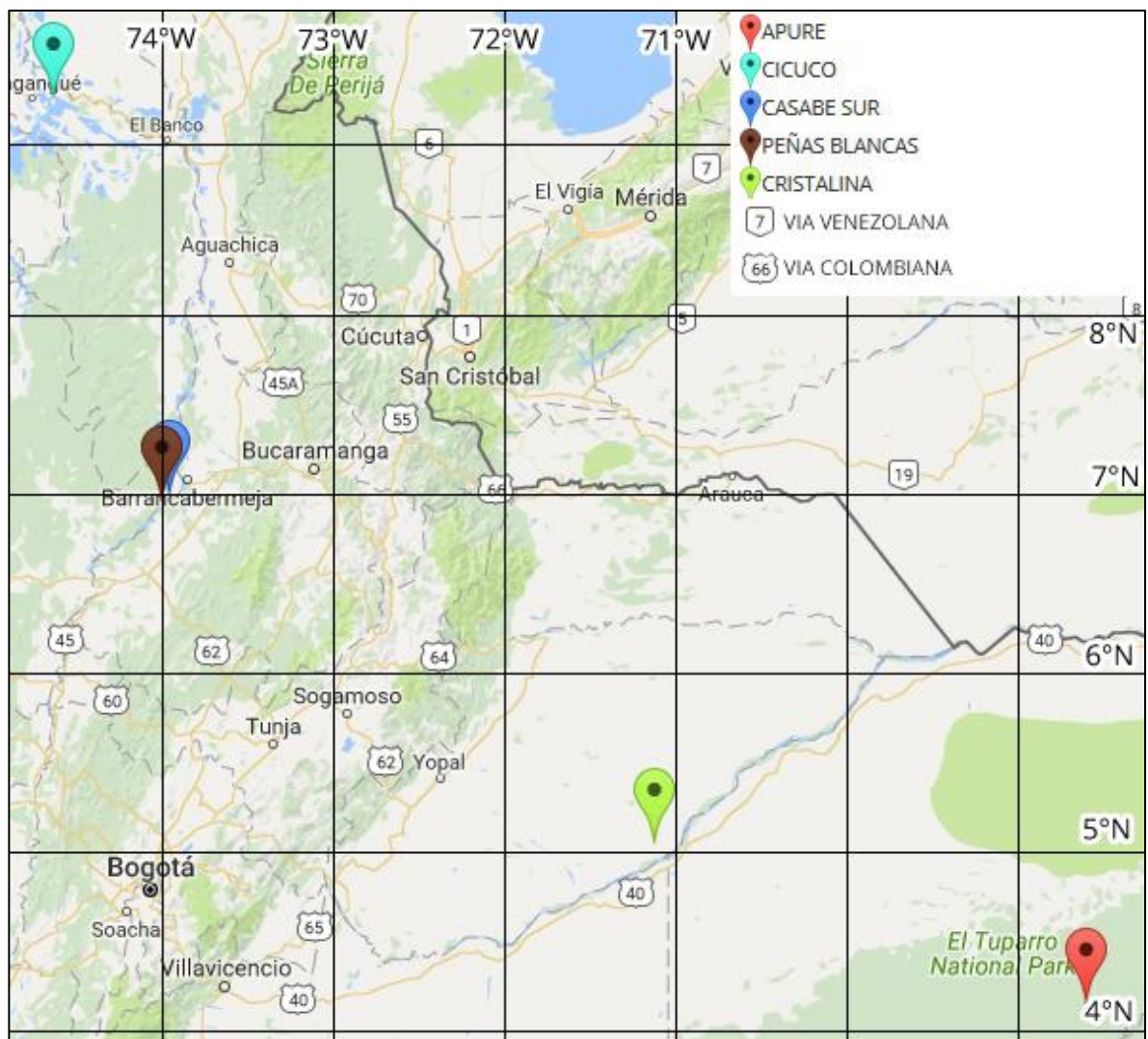


Fuente: BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins (2007).

En la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena las principales formaciones productoras son Ciénaga de oro inferior y medio, Porquero inferior y superior, Tubará. De la misma manera las principales formaciones sello son Ciénaga de oro superior, Porquero inferior y medio, Tubará y Corpa.

A continuación se presenta el mapa con la ubicación de los cinco campos de producción de Ecopetrol pertenecientes a la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena los cuales serán objeto de estudio en el proyecto.

Figura 9. Cuenca del Valle Inferior del Magdalena: Campos de relevancia en el proyecto



Fuente: Información obtenida de BD OpenWells®. Modificada por autores.

1.1.5 Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Se encuentra localizada a lo largo del alcance central del valle del Río Magdalena entre las cordilleras oriental y central de los Andes colombianos¹¹.

El proceso exploratorio se ha orientado principalmente hacia la identificación de trampas estructurales en las secuencias paleogénicas. Las trampas sutiles estratigráficas aún no han sido estudiadas adecuadamente. El registro sedimentario muestra una sucesión de depósitos continentales jurásicos superpuestos por sedimentos cretáceos, tanto calcáreos como siliciclásticos, de origen transicional a marino.

1.1.5.1 Evidencia de Hidrocarburos. Un siglo de historia de la exploración en la cuenca ha llevado al descubrimiento de cerca de 1.900 MMBO, 2.5 TCF (*trillion cubic feet*) y un total de 41 campos, incluyendo el primer gigante en Colombia, campo de La Cira-Infantas

1.1.5.2 Fuente. Las calizas y las lutitas cretáceas de las formaciones La Luna y Simiti-Tablazo son las principales rocas fuente de la cuenca. Los TOC son altos (1-6%) y la materia orgánica es esencialmente tipo II. Las rocas principales de la fuente fueron depositadas durante dos acontecimientos anoxicos mundiales.

1.1.5.3 Migración. La disconformidad del Eoceno separa el reservorio primario de las rocas de la fuente activa subyacente, formando un sistema ideal para la migración del petróleo. 2) Migración lateral a lo largo del soporte de piedra arenisca del Eoceno 3) Migración vertical a través de fallas en áreas donde La Luna no subyace la disconformidad del Eoceno.

1.1.5.4 Reservorio. El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de las formaciones de areniscas Paleógenas continentales (Paleoceno-Mioceno), Lisama, Esmeraldas-La Paz y Colorado-Mugrosa, con porosidades promedio de 15-20% y permeabilidades promedio de 20-600 md. Los yacimientos ligeramente explorados son sistemas fracturados del Grupo de Piedras Caliza Basálticas del Cretácico y la Formación La Luna.

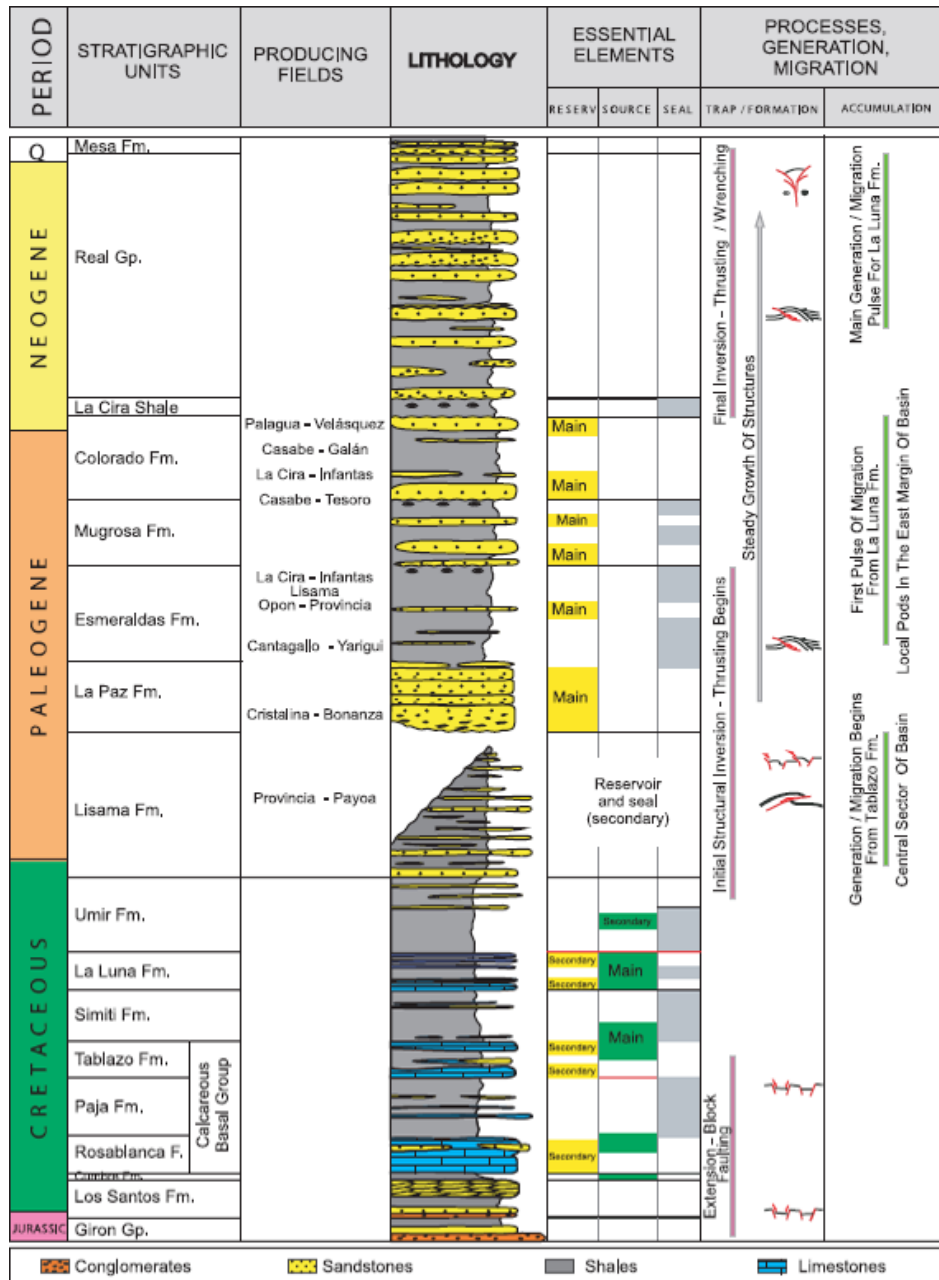
1.1.5.5 Sello. Los sellos para los depósitos de la piedra arenisca del Paleógeno consisten en arcillas dúctiles no marinas intercaladas, principalmente de las formaciones de Esmeraldas y de Colorado. Los sellos para potenciales depósitos de caliza del Cretácico son *shales* marinos de las formaciones Simiti y Umir.

1.1.5.6 Trampa. La exploración se ha dirigido a la prospección de acumulaciones en cierres estructurales formados por grandes anticlinales asimétricos, entre ellos: 1) estructuras dúplex con cierre independiente de fallas, 2) cierres dependientes de falla en los cuales los estratos del reservorio se sumergen de la falla, 3) Trampas en el lado bajo de las fallas de sellado.

¹¹ Ibid., p. 79-80.

A continuación se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena:

Figura 10. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



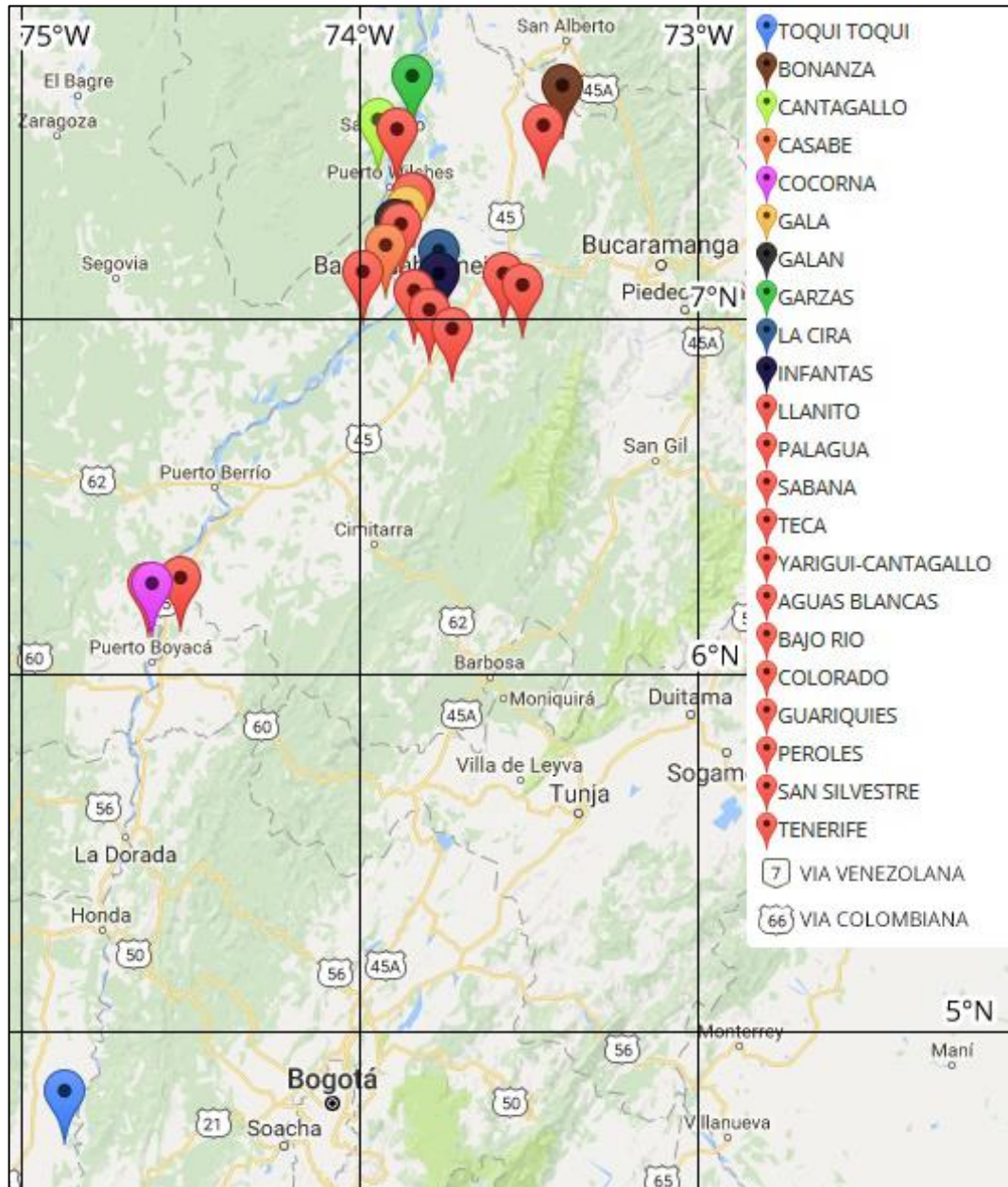
Fuente: BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins (2007).

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena las principales formaciones productoras son La Paz, Esmeraldas medio, Mugrosa inferior y superior, Colorado

inferior y superior. De la misma manera las principales formaciones sello son Esmeralda inferior y superior, Mugrosa medio y superior y La Cira Shale.

A continuación se presenta el mapa con la ubicación de los veintidós campos de producción de Ecopetrol pertenecientes a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena los cuales serán objeto de estudio en el proyecto.

Figura 11. Cuenca del Valle Medio del Magdalena: Campos de relevancia en el proyecto



Fuente: Información obtenida de BD OpenWells®. Modificada por autores.

1.1.6 Cuenca del Valle Superior Del Magdalena. Se encuentra principalmente en el Departamento del Huila, así como en el Casanare y Tolima, posee un área alrededor de 26.200 km², posee unos 36 campos petroleros con unas reservas estimadas de 631 millones de barriles de petróleo¹².

La Cuenca Alta del Valle del Magdalena de Colombia es una cuenca neogénica quebrada que evolucionó de una cuenca del Paleógeno, mayormente relacionada con la colisión que se extiende al este hasta el Escudo de Guyana.

La cuenca contiene una secuencia cretácea que comenzó con depósitos continentales seguida de una secuencia transgresiva compuesta de esquistos y calizas, superpuesta por la unidad de piedra arenisca de Caballos, uno de los principales reservorios de la cuenca.

1.1.6.1 Evidencia de Hidrocarburos. Actualmente, la Cuenca del Alto Magdalena produce 18 millones de barriles de petróleo al año en 28 campos. Numerosas filtraciones de aceite abundan en la cuenca.

1.1.6.2 Fuente. Dos eventos anóxicos en todo el mundo, de edad Albiónica y Turoniana, son responsables de la deposición de 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.

1.1.6.3 Migración. La migración comienza poco después del primer evento contractivo de la edad del Cretácico Superior y continúa hasta hoy. La remigración a las trampas actuales comienza durante el Mioceno, después de la deposición de depósitos molásticos gruesos.

1.1.6.4 Reservorio. Se distribuyen tres embalses principales en la cuenca. Las formaciones cretáceas Caballos y Monserrate y la Formación Mioceno Honda, todas producen a partir de depósitos de arenisca. Existe un alto potencial de depósito en los carbonatos fracturados.

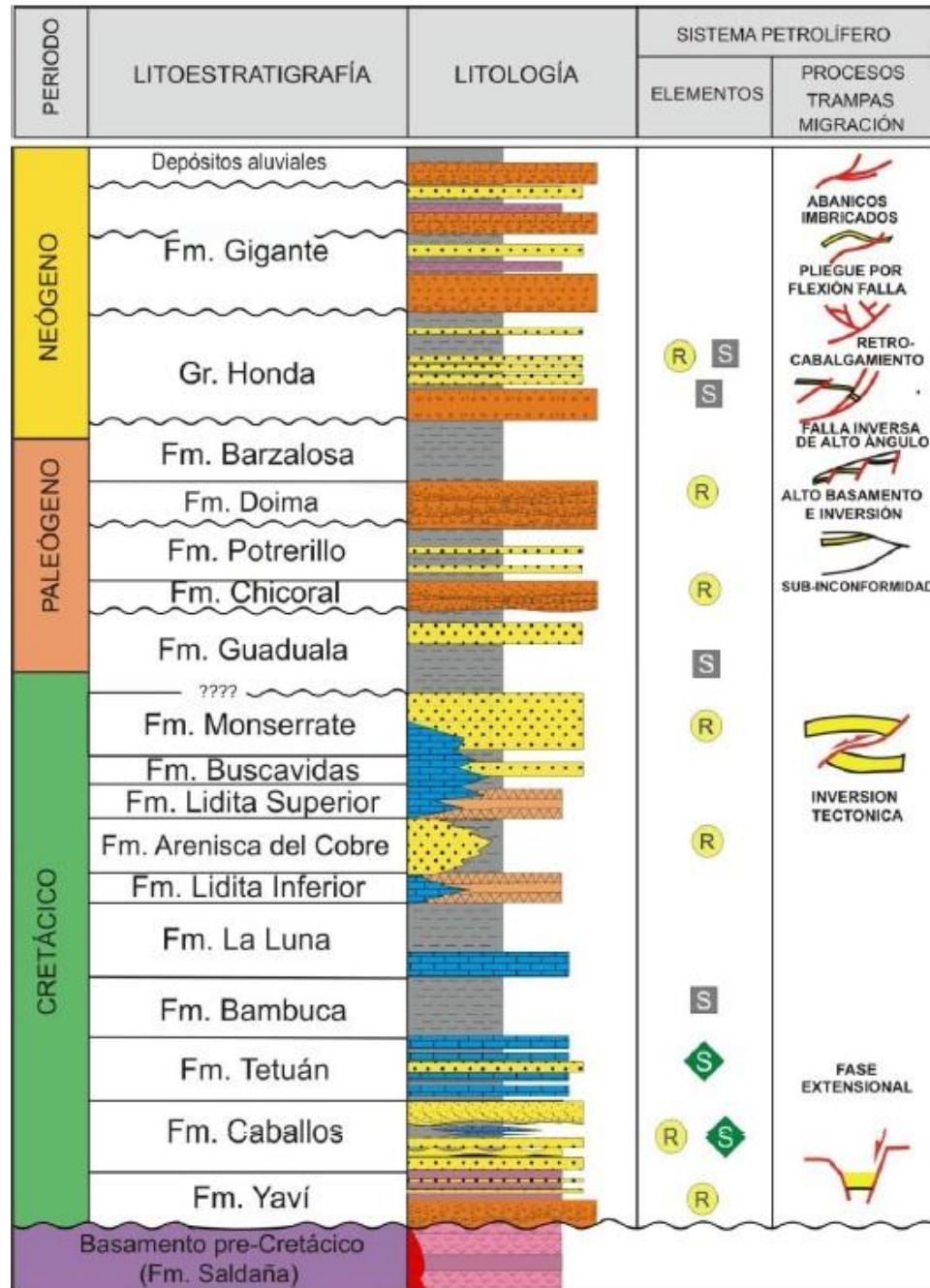
1.1.6.5 Sello. Los sellos superiores y laterales son proporcionados por una secuencia muy gruesa de la arcilla plástica de las formaciones de Bambuca, Guaduala y Honda del Cretácico a la edad Neógeno. La preservación es buena para la piedra arenisca de Caballos, pero razonable a pobre para el reservorio de Monserrate.

1.1.6.6 Trampa. Las estructuras 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 desgarré en ambos lados de la cuenca son todos prospectivos. El potencial de exploración también existe en varios tipos de trampas estratigráficas.

¹² Ibíd., p. 84-85

A continuación se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena:

Figura 12. Estratigrafía generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena

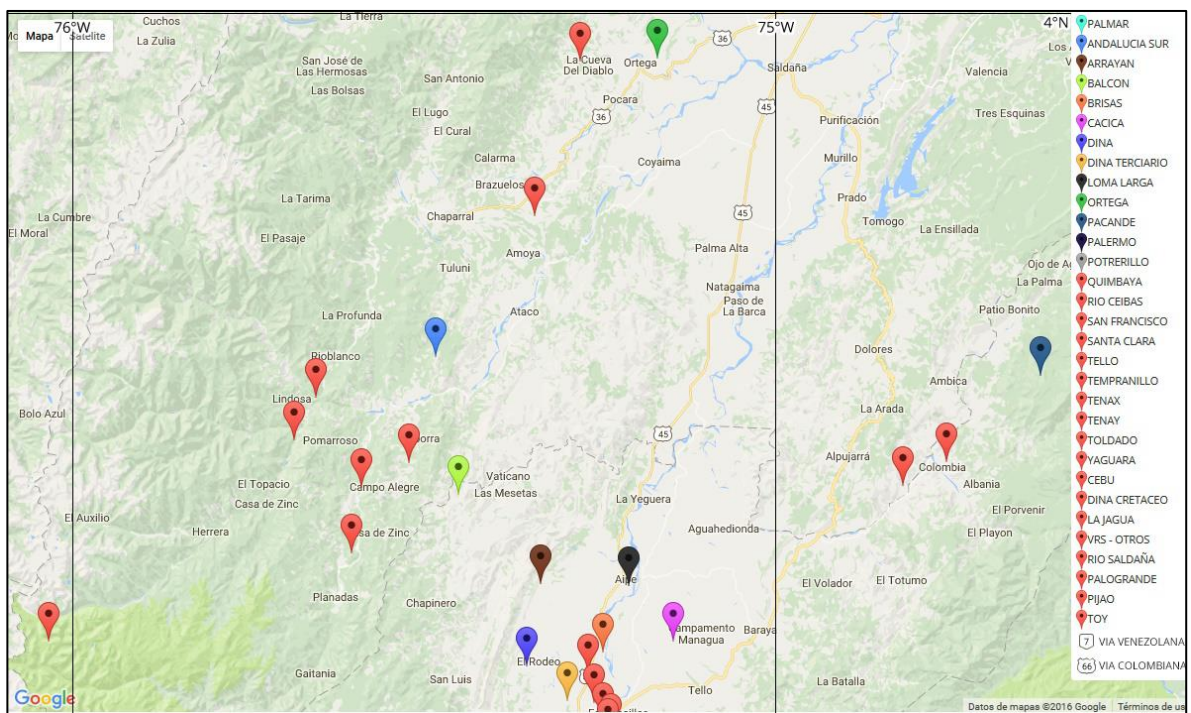


Fuente: MOJICA, J. & FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena (1990).

En la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena las principales formaciones productoras son Yaví, Caballos, Arenisca del Cobre, Monserrate, Chicoral, Doima y Honda medio. De la misma manera las principales formaciones sello son Bambuca, Guaduala y Honda inferior y superior.

A continuación se presenta el mapa con la ubicación de los principales campos de producción de Ecopetrol pertenecientes a la Cuenca del Valle Superior del Magdalena los cuales serán objeto de estudio en el proyecto.

Figura 13. Cuenca del Valle Superior del Magdalena: Campos de relevancia en el proyecto



Fuente: Información obtenida de BD OpenWells®. Modificada por autores.

2. MARCO TEÓRICO

A manera breve de introducción, en este marco teórico se abarcan varios temas relevantes para el proyecto.

En primera instancia se habla de lo que es un sistema de levantamiento artificial así como los tipos de sistemas de levantamiento artificial relevantes para el proyecto.

Para cada uno de dichos sistemas se especifican las generalidades, los componentes, los sub-tipos en caso de que aplique (como es el caso del bombeo hidráulico tipo jet y el bombeo hidráulico tipo pistón) y una tabla comparativa de ventajas, desventajas y problemas del tipo de sistema.

Luego se menciona el análisis de decisión multicriterio, en el que se especifica la terminología característica del tema, es mencionado debido a que se utiliza una técnica de análisis multicriterio para el desarrollo de la matriz.

Posteriormente se hace alusión a la aplicación web ya que todo el módulo se compila en dicha aplicación, se habla de los diferentes tipos de aplicaciones web, de la arquitectura cliente-servidor inherente a estas y del patrón de diseño MVC el cual es usado en el proyecto para el desarrollo del aplicativo.

Por último se habla de Interfaz de programación de aplicaciones (API) ya que para la generación del mapa de ocurrencias se utilizó una API proveída por google para poder incluir mapas interactivos en las aplicaciones web, este API es llamado "Google Maps API".

2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

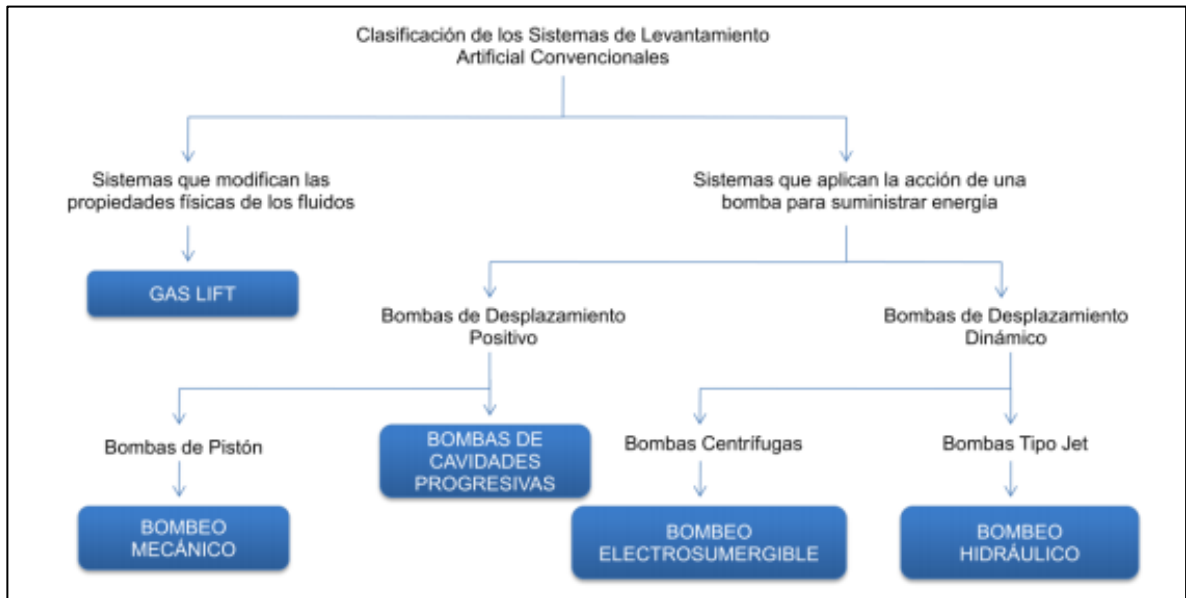
Cuando el yacimiento no posee la presión necesaria para llevar desde subsuelo a superficie el fluido producido, debido a la pérdida de presión que se tiene durante el tiempo de producción, o cuando la energía que posee el pozo no es capaz de mantener la producción constante, es necesario intervenir este con el fin de mejorar las condiciones de producción.

Los sistemas de levantamiento artificial son usados como método de compensación, otorgan la energía suficiente para que el pozo logre llevar el fluido a superficie y también mejore la productividad del mismo, siendo estos el primer recurso que se tiene en cuenta para mejorar los niveles de producción del pozo.

Los sistemas de levantamiento artificial son parte fundamental en los procesos de producción en la industria petrolera ya que se encuentran en la mayoría de los campos del mundo.

Los sistemas de levantamiento artificial se clasifican como se muestra en la **Figura 14**.

Figura 14. Tipos de Sistemas de Levantamiento Artificial



Fuente: GOLAN, Michael. Well Performance (1995).

La principal diferencia entre una bomba de desplazamiento positivo y una de desplazamiento dinámico es la dependencia de la presión de salida con la tasa de fluido. En las bombas de desplazamiento dinámico hay una relación inversa entre la tasa de fluido y la presión de salida. En las bombas de desplazamiento positivo la tasa no depende de la presión y pueden variar independientemente¹³.

2.1.1 Bombeo Mecánico (BM). A continuación se describen las características del bombeo mecánico.

2.1.1.1 Generalidades. “El bombeo mecánico (ver **Figura 15**) es un bombeo reciprocante que transfiere energía mecánica desde la superficie a través de las cabillas a la bomba de fondo.”¹⁴

Como se mencionó anteriormente al comienzo del capítulo, cuando la presión de fondo (BHP) es insuficiente o baja o cuando se desea aumentar la tasa de producción en pozos de flujo natural, se utiliza un sistema de levantamiento artificial, en el caso del bombeo mecánico, este es el método de levantamiento más utilizado en el mundo con aproximadamente 85% de los pozos productores.

Su funcionamiento se basa en la utilización de una unidad de bombeo junto con un motor de superficie para transmitir energía mecánica mediante varillas de succión

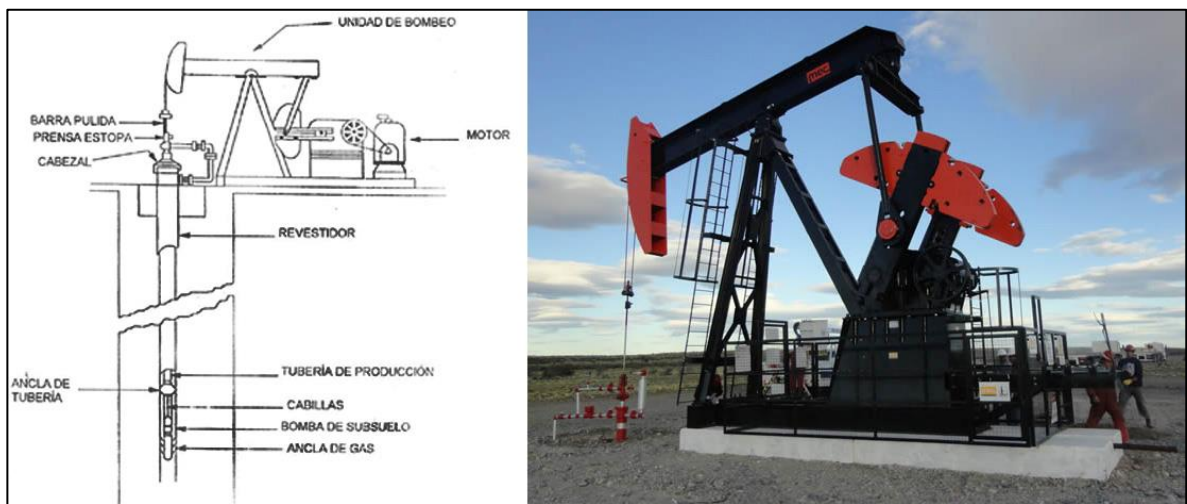
¹³ GOLAN, Michael. Well Performance. 2ed. 1995. p. 474.

¹⁴ DUEÑAS, Elisa y BELTRÁN, Manuel. Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento artificial para un campo maduro. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. p. 33.

cuyo objetivo es el de transmitir energía mecánica desde superficie hasta la profundidad donde se encuentra asentada la bomba junto con el fluido, a fin de elevarlo mediante la energía transmitida hasta la superficie del pozo.¹⁵

Sin embargo este método de levantamiento presenta ciertas desventajas o limitantes tales como la profundidad y la baja tasa de producción que generan las bombas, esto ha ido mejorando con las nuevas tecnologías, avances y materiales con los que se construyen las unidades de bombeo mecánico, otorgando mejoras en las capacidades de carga y mayor resistencia en las varillas, logrando asentarse a mayores profundidades y tasas de producción más elevadas.¹⁶

Figura 15. Diagrama unidad de bombeo mecánico



Fuente: OILMAIL. Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico (2011).

2.1.1.2 Componentes. Un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico consta de los siguientes componentes^{17, 18}.

➤ **Equipo de superficie.** A continuación se especifican los diferentes componentes del equipo de superficie del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico:

¹⁵ BRAVO, Víctor. Sistemas de Bombeo Mecánico (BMC) y Neumático (BN). [Citado en 15 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <https://www.academia.edu/9699165/SISTEMAS_BOMBEO_MECANICO_BMC_Y_NEUM%C3%81TICO_BN>.

¹⁶ MATEUS, Cristian y ROJAS, Daniel. Análisis y diagnóstico de problemas en el equipo de subsuelo de unidades de bombeo mecánico utilizando redes neuronales. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2007. p. 19.

¹⁷ *Ibíd.*, p. 20.

¹⁸ RODRÍGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Herramienta de software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Proyecto de Grado. 2010.

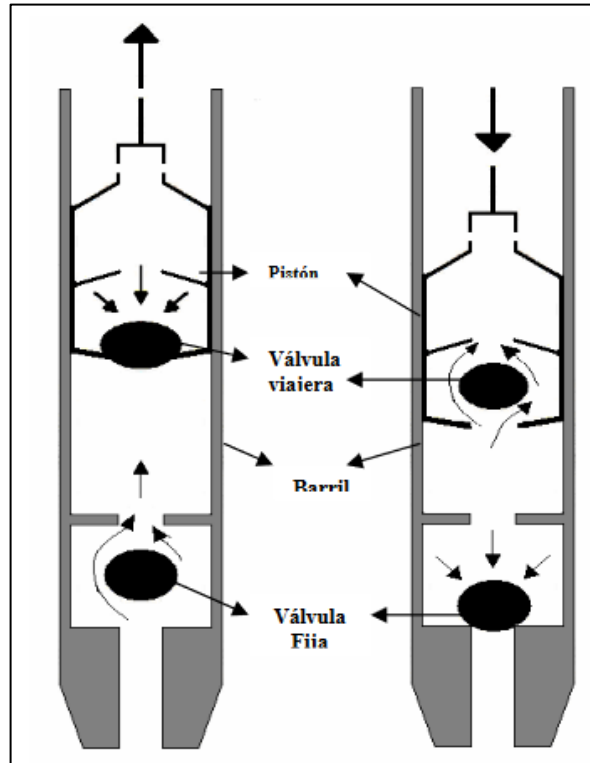
- **Motor:** Su principal función es la de otorgar el movimiento a la unidad de bombeo, los requerimientos de potencia dependerán de la profundidad y características del pozo. Puede ser un motor eléctrico o de combustión interna.
- **Caja Reductora:** La función de la caja reductora es reducir la alta velocidad y bajo torque del motor a las revoluciones de trabajo de la unidad de bombeo.
- **Unidad de Bombeo:** Su función es la de accionar la sarta de varillas y la bomba con el fin de elevar los fluidos desde subsuelo hasta superficie.
- **Barra Lisa:** Se conecta siempre con la parte superior de la sarta de varillas y consiste en una barra pulida, la cual hace sello con los empaques de la caja de empaques para que no ocurran escapes de crudo.

Los elementos listados anteriormente, pueden detallarse en la **Figura 15**.

➤ **Equipo de subsuelo.** A continuación se especifican los diferentes componentes del equipo de subsuelo del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico como se pueden observar en la **Figura 15**:

- **Varillas de Bombeo (Cabillas):** Consta de una sarta de varillas las cuales van a transmitir el movimiento y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo. Las varillas reciben clasificaciones por grados de acero dependiendo la resistencia a la carga que tenga.
- **Bomba de Subsuelo:** Son bombas de desplazamiento positivo las cuales permiten la entrada de fluido de la formación a la tubería de producción y le brinda la energía necesaria para elevarlo hasta superficie (ver **Figura 16**).
- **Tubería de producción:** Es el medio para transportar fluido de la formación desde fondo hasta superficie soportando las cargas de la bomba.

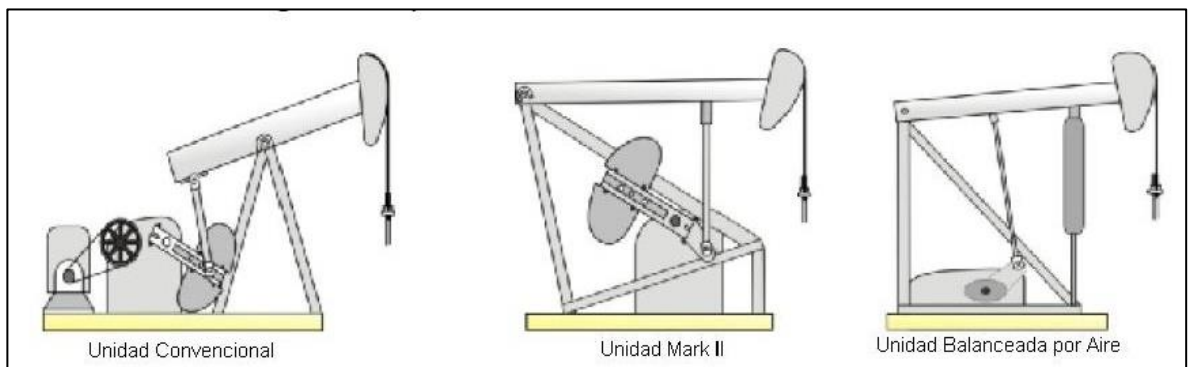
Figura 16. Ciclo de bombeo de la bomba de subsuelo



Fuente: MATEUS, Cristian y ROJAS, Daniel. Análisis y diagnóstico de problemas en el equipo de subsuelo de unidades de bombeo mecánico utilizando redes neuronales (2007).

2.1.1.3 Tipos de unidades de bombeo mecánico. De acuerdo con su geometría las unidades se clasifican en tres tipos principalmente: Convencional, MK2 y Balanceada por aire (ver **Figura 17**).

Figura 17. Tipos de unidad de bombeo mecánico



Fuente: RODRÍGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Herramienta de software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales (2010).

➤ **Convencional.** La unidad convencional es la más conocida y popular utilizada en los campos petroleros, de fácil manejo y mantenimiento mínimo.

Tienen el apoyo en el punto medio del balancín, en este tipo de balancín la rotación de las manivelas origina que la viga principal oscile y mueva hacia arriba y hacia abajo al vástago pulido¹⁹.

➤ **MK2.** Este tipo de unidades tienen el apoyo en el extremo trasero del balancín, y se caracterizan por su reducción en los picos de torsión y caballaje gracias a su singular forma y contrapeso²⁰.

➤ **Balanceada por aire.** Tienen el punto de apoyo en el extremo delantero del balancín y usan aire comprimido para darle movimiento al sistema, lo cual permite controlar mejor el contrapeso; el peso de la unidad se reduce aproximadamente 40% y los costos de transporte e instalación disminuyen considerablemente²¹.

2.1.1.4 Ventajas, desventajas y problemas. En la **Cuadro 2** se resumen las diferentes ventajas, desventajas y problemas asociados comúnmente con el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

Cuadro 2. Ventajas, desventajas y problemas del bombeo mecánico

Ventajas	Desventajas	Problemas
<ul style="list-style-type: none"> • Es el sistema más conocido en la industria • Económico • Locación remota sin electricidad • La bomba puede estar debajo de las perforaciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Restricción en flujo y profundidad • Susceptible a gas libre • Dificultad en pozos desviados • Susceptible a corrosión 	<ul style="list-style-type: none"> • Golpe de Fluidos • Pérdidas en válvulas • Mal funcionamiento de las válvulas viajera y fija • Golpe de gas • Candado de gas • Varilla partida

Fuente: DUEÑAS, Elisa y BELTRÁN, Manuel. Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento artificial para un campo maduro (2011). Modificado por autores.

¹⁹ MATEUS y ROJAS. Óp. cit. p. 24.

²⁰ *Ibíd.*, p. 26

²¹ *Ibíd.* p. 25.

2.1.2 Bombeo Electrosumergible (BES) A continuación se describen las características del bombeo electrosumergible.

2.1.2.1 Generalidades. Este sistema está basado en la acción de una bomba centrífuga multi-etapa dentro de una carcasa accionada por un motor en fondo y conectada a través de un cable de potencia debidamente blindado para protegerlo de agentes externos.

El bombeo electrosumergible funciona a partir de la transmisión de energía eléctrica desde la superficie (ver **Figura 18**) al motor de fondo, la cual es convertida a energía mecánica rotacional que genera movimiento en los impulsores, y esta energía mecánica a su vez es convertida en energía potencial para levantar el fluido desde el fondo hasta la superficie²².

Los sistemas de bombeo electrosumergible son el segundo sistema de levantamiento artificial más usado después del bombeo mecánico.

La fuente eléctrica puede ser ajustable para manejar frecuencias fijas o rangos de frecuencias utilizando un variador, esto implica la posibilidad de variar la velocidad de rotación de la bomba centrífuga y con ello la cantidad de fluido que se va a levantar²³.

El sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible es un método de levantamiento artificial ampliamente utilizado para el levantamiento de altas tasas de fluido, es eficiente para la producción de crudos livianos y medianos pero para el crudo pesado requiere mayor seguimiento, inspección, análisis y control del proceso para garantizar un adecuado funcionamiento del sistema.

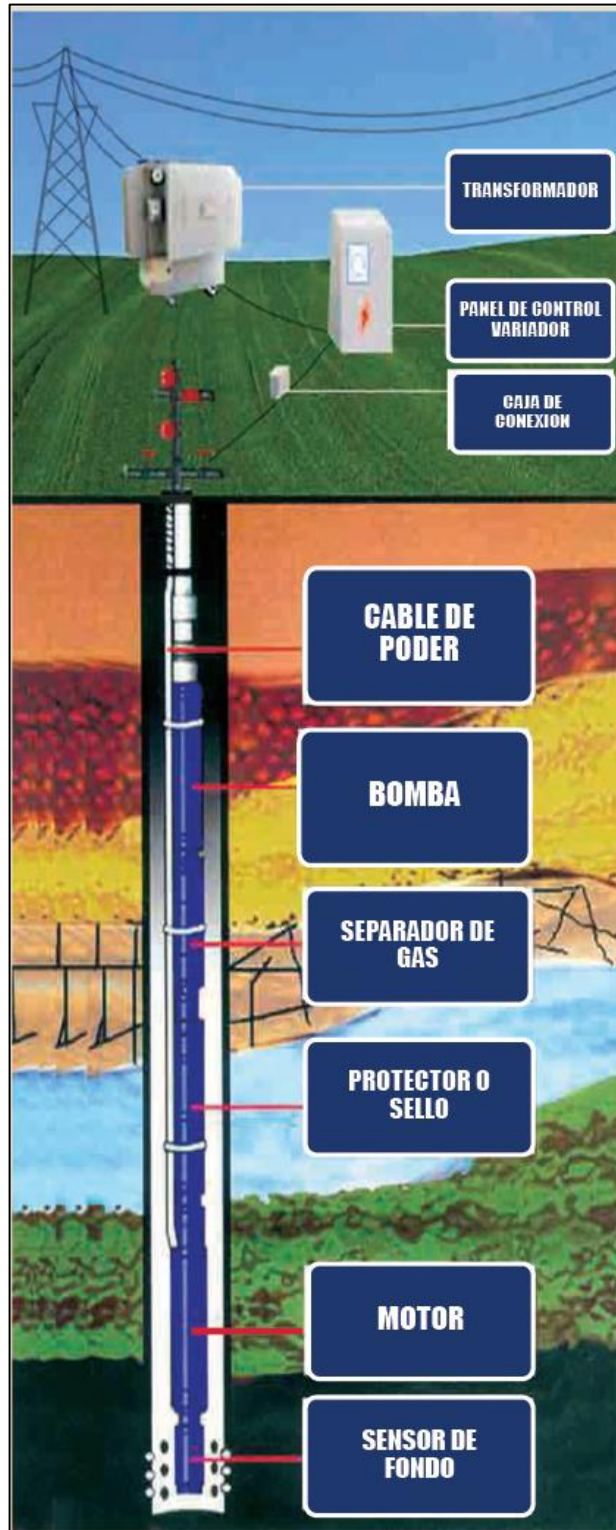
Ha probado ser un método de levantamiento altamente eficiente y económico en largas proyecciones, además de ser ampliamente aceptado.

El bombeo electrosumergible representa uno de los métodos más automatizables y fácil de mejorar, lo componen equipos complejos y de alto costo, por lo que se requieren buenas practicas con sus equipos para una mayor eficiencia.

²² DUEÑAS y BELTRÁN. Óp. cit. p. 20.

²³ LUNA, Olga. Análisis de la implementación del bombeo electrosumergible bajo aplicaciones duales en un campo Colombiano de los Llanos Orientales: Visión técnico-financiera. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2012. p. 22.

Figura 18. Diagrama Operación Bombeo Electrosumergible



Fuente: ENERPET, Bombeo Electrosumergible (ESP).

2.1.2.2 Componentes. Un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible consta de los siguientes componentes^{24 25}.

➤ **Equipo de superficie.** A continuación se especifican los diferentes componentes del equipo de superficie del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible como se pueden observar en la **Figura 18**:

- Fuentes de energía: Son instalaciones eléctricas aptas que cumplen con las necesidades técnicas tanto energéticas como de potencia de la instalación.
- Transformadores: Se encargan de cambiar el voltaje de salida, ya sea para aumentarlo o para reducirlo.
- Variador de frecuencia: El variador recibe energía eléctrica de las fuentes y la transmite al motor electrosumergible a través del cable de potencia, el variador permite controlar la velocidad de la bomba, por tanto permite controlar la cantidad de fluido que se va levantar.
- Caja de venteo: Previene el venteo de gas que haya venido del cable de potencia al ambiente.

➤ **Equipo de subsuelo.** A continuación se especifican los diferentes componentes del equipo de subsuelo del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible como se pueden observar en la **Figura 18**:

- Motor eléctrico sumergible: Diseñado de acuerdo con los requerimientos de potencia, el fluido a levantar y sus propiedades, son motores llenos de aceite mineral y de alta resistencia dieléctrica.

Constituido por un rotor a lo largo del eje y recubierto por un estator en el cual se genera un campo magnético al ser inducido por una corriente que pasa a través de él. El rotor rota por la atracción magnética.

- Sello protector: Conecta el eje del motor a la bomba. Evita que el fluido que viene del pozo contamine el fluido dieléctrico del motor, además de tener una función amortiguadora.
- Entrada de la bomba (intake): Es un ensamble mecánico por el cual pasa el fluido del pozo al interior de la bomba, absorbe los esfuerzos axiales del eje.
- Bombas centrífugas: Se encarga de levantar un caudal determinado de fluido gracias a su diseño y al número de etapas que posea, cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor se imparte un movimiento rotacional al fluido permitiendo que este sea levantado.
- Separador de gas rotativo (opcional): Conecta el sello y la bomba, separa gas del fluido que se bombea y este sube por el anular. Permite producir pozos con altos GOR (relación gas-aceite).
- Accesorios de fondo tales como: Válvulas cheque, válvulas de drenaje, entre otros.

²⁴ DUEÑAS y BELTRÁN. Óp. cit. p. 21-24.

²⁵ LUNA, Olga. Óp. cit. p. 23-33.

2.1.2.3 Ventajas, desventajas y problemas. En la **Cuadro 3** se resumen las diferentes ventajas, desventajas y problemas asociados comúnmente con el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

Cuadro 3. Ventajas, desventajas y problemas del bombeo electrosumergible

Ventajas	Desventajas	Problemas
<ul style="list-style-type: none"> • Altos caudales • Permite bajas presiones de fondo • Confiable si se cumplen las condiciones • Fácil manejo 	<ul style="list-style-type: none"> • Altas temperaturas afectan aislamiento del cable y el motor • Problema con arenas • Problema con GOR alto • Fallas eléctricas • No aplica en completamientos múltiples 	<ul style="list-style-type: none"> • Bloqueo por gas • Problemas de sólidos • Bomba sobredimensionada • Ejes rotos o atascados • Bomba desgastada • Fuga de aceite dieléctrico

Fuente: DUEÑAS, Elisa y BELTRÁN, Manuel. Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento artificial para un campo maduro (2011). Modificado por autores.

2.1.3 Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP). A continuación se describen las características del bombeo por cavidades progresivas.

2.1.3.1 Generalidades. El bombeo por cavidades progresivas es un método de levantamiento artificial basado en el desplazamiento positivo del fluido de manera rotacional que consta de una unidad de bombeo con varilla de succión, utilizando un rotor y estator, la rotación de las varillas se da por un motor eléctrico de superficie que hace que el fluido que se encuentra contenido en cavidades se eleve a la superficie²⁶.

Una BCP consiste en una bomba de desplazamiento positivo (ver **Figura 19**) engranada en forma espiral, cuyos componentes principales son un rotor metálico y un estator cuyo material es un elastómero generalmente. El crudo es desplazado en forma continua entre los filamentos de tornillo del rotor y desplazado axialmente mientras que el tornillo rota.²⁷

A grandes rasgos, la bomba de cavidades progresivas consta de un rotor y un estator, el rotor se acciona desde superficie por un impulsor que transmite el movimiento a una sarta de cabillas las cuales están conectadas al rotor, mientras

²⁶ SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary: sistema de bombeo de cavidad progresiva. [Citado en 15 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet:

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/progressive_cavity_pumping_system.aspx>.

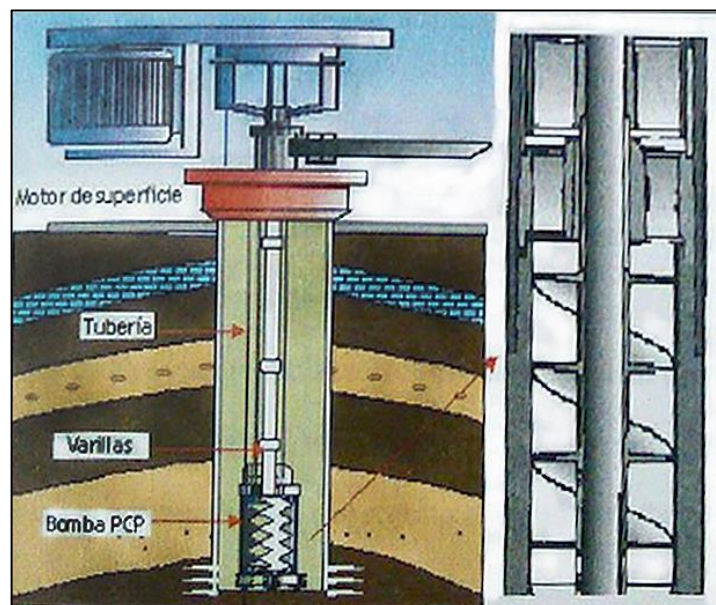
²⁷ LA COMUNIDAD PETROLERA, Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP). Actualizado en enero de 2009 [citado en 15 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/bombeo-de-cavidad-progresiva.html>>.

tanto el estator es aquel componente elástico de la bomba que contiene un polímero conocido como elastómero.

La bomba por cavidades progresivas funciona utilizando el rotor que tiene una forma helicoidal de n lóbulos y se encuentra dentro de un estator también helicoidal con un número $n+1$ de lóbulos, ambos están diseñados de tal manera que entre ellos se genera una interferencia la cual genera líneas de sello que definen las cavidades, el rotor al girar hace que dichas cavidades se desplacen o progresen, esto genera un movimiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba hasta su descarga pudiendo así levantar el fluido.

Existen diversos arreglos de los materiales y su geometría, sin embargo el más utilizado en la industria petrolera es la configuración de un rotor metálico de un lóbulo dentro de un estator con un elastómero de dos lóbulos²⁸.

Figura 19. Diagrama bombeo de cavidades progresivas



Fuente: CHAMAT, Kristian. Análisis integral para la selección de sistemas de levantamiento artificial en pozos candidatos del Campo Cusiana. (2001)

2.1.3.2 Componentes. Un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas consta de los siguientes componentes^{29 30}.

²⁸ ESP OIL, Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. El Tigre, Venezuela: ESP Oil International Training Group. 2003. p. 12.

²⁹ ESP OIL. Óp. cit. p. 22-32

³⁰ ESP OIL. Óp. cit. p. 33-43

- **Equipos de superficie.** A continuación se especifican los diferentes componentes del equipo de superficie del sistema de levantamiento artificial por bombeo por cavidades progresivas como se pueden observar en la **Figura 19**:
 - Cabezales de rotación: El cabezal de rotación, cumple con 4 funciones básicas:
 - Soporte para las cargas axiales.
 - Evitar o retardar el giro inverso de la sarta de cabillas.
 - Aislar los fluidos del pozo del medio ambiente
 - Soportar el accionamiento electro-mecánico.
 - Motovariadores mecánicos: Es un acople indirecto entre motor y caja reductora a través de un variador de velocidad que es un set de poleas y correas de diámetro variable cuya función es permitir el cambio de velocidad de rotación sin necesidad de parar el equipo.
 - Motorreductores: Es una caja reductora que da una relación de transmisión adecuada para llevar la velocidad del motor en RPM a velocidades de giro más cercanas a las requeridas por la bomba y suministra el torque que requiere el sistema.
 - Variadores de frecuencia: Son equipos que se utilizan en conjunto con los motorreductores y con las poleas y correas donde la velocidad es constante para otorgar la flexibilidad del cambio de velocidad en tiempos cortos sin hacer modificaciones al equipo. El Variador de frecuencia corrige la corriente alterna requerida por el motor y la modula produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. El resultado es un cambio en la velocidad de rotación que es proporcional al cambio en la velocidad de operación y por ende a la variación en la producción.
- **Equipos de subsuelo.** A continuación se especifican los diferentes componentes del equipo de subsuelo del sistema de levantamiento artificial por bombeo por cavidades progresivas como se puede observar en la **Figura 19**:
 - Estator: Es un tubo revestido internamente con un polímero conocido como elastómero en forma de dos hélices, el estator se baja al pozo con la tubería de producción o la sarta de varillas.
 - Elastómero: Es el elemento más delicado de la bomba por cavidades progresivas, es un polímero de alto peso molecular que reviste el estator, hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator. De su correcta selección depende el éxito o fracaso de la operación.
 - Rotor: Fabricado con acero de alta resistencia y protegido de la abrasión, a este le es transmitido el movimiento de rotación por la sarta de cabillas desde la superficie.
 - Niple de paro: Tubo de pequeña longitud colocado bajo el estator, sirve como punto de conexión entre las anclas, también impide que el rotor y las cabillas lleguen al fondo del pozo y sirve de punto de tope al rotor.

2.1.3.3 Ventajas, desventajas y problemas. En la **Cuadro 4** se resumen las diferentes ventajas, desventajas y problemas asociados comúnmente con el sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas.

Cuadro 4. Ventajas, desventajas y problemas del bombeo por cavidades progresivas

Ventajas	Desventajas	Problemas
<ul style="list-style-type: none"> • Gravedades de crudo desde 5 a 42 °API • Resistente a sólidos • Diseño simple • Mejor desplazamiento con crudos viscosos • Bajo costo de energía • Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo) • Bajo mantenimiento • Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensible a sobre presiones • Caudal de producción, profundidad y temperatura restringidas • La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba • Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo) • Alta temperatura afecta el elastómero 	<ul style="list-style-type: none"> • Falla eléctrica • Motor quemado • Inversión de fases • Problemas de correas • Polea suelta • Atascamiento de varillas • Presencia de arena • Desgarramiento del elastómero por degradación

Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas (2008).

2.1.4 Bombeo Neumático (BN). A continuación se describen las características del bombeo neumático.

2.1.4.1 Generalidades. El bombeo neumático o *gas lift* es un sistema de levantamiento artificial el cual utiliza gas a presiones relativamente altas (mínimo de 250 psi) adicional al gas que se encuentra directamente en la formación para poder alivianar la columna hidrostática de fluido y permitir el flujo de fluidos del pozo a superficie.

Su funcionamiento se basa en la inyección de gas en el fluido, generando que la presión que este fluido ejerce sobre la formación disminuya debido a la reducción en la densidad del mismo.³¹

Como se mencionó anteriormente la principal función de este método de levantamiento es la de aliviar el peso de la columna hidrostática mediante la reducción de la densidad de dicha columna por medio de una inyección de gas, esta inyección no solo afecta la densidad sino también contribuye a reducir las pérdidas de presión por fricción por reducción de la viscosidad de la mezcla.

El gas puede suministrarse desde superficie mediante compresores o con pozos vecinos de gas, por esto para utilizar este tipo de sistema de levantamiento se requiere de una fuente de gas además de un espaciamiento adecuado entre pozos que permita una reducción de costos de inversión y operación.

“Debido a las características de operación y ensamblaje, éste sistema proporciona una amplia flexibilidad al proporcionar comunicación entre la tubería de producción y la de revestimiento a través de los mandriles (secciones de tubería en donde se alojan las válvulas reguladoras de flujo) y facilitando el reemplazo de las válvulas de suministro/alivio de gas sin necesidad de “matar” el pozo y/o sacar la tubería de producción”³²

Para tener una inyección controlada de los fluidos se utilizan válvulas reguladoras las cuales actúan de acuerdo a la presión diferencial y de inyección, adicionalmente cumplen la función de mantener en buen estado la integridad de los orificios de comunicación y evitar erosión debida a la velocidad del flujo de fluidos inyectados.³³

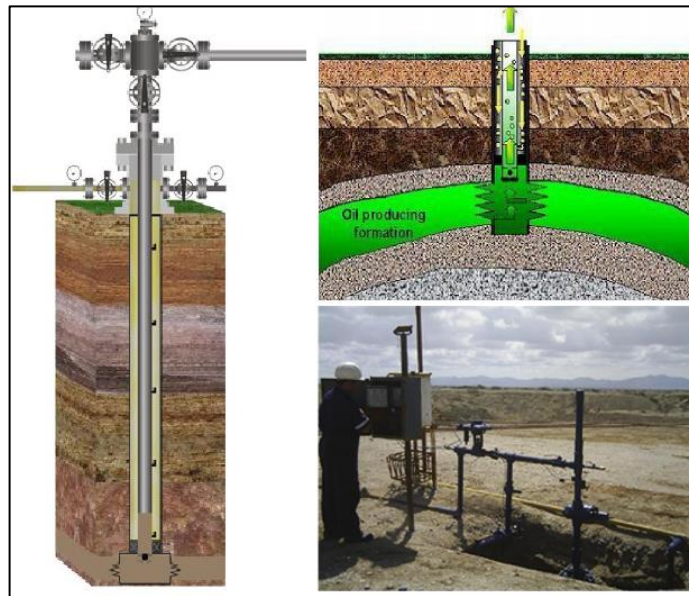
A continuación en la **Figura 20** se puede observar el diagrama correspondiente a un bombeo neumático:

³¹ BRAVO. Óp. cit. p. 11

³² CHAMAT Óp. cit. p. 75.

³³ CHAMAT Óp. cit. p. 76.

Figura 20. Diagrama de Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Neumático



Fuente: BRAVO, Víctor. Sistemas de Bombeo Mecánico (BMC) y Neumático (BN).

2.1.4.2 Tipos de Bombeo Neumático. Los dos sistemas básicos usados por el bombeo neumático son el levantamiento por gas continuo o por gas intermitente.³⁴

➤ **Levantamiento por gas Continuo.** En este tipo de levantamiento artificial se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el anular hacia la tubería de producción con el fin de aliviar la columna de fluido para con ello reducir la presión de fondo y se genere un diferencial de presión suficiente para poner el pozo a producir. Este sistema es una prolongación del flujo natural del pozo.³⁵

Su principio de funcionamiento se basa en la inyección de gas en la válvula de gas lift más profunda en toda la longitud de la tubería de producción.

“En el levantamiento artificial por gas continuo los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- Reducción de la densidad del fluido y del peso de la columna lo que aumenta
- Expansión del gas inyectado la cual empuja a la fase líquida.
- Desplazamiento de tapones de líquido por grandes burbujas de gas.”³⁶

“Se utiliza en pozos con alta a mediana energía (presiones estáticas mayores a 150 psi/1000 pies) y de alta a mediana productividad (preferentemente índices de productividad mayores a 0,5 bpd/psi) capaces de aportar altas tasas de producción

³⁴ DUEÑAS Y BELTRÁN. Óp. cit. p. 42

³⁵ BRAVO, Óp. cit. p. 13

³⁶ DUEÑAS Y BELTRÁN, Óp. cit. p. 43-44

(mayores de 200 bpd). La profundidad de inyección dependerá de la presión de gas disponible a nivel de pozo.”³⁷

➤ **Levantamiento por gas Intermitente.** Este tipo de levantamiento artificial consiste en la producción periódica de los fluidos del pozo impulsado por el gas inyectado.

El gas se inyecta desde superficie al espacio anular por un regulador, el gas pasa del espacio anular al tubería de producción por medio de una válvula que se encuentra en la tubería de producción, esta válvula al abrirse permite el ingreso del gas acumulado el cual por su energía va a empujar en forma de bache el fluido de la formación.

Sin embargo, solo una porción de este fluido se producirá en superficie puesto que el resto “resbalará” al fondo del pozo y se continuara acumulando fluido de la formación productora; la válvula en estas instancias estará cerrada permitiendo que se siga acumulando el fluido del pozo hasta un determinado volumen donde será necesario abrir de nuevo la válvula y empezar un nuevo ciclo.³⁸

“En el levantamiento artificial por gas intermitente los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- Desplazamiento ascendente de tapones de líquido por la inyección de grandes caudales instantáneos de gas por debajo del tapón de líquido.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja al tapón de líquido hacia el cabezal del pozo y de allí a la estación de flujo.”³⁹

“Se aplica en pozos de mediana a baja energía (presiones estáticas menores a 150 psi/1000 pies) y de mediana a baja productividad (índices de productividad menores a 0,3 bpd/psi) que no son capaces de aportar altas tasas de producción (menores de 100 bpd).”⁴⁰

2.1.4.3 Componentes. Un sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático consta de los siguientes componentes.

➤ **Equipo de superficie.** A continuación se especifican los diferentes componentes del equipo de superficie del sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático⁴¹:

- Ensamble de la cabeza del pozo
- Choque (para flujo continuo)
- Choque con control en el ciclo de tiempo (para flujo intermitente)

³⁷ ESP OIL, Curso Taller: Gas Lift Básico. Maracaibo, Venezuela: ESP Oil International Training Group. 2004. p. 10.

³⁸ BRAVO, Óp. cit. p. 13

³⁹ DUEÑAS Y BELTRÁN, Óp. cit. p. 44

⁴⁰ ESP OIL. Curso Taller: Gas Lift Básico. Óp. cit. p. 10.

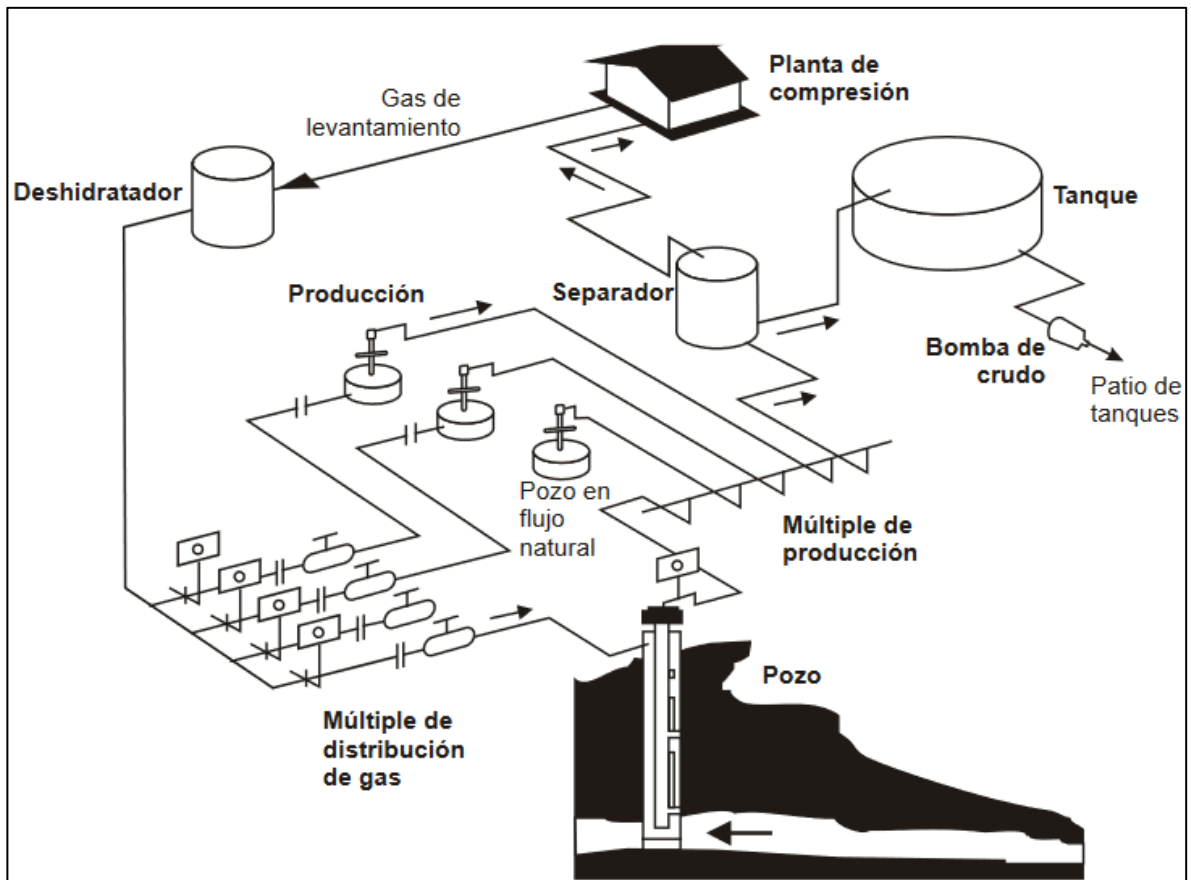
⁴¹ DUEÑAS Y BELTRÁN Óp. cit. p. 47.

- Compresores
- Separador

El gas a alta presión viene del sistema de compresión el cual envía el gas al pozo por medio de una red de distribución, el gas inyectado en conjunto con los fluidos provenientes del pozo son recolectados por estaciones de flujo en donde se separa el gas y se envía al sistema de compresión a través de un sistema recolector.⁴²

La distribución de estos elementos se puede observar mejor en la **Figura 21**.

Figura 21. Diagrama típico de instalaciones de superficie de bombeo neumático



Fuente: ESP OIL. Curso Taller: Gas Lift Básico. (2004)

- **Equipo de subsuelo.** A continuación se especifican los diferentes componentes del equipo de subsuelo del sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático:
 - “Mandriles de Gas Lift: Son una sección de tubo que posee una forma geométrica tal, que permite albergar la válvula y mantenerla protegida. Esta se constituye de

⁴² ESP OIL. Curso Taller: Gas Lift Básico. Óp. cit. p. 20-21.

un tramo más de tubería de producción y permite que no se altere la continuidad de la misma, por la presencia de la válvula.

- Válvulas de Gas Lift: Por su funcionalidad, una válvula de Gas Lift es básicamente un regulador de presión de fondo de pozo.
- Empaque de Subsuelo.”⁴³

2.1.4.4 Ventajas, desventajas y problemas. En la **Cuadro 5** se resumen las diferentes ventajas, desventajas y problemas asociados comúnmente con el sistema de levantamiento artificial de Bombeo Neumático.

Cuadro 5. Ventajas, desventajas y problemas del Bombeo Neumático

Ventajas	Desventajas	Problemas
<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo operacional • Es flexible a cambios de caudales (150-500 bpd para gas lift intermitente) • Fácil cambio de válvulas sin saque de tubería • Altos volúmenes de producción • Mejor manejo para pozos con arena 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo inicial • Ineficiente con baja producción • Necesita una fuente de suministro de gas • Requiere tratamiento • Dificultad para manejar crudos pesados, viscosos o emulsionados • Requiere revestimiento y tubería de producción muy resistentes • Puede causar emulsiones y formación de hidratos 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo crudos livianos-medianos • Problemas de entrada (tamaño de choque inadecuado, bajos o excesivos volúmenes de gas) • Problemas de salida (líneas de flujo pequeñas, alta contrapresión, alta presión de operación del separador) • Problemas con altos cortes de agua debido a la densidad del agua

Fuente: DUEÑAS, Elisa y BELTRÁN, Manuel. Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento artificial para un campo maduro (2011); ESP OIL, Curso Taller: Gas Lift Básico (2004). Modificado por autores.

2.1.5 Bombeo Hidráulico (BH). A continuación se describen las características del bombeo hidráulico.

2.1.5.1 Generalidades. Los sistemas de bombeo hidráulico transmiten poder al fondo del pozo por medio de un fluido de potencia que fluye en los tubulares del pozo. La transmisión hidráulica de potencia a fondo puede conseguirse con gran eficiencia.

El principio de funcionamiento del bombeo hidráulico se basa en que la presión que es ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite de manera equitativa por todas las direcciones con igual magnitud e intensidad.

⁴³ DUEÑAS Y BELTRÁN Óp. cit. p. 47-48.

Este principio se aplica en la inyección desde superficie de un fluido de alta presión el cual va a ir al fondo del pozo en la unidad de subsuelo generando que el pistón motor opere la unidad de subsuelo, este pistón se encuentra ligado de manera mecánica a otro pistón el cual va a bombear el fluido producido de la formación.

Los fluidos de potencia más usados son el agua y aceites livianos que pueda proveer el mismo pozo.⁴⁴

La bomba de fondo puede actuar como un transformador para convertir la energía del fluido de potencia a energía potencial o presión en los fluidos producidos.

La forma más común de bomba hidráulica de fondo consiste en un conjunto de pistones recíprocos acoplados.

Otro tipo de bomba hidráulica que se ha vuelto más popular es la bomba jet, la cual convierte el fluido de potencia presurizado a un chorro de alta velocidad que se mezcla directamente con los fluidos del pozo. En el proceso de mezcla turbulenta, el momento y la energía del fluido de potencia son añadidos al fluido producido.⁴⁵

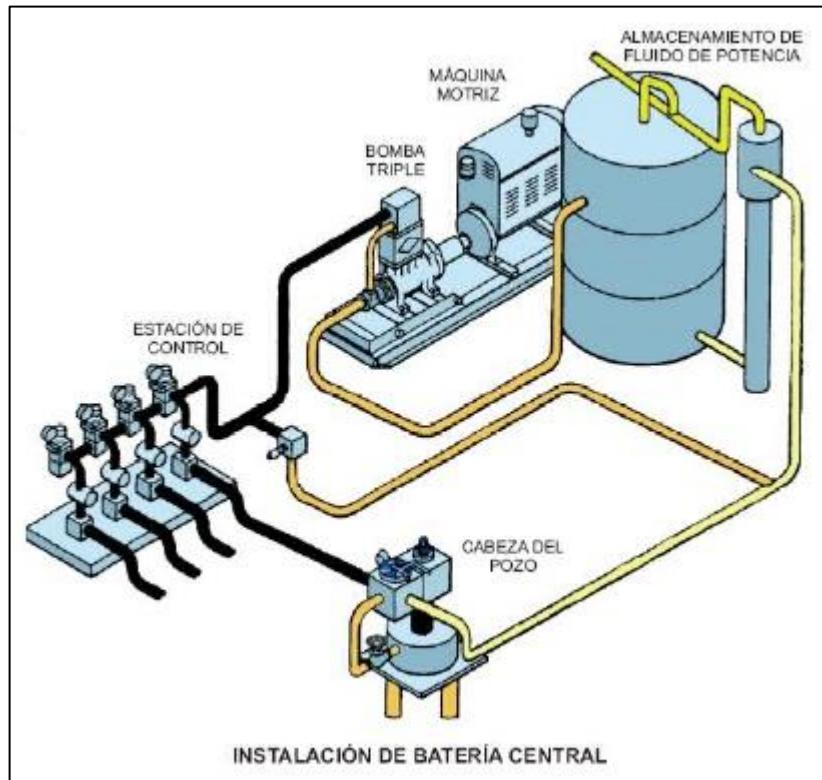
2.1.5.2 Componentes. Un sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico consta de los siguientes componentes:

- **Equipo de superficie.** A continuación se especifican los diferentes componentes del equipo de superficie del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico como se pueden observar en la **Figura 22**.
- **Tanque del fluido de potencia:** En este tanque se almacenan los fluidos de potencia (agua o aceite) que van a ser llevados al sistema de bombeo o de distribución, dependiendo de si el sistema es abierto o cerrado el circuito de circulación puede ser así mismo abierto o cerrado.
- **Bomba multiplex de alta presión (Consta de la bomba y máquina motriz que le proporciona la rotación):** Las más comúnmente instaladas en campo en superficie son las de configuración horizontal y son usadas para bombear el fluido motor.
- **Manifold de control (También llamado estación de control):** Para regular y distribuir el flujo de fluidos de potencia a uno o más pozos.
- **Válvula de control en cabeza de pozo:** regula la presión en el fluido de potencia del múltiple o manifold, rige la cantidad de fluido de potencia que se necesita para cada pozo.

⁴⁴ VERGARA, María. Bombeo hidráulico. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial de Santander. 2009. p. 3.

⁴⁵ BRADLEY, Howard. B. Petroleum Engineering Handbook. Tercera Imprenta. Richardson, Texas, U.S.A. Society of Petroleum Engineers. 1992. p. 285(6-1).

Figura 22. Instalación típica de sistema de bombeo hidráulico



Fuente: VERGARA, María. Bombeo hidráulico. (2009)

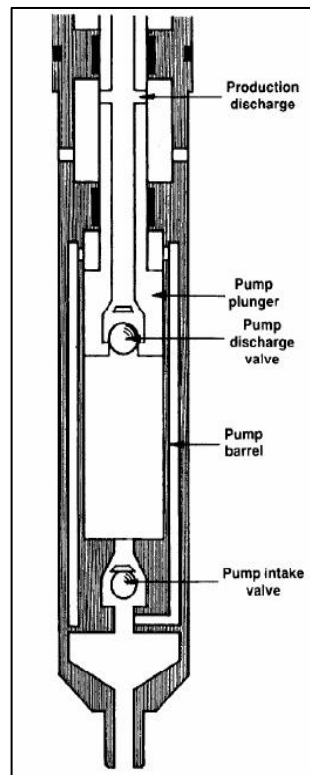
- **Equipo de subsuelo.** A continuación se especifican los diferentes componentes del equipo de subsuelo del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico:
 - **Sistema de tubería:** En los sistemas de bombeo hidráulico, el fluido motor transmite la potencia a la bomba de subsuelo y, a la vez, lubrica todas las partes móviles de la misma. El transporte del fluido motor y del fluido producido se realiza a través de un sistema de tuberías que depende del tipo de sistemas de fluido o de potencia: bien sea de fluido cerrado o de fluido abierto.
 - **Sistema de fluido cerrado:** En este caso, el fluido motor no se mezcla con el pozo, lo cual hace necesario el uso de tres tuberías en el fondo del pozo: una para inyectar el fluido de potencia, una de retorno del mismo y otra del fluido de producción.
 - **Sistema de fluido abierto:** En el sistema abierto, el fluido motor se mezcla con el fluido del pozo, lo cual hace necesario el uso de dos tuberías en el fondo: una para inyectar el fluido de potencia y otra para el retorno de la mezcla.
 - **Bomba de subsuelo:** Existen de dos tipos, pistón y jet

- ✓ **Bomba hidráulica tipo pistón.** Las bombas tipo pistón están formadas por un conjunto de pequeños pistones que suben y bajan alternativamente parecido al movimiento rotativo de los pistones de un motor, la efectividad de estos pistones es generalmente mayor que muchos otros equipos como por ejemplo aquellos que funcionan con paletas.

Estas bombas presentan conjuntos pistón-cilindro que permiten que mientras unos pistones aspiran el líquido los otros lo impulsan de manera continua entre más pistones posea la bomba, el fluido pasa por el interior del cilindro durante la expansión y es expulsado durante la compresión generando con esto la producción de fluido⁴⁶.

La configuración de una bomba hidráulica tipo pistón se puede observar en la **Figura 23**.

Figura 23. Diagrama de una bomba hidráulica tipo pistón



Fuente: BRADLEY, Howard. B. Petroleum Engineering Handbook (1992).

⁴⁶ VERGARA, Óp. cit. p. 12

- ✓ **Bomba hidráulica tipo jet.** El bombeo hidráulico tipo jet funciona mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado, esta bomba de subsuelo transforma la energía del fluido de potencia en energía potencial sobre los fluidos que se están produciendo.

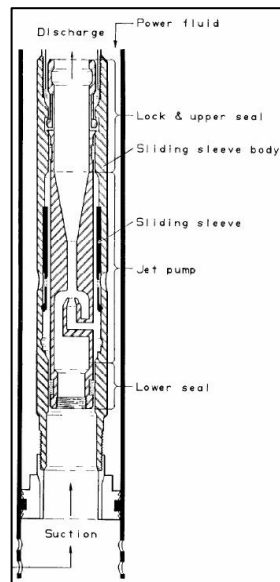
El fluido de potencia a alta presión pasa por una boquilla donde la presión con la que viene es convertida en energía cinética en forma de chorro de fluido a gran velocidad. El fluido que se produce es succionado y se mezcla con el fluido motriz y es llevado a superficie.

Su principio de funcionamiento consiste en una reducción del área de flujo para crear el aumento de la velocidad del fluido, lo que va a generar una caída de presión. Este funcionamiento es el principio de Venturi.

“No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz. Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación”⁴⁷

A continuación en la **Figura 24** se puede observar un diagrama de una bomba hidráulica tipo jet:

Figura 24. Diagrama de una bomba hidráulica tipo jet.



Fuente: BRADLEY, Howard. B. Petroleum Engineering Handbook. (1992)

⁴⁷ VERGARA, Óp. cit. p. 12

2.1.5.3 Ventajas, desventajas y problemas. En la **Cuadro 6** se resumen las diferentes ventajas, desventajas y problemas asociados comúnmente con el sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico.

Cuadro 6. Ventajas, desventajas y problemas del bombeo hidráulico

Ventajas	Desventajas	Problemas
<ul style="list-style-type: none"> • Pueden ser usados en pozos profundos. • No requieren taladro para remover el equipo de subsuelo. • Puede ser utilizado en pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles. • Varios pozos pueden ser controlados y operados desde una instalación central de control. • Puede manejar bajas concentraciones de arena 	<ul style="list-style-type: none"> • Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo, por la presencia de altas presiones • No es recomendable en pozos de alto RGP • Problemas de corrosión • El diseño es complejo 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas de cavitación en la bomba de fondo. • Desgaste en la garganta o difusor. • Taponamiento en la boquilla. • Problemas con gas libre en la bomba de superficie. • Obstrucción por parafinas en la línea de aceite de potencia.

Fuente: VERGARA, María. Bombeo hidráulico. (2009) y BRADLEY, Howard. B. Petroleum Engineering Handbook. (1992). Modificado por autores.

2.2 ANÁLISIS DE DECISIÓN MULTICRITERIO

El análisis de decisión multicriterio es una rama de la Investigación de Operaciones, la cual es una disciplina que lidia con la aplicación de métodos analíticos avanzados para ayudar a tomar mejores decisiones⁴⁸.

“Un problema de decisión puede considerarse como un problema multicriterio si existen al menos dos criterios en conflicto y al menos dos alternativas de solución. En otras palabras, en un problema de decisión multicriterio se trata de identificar la mejor o las mejores soluciones considerando simultáneamente múltiples criterios en competencia.”⁴⁹

⁴⁸ INFORMS. What is Operations Research? [citado en 6 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<https://www.informs.org/About-INFORMS/What-is-Operations-Research>>.

⁴⁹ 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>. Capítulo 2. p. 3

Se divide en toma de decisión multi-objetivo (MODM) en la que el espacio de decisión es continuo y toma de decisión multi-atributo (MADM) en la que el espacio de decisión es discreto, es decir, el conjunto de alternativas de decisión ha sido previamente determinado.⁵⁰

Aunque hay diversos métodos de selección multicriterio, muchos de ellos tienen ciertos aspectos en común, tales como⁵¹:

2.2.1 Alternativa. Representas las diversas elecciones de acción disponibles a quien hace la selección. Usualmente el conjunto de alternativas se asume como finito. Estas deben ser filtradas, priorizadas y eventualmente jerarquizadas.

2.2.2 Criterio de Selección. Cada problema de selección multicriterio es asociado con múltiples criterios de selección, también llamados “metas” o “atributos”. Los criterios representan las diferentes dimensiones desde las cuales las alternativas pueden ser vistas.

2.2.3 Pesos de decisión. La mayoría de métodos de decisión multicriterio requieren que a los criterios se les asigne pesos de importancia, los cuales son valores numéricos que representan la importancia relativa de un criterio respecto a los demás.

Usualmente estos pesos son normalizados para que sumen uno.

2.2.4 Unidades inconmensurables. Diferentes criterios son asociados con diferentes unidades de medida, cuando esto sucede el problema de selección es llamado caso multidimensional. Si todos los criterios son asociados con la misma unidad de medida el problema se denomina caso unidimensional.

2.2.5 Matriz de Decisión. Las matrices de selección son herramientas las cuales a partir de ciertos datos de entrada y un proceso sistematizado mediante un método de decisión proporcionan una serie de recomendaciones para realizar una selección acorde a las necesidades de quien lo solicite.

Un problema de decisión multicriterio puede expresarse fácilmente en forma de matriz. Una matriz de decisión A es una matriz de tamaño $(M \times N)$ en la que el elemento a_{ij} indica el desempeño de la alternativa A_i cuando se evalúa en términos del criterio de decisión C_j . Se asume que quien toma la decisión ha determinado los pesos de desempeño relativo del criterio (denotado como W_j).⁵²

⁵⁰ 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.

⁵¹ TOSKANO. Óp. cit. Capítulo 2. p. 3-4

⁵² TRIANTAPHYLLOU, Evangelos. Determining the most important criteria in maintenance decision making. Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana. USA. 1997. p. 3.

2.2.6 Métodos de decisión multicriterio. En general cuando se usa cualquier método de decisión multi-criterio que involucre un análisis numérico de las alternativas se sigue un conjunto de pasos⁵³:

1. Determinar criterios relevantes y alternativas.
2. Asociar medidas numéricas a la importancia relativa de los criterios y los impactos de las alternativas en esos criterios.
3. Procesar los valores numéricos para determinar la idoneidad de cada alternativa.

El procesamiento de los valores en el paso tres depende del método específico que se esté usando para realizar la selección.

2.2.7 Función valor. Una función (en el sentido matemático de la palabra) para asignar un “puntaje” a cada posible valor de un criterio.

2.3 APLICACIÓN WEB

Christensson⁵⁴ define una aplicación web como “un programa informático que se ejecuta en un servidor web”.

Las aplicaciones web son un tipo especial de aplicación cliente/servidor en donde el cliente (navegador web), el servidor (servidor web) y el protocolo que los comunica (HyperText Transfer Protocol, HTTP, que permite la conexión de sistemas facilitando el intercambio de información entre ordenadores) están estandarizados⁵⁵.

Tiene como ventaja que cualquier cambio hecho a la aplicación, tal como actualización de datos o algoritmos se ve reflejado para todos los usuarios tan pronto se actualice el software del servidor y se maneja una base de datos central (todos trabajan sobre la misma información).

Puede referirse a aplicaciones basadas en el navegador, a aplicaciones de escritorio que no usan un navegador o a aplicaciones para móviles que acceden a la red para obtener información adicional.

⁵³ Ídem. p. 3

⁵⁴ CHRISTENSSON, Per. Web Application Definition. Actualizado en febrero de 2014. [Citado en 22 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <http://techterms.com/definition/web_application>.

⁵⁵ MORA, Sergio. Programación de Aplicaciones Web: Historia, Principios Básicos y Clientes Web. ISBN. 84-8454-206-8. p. 48.

2.3.1 Aplicaciones basadas en el navegador. Aplicación que se ejecuta dentro del navegador. La ventaja de estas aplicaciones es que pueden ser ejecutadas en Windows, Mac o Linux. En la práctica hay diferencias menores en la presentación de la página las cuales son generalmente tolerables⁵⁶.

En una aplicación basada en el navegador, la página web que es obtenida del servidor contiene instrucciones de programación del lado del cliente. Combinadas con el lenguaje de marcado y las hojas de estilo que determinan la apariencia visual. En adición, procesamiento en el lado del servidor es ampliamente usado para acceder bases de datos y otras redes. Los datos de la aplicación pueden ser almacenados localmente en el computador del cliente, en el servidor, o en ambas locaciones.

2.3.2 Aplicaciones basadas en un software cliente. Las aplicaciones web también pueden funcionar sin el navegador. Un software cliente, el cual es instalado en el computador o es descargado en cada uso, interactúa con un servidor en la red usando protocolos de red comunes.

2.3.3 Aplicaciones para dispositivos móviles. El uso de teléfonos celulares y otros dispositivos móviles con capacidad para conectarse y hacer uso de internet aumenta constantemente⁵⁷.

Las aplicaciones web se adaptan a este medio por medio de dos enfoques: adaptar una aplicación web basada en el navegador para que se acomode al tamaño y la capacidad táctil de las pantallas de los dispositivos móviles, o programar aplicaciones nativas para los dispositivos móviles (conocidas como apps) que hagan uso de la conexión a internet para acceder a información adicional a través de la red.

2.3.4 Arquitectura Cliente-Servidor. Esta arquitectura se basa en peticiones realizadas por un cliente a otro programa (el servidor) que le da respuesta.⁵⁸

2.3.4.1 Partes que componen el sistema

➤ **Cliente.** Programa ejecutable el cual participa activamente en el establecimiento de las mediante el envío de una petición al servidor y la espera por una respuesta.⁵⁹

⁵⁶ PC MAGAZINE, Definition of Browser Based Application. [Citado en 22 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.pcmag.com/encyclopedia/term/61816/browser-based-application>>.

⁵⁷ CHAFFEY, Dave. Statistics on consumer mobile usage and adoption to inform your mobile marketing strategy mobile site design and app development. Actualizado en Abril de 2016 [Citado en 22 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.smartinsights.com/mobile-marketing/mobile-marketing-analytics/mobile-marketing-statistics/>>.

⁵⁸ ECURED. Arquitectura Cliente-Servidor. [Citado en 7 de Noviembre de 2016]. Disponible en Internet: <https://www.ecured.cu/Arquitectura_Cliente_Servidor>.

⁵⁹ Ibíd.

- **Servidor.** Es un programa que ofrece un servicio que se puede obtener en una red, aceptando la petición desde la misma, realizando el servicio y devolviendo el resultado al solicitante. Su tiempo de vida o de interacción es “interminable”.⁶⁰

Pueden leer archivos del sistema, mantenerse en línea y acceder a datos protegidos y a archivos de usuarios, sin embargo, no puede cumplir a ciegas las peticiones de los clientes, para ello deben reforzar el acceso al sistema y las políticas de protección.

2.3.4.2 Características de la arquitectura Cliente-Servidor⁶¹

- Combinación de un cliente que interactúa con el usuario, y un servidor que interactúa con los recursos a compartir. El proceso del cliente proporciona la interfaz entre el usuario y el resto del sistema. El proceso del servidor actúa como un motor de software que maneja recursos compartidos tales como bases de datos, impresoras, módem, etc.
- Se establece una relación entre procesos distintos, los cuales pueden ser ejecutados en la misma máquina o en máquinas diferentes distribuidas a lo largo de la red.
- Existe una clara distinción de funciones basadas en el concepto de “servicio”, que se establece entre clientes y servidores.
- La relación establecida puede ser de muchos a uno, en la que un servidor puede dar servicio a muchos clientes, regulando su acceso a los recursos compartidos.
- Los clientes corresponden a procesos activos en cuanto a que son estos los que hacen peticiones de servicios. Estos últimos tienen un carácter pasivo, ya que esperan peticiones de los clientes.
- No existe otra relación entre clientes y servidores que no sea la que se establece a través del intercambio de mensajes entre ambos. El mensaje es el mecanismo para la petición y entrega de solicitudes de servicios.
- El ambiente es heterogéneo. La plataforma de hardware y el sistema operativo del cliente y del servidor no son siempre los mismos. Precisamente una de las principales ventajas de esta arquitectura es la posibilidad de conectar clientes y servidores independientemente de sus plataformas.

2.3.5 Patrón de diseño MVC (Model-View-Controller). MVC es un patrón de diseño de software para implementar interfaces de usuario en computadores. Divide una aplicación de software en tres partes interconectadas, para separar las representaciones internas de información de la forma en que la información es presentada al usuario o aceptada del mismo⁶².

⁶⁰ Ibíd.

⁶¹ Ibíd.

⁶² REENSKAUG, Trygve y COPLIEN, James. The DCI Architecture: A New Vision of Object-Oriented Programming. 2009. Disponible en Internet: <http://www.artima.com/articles/dci_vision.html>.

2.3.5.1 Componentes. El patrón de diseño MVC se compone de tres componentes: El modelo, la vista y el controlador.

- El modelo administra los datos y la lógica de obtención y almacenamiento de los datos.
- La vista maneja la representación gráfica de la información. Es posible que existan múltiples vistas para un mismo modelo.
- El controlador acepta entradas y las convierte en comandos para el modelo o la vista.⁶³

2.3.5.2 Interacciones. Además de dividir la aplicación en tres tipos de componentes, el patrón MVC define las interacciones entre los mismos⁶⁴.

- Un modelo almacena datos que son obtenidos de acuerdo a los comandos provenientes del controlador y son mostrados en la vista.
- Una vista genera nuevas salidas al usuario basada en los cambios al modelo.
- Un controlador puede enviar comandos al modelo para actualizar su estado. También puede enviar comandos a su vista asociada para cambiar la presentación del modelo en la vista.

2.4 INTERFAZ DE PROGRAMACIÓN DE APLICACIONES (API)

Una interfaz de programación de aplicaciones es el punto de contacto de un software con una plataforma externa, permitiendo usar las capacidades de dicha plataforma. Es un conjunto de rutinas, protocolos y herramientas para construir aplicaciones de software. Una API especifica cómo deberían interactuar los componentes de software⁶⁵.

2.4.1 APIs notables. ProgrammableWeb⁶⁶, una plataforma que tiene información de más de 15.500 APIs, lista las siguientes como APIs destacadas:

- *Facebook*
- *Yahoo Weather*
- *Google Maps*
- *AccuWeather*
- *Weather Channel*
- *Wikipedia*
- *OpenStreetMap*
- *Instagram*

⁶³ BURBECK, Steve. Applications Programming in Smalltalk-80: How to use Model–View–Controller (MVC). 1992.

⁶⁴ BUSCHMANN, Frank. Pattern-Oriented Software Architecture. 1996.

⁶⁵ BEAL, Vangie. API - application program interface. [Citado en 22 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.webopedia.com/TERM/A/API.html>>.

⁶⁶ PROGRAMMABLE WEB. Search the Largest API Directory on the Web. [Consultado en 22 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.programmableweb.com/category/all/apis>>.

2.4.2 Google Maps API. Google ofrece un API para su plataforma de *Google Maps*, de manera que personas y compañías externas a Google pueden mostrar cualquier tipo de información superpuesta sobre mapas interactivos con imágenes e información cartográfica provista a Google por Digital Globe.

Figura 25. Ilustración del API de Google Maps



Fuente: GOOGLE, Api de Google Maps. (2016)

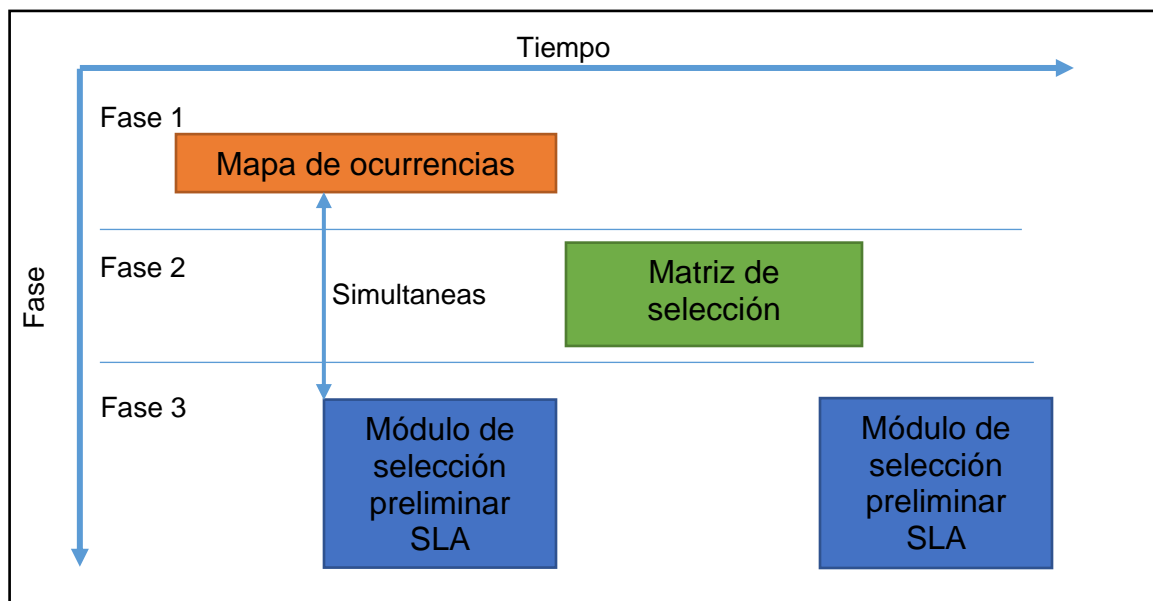
3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se plantea la metodología a seguir para desarrollar el presente proyecto de investigación, cuya estructura se encuentra dividida en tres fases:

- Fase 1: Mapa de ocurrencias.
- Fase 2: Matriz de selección.
- Fase 3: Módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial.

En la **Figura 26** se muestra el orden de realización y la interdependencia de fases, es decir, la forma en que las fases dependen entre sí.

Figura 26. Diagrama de dependencia de fases



La **Figura 26**, muestra el orden en que fueron llevadas a cabo las diferentes fases del proyecto y el grado de dependencia entre las mismas, logrando observar que el desarrollo de la Fase 1 (mapa de ocurrencias) y una parte de la Fase 3 (módulo de selección) se realizó de manera simultánea mientras la Fase 2 (desarrollo de la matriz) no dependió de las demás fases.

Fase 1: Mapa de ocurrencias. La Fase 1 del proyecto abarca el desarrollo del mapa de ocurrencias y consiste en los medios y técnicas utilizadas para la recopilación de la información pertinente del proyecto para poder generar el mapa de ocurrencias de sistemas de levantamiento artificial, así como los medios utilizados para la validación de dicha información.

Esta fase contiene el primer y segundo objetivo específico del proyecto.

Fase 2: Matriz de selección. La Fase 2 del presente proyecto abarca el desarrollo de la matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial así como las

recomendaciones basadas en las nuevas tecnologías aplicables para dichos sistemas.

La metodología aplicada en dicha fase, consistió en la obtención de la información necesaria para llevar a cabo el desarrollo de la matriz, consulta como:

- Parámetros técnicos requeridos para la selección de sistemas de levantamiento artificial
- Métodos de decisión multicriterio
- Tendencias tecnológicas recientes que puedan aplicarse en los sistemas de levantamiento artificial de interés

Esta fase contiene el tercer y cuarto objetivo específico del proyecto.

Fase 3: Módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial.

La Fase 3 del proyecto abarca el resultado final del proyecto y es la presentación del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial para el manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S. A. Esta fase consiste en la compilación de los resultados de las fases anteriores (1 y 2), es decir, del mapa de ocurrencias y la matriz de selección en el aplicativo web, los cuales serán programados en un módulo de una aplicación web.

Esta fase contiene el quinto y último objetivo del proyecto.

Cabe destacar que las etapas del diseño metodológico de cada fase del proyecto, se profundiza en las secciones 3.3 y 3.4 que corresponden respectivamente a “Técnicas e instrumentos de recolección de datos” y “Técnicas de procesamiento de datos”.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Según el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación de Colombia (Colciencias)⁶⁷, en el documento: “Tipología de proyectos de carácter científico, tecnológico e innovación”, éste proyecto presenta una tipología de carácter innovación organizacional, ya que cumple con la siguiente característica: “Nuevos métodos que agilizan, flexibilizan métodos, rutinas y procedimientos de trabajo”.

Las actividades llevadas a cabo para la obtención de la información necesaria para el desarrollo del proyecto y que lo catalogan como un proyecto de carácter de innovación organizacional comprendieron:

⁶⁷ 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>.

- Consulta de información en la base de datos OpenWells®.
- Revisión de literatura acerca de parámetros técnicos para la selección de sistemas de levantamiento artificial.
- Revisión de la información de coordenadas en el aplicativo MIGEP de la ANH.
- Revisión de literatura acerca de nuevas tecnologías que puedan ser aplicadas sobre los sistemas de levantamiento artificial.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.2.1 Población (N). La población para el proyecto se definió como eventos de OCM y WSV en los que se observó instalación o cambio de sistema de levantamiento artificial basado en los siguientes criterios:

- El primer evento para un pozo se consideró como una ocurrencia de instalación de sistema de levantamiento artificial.
- Eventos posteriores para el mismo pozo con el mismo sistema de levantamiento artificial se excluyeron de la población.

Eventos posteriores para el mismo pozo con diferente sistema se consideraron como ocurrencias de cambio de sistema.

Antes de considerar la población según los criterios establecidos para los eventos, se definió el universo muestral el cual correspondió a 35.436 eventos. A partir de este universo y tomando en consideración los criterios establecidos anteriormente, se definió una población de 6.260 eventos, los cuales representan 5.640 pozos.

3.2.2 Muestra (n). Debido a que se pretendía que el mapa mostrara con la mayor representatividad posible la información del proyecto, de la forma más completa posible se decidió tomar como muestra la misma población, es decir los 6260 eventos representativos para los 5.640 pozos.

3.2.3 Unidad de Muestreo. La unidad de muestreo tomada para este proyecto es el evento, representa cada elemento de la población y el total de unidades de muestreo constituye la población.

3.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.3.1 Fase 1: Diseño del mapa de ocurrencias

3.3.1.1 Consulta en OpenWells®. Para conocer las operaciones de completamiento que se realizan en Ecopetrol S.A., se consultó la información de la base de datos OpenWells® de Ecopetrol por medio de la construcción de una query en Data Analyzer, elaborada según los siguientes criterios, como se puede observar en la **Figura 27**:

- Vicepresidencia
- Nombre común del pozo
- Siglas del evento
- Fecha de inicio
- Cuenca (sedimentaria)
- Fecha de finalización
- Este
- Norte
- Latitud
- Longitud
- Departamento
- Project
- Sistema de levantamiento y/o inyección

Figura 27. Query en Data Analyzer

Data Element Name	Expression	Show	Sort	Sort Ord	Sort Method	Cond	Conditions Added Together	Comments
1 Fecha de Inicio*	DM_EVENT.date_o	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Descending	<input checked="" type="checkbox"/>	[Fecha de Inicio] >=	
2 Fecha de Finalización	DM_EVENT.date_o	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	Descending	<input type="checkbox"/>		
3 Siglas del Evento*	DM_EVENT.event_	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	[Siglas del Evento] =	
4 Sistema de Levantamiento y/o Inye	DM_EVENT.wta1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
5 Project	CD_PROJECT.proje	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
6 Nombre Común del Pozo	CD_WELL.well_co	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
7 Este	CD_WELL.slot_ew	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
8 Latitud	CD_WELL.geo_latit	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
9 Longitud	CD_WELL.geo_long	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
10 Norte	CD_WELL.slot_ns	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		

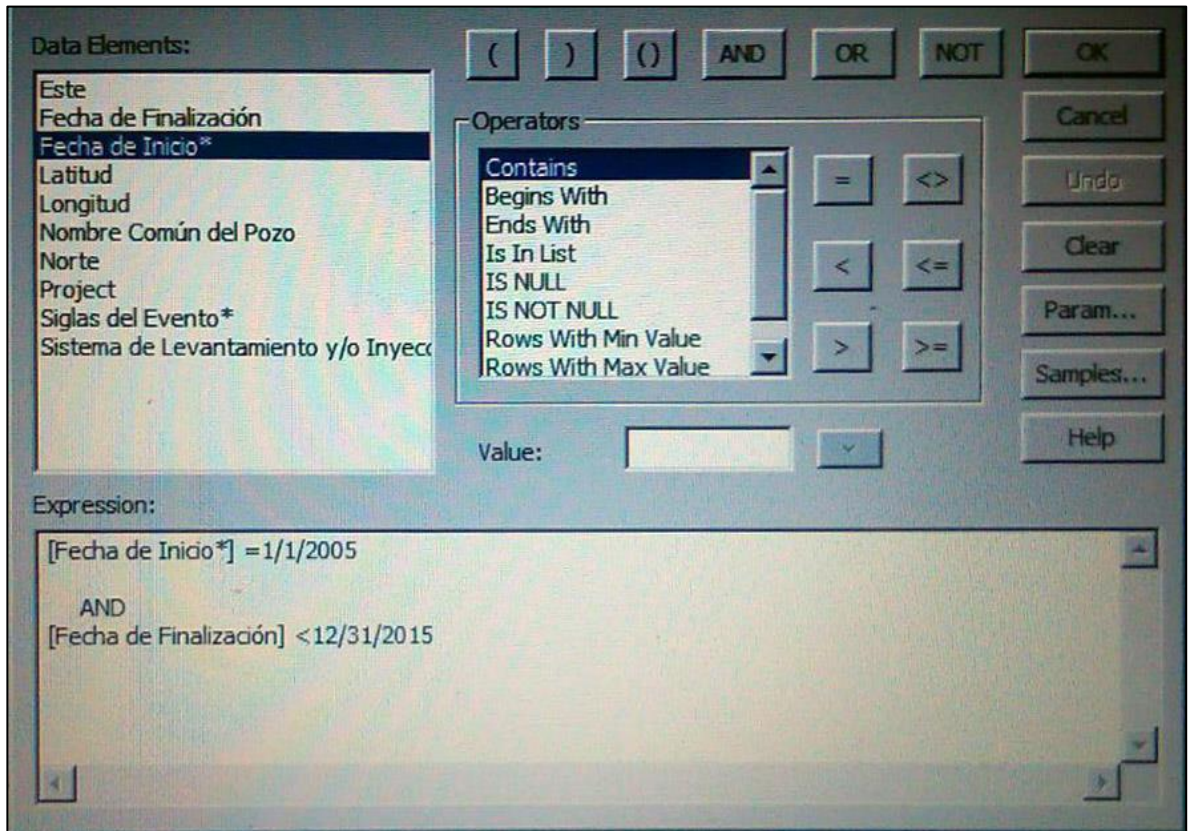
Fecha de Inicio*	Fecha de Finalización	Siglas del Evento*	Sistema de Levantamiento y/o Inyección	Project
2/28/2016 11:00:00 PM	3/1/2010 1:30:00 AM	WSV	IYA	CASABE
2/28/2016 11:00:00 PM	3/1/2010 1:30:00 AM	WSV	IYA	CASABE
2/28/2016 11:00:00 PM	3/1/2010 1:30:00 AM	WSV	IYA	CASABE
1/31/2016 10:30:00 PM	2/2/2015 4:45:00 AM	WSV	IYA	LA CIRA
1/31/2016 10:30:00 PM	2/2/2015 4:45:00 AM	WSV	IYA	LA CIRA
1/31/2016 10:30:00 PM	2/2/2015 4:45:00 AM	WSV	IYA	LA CIRA
1/8/2016 1:00:00 PM	1/18/2015 5:30:00 AM	WSV	BES	CHICHIMENE
1/8/2016 1:00:00 PM	1/18/2015 5:30:00 AM	WSV	BES	CHICHIMENE
1/8/2016 1:00:00 PM	1/18/2015 5:30:00 AM	WSV	BES	CHICHIMENE
1/8/2016 1:00:00 PM	1/18/2015 5:30:00 AM	WSV	BES	CHICHIMENE
1/8/2016 1:00:00 PM	1/18/2015 5:30:00 AM	WSV	BES	CHICHIMENE
1/8/2016 1:00:00 PM	1/18/2015 5:30:00 AM	WSV	BES	CHICHIMENE
1/8/2016 1:00:00 PM	1/18/2015 5:30:00 AM	WSV	BES	CHICHIMENE
1/8/2016 1:00:00 PM	1/18/2015 5:30:00 AM	WSV	BES	CHICHIMENE

Fuente: ECOPEPETROL. BD. Data Analyzer. [Consultado en Marzo de 2016]. Modificado por autores.

Las condiciones aplicadas en la búsqueda de los datos fueron:

- Siglas del evento, OCM o WSV
- Fecha de inicio \geq 1/01/2005
- Fecha de finalización \leq 31/12/2015

Figura 28. Configuración de condiciones en Data Analyzer



Fuente: ECOPETROL. BD. Data Analyzer. [Consultado en Marzo de 2016]. Modificado por autores.

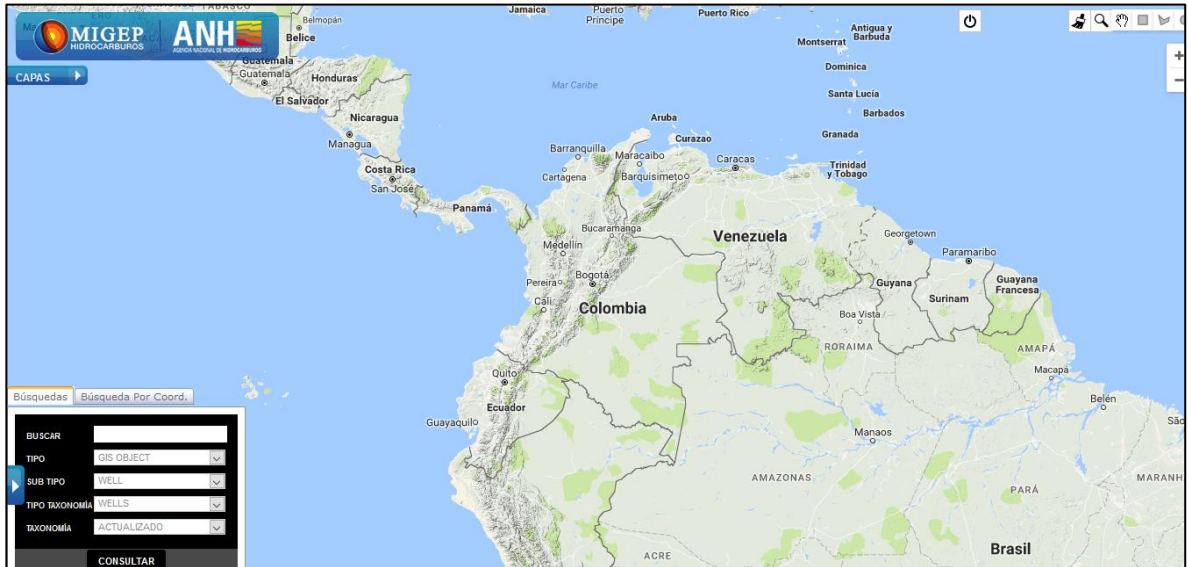
En la **Figura 28** se puede observar la ventana de configuración de condiciones en Data Analyzer, mediante la cual se especificaron las condiciones para realizar la query.

De la consulta se obtuvo un total de 35436 eventos, los cuales fueron validados y filtrados para ser ingresados posteriormente al aplicativo.

3.3.1.2 Consulta de coordenadas en MIGEP. La realización de la consulta de datos a través del Geovisor MIGEP de la ANH se hizo ingresando al aplicativo mediante la url: <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx> e iniciando sesión como invitado.

En la **Figura 29** se muestra la vista del Geovisor luego de haber ingresado al aplicativo.

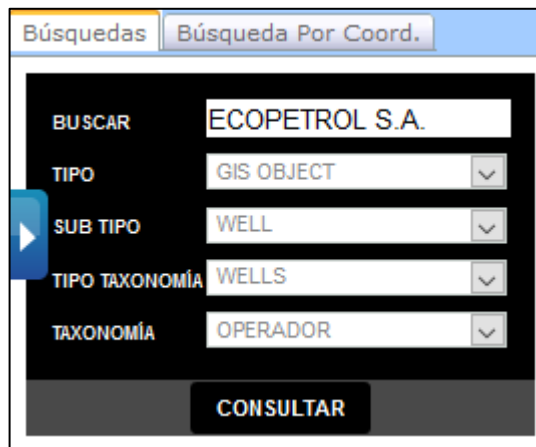
Figura 29. Geovisor MIGEP



Fuente: ANH. Geovisor MIGEP. [Consultado en 12 de octubre de 2016]. Disponible en Internet: <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>

Para la obtención de la lista de pozos operados por Ecopetrol S.A. se hizo uso de la función de búsqueda seleccionando como taxonomía “OPERADOR” y como texto de búsqueda “ECOPETROL S.A.”. Tal como se muestra en la **Figura 30**.

Figura 30. Función de búsqueda de MIGEP



Fuente: ANH. Geovisor MIGEP. [Consultado en 12 de octubre de 2016]. Disponible en Internet: <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>

Se seleccionó la opción información para el pozo que se estuviera buscando.

En la **Figura 31** se puede observar la lista parcial de pozos resultantes de la consulta en el aplicativo.

Figura 31. Lista parcial de pozos, resultado de la consulta

SELECCIÓN	ID	TIPO	NOMBRE	INFORMACIÓN	ORDENAMIENTO TÉCNICO	SIMETRÍA	COMPLETITUD
	18384	WELL	4I-P4				
	4248	WELL	ACAE-10				
	4249	WELL	ACAE-11				
	4250	WELL	ACAE-12				
	4251	WELL	ACAE-12D				
	4252	WELL	ACAE-13				

Fuente: ANH. Geovisor MIGEP. [Consultado en 12 de octubre de 2016]. Disponible en Internet: <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>

De la información del pozo se verificó el nombre y se obtuvo la información de latitud, longitud y otra información relevante.

En la **Figura 32** se observa el resultado luego de seleccionar la opción información para el pozo ACAE 10.

Figura 32. Información parcial del pozo ACAE 10

TAXONOMÍA	VALOR
NOMBRE	ACAE-10
UWI	ACAE0010
CONTRATO	PENDIENTE
DATUM	BOGOTA OESTE
OPERADOR	ECOPETROL S. A.
CALIDAD_COOR	Definitivas
DOCUMENTO	OTRO DOCUMENTO
CLASE_POZO	PENDIENTE
ESTADO_POZO	PENDIENTE
DESVIACION_POZO	NO
TIPO_POZO	VERTICAL
PAIS_POZO	COLOMBIA
DEPARTAMENTO_POZO	PUTUMAYO
CIUDAD_POZO	SAN MIGUEL (La Dorada)
TVD_POZO	10750
KB_ELEVACION_POZO	1021
ELEVACION_ROTACION	1021
LONGITUD_TOTAL_PERFORACION	10750
ELEVACION_POZO	980.63
CAMPO_POZO	AREA SUR
LONGITUD	-76.9117
LATTUD	0.303382

Fuente: ANH. Geovisor MIGEP. [Consultado en 12 de octubre de 2016]. Disponible en Internet: <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>

Este proceso se repitió para cada pozo de relevancia para el proyecto y la información obtenida fue registrada en un archivo de Excel como se puede observar en la **Figura 33**, la cual representa un fragmento de la información compilada en el archivo de Excel.

Figura 33. Información obtenida de MIGEP (fragmento)

	C	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Value	CALIDAD_CC	ACTUALIZAD	LONGITUD	LATITUD	CAMPO	DEPARTAMENTO	CUENCA	FECHA_COMPLETACION
2	ARRAYAN-2	Definitivas	SI	-75,2981	3,17742	PIJAO - POTRERILLO	HUILA	VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	21/02/2010
3	CAIPAL-2	Definitivas	SI	-74,4908	6,13639	PALAGUA	BOYACA	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	27/09/1957
4	CAIPAL-7	Definitivas	SI	-74,4846	6,14448	PALAGUA	BOYACA	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	24/06/1958
5	APIAY-33H S	Definitivas	SI	-73,3898	4,07917	APIAY	META	LLANOS ORIENTALES	01/01/1900
6	APIAY ESTE-1	Definitivas	SI	-73,3756	4,07369	APIAY	META	LLANOS ORIENTALES	13/09/1987
7	APIAY ESTE-5	Definitivas	SI	-73,3812	4,06539	APIAY	META	LLANOS ORIENTALES	01/01/1900
8	ARRAYAN-2	Definitivas	SI	-75,2981	3,17742	PIJAO - POTRERILLO	HUILA	VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	03/09/2009
9	AULLADOR-1	Definitivas	SI	-73,6337	7,58902	PLAYON	SANTANDER	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	29/08/2012
10	AVILA-1	Definitivas	SI	-73,4433	3,68494	CAÑO SUR	META	LLANOS ORIENTALES	28/07/2011
11	AGUAS BLAN	Definitivas	SI	-73,7673	6,81283	MAGDALENA MEDIO	SANTANDER	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	09/09/1963
12	AKACIAS-1	Definitivas	SI	-73,6827	3,95804	CUBARRAL	META	LLANOS ORIENTALES	27/11/2010
13	AKACIAS EST	Definitivas	SI	-73,7624	3,93879	CPO 9	META	LLANOS ORIENTALES	16/06/2012
14	AKACIAS EST	Definitivas	SI	-73,6899	3,99807	CPO 9	META	LLANOS ORIENTALES	04/12/2011
15	ALAMOS-1	Definitivas	SI	-73,0189	8,94823	NO DEFINIDO	NORTE DE SANTANDER	CATATUMBO	04/10/2006
16	CARBONERA	Definitivas	SI	-72,5201	8,40263	TIBU	NORTE DE SANTANDER	CATATUMBO	18/10/1940
17	CARDALES-6	Definitivas	SI	-73,8649	7,11244	MAGDALENA MEDIO	SANTANDER	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	01/01/1900
18	CARDALES-1	Definitivas	SI	-73,8672	7,116	MAGDALENA MEDIO	SANTANDER	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	01/01/1900
19	CARONTE-1	Definitivas	SI	-73,5696	8,05383	TISQUIRAMA	CESAR	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	11/05/2012
20	CASTILLA NC	Definitivas	SI	-73,6205	3,87534	CUBARRAL	META	LLANOS ORIENTALES	16/03/2005
21	CASTILLA NC	Definitivas	SI	-73,6435	3,88083	CUBARRAL	META	LLANOS ORIENTALES	01/01/1900
22	CASTILLA NC	Definitivas	SI	-73,6437	3,8807	CUBARRAL	META	LLANOS ORIENTALES	01/01/1900

3.3.2 Fase 2: Diseño de la matriz de selección

3.3.2.1 Consulta de parámetros técnicos. La realización de la matriz de selección implicó establecer los parámetros técnicos bajo las cuales se va a regir. Estos criterios para el proyecto fueron consultados principalmente en literatura especializada del sector hidrocarburos (por ejemplo: papers, tesis físicas y digitales), buscando concordancia entre autores respecto a los diferentes parámetros.

A continuación en la **Cuadro 7** se presenta la lista de referencias consultadas para la selección de los parámetros técnicos pertinentes en el desarrollo de la matriz:

Cuadro 7. Fuentes de consulta acerca de parámetros técnicos

Título original del documento investigado	Traducción del título del documento investigado	Tipo de documento	Año de publicación	Autor	Descripción de información tomada para el proyecto
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 o artificial para el Campo Corrales bloque Buenavista	Tesis de Grado	2016	PEÑA, Juan Felipe	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 o artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el Pozo Torcaz 3.	Tesis de Grado	2016	FIGEROA, Oscar; TIBADU ISA, Diego	Información de rangos operativos tolerables 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 o artificial basado en el modelo TOPSIS.	Paper	2010	ALEMI, Mehrdad	Parámetros de selección de sistemas de levantamiento artificial

Cuadro 7. (Continuación)

Título original del documento investigado	Traducción del título del documento investigado	Tipo de documento	Año de publicación	Autor	Descripción de información tomada para el proyecto
Criterios para la Selección del Sistema de Levantamiento Artificial para Crudos Pesados y Extrapesados . Tesis de maestría	Criterios para la Selección del Sistema de Levantamiento Artificial para Crudos Pesados y Extrapesados . Tesis de maestría	Tesis de maestría	2003	PAEZ, Ruth	Parámetros de selección de sistemas de levantamiento artificial. Información para generar funciones valor y rangos operativos.
Recommendations and comparisons for selecting artificial-lift methods	Recomendaciones y comparaciones para seleccionar métodos de levantamiento artificial	Paper	1993	CLEGG, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W	Parámetros de selección de sistemas de levantamiento artificial. Información para generar funciones valor y rangos operativos.
Selection of artificial lift	Selección de levantamiento artificial	Paper	1999	LEA, James F.; et.al	Parámetros de selección de sistemas de levantamiento artificial

3.3.2.2 Consulta de métodos de decisión multicriterio. El método de decisión multicriterio es la base de la matriz de selección, a partir de el mismo con la carga de los datos y parámetros previamente establecidos se puede dar lugar a un proceso sistematizado el cual otorgara como resultado una serie de recomendaciones sobre los sistemas de levantamiento artificial para las condiciones y criterios introducidos en la matriz.

La consulta de estos métodos de decisión multicriterio se llevó a cabo mediante la búsqueda de fuentes en la literatura (tesis, artículos científicos, papers, etc.), posteriormente se realizó una lista de los métodos de decisión consultados con sus respectivos pros versus los requerimientos del proyecto y su aplicabilidad en la matriz de selección.

A continuación en la **Cuadro 8**, se presenta una lista de documentos consultados referentes a los métodos de decisión multicriterio:

Cuadro 8. Fuentes de consulta acerca de métodos de decisión multicriterio

Método De Decisión Multicriterio	Título Original Del Documento Investigado	Título en Español del Documento	Tipo De Documento	Año	Autor
TOPSIS	<i>A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model</i>	Una predicción al mayor método de levantamiento artificial basado en el modelo TOPSIS.	Paper	2010	ALEMI, Mehrdad
WSM	<i>The weighted sum method for multi-objective optimization: New insights</i>	El método de la suma ponderada para optimización multi-objetivo: Nuevos conocimientos	Artículo científico	2010	Marler, R.D.; Arora, S.D.
AIRM	<i>Application of Aggregated Indices Randomization Method for Prognosing the Consumer Demand on Features of Mobile Navigation Applications</i>	Aplicación del método de Índices agregados por aleatorización para pronosticar la demanda de los consumidores en características de aplicaciones de la navegación móvil	Artículo científico	2014	Dotsenko, Sergey.; et.al
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	1) Artículo científico 2) Blog científico	1) 2011 2) 2012	1) Sampedro-Durá, Alejandro.; et al 2) Trentim, H.Mario.

Cuadro 8. (Continuación)

Método De Decisión Multicriterio	Título Original Del Documento Investigado	Título en Español del Documento	Tipo De Documento	Año	Autor
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	1) Artículo científico 2) Blog científico	1) 2010 2) 2012	1) Jiménez, Moreno. José María 2)Trentim, H.Mario
MACBETH	1) <i>Multicriteria with MACBETH</i> 2) Métodos multicriterio ANP, AHP, MACBETH	1) Multicriterio con MACBETH 2) Métodos multicriterio ANP, AHP, MACBETH	1) Artículo científico 2) Blog científico	1) 2014 2) 2012	1) Science4All 2)Trentim, H.Mario

3.3.2.3 Identificación de nuevas tecnologías. La razón técnica por la cual se plantea la recomendación de nuevas tecnologías junto con el sistema de levantamiento que recomiende la matriz es el de generar un valor agregado al momento de seleccionar sistemas de levantamiento artificial y el ingeniero pueda evaluar la gama de posibilidades a su alcance para así seleccionar la opción que mejor optimice la producción en el pozo que se va a trabajar.

La identificación de las nuevas tecnologías se llevó a cabo mediante la consulta teórica de tesis, tesinas, papers, artículos científicos y páginas informativas de los fabricantes de sistemas de levantamiento artificial, acerca de las nuevas tecnologías que están siendo aplicadas alrededor del mundo en los sistemas de levantamiento artificial relevantes para el proyecto.

3.4 TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

3.4.1 Fase 1: Diseño del mapa de ocurrencias. En la ejecución de la Fase 1 inicialmente se realizó un filtro de la información obtenida de OpenWells®. Después de realizado dicho filtro se procedió a verificar la información mediante un control de calidad de la misma. Luego se identificaron los sistemas de levantamiento artificial actualmente en uso por Ecopetrol S.A.

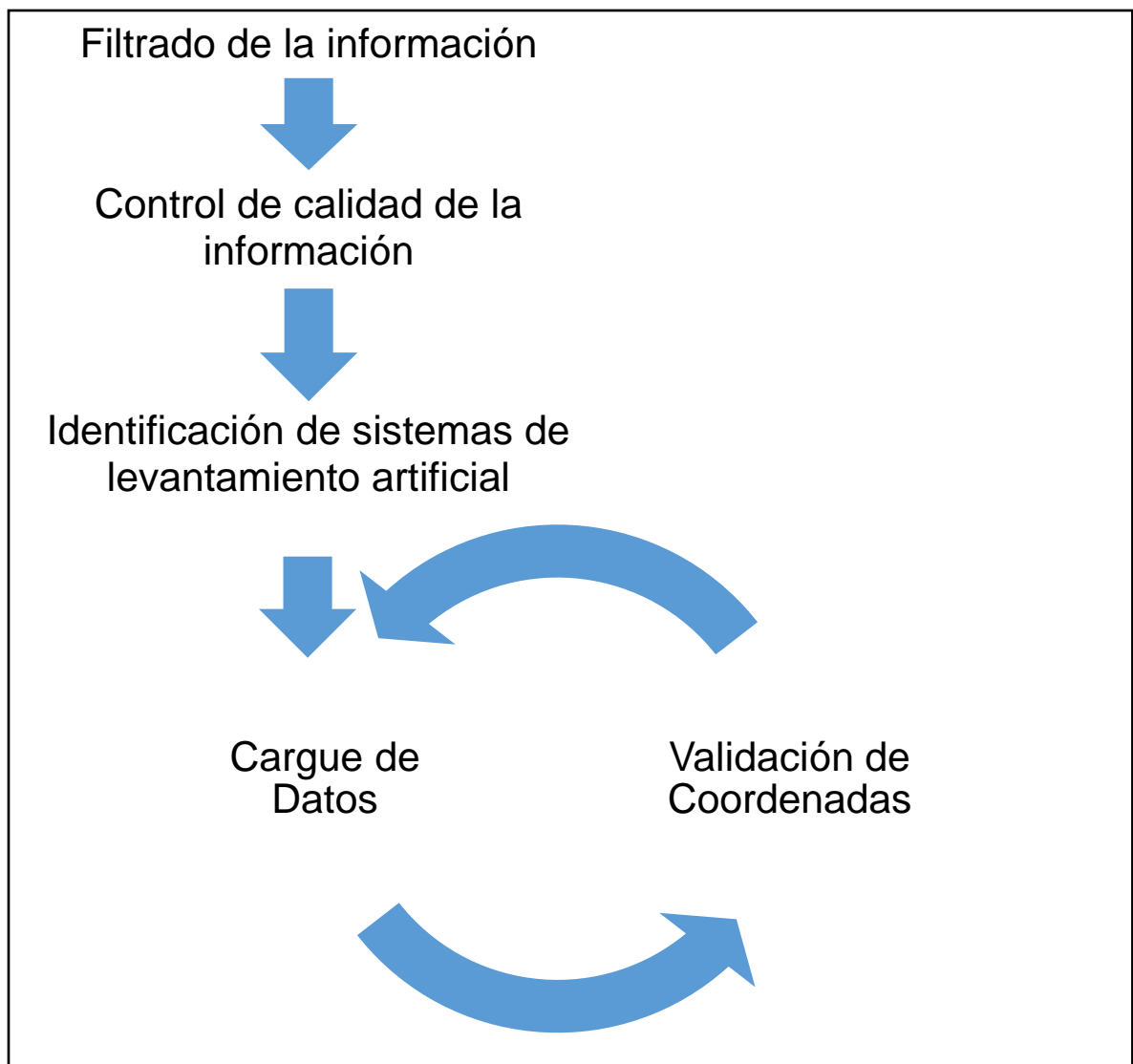
Posteriormente se realizó el cargue de datos al módulo desarrollado en la Fase 3, la información cargada fue revisada para garantizar la no existencia de incoherencias y así generar una validación en las coordenadas a través del aplicativo MIGEP y de manera cíclica volver a generar la carga de datos con

información más verídica y consistente. Este procedimiento se ve representado en la **Figura 34**.

No se tuvo en cuenta el año 2016 para el estudio, esto es debido a que la empresa no ha realizado operaciones relacionadas con el tema u objeto de estudio que sean pertinentes para el mismo durante este periodo.

La representación del mapa de ocurrencias se realizará directamente en el módulo, por lo que esta fase debe desarrollarse simultáneamente con la Fase 3 del proyecto la cual abarca el diseño del módulo en su totalidad.

Figura 34. Metodología de desarrollo de la Fase 1



3.4.1.1 Filtrado de la información obtenida de OpenWells®. Entre los eventos obtenidos de la consulta de la información se incluyen algunos que tienen especificado como objetivo: Mantenimiento, fallas eléctricas, entre otros aplicados a los sistemas de levantamiento artificial, por lo cual se realizó un filtro de dicha información para obtener solamente aquellos eventos en los que se presenta un cambio o instalación de un sistema de levantamiento artificial, además, se descartaron aquellos eventos que correspondían a sistemas de inyección. A través de dicho filtro fueron obtenidos 6260 eventos.

3.4.1.2 Control de calidad de la información. De la consulta de información se encontraron eventos que no tenían diligenciado el campo de “Sistema de levantamiento y/o inyección”, por lo que dichos campos vacíos se catalogaron como “No reporta” para poder ser tenidos en cuenta en los datos consultados.

Se observó que el porcentaje de datos catalogados como “No reporta” era alto (34%) por lo que para reducir dicho valor se realizó un proceso de validación de la información a través de la consulta de los reportes de “Wellbore equipment” asociados a cada evento, a partir de los componentes registrados en dichos reportes, se determinó el sistema de levantamiento artificial asociado a dichos reportes. Gracias a esto se redujo el porcentaje de “No reporta” hasta un valor de 19%.

3.4.1.3 Identificación de sistemas de levantamiento artificial. A partir de la información filtrada y organizada se obtuvo los sistemas de levantamiento artificial que están siendo actualmente operados e instalados por Ecopetrol S.A. y que fueron considerados como de relevancia para el desarrollo del proyecto.

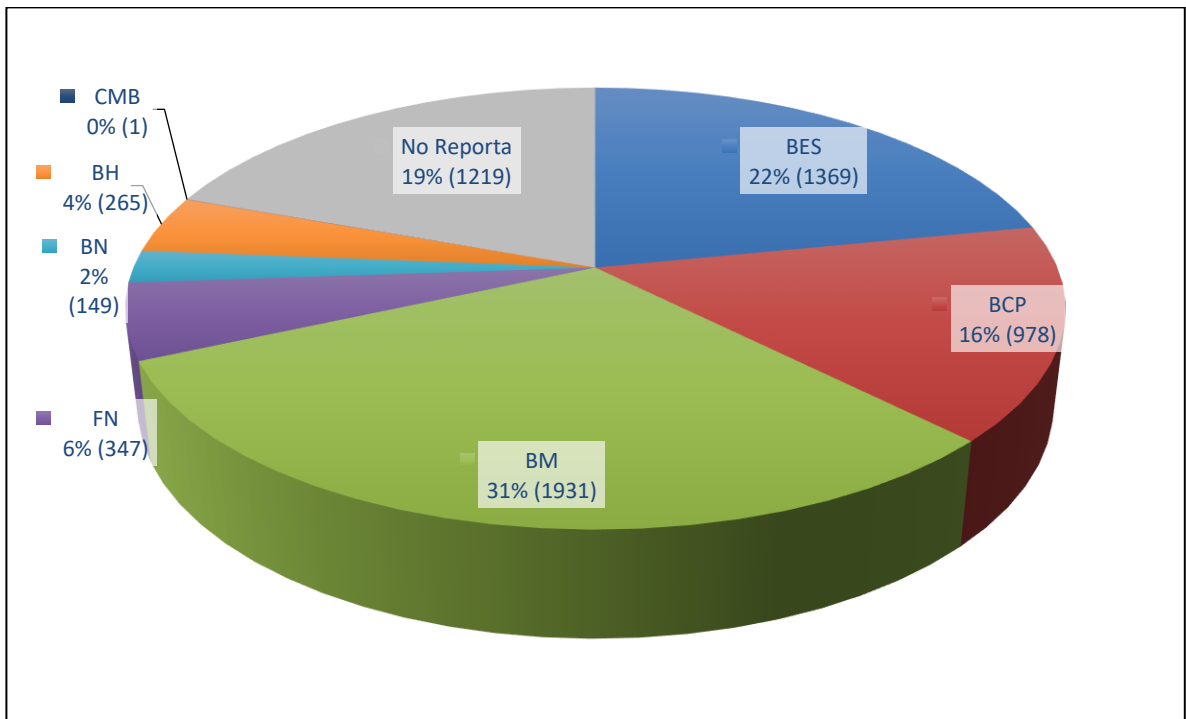
Dichos sistemas de levantamiento artificial fueron:

- Bombeo electrosurgible (BES)
- Bombeo mecánico (BM)
- Bombeo por cavidades progresivas (BCP)
- Bombeo neumático (BN)
- Bombeo hidráulico (BH)

Los cuales se encontraron en diversas proporciones como lo indica la **Figura 35**.

Cabe aclarar que los métodos combinados de levantamiento artificial (CMB) no fueron tenidos en cuenta para el proyecto ya que representaban un porcentaje poco relevante (menos del 1%), y el porcentaje de flujo natural no fue tomado en cuenta debido a que no es un sistema de levantamiento artificial.

Figura 35. Diagrama distribución de instalación de sistemas de levantamiento artificial en Ecopetrol S.A.



Fuente: Base de datos OpenWells®.

3.4.1.4 Cargue de datos. De la información obtenida de OpenWells® se organizaron los datos en un archivo de Excel de tal manera que tuviera el formato requerido por el aplicativo web MGCP para poder cargar dicha información.

A continuación se presentan las columnas que deben estar contenidas en el archivo de Excel para la correcta carga de la información en el aplicativo:

- Fecha de Inicio
- Fecha de Finalización
- Sistema de Levantamiento
- Siglas del Evento
- Causa de la intervención
- Objetivo Principal
- Nombre Común del Pozo
- Municipio
- Longitud
- Latitud
- Campo
- Vicepresidencia
- Cuenca

En la **Figura 36** se observa el archivo cargado con el formato permitido por el aplicativo MIGEP.

Figura 36. Archivo con el formato correcto para cargarlo en el aplicativo MGCP

	A	B	C	D	E			
1	Fecha de Inicio	Fecha de Finalización	Sistema de Levantamiento	Siglas del Evento	Causa de la intervención			
2	02/12/2011	07/12/2011	BES	OCM	hacer perforació			
3	23/01/2015 7:00	28/01/2015 3:00	BES	OCM	bjar diseño par			
4	12/08/2012	15/08/2012	BES	OCM				
5	01/12/2009	16/12/2009	BES	WSV				
6	10/01/2010	10/01/2010	BH	WSV				
7	21/01/2014	29/01/2014	BES	WSV				
8	26/07/2009	26/07/2009	BH	WSV				
9	17/09/2007	17/09/2007	FN	WSV				
10	15/08/2011	26/08/2011	BM	WSV				
11	21/05/2009	21/05/2009 16:00	BM	WSV				
12	13/04/2009	13/04/2009	BH	WSV				
13	29/05/2011	31/05/2011	BCP	WSV				
14	09/08/2009	13/08/2009	BH	WSV				
15	05/12/2013	14/12/2013	BES	WSV	Atentado			
16	10/01/2010	18/01/2010	BES	WSV	Locked pump			
17	25/03/2014	01/04/2014	BES	WSV				
18	24/05/2009	28/05/2009	BES	WSV	PUMP LOCKED			
19	31/07/2008	02/08/2008	BM	WSV				
20	07/07/2015 6:00	12/07/2015 23:00	BES	WSV	LIMPIEZA			
21	#####	07/07/2015	BES	WSV	CAMBIO BES			
22	16/10/2010	19/10/2010	BES	WSV				
23	04/11/2012	06/11/2012	BES	WSV				
	F	G	H	I	J	K	L	O
	Objetivo Principal	Nombre Común del Pozo	Municipio	Longitud	Latitud	Campo	Vicepresidencia	Cuenca
	COMPLETAMIENTO	ABASTECEDOR 1	RIONEGRO			TISQUIF	VICEPRESIDENCIA VALLE MEDIO DEL	
	COMPLETAMIENTO	ABASTECEDOR 1	SAN MARTÍN	-73,596	8,039	TISQUIF	VICEPRESIDENCIA VALLE MEDIO DEL	
	COMPLETAMIENTO	ABASTECEDOR 4	RIONEGRO			BONAN	VICEPRESIDENCIA VALLE MEDIO DEL	
	EVALUACIÓN DE ZO	ACAE 10	SAN MIGUEL	-76,912	0,303	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 11	SAN MIGUEL	-76,909	0,285	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 12	SAN MIGUEL	-76,927	0,296	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 12D	SAN MIGUEL	-76,927	0,296	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	EVALUACIÓN DE ZO	ACAE 13	SAN MIGUEL	-76,917	0,31	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 14	SAN MIGUEL	-76,917	0,305	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 2	SAN MIGUEL	-76,914	0,287	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 3	SAN MIGUEL	-76,912	0,297	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 4	SAN MIGUEL	-76,912	0,315	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 5	SAN MIGUEL	-76,913	0,308	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 6	SAN MIGUEL	-76,913	0,281	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 7	SAN MIGUEL	-76,914	0,293	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO E	ACAE 8	SAN MIGUEL	-76,915	0,301	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 8A	SAN MIGUEL	-76,909	0,296	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	ACAE 9	SAN MIGUEL	-76,909	0,291	ACAE-SA	VICEPRESIDENCIA PUTUMAYO	
	MANTENIMIENTO C	AGUA TECA 10	PUERTO NARE	-74,594	6,059	TECA	VICEPRESIDENCIA VALLE MEDIO DEL	
	MANTENIMIENTO C	AGUA TECA 3	PUERTO NARE	-74,592	6,074	TECA	VICEPRESIDENCIA VALLE MEDIO DEL	
	MANTENIMIENTO C	AGUAS 1	NEIVA	-70,614	5,06	TELLO	VICEPRESIDENCIA VALLE SUPERIOR	
	MANTENIMIENTO C	AGUAS 2	NEIVA			TELLO	VICEPRESIDENCIA VALLE SUPERIOR	

Fuente: Información obtenida de BD OpenWells® y Geovisor MIGEP. Modificado por autores

El siguiente paso consistió en realizar la carga del archivo al aplicativo MGCP, tal como se evidencia en la **Figura 37**. A partir de la carga del archivo se obtiene la representación gráfica de las coordenadas en el mapa de ocurrencias como se observa en la **Figura 38**.

Figura 37. Ventana de carga de datos en el aplicativo MGCP

Carga de Tabla de Datos Sistemas de Levantamiento Artificial

Por favor cargue una tabla de excel con las siguientes características:

- No debe contener celdas combinadas
- En la primera fila se ubican los nombres de las columnas
- Los datos deben estar en la primer hoja

Las columnas que debe llevar son las siguientes:

- Fecha de Inicio
- Fecha de Finalización
- Sistema de Levantamiento
- Siglas del Evento
- Causa de la intervención
- Objetivo Principal
- Nombre Común del Pozo
- Municipio
- Longitud
- Latitud
- Campo
- Vicepresidencia
- Longitud del Campo
- Latitud del Campo
- Cuenca

Archivo de Excel:

Ourrencias_2.xlsx

Figura 38. Mapa preliminar generado por el aplicativo MGCP



3.4.1.5 Validación de coordenadas. El mapa que se generó a través de los datos de coordenadas geográficas obtenidas de la base de datos OpenWells® puede ser usado como una herramienta de validación de la información.

Es posible al momento de graficar el mapa observar valores que no correspondan o sean incoherentes, estos valores incoherentes pueden ser verificados mediante una comparación con datos ya establecidos en el aplicativo “Modelo Integrado de Gestión de Exploración y Producción de Hidrocarburos” (MIGEP) de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

El procedimiento llevado a cabo para la validación de la información fue el siguiente:

- Se descargó de MIGEP toda la información de coordenadas de pozos que tuviera como operador ECOPEPETROL S.A.
- Se relacionó con la información actual obtenida de OpenWells® mediante el nombre del pozo.
- En caso de conflicto (entiéndase por conflicto que haya discrepancias en las coordenadas de ambas fuentes de consulta para el mismo pozo) se optó por las

coordenadas de MIGEP, las cuales son más coherentes con la información previamente obtenida de: Departamento, municipio y cuenca.

3.4.2 Fase 2: Diseño de la matriz de selección. Para el desarrollo de la Fase 2 se realizó un análisis de importancia de los parámetros técnicos. Se seleccionó el método de decisión multicriterio más acorde para el desarrollo de la matriz para luego proceder a determinar los rangos operativos de los parámetros para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial.

Luego de determinados los rangos operativos se da la generación de funciones valor, se define el algoritmo de selección de acuerdo al método y por último se hizo una recomendación de las nuevas tecnologías existentes para los sistemas de levantamiento artificial, las cuales fueron identificadas en la sección de técnicas e instrumentos de recolección de datos para la Fase 2.

En el desarrollo del proyecto no se tuvo en cuenta variables de carácter operacional, se estudiaron y analizaron parámetros que no dependen de condiciones operativas.

Para esta fase se va a manejar terminología de análisis de decisión multicriterio (explicada en el capítulo 2.2). A continuación se exponen los pesos, alternativas y criterios; especificados en el contexto del proyecto.

Los criterios son los parámetros técnicos establecidos en la sección de recolección de datos de la Fase 2 (ver sección 3.3.2.1), los cuales son presentados a continuación:

- 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 de los fluidos en fondo
- Presión en la entrada de la bomba
- Completamiento Múltiple
- Restricciones de espacio en superficie
- Presencia de Parafinas

Los parámetros anteriormente mencionados fueron definidos por los autores del proyecto teniendo en consideración el número de menciones que recibió cada uno de estos parámetros en los documentos consultados, descartando aquellos en los

que se requería un estudio económico o no se consideraban adecuados para el desarrollo de la matriz.

Los pesos son establecidos en el análisis de importancia de los parámetros técnicos, relacionados con cada uno de los parámetros.

Las alternativas son los sistemas de levantamiento artificial de relevancia para el proyecto (determinados en la sección 3.4.1.3). Con la excepción de que el sistema Bombeo Hidráulico se dividió en Bombeo Hidráulico tipo pistón (BH pistón) y Bombeo Hidráulico tipo jet (BH jet).

3.4.2.1 Análisis de importancia de los parámetros técnicos. Para el desarrollo de la matriz de selección es relevante asignar los pesos de importancia a los diferentes criterios o parámetros técnicos, como se explicó anteriormente en el capítulo 2, los pesos son un valor numérico asignado a un criterio o parámetro que representan la importancia relativa de un criterio respecto a los demás.

La asignación de pesos a los parámetros se realizó directamente con el número de veces que este parámetro es repetido por los diferentes autores y fuentes de información consultadas.

En la **Tabla 1** se puede observar los parámetros y el peso que le fue asignado a cada uno:

Tabla 1. Asignación de pesos a los criterios de selección

Variable	Peso
Tasa de producción de fluidos	5
Corte de Agua	2
Viscosidad de Fluido	3
Fluidos Corrosivos	3
Producción de Arena	3
Relación Gas/Aceite	3
Contaminantes	2
Profundidad total del pozo	3
Diámetro del <i>tubing</i>	3
Inclinación del pozo	3
Temperatura	3
Presión en la entrada de la bomba	3
Completamiento Múltiple	2
Restricciones de espacio en superficie	3
Presencia de Parafinas	1

3.4.2.2 Selección de un método de decisión multicriterio. Para la selección del método de decisión multicriterio se procedió a consultar la literatura concerniente a los mismos y escoger el que más se ajustara a este caso en particular de acuerdo a las necesidades evidenciadas en la matriz de selección.

Las necesidades tenidas en cuenta al seleccionar el método de decisión multicriterio fueron:

1. Permite unidades inconmensurables
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

En la **Figura 39** se ilustra los métodos que fueron evaluados según estas necesidades para definir el método de decisión a utilizar.

Figura 39. Selección de un método de decisión multicriterio

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

Convenciones

	Cumple con la necesidad
	No cumple con la necesidad

(*) Requiere usar funciones valor

3.4.2.3 Determinación de rangos operativos. Es necesario conocer y establecer unos rangos operativos por cada combinación parámetro-sistema de levantamiento artificial, esto, para descartar sistemas de levantamiento artificial en situaciones en las que sería incoherente utilizarlos y porque es necesario que las funciones valor tengan un valor mínimo y un máximo sobre los cuales regirse.

Esto se realizó primeramente mediante la búsqueda de los rangos operativos más acertados posibles, produciendo los resultados observados en la **Tabla 2**.

Cabe aclarar que los siguientes parámetros no fueron incluidos en la **Tabla 2**:

- Fluidos Corrosivos (Sí/No)
- Contaminantes (Incr/Paraf/Asfal)
- Inclinación del pozo (Horizontal/Vertical/Inclinado)
- Completamiento Múltiple (Sí/No)
- Restricciones de espacio en superficie (Sí/No)
- Presencia de Parafinas (Sí/No)

Esto es debido a que estos parámetros tienen opciones de escogencia de selección múltiple y por tanto no aplica el concepto de restricción en máximo y mínimo por lo que no trabajan con valores numéricos.

Lo anterior no implica que dichos parámetros sean ignorados durante el procedimiento de selección aplicado por la matriz, ya que son tenidos en cuenta a en las funciones valor que utiliza el método TOPSIS para realizar la selección.

Tabla 2. Rangos operativos tolerables de los sistemas de levantamiento artificial de interés para el proyecto

PARÁMETROS TÉCNICOS	BM		BES		BCP		BH Jet		BH Pistón		BN	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Tasa (BFPD)	15	4.760	100	38.000	5	7.000	200	30.000	200	30.000	100	38.000
Corte de Agua (%)	0	80	0	98	0	98	0	80	0	80	0	70
Viscosidad de Fluido (cp)	10	70.000	10	7.500	10	75.000	40	2.000	40	2.000	1	8.000
Producción de Arena (ppm o %)	0	200	0	200	0	30%	0	3%*	0	100	0	50
Relación Gas/Aceite (SCF/STB)	10	380	0	4.000	10	380	7	380	7	380	0	8.000
Profundidad (pies)	100	12.820	1.000	12.200	1.000	13.000	2.500	13.000	2.500	13.000	2.500	13.000
Diámetro de Tubería (pulgadas)	4 1/2	9 5/8	4 1/2	9 5/8	4 1/2	9 5/8	4 1/2	9 5/8	4 1/2	9 5/8	4 1/2	9 5/8
Temperatura (°F)	90	660	40	360	40	290	90	660	90	660	40	560
Presión En la entrada de la bomba (psi)	25	1.000	70	1.000	50	1.000	280	1.000	70	1.000	280	1.000

* 3% en el fluido producido, 200 ppm en el fluido motriz

Fuente: PEÑA, Juan Felipe. Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el Campo Corrales bloque Buenavista. (2016)

Para realizar la **Tabla 2** se usaron las tablas de *screening* para los diferentes sistemas de levantamiento artificial de Juan Felipe Peña en su documento “Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el Campo Corrales bloque Buenavista”. En específico se combinaron los rangos “Excelente”, “Superior”, “Bueno” y “Tolerable” del *screening* y de este rango combinado se obtuvo el valor máximo y mínimo. Esto se hizo para cada parámetro y con cada sistema de levantamiento artificial.

A continuación se presenta la implementación de rangos operativos más extensos para dejar el trabajo principal de selección al método de decisión multicriterio TOPSIS y solo descartar casos absolutamente incoherentes.

Los rangos máximos viables para los mismos parámetros, se presentan en la **Tabla 3**. Estos valores fueron tomados de las tablas de *screening* usadas para generar la **Tabla 2**, teniendo en cuenta la sección de inviable, con el fin de resaltar los valores máximos y mínimos a partir de los cuales se es inviable el uso de un sistema de levantamiento artificial.

Tabla 3. Rangos operativos implementados para el módulo

PARÁMETROS TÉCNICOS	BM		BES		BCP		BH Jet		BH Pistón		BN	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Tasa (BFPD)	10	6.000	100	40.000	5	8.000	0	35.000	0	35.000	100	40.000
Corte de Agua (%)	0	90	0	100	0	80	0	90	0	90	0	90
Viscosidad de Fluido (cp)	10	80.000	1	8.000	1	80.000	20	35.000	20	35.000	1	9.000
Producción de Arena (ppm o %)	0	300	0	200	0	60%	0	3%	0	300	0	50%
Relación Gas/Aceite (SCF/STB)	0	390	0	7.000	10	390	6	390	6	390	0	9.000
Profundidad (pies)	300	16.000	1.000	15.000	2.000	16.000	2.500	15.000	2.500	15.000	2.500	15.000
Diámetro de Tubería (pulgadas)	4 1/2	9 5/8	4 1/2	9 5/8	4 1/2	9 5/8	4 1/2	9 5/8	4 1/2	9 5/8	4 1/2	9 5/8
Temperatura (°F)	70	680	20	380	20	300	70	680	70	680	20	580
Presión En la entrada de la bomba (psi)	25	1.000	70	1.000	50	1.000	280	1.000	70	1.000	280	1.000

Fuente: PEÑA, Juan Felipe. Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el Campo Corrales bloque Buenavista. (2016)

La determinación de dichos rangos operativos es tomada de la literatura mediante la consulta de los valores mínimos y máximos para cada parámetro para cada sistema de levantamiento artificial.

3.4.2.4 Generación de funciones valor. Para cada combinación criterio-alternativa se requiere generar una función que defina la capacidad de manejo de una alternativa respecto a cada posible valor de dicho criterio.

Estas funciones son llamadas funciones valor y son generadas tomando en consideración la literatura a partir de la cual se obtuvo los parámetros técnicos pertinentes para la selección de un sistema de levantamiento artificial.

Las funciones valor permiten generalizar la aplicación de la matriz, es decir, que no se necesite generar una nueva matriz para cada proceso de selección.

Para la generación de las funciones valor de los parámetros numéricos se utilizaron datos de las tablas de *screening* de Peña usadas para generar la **Tabla 2**. Usando el criterio indicado en la **Tabla 4** se convirtieron los resultados del screening en puntajes numéricos para determinar el puntaje de cada parámetro de acuerdo a su clasificación dada en el screening.

Cuando un valor de un parámetro a tener en cuenta en la matriz no se encuentra dentro del rango de viabilidad especificado en la **Tabla 3** el sistema de levantamiento artificial evaluado se descarta de la selección. Por este motivo la clasificación de inviable no se toma en cuenta en la generación de la función valor.

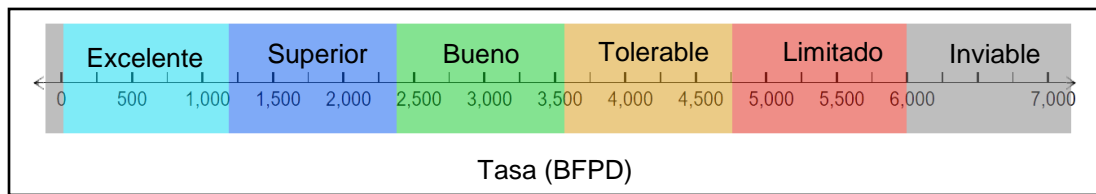
Tabla 4. Criterios para conversión del *screening*

Clasificación de Rango en el Screening	Valor Numérico del Rango	Valor tomado para la función valor
Inviable	1	SLA Descartado
Limitado	2	0
Tolerable	3	25
Bueno	4	50
Superior	5	75
Excelente	6	100

Por ejemplo, para generar la función valor de tasa para bombeo mecánico se realizó lo siguiente:

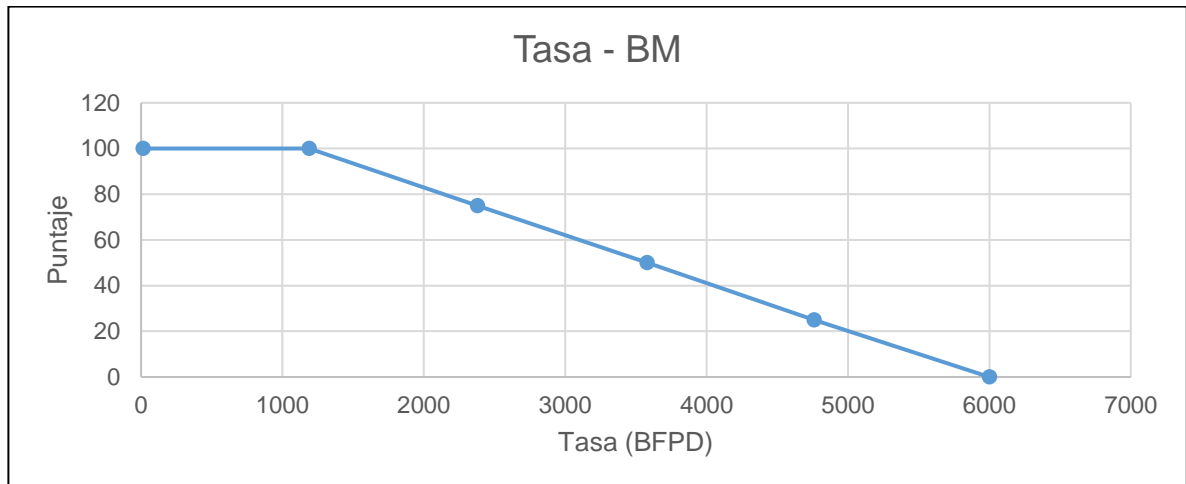
1. Leer la información de *screening* de bombeo mecánico para el parámetro tasa:
 - Excelente: 15 BFPD – 1189 BFPD
 - Superior: 1190 BFPD – 2379 BFPD
 - Bueno: 2380 BFPD – 3579 BFPD
 - Tolerable: 3580 BFPD – 4759 BFPD
 - Limitado: 4760 BFPD – 5999 BFPD
 - Inviabile: > 6000 BFPD
2. Ubicar los rangos en la recta numérica (ver **Figura 40**)

Figura 40. Rangos operativos parámetro Tasa, sistema BM



3. A cada rango asignarle una porción de recta representando puntaje en el eje “y”, de acuerdo con la **Tabla 4** (ver **Figura 41**)

Figura 41. Función valor de parámetro Tasa, sistema BM



Para la generación de las funciones valor para aquellos parámetros de selección múltiple que no fueron incluidos en las tablas de rangos operativos se extrajo información del documento “Criterios para la Selección del Sistema de

Levantamiento Artificial para Crudos Pesados y Extrapesados” de Páez⁶⁸, esta información se resume en la **Tabla 5**.

Se debe tener en cuenta que en esta tabla el valor de “uno” representa el sistema más apropiado, “dos” que es la opción siguiente y “tres” que no es el más deseable.

Tabla 5. Calificación diferentes tipos de SLA por parámetro.

Parámetro	Especificación	Mecánico	PCP	Hidráulica		Gas Lift	ESP
				Pistón	Jets		
Fluidos Corrosivos	Si	2	2	2	2	1	2
	No	1	1	1	1	1	1
Contaminantes	Incrustaciones	1	2	2	2	1	2
	Parafinas	1	2	1	1	1	2
	Asfaltenos	1	2	2	2	2	2
Inclinación del Pozo	Vertical	1	1	1	1	1	1
	Desviado	1	3	2	2	1	1
	Horizontal	2	3	2	2	1	1
Complejamiento	Simple	1	1	1	1	1	1
	Doble o Múltiple	3	3	3	2	1	2
Restricciones de Espacio	Si	3	1	2	2	2	1
	No	1	1	1	1	1	1
Presencia de Parafinas	Si	1	2	1	1	1	2
	No	1	1	1	1	1	1

Fuente: PAEZ, Ruth. Criterios para la Selección del Sistema de Levantamiento Artificial para Crudos Pesados y Extrapesados. p 9-10. (2003)

A partir de los valores de la **Tabla 5** y teniendo en cuenta las observaciones en el documento “Selection of Artificial Lift” de Clegg⁶⁹ se generaron los valores numéricos para las funciones valor de los parámetros de selección múltiple.

Las funciones valor concretas utilizadas en el desarrollo del proyecto se encuentran en el Anexo A: Funciones Valor.

3.4.2.5 Definición del algoritmo de selección de acuerdo al método. Se determinó un algoritmo de selección para definir el paso a paso que se debe realizar para llevar a cabo la selección de un sistema de levantamiento artificial, según el método de decisión seleccionado anteriormente.

Este paso a paso define como llevar los valores de los parámetros de selección hacia una recomendación de sistema de levantamiento artificial.

⁶⁸ PAEZ, Ruth. Criterios para la Selección del Sistema de Levantamiento Artificial para Crudos Pesados y Extrapesados. Tesis de maestría. 2003. 13 p.

⁶⁹ CLEGG, J. D.; Bucaram, S. M. y Hein, N. W. Recommendations and comparisons for selecting artificial-lift methods. 1993.

El algoritmo concreto utilizado en el desarrollo del proyecto es el siguiente:

1. Recibir datos de entrada:
 - Tasa (BFPD)
 - Corte de Agua (%)
 - Viscosidad de Fluido (cp)
 - Fluidos Corrosivos (Sí/No)
 - Producción de Arena (ppm)
 - Relación Gas/Aceite (SCF/STB)
 - Contaminantes en el fluido (Incrustantes/Parafinas/Asfáltenos)
 - Profundidad pozo (pies)
 - Diámetro de Tubería de producción (pulgadas)
 - Inclinación del pozo (°)
 - Temperatura fluido en fondo (°F)
 - Presión En la entrada de la bomba (psi)
 - Completamiento Múltiple (Sí/No)
 - Restricciones de espacio en superficie (Sí/No)
 - Presencia de Parafinas (Sí/No)
2. Descartar alternativas cuyos rangos operativos no cubran los valores indicados en los datos de entrada (Ver sección 3.4.2.3).
3. Usar las funciones valor para obtener un puntaje por cada combinación parámetro-sistema (Ver Anexo A: Funciones Valor).
4. A partir de estos puntajes generar la matriz de evaluación del método TOPSIS. La cual es una matriz $(x_{ij})_{m \times n}$ consistiendo de m alternativas y n criterios.
5. Normalizar la matriz usando la **Ecuación 1**. Produciendo la matriz R.

Ecuación 1: Normalización de Matriz

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}}, i = 1, 2, \dots, m; j = 1, 2, \dots, n$$

Donde,

r_{ij} = elemento de la matriz normalizada R

x_{ij} = elemento de la matriz de evaluación

m = número de alternativas

n = número de criterios

i = alternativa

j = criterio

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

6. Calcular la matriz de decisión normalizada y pesada (T).

Ecuación 2: Matriz de decisión normalizada y pesada

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

Donde,

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

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).

7. Determinar mejor y peor condición usando la **Ecuación 3**.

Ecuación 3: Mejor condición (A_b) y peor condición (A_w)

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

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

Donde,

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

$J_- = \{ j = 1, 2, \dots, n | j \}$ está asociado con los criterios que tienen un impacto negativo.

t_{ij} = elemento de la matriz pesada T

t_{bj} = máximo elemento de la matriz T

t_{wj} = 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).

8. Determinar la distancia euclidiana entre cada alternativa y la mejor y peor condición.

Ecuación 4: Distancia entre cada alternativa y la mejor condición (d_{ib}) y la peor condición (d_{iw})

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

Donde,

d_{ib} = distancia a mejor condición

d_{iw} = distancia a peor condición

t_{ij} = elemento de la matriz pesada T

t_{bj} = máximo elemento de la matriz T

t_{wj} = 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).

9. Calcular la similaridad a la peor condición usando la **Ecuación 5**.

Ecuación 5: Similaridad a la peor condición

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

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

10. Priorizar de mayor a menor basado en la similaridad a la peor condición.

11. Realizar la recomendación de nuevas tecnologías para los sistemas de levantamiento artificial convencionales recomendados.

El valor de s_{iw} se da como resultado del método TOPSIS, un ejemplo del resultado de aplicar estas ecuaciones se puede observar en la sección 4.2.2 correspondiente al modo de uso de la matriz, específicamente en la **Figura 65**.

El resultado final del algoritmo es la lista de recomendaciones priorizada que otorga la matriz.

3.4.2.6 Recomendación de las nuevas tecnologías. Las nuevas tecnologías son un valor agregado del proyecto para el ingeniero además de poder decidir qué sistema de levantamiento usar de acuerdo a las condiciones establecidas, conocer que avances tecnológicos sobre dicho sistema seleccionado pueden aplicarse para ese caso y que permita una mejora en las condiciones operativas y una optimización del proceso.

Estas recomendaciones de nuevas tecnologías se otorgan en la sección de recomendaciones que genera la matriz de selección.

Para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial de relevancia para el proyecto, se va a definir una o más recomendaciones de nuevas tecnologías, las cuales se van a presentar en caso que los valores de los parámetros técnicos estén dentro de las condiciones operativas de la tecnología en cuestión, de lo contrario solo será presentada la matriz con sus recomendaciones de sistemas de levantamiento artificial.

Las nuevas tecnologías tomadas a consideración se pueden observar en la **Cuadro 9**:

Cuadro 9. Recomendaciones de nuevas tecnologías

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	AÑO	NUEVAS TECNOLOGÍAS
BES	2016	Slimline ESP
	2008	Permanent Magnet Motors (PMM)
	2016	SandGuard (by Multilift Welltec, LLC)
	2015	Rigless ESP Conveyance System
	2013	Motor Lead Extension (MLE)
BM	2016	Unidad de Bombeo Maximizer III (by Weatherford)
	2016	Varillas de fibra de carbono (by Megalex, LLC)
	2016	Nuevos Acoples de las varillas ToughMet 3 (by Materion)
	2015	STP (Sand tolerant pump) bomba tolerante de arenas (by Weatherford)
	2015	Unidad de bombeo Liberty HE (by Liberty Lift Solutions)
BCP	2014	Motor controlador de velocidad constante (by Motor Wise)
	2016	Cabeza de unidad PCM Driver (by PCM)
	2013	Zenith PCP Protection System (by Lufkin)
BH tipo pistón	2013	Insertable PCP Anchor
	2014	Permanent Magnet Motors (PMM-PCP)
	2015	A "rod-less" rod pump (by Dover Artificial lift)
BH tipo jet	2014	Bomba Hidráulica tipo pistón Recuperable (by Cormorant Engineering)
	2013	Flatpack vertical umbilical (by CJS Production Technologies)
	2015	Hydra-Cell seal-less pump design (by JJ-Tech)
BN	2014	Bomba Hidráulica tipo jet multi-etapa (by Accelerated Production Services)
	2015	Ultra-Flo System (by JJ-Tech)
	2016	UltraLift deepwater gas lift system (by Weatherford)
	2015	PCS Ferguson Gas Lift Manager (GLM; by Dover Artificial Lift)
BN	2013	Hydraulic control-line operated gas lift valve system (by PTC)
	2013	Side pocket mandrel (SPM) system (by PTC)

Fuente: WOODS, Joe; LEA, James y WINKLER, Herald. What's new in Artificial Lift. En: Revista WORLD OIL. 2012-2016. Vol 237. No 6.

3.4.3 Fase 3: Diseño del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial. El desarrollo de la Fase 3 consta de la generación del mapa de ocurrencias el cual como se mencionó anteriormente debía desarrollarse simultáneamente con la Fase 1, la generación de la matriz de selección, así como el desarrollo del manual operativo del aplicativo.

El software fue desarrollado como una aplicación web de la cual se hizo énfasis en su definición y funcionamiento el capítulo 2.3 del proyecto, el módulo generado a

partir de este aplicativo web forma parte del manual general de completamiento de pozos (MGCP) de Ecopetrol S.A.

Se manejó los lenguajes de programación PHP y JavaScript para la programación de software del lado del servidor y del cliente respectivamente.

Se manejó para el servidor el *framework* “Laravel”, el cual maneja la arquitectura MVC (referirse a la sección 2.3.5).

Para el desarrollo del proyecto se creó un controlador, llamado *AlsController* en el código, el cual maneja toda la lógica del lado del servidor respecto al módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial.

3.4.3.1 Generación del mapa. El mapa de ocurrencias se generó haciendo uso del API de *Google Maps* a partir de la información obtenida desde OpenWells® y previamente validada con el aplicativo MIGEP de la Asociación Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Los marcadores del mapa hacen uso de un código de colores representando el sistema de levantamiento artificial instalado en cada ocurrencia, las convenciones se pueden observar en la **Figura 42**.

Figura 42. Convenciones del mapa de ocurrencias

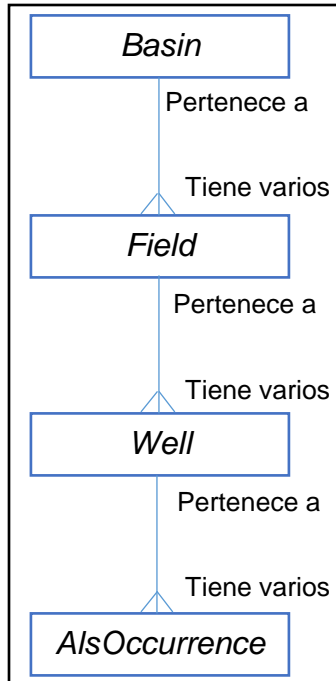


Para el mapa de ocurrencias se hizo uso de los siguientes modelos:

- *Basin*: Representa una Cuenca Sedimentaria.
- *Field*: Representa un Campo.
- *Well*: Representa un Pozo.
- *AlsOccurrence*: Representa un evento de instalación o cambio de sistema de levantamiento artificial.

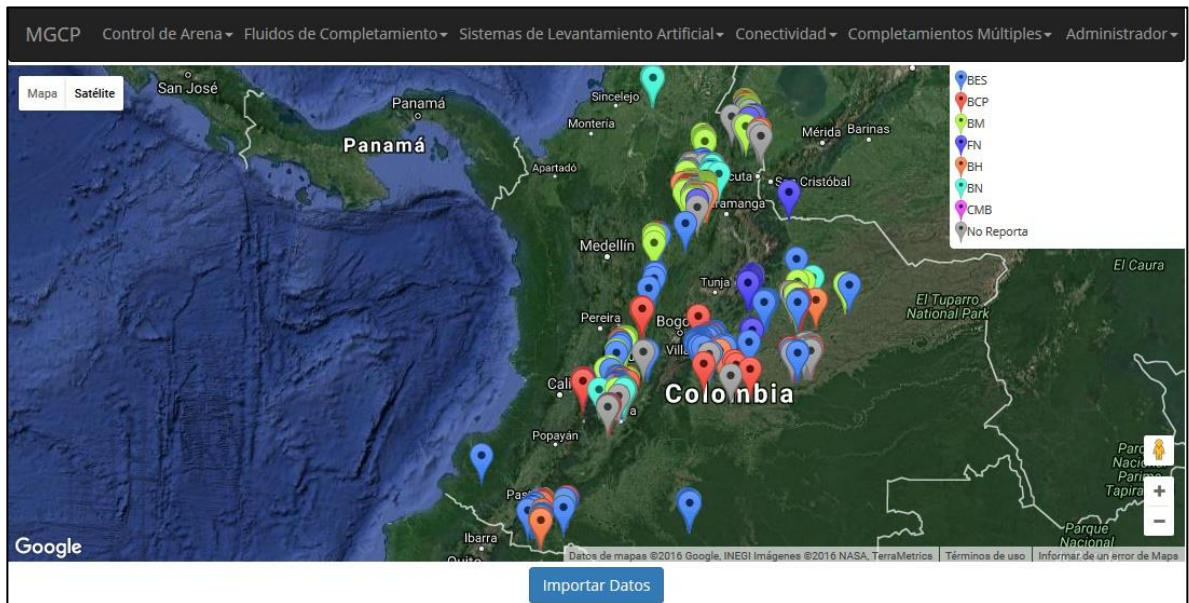
Las relaciones entre estos modelos se pueden observar en la **Figura 43**:

Figura 43. Diagrama de relaciones de los modelos usados para el mapa de ocurrencias



El mapa de ocurrencias usa una sola vista: “map_pozos”. La cual muestra el mapa de ocurrencias como se observa en la **Figura 44**.

Figura 44. Vista map_pozos



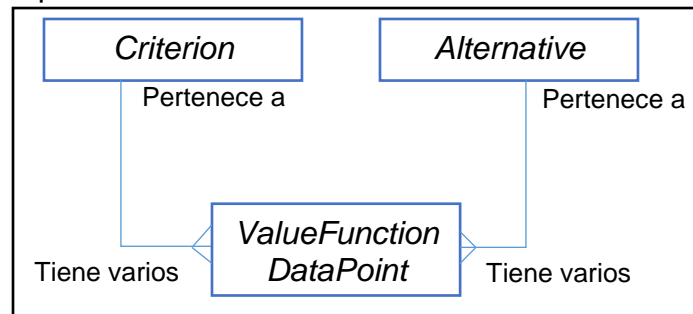
3.4.3.2 Implementación de la matriz. Se incluyó el procedimiento descrito por la matriz en el módulo, tomando en cuenta las nuevas tecnologías que puedan ser aplicadas. De forma que el usuario al ingresar los datos de entrada solicitados obtiene como resultado una selección preliminar según el procedimiento previamente definido.

Para el desarrollo de la matriz se usaron los siguientes modelos:

- *Criterion*: Representa un criterio de selección para la matriz.
- *Alternative*: Representa una alternativa.
- *ValueFunctionDataPoint*: Representa un punto para la definición de una función valor asociada a un criterio y una alternativa.

Las relaciones entre estos modelos se pueden observar en la **Figura 45**:

Figura 45. Diagrama de relaciones de los modelos usados para la matriz de selección



Y se crearon las siguientes vistas:

- *matrix*: Matriz de selección.
- *matrix_config*: Pantalla de selección de configuraciones de la matriz.
- *matrix_value_func*: Pantalla de selección de parámetros para ir a *matrix_param_form*.
- *matrix_param_form*: Pantalla de creación y edición de parámetros para la matriz.
- *matrix_alternatives*: Pantalla de selección de alternativas para ir a *matrix_alternative_form*.
- *matrix_alternative_form*: Pantalla de creación y edición de alternativas para la matriz.
- *matrix_weights*: Pantalla de edición de los pesos de los criterios.

Figura 46. Vista *matrix*: Matriz de selección

MGCP Control de Arena Fluidos de Completamiento Sistemas de Levantamiento Artificial Conectividad Completamientos Múltiples 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.

Viscosidad

Arenas

Recomendaciones

1. BES
2. BM
3. BCP

[Configurar matriz](#)

La **Figura 46** muestra la vista de la matriz de selección en el aplicativo web, en este caso se muestra la pantalla donde se introducirán los datos respectivos de cada parámetro a tener en cuenta en la matriz de selección y el resultado a manera de recomendaciones de los sistemas de levantamiento artificial más acordes a las condiciones introducidas.

Cabe aclarar que la matriz y más específicamente la vista mostrada en la **Figura 47** cuenta con los 16 parámetros técnicos de los cuales por cuestiones de espaciamiento en la imagen solo se muestran dos (viscosidad y arenas).

Figura 47. Vista *matrix_config*: Configuración de la Matriz

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

Configuración de la Matriz

Aquí podrá configurar los valores bajo los que opera la matriz de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial.

La **Figura 47** muestra la vista del aplicativo en donde se procede a la acción de configuración de las funciones valor introducidas en la matriz así como los pesos y alternativas.

Figura 48. Vista *matrix_value_func*: Funciones valor

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

Funciones valor

Aquí podrá configurar las funciones valor para cada combinación Parametro-Alternativa.
Seleccione el parametro para el que desea configurar sus funciones valor:

Viscosidad
Arenas

Agregar parametro

La **Figura 48** muestra la vista del aplicativo donde se puede entrar a modificar las funciones valor para cada uno de los parámetros de selección de la matriz, se accede a esta vista después de haber ingresado por la vista de configuraciones mostrada en la **Figura 47**.

Figura 49. Vista *matrix_param_form*: Configuración funciones valor por parámetro

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

Configurar funciones valor del parametro: Viscosidad

Aquí podrá configurar el parametro Viscosidad y sus funciones valor.

Nombre

BM	
Valor	Puntaje
<input type="text" value="10"/>	<input type="text" value="100"/>
<input type="text" value="50"/>	<input type="text" value="30"/>

+Adicionar Fila -Eliminar Fila

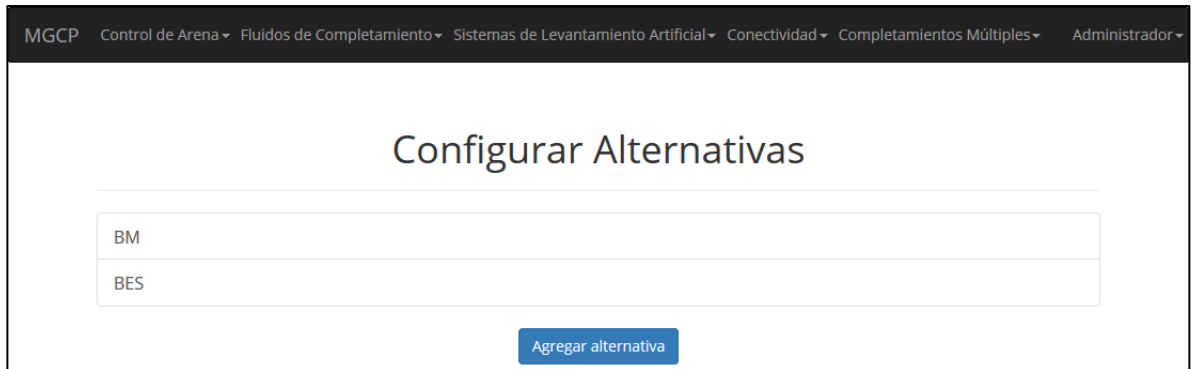
BES	
Valor	Puntaje
<input type="text" value="20"/>	<input type="text" value="80"/>
<input type="text" value="40"/>	<input type="text" value="20"/>

+Adicionar Fila -Eliminar Fila

Agregar parametro

La **Figura 49** muestra la vista de la pantalla de configuración de las funciones valor, a esta vista se accede luego de haber seleccionado algún parámetro de la sección anterior (**Figura 48**), se puede observar en este caso las modificaciones que podrían realizarse sobre el parámetro viscosidad para los diferentes sistemas de levantamiento artificial, así mismo al fondo se observa el botón “agregar parámetro”, el cual permite guardar los cambios en el parámetro sobre el que se está trabajando.

Figura 50. Vista *matrix_alternatives*: configurar alternativas



La **Figura 50** muestra la vista de la pantalla de configuración de las alternativas, esta es una vista sencilla que lo único que permite configurar es el nombre o abreviatura de las alternativas (sistemas de levantamiento artificial) que aparecen en el aplicativo.

Figura 51. Vista *matrix_alternative_form*: Editar alternativa



La **Figura 51** muestra la vista de la pantalla de edición de la alternativa (sistema de levantamiento artificial), se accede a esta pantalla seleccionando la alternativa a configurar como se observa en la **Figura 50**, además como ya se explicó en la figura anterior esta pantalla de configuración solo permite dar edición al nombre o abreviatura de la alternativa seleccionada, en este caso se seleccionó editar la alternativa de bombeo mecánico (BM) a manera de ilustración.

Figura 52. Vista *matrix_weights*: Configurar Pesos



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

Configurar Pesos

Aquí podrá configurar los pesos de cada uno de los parametros.

Viscosidad

Arenas

Actualizar Pesos

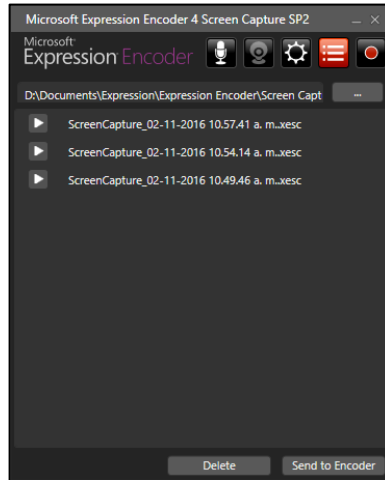
La **Figura 52** muestra la vista de la pantalla de configuración de los pesos de cada uno de los parámetros, en esta pantalla el ingeniero puede modificar el peso elegido para cada uno de los parámetros técnicos tenidos en cuenta para el desarrollo de la matriz de selección.

3.4.3.3 Desarrollo del manual de usuario. Se desarrolló un manual de usuario que explica el uso del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial de forma simple y concisa.

Esto con el fin que el ingeniero que esté realizando el proceso de selección a través del aplicativo comprenda como observar las tendencias existentes en el lugar donde se desarrolla la selección así como ingresar la información de manera adecuada al módulo y sacar el mayor provecho de este.

El manual se construyó como un video explicativo usando el programa gratuito *Expression Encoder 4*, el cual permite capturar video de pantalla. La interfaz del programa se puede observar en la **Figura 53**.

Figura 53. Interfaz del programa *Expression Encoder*



Fuente: MICROSOFT, *Expression Encoder 4*.

El manual se dividió en tres partes, una breve introducción acerca del proyecto, explicación del uso del mapa de ocurrencias y explicación del uso y diferentes opciones de configuración de la matriz de selección.

Por último el video resultante se incluyó en el módulo para poder ser consultado desde el mismo, como se observa en la **Figura 54**.

Figura 54. Manual de usuario en MGCP

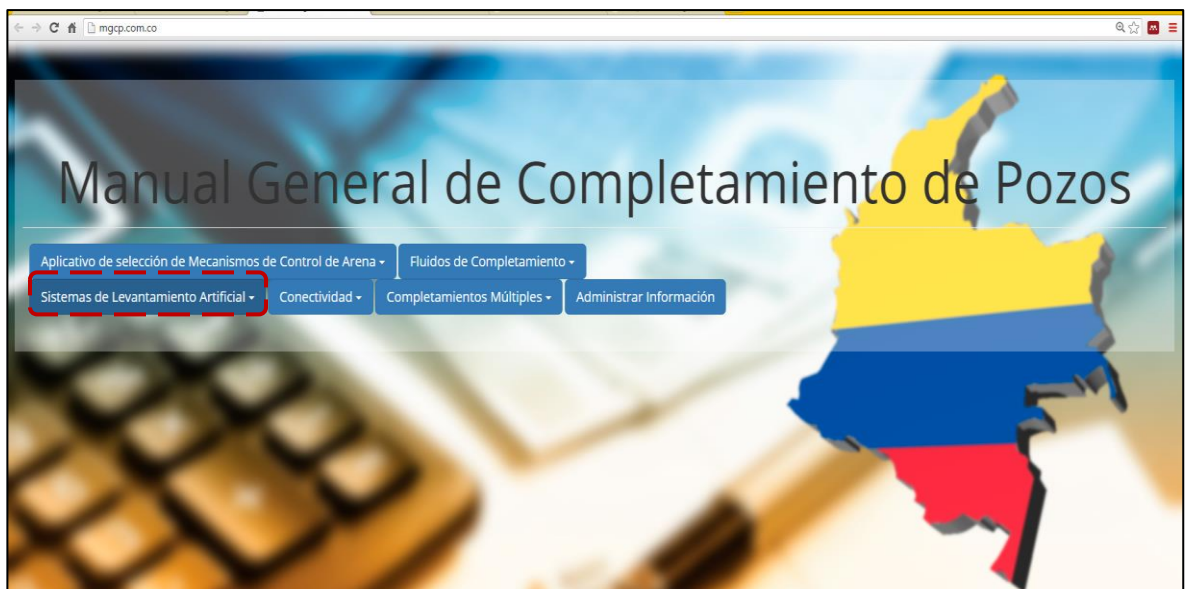


4. RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del desarrollo del proyecto, se mostrará el **módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial** en su totalidad (ver **Figura 55**), es decir, el aplicativo conteniendo el mapa de ocurrencias junto con la matriz de selección y las recomendaciones asociadas a las nuevas tecnologías.

Además de un manual del usuario a manera de video explicativo para que el ingeniero o la persona interesada en realizar un estudio de pre-factibilidad para la selección de un sistema de levantamiento artificial en un determinado pozo productor, haciendo uso del módulo pueda entender su funcionamiento y utilizarlo de la manera más apropiada.

Figura 55. Interfaz del módulo de selección preliminar de sistemas de levantamiento artificial, contenido en el aplicativo virtual “Manual General de Completamiento de Pozos”



Cabe aclarar que para acceder a cualquier parte del manual se solicitaran primero las credenciales de inicio de sesión como lo muestra la **Figura 56**.

Figura 56. Inicio de sesión en MGCP

Iniciar Sesión

Nombre de usuario

Contraseña

Recordarme en este computador

Iniciar sesión

¿Olvidó la contraseña?, click aquí para restaurarla.

4.1 MAPA DE OCURRENCIAS

El mapa de ocurrencias contiene las tendencias en sistemas de levantamiento artificial para todos los pozos operados por Ecopetrol S.A. y que presenten instalación y/o cambio de sistema de levantamiento artificial durante el periodo 2005-2015.

Gracias a este mapa el usuario será capaz de ubicar las tendencias en sistemas de levantamiento artificial para la zona o sector en la cual vaya a desarrollar una actividad de selección de método de levantamiento artificial y poder hacerse a una idea de cuál podría ser la alternativa a elegir.

4.1.1 Acceso. El mapa de ocurrencias está disponible a través del aplicativo MGCP y se puede acceder mediante las siguientes dos formas:

- Desde la página de inicio <<http://mgcp.com.co>> (ver **Figura 57**)

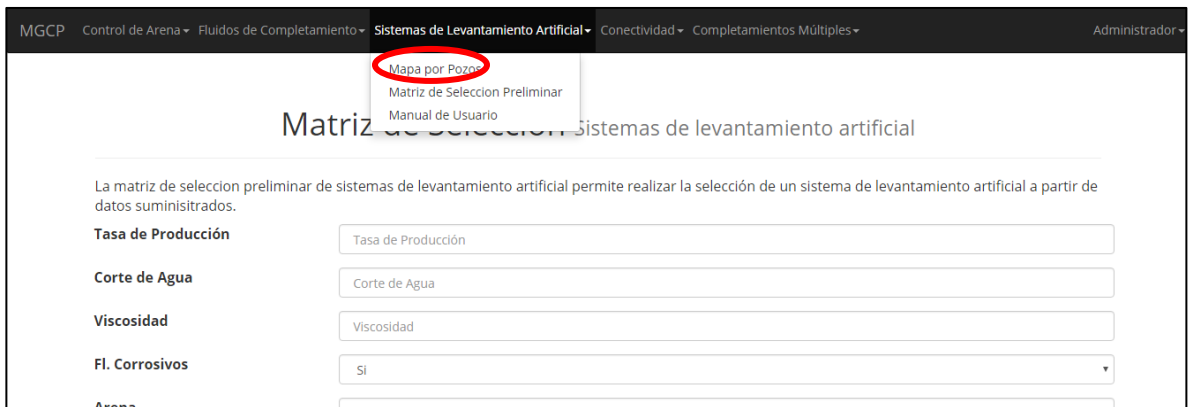
Figura 57. Acceso al mapa de ocurrencias desde la página de inicio



En la página de inicio se selecciona la opción “Sistemas de Levantamiento Artificial” y posteriormente la opción “Mapa por pozos”.

- Desde cualquier página de MGCP (ver **Figura 58**)

Figura 58. Acceso al mapa desde cualquier página de MGCP



En la parte superior de la página se selecciona la opción “Sistemas de Levantamiento Artificial” y posteriormente la opción “Mapa por pozos”

4.1.2 Modo de uso. Al acceder al mapa por pozos mediante la barra de navegación (**Figura 59**, numeral 1) aparece un mapa de Colombia con diferentes marcadores (**Figura 59**, numeral 5) cuyas convenciones se encuentran en la parte superior derecha de la página indicando los códigos de colores para cada sistema de levantamiento artificial (**Figura 59**, numeral 4).

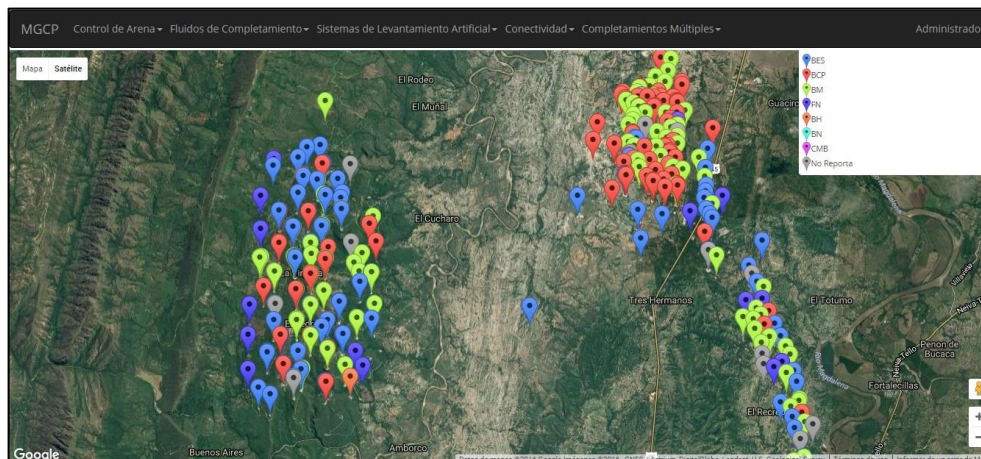
El usuario puede realizar zoom sobre este mapa, de facultad interactiva, para observar con mayor detenimiento las tendencias de sistemas de levantamiento artificial sobre zonas específicas que el mismo desee observar, así mismo es posible interactuar con los marcadores del mapa; al hacer clic sobre estos aparece una ventana de información con varios datos como: el nombre del pozo que representa el marcador, el tipo de completamiento original, el sistema de levantamiento artificial instalado, la fecha de instalación, entre otros como se puede observar en el numeral 3 de la **Figura 59**.

Figura 59. Partes de la interfaz del mapa de ocurrencias



1. Barra de Navegación.
2. Área del mapa.
3. Ventana de Información detallada del pozo.
4. Convenciones del SLA
5. Marcadores para cada SLA instalado.

Figura 60. Función de zoom del mapa de ocurrencias



Como se explicó anteriormente, el mapa de ocurrencias es de facultad interactiva por lo que posible interactuar con los marcadores de los pozos así como con el mapa mismo realizando zoom o alejando la pantalla, el poder realizar zoom sobre el mapa permite como se observa en la **Figura 60** observar de manera localizada las tendencias de sistemas de levantamiento artificial en zonas específicas.

En la **Figura 60** se muestra un zoom realizado cerca de Neiva en donde se observan campos como San Francisco (a la izquierda), Dina (a la derecha, parte superior), entre otros, se puede apreciar que la tendencia predominante en San Francisco es el uso de sistemas de bombeo electrosumergible (BES) cuyo marcador es de color azul.

4.1.3 Ejemplos de uso. A continuación se presentarán algunos ejemplos de cómo el usuario puede utilizar el mapa de ocurrencias:

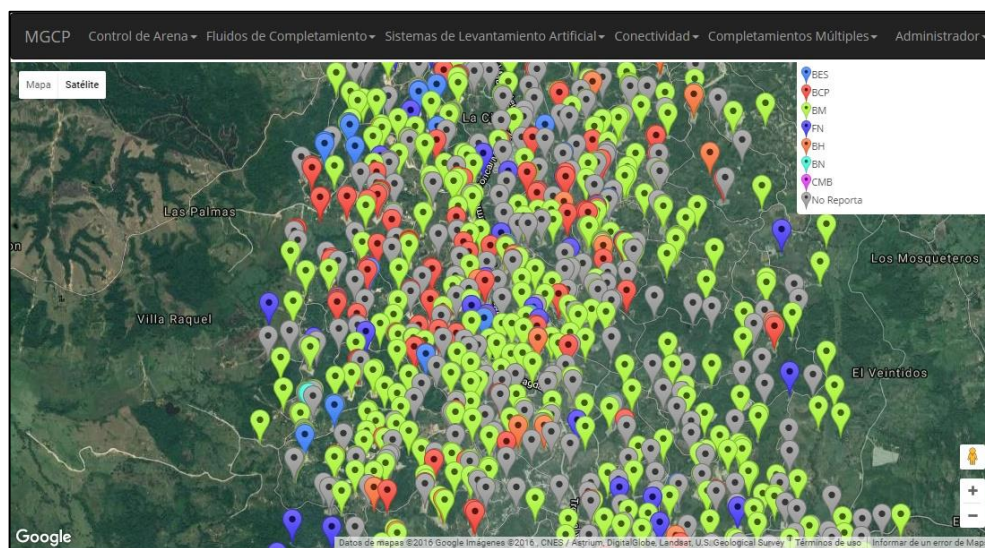
Figura 61. Tendencias Campos Castilla y Chichimene



La **Figura 61** muestra una sección del Campo Castilla (parte inferior derecha) en donde se encuentra señalado un marcador de dicho campo mostrando la información del pozo seleccionado, es fácilmente observable que la tendencia predominante del Campo Castilla es el uso del bombeo electrosumergible (BES).

Así mismo en la parte superior izquierda se observan pozos del Campo Chichimene donde queda claro que la tendencia predominante de esa zona es el uso del bombeo electrosumergible (BES), sin embargo también es apreciable la presencia de bombas de cavidades progresivas (BCP) en ciertos pozos del área del Campo Chichimene.

Figura 62. Tendencias SLA en Campo La Cira



La **Figura 62** presenta la distribución de sistemas de levantamiento artificial para el Campo La Cira, en donde descartando aquellos marcadores de “No reporta” (en gris), se puede observar claramente que la tendencia de sistemas de levantamiento artificial predominante para este campo es el uso de bombeo mecánico (BM).

Tanto los ejemplos de uso de la **Figura 61** como la **Figura 62** muestran la versatilidad del mapa de ocurrencias y la gran facilidad de manejo para observar las tendencias de sistemas de levantamiento artificial instalados en los campos que sean objeto de estudio del usuario.

4.2 MATRIZ DE SELECCIÓN PRELIMINAR

La matriz de selección preliminar, otorga recomendaciones de cuál sería el mejor sistema de levantamiento artificial dadas bajo ciertos parámetros los cuales fueron estimados a lo largo del proyecto y se implementaron dentro del método de decisión multicriterio para el correcto funcionamiento de la matriz.

Gracias a esta matriz el usuario será capaz de estimar qué sistemas de levantamiento artificial en orden de jerarquía serían los más apropiados para ciertas condiciones de un pozo objeto de estudio.

Los valores para los parámetros debieron ser previamente obtenidos o estimados por el usuario para una mayor exactitud del método, aunque también pueden omitirse valores. La matriz otorga una recomendación de cuál es el sistema de levantamiento artificial más apto para las condiciones de entrada que introduce el usuario y así mismo otorga una serie de sugerencias de nuevas tecnologías asociadas a los métodos de levantamiento artificial.

4.2.1 Acceso. La matriz de selección preliminar está disponible a través del aplicativo MGCP y se puede acceder a él de 2 formas:

- Desde la página de inicio (ver **Figura 63**)

Figura 63. Acceso a la matriz desde la página de inicio



En la página de inicio se selecciona la opción “Sistemas de Levantamiento Artificial” y posteriormente la opción “Matriz de Selección Preliminar”.

- Desde cualquier otra página (ver **Figura 64**)

Figura 64. Acceso a la matriz desde cualquier otra página



En la parte superior se la página se selecciona la opción “Sistemas de Levantamiento Artificial” y posteriormente la opción “Matriz de Selección Preliminar”.

4.2.2 Modo de uso. Al ingresar en la matriz de selección preliminar desde el aplicativo aparece una página en donde deberá ser introducida por el usuario la información de los parámetros técnicos tenidos en cuenta en el desarrollo de la matriz.

El usuario ingresa la información que previamente ya debió obtener para realizar la selección, mientras se van introduciendo los valores de los parámetros, se recalcula automáticamente la clasificación de los sistemas de levantamiento artificial con el método TOPSIS y otorga los resultados a manera de recomendaciones como se observa en la **Figura 65**.

Figura 65. Página de la matriz de selección (fragmento)

<h2>Matriz de Selección <small>Sistemas de levantamiento artificial</small></h2>	
<p>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.</p>	
Tasa de Producción (BPD)	<input type="text" value="3000"/>
Corte de Agua (%)	<input type="text" value="20"/>
Viscosidad (cp)	<input type="text" value="200"/>
Fluidos Corrosivos	<input type="text" value="Si"/>
Arena (ppm)	<input type="text" value="80"/>

La **Figura 66** muestra la continuación de la página de la matriz de selección en donde se deben introducir los datos pertinentes para que esta desempeñe su labor de selección, como se puede observar en esta imagen una vez introducida toda la información se entrega una lista de recomendaciones de sistemas de levantamiento artificial en orden jerárquico para los parámetros estipulados y calculado mediante el método de decisión TOPSIS.

Figura 66. Ventana con SLA recomendado de acuerdo a prioridades y Nuevas tecnologías.

Mostrar tabla de puntajes

Recomendaciones

1. Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BH Jet) (Puntaje TOPSIS = 0.4567)
2. Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (BH Pistón) (Puntaje TOPSIS = 0.4233)

Nuevas tecnologías asociadas a las recomendaciones

- **Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BH Jet):** Hydra-Cell seal-less pump design (by JJ-Tech): Elimina emisiones de VOC, packing maintenance and plunger wear (2015)
- **Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BH Jet):** Bomba Hidráulica tipo jet multi-etapa (by Accelerated Production Services): Bomba pequeña descarga en bomba grande (2014)
- **Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BH Jet):** Ultra-Flo System (by JJ-Tech): Reduce mantenimiento (2015)
- **Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (BH Pistón):** A "rod-less" rod pump (by Dover Artificial lift, 2015)
- **Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (BH Pistón):** Bomba Hidraulica tipo pistón Recuperable (by Cormorant Engineering, 2014)
- **Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (BH Pistón):** Flatpack vertical umbilical (by CJS Production Technologies, 2013)

[Configurar matriz](#)

El resultado del método TOPSIS es un valor entre 0 y 1 para cada alternativa, este resultado se muestra junto con la recomendación con el nombre "Puntaje TOPSIS" para observar la diferencia de aptitud de cada sistema.

En la **Figura 66** también se muestra la parte final de la página de la matriz de selección en donde se mencionan las nuevas tecnologías asociadas a los sistemas de levantamiento artificial resultantes en la lista de recomendaciones después de realizada la selección.

Con propósitos ilustrativos en la **Figura 66** se incluyen las recomendaciones para todos los sistemas, a pesar de que el Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BH Jet) y el

Bombeo Neumático (BN), no se encuentran en las recomendaciones porque hay valores que se salen del rango operativo de estos sistemas, como se puede observar en la **Figura 67**.

La matriz funciona aun si no se le proporcionan todos los datos. Los datos no proporcionados no entran en el proceso de selección.

Si se desea observar cómo se lleva a cabo el proceso de selección por parte de la matriz, es posible habilitar en la misma matriz la opción “Mostrar tabla de puntajes” la cual genera una tabla de Criterios vs Alternativas con los puntajes calculados, estos puntajes se obtienen a partir de las funciones valor y se usan para el procedimiento TOPSIS (ver sección 3.4.2.5). Esta tabla de puntajes se puede apreciar en la **Figura 67**.

En la tabla también es posible observar cuales valores se salen del rango de las alternativas y por ende terminan siendo descartados de la selección.

Figura 67. 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

4.3 MANUAL DE USUARIO

El manual de usuario se incluye junto con el módulo de selección preliminar y el mapa de ocurrencias.

Se puede acceder a este manual desde el aplicativo y se encuentra a manera de video explicativo el cual muestra al usuario el funcionamiento de la matriz de selección y el mapa de ocurrencias y el cómo hacer un uso práctico de estos para un mejor aprovechamiento de la herramienta.

4.3.1 Acceso. El manual de usuario está disponible a través del aplicativo MGCP y se puede acceder a él de 2 formas:

- Desde la página de inicio (**Figura 68**)

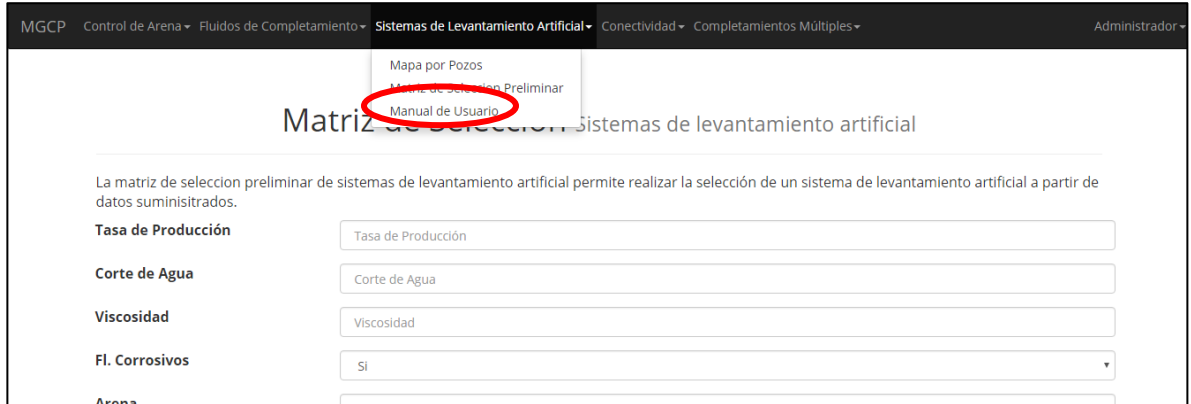
Figura 68. Acceso al manual de usuario desde la página de inicio



En la página de inicio se selecciona la opción "Sistemas de Levantamiento Artificial" y posteriormente la opción "Manual de usuario".

- Desde cualquier otra página (**Figura 69**)

Figura 69. Acceso al manual desde cualquier otra página



En la parte superior de la página se selecciona la opción “Sistemas de Levantamiento Artificial” y posteriormente la opción “Manual de usuario”.

Posteriormente al acceso se observa la página en la que se puede reproducir el video del manual de usuario como se ilustra en la **Figura 70**.

Figura 70. Ventana del manual de usuario

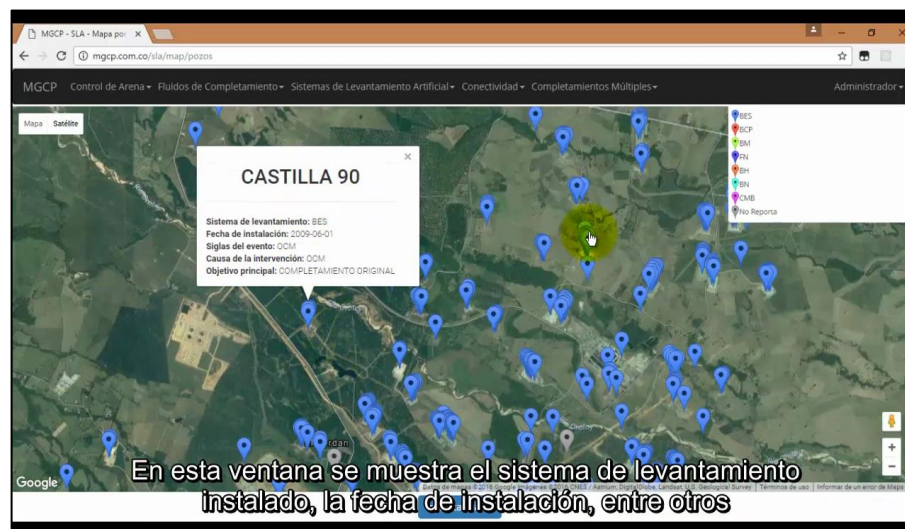


4.3.2 Contenido. El manual de usuario está estructurado de forma similar a este capítulo, incluyendo una explicación del mapa y la matriz en la siguiente estructura.

En ocasiones la matriz determinará que hay valores fuera de rango, la determinación de los rangos operativos se habla en detalle en la sección 3.4.2.3.

1. Mapa de Ocurrencias
 - a. Acceso al mapa
 - b. Modo de uso
2. Matriz de Selección
 - a. Acceso a la matriz
 - b. Modo de uso

Figura 71. Imagen extraída del manual de usuario



La **Figura 71** muestra una imagen del manual de usuario el cual como ya se explicó anteriormente se presenta a manera de video, en la imagen se puede observar cómo se presenta el video explicativo del manual el cual fue elaborado con subtítulos detallando los aspectos más importantes considerados para el entendimiento del usuario sobre el funcionamiento del módulo.

5. CONCLUSIONES

- De la recolección, organización, revisión y validación de información del proyecto, se puede concluir que bombeo mecánico (BM) es el sistema de levantamiento artificial más utilizado por Ecopetrol S.A. en Colombia durante el periodo 2005-2015 con un porcentaje de uso del 31% (1931 eventos) (véase **Figura 35**), seguido del bombeo electrosumergible (BES) con un 23% (1369 eventos), el bombeo por cavidades progresivas (BCP) con un 16% (978 eventos), bombeo hidráulico (BH) con un 4% (265 eventos), y por último bombeo neumático (BN) con un 2% (149 eventos).
- El mapa de ocurrencias por pozos del aplicativo MGCP es una herramienta que permite al usuario observar de manera localizada las tendencias de sistemas de levantamiento artificial existentes en la zona objeto de estudio.
- Se determinó que el más importante de los parámetros técnicos para la selección de un sistema de levantamiento artificial es la tasa de producción, seguido de los parámetros relacionados a las propiedades de los fluidos del yacimiento y en menor grado los relacionados a las características del yacimiento y la infraestructura en superficie.
- La matriz de selección del aplicativo MGCP genera un listado de recomendaciones jerarquizado de sistemas de levantamiento artificial por medio del método de decisión multicriterio TOPSIS el cual genera un puntaje de 0 a 1 de acuerdo con los parámetros establecidos (Ver sección 3.4.2.1) y los valores que sean introducidos en dicha matriz. Así mismo la matriz establece un listado de nuevas tecnologías (Ver sección 3.4.2.6) asociadas con los sistemas de levantamiento artificial enlistados.
- El módulo de selección de sistemas de levantamiento artificial permite realizar la selección preliminar de un sistema de levantamiento artificial para un pozo nuevo o para evaluar un cambio de sistema en un pozo existente mediante a) la observación de las tendencias geográficas de los sistemas de levantamiento en la zona objeto de estudio así como b) las recomendaciones de la matriz dadas las condiciones para el pozo.
- No fue posible determinar el grado de confiabilidad de la matriz para este proyecto, ya que se encuentra sujeto a pruebas reales pendientes por realizar, las cuales no pudieron ser llevadas a cabo debido a la falta de acceso a la información requerida por lo tanto no se concretó la validación de la matriz, teniendo en cuenta este evento la matriz se entrega con la opción de poder ser configurada para tener posibles mejoras a futuro.

- Los tiempos de selección se definieron como los siguientes: El tiempo necesario para el uso de la matriz de selección es de aproximadamente 47 segundos, mientras que el tiempo necesario para localizar un campo específico en el mapa y observar la tendencia general de sistemas de levantamiento artificial en la zona es de aproximadamente 30 segundos. Estos tiempos fueron determinados durante la realización del manual de usuario.

6. RECOMENDACIONES

- Establecer una revisión de la información de coordenadas obtenida de la plataforma OpenWells® en comparación con el aplicativo MIGEP de la ANH para mantener un control de la calidad de la misma y no se generen incongruencias entre los datos.
- Profundizar en las tendencias de cada uno de los campos, a manera de nuevos proyectos que estudien los motivos y razones por las cuales el sistema de levantamiento de cierto campo es el predominante.
- Realizar un estado del arte de sistemas de levantamiento artificial, describiendo la aplicabilidad de nuevas tecnologías a nivel mundial y local (Colombia) y los rangos operativos de cada una de estas.
- Evaluar con profesionales expertos en el diseño y operación de sistemas de levantamiento artificial los criterios y pesos valor de la matriz de selección debido a que las funciones valor fueron elaboradas únicamente a partir de información teórica.
- Formular una versión mejorada de la matriz, transformándola de aplicación netamente teórica a una plataforma numérica más robusta que incluya la relación aritmética entre los diferentes parámetros técnicos.
- Mantener actualizada la base de datos del módulo MGCP respecto a la información que se vaya actualizando en la base de datos OpenWells®.
- Evaluar en el mediano plazo, grado de ajuste y nivel de confiabilidad en los resultados obtenidos por la herramienta.
- Añadir a las ventanas de información desplegadas por los marcadores del mapa un icono que simbolice el sistema de levantamiento artificial instalado en el pozo.
- Obtener información de OpenWells® sobre el estado mecánico actual de los pozos y generar una representación gráfica del estado mecánico para cada pozo en el mapa al seleccionar su respectivo marcador.
- Añadir al mapa herramientas de análisis estadístico por Cuenca, por Bloque y por área personalizada.
- Añadir al módulo herramientas de conversión de coordenadas.

BIBLIOGRAFÍA

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

_____. Contrato de producción y exploración de hidrocarburos. [Consultado en 24 de noviembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/CONTRATOS%20FIRMADOS%20EP%20y%20TEAS/CONTRATOS%20EyP%20TEAS%20%20%202012/CTO%20EyP%20PURPLE%20ANGEL%202012.pdf>>. 121p.

AGUIRRE, Eduardo. VIVAS, P. Yoel, A. Completación De Pozos. Argentina: El Cid Editor - Ingeniería, 2007.

ALEMI, Mehrdad. A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model. 2010. Disponible en Internet: <<http://www.academicjournals.org/journal/JPGE/article-full-text-pdf/DD2D4E82719>>. 7 p.

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. Disponible en Internet: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.633.2461&rep=rep1&type=pdf>>. 143 p.

ASSARI, Ali; MAHESHAND, T.M y ASSARI, Erfan. Role of public participation in sustainability of historical city: usage of TOPSIS method. Disponible en Internet: <<http://www.indjst.org/index.php/indjst/article/view/30378/26306>>. 2012.

BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007. 92 p.

BEAL, Vangie. API - application program interface. [Citado en 22 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.webopedia.com/TERM/A/API.html>>.

BRADLEY, Howard. B. Petroleum Engineering Handbook. Tercera Imprenta. Richardson, Texas, U.S.A. Society of Petroleum Engineers. 1992. 1824 p.

BRAVO, Víctor. Sistemas de Bombeo Mecánico (BMC) y Neumático (BN). [Citado en 15 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <https://www.academia.edu/9699165/SISTEMAS_BOMBEO_MECANICO_BMC_Y_NEUM%C3%81TICO_BN>. 22 p.

BURBECK, Steve. Applications Programming in Smalltalk-80: How to use Model-View-Controller (MVC). 1992.

BUSCHMANN, Frank. Pattern-Oriented Software Architecture. 1996.

CHAFFEY, Dave. Statistics on consumer mobile usage and adoption to inform your mobile marketing strategy mobile site design and app development. Actualizado en Abril de 2016 [Citado en 22 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.smartinsights.com/mobile-marketing/mobile-marketing-analytics/mobile-marketing-statistics/>>.

CHAMAT, Kristian. Análisis integral para la selección de sistemas de levantamiento artificial en pozos candidatos del Campo Cusiana. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2001. 119 p.

CHRISTENSSON, Per. Web Application Definition. Actualizado en febrero de 2014. [Citado en 22 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <http://techterms.com/definition/web_application>.

CLEGG, J. D.; Bucaram, S. M. y Hein, N. W. Recommendations and comparisons for selecting artificial-lift methods. Disponible en Internet: <<https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-24834-PA>>. 1993. 11 p.

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>.

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>. 2014. 4 p.

DUEÑAS, Elisa y BELTRÁN, Manuel. Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento artificial para un campo maduro. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. 166 p.

ECURED. Arquitectura Cliente-Servidor. [Citado en 7 de Noviembre de 2016]. Disponible en Internet: <https://www.ecured.cu/Arquitectura_Cliente_Servidor>.

ESP OIL, Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. El Tigre, Venezuela: ESP Oil International Training Group. 2003. 130 p.

_____, Curso Taller: Gas Lift Básico. Maracaibo, Venezuela: ESP Oil International Training Group. 2004. 152 p.

FIGEROA, 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. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2016. 187 p.

HALLIBURTON | LANDMARK. OpenWells datasheet. [Consultado en 16 de febrero de 2017]. Disponible en Internet: <<https://www.landmark.solutions/Portals/0/LMSDocs/Datasheets/OpenWells-datasheet.pdf>>. 8 p.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Version 2008V1. [Consultado en 28 de febrero de 2017]. 2008. 101 p.

INFORMS. What is Operations Research? [citado en 6 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<https://www.informs.org/About-INFORMS/What-is-Operations-Research>>.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2008. 46p.

LEA, James F. et. al. Selection of artificial lift. Disponible en Internet: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-52157-MS>>. 1999. 30p.

LOPEZ, Aleida; CORTEZ, Mario y CUELLAR, Durley. Cuencas sedimentarias de Colombia. Bogotá: Instituto CetPetrol. 2012. 30 p.

LUNA, Olga. Análisis de la implementación del bombeo electrosumergible bajo aplicaciones duales en un campo Colombiano de los Llanos Orientales: Visión técnico-financiera. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2012. 140 p.

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>. 2010. 11 p.

MATEUS, Cristian y ROJAS, Daniel. Análisis y diagnóstico de problemas en el equipo de subsuelo de unidades de bombeo mecánico utilizando redes neuronales. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2007. 237 p.

MORA, Sergio. Programación de Aplicaciones Web: Historia, Principios Básicos y Clientes Web. ISBN. 84-8454-206-8. 354 p.

PAEZ, Ruth. Criterios para la Selección del Sistema de Levantamiento Artificial para Crudos Pesados y Extrapesados. Tesis de maestría. 2003. 13 p.

PC MAGAZINE, Definition of Browser Based Application. [Citado en 22 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.pcmag.com/encyclopedia/term/61816/browser-based-application>>.

PEÑA, Juan Felipe. Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el Campo Corrales bloque Buenavista. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2016. 232 p.

PROGRAMMABLE WEB. Search the Largest API Directory on the Web. [Consultado en 22 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.programmableweb.com/category/all/apis>>.

REENSKAUG, Trygve y COPLIEN, James. The DCI Architecture: A New Vision of Object-Oriented Programming. 2009. Disponible en Internet: <http://www.artima.com/articles/dci_vision.html>.

RODRÍGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Herramienta de software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Proyecto de Grado. 2010. 182 p.

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. 12 p.

SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary: sistema de bombeo de cavidad progresiva. [Citado en 15 de septiembre de 2016]. Disponible en Internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/progressive_cavity_pumping_system.aspx>.

_____. Oilfield Glossary: Levantamiento artificial. [Consultado en 24 de noviembre de 2016]. Disponible en Internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/artificial_lift.aspx>.

SOUTHARD, Jhon. Chapter 11: Sedimentary Basins. En: Sedimentary Geology. Massachusetts Institute of Technology: MIT OpenCourseWare. 2007. 26 p.

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>. 9 p.

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

TRIANANTAPHYLLOU, 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>. 17 p.

VERGARA, María. Bombeo hidráulico. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial de Santander. 2009. 17 p.

WOODS, Joe; LEA, James y WINKLER, Herald. What's new in Artificial Lift. En: Revista WORLD OIL. 2012-2016. Vol 237. No 6. Disponible en Internet: <<http://www.worldoil.com/magazine/2016/may-2016/special-focus/what-s-new-in-artificial-lift>>.

ANEXO A FUNCIONES VALOR

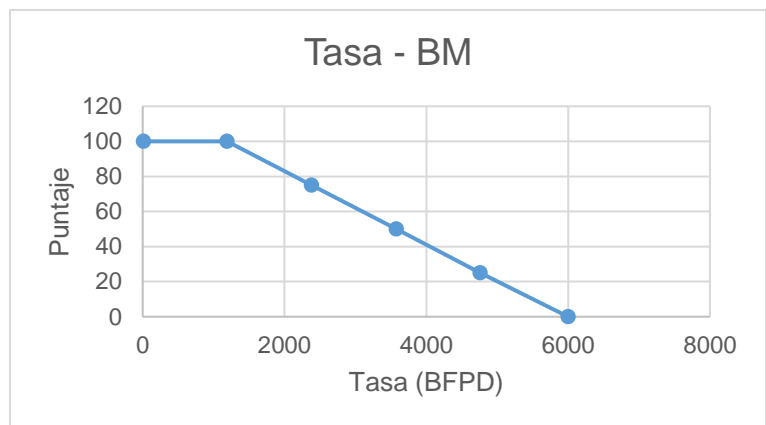
A continuación se presentan las funciones valor que fueron cargadas a la matriz de selección preliminar en el aplicativo MGCP.

Estas funciones fueron generadas a partir de la información cuantitativa y cualitativa presentada en los siguientes documentos, ajustando los resultados obtenidos como puntajes en una escala ajustada de 1 a 100.

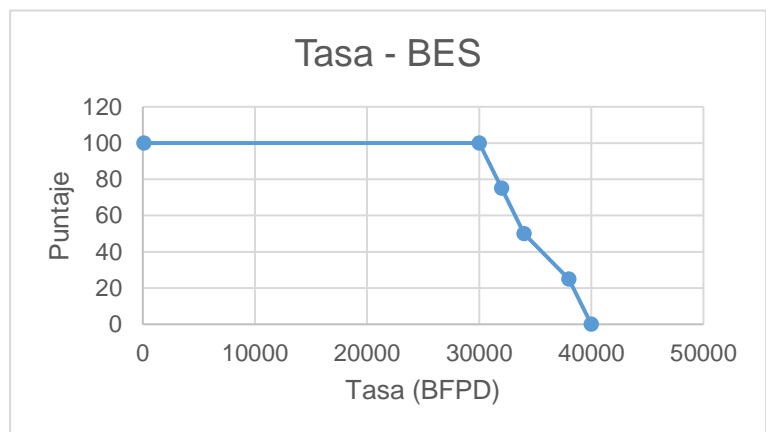
- CLEGG, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W. Recommendations and comparisons for selecting artificial-lift methods (includes associated papers 28645 and 29092). 1993.
- PAEZ Capacho, Ruth., & Grosso, J. L. Criterios para la selección del sistema de levantamiento artificial para crudos pesados y extrapesados. 2003.

Estos documentos fueron las fuentes de consulta que permitieron establecer un rango operativo así como las funciones valor, analizando los diferentes casos y escogiendo los valores que fueran pertinentes para el desarrollo de la matriz.

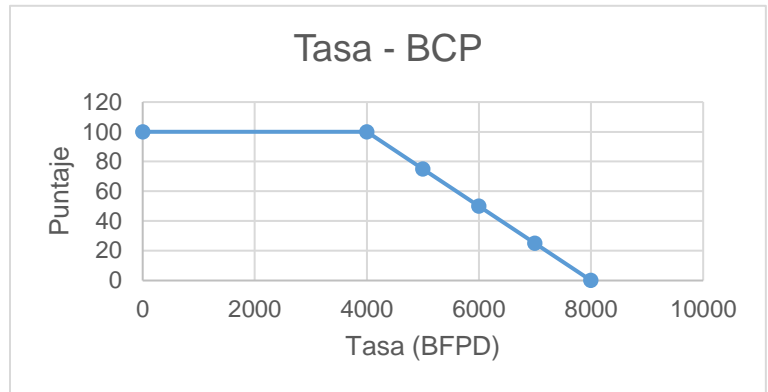
Variable	Tasa
Sistema	BM
Unidades	BFPD
Valor	Puntaje
15	100
1190	100
2380	75
3580	50
4760	25
6000	0



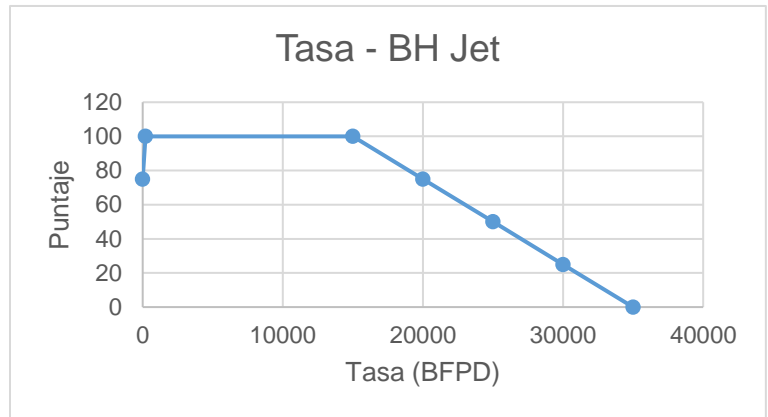
Variable	Tasa
Sistema	BES
Unidades	BFPD
Valor	Puntaje
100	100
30000	100
32000	75
34000	50
38000	25
40000	0



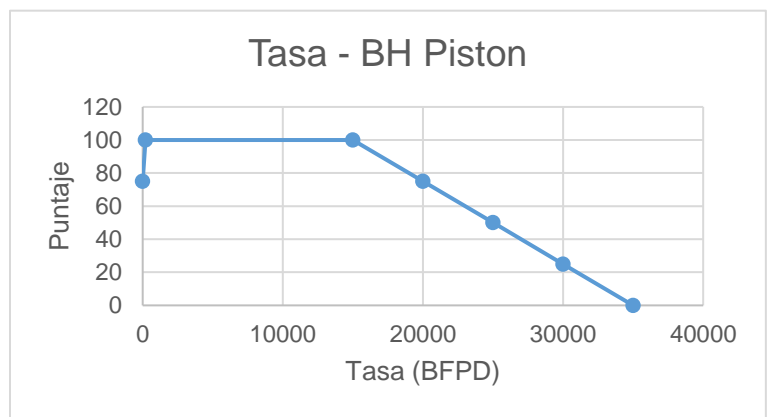
Variable	Tasa
Sistema	BCP
Unidades	BFPD
Valor	Puntaje
5	100
4000	100
5000	75
6000	50
7000	25
8000	0



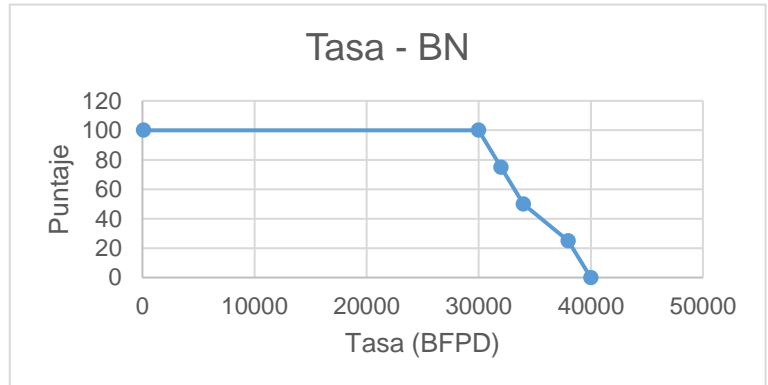
Variable	Tasa
Sistema	BH Jet
Unidades	BFPD
Valor	Puntaje
0	75
200	100
15000	100
20000	75
25000	50
30000	25
35000	0



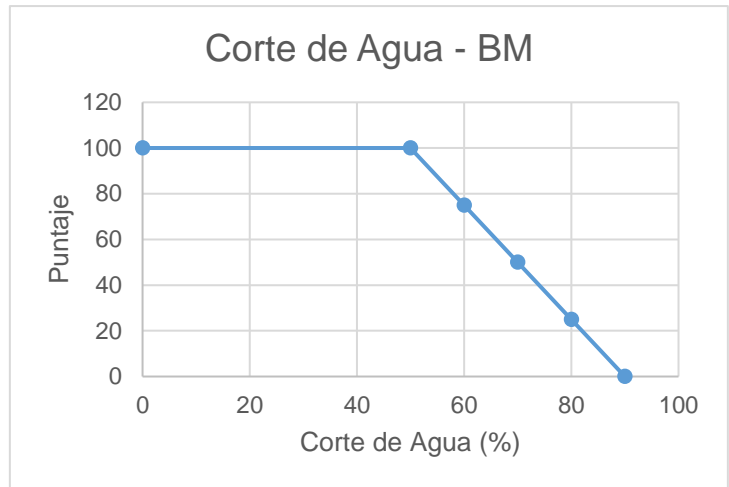
Variable	Tasa
Sistema	BH Piston
Unidades	BFPD
Valor	Puntaje
0	75
200	100
15000	100
20000	75
25000	50
30000	25
35000	0



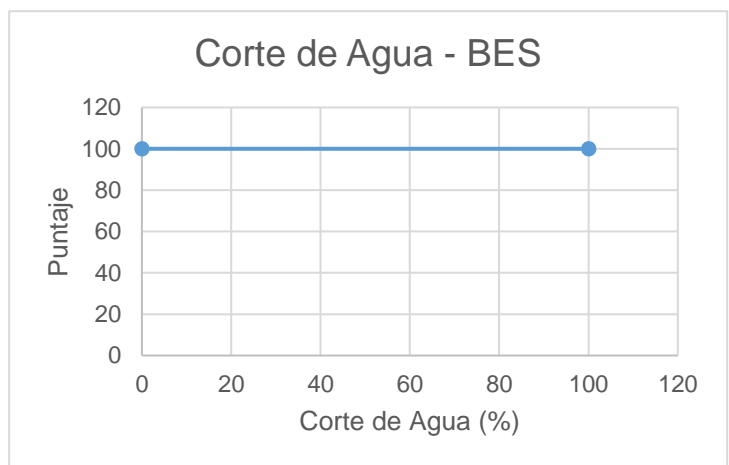
Variable	Tasa
Sistema	BN
Unidades	BFPD
Valor	Puntaje
100	100
30000	100
32000	75
34000	50
38000	25
40000	0



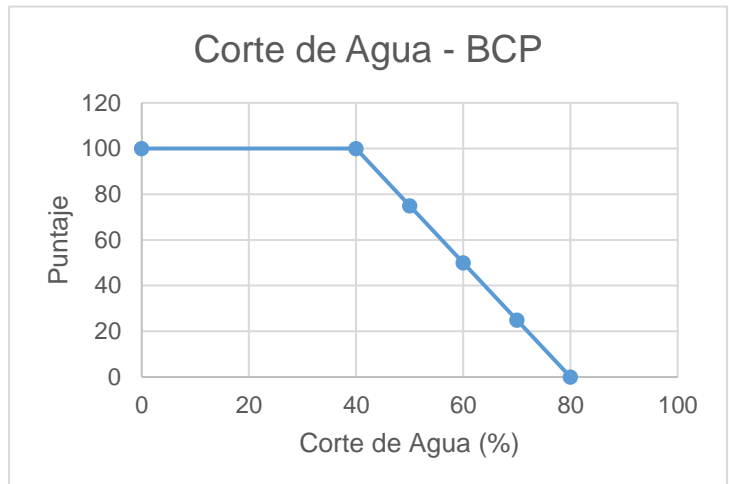
Variable	Corte de Agua
Sistema	BM
Unidades	%
Valor	Puntaje
0	100
50	100
60	75
70	50
80	25
90	0



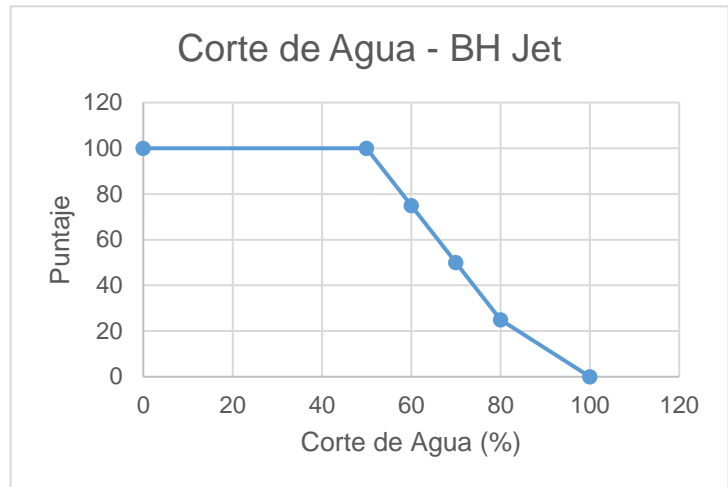
Variable	Corte de Agua
Sistema	BES
Unidades	%
Valor	Puntaje
0	100
100	100



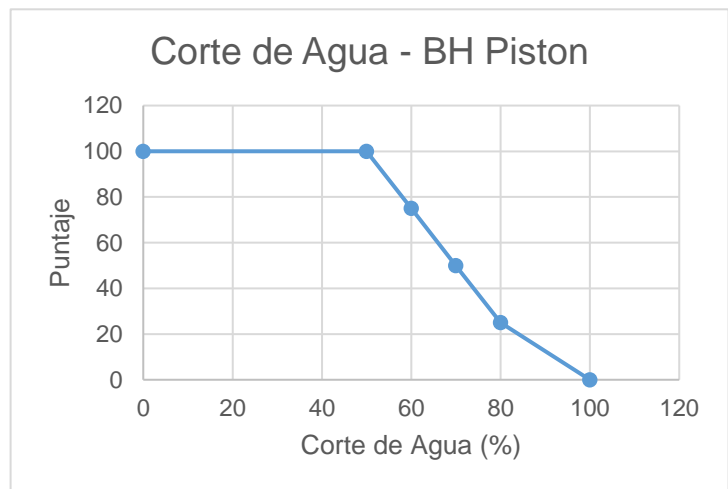
Variable	Corte de Agua
Sistema	BCP
Unidades	%
Valor	Puntaje
0	100
40	100
50	75
60	50
70	25
80	0



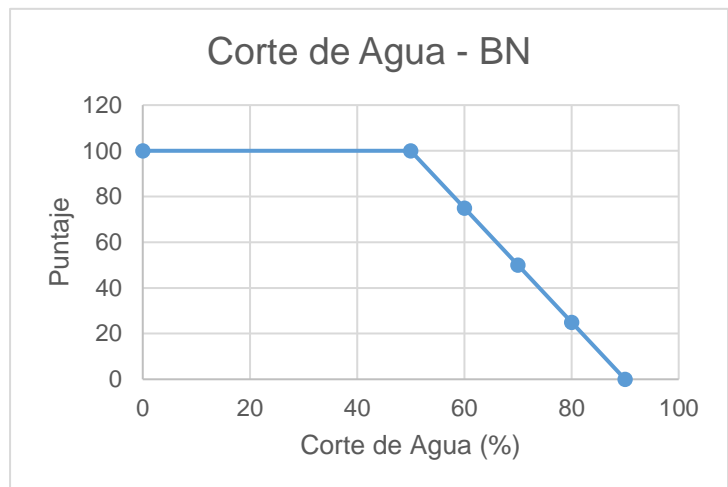
Variable	Corte de Agua
Sistema	BH Jet
Unidades	%
Valor	Puntaje
0	100
50	100
60	75
70	50
80	25
100	0



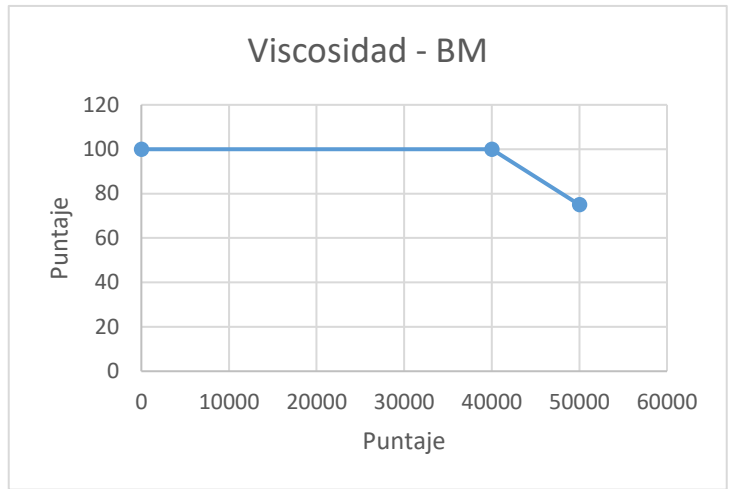
Variable	Corte de Agua
Sistema	BH Piston
Unidades	%
Valor	Puntaje
0	100
50	100
60	75
70	50
80	25
100	0



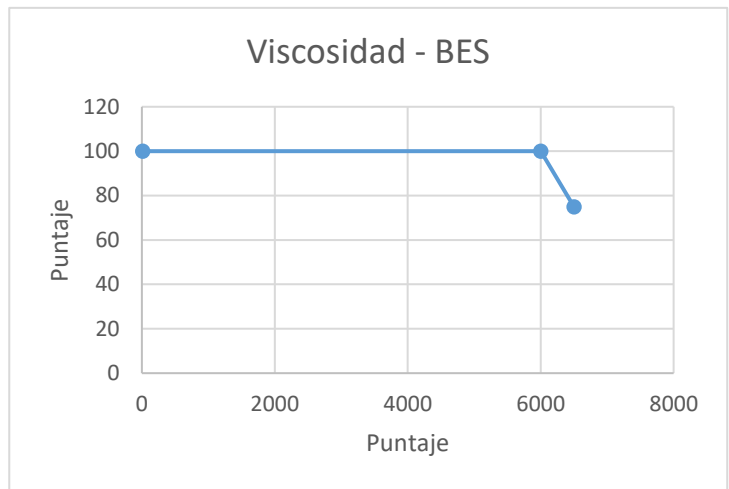
Variable	Corte de Agua
Sistema	BN
Unidades	%
Valor	Puntaje
0	100
50	100
60	75
70	50
80	25
90	0



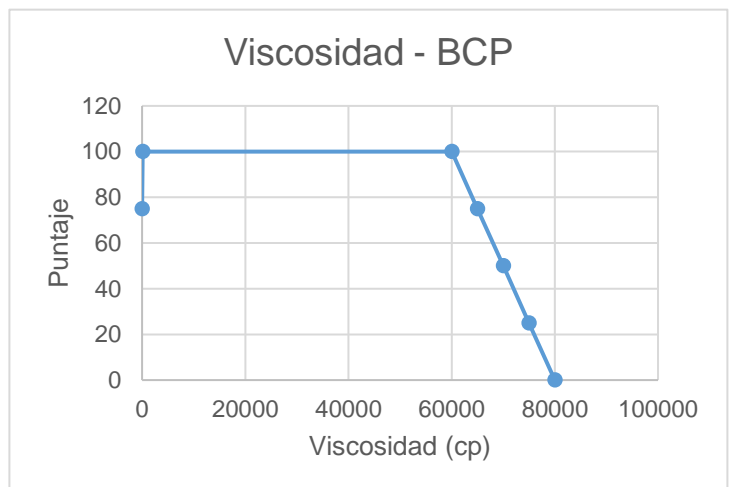
Variable	Viscosidad
Sistema	BM
Unidades	cp
Valor	Puntaje
1	75
10	100
40000	100
50000	75
60000	50
70000	25
80000	0



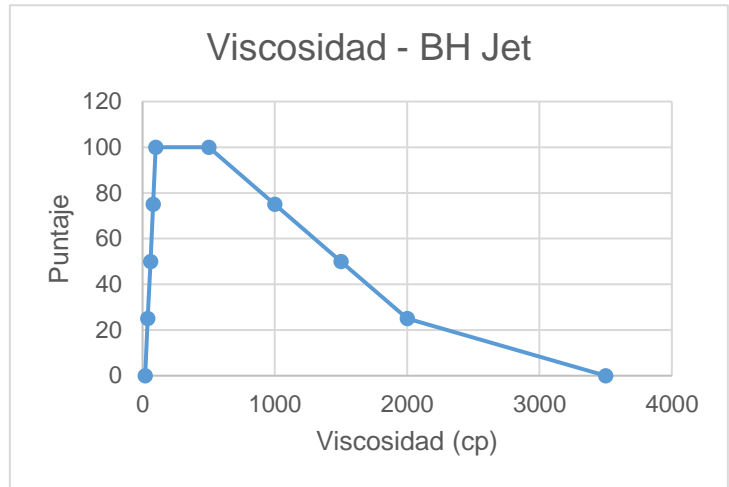
Variable	Viscosidad
Sistema	BES
Unidades	cp
Valor	Puntaje
1	75
10	100
6000	100
6500	75
7000	50
7500	25
8000	0



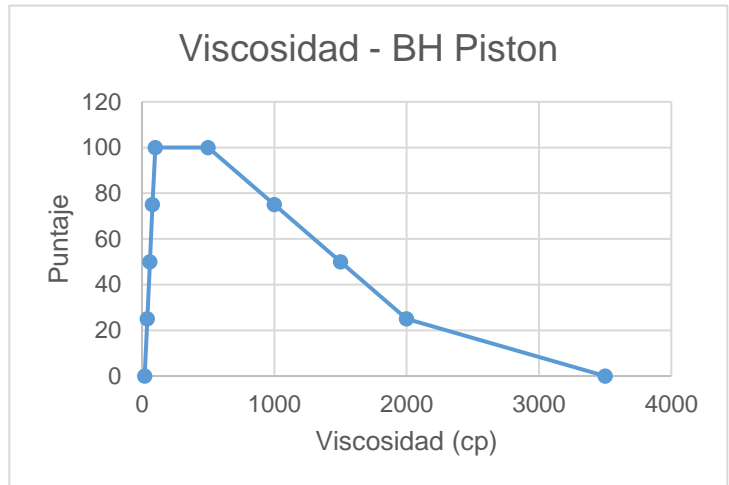
Variable	Viscosidad
Sistema	BCP
Unidades	cp
Valor	Puntaje
1	75
100	100
60000	100
65000	75
70000	50
75000	25
80000	0



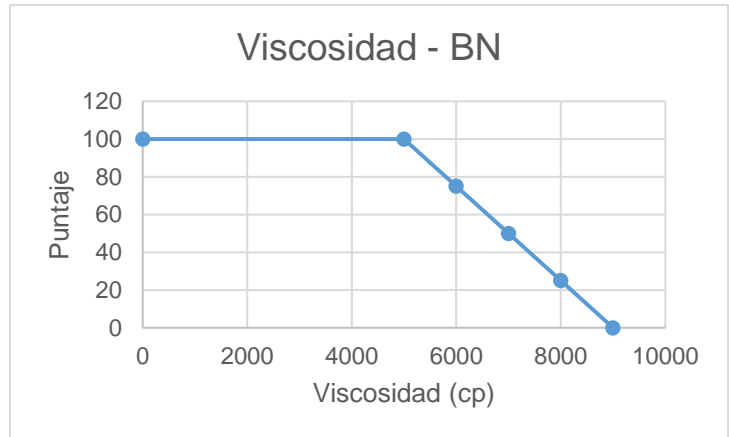
Variable	Viscosidad
Sistema	BH Jet
Unidades	cp
Valor	Puntaje
20	0
40	25
60	50
80	75
100	100
500	100
1000	75
1500	50
2000	25
3500	0



Variable	Viscosidad
Sistema	BH Piston
Unidades	cp
Valor	Puntaje
20	0
40	25
60	50
80	75
100	100
500	100
1000	75
1500	50
2000	25
3500	0



Variable	Viscosidad
Sistema	BN
Unidades	cp
Valor	Puntaje
1	100
5000	100
6000	75
7000	50
8000	25
9000	0



Variable	Fl. Corrosivos
Sistema	BM
Unidades	V/F
Valor	Puntaje
Sí	30
No	70

Variable	Fl. Corrosivos
Sistema	BH Jet
Unidades	V/F
Valor	Puntaje
Sí	30
No	70

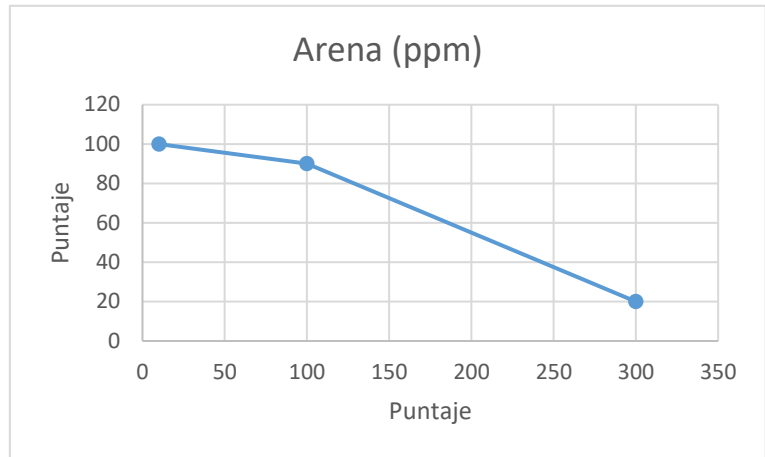
Variable	Fl. Corrosivos
Sistema	BES
Unidades	V/F
Valor	Puntaje
Sí	30
No	70

Variable	Fl. Corrosivos
Sistema	BH Piston
Unidades	V/F
Valor	Puntaje
Sí	30
No	70

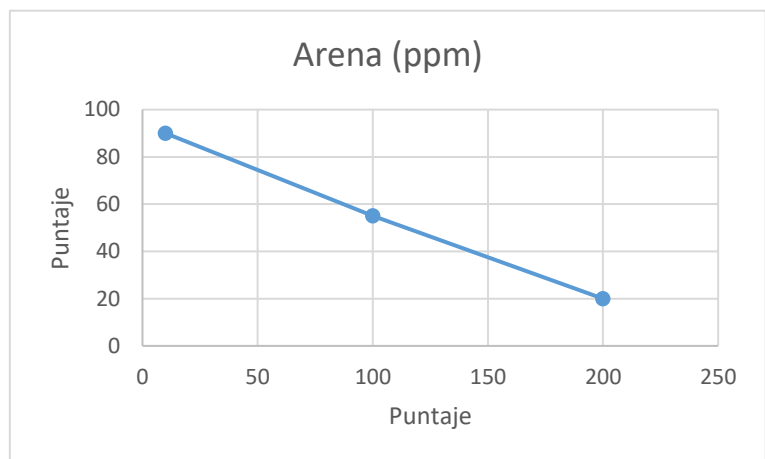
Variable	Fl. Corrosivos
Sistema	BCP
Unidades	V/F
Valor	Puntaje
Sí	30
No	70

Variable	Fl. Corrosivos
Sistema	BN
Unidades	V/F
Valor	Puntaje
Sí	50
No	70

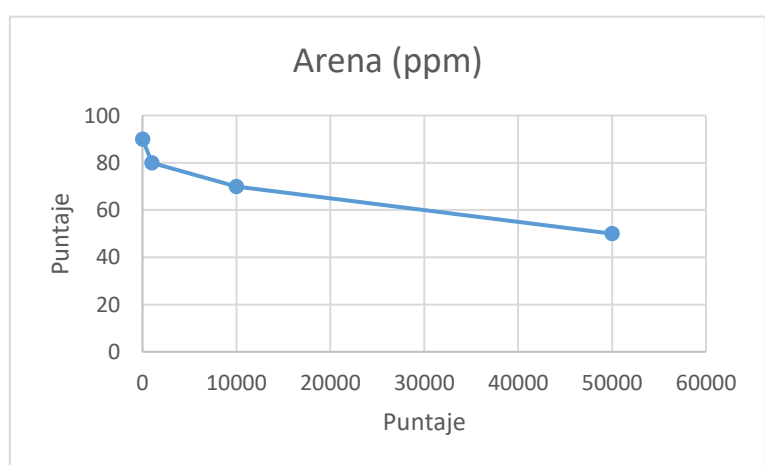
Variable	Arena
Sistema	BM
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
10	100
100	90
300	20



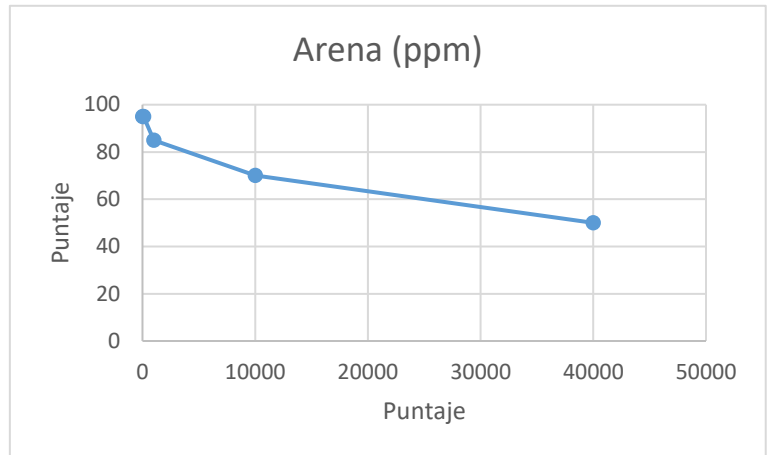
Variable	Arena
Sistema	BES
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
10	90
100	55
200	20



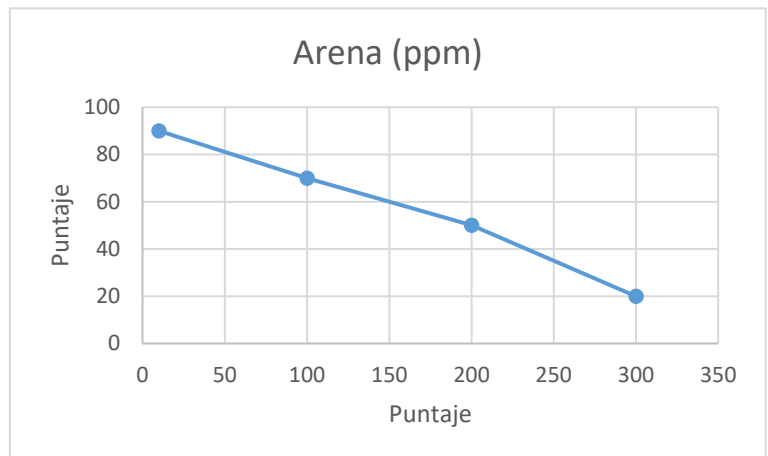
Variable	Arena
Sistema	BCP
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
10	90
1000	80
10000	70
50000	50



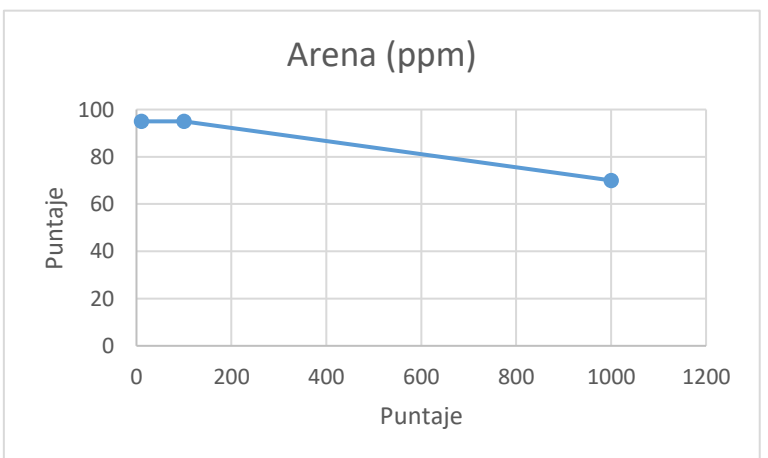
Variable	Arena
Sistema	BH Jet
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
10	95
100	95
1000	85
10000	70
40000	50



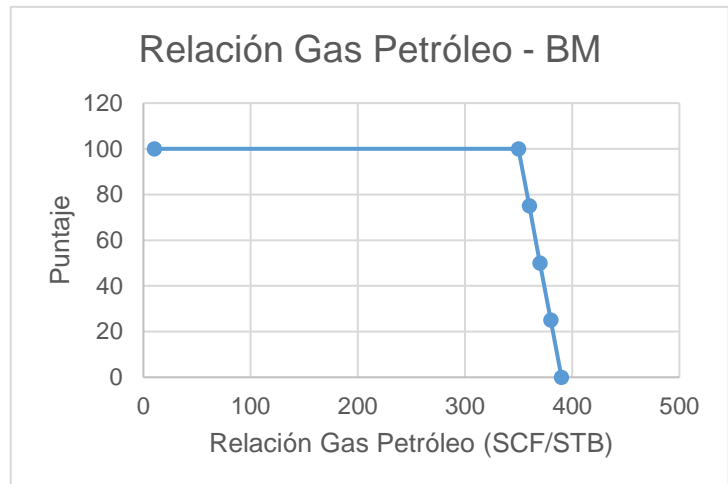
Variable	Arena
Sistema	BH Piston
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
10	90
100	70
200	50
300	20



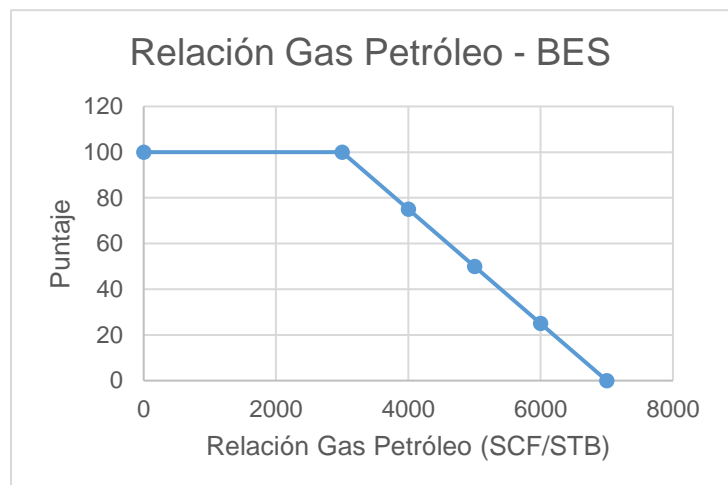
Variable	Arena
Sistema	BN
Unidades	ppm
Valor	Puntaje
0	100
10	95
100	95
1000	70



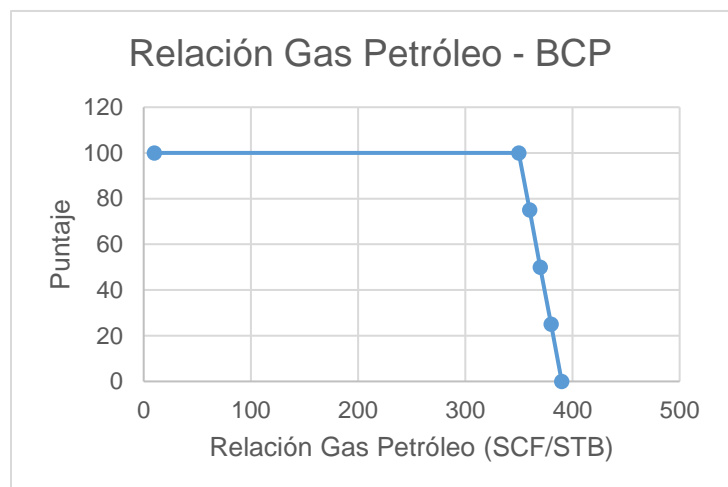
Variable	Relación Gas Petróleo
Sistema	BM
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
10	100
350	100
360	75
370	50
380	25
390	0



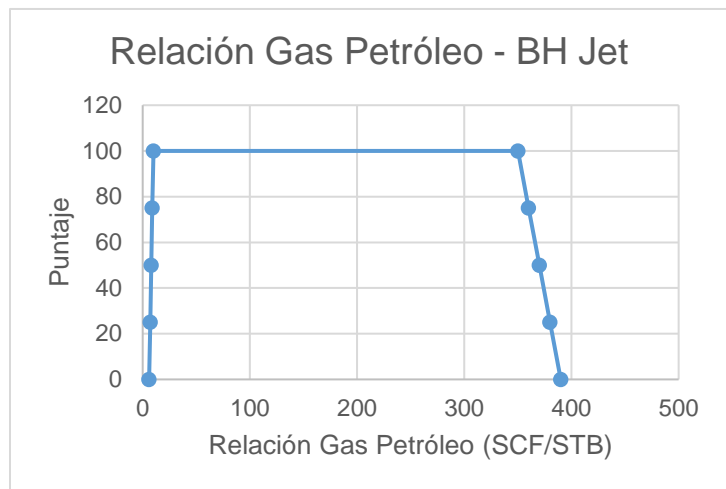
Variable	Relación Gas Petróleo
Sistema	BES
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
0	100
3000	100
4000	75
5000	50
6000	25
7000	0



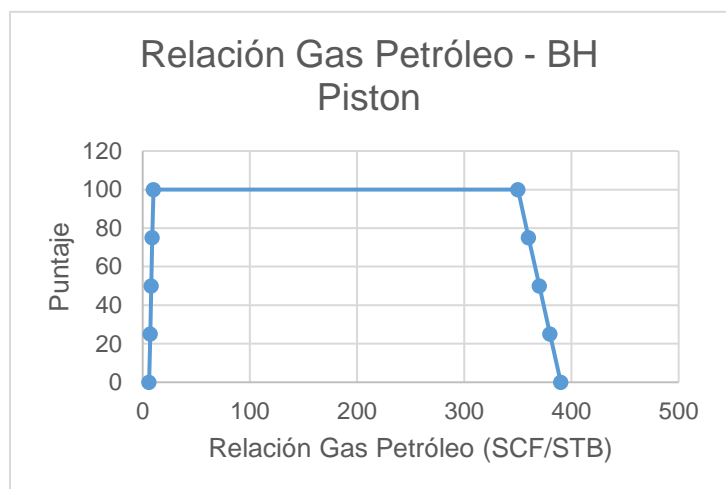
Variable	Relación Gas Petróleo
Sistema	BCP
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
10	100
350	100
360	75
370	50
380	25
390	0



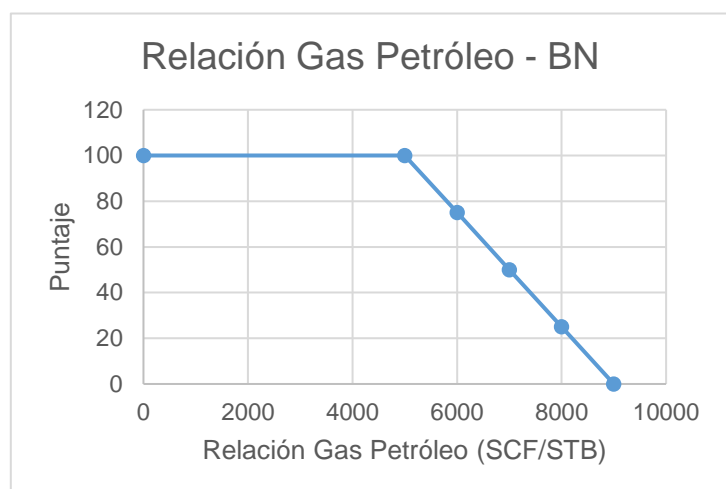
Variable	Relación Gas Petróleo
Sistema	BH Jet
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
6	0
10	100
350	100
360	75
370	50
380	25
390	0



Variable	Relación Gas Petr6leo
Sistema	BH Piston
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
6	0
10	100
350	100
360	75
370	50
380	25
390	0



Variable	Relación Gas Petr6leo
Sistema	BN
Unidades	SCF/STB
Valor	Puntaje
0	100
5000	100
6000	75
7000	50
8000	25
9000	0



Variable	Contaminantes
Sistema	BM
Unidades	Incrustantes, Parafinas, Asfaltenos
Valor	Puntaje
Incrustantes	95
Parafinas	85
Asfaltenos	85

Variable	Contaminantes
Sistema	BH Jet
Unidades	Incrustantes, Parafinas, Asfaltenos
Valor	Puntaje
Incrustantes	95
Parafinas	95
Asfaltenos	95

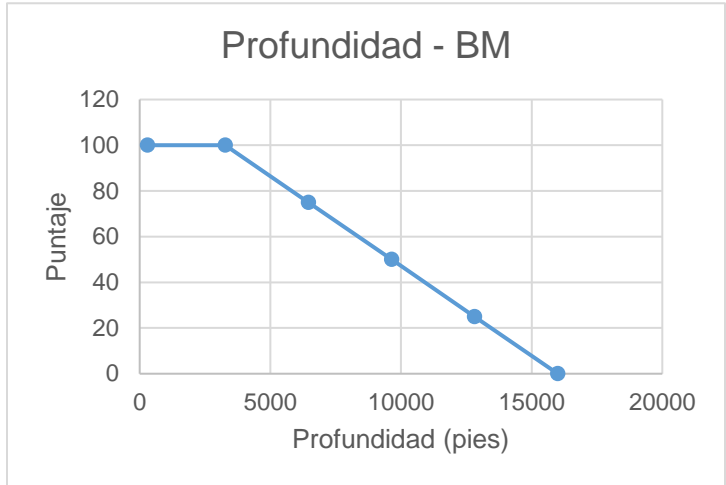
Variable	Contaminantes
Sistema	BES
Unidades	Incrustantes, Parafinas, Asfaltenos
Valor	Puntaje
Incrustantes	75
Parafinas	75
Asfaltenos	75

Variable	Contaminantes
Sistema	BH Piston
Unidades	Incrustantes, Parafinas, Asfaltenos
Valor	Puntaje
Incrustantes	95
Parafinas	95
Asfaltenos	95

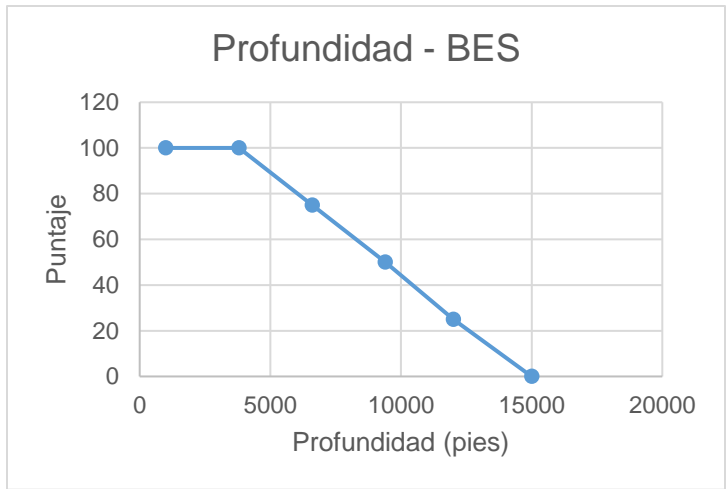
Variable	Contaminantes
Sistema	BCP
Unidades	Incrustantes, Parafinas, Asfaltenos
Valor	Puntaje
Incrustantes	85
Parafinas	75
Asfaltenos	75

Variable	Contaminantes
Sistema	BN
Unidades	Incrustantes, Parafinas, Asfaltenos
Valor	Puntaje
Incrustantes	90
Parafinas	90
Asfaltenos	70

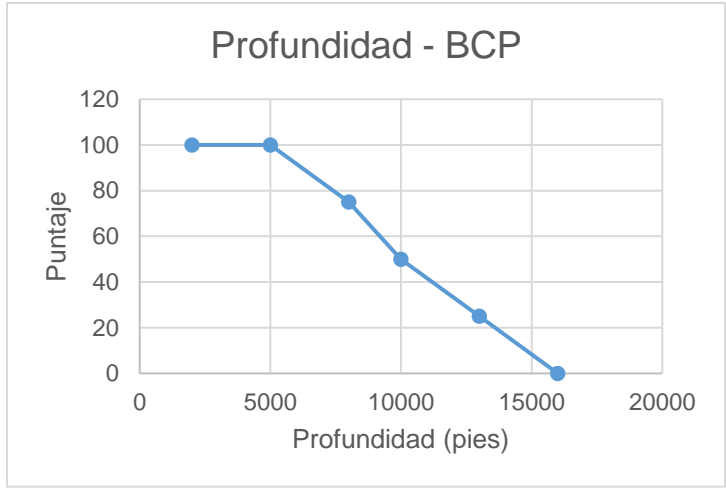
Variable	Profundidad
Sistema	BM
Unidades	pies
Valor	Puntaje
300	100
3280	100
6460	75
9640	50
12820	25
16000	0



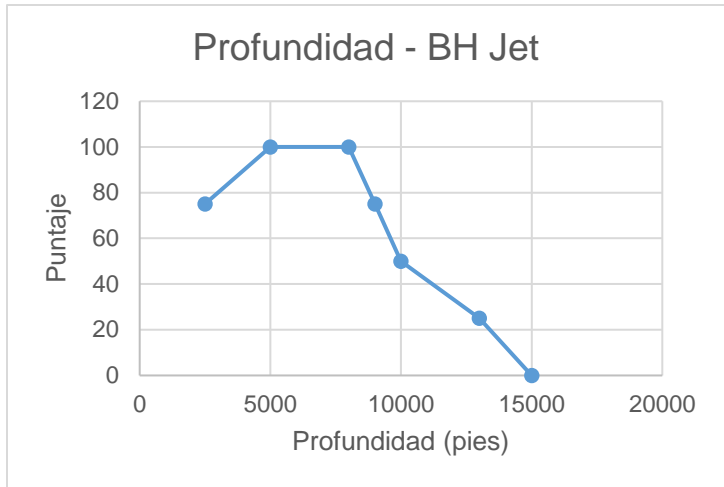
Variable	Profundidad
Sistema	BES
Unidades	pies
Valor	Puntaje
1000	100
3800	100
6600	75
9400	50
12000	25
15000	0



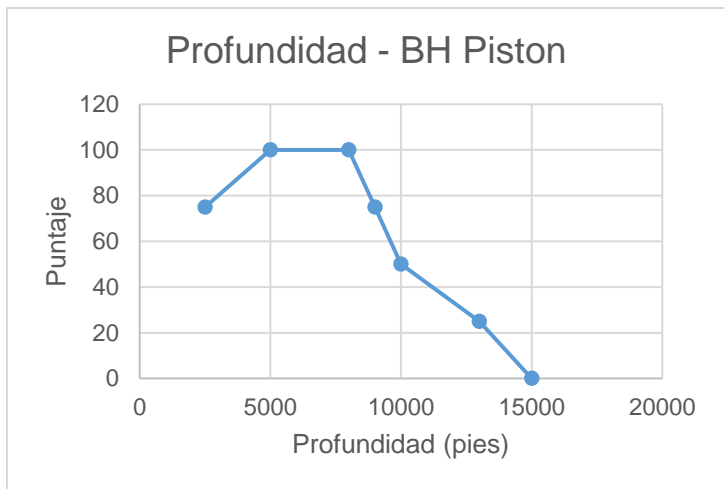
Variable	Profundidad
Sistema	BCP
Unidades	pies
Valor	Puntaje
2000	100
5000	100
8000	75
10000	50
13000	25
16000	0



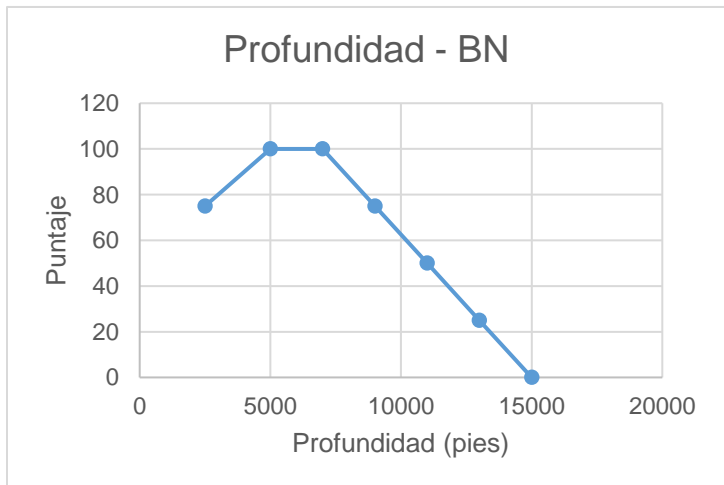
Variable	Profundidad
Sistema	BH Jet
Unidades	pies
Valor	Puntaje
2500	75
5000	100
8000	100
9000	75
10000	50
13000	25
15000	0



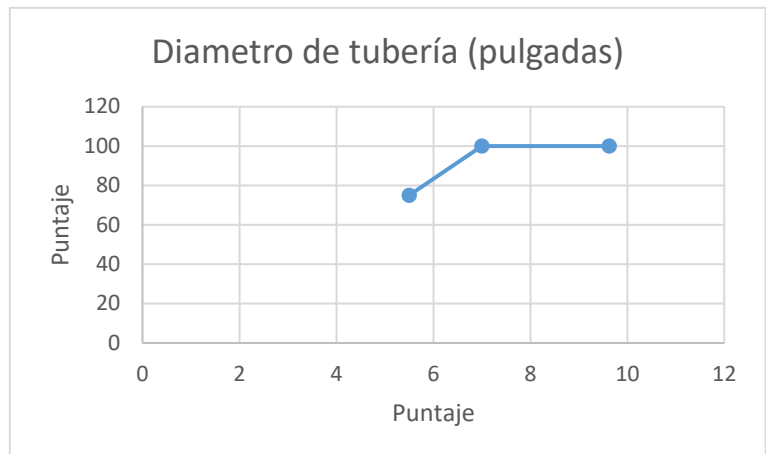
Variable	Profundidad
Sistema	BH Piston
Unidades	pies
Valor	Puntaje
2500	75
5000	100
8000	100
9000	75
10000	50
13000	25
15000	0



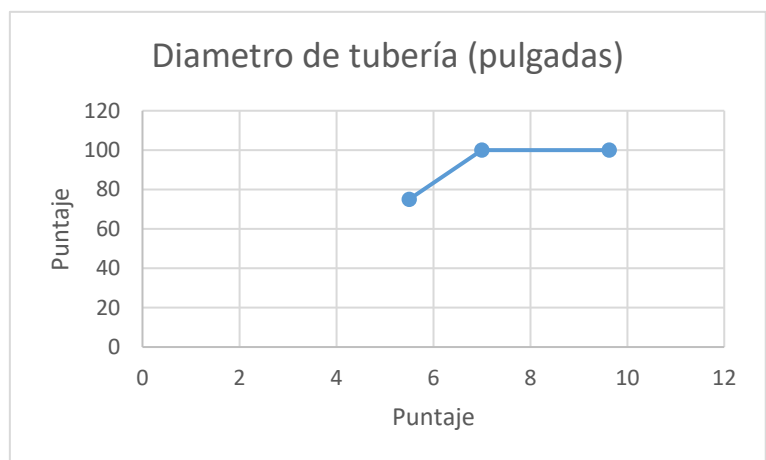
Variable	Profundidad
Sistema	BN
Unidades	pies
Valor	Puntaje
2500	75
5000	100
7000	100
9000	75
11000	50
13000	25
15000	0



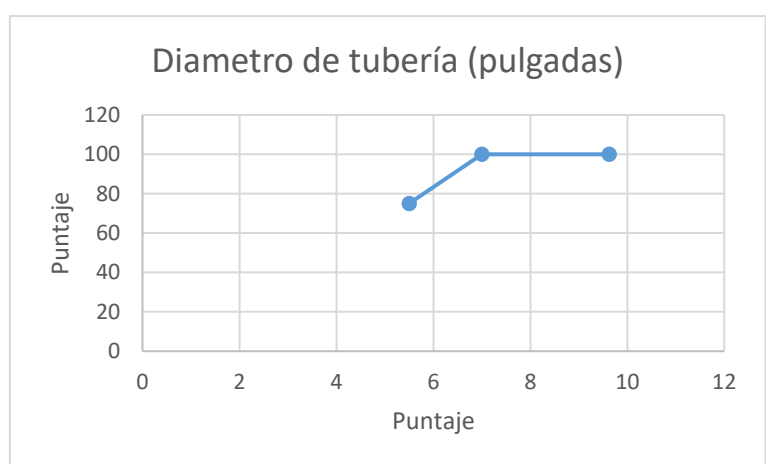
Variable	Diámetro de tubería
Sistema	BM
Unidades	pulgadas
Valor	Puntaje
4,5	50
5,5	75
7	100
9,625	100



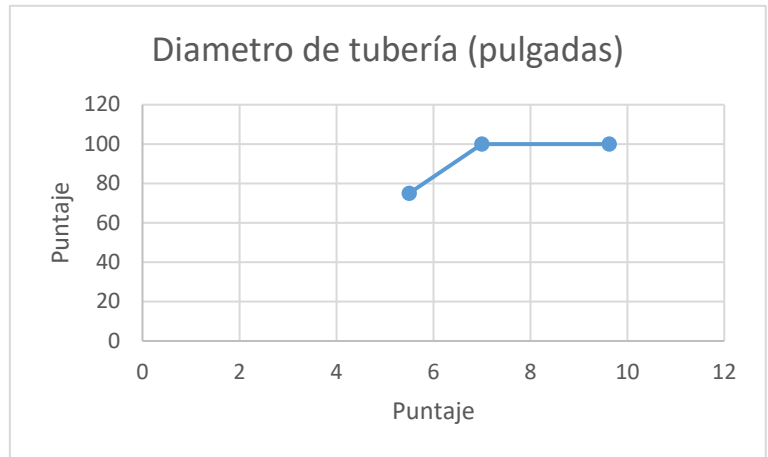
Variable	Diámetro de tubería
Sistema	BES
Unidades	pulgadas
Valor	Puntaje
4,5	90
5,5	95
7	95
9,625	95



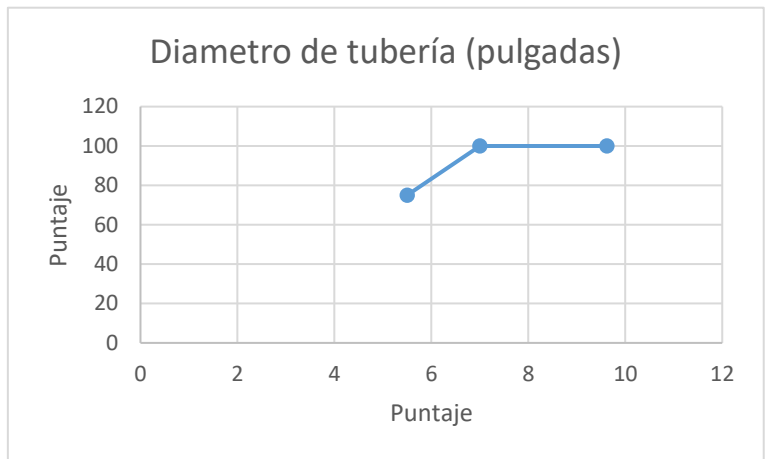
Variable	Diámetro de tubería
Sistema	BCP
Unidades	pulgadas
Valor	Puntaje
2,375	75
4,5	90
5,5	95
7	95
9,625	50



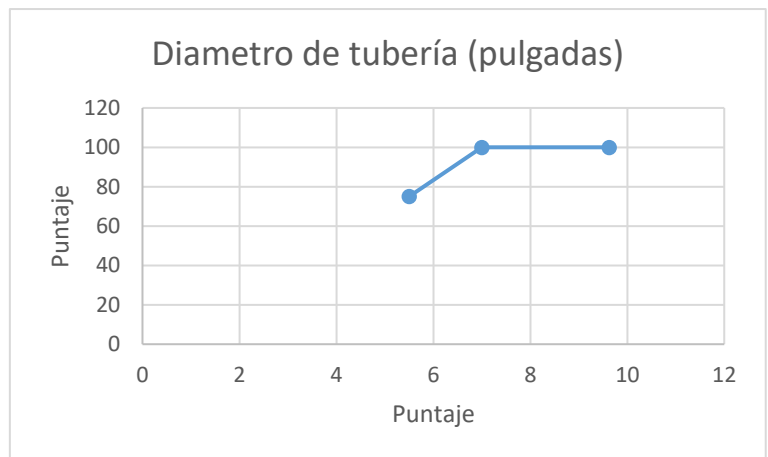
Variable	Diámetro de tubería
Sistema	BH Jet
Unidades	pulgadas
Valor	Puntaje
2,375	70
4,5	75
5,5	95
7	95
9,625	75



Variable	Diámetro de tubería
Sistema	BH Pistón
Unidades	pulgadas
Valor	Puntaje
2,375	70
4,5	75
5,5	85
7	95
9,625	75



Variable	Diámetro de tubería
Sistema	BH Pistón
Unidades	pulgadas
Valor	Puntaje
2,375	65
4,5	80
5,5	95
7	95
9,625	95



Variable	Inclinación
Sistema	BM
Unidades	Vertical, Desviado, Horizontal
Valor	Puntaje
Vertical	95
Desviado	85
Horizontal	70

Variable	Inclinación
Sistema	BH Jet
Unidades	Vertical, Desviado, Horizontal
Valor	Puntaje
Vertical	95
Desviado	80
Horizontal	80

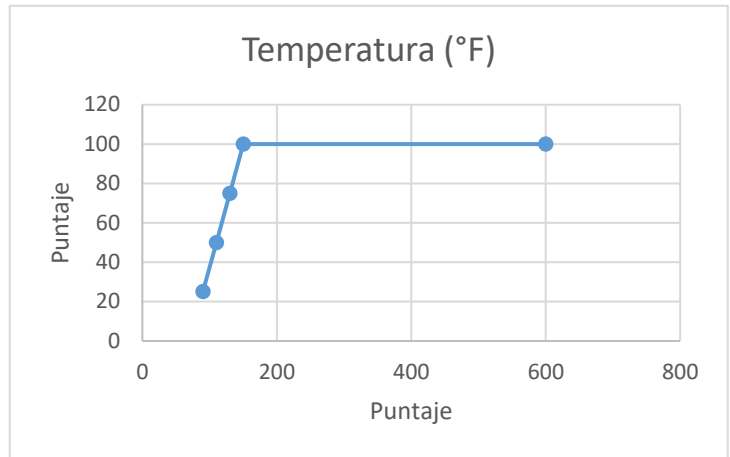
Variable	Inclinación
Sistema	BES
Unidades	Vertical, Desviado, Horizontal
Valor	Puntaje
Vertical	95
Desviado	90
Horizontal	90

Variable	Inclinación
Sistema	BH Piston
Unidades	Vertical, Desviado, Horizontal
Valor	Puntaje
Vertical	95
Desviado	80
Horizontal	80

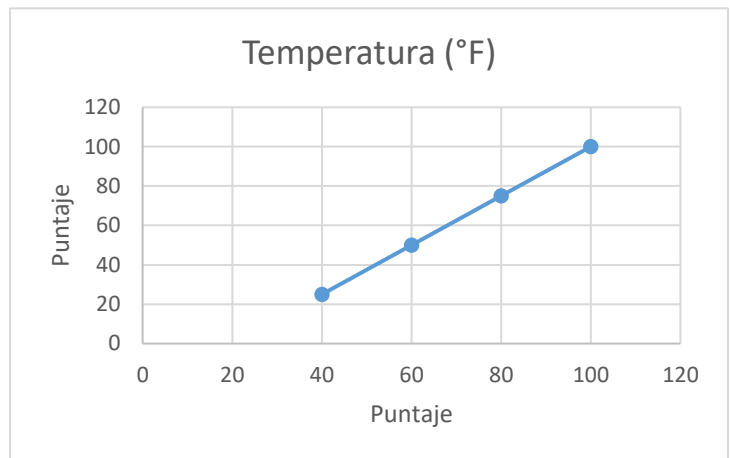
Variable	Inclinación
Sistema	BCP
Unidades	Vertical, Desviado, Horizontal
Valor	Puntaje
Vertical	95
Desviado	70
Horizontal	40

Variable	Inclinación
Sistema	BN
Unidades	Vertical, Desviado, Horizontal
Valor	Puntaje
Vertical	95
Desviado	95
Horizontal	95

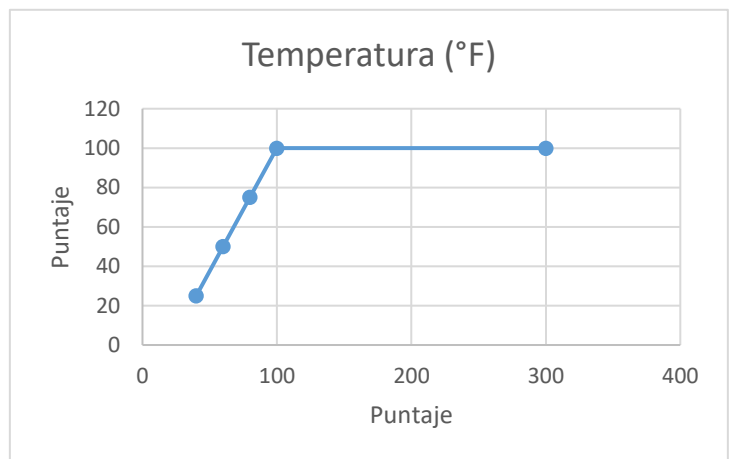
Variable	Temperatura
Sistema	BM
Unidades	°F
Valor	Puntaje
130	95
250	95
350	95
400	95



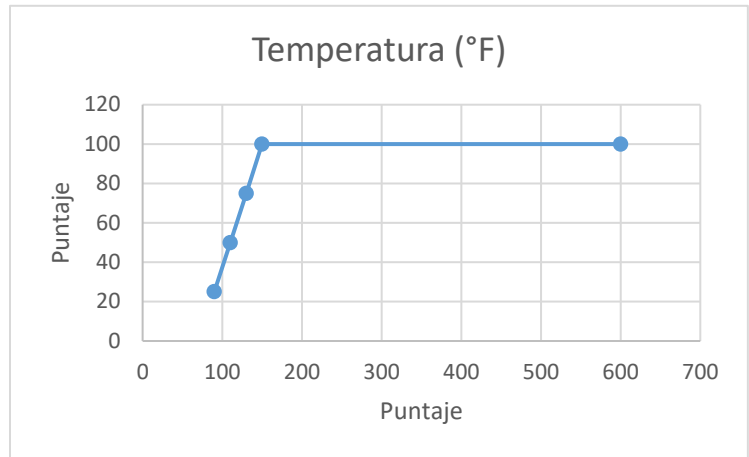
Variable	Temperatura
Sistema	BES
Unidades	°F
Valor	Puntaje
130	95
250	85
350	75
400	65



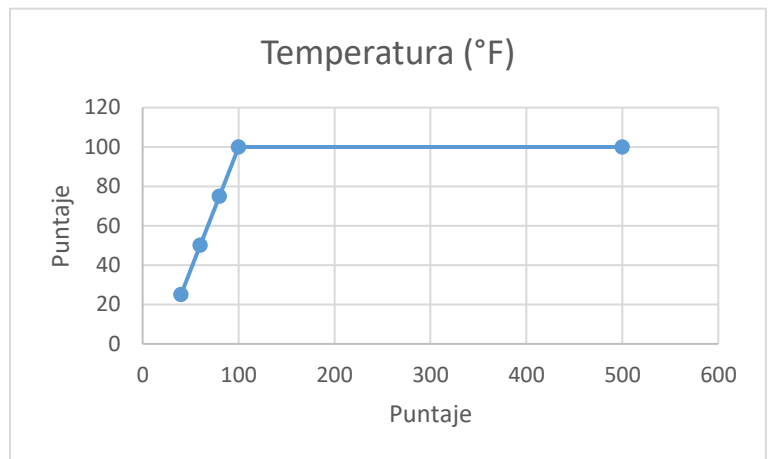
Variable	Temperatura
Sistema	BCP
Unidades	°F
Valor	Puntaje
130	95
250	50
300	30



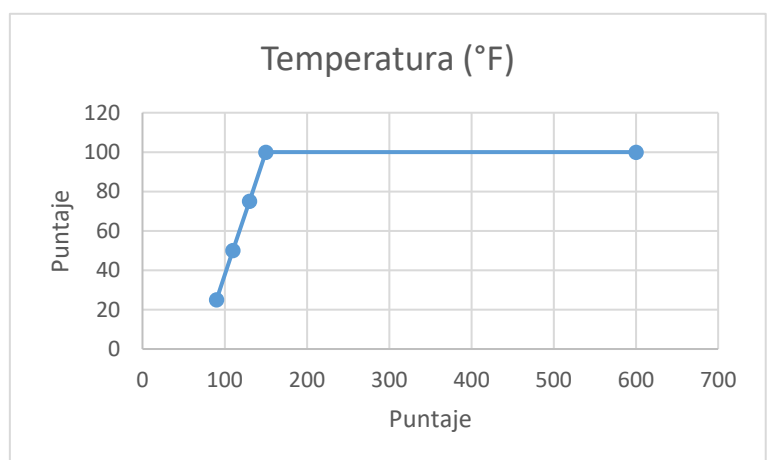
Variable	Temperatura
Sistema	BH Jet
Unidades	°F
Valor	Puntaje
130	95
250	95
350	95
400	95



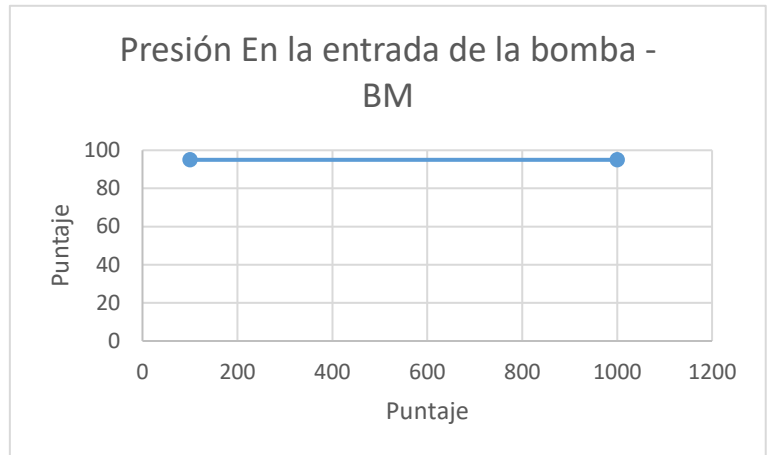
Variable	Temperatura
Sistema	BH Piston
Unidades	°F
Valor	Puntaje
130	95
250	95
350	95
400	90



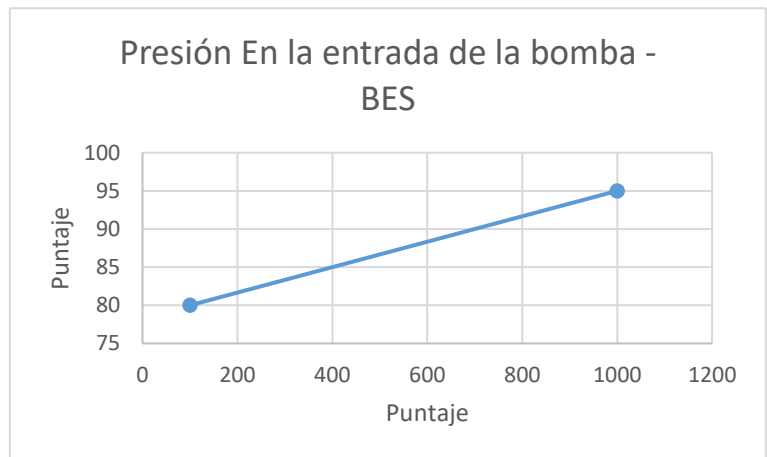
Variable	Temperatura
Sistema	BN
Unidades	°F
Valor	Puntaje
130	95
250	95
350	95
400	70



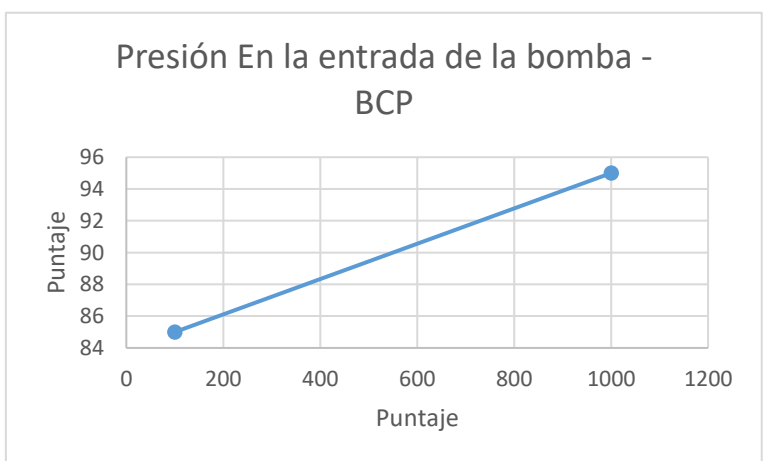
Variable	Presión en la entrada de la bomba
Sistema	BM
Unidades	psi
Valor	Puntaje
25	85
100	95
1000	95



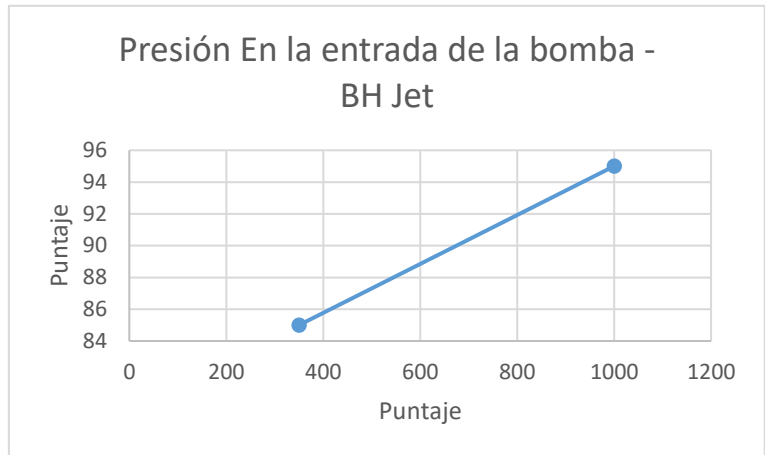
Variable	Presión en la entrada de la bomba
Sistema	BES
Unidades	psi
Valor	Puntaje
70	40
100	80
1000	95



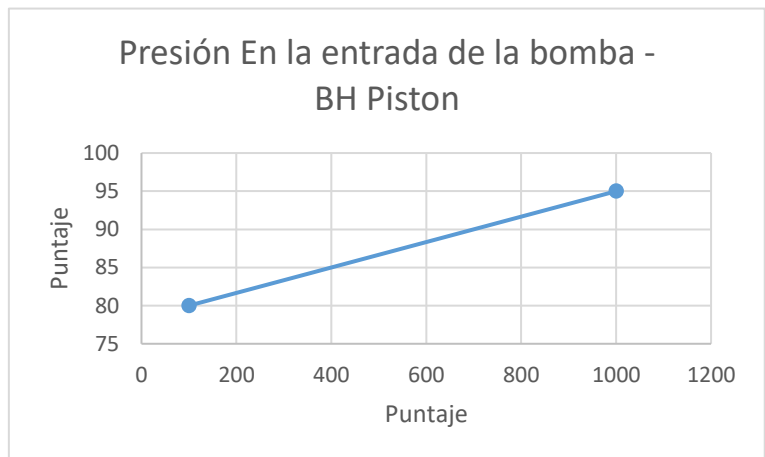
Variable	Presión En la entrada de la bomba
Sistema	BCP
Unidades	psi
Valor	Puntaje
50	50
100	85
1000	95



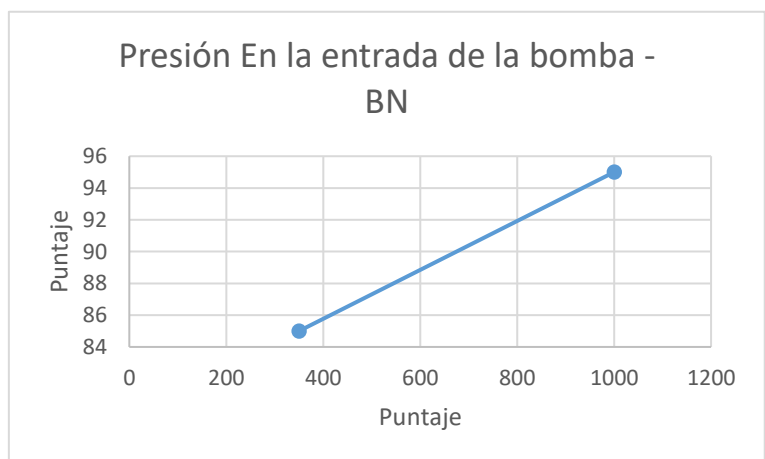
Variable	Presión En la entrada de la bomba
Sistema	BH Jet
Unidades	psi
Valor	Puntaje
280	50
350	85
1000	95



Variable	Presión En la entrada de la bomba
Sistema	BH Piston
Unidades	psi
Valor	Puntaje
70	70
100	80
1000	95



Variable	Presión En la entrada de la bomba
Sistema	BN
Unidades	psi
Valor	Puntaje
280	50
350	85
1000	95



Variable	Completamiento Multiple
Sistema	BM
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	30
No	100

Variable	Completamiento Multiple
Sistema	BH Jet
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	60
No	100

Variable	Completamiento Multiple
Sistema	BES
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	60
No	100

Variable	Completamiento Multiple
Sistema	BH Piston
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	30
No	100

Variable	Completamiento Multiple
Sistema	BCP
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	30
No	100

Variable	Completamiento Multiple
Sistema	BN
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	95
No	100

Variable	Restricciones de Espacio en Superficie
Sistema	BM
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	30
No	100

Variable	Restricciones de Espacio en Superficie
Sistema	BH Jet
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	60
No	100

Variable	Restricciones de Espacio en Superficie
Sistema	BES
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	95
No	100

Variable	Restricciones de Espacio en Superficie
Sistema	BH Piston
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	60
No	100

Variable	Restricciones de Espacio en Superficie
Sistema	BCP
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	95
No	100

Variable	Restricciones de Espacio en Superficie
Sistema	BN
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	60
No	100

Variable	Presencia de Parafinas
Sistema	BM
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	95
No	100


Variable	Presencia de Parafinas
Sistema	BH Jet
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	95
No	100

Variable	Presencia de Parafinas
Sistema	BES
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	60
No	100

Variable	Presencia de Parafinas
Sistema	BH Piston
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	95
No	100

Variable	Presencia de Parafinas
Sistema	BCP
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	60
No	100

Variable	Presencia de Parafinas
Sistema	BN
Unidades	Si/No
Valor	Puntaje
Si	95
No	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 **José Fernando Serna Velásquez y Kevin Andrés Peña Severiche** en calidad de titulares de la obra "DISEÑO DEL MÓDULO DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL MANUAL GENERAL DE COMPLETAMIENTO DE ECOPEPETROL S.A", elaborada en el año 2016, 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	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:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: 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

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 su(s) autor(es).

De igual forma como autor (es) autorizo (amos) la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

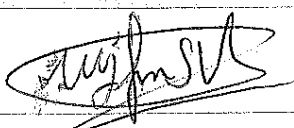
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

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 indicaré (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, a los 16 días del mes de Marzo del año 2016.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
José Fernando	Serna Velásquez
Documento de identificación No	Firma
C.C 1010217448	

Nombres	Apellidos
Kevin Andrés	Peña Severiche
Documento de identificación No	Firma
C.C 1016083046	