

Implementación de una metodología que permita definir el rango de aplicación del bombeo electro sumergible en pozos candidatos del Campo Llanito

Leonardo Andrés De Moya Orozco

Trabajo de Grado para Optar el título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

Erik Giovany Montes Páez

M.Sc.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Agradezco a Dios, por todas sus bendiciones por darme fortaleza para seguir adelante frente a todos los retos de la vida. A mi familia por estar siempre a mi lado siendo ese apoyo incondicional, a mi esposa Katherine, a mis hijos Daniel y Sofia que son mi inspiración para crecer personal y profesionalmente, a mis amigos por el apoyo y el ánimo para culminar este trabajo de aplicación.

Agradecimientos

Expreso mis más sinceros agradecimientos, en primer lugar, a Ecopetrol S.A, empresa a la que pertenezco y laboro por darme la oportunidad para asistir y cumplir con todo el ciclo académico exigido por la universidad UIS y proporcionarme la información y los recursos necesarios para el desarrollo de este trabajo de investigación y aplicación.

Al director del trabajo de aplicación Ing. ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ por su colaboración y asesoría.

A los ingenieros: Alex José Cuadrado S, Claudia K. De Moya O, Camilo José Arteaga, Nancy Alexandra Patiño y Jorge Andrés Mantilla, por su tiempo y dedicación para el desarrollo del trabajo de grado y por sus conocimientos en sistemas de levantamiento artificial, aportaron gran conocimiento durante el desarrollo de este tema.

Agradecimientos a la UIS, a los calificadores y a todo el equipo de docentes de Maestría de ingeniería de Petróleos y Gas, por haberme transmitido el conocimiento, afianzar las bases y sobre todo, por fortalecer las experiencias profesionales vividas durante estos 4 años de vida laboral en Ecopetrol S.A., en el campo de producción Llanito Unificado.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	21
1. Generalidades del campo de estudio y sus sistemas de levantamiento artificial	23
1.1 Ubicación del campo de estudio.....	23
1.2 Descripción de los sistemas de levantamiento artificial en el campo de estudio	25
1.2.1 Bombeo mecánico	25
1.2.2 Bombeo por cavidades progresivas (PCP)	28
1.2.3 Bombeo electro sumergible.....	31
2. Determinación de las variables operativas de los SLA, su índice de falla e intervención	42
2.1 Variables operativas de los sistemas de levantamiento.....	42
2.1.1. Producción de fluido total - BPD	43
2.1.2. Profundidad asentamiento del SLA.....	44
2.1.3. DogLeg- RIH.....	44
2.1.4. Inclinación del pozo.....	44
2.1.5. Temperatura en fondo- BHT	44
2.1.6. Presión de entrada a la bomba- PIP	45
2.1.7. Tipo de completamiento del SLA.....	45
2.1.8. Diámetro del Casing- CD	46
2.1.9. Número de pozos por locación	46

2.1.10. Tipo de recobro.....	46
2.1.11. Propiedades de los fluidos de producción	46
2.1.12. Grado API.....	48
2.1.13. Tratamiento químico aplicado	48
2.1.14. Corte de agua- WC	48
2.2 Características del desarrollo operativo.....	49
2.2.1. Locación	49
2.2.2. Instalación dentro del cárcamo	49
2.2.3. Energía disponible para el SLA.....	49
2.2.4. Run life esperado - ERL	49
2.3 índice de falla y frecuencia de intervención a pozos pilotos	50
2.4 Selección de pozos candidatos a partir de fallas y su frecuencia de intervención.....	56
3 Análisis de los métodos para determinar su aplicabilidad	59
3.1 Métodos Multicriterio y su clasificación	60
3.1.1 Los métodos de puntuación directa (scoring methods)	64
3.1.2 Los métodos basados en la distancia (distance- base methods)	65
3.1.3 Los métodos de comparación (pairwise comparision methods).....	69
3.1.4 Métodos Software ECOSLAM (SAW – VIKOR – ELECTRE Y AHP).....	74
3.1.5 Métodos del Software ECOSLAM (SAW – VIKOR – ELECTRE Y AHP)	75

3.2 Variables de entrada para la metodología en el Ecoslam	80
3.3 Rangos de selección teóricos del sistema de levantamiento artificial	84
3.4 Pozos en estudio	86
3.4.1 Primer pozo en estudio	86
3.4.2 Segundo pozo en estudio	93
3.4.4 Tercer pozo en estudio.....	99
3.4.5 Cuarto pozo en estudio	105
3.4.6 Quinto pozo en estudio.....	110
3.4.7 Sexto pozo en estudio.....	115
3.5 Coincidencia de los métodos multicriterio con respecto al BES implementado en los pozos piloto del Campo Llanito.	120
3.6. Rango de aplicación BES en Campo Llanito	122
4. Aplicación del método seleccionado para los pozos candidatos a convertir a sistema de BES	125
4.1. Pozo candidato A.....	125
4.2. Pozo candidato B.....	130
4.3. Pozo candidato C.....	136
4.4. Pozo candidato D.....	143
4.5. Pozo candidato E.....	150

4.6. Análisis de viabilidad de los pozos candidatos según el método multicriterio Electre	156
4.7. Diseño mecánico de los pozos candidatos viables a BES	157
4.7.1. Diseño mecánico pozo A	158
4.7.2. Diseño mecánico pozo B	161
4.7.3. Diseño mecánico pozo C	163
4.7.4. Diseño mecánico pozo D	166
5. Recomendaciones para la operación de los pozos convertidos a BES.....	169
6. Conclusiones	172
Bibliografía.....	175

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Variables operativas de los pozos pilotos.....	42
Tabla 2. Comparativo historial causas de falla BCP vs BES en pozo 4.....	51
Tabla 3. Comparativo historial descriptor de falla BCP vs BES en pozo 4	53
Tabla 4. Comparativo historial causas de falla BCP vs BES en pozo 3.....	53
Tabla 5. Comparativo historial descriptor de falla BCP vs BES en pozo 3	54
Tabla 6. Comparativo historial causas de falla BCP vs BES en pozo 5.....	55
Tabla 7. Comparativo historial descriptor de falla BCP vs BES en pozo 5	56
Tabla 8. Historial de fallas en pozos seleccionados para evaluación de candidato	58
Tabla 9. Puntaje de las variables involucradas	75
Tabla 10. Matriz de comparación del Ecoslam	76
Tabla 11. Rango de aplicación de acuerdo con la literatura.....	85
Tabla 12. Rango de operación pozo 1	87
Tabla 13. Criterios de aplicación sistemas de levantamiento artificial. Pozo 1	89
Tabla 14. Criterios de aplicación sistemas de levantamiento artificial. Pozo 1 (SAW).....	90
Tabla 15. Criterios de aplicación sistemas de levantamiento artificial. Pozo 1 (VIKOR)	91
Tabla 16. Criterios de aplicación SLA. Pozo 1 (ELECTRE)	92
Tabla 17. Rango de operación pozo 2	94
Tabla 18. Criterios de aplicación sistemas de levantamiento artificial. Pozo 2 (MSCC)	96
Tabla 19. Criterios de aplicación sistemas de levantamiento artificial. Pozo 2 (SAW).....	97
Tabla 20. Criterios de aplicación SLA Pozo 2 (ELECTRE)	98
Tabla 21. Criterios de aplicación SLA. Pozo 2 (VIKOR)	99

Tabla 22. Rango de operación pozo 3	100
Tabla 23. Criterios de aplicación SLA. Pozo 3 (SAW).....	101
Tabla 24. Criterios de aplicación SLA. Pozo 3 (VIKOR)	102
Tabla 25. Criterios de aplicación SLA. Pozo 3 (ELECTRE).....	103
Tabla 26. Criterios de aplicación SLA. Pozo 3 (MSCC)	104
Tabla 27. Rango de operación pozo 4.....	105
Tabla 28. Criterios de aplicación SLA. Pozo 4 (MSCC)	107
Tabla 29. Criterios de aplicación SLA. Pozo 4 (ELECTRE).....	108
Tabla 30. Criterios de aplicación SLA. Pozo 4 (VIKOR).....	109
Tabla 31. Criterios de aplicación SLA. Pozo 4 (SAW)	110
Tabla 32. Rango de operación pozo 5.....	110
Tabla 33. Criterios de aplicación SLA. Pozo 5 (SAW)	112
Tabla 34. Criterios de aplicación SLA. Pozo 5 (VIKOR).....	113
Tabla 35. Criterios de aplicación SLA. Pozo 5 (ELECTRE).....	114
Tabla 36. Criterios de aplicación SLA. Pozo 5 (MSCC)	115
Tabla 37. Rango de operación pozo 6.....	115
Tabla 38. Criterios de aplicación SLA. Pozo 6 (ELECTRE).....	117
Tabla 39. Criterios de aplicación SLA. Pozo 6 (VIKOR).....	118
Tabla 40. Criterios de aplicación SLA. Pozo 6 (SAW).....	119
Tabla 41. Criterios de aplicación SLA. Pozo 6 (MSCC).....	120
Tabla 42. Coincidencia porcentual de los métodos teóricos vs pozos pilotos BES	122
Tabla 43. Coincidencia porcentual por pozo piloto BES según cada método analizado ...	122
Tabla 44. Rangos operativos	123

Tabla 45. Rango de aplicación Pozo A.	125
Tabla 46. Criterios de aplicación SLA. Pozo A (ELECTRE)	127
Tabla 47. Criterios de aplicación SLA. Pozo A (VIKOR)	128
Tabla 48. Criterios de aplicación SLA. Pozo A (SAW).....	129
Tabla 49. Criterios de aplicación SLA. Pozo A (MSCC).....	130
Tabla 50. Rango de aplicación Pozo B.....	130
Tabla 51. Criterios de aplicación SLA. Pozo B (ELECTRE)	132
Tabla 52. Criterios de aplicación SLA. Pozo B (VIKOR)	133
Tabla 53. Criterios de aplicación SLA. Pozo B (SAW).....	134
Tabla 54. Criterios de aplicación SLA. Pozo B (MSCC).....	135
Tabla 55. Rango de Aplicación Pozo C.....	136
Tabla 56. Criterios de aplicación SLA. Pozo C (ELECTRE)	138
Tabla 57. Criterios de aplicación SLA. Pozo C (VIKOR)	139
Tabla 58. Criterios de aplicación SLA. Pozo C (SAW).....	141
Tabla 59. Criterios de aplicación SLA. Pozo C (MSCC).....	142
Tabla 60. Rango de Aplicación Pozo D.	143
Tabla 61. Criterios de aplicación SLA. Pozo D (ELECTRE)	145
Tabla 62. Criterios de aplicación SLA. Pozo D (VIKOR)	146
Tabla 63. Criterios de aplicación SLA. Pozo D (SAW).....	148
Tabla 64. Criterios de aplicación SLA. Pozo D (MSCC).....	149
Tabla 65. Rango de Aplicación Pozo E.....	150
Tabla 66. Criterios de aplicación SLA. Pozo E (ELECTRE).....	152
Tabla 67. Criterios de aplicación SLA. Pozo E (VIKOR).....	153

Tabla 68. Criterios de aplicación SLA. Pozo E (SAW)	154
Tabla 69. Criterios de aplicación SLA. Pozo E (MSCC)	156
Tabla 70. Posicionamiento de los pozos candidatos a BES según métodos multicriterio..	157
Tabla 71. Parámetros de operación y rendimiento de la bomba a caudales mínimo, óptimo y máximo para el pozo A.....	159
Tabla 72. Parámetros de operación y rendimiento de la bomba a caudales mínimo, óptimo y máximo para el pozo B.....	161
Tabla 73. Parámetros de operación y rendimiento de la bomba a caudales mínimo, óptimo y máximo para el pozo C.....	164
Tabla 74. Parámetros de operación y rendimiento de la bomba a caudales mínimo, óptimo y máximo para el pozo D.....	167

Lista de Ecuaciones

	Pág.
Ecuación 1 Matriz de Alternativas para los MCDM; Error! Marcador no definido.	64
Ecuación 2 Métodos simple de pesaje aditivos	64
Ecuación 3 El método de Victor.....	65
Ecuación 4 Variable de entrada.....	66
Ecuación 5 Cálculo de la ecuación Qj.....	67
Ecuación 6 Condición uno.....	67
Ecuación 7 Hallar formula de X.....	68
Ecuación 8 Generar la martriz de decisión.....	70
Ecuación 9 Determinar los conjuntos de No conformidad.....	70
Ecuación 10 Elementos de la matriz de No conformidad	71
Ecuación 11 Umbral de conformidad	72
Ecuación 12 Conformity Supremacy.....	72
Ecuación 13 Formación de la matriz de dominancia.....	73

Lista de Figura

	Pág
Figura 1. Ubicación geográfica del campo Llanito.	24
Figura 2. Esquema de BM, con los dos componentes de superficie y subsuelo	28
Figura 3. Componentes Bombeo por cavidades progresivas.....	31
Figura 4. Esquema de BES con sus componentes de fondo y superficie.	41
Figura 5. Índice de fallas de los pozos en la GMA.....	51
Figura 6. Alternativas y criterios para la selección del SLA	80
Figura 7. Metodología para implementación del sistema BES en campo Llanito.	82
Figura 8. Resultados método MSCC. Pozo 1	88
Figura 9. Resultados método SAW. Pozo 1	90
Figura 10. Resultados método VIKOR. Pozo 1.....	91
Figura 11. Resultado método ELECTRE. Pozo 1	92
Figura 12. Resultado método MSCC. Pozo 2.....	95
Figura 13. Resultado método SAW. Pozo 2.....	96
Figura 14. Resultado método ELECTRE. Pozo 2	97
Figura 15. Resultado método VIKOR. Pozo 2	98
Figura 16. Resultado método SAW. Pozo 3.....	101
Figura 17. Resultado método VIKOR. Pozo 3	102
Figura 18. Resultado método ELECTRE. Pozo 3	103
Figura 19. Resultado método MSCC. Pozo 3.....	104
Figura 20. Resultado método MSCC. Pozo 4.....	106
Figura 21. Resultado método ELECTRE. Pozo 4	107

Figura 22. Resultado método VIKOR. Pozo 4	108
Figura 23. Resultado método SAW. Pozo 4	109
Figura 24. Resultado método SAW. Pozo 5	111
Figura 25. Resultado método VIKOR. Pozo 5	112
Figura 26. Resultado método ELECTRE. Pozo 5	113
Figura 27. Resultado método MSCC. Pozo 5	114
Figura 28. Resultado método ELECTRE. Pozo 6	116
Figura 29. Resultado método VIKOR. Pozo 6	117
Figura 30. Resultado método SAW. Pozo 6	118
Figura 31. Resultado método MSCC. Pozo 6	119
Figura 32. Resultado método ELECTRE. Pozo A	126
Figura 33. Resultado método VIKOR. Pozo A	127
Figura 34. Resultado método SAW. Pozo A	128
Figura 35. Resultado método MSCC. Pozo A	129
Figura 36. Resultado método ELECTRE. Pozo B	132
Figura 37. Resultado método VIKOR. Pozo B	133
Figura 38. Resultado método SAW. Pozo B	134
Figura 39. Resultado método MSCC. Pozo B	135
Figura 40. Resultado método ELECTRE. Pozo C	137
Figura 41. Resultado método VIKOR. Pozo C	139
Figura 42. Resultado método SAW. Pozo C	140
Figura 43. Resultado método MSCC. Pozo C	142
Figura 44. Resultado método ELECTRE. Pozo D	145

Figura 45. Resultado método VIKOR. Pozo D	146
Figura 46. Resultado método SAW. Pozo D	147
Figura 47. Resultado método MSCC. Pozo D.....	149
Figura 48. Resultado método ELECTRE. Pozo E.....	152
Figura 49. Resultado método VIKOR. Pozo E.....	153
Figura 50. Resultado método SAW. Pozo E	154
Figura 51. Resultado método MSCC. Pozo E	155
Figura 52. Diseño mecánico pozo A para caudal óptimo.....	160
Figura 53. Diseño mecánico pozo B para caudal óptimo.....	162
Figura 54. Diseño mecánico pozo C para caudal óptimo.....	165
Figura 55. Diseño mecánico pozo D para caudal óptimo.....	168

Glosario

API: Instituto Americano del Petróleo, entidad norteamericana que emite especificaciones y recomendaciones para la industria petrolera.

Campo: área de uno o múltiples yacimientos, donde se presenta una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo, los cuales están agrupados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

Cuenca: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos. Poder tener forma de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas generadoras se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y compactación, pueden generarse hidrocarburos.

Factor De Recobro: relación existente entre el petróleo producido y el petróleo original en sitio.

Factor Volumétrico: relación volumétrica que muestra la diferencia entre una cantidad de fluido a condiciones de yacimiento y ese mismo volumen a condiciones superficiales.

Formación: conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, identificada por sus características litológicas y posición estratigráfica, depositadas durante un período de tiempo. Las cuales pueden ser múltiples formando grupos y las subdivisiones forman los miembros.

Gravedad API: Escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para determinar la gravedad específica del petróleo crudo.

Inyección: proceso de recobro secundario que se aplica cuando los mecanismos de producción natural ya no son suficientes.

Indice De Falla: indicador que registra el desempeño y eficiencia de los elementos de un sistema. Lo que permite implementar medidas que conlleven a su fortalecimiento y confiabilidad.

Costo De Levantamiento: Costo de producir un barril de petróleo desde el subsuelo hasta las facilidades de producción.

Pozo: Ducto que permite comunicar una zona productora de hidrocarburos de un yacimiento con la superficie.

Pozo Inyector: Pozo usado para inyectar fluidos a un yacimiento.

Pozo Productor: Pozo usado para recuperar fluidos de un yacimiento.

Profundidad Vertical Total (TVD): mayor profundidad vertical alcanzada por la perforación.

Recuperación Primaria: sistema por el cual se extrae aceite y/o gas de un yacimiento por acción de la energía natural del mismo o por métodos artificiales que no impliquen la aplicación de energía adicional al mismo.

Recuperación Secundaria: recuperación de aceite y/o gas mediante el incremento de la presión y/o barrido volumétrico del hidrocarburo por la implementación de diferentes sistemas de recobro.

Sumergencia De Bomba: Diferencia en carga hidrostática entre la profundidad de la bomba y el nivel de fluido dinámico por encima de la bomba. La sumergencia de la bomba se monitorea continuamente para ajustar la tasa de flujo y evitar una condición de nivel agotado de la bomba. (Schlumberger).

Resumen

Título: Implementación de una metodología que permita definir el rango de aplicación del bombeo electro sumergible en pozos candidatos del campo llanito

Autor: Leonardo Andres De Moya Orozco

Palabras Clave: Método, Metodología, variables, rango de selección, Bombeo electro sumergible, Sistema de levantamiento artificial, Producción e índice de falla.

Descripción: En este trabajo de maestría, se llevó a cabo la determinación y definición del BES como sistema de levantamiento principal del Campo Llanito, considerando sus características de operación, baja frecuencia de intervención y confiabilidad. En primera instancia, se realizó la recopilación de información referente a los SLA actuales del campo (PCP y BM), lo que permitió definir las variables operativas, el índice de falla y la frecuencia de intervención de los pozo convertidos a BES (Pilotos) y a convertir a BES (Pozos candidatos); posteriormente se realizó una descripción de las diferentes metodologías con el fin de determinar la aplicación del BES y de acuerdo al alcance del presente trabajo, con ayuda de un software (Ecoslam) de propiedad del ICP, se crearon las simulaciones de acuerdo a la metodología multicriterio y fue posible obtener los puntajes y criterios a tener en cuenta en la toma de decisiones relacionadas al sistema de levantamiento a implementar.

Lo anterior, permitió la culminación del trabajo con los siguientes resultados representativos: Incrementos en las tasas de producción, bajos índices de falla en el campo, rango óptimo para la instalación exitosa de un sistema BES, decisión más acertada, el método con mejores resultados y reducción en producción diferida.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez. Msc

Abstract

Title: Implementation of a methodology to define the range of application of electromersible pumping in candidate wells of llanito field

Author: Leonardo Andres De Moya Orozco

Key Words: Method, Methodology, variables, selection range, Electro submersible pumping, Artificial lifting system, Production and failure index.

Description: In this master's work, the determination and definition of the BES as the main survey system of the Llanito Field was carried out, considering its operating characteristics, low frequency of intervention and reliability.

In the first instance, the collection of information regarding the current SLAs of the field (PCP and BM) was carried out, which allowed defining the operating variables, the failure rate and the intervention frequency of the wells converted to BES (Pilots) and convert to BES (Candidate Wells); Subsequently, a description of the different methodologies was made in order to determine the application of the BES and according to the scope of this work, with the help of software (Ecoslam) owned by the ICP, the simulations were created according to the multi-criteria methodology. and it was possible to obtain the scores and criteria to take into account in making decisions related to the survey system to be implemented.

This allowed the culmination of the work with the following representative results: Increases in production rates, low failure rates in the field, optimal range for the successful installation of a BES system, better decision, the method with better results and reduction in deferred production.

*Degree Work.

**Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Erik Giovany Montes Páez. Msc.

Introducción

El sistema de bombeo artificial a través de Bombeo electro sumergible BES, se fundamenta en la centrifugación de fluidos, donde el principio es transmitir en forma de presión, la energía de un motor eléctrico sumergible al fluido en el pozo. La aplicación del sistema requiere del conocimiento y comprensión de la parte eléctrica y electrónica, con el fin de analizarlo y enfocarlo como un sistema integral, en donde todos los parámetros del yacimiento, pozo, equipo BES de fondo y equipo BES de superficie, están relacionados entre sí.

Actualmente en Campo Llanito se utilizan los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo mecánico y PCP, los que presentan fallas constantes debidas a factores mecánicos asociados a características de la formación y de los fluidos, siendo estas la gasificación e incrustación de sales orgánicas, entre otros. Cabe resaltar que dichas fallas, han afectado la eficiencia del sistema de levantamiento de los fluidos extraídos a superficie y han acarreado bajas tasas de producción.

Por otra parte, los inconvenientes mencionados anteriormente, pueden traer como consecuencia aumentos en los costos de levantamiento del campo y de los proyectos, por mayor intervención en el sistema de levantamiento actual, cierre prematuro de los pozos, disminución de la producción del campo y por supuesto, pérdidas en las reservas de la compañía y la Nación.

El presente trabajo de fin de máster, se realiza con el fin de recopilar información bibliográfica acerca de metodologías que faciliten la definición del rango de aplicación del bombeo electro sumergible en pozos candidatos del campo Llanito, y así brindar a los ingenieros un método óptimo para la correcta selección de pozo candidatos a aplicar el bombeo electro sumergible como método de producción de crudo; para ello, se utilizó el software ECOSLAM desarrollado por el Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) que ayudó a establecer el rango óptimo. Finalmente, los resultados obtenidos de este trabajo servirán como apoyo, base y fundamento para la aplicación y masificación del BES en los pozos del campo Llanito y la compañía.

1. Generalidades del campo de estudio y sus sistemas de levantamiento artificial

1.1 Ubicación del campo de estudio

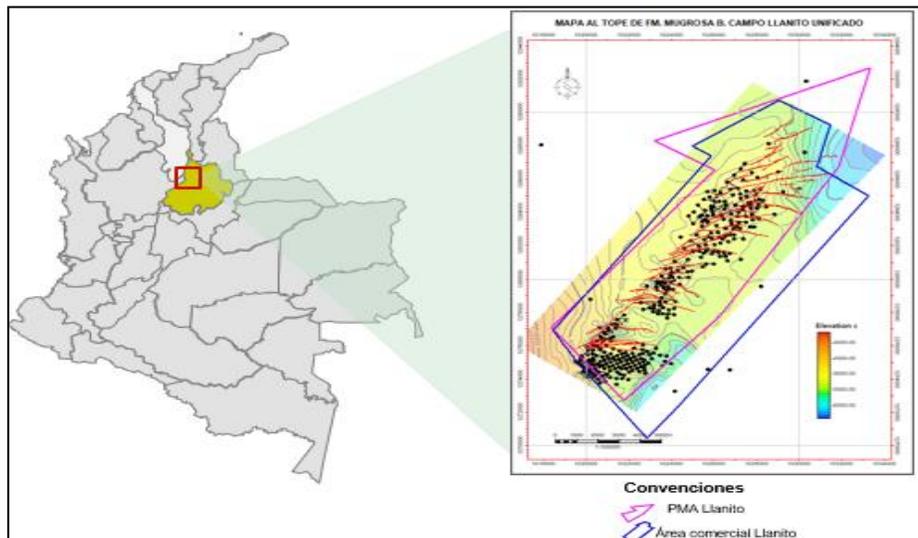
Campo Llanito Unificado, fue descubierto en el año 1945 con una localización correspondiente a la parte Norte de la concesión De Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al Norte de la ciudad de Barrancabermeja, entre las fallas Salina y de Cimitarra. Limita al Sur con el campo Casabe, al Norte con el Rio Sogamoso, al Oeste con la Ciénaga de Llanito y al Este con la Ciénaga San Silvestre. Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismos de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productores los constituyen areniscas de las zonas B y C de la formación Mugrosa, las zonas A y D de la formación Colorado y Esmeralda- La Paz respectivamente, y un intervalo arenoso del Toro Shale en toda el área (Unidad de planeación minero energetico, 2018).

La gravedad del crudo de campo Llanito varía entre: 18° y 22° API y el agua de formación presente está compuesta en gran parte por cloruros, los que se promedian entre 28.000 y 40.000 (Madero, et all, 2010)

Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss): N: 1°288,000 a 1°277,000 /E: 1°022,000 a 1°030,000. A continuación, se muestra el mapa referente a lo mencionado anteriormente.

Figura 1.

Ubicación geográfica del campo Llanito.



Nota. En la anterior imagen proporcionada por la empresa Ecopetrol S.A, se detalla la ubicación del campo petrolero en el mapa de Colombia, junto a la delimitación PMA y comercial del llanito.

Por otra parte, se da continuidad a la presentación de datos relevantes del Campo:

Á: 133 km²

Fm. principal productora Mugrosa

Formaciones secundarias rea

Colorado y Esmeraldas

OOIP: 1176MMBLS

PPI con regalías variables del 8% (básica 20%)

Prod. Acum.: 97.0 MMBLS Aceite 129.3 MMBLS Agua y 43.1

GPC

Iny. Acum.: 32.3 MMBLS de Agua

#Total Pozos Perforados: 379

#Prod activos:124; #Iny activos: 24

Espaciamiento actual: ~ 44 acres/pozo Fm. MUG

Espaciamiento futuro: ~ 16 acres/pozo Fm. MUG

1.2 Descripción de los sistemas de levantamiento artificial en el campo de estudio

Los SLA, son mecanismos externos a los pozos y formaciones productoras de petróleo. Dichos mecanismos se encargan de traer los fluidos del yacimiento hacia la superficie a una determinada tasa cuando la energía inicial de reservorio no es suficiente para producir por si sola los fluidos (Ecopetrol, 2014). Cabe resaltar que los mecanismos, son necesarios en aquellos pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para eyectar los fluidos hasta la superficie.

En campo Llanito los SLA existentes son el Bombeó Mecánico y PCP, por lo que motiva a implementar el BES como mecanismo de producción principal. En el siguiente ítem, se realiza una breve descripción de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial mencionado.

1.2.1 Bombeo mecánico

El bombeo mecánico es un mecanismo empleado para la extracción de crudo con diferentes gravedades API, contemplando crudos extrapesados y crudos livianos (Navarro,

2018). El bombeo mecánico utiliza una bomba de subsuelo de desplazamiento positivo y de acción reciprocante, abastecida por la energía transmitida a través de la sarta de varillas, que a su vez proviene de un motor eléctrico ubicado en superficie. Es importante considerar que este tipo de mecanismo es uno de los más utilizados para levantar los fluidos y puede estar configurado con un arreglo conformado por un balancín o rotaflex.

Por otra parte, el principio de operación de este sistema está basado en la succión y transferencia continua desde la formación productora hasta superficie; manejando un ciclo de bombeo cuyo inicio se da durante la carrera ascendente de la sarta de varillas y en el que el fluido pasa a través de la válvula fija abierta a la cámara de compresión entre las dos válvulas. A medida que el pistón comienza a bajar, la válvula fija se cierra y el fluido entre las válvulas se comprime.

Cuando la presión del fluido comprimido es mayor que la presión del fluido que se encuentra encima de la válvula viajera, esta se abre y el fluido comprimido fluye a través de ella a medida que el pistón desciende o cae a través del fluido. Cuando el pistón comienza a subir nuevamente, la válvula viajera se cierra y el fluido es levantado hacia superficie.

Pese a que este método de levantamiento artificial es el más utilizado en el mundo, es necesario tener presente que su implementación, debe realizarse preferiblemente en pozos verticales o medianamente desviados ($<30^\circ$), puesto que si se ensambla este tipo de equipo en pozos altamente desviados, existe una probabilidad alta de presentar problemas operacionales significativos, dado que la sarta de varillas podría tener una ruptura cada vez

que se genere el movimiento recíprocante, no obstante de que el sistema esté previsto por centralizadores.

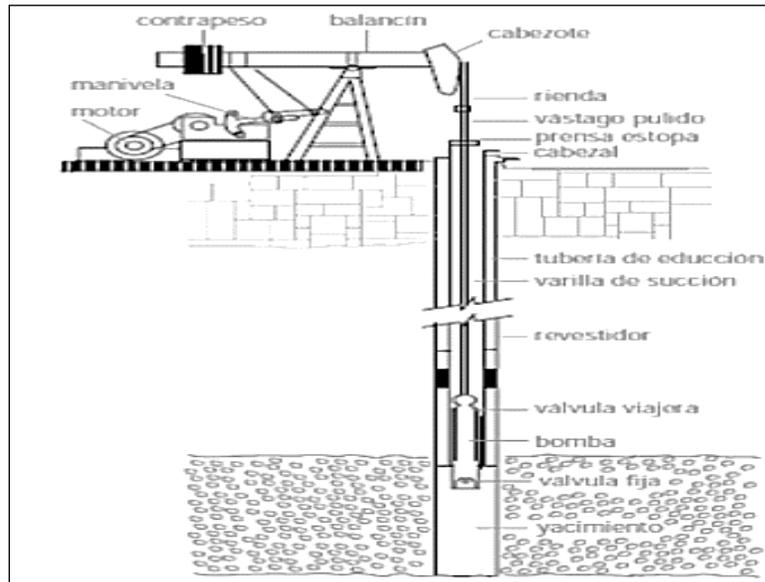
Existen varios tipos de configuración de unidades de bombeo mecánico, con componentes de subsuelo similares, pero diferentes en superficie que difieren en materia de diseño o configuración del equipo. Los tipos de bombeo mecánico existentes son: Unidad convencional, Unidad neumático o balanceada por aire y Montaje frontal o MARK II (Bohorquez, 2020).

A continuación, se nombran los equipos de superficie:

- Motor (eléctrico o de combustión).
- Unidad de bombeo: La cual consta de la unidad, caja reductora y contrapesas.
- Cabeza de pozo: Compuesta por la caja de empaques, línea de flujo y una barra lisa
- Equipos de subsuelo:
- Sarta de varillas.
- Tubería de producción.
- Válvula viajera y válvula fija.

Figura 2.

Esquema de BM, con los dos componentes de superficie y subsuelo



Nota, la figura del esquema de BM, con sus componentes, tomado del libro *Pozo Ilustrado* (p.15), por E. Barberii, 1991. Ediciones cepet.

1.2.2 Bombeo por cavidades progresivas (PCP)

El Bombeo por Cavidades Progresivas, es un sistema de levantamiento artificial que presenta alta eficiencia con respecto a los otros sistemas de levantamiento, ya que puede extraer entre un 50% a 60% de la producción de fluidos medianos ($22 < \text{°API} < 29,9$) o pesados ($\text{°API} < 21,9$) en el pozo donde se instale. Sin embargo, en condiciones o características donde la formación posea aporte o producción de arenas, presenta altos índices de falla.

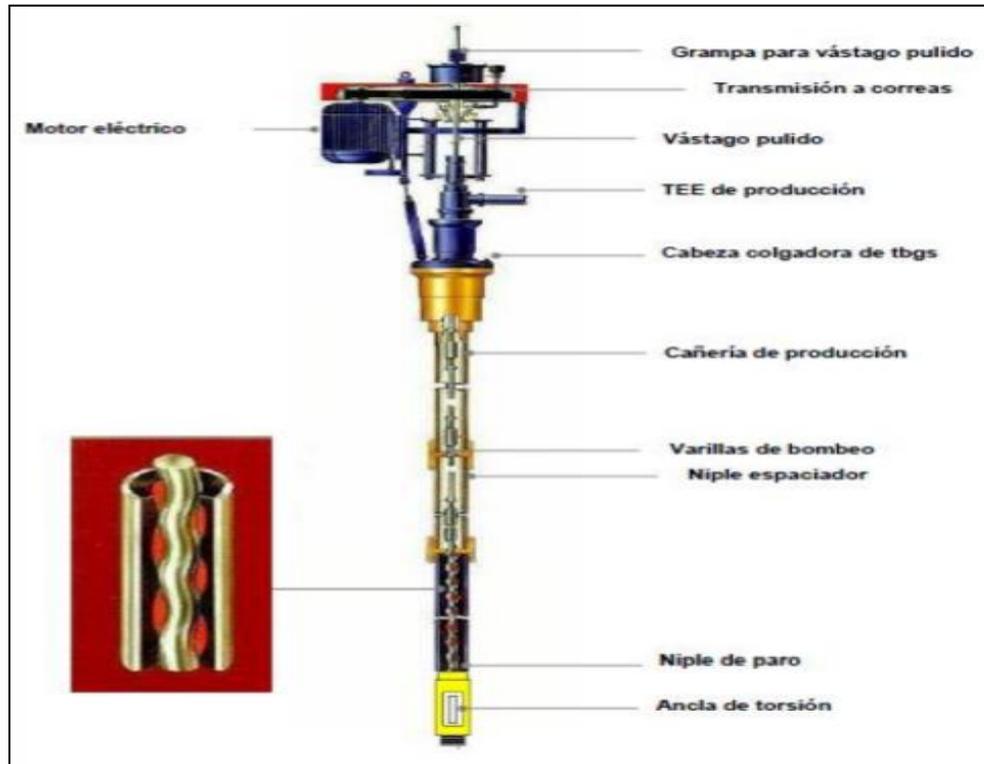
Los SLA por BCP, están compuestas por bombas de desplazamiento positivo donde sus cavidades se encuentran selladas hidráulicamente entre sí y cuentan con un cabezal de accionamiento, el cual se ubica en superficie y una bomba de fondo que se compone por un rotor de acero en forma helicoidal que gira dentro de un estator de elastómero sintético o de metal en un tubo de acero. Cuando el rotor gira en el interior del estator, se presenta un movimiento de cavidades de forma axial, generando un efecto de succión en el fondo del estator y logrando llevar el fluido desde el subsuelo hasta la superficie. El estator es instalado en el fondo del pozo donde hace parte de la columna interior de la sarta de producción, mientras que el rotor es instalado con la sarta de varillas de bombeo las cuales generan el movimiento del rotor dentro del estator. Estas varillas son accionadas desde superficie por el cabezal de rotación y su motor.

El bombeo por cavidades progresivas presenta algunas limitantes en comparación con otros métodos de levantamiento, siendo las más representativas la capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba. Adicionalmente, presenta eficiencia con respecto a los otros sistemas de levantamiento, ya que puede extraer entre un 50% a 60% de la producción de fluidos medianos ($22 < \text{°API} < 29,9$) o pesados ($\text{°API} < 21,9$) en el pozo donde se instale. Sin embargo, en condiciones o características donde la formación posea aporte o producción de arenas, presenta altos índices de falla.

A continuación, se nombran los equipos en subsuelo:

- Ancla anti-torque.
- Rotor.
- Niple de paro.
- Estator.
- Elastómero.
- Niple intermedio o Niple espaciador.
- Zapato probador de hermeticidad.
- Tubing.
- Sarta de varillas.

Igualmente, los equipos de superficie conocidos por tener parámetros y características que requieren los equipos de subsuelo se proceden a realizar la selección de los equipos en superficie para que estos puedan soportar la energía, los esfuerzos y el peso que requieren en los equipos de subsuelo: Cabezal de rotación o Drive Head, Sistema de transmisión y Sistema de frenado.

Figura 3.*Componentes Bombeo por cavidades progresivas*

Nota: A continuación, se describe los componentes de bombeo, tomado de Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas (p.12). por M. Hirschfeldt. 2008.

1.2.3 Bombeo electro sumergible

El bombeo electro sumergible a pesar de tener menos de 80 años de servicio, ha presentado un gran desarrollo y aceptación puesto que maneja un amplio rango de caudales, desde unos pocos barriles (100 BPD) hasta valores superiores a los 30.000 BPD, y en revestimientos desde 4.5" hasta 13 3/8", además de que se usa en todo el mundo y hoy por

hoy es responsable de más del 15% de la producción mundial de crudo. Su principal inconveniente son los altos costos iniciales, pero con una adecuada instalación los costos de mantenimiento pueden ser muy bajos y la vida del equipo en subsuelo puede durar suficiente tiempo, haciéndolo rentable. Su implementación requiere de la utilización de variedad de equipos tanto en fondo de pozo como en superficie.

El sistema BES, básicamente consta de una bomba centrífuga de múltiples etapas accionadas por un motor eléctrico sumergido en la parte inferior del pozo, para imprimir al fluido de yacimiento la energía necesaria para alcanzar la superficie y ser producido, este equipo provee la potencia necesaria para mover la bomba y la energía se transmite desde superficie hasta el motor por medio del cable de potencia. Como una medida de protección para el motor y para evitar la intrusión de fluidos extraños, la dilatación por las altas temperaturas, se usa un protector o sello, el cual va ubicado entre la bomba y el motor.

La energía eléctrica es convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión. En Colombia el 42% de los pozos, usa Bombeo electro sumergible y manejan el 80% de la producción de Ecopetrol.

A continuación, se realiza una descripción de los componentes del SLA BES en fondo, los cuales están constituidos por un motor electro sumergible, protector o sección sellante, separador de gas (si se requiere), bomba multietapas, cable y opcionalmente un sensor de presión y temperatura de fondo:

Motor Eléctrico: el motor electro sumergible es un motor trifásico, el cual es el encargado de generar la fuerza necesaria para el funcionamiento de la bomba. Es un motor de inducción bipolar trifásico que opera a una velocidad típica de 3500 rpm cuyos componentes están diseñados para resistir temperaturas de hasta 260°C, es decir 500°F.

Una corriente alterna (AC) de tres fases crea campos magnéticos que inducen al rotor y al eje a girar dentro del estator. Su bobina está protegida por un encapsulado epóxico.

Existen dos tipos fundamentales de motor para los sistemas BES, los de inducción y los de imanes permanentes

Motor de Inducción: Motor asíncrono o motor asincrónico de inducción es un motor eléctrico de corriente alterna, en el cual su rotor gira a una velocidad diferente a la del campo magnético del estator. Funciona según el principio de inducción mutua de Faraday. Al aplicar corriente alterna trifásica a las bobinas inductoras, se produce un campo magnético giratorio, conocido como campo rotante, cuya frecuencia será igual a la de la corriente alterna con la que se alimenta al motor.

Motor de Imanes Permanentes: Un generador síncrono en el que se ha sustituido el bobinado de excitación, normalmente en el rotor, por un sistema formado por imanes permanentes que suministran un campo eléctrico constante. Su mecanismo se basa en sustituir el cambio de polaridad mecánica por otra electrónica sin contacto. El imán del centro girará a una velocidad constante síncrona con la rotación del campo magnético.

La diferencia existente entre motor síncrono y el asíncrono, radica en la velocidad del campo electromagnético dado que, en el asíncrono o de inducción, el rotor gira ligeramente más despacio que el campo rotante mientras en el motor síncrono, o de imanes permanentes, el campo magnético y el rotor tienen la misma velocidad de giro.

Protector o sección sellante: Dentro de su función está la de proteger el motor de la contaminación de los fluidos del pozo y absorber el empuje generado por la bomba. Iguala la presión entre el pozo y el aceite del motor y además compensa la expansión y contracción del aceite de motor.

El sello consta de cámaras de separación múltiple que se encuentran disponibles en dos tipos: laberíntico y de bolsa.

La cámara tipo laberinto, contiene un camino de comunicación para el aceite que interviene su dirección vertical dos veces. Este arreglo combinado con la diferencia de densidad existente entre el aceite del motor y los fluidos producidos hace que el aceite quede atrapado en la parte superior de la cámara para comunicarse con otra cámara o con el motor en la parte inferior. El fluido pesado (producido) permanece en la entrada de la cámara y se comunica a cámaras superiores.

Las cámaras tipo bolsa, contienen una barrera de elastómero que aísla físicamente el aceite del motor de los fluidos del pozo. Este tipo de cámara es apta para trabajar en pozos con desviaciones extremas y con fluidos muy livianos. En todas las aplicaciones, las cámaras

de bolsa reducen la saturación de gas y líquido del aceite del motor. Existe una gran variedad de modelos de sellos que pueden tener de dos a seis cámaras de separación y muchos tipos de arreglos para cumplir con su objetivo específico.

En cuanto a la bomba centrífuga sumergible que puede ser de tipo axial, radial o de flujo mixto o Multi-Etapa, el número de etapas depende de la aplicación especificada; dicha bomba, está compuesta por un impulsor que rota y un radial difusor estacionario. El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor. Por su parte, el difusor dirige el fluido hacia el siguiente impulsor.

El tipo de etapa utilizada determina el volumen de fluido a ser producido, y el número de ellas determina la cabeza total generada y el caballaje requerido. Cada etapa maneja el mismo volumen de fluido en ausencia de gas libre y levanta una cabeza determinada, siendo la cabeza dinámica total el producto del número de etapas y la cabeza generada por cada una de ellas.

Lo anterior, evidencia que su principio de operación se basa en el impulsor el cual toma el fluido y le imprime energía cinética. El difusor convierte esta energía cinética en energía potencial. La función de cada etapa es llevar el fluido de un nivel a otro, incrementando su energía, hasta alcanzar una presión de descarga que permita que el fluido llegue a superficie. El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor.

A continuación, se realiza una clasificación de las bombas:

- Bomba Compresora: Todos los impulsores están fijos al eje, por lo tanto, se mueven como un solo cuerpo, si un impulsor se mueve, el eje se mueve también.
- Bomba Flotadora: Cada impulsor es libre de moverse hacia arriba o abajo sobre el eje (Flota sobre el eje). Los Componentes de la Bomba se dividen en etapa de Flujo Radial, en la que el ángulo de los pasajes de flujo es cercano a los 90 grados y se utiliza en aplicaciones de bajo caudal. Etapa de Flujo Mixto, en la que el ángulo de los pasajes de flujo es cercano a los 45 grados y se utiliza en aplicaciones de alto caudal.
- Eje y Housing: El número de etapas requeridas según el diseño, se ensamblan sobre un eje, y se alojan en un housing de un tamaño adecuado para este número específico de etapas.
- Sensor de presión y temperatura: Es el encargado de capturar datos de subsuelo en tiempo real y de enviar dichos datos de fondo de pozo a superficie, este dispositivo se encuentra conectado mediante el cable eléctrico de forma directa al motor logrando enviar la información, su función principal es monitorear constantemente la presión y temperatura de fondo, protegiendo así el motor de sobrecalentamientos, detectando fallas eléctricas y determinando la temperatura de operación del motor (León, 2019).

En el sistema de bombeo electro sumergible las variables que mide el sensor son: presión de entrada a la bomba (PIP), Presión de descarga de la bomba (PDP), Temperatura de entrada del fluido (TI), Temperatura del motor (TM), y las Vibraciones del motor (VX) (León, 2019).

En los sensores los registros de presión dinámica suministrados por el mismo son de gran utilidad ya que permiten determinar el índice de productividad, la permeabilidad de la formación, la presión y los límites del yacimiento, así como también el daño del pozo, y una vez correlacionados, facilitan la capacidad de establecer cuando es necesario un cambio de bomba, un cambio en la rata de inyección o la realización de trabajos de workover. Este elemento se compone esencialmente de un tubo Bourdon y un potenciómetro activado por el nivel de fluido y/o la presión de gas de fondo.

- Separador de gas: Generalmente este dispositivo es implementado, cuando se prevé una alta relación Gas-Petróleo (RGP). Se encuentra ubicado entre el sello y la bomba. Pueden ser estáticos o centrífugos.

Los separadores de gas se utilizan cuando el gas libre ocasiona interferencia al rendimiento de la bomba y están diseñados para prevenir que la mayor cantidad posible de gas libre entre a la bomba evitando así la cavitación. Normalmente, un separador se ubica en medio del protector y la bomba, operando muchas veces como separador, como entrada (intake) o cabeza de entrada de fluidos.

Así mismo, existen separadores de flujo inverso y centrífugo, los cuales se detallan a continuación:

- Separador de flujo inverso: el fluido al entrar se desplaza hacia arriba y hacia abajo cuando el impeler pick-up trata de absorberlo ocasionando turbulencia y generando un vórtice que permite que el gas se desplace a lo largo del eje y que el líquido se mueva por el anular existente entre el eje y el ID del separador. Esta operación, provee a la primera etapa de la bomba con fluido de alta densidad y permite la previa separación de gas, el cual pasa por el anular y por allí es venteado hacia la cabeza del pozo.
- Manejador de gas: tiene como función principal permitir a la bomba producir en pozos con altas relaciones gas-petróleo. Su uso mejora la eficiencia total del sistema, comprimiendo las burbujas de gas en el fluido, entrando a la bomba una mezcla de agua, petróleo y gas, que pueda ser manejada por la bomba. Viene en diferentes diámetros y se puede instalar en serie con un separador de gas o un dispositivo de succión. La selección depende de la cantidad de gas libre que tiene que manejar la bomba.
- Separador de gas centrífugo: el fluido pasa a través de la llama de intake y es llevado por el “inducido” hasta el “centrifugo” que imparte la fuerza con la cual las partículas líquidas de mayor densidad son desplazadas a la periferia

de este, mientras que las partículas gaseosas van hacia el centro donde el divisor de flujo las envía por el conducto de gas hasta el anular

- Cable Conductor o de potencia: La función principal del cable, es transmitir la energía desde el variador en superficie hasta el motor en fondo. Existen varios tipos de cables en una instalación de bombeo electro sumergible, siendo estas extensiones de cable plano, cable de potencia y conectores de superficie. Es de señalar, que el cable adecuado para cada aplicación se selecciona teniendo en cuenta las propiedades eléctricas, las dimensiones físicas, la resistencia mecánica, la temperatura y el espacio disponible (Clearance).

Continuando con la descripción de los componentes los SLA BES, se especifican los utilizados en superficie, los que proporcionan la energía eléctrica al motor y los elementos de fondo, entendidos como aquellos que operan instalados en el subsuelo y cuelgan de la tubería de producción permitiendo la elevación de la columna del fluido necesaria para producir el pozo. Entre estos equipos se encuentran:

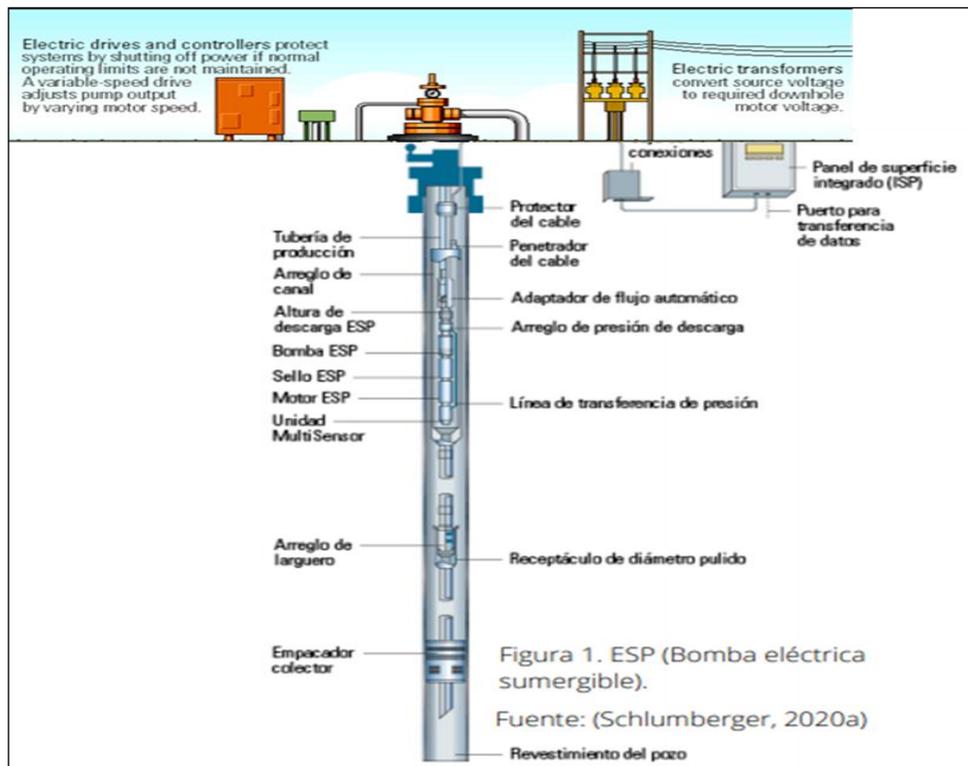
- Caja de venteo: Se encuentra localizada a unos 15 ft. de la cabeza del pozo y conecta al cable que viene del pozo y el que sale del transformador. Su función, es eliminar los gases que viajan a través del cable y desde el fondo del pozo, si este continuara por el cable y alcanzara el controlador del motor (VSD) se originaría una explosión.

- Cabezal de pozo: está compuesto por el árbol de navidad y la cabeza especial para permitir el paso del cable desde superficie hasta el subsuelo y la línea de flujo que transporta los fluidos a la batería y/o sus facilidades de superficie.
- Fuentes de energía: el motor del sistema de bombeo electrosumergible funciona con energía eléctrica que puede provenir de la red nacional o de plantas generadoras constituidas por un motor de combustión interna a gas o diésel, el cual es el encargado de suministrar la energía mecánica a un generador que la transforma en la energía eléctrica requerida por el equipo de fondo.
- Variador de velocidad (VSD): es un controlador variable de velocidad (Variable Speed Drive) que utiliza componentes electrónicos para cambiar la frecuencia de entrada de la corriente de 60 Hz a una frecuencia que puede oscilar entre 30 y 90 Hz, permitiendo operar la bomba a diferentes velocidades puesto que la mayoría de los sistemas BES, utilizan un motor de inducción cuya velocidad es proporcional a su frecuencia.
- Convertidores: se definen como equipos eléctricos capaces de cambiar la energía de una u otra forma. Un convertidor puede cambiar la magnitud del voltaje, cambiar la corriente de AC a DC o de DC a AC, y/o alterar la frecuencia.

- Transformador Step Down: En lugares donde hay líneas de alta tensión se utiliza para reducir el voltaje de línea hasta el necesario para operar el variador o switch board.
- Transformador Step Up: son transformadores de fabricación especial que operan a diferentes frecuencias. Su función es elevar el voltaje de la salida del variador a la tensión necesaria requerida por el motor eléctrico.

Figura 4.

Esquema de BES con sus componentes de fondo y superficie.



Nota. Esquema de bomba eléctrica, tomado de Cartilla diagnóstico y solución de las fallas operativas presentadas en sistemas de bombeo electrosumergible (bes) (p.3), por A. Zambrano 2020

2 Determinación de las variables operativas de los SLA, su índice de falla e intervención

Como se mencionó en el apartado anterior, en el campo de estudio solo operan los sistemas de levantamiento artificial por BM y PCP, en consecuencia, las variables operativas fueron definidas de acuerdo con la información histórica de los pozos con los sistemas de levantamiento artificial mencionados y sus parámetros operativos obtenidos a lo largo de la vida productiva de los pozos y sus conversiones.

A continuación, se relacionan y define las variables seleccionadas de acuerdo con la revisión de la data histórica y los parámetros requeridos por los diferentes métodos:

2.1 Variables operativas de los sistemas de levantamiento.

Se tomaron las variables operativas de 6 pozos. En la siguiente tabla se puede observar los datos obtenidos y posteriormente se explica cada uno.

Tabla 1.

Variables operativas de los pozos pilotos

INFORMACIÓN Y DATOS	POZO 1	POZO 2	POZO 3	POZO 4	POZO 5	POZO 6
Producción de fluido total BPD	275	1056	1102	1073	436	544
Profundidad asentamiento del SLA (FT)	6097	5450	5033	3305	5146	5450
Inclinación del pozo (Grados)	20.9	22.71	24	0	0	24.03
INFORMACIÓN Y DATOS	POZO 1	POZO 2	POZO 3	POZO 4	POZO 5	POZO 6

Dogl.eg-RIH (Grados x/c 100FT)	2.33	2.61	3.99	o	o	2.62
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	150	142	150	141	150	141
Presión De Entrada De La Bomba - PIP	462	673	616	1260	1100	626
Posición DelIntake De La Bomba	6097	5450	5033	3305	5146	5450
Tipo De Completamiento Del SLA	Sencillo	Sencillo	Sencillo	Sencillo	Sencillo	Sencillo
Diámetro Del Casing - CD	711 26LB/FT	711 26LB/FT	711 26LB/FT	"51/2""15,SLB/FT"	"51/2""15,SLB/F T"	711 26LB/FT
Numero De Pozos Por Locación	2	3	3	3	1	3
Tipo De Recobro	Recuperación secundari	Recuperación secundaria	Recuperación secundaria	Recuperación secundaria	Recuperación Primaria	Recuperación secundaria
Presencia De Arena	SI	SI	SI	SI	NO	SI
Relación Gas-Aceite-GLR	550	440	400	875	1000	500
Presencia De Depósitos API	No registrado 22.7	No registrado 19.2	No registrado 19.7	No registrado 19.3	No registrado 20	No registrado 19.5
Tratamiento Químico Aplicado	No aplicado	No aplicado	No aplicado	No aplicado	No aplicado	No aplicado
Corte De Agua WC	74	63	65	935	85	44
Locación	LAND	LAND	LAND	LAND	LAND	LAND
Energía Disponible Para SLA	Red nacional	Red nacional	Red nacional	Red nacional	Red nacional	Red nacional
Run Life Esperado -ERL (días)	800	800	800	800	800	1000
Justificaciones SLA convenio	Productividad y trayectoria del pozo	Productividad y trayectoria del pozo	Reducción en recurrentes fallas del sistema PCP Productividad y trayectoria del pozo	Reducción en recurrentes fallas del sistema PCP Productividad del pozo	Reducción en recurrentes fallas del sistema BM Productividad del pozo	Productividad y trayectoria del pozo

Nota: Datos históricos

2.1.1. Producción de fluido total - BPD

El Volumen de fluido hace referencia a la producción diaria total de petróleo y agua de un pozo. El volumen de un barril es equivalente a 42 galones estadounidenses y se abrevia BLPD. (Schlumberger, s.f.).

2.1.2. Profundidad asentamiento del SLA

La profundidad de asentamiento se define como la profundidad a la cual se encontrará el sistema de bombeo electro sumergible. Se estima una profundidad de asentamiento de la bomba (100' por encima del colgador) que garantice la sumergencia.

2.1.3. DogLeg- RIH

Es un lugar particularmente curvo de un pozo en el que la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional cambia rápidamente (Schlumberger, s.f.) Para el bombeo electro sumergible se recomienda que no exceda el valor de $8^{\circ}/100$ ft.

2.1.4. Inclinación del pozo

La desviación respecto de la vertical, sin importar la dirección magnética, expresada en grados. La inclinación se mide inicialmente con un mecanismo de péndulo y se confirma con acelerómetros MWD o giroscopios. Para la mayoría de los pozos verticales, la inclinación es la única medición de la trayectoria del pozo. En el caso de los pozos desviados en forma intencional, o los pozos cercanos a límites legales, en general también se mide la información direccional. (Schlumberger, s.f.)

2.1.5. Temperatura en fondo- BHT

La temperatura existente en el pozo, en la profundidad total, en el momento en que se mide. En la interpretación de registros, la temperatura de fondo de pozo (BHT) se toma como la temperatura máxima registrada durante una carrera de adquisición de registros, o preferentemente, la última de una serie de carreras efectuadas durante la misma operación.

La BHT es la temperatura utilizada para la interpretación de registros en la profundidad total. Más en dirección hacia la superficie, la temperatura correcta se calcula mediante la asunción de un cierto gradiente de temperatura. La BHT se encuentra entre la temperatura de circulación de fondo de pozo (BHCT) y la temperatura estática de fondo de pozo (BHST). (Schlumberger, s.f.)

2.1.6. Presión de entrada a la bomba- PIP

la presión de entrada de la bomba o PIP (pump intake pressure) es igual a la sumergencia más la presión del revestidor. Existen dos valores a ser considerados para la entrada de la bomba:

PIP Requerida. Esta resulta ser la presión de entrada necesaria para alimentar apropiadamente a la bomba y prevenir o impedir la interferencia de gas o cavitación.

PIP Disponible. Está es una presión en función al sistema en el cual la bomba opera lo que indica que la PIP disponible, es la sumergencia característica de cada instalación individual. (Madrid, 2012)

2.1.7. Tipo de completamiento del SLA

El completamiento empleado en un pozo petrolero es el diseño, la selección e instalación de tuberías, empaquetaduras, herramientas y equipos dentro del mismo para la producción de manera controlada, segura y rentable. Se tienen 2 opciones, siendo este sistema

“simple” o “dual-múltiple” que se simplifica en la metodología de tal manera que sea posible contar con 1 o más SLA en el mismo pozo.

2.1.8. Diámetro del Casing- CD

Las restricciones mecánicas de los pozos son un condicionante y una variable clave a la hora de seleccionar un sistema de levantamiento artificial; en el caso del bombeo electrosumergible, es una variable indistinta para emplear.

2.1.9. Número de pozos por locación

Es la cantidad de pozos que se encuentra encerrados en un área determinada, con el fin de establecer el espacio en superficie disponible para la instalación de los equipos necesarios para el sistema de levantamiento artificial.

2.1.10. Tipo de recobro

El recobro es un método empleado para mejorar la recuperación de petróleo que usa técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo.

2.1.11. Propiedades de los fluidos de producción

Presencia de arena. La migración de arena de formación es causada por el flujo de fluidos de yacimientos. La producción de arena generalmente es indeseable ya que puede restringir la productividad, erosionar los componentes de la terminación, impedir el acceso al pozo, interferir con la operación de los equipamientos de fondo de pozo y plantear

dificultades significativas de eliminación (Schlumberger, s.f.). Para el bombeo electro sumergible, se recomienda que no sobrepase las 200 ppm.

Relación de gas a líquido- GLR. Es la relación del gas producido con respecto a los líquidos producidos (petróleo y agua). La relación de gas libre óptima para el bombeo electro sumergible no debe superar el 10%.

Presencia de depósitos. Los depósitos, son una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo contenidos en rocas porosas. Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad.

Presencia de fluido corrosivo. Los fluidos corrosivos presentan un problema de especial cuidado al momento de seleccionar el sistema de levantamiento artificial a emplear. Debido a dicha presencia, es necesario tener en cuenta las limitantes que posee el bombeo electro sumergible con respecto a estos fluidos que van de la mano con el tipo de recobro empleado, en especial los métodos de recuperación terciarios que incluyen el uso de inyección de CO₂ porque incrementan los problemas de corrosión que a su vez generan un problema especial, destacando la superficie exterior de la unidad de bombeo es diseñada en acero de bajo carbono y que la concentración de H₂S también es causante de la corrosión agresiva que presenta las partes de cobre contenidas en el aparejo. Estas condiciones que varían e inciden en la operación del sistema de bombeo, son factores fundamentales a tener en cuenta.

2.1.12. Grado API

API es la unidad de medida establecida por el American Petroleum Institute (API) que indica la densidad de un líquido. El agua dulce tiene una densidad API de 10 (Schlumberger, s.f.). En cuanto al bombeo electro sumergible, el efecto de la viscosidad del fluido en el comportamiento de la bomba centrífuga, se debe a la alta resistencia que tienen los fluidos viscosos; además, la energía requerida en el equipo se ve incrementada debido a las pérdidas por fricción en los discos y en la tubería, disminuyendo así la capacidad de levantamiento.

2.1.13. Tratamiento químico aplicado

Para la extracción del petróleo, se recurre a métodos de recobro mejorado que pueden incluir tratamiento con químicos a fin de mejorar las propiedades del fluido. Los tratamientos, pueden resultar corrosivos para el sistema de levantamiento artificial.

2.1.14. Corte de agua- WC

Relación de agua producida comparada con el volumen total de líquidos producido. El corte de agua en yacimientos con inyección de agua puede alcanzar valores muy elevados. (Schlumberger, s.f.)

2.2 Características del desarrollo operativo

2.2.1. Locación

Las operaciones de los campos petroleros requieren de instalaciones de gran tamaño que cuenten con la capacidad técnica y operativa para la extracción del petróleo; dichas instalaciones comunican el yacimiento con la superficie por medio de configuraciones de tuberías y accesorios. Se tienen instalaciones en tierra (onshore) e instalaciones que operan en zonas marítimas (offshore)

2.2.2. Instalación dentro del cárcamo

El pozo debe contar con el espacio suficiente para la instalación de un cárcamo en el cual se va a alojar el sistema de levantamiento artificial.

2.2.3. Energía disponible para el SLA

El sistema de levantamiento artificial necesita un suministro de energía eléctrica para su funcionamiento, esta puede ser suministrada por la red eléctrica disponible, un grupo electrógeno o por generación propia del pozo en producción.

2.2.4. Run life esperado - ERL

El run life es el tiempo que se tiene entre fallas, son los días que se cuentan desde el momento de activación del equipo hasta el momento de la falla. El run life esperado, se estima teniendo en cuenta las variables operativas del campo y el tiempo entre fallas presentado anteriormente en el pozo.

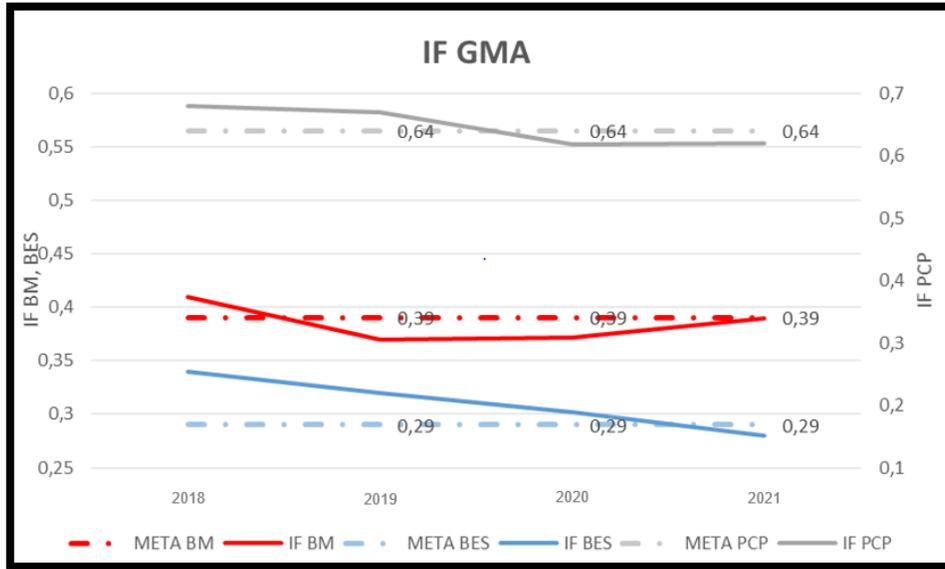
2.3 índice de falla y frecuencia de intervención a pozos pilotos

Muchos de los pozos productivos del campo Llanito tienen un elevado tiempo de operación, razón por la cual, muestran un alto índice de intervenciones en los últimos años como consecuencia del deterioro normal del pozo y su edad. En un plan piloto de reestructuración y mejoramiento de dichos pozos que en su último año de operación presentaron mayores índices de falla, ECOPETROL S.A decidió iniciar un plan de reconversión en algunos de los pozos más afectados por este parámetro, destacando el Pozo 4, el cual fue el primero en aplicar a la campaña. Las fallas en los sistemas de levantamiento existentes son un factor fundamental para la selección del método de acuerdo con la experiencia e históricos de campo. Los sistemas de levantamiento por Bombeo Mecánico y PCP, principales SLA del campo Llanito, han presentado fallas por bombeo mecánico; siendo esta el desgaste por contacto y velocidad, rotura de varilla por compresión y producción de arena, generando desgaste en los pistones y barriles de bombeo mecánico. En el caso de los PCP, se han presentado fallas por desconexión y rotura de tubería por backspin, desgaste por contacto y velocidad.

Las fallas mencionadas anteriormente, son los criterios que favorecen la selección de bombeo electro-sumergible como sistema de levantamiento artificial para el campo de estudio.

Figura 5.

Índice de fallas de los pozos en la GMA



Nota: Índice de falla del pozo, tomado de datos de la empresa Ecopetrol

En la siguiente tabla, se correlaciona el comparativo de las fallas presentadas en los pozos pilotos:

Tabla 2.

Comparativo historial causas de falla BCP vs BES en pozo 4

Historial de fallas pozo 4 bcp 2016		Historial de fallas pozo 4 bes 2017-2021	
Causa específica de falla	Número de fallas	Causa específica de falla	Número de fallas
Sección No Tangente	0	Sección No Tangente	0
Desconocido	2	Desconocido	0
Desgaste Normal o Esperado	0	Desgaste Normal o Esperado	0
Configuración del Sistema	0	Configuración del Sistema	0
Arena	0	Arena	0
Parafina	0	Parafina	0
Instalación Servicio Taladro	0	Instalación Servicio Taladro	0
Procedimiento-Operación	0	Procedimiento-Operación	0
Interrupción Suministro de Potencia	6	Interrupción Suministro de Potencia	0

Nota: Información tomada de los registros de la empresa ECOPETROL

En la anterior tabla, es posible evidenciar que el pozo 4 fue el primer pozo reconvertido y según el criterio de Ingeniería de Yacimientos, el SLA adecuado para este era el de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), motivo por el cual, tuvo una primera reconversión en el año 2016 a BCP, ya que este contaba con un sistema de bombeo mecánico (BM) como sistema de levantamiento.

No obstante, durante el transcurso del año 2016, tuvo un elevado índice de intervenciones (8) agravado por el hecho de que se trataba de un pozo completamente nuevo en cuanto al sistema de levantamiento artificial. Las principales fallas documentadas fueron provocadas a partir de fallas en la alimentación eléctrica, generando problemas de atascamiento y reducción progresiva de la eficiencia de la bomba.

Adicional al paro, el arranque de la bomba se dificultaba por un proceso denominado 'back-spin', el cual consiste en el retroceso progresivo de la columna de extracción hasta el punto en el que balancean las presiones en la entrada y la descarga de la bomba. Este fenómeno, en las inmediaciones del campo Llanito, podía durar entre 8h y 12h previo al arranque del pozo y generaba una diferida adicional al paro por falla en el pozo. Este fue uno de los motivos por los cuales se decidió realizar la reconversión de este pozo a BES.

Otro de los motivos por los cuales el grupo ingenieril de ECOPETROL S.A. decidió realizar el cambio de SLA en este pozo, fue la ganancia en producción que se obtendría con

el sistema de levantamiento BES, sustentado en los registros DINASON que mostraban una sumergencia adecuada para realizar el cambio.

Tabla 3.

Comparativo historial descriptor de falla BCP vs BES en pozo 4

Historial de fallas pozo 4 bcp 2016		Historial de fallas pozo 4 bcp 2019-2021	
Descriptor de falla	Número de fallas		Número de fallas
Acanalado	0		0
Atascado	3		0
Atascado Abierto	0		0
Baja Eficiencia	2		0
Dañado	0		0
Desconectado	1		0
Fuga	0		0
Partido/Fracturado	2		0
Roto (Perforado)	0		0
Tapado	0		0
Total Fallas	8		0

Nota: Información tomada de los registros de la empresa ECOPETROL

Tabla 4.

Comparativo historial causas de falla BCP vs BES en pozo 3

Historial de fallas pozo 3 bcp 2017-2019		Historial de fallas pozo 3 bes 2019-2021	
Causa específica de falla	Número de Fallas		Número de fallas
Sección No Tangente	0		0
Desconocido	2		0
Desgaste Normal o Esperado	0		0
Configuración del Sistema	1		0
Arena	2		0
Parafina	1		0
Instalación Servicio Taladro	0		0

Procedimiento-Operación	0	0
Interrupción Suministro de	0	0
Potencia		

Nota: tomada Información de los registros de la empresa ECOPETROL

El pozo 3 tuvo condiciones similares al pozo 4 con un sistema BCP que mostraba problemas operativos por fallas, producto de arenamiento del pozo e incrustaciones de parafinas; dichos problemas operativos, obligaron a parar el pozo de manera reiterativa e incluso fue necesario realizar un cambio de la Bomba BCP que lo suplía. Bajo este orden de ideas, se convirtió en un pozo demasiado costoso para la compañía y difícil de mantener, por lo que se decidió su restructuración, mostrándose el BES como la solución más viable no solo por las condiciones del terreno, sino también por los niveles de confiabilidad mostrados en el pozo 4.

Tabla 5.

Comparativo historial descriptor de falla BCP vs BES en pozo 3

Historial de fallas pozo 3 BCP 2017-2019		Historial de fallas pozo 3 BES 2019-2021
Descriptor de falla	Número de Fallas	Número de fallas
Acanalado	1	0
Atascado	1	0
Atascado Abierto	0	0
Baja Eficiencia	1	0
Dañado	0	0
Desconectado	0	0
Fuga	0	0
Partido/Fracturado	2	0
Roto {Perforado}	2	0
Tapado	0	0
Total Fallas	7	0

Nota: Información tomada de los registros de la empresa ECOPETROL

El objetivo principal de la reconversión era disminuir el elevado índice de intervenciones (7) mostradas por el pozo en los últimos dos años de operación con sistema de levantamiento por BCP, así como eliminar el fenómeno de back-spin el cual se reflejaba de manera consistente en las diferidas. Igualmente, se buscó aumentar la productividad de un pozo, que de acuerdo con los estudios proporcionados por ingeniería de yacimientos, presentaba un mayor potencial y se veía afectado por la inestabilidad del sistema de levantamiento utilizado. En cuanto a la revisión de fallas del Pozo 5, se evidenció que es el más longevo entre los pozos reconvertidos y analizados, ya que se perforó en marzo de 1962 con Sistema de Bombeo Mecánico, iniciando su producción con 506 BOPD. A lo largo de su vida, este pozo tuvo varias intervenciones a causa de fallos de parada, no obstante, en sus últimos dos años de operación registró once (11) fallas que requirieron parada de pozo, por lo que se convirtió en un pozo difícil de mantener y con un potencial considerable. Según Ingeniería de Yacimientos, se encontraba subexplotado.

Tabla 6.

Comparativo historial causas de falla BCP vs BES en pozo 5

Historial de fallas pozos BM 2017-2019		Historial de fallas pozos BES 2019-2021
Causa específica de falla	Número de Fallas	Número de fallas
Sección No Tangente	0	0
Desconocido	5	0
Desgaste Normal o Esperado	4	0
Configuración del Sistema	0	0
Arena	1	0
Parafina	0	0
Instalación Servicio Taladro	0	0
Procedimiento-Operación	1	0
Interrupción Suministro de Potencia	0	0

Nota: Información tomada de los registros de la empresa ECOPETROL

Tabla 7.*Comparativo historial descriptor de falla BCP vs BES en pozo 5*

Historial de fallas pozos bm 2017-2019		Historial de fallas pozos bes 2019-2021	
Descriptor de falla	Número de Fallas	Número de fallas	
Acanalado	0	0	
Atascado	2	0	
Atascado Abierto	0	0	
Baja Eficiencia	0	0	
Dañado	1	0	
Desconectado	0	0	
Fuga	3	0	
Partido/Fracturado	3	0	
Roto {Perforado}	2	0	
Tapado	0	0	
Total Fallas	11	0	

Nota: Información tomada de los registros de la empresa ECOPETROL

Es relevante considerar que con el cambio de SLA, se buscó aumentar la productividad de un pozo que se consideró con buen potencial y que se veía afectado por la inestabilidad del sistema de levantamiento utilizado.

2.4 Selección de pozos candidatos a partir de fallas y su frecuencia de intervención

Para la selección de los pozos se conoció la información relacionada con el campo petrolero en estudio, en esta a parte se hizo un trabajo conjunto donde se establecieron las variables de entrada de acuerdo con los requerimientos de los métodos multicriterio, los cuales se encuentran registrados en el software Ecoslam y lo que permitió el desarrollo óptimo del proyecto. Las características petrofísicas del yacimiento, la conformación geológica del reservorio y del tipo de fluido que se extrae de dicho campo, facilitaron establecer las variables a estudiar para el desarrollo del trabajo mediante la implementación

de una metodología capaz de definir el rango de aplicación del bombeo electro sumergible en este campo.

Los sistemas de levantamiento artificial son aplicados en cada caso siguiendo los requerimientos óptimos para la extracción de crudo en campo, para ello se tiene en cuenta el tipo de yacimiento y fluido característico del pozo, puesto que los sistemas de levantamiento artificial presentan limitantes que restringen su empleabilidad en un pozo característico, haciéndose necesario establecer los rangos de operación para su aplicación verificando que cumplan con los criterios óptimos de funcionamiento. Para la verificación de un sistema de levantamiento artificial instalado en pozo, es fundamental contar con los parámetros operativos de funcionamiento y así establecer los rangos de operación de dichos sistemas pues esta es la característica principal para la correcta selección del SLA. A partir de la recopilación de los datos de intervención en todos los pozos del campo Llanito, se llevó a cabo una selección de pozos con el objetivo de evaluar su viabilidad a la reconversión en BES según el índice de intervención que tuvieron durante los últimos tres (3) años de operación, escogiendo así aquellos que presentaron más de cinco (5) intervenciones por diversas causas (Tabla 8). Adicionalmente, se tuvieron en cuenta los que por su naturaleza representan una posible promesa de valor o potencial de petróleo más alto.

Tabla 8.*Historial de fallas en pozos seleccionados para evaluación de candidato*

Historial de fallas pozos candidatos últimos tres (3) años de producción

Causa específica de falla	Pozo a	Pozo b	Pozo c
Acanalado	0	0	0
Atascado	3	1	0
Atascado Abierto	0	0	0
Baja Eficiencia	1	0	2
Dañado	2	2	1
Desconectado	0	0	0
Fuga	0	0	2
Partido/Fracturado	2	2	1
Roto (Perforado)	0	1	0
Tapado	0	0	0
Total Fallas	8	6	6

Nota: Información tomada de los registros de la empresa ECOPETROL

3 Análisis de los métodos Multicriterio para determinar cuál de ellos se emplea para selección y diseño de SLA del campo Llanito Unificado

A manera introductoria, es de gran relevancia mencionar que los métodos multicriterio se implementan en diferentes disciplinas con la finalidad de optimizar tiempos de selección y diseño, mejorando la eficiencia de los procesos y reduciendo los costos al seleccionar las mejores opciones disponibles para el sistema en evaluación. De manera general, los métodos de decisión multicriterio (MCDM) forman parte de métodos analíticos de avanzada que confrontan criterios o variables de entradas (dos o más criterios) y generan sistemas de matrices que consideran posibles soluciones a la situación específica, suelen ser usados cuando no existe claridad frente al impacto de las variables de entrada sobre las variables de salida.

En las siguientes líneas se describen los diferentes métodos existentes y se incluye como herramienta el software Ecoslam, el cual incorpora dentro de su análisis los métodos SAW-VIKOR-ELECTRE, que fueron los métodos analizados en este trabajo de aplicación y que permitieron definir cuál de los métodos relacionados en esa herramienta, fue el escogido.

Como base fundamental se elabora una breve reseña del ECOSLAM, herramienta diseñada por el ICP Instituto Colombiano del Petróleo, para selección de Sistemas de Levantamiento Artificial a partir de métodos de decisión multicriterio (SLA) en la producción de hidrocarburos. Es útil y práctica para evaluar la viabilidad de la aplicación de

los sistemas de levantamiento artificial en determinadas características de operación; en este caso se hizo la implementación del BES en campo Llanito como sistema de levantamiento Principal. El principio fundamental de esta herramienta es reducir y simplificar el proceso de selección del sistema, optimizando la comparación de variables y características propias de cada sistema y disminuyendo los costos de ingeniería, beneficiando el diseño del soporte energético de los equipos a implementar.

ECOSLAM se basa en métodos numéricos y analíticos de evaluación multicriterio (MCDM- (Multi-Criteria Decision Making)). Esta herramienta, integra ecuaciones combinadas con un Screening de los diferentes sistemas de levantamiento y treinta variables conforman el sistema, de las cuales algunas están predeterminadas en el escenario típico de la tecnología en materia de evaluación de costos y tecnología. Estas son propias de un diseño de este tipo, enfocadas a determinar el mejor sistema de levantamiento de acuerdo con los datos ingresados.

La herramienta, usa la mayoría de las variables anteriormente descritas y tiene en cuenta variables como la presión de entrada a la bomba de subsuelo, run life e instalación dentro de cárcamo. En el siguiente aparte, se describen los métodos encontrados en la literatura.

3.1 Métodos Multicriterio y su clasificación

El método científico es una metodología compleja empleada para obtener nuevos conocimientos describiendo la realidad, diseñando nuevos escenarios de acontecimientos;

consiste en la observación sistemática, medición, experimentación, formulación de análisis, elaboración y modificación de hipótesis.

Las características principales del método científico para validar sus resultados son la falsabilidad, la reproducibilidad y repetibilidad de sus resultados.

De esta forma, empleando las diferentes metodologías utilizadas en la correspondiente área de estudio, se examinan los procedimientos por medio de los cuales se aprueban o desechan teorías y las razones por las que se prefieren unas a otras (Gomez Lopez, 2004).

En ocasiones, los datos obtenidos vienen de la observación directa del fenómeno en estudio, que se analizan y se interpretan basados en la teoría, generalmente sobre bases estadísticas, sin garantizar precisión empírica posterior (Gomez Lopez, 2004).

Para lograr un avance en el estudio de dicho fenómeno los hechos reales deben ser verificados por la experiencia misma, deben integrarse tanto el nivel teórico como el empírico, incluyendo una hipótesis y datos de la experiencia. (Blaug, 1993).

En la evaluación de proyectos de diversos programas no se agota toda la información disponible sobre problemas o necesidades que se pretende solucionar; la recopilación de información técnica es una condición necesaria en proyectos de ingeniería, pero no suficiente cuando se integra con variables económicas. Una de las características principales de las

metodologías multicriterio, es la diversidad de factores que se logran integrar en el proceso de evaluación.

Entiéndase por variable una característica de la realidad que toma valores diferentes dependiendo de una observación a otra, y se establece que según la naturaleza de la investigación y el tipo de información que traten se pueden agrupar en 2 categorías, cuantitativas y cualitativas.

Así las decisiones no deben tomarse considerando solo aspectos técnicos, ya que no todos los factores que se modifican con una intervención son cuantitativamente expresables. Es muy complicado cuantificar el impacto ambiental y las consecuencias al realizar un proyecto entendiéndose que la industria de extracción de hidrocarburos está fuertemente regida por normas ambientales, consecuentemente, el diseño y la realización de estas son de vital importancia, debiendo contar a lo largo de todo el proceso con factores como la percepción, intuición, y la experiencia que son cualidades no valorables de un problema y que no pueden excluirse al abordarlo (Rodriguez, et all 2018).

La toma de decisiones basada en métodos multicriterio forma parte de avanzados métodos de análisis que permite descomponer un problema complejo en partes más simples, estructurando un problema en un modelo jerárquico ayudando al agente encargado de la toma de decisiones a realizar dicha labor de forma más eficiente.

El objetivo general de los métodos multicriterio es la evaluación de una serie de soluciones (vector solución) a un problema, basadas en las puntuaciones (vector de jerarquización), en relación con una serie de criterios (vector criterio) generando una matriz de toma de decisiones.

El funcionamiento de los métodos multicriterio, consiste básicamente en el establecimiento de vectores solución, priorización y criterio para la generación de una matriz de toma de decisiones, sin embargo, considera que los criterios de evaluación pueden ser de orden cuantitativo y cualitativo, lo que influenciará en gran medida a la puntuación o jerarquización otorgada a cada uno de ellos; para criterios cuantitativos es más fácil otorgar una puntuación, mientras que para criterios cualitativos, debido a la subjetividad, esta tarea se hace más difícil, por lo cual, durante todo el proceso de decisión multicriterio, se hace necesario normalizar la matriz de toma de decisiones para obtener puntuaciones normalizadas. Adicionalmente, cada criterio debe tener un peso en función de la mayor o menor importancia del criterio para la obtención de la meta propuesta. Al final de todo el proceso se obtendrá una matriz con puntuaciones normalizadas y con pesos asociados que permitirá realizar la toma de decisiones.

Detalladamente para los tres métodos MCDM se requiere una matriz $X_{(m \times n)}$:

Una vez definido el conjunto de alternativas con una posible solución a la problemática, se crea una matriz $X_{(m \times n)}$ de alternativas (A_i) con respecto a los criterios (I_{v_i}), tal como se muestra en la siguiente ilustración:

Ecuación 1

Matriz de Alternativas para los MCDM

$$X_{m \times n} \begin{bmatrix} & Iv_1 & Iv_2 & Iv_3 & Iv_4 & \dots & Iv_n \\ A_1 & X_{1,1} & X_{1,2} & X_{1,3} & X_{1,4} & \dots & X_{1,n} \\ A_2 & X_{2,1} & X_{2,2} & X_{2,3} & X_{2,4} & \dots & X_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ A_m & X_{m,1} & X_{m,2} & X_{m,3} & X_{m,4} & \dots & X_{m,n} \end{bmatrix}$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.54), Realizado por Rodriguez, et all 2018

La construcción de la matriz de alternativas debe ser realizada previo a la aplicación de cualquiera de los métodos multicriterio aplicados al problema, con el fin de definir las variables de ingreso al sistema.

3.1.1 Los métodos de puntuación directa (scoring methods)

Son los más simples, basados en evaluar las diferentes alternativas mediante operaciones aritméticas básicas. SAW y COPRAS evalúan las alternativas sumando el valor normalizado de cada criterio por su peso correspondiente. El método SAW es una de las técnicas más utilizadas para resolver problemas de toma de decisiones espaciales. El desarrollador asigna directamente la importancia relativa (peso) a cada atributo. A continuación, se obtiene una puntuación total para cada alternativa (unidad de terreno)

multiplicando el peso de la importancia asignada a cada atributo por el valor escalar dado a la alternativa para ese atributo y sumando los productos atributos globales. La alternativa con la mayor puntuación total es finalmente la elegida. El procedimiento para determinar un conjunto de alternativas para una situación con SAW consiste en los siguientes pasos: Multiplique la matriz $X(m \times n)$ a cada vector de importancia relativa W y el resultado será un vector SAW, donde cada elemento del vector es un A_j ($j=1 \dots m$) alternativa.

Ecuación 2 :

Método simple de pesaje de aditivos

$$A_j = \sum_{i=1}^n W_j * X_{j,i} \quad \text{con } i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et al 2018

Clasificar el vector SAW proporcionará la solución más adecuada para la situación dada (Cuanto más alto sea el A_j , más cerca estará de una decisión unánime).

3.1.2 Los métodos basados en la distancia (distance- base methods)

Calculan la distancia entre cada alternativa y un punto concreto. El método GP pretende obtener la alternativa que satisfaga un conjunto de metas, es decir, el punto no es el óptimo, sino aquel que cumpla una serie de condiciones. La metodología de VIKOR se ha desarrollado para la optimización multicriterio de sistemas complejos, centrada en la clasificación y selección de un conjunto de opciones, y en la determinación de soluciones

acordadas para un problema con criterios contradictorios que pueden ayudar a los responsables a alcanzar una decisión final. En este caso, la solución acordada es una solución posible que es la más cercana a la solución ideal

El método de VIKOR se centra en la clasificación y selección de un conjunto de opciones diferentes y determina soluciones de compromiso para un problema con criterios incompatibles. En este método, los responsables de la toma de decisiones pueden llegar a la decisión final.

La respuesta de compromiso puede ser la más cercana a la respuesta ideal, y el compromiso es un acuerdo de intercambios en ambos sentidos.

El procedimiento para determinar la máxima utilidad del grupo en una situación dada mediante VIKOR es el siguiente:

Se definen el mejor valor (f_i^*) y el peor valor (f_i^-) para todo lv en la matriz de alternativas $X(m \times n)$ de la figura 1. Utilizando la siguiente ecuación

Ecuación 3:

El método de Víctor

$$f_i^* = \text{Max}|X_{j,i}| \text{ con } i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m$$

$$f_i^- = \text{Max}|X_{j,i}| \text{ con } i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et all 2018

Se obtiene la distancia a la solución ideal positiva para cada una de las alternativas

Ecuación 4:

Variable de entrada

$$S_j = \sum_{i=1}^n \frac{W_i * (f_i^* - X_{j,i})}{(f_i^* - f_i^-)} \text{ con } i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m$$

$$R_j = \text{Max}_i \left[\frac{W_i * (f_i^* - X_{j,i})}{(f_i^* - f_i^-)} \right] \text{ con } i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et all 2018

Donde S_j es la distancia de la i -ésima alternativa a la Solución idea positiva (Mejor combinación), y R_j es la distancia de la i -ésima alternativa a la solución ideal negativa (Peor combinación). Se obtiene la distancia a la solución ideal positiva para cada una de las alternativas

Ecuación 5:

Cálculo de la ecuación Q_j

$$Q_j = v * \left[\frac{S_j - S^*}{(S^- - S^*)} \right] + (1 - v) * \left[\frac{R_j - R^*}{(R^- - R^*)} \right] \text{ con } j = 1, \dots, m$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et al 2018

Donde, S^* es el valor mínimo de S_j , S^- es el valor máximo de S_j , R^* es el valor mínimo de R_j , R^- es el valor máximo de R_j y finalmente v oscila entre 0 y 1. Cuando v es 1, significa que la alternativa seleccionada se elige por unanimidad (con respecto a que I_v afecta más a la selección) y 0 significa que no hay no hay consenso entre los responsables de la decisión.

Se Ordena Q_j , S_j y R_j de menor a mayor valor. El valor más bajo de Q_j es la mejor decisión que se puede tomar en la situación. Además, la alternativa seleccionada debe cumplir dos condiciones:

Condición de ventaja aceptable

Ecuación 6:

Condición uno:

$$Q(A^2) - Q(A^1) \geq DQ$$

$$DQ = \frac{1}{m-1} \quad m = \text{Número de alternativas}$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et al 2018

Donde A_1 y A_2 son la primera y la segunda mejor opción en el rango Q , respectivamente.

Condición de estabilidad aceptable en la toma de decisiones: A_1 debe ser la mejor opción (el valor más bajo) en S_j o R_j o en ambos al mismo tiempo.

3.1.3 Los métodos de comparación (pairwise comparison methods)

Son muy útiles para obtener los pesos de los diferentes criterios y evaluar criterios subjetivos comparando las alternativas entre sí. El método ELECTRE se sitúa en el límite entre los métodos compensatorios y los no compensatorios. En términos sencillos, de este modo se permite la compensación en la medida en que lo determine el responsable de la decisión. El método de ELECTRE se basa en comparaciones por pares y emplea una relación de superación para clasificar y ordenar las opciones o elegir la mejor opción. Otra característica clave de este enfoque es la posibilidad de ajustar diferentes funciones de utilidad de distintos responsables de la toma de decisiones y de utilizar cuasi criterios en lugar de criterios reales debido a las imprecisiones de los evaluadores existentes en los problemas de toma de decisiones. Lo anterior, se constituye con la idea de que es mejor aceptar un resultado menos preciso que abrumar a los desarrolladores con hipótesis matemáticas demasiado complejas. El procedimiento para determinar la mejor alternativa mediante ELECTRE es el siguiente:

A partir de la matriz $X(m \times n)$, se calcula la matriz de decisión estándar $X^*(m \times n)$ de la siguiente manera

Ecuación 7:

Hallar formula de X

$$X_{j,i}^* = \frac{X_{j,i}}{\sqrt{\sum_{k=1}^m X_{k,j}^*}}$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et al 2018

Dónde $X^*(j,i)$ es un elemento localizado en la fila j ($j=1, \dots, m$) y columna i ($i=1, \dots, n$) en la matriz $X^*(m \times n)$ y k es un índice alternativo en la matriz $X^*(m \times n)$.

Se genera la matriz de decisión estándar $Y(m \times n)$ (transformación lineal para evaluar de manera independiente las variables de las alternativas) a partir del paso 1 y la siguiente ecuación

Ecuación 8:

Generar la matriz de decisión

$$Y_{j,i} = X_{j,i}^* * W_i$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et all 2018

Donde, $Y_{j,i}$ es un elemento situado en la fila j y la columna i de la matriz $Y(m \times n)$.
 W_i es el vector de peso o proporción.

Se determinan los conjuntos de no conformidad $D_{k,l}$ y de conformidad $C_{k,l}$. El conjunto de conformidad resulta de la comparación de cada elemento de $Y(m \times n)$ según sus índices j e i y los valores $Y_{j,i}$, por lo tanto los elementos del conjunto de no conformidad son los índices i que no están presentes en $C_{k,l}$

Ecuación 9:

Determinar los conjuntos de No conformidad

$$C_{k,l} = \{i, Y_{k,i} \geq Y_{l,i}\}$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et all 2018

De esta manera se define que cada elemento de $C_{k,l}$ es igual a su i siempre que se cumpla la desigualdad demostrada. Calcular las matrices de conformidad $C(m \times m)^*$ y de no conformidad $D(m \times m)^*$. Donde, m es el número total de Alternativas y $k=l$ son los lugares vacíos. Los elementos $C(m \times m)^*$ se calculan como sigue.

Ecuación 10:

Elementos de la matriz de no conformidad

$$C_{k,l}^* = \sum_{i \in C_{k,l}} W_i \text{ Elementos de la Matriz de no conformidad}$$

$$d_{k,l} = \frac{\max |Y_{k,i} - Y_{l,i}|_{i \in D_{k,l}}}{\max |Y_{k,i} - Y_{l,i}|}$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et all 2018

Se obtienen los umbrales de conformidad c y de no conformidad d a través de las siguientes fórmulas

Ecuación 11

Umbral de conformidad y no conformidad

$$\underline{c} = \frac{1}{m * (m - 1)} * \sum_{k=1}^m \sum_{l=1}^m C_{k,l}^*$$

$$\underline{d} = \frac{1}{m * (m - 1)} * \sum_{k=1}^m \sum_{l=1}^m d_{k,l}$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et all 2018

A partir de los umbrales calculados, determina las matrices de supremacía de la conformidad $F_{m \times m}$ y de la supremacía de no conformidad $G_{m \times m}$. Todos los elementos de $F_{m \times m}$

$(f_{k,l})$ y G_{mxm} ($g_{k,l}$) toman el valor de $C_{k,l}^*$ y $d_{k,l}$, respectivamente, si se cumple una de las siguientes condiciones

Ecuación 12

Conformity Supremacy

$$f_{k,l} = \begin{cases} \text{if } C_{k,l}^* > \underline{c} \Rightarrow f_{k,l} = C_{k,l}^* \\ \text{if } C_{k,l}^* > \underline{c} \Rightarrow f_{k,l} = 0 \end{cases}$$

$$g_{k,l} = \begin{cases} \text{if } d_{k,l} > \underline{d} \Rightarrow g_{k,l} = d_{k,l} \\ \text{if } d_{k,l} > \underline{d} \Rightarrow g_{k,l} = 0 \end{cases}$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et all 2018

Se conforma la matriz de dominancia total E_{mxm} . Todos los elementos $e_{k,l}$ de esta matriz se calculan a partir de $f_{k,l}$ y $g_{k,l}$

Ecuación 13:

Formación de la matriz de dominancia

$$e_{k,l} = f_{k,l} * g_{k,l}$$

Nota: Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.55), Realizado por Rodriguez, et all 2018

Finalmente, se suman todos los elementos de cada fila de E_{mxm} para calcular un total para cada alternativa (A_j), donde se ordenarán todos los valores A_j de mayor a menor (el valor más alto de la alternativa es la mejor opción para la situación situación).

La selección del sistema de levantamiento artificial es un factor clave para mejorar la eficiencia energética, aumentar los beneficios y ampliar la vida útil de los activos en cualquier pozo productor de petróleo. En teoría, esta selección involucra un gran número de variables lo que imposibilita la elección del sistema óptimo sin utilizar criterios como la experiencia propia del operador del campo; en la práctica, este proceso involucra un limitado número de variables y el conocimiento empírico lo que aumenta la probabilidad de incompatibilidad del equipo y el campo. El sistema de levantamiento artificial será seleccionado siguiendo los métodos multicriterio anteriormente escogidos (SAW, VIKOR, ELECTRE) y utilizando el algoritmo empleado por el ICP.

3.1.4 Métodos Software ECOSLAM (SAW – VIKOR – ELECTRE Y AHP)

Es importante resaltar que en el ámbito petrolero la selección del sistema de levantamiento artificial es un factor clave para mejorar la eficiencia energética, aumentar los beneficios y ampliar la vida útil de los activos en cualquier pozo productor de petróleo. De manera teórica, la selección involucra un gran número de variables con rangos establecidos que se encuentran en la literatura, sin embargo, en la práctica se presentan problemas operacionales, como la estabilidad eléctrica o condiciones específicas de producción como la inyección de agua, que afectan de alguna u otra manera a los sistemas de levantamiento artificial. Para el presente trabajo de aplicación, el sistema de levantamiento artificial fue seleccionado siguiendo los métodos multicriterio en los cuales se fundamenta el software desarrollado por el ICP.

3.1.5 Métodos del Software ECOSLAM (SAW – VIKOR – ELECTRE Y AHP)

Metodología AHP. Esta metodología (Analytic Hierarchy Process), es el pilar de la aplicación, se define como un procedimiento usado para la categorización de variables en sistemas complejos de toma de decisiones. Siempre es necesario este análisis de manera previa a cualquier método MCDM ya que de esta forma se determinan los pesos y/o valores ponderados de cada variable. Este procedimiento da un valor a cada variable involucrada en el proceso y el valor varía de uno a diez.

Tabla 9.

Puntaje de las variables involucradas

Metodología AHP	Puntaje	Metodología AHP	Puntaje
Espacio	1.0	localización	5.2
Electricidad	1.5	Prod. Arena	9.0
Tratamiento	3.5	Viscosidad	5.6
Contaminante	2.5	Inclinación Pozo	7.6
Núm. Pozos	3.0	Diam. Casing	6.0
Servicio Pozo	4.2	Producción total	9.0
Temperatura	4.4	Profundidad	9.0
Dogleg	8.0	WCUT	6.6
Recobro	4.8	GOR	6.9
Completamiento	5.0	Pwf	9.0

Nota: datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 10.

Matriz de comparación del Ecoslam

	Espacio	Electricidad	Tratamiento	Contaminantes	Num. Pozos	Servicio Pozo	Temperatura	Dogleg	Recobro	Completamiento	localización	Prod. Arena	Viscosidad	Inclinación	Diam. Casing	Producción total	Profundidad	WCUT	GOR	Pwf
Espacio	1,00	2,00	0,40	0,67	0,50	0,31	0,29	0,14	0,26	0,25	0,24	0,13	0,22	0,15	0,20	0,13	0,13	0,18	0,17	0,13
Electricidad	0,50	1,00	0,50	1,00	0,67	0,37	0,34	0,15	0,30	0,29	0,27	0,14	0,24	0,16	0,22	0,13	0,13	0,20	0,19	0,13
Tratamiento	2,50	2,00	1,00	1,00	2,00	1,43	1,11	0,22	0,77	0,67	0,59	0,20	0,48	0,24	0,40	0,18	0,18	0,32	0,29	0,18
Contaminantes	1,50	1,00	1,00	1,00	2,00	0,59	0,53	0,18	0,43	0,40	0,37	0,17	0,32	0,20	0,29	0,15	0,15	0,24	0,23	0,15
Num. Pozos	2,00	1,50	0,50	0,50	1,00	0,83	0,71	0,20	0,56	0,50	0,45	0,18	0,38	0,22	0,33	0,17	0,17	0,28	0,26	0,17
Servicio Pozo	3,20	2,70	0,70	1,70	1,20	1,00	5,00	0,26	1,67	1,25	1,00	0,23	0,71	0,29	0,56	0,21	0,21	0,42	0,37	0,21
Temperatura	3,40	2,90	0,90	1,90	1,40	0,20	1,00	0,28	2,50	1,67	1,25	0,24	0,83	0,31	0,63	0,22	0,22	0,45	0,40	0,22
Dogleg	7,00	6,50	4,50	5,50	5,00	3,80	3,60	1,00	0,31	0,33	0,36	2,00	0,42	2,50	0,50	1,00	1,00	0,71	0,91	1,00
Recobro	3,80	3,30	1,30	2,30	1,80	0,60	0,40	3,20	1,00	5,00	2,50	0,27	1,25	0,36	0,83	0,24	0,24	0,56	0,48	0,24
Completamiento	4,00	3,50	1,50	2,50	2,00	0,80	0,60	3,00	0,20	1,00	5,00	0,29	1,67	0,38	1,00	0,25	0,25	0,63	0,53	0,25
localización	4,20	3,70	1,70	2,70	2,20	1,00	0,80	2,80	0,40	0,20	1,00	0,30	2,50	0,42	1,25	0,26	0,26	0,71	0,59	0,26
Prod. Arena	7,50	7,00	5,00	6,00	5,50	4,30	4,10	0,50	3,70	3,50	3,30	1,00	0,34	1,11	0,40	2,00	2,00	0,53	0,63	2,00
Viscosidad	4,60	4,10	2,10	3,10	2,60	1,40	1,20	2,40	0,80	0,60	0,40	2,90	1,00	0,50	2,50	0,29	0,29	1,00	0,77	0,29
Inclinación Pozo	6,60	6,10	4,10	5,10	4,60	3,40	3,20	0,40	2,80	2,60	2,40	0,90	2,00	1,00	0,63	0,71	0,71	1,00	1,43	0,71
Diam. Casing	5,00	4,50	2,50	3,50	3,00	1,80	1,60	2,00	1,20	1,00	0,80	2,50	0,40	1,60	1,00	0,33	0,33	1,67	1,11	0,33
Producción total	8,00	7,50	5,50	6,50	6,00	4,80	4,60	1,00	4,20	4,00	3,80	0,50	3,40	1,40	3,00	1,00	1,00	0,42	0,48	1,00
Profundidad	8,00	7,50	5,50	6,50	6,00	4,80	4,60	1,00	4,20	4,00	3,80	0,50	3,40	1,40	3,00	1,00	1,00	0,42	0,48	1,00
WCUT	5,60	5,10	3,10	4,10	3,60	2,40	2,20	1,40	1,80	1,60	1,40	1,90	1,00	1,00	0,60	2,40	2,40	1,00	3,33	0,42
GOR	5,90	5,40	3,40	4,40	3,90	2,70	2,50	1,10	2,10	1,90	1,70	1,60	1,30	0,70	0,90	2,10	2,10	0,30	1,00	0,48
Pwf	8,00	7,50	5,50	6,50	6,00	4,80	4,60	1,00	4,20	4,00	3,80	0,50	3,40	1,40	3,00	1,00	1,00	2,40	2,10	1,00

Nota: datos tomados de la empresa Ecopetrol

Se considera un método empírico desarrollado por ECOPETROL S.A. acorde a la experiencia en campo, el MSCC (Método de selección por condiciones de campo) el cual ha mostrado grandes resultados frente a métodos numéricos de decisión prácticos y de amplio uso como el SAW y el VICKOR. A continuación, se describen los métodos incorporados en el software ECOSLAM desarrollado por el ICP.

Método de selección por criterio de campo (MSCC). Este método nace del proceso empírico y conceptual de evaluación de los criterios, considerando uno a uno los parámetros más significativos y determinando su relación con el análisis global mediante pesos ponderados simples que son incrementados en la medida de su valor mínimo.

Se establecen mediante un cálculo simple, el ranking de los SLA y sus respectivas debilidades técnicas.

El modelo analítico MSCC (Matriz de Selección por Criterios de Campo), evalúa de forma ponderada y promediada factores típicamente evaluados por los operadores e ingenieros en campo teniendo en cuenta los límites de diseño. Adicionalmente, se incluye un sistema de “descarte de tecnologías” como parte del procesamiento numérico que facilita definir inicialmente que tecnología no debe ser aplicada, al poseer el caso específico algunas condiciones extremas en donde dicho sistema no puede ser usado pese a su ventaja en las otras variables.

Los Métodos Multicriterio pueden ser divididos en MADM (métodos multi atributo de toma de decisiones) y MODM (métodos multiobjetivo de toma de decisiones) y se pueden reagrupar en técnicas análogas que arrojan resultados muy similares. De este modo se agruparon los métodos con base en el uso tradicional de cada uno y la precisión de los mismos.

- SAW - WPM
- ELECTRE – TOPSIS
- VIKOR

El modelo analítico MSCC se comporta como una evaluación directa subjetiva, asemejando sus resultados al modelo SAW, pero con una evaluación práctica.

Método simple additive Weighting (SAW). Este modelo a partir del análisis jerárquico interno ejecuta una combinación lineal de pesos resultantes para las variables de entrada y en producto con la matriz de rangos, para evaluar la eficacia de cada SLA ante cada rango de cada variable. El método SAW ejecuta una combinación lineal de pesos resultantes para las variables de entrada y dicha matriz la multiplica con la matriz screening que evalúa la eficacia de cada SLA ante cada rango de cada variable. Este es el método más utilizado debido a su relativa simplicidad. Se evalúa desde 0 a 1 como valor máximo.

3.1.5.4 Método VlseKriterijumska Optimizacija I Kompromisno Resenje (VIKOR). Proporciona una o varias soluciones de compromiso (la más cerca a la ideal) de entre un conjunto de alternativas con variables en conflicto. En simplificación revisa cual solución (SLA) posee un mejor puntaje grupal en las variables y un mínimo individual en las variables individuales; se enfoca en clasificar y seleccionar entre un conjunto de alternativas en presencia de criterios conflictivos e introduce un índice de clasificación multicriterio basado en la métrica particular de la cercanía a la solución ideal.

Este método soluciona problemas de decisión con criterios en conflicto y en simplificación, revisa cual solución (SLA) posee un mejor puntaje grupal en las variables y un menor mínimo individual en las variables individuales.

Método O Elimination Et Choix Traduisant la Réalité'e (ELECTRE). Descarta aquellas tecnologías que no logren un umbral de suficiencia con respecto a las otras, permitiendo la selección exclusivamente entre las que tengan mejores puntajes globales y

cuyo rendimiento supere las de otras alternativas en la mayoría de los criterios. En resumen, este método permite evaluar las ventajas y desventajas relativas entre las alternativas en cada criterio y jerarquizarlas en un orden de preferencias, de la mejor a la peor.

De acuerdo con la literatura “Se basa en los conceptos de concordancia y discordancia y el principio democrático de mayoría sin fuerte minoría que se puede interpretar como: en el caso que la alternativa *a* tiene un mejor rendimiento que la alternativa *b* en la mayoría de los criterios y no hay criterios de tal manera que *b* sea más fuerte que *a*, por lo tanto, *a* tiene preferencia sobre *b*”.

El método ELECTRE descarta aquellas tecnologías que no logren un umbral de suficiencia con respecto a las otras, permitiendo la selección solo entre las que tengan mejores puntajes globales y cuyo rendimiento supere las de otras alternativas en la mayoría de los criterios. El método evalúa de 0 hasta 3,5.

Método Ponderado. Este se crea con el fin de evaluar el potencial de la combinación del método analítico de campo (MSCC) junto a los métodos numéricos (así como entre ellos mismos –SAW, VIKOR, ELECTRE). Se recomienda hacer un estudio de asertividad de los métodos (determinar cuál es más adecuado y en qué condiciones) y de sensibilidad (para evaluar la efectividad de la combinación de estos). La aplicación tiene, bajo evaluación intrínseca unos porcentajes de combinación.

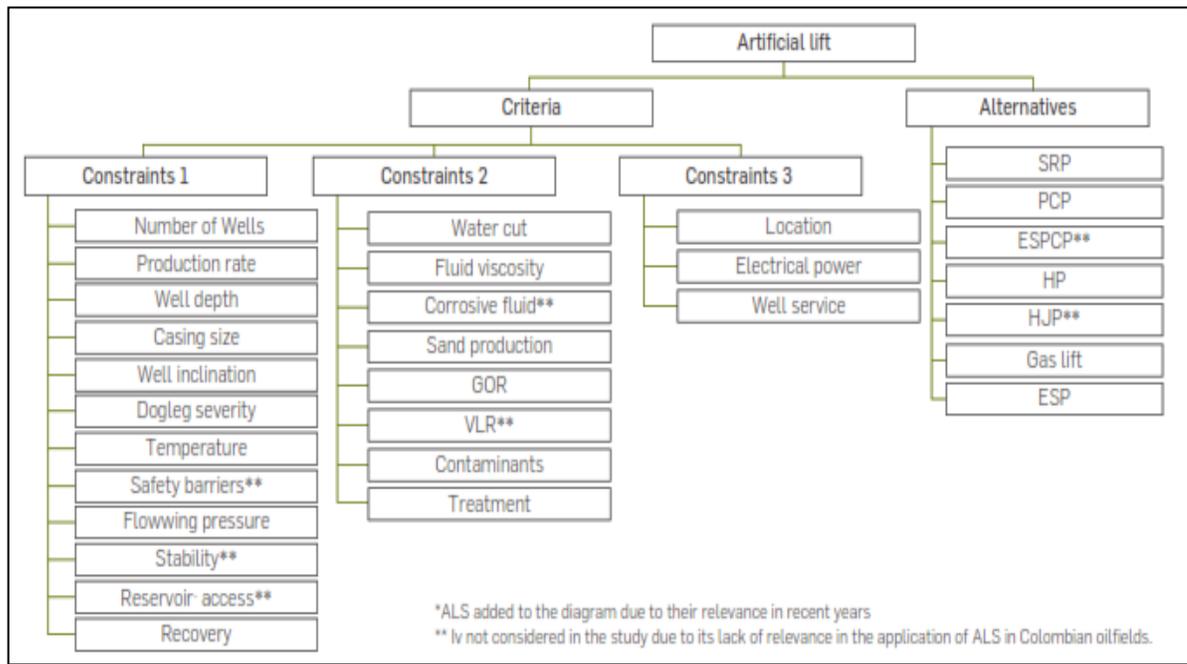
En este trabajo de aplicación no se tomó en cuenta el método ponderado, porque al momento de desarrollar la aplicación, este aún se encontraba en evaluación.

3.2 Variables de entrada para la metodología en el Ecoslam

Para las variables de ingreso para la selección del SLA, se consideran aquellas establecidas por el ICP en su trabajo de investigación Modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones.

Figura 6.

Alternativas y criterios para la selección del SLA



Tomado de modelamiento del proceso de selección de sistemas de levantamiento artificial en producción de petróleo por medio de metodologías multicriterio para toma de decisiones (p.56), Realizado por Rodriguez, et all 2018.

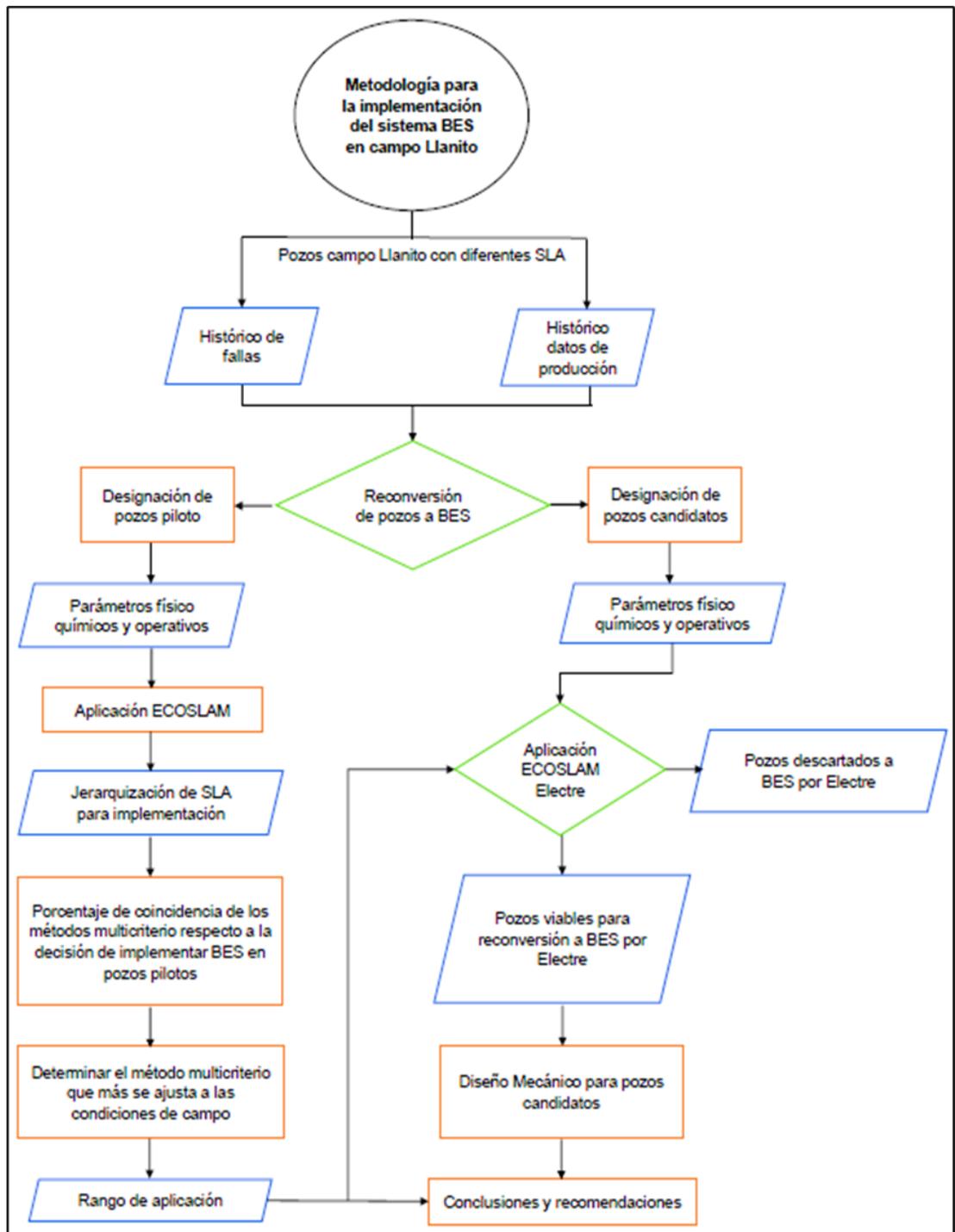
Cada una de las variables anteriores fueron previamente estudiadas y seleccionadas siguiendo los criterios de ingeniería establecidos por la experiencia en campo y los conceptos teóricos relacionados (como se mencionó con anterioridad).

Para la selección del sistema de levantamiento artificial óptimo en un campo específico, se requiere de la evaluación de múltiples parámetros como los mencionados con anterioridad en el proyecto. El enfoque de este capítulo es implementar la metodología mediante el uso de software ECOSLAM desarrollado por los profesionales del Instituto colombiano del petróleo (ICP). La metodología empleada cuenta con un rango de selección para cada uno de los parámetros establecidos en el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial, los cuales están fundamentados en bases teóricas y en la experiencia de los ingenieros de campo que desarrollaron el software, seguidamente se implementan los métodos multicriterio mencionados en párrafos anteriores donde se asignan los porcentajes y valores de peso para cada una de las condiciones evaluadas.

Con la finalidad de comprender la secuencia del trabajo de aplicación y la manera bajo la cual se empleó la metodología, a continuación, se presenta un diagrama de flujo correspondiente a la misma:

Figura 7.

Metodología para la implementación del sistema BES en campo Llanito.



Fuente: Elaboración propia

En la figura 7, es posible evidenciar el diagrama de flujo correspondiente a la metodología empleada para la implementación del sistema BES en campo Llanito la cual se define como una metodología mixta en la que se desarrollaron procesos cuantitativos tales como recopilación y análisis de datos de campo, y procesos cualitativos-inductivos como son la investigación y la aplicación teórica a una área de estudio con la intención de descubrir una teoría que justifique los datos de campo como se explica a continuación:

La metodología cuantitativa se fundamentó en la medición y análisis de los datos históricos de fallas, de producción, parámetros fisicoquímicos y operativos, que posibilitaron la toma de decisiones, referentes a los pozos a reconvertir a BES, así como la selección de los pozos candidatos a sistema de levantamiento artificial BES y proporcionó los criterios claves en la selección de sistemas de levantamiento artificial por parte de Ecopetrol S.A.

En lo que respecta a la metodología cualitativa, se tuvo en cuenta tres métodos multicriterio (SAW, VIKOR y ELECTRE) a través de la aplicación del software ECOSLAM y el desarrollo de un porcentaje de coincidencia de sugerencia del BES en los pozos pilotos para cada método multicriterio. Lo anterior, permitió encontrar el método multicriterio que más se ajusta a las condiciones de campo (método cualitativo-inductivo), el rango de aplicación del BES para las condiciones del campo Llanito, la viabilidad de reconversión de los pozos candidatos y el diseño mecánico de los pozos candidatos viables a BES.

3.3 Rangos de selección teóricos del sistema de levantamiento artificial

La metodología implementada contiene un rango de valores para cada una de las variables estudiadas, los cuales tienen un valor específico de propiedad en la matriz dependiendo de la relevancia que se tiene para el método de levantamiento artificial. Para el presente trabajo de aplicación, cuyo enfoque estuvo directamente en el bombeo electro sumergible y a modo de ejemplo, el valor que tendría en la matriz el parámetro “producción de fluido total-BPD” en el rango “<200” sería menor que el valor que tendría el rango de “>3000” conociendo que el bombeo electro sumergible opera de manera óptima a mayores caudales de operación. Cabe anotar, que no se muestran los valores de la matriz de operaciones por protección de los derechos de autor de Ecopetrol S.A

Cada uno de los parámetros empleados tiene un factor de ponderación que lo hace más o menos relevante para la selección del sistema de levantamiento artificial.

Las variables más relevantes para la selección del sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible, tendrán el valor mayor aplicable en la matriz como lo son la producción del pozo, la temperatura en fondo, la presión de entrada a la bomba, la relación de gas a líquido y el grado API, entre otras que son limitantes operativas del sistema de levantamiento artificial.

A manera de resumen y de acuerdo con la literatura, el rango de aplicación óptimo para el BES es el que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 11.*Rango de aplicación de acuerdo con la literatura*

Rango de aplicación óptimo de acuerdo a la literatura para la selección del bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial

Criterio	Rango
Gravedad API Y Viscosidad	Viscosidades menores a 200 cp
Relación Gas-Líquido de formación	RGL < 500 PCN/BN
Presiones en el yacimiento	Sin especificaciones establecidas
Temperatura de fondo	<350 °F
Índice de productividad	Sin especificaciones establecidas
Mecanismo de producción	Sin especificaciones establecidas
Tasa de producción	> 300 BPD y < 50000 BPD
Corte de agua	> 300 BPD y < 50000 BPD (manejo de altos caudales de líquidos)
Producción de Arena	< o = 200 ppm (0,02%). Manejable mediante la implementación de accesorios y técnicas de control de arenas, como la empaquetadura con gravas.
Producción de Parafinas y Asfáltenos	Implementación de accesorios como raspadores o inyecciones de fluidos calientes.
Producción con Escamas, Corrosión y Emulsiones	Implementación de alternativas como la adición de químicos
Profundidad	< 13000 pies
Diámetro del Revestidor	> 5 - ½ pulgadas
Diámetro del Eductor	> o = a 2 - 7/8 pulgadas
Desviación del pozo	< o = 45°.
Localización del pozo	Óptimo para zonas urbanas

Tomado de los datos de la empresa Ecopetrol

3.4 Pozos en estudio

La revisión de los pozos de estudio se dividió en dos fases, siendo la primera el análisis de los pozos pilotos mediante el método teórico, hoy día reconvertidos (Pozo 2, Pozo 3, Pozo 4 y Pozo 5) o recientemente perforados (Pozo 1 y Pozo 6) que utilizan la tecnología BES, a partir de la evaluación multicriterio realizada por el Software ECOSLAM desarrollado por el ICP. Con base en este análisis, se validó de manera teórica si la decisión de instalar BES en los pozos pilotos es consecuente con su aplicación en todo el campo.

Posteriormente, se analizaron los cinco (5) posibles pozos seleccionados para determinar si son candidatos o no al cambio del sistema actual de levantamiento artificial por el bombeo electro sumergible, aplicando el método teórico multicriterio.

Para el análisis de viabilidad se hizo uso del software desarrollado por el ICP que utiliza 3 metodologías multicriterio y los parámetros operativos del campo mencionado en páginas anteriores.

3.4.1 Primer pozo en estudio

El primer pozo de estudio perteneciente a campo Llanito es un pozo de perforación reciente, con sistema de levantamiento artificial instalado desde el arranque por bombeo electro-sumergible. Algunos de los parámetros que no aplicaban para el método pero que podrían solucionarse con accesorios o técnicas de control eran la presencia de arenas, la relación gas-aceite y la presencia de fluido corrosivo.

Tabla 12.*Rango de operación pozo 1*

Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 200 a 500	BFPD
Profundidad Asentamiento DelSLA (FT)	De 6000 a 8000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	10°<Desviado<40°	o
RIH (Grados Xic 100 FT)	<3	0/100 fl
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	<220	°F
Presión De Entrada De La Bomba - PIP	>350	Psi
Posición Del De La Bomba	Arriba de perforados	posición
Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo
Diámetro Del - CD	r	In
Numero De Pozos Por Locación	De 2 a 7	Opciones
Tipo De Recobro	Secundario	Opciones
Presencia De Arena	De 100 a 1000	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	De 500 a 2000	SJ;,f/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	Si	Opciones
API	De 15 a 25	o
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua wc	De 25% a 80%	%
Locación		Opciones
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Tomado de los datos de la empresa Ecopetrol

En lo concerniente a la aplicación del software ECOSLAM, se encontró que dos de los tres métodos multicriterio que evalúa el software sugieren al Gas Lift como el sistema de levantamiento artificial óptimo (SAW y VIKOR), mientras que el método de Criterios de

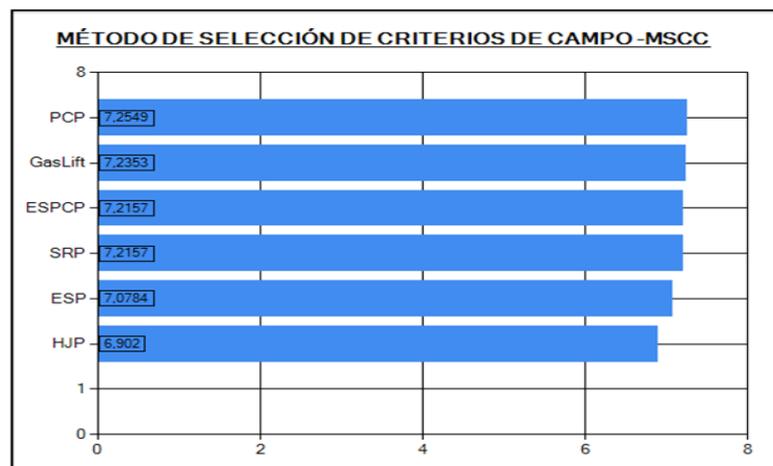
campo (MSCC) posiciona al bombeo por cavidades progresivas como primera opción, y el método ELECTRE, sugiere al bombeo por sarta de varillas (SRP) como SLA óptimo.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se puede observar que la forma de evaluación de los diferentes métodos tiene gran influencia en la sugerencia de los SLA, por lo cual, se especifica la misma para cada uno de ellos y las sugerencias de aplicación para los diferentes SLA proporcionadas por el software ECOSLAM:

La evaluación por el método “Criterios de campo” (MSCC), emplea parámetros basados en conocimiento empírico y analiza los parámetros más significativos mediante ponderación de variables; para el pozo 1 el SLA sugerido es el Bombeo por cavidades progresivas (PCP), esta metodología brinda recomendaciones de mejoras y adecuaciones locativas al momento de seleccionar el método de levantamiento artificial a implementar.

Figura 8.

Resultados método MSCC. Pozo 1



Tomado de datos de la empresa Ecopetrol

Tabla 13.*Criterios de aplicación sistemas de levantamiento artificial. Pozo 1*

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
PCP	7,2549019	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API + costos de mantenimiento de superficie
Gas Lift	7,2352941	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad delSLA - TVD + Asentamiento delSLA - TVD + Temperatura en Fondo - BHT
ESPCP	7,2156862	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API + Costos de mantenimiento Superficie

Nota. Tomado de datos de la empresa Ecopetrol

La evaluación por el método “SIMPLE ADDITIVE WEIGHTING” (SAW), emplea un modelo a partir del análisis jerárquico de los rangos de la matriz y evalúa la eficacia del SLA en cada uno de ellos; sugiere que el método más efectivo para este pozo es por inyección de gas (Gas Lift). Esta metodología brinda recomendaciones al momento de seleccionar el método de levantamiento artificial a implementar.

Figura 9.

Resultados método SAW. Pozo 1

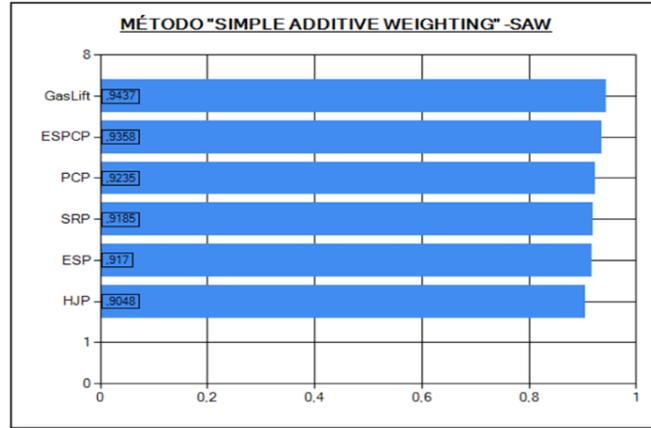


Tabla 14.

Criterios de aplicación sistemas de levantamiento artificial. Pozo 1 (SAW)

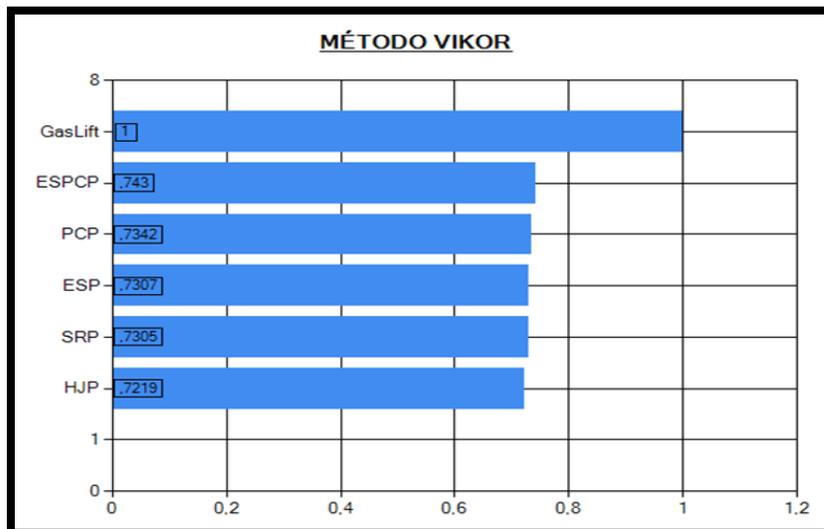
Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
Gas Lift	0,9437462	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en fondo -BHT+
ESPCP	0,9357808	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API + Costos de Mantenimiento Superficie
PCP	0,9235423	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API + Costos de Mantenimiento Superficie

NOTA Datos tomados de la empresa Ecopetrol

La evaluación por el método (VIKOR), revisa *cuál solución posee un mejor puntaje grupal en las variables y un menor mínimo individual en las variables individuales*, mostrando que el método más efectivo para este pozo es por inyección de gas (Gas Lift), esta metodología brinda recomendaciones al momento de seleccionar el método de levantamiento artificial a implementar.

Figura 10.

Resultados método VIKOR. Pozo 1



Nota: Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 15.

Criterios de aplicación sistemas de levantamiento artificial. Pozo 1 (VIKOR)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
Gas Lift	1	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad del SLA - TVD + Temperatura en Fondo - BHT
ESPCP	0,7430260	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API + Costos de Mantenimiento en Superficie
PCP	0,7342054	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API + Costos de Mantenimiento en Superficie

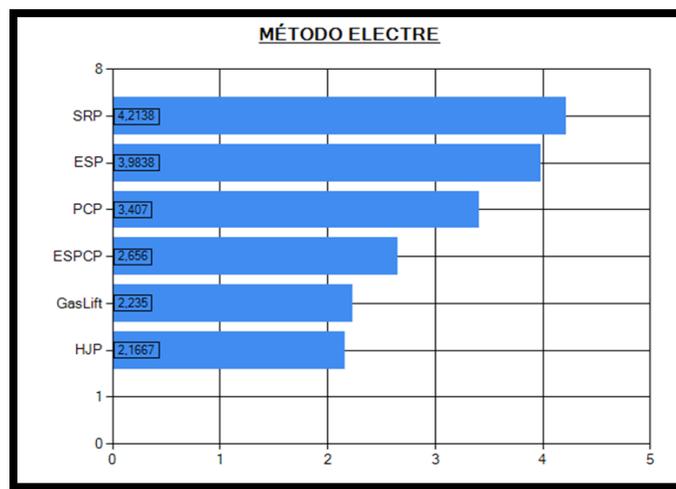
NOTA. Datos tomados de la empresa Ecopetrol

La evaluación por el método (ELECTRE), descarta aquellas tecnologías que no logren un umbral de suficiencia con respecto a las otras, permitiendo la selección solo entre

las que tengas mejores puntajes globales y cuyo rendimiento supere las de otras alternativas. En la mayoría de los criterios, muestra que el método más efectivo para este pozo es por método SRP. Esta metodología brinda recomendaciones al momento de seleccionar el método de levantamiento artificial a implementar.

Figura 11.

Resultado método ELECTRE. Pozo 1



Datos tomado de la empresa Ecopetrol

Tabla 16.

Criterios de aplicación SLA. Pozo 1 (ELECTRE)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	4,2138034	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: + Costos de Mantenimiento Superficie
ESP	3,9837657	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Corte de Agua -WC + Costos de Mantenimiento Fondo
PCP	3,4070 193	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: + Costos de Mantenimiento Superficie

Datos tomado de la empresa Ecopetrol

Las consideraciones de expertos de campo para la selección e instalación del SLA BES, en los diferentes pozos pilotos fueron las siguientes:

- Las malas experiencias de campo en pozos reconvertidos a PCP evitaron la instalación PCP
- El método Gas Lift no se consideró por la baja confiabilidad de producción de gas de campo.
- El método ESPCP no se consideró por sus elevados OPEX y difícil disponibilidad a asesoría técnica en el país para este tipo de tecnologías.
- El SRP no se consideró ya que se previó un aumento considerable en la producción.

Con base en las recomendaciones dadas por ingeniería de yacimientos se debe implementar un separador de gas en la instalación para corregir la relación GLR.

Dadas las condiciones de repetibilidad de análisis en los diferentes pozos pilotos se incluyeron las tablas de valores operacionales y los resultados obtenidos individuales y se generó un análisis general para establecer el rango de aplicación (Tablas de criterios de aplicación del sistema).

3.4.2 Segundo pozo en estudio

Para el segundo pozo de campo Llanito, se estudió la posibilidad de cambio de sistema de levantamiento artificial para aumentar la productividad, considerando que las variables-criterio como producción de fluido, profundidad de asentamiento, desviación de

pozo, temperatura de fondo, diámetro del revestidor y relación gas-aceite, se encontraban en el rango de aplicación establecido por la literatura y experiencia de campo. Adicionalmente, se consideraron accesorios para criterios de control de arenamiento, aunque el pozo evaluado no presentaba problemas de arenamiento (el valor se pone <200 ppm debido a la configuración del programa, que de acuerdo con la literatura, es el valor óptimo para el SLA BES).

Tabla 17.*Rango de operación pozo 2*

Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 1000 a 3000	BFPD
Profundidad Asentamiento DelSLA (FT)	De 4000 a 6000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	$10^{\circ} < \text{Desviado} < 40^{\circ}$	o
-RIH (Grados xfc 100 FT)	<3	%/100 ft
Temperatura En Fondo - BHT ($^{\circ}$ F)	<220	$^{\circ}$ F
Presión De Entrada De La Bomba - PIP	>350	Psi
Posición Del De La Bomba	Arriba de perforados	posición
Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo
Diámetro Del - CD	7')	In
Numero De Pozos Por Locación	De 2 a 7	Opciones
Tipo De Recobro	Secundario	Opciones
Presencia De Arena	De 100 a 1000	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	<500	Sá/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	Si	Opciones
API	De 15 a 25	o
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua WC	De 25% a 80%	%
Locación		Opciones

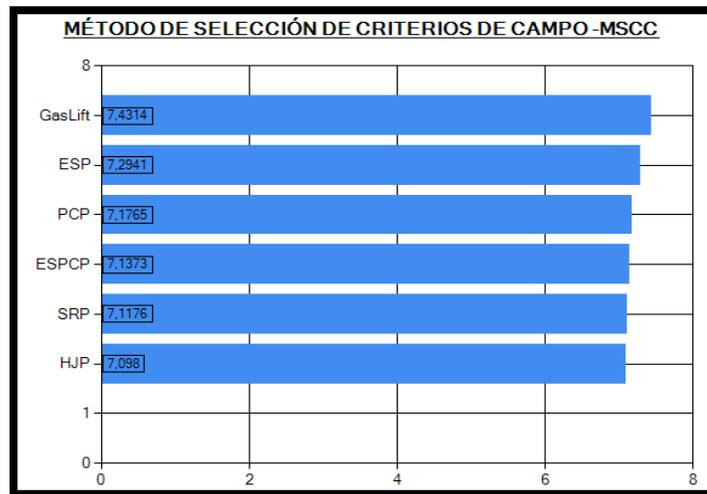
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run wte_ Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Datos tomado de la empresa Ecopetrol

En lo concerniente a la aplicación del software ECOSLAM, se encontró que dos de los tres métodos multicriterio, al igual que el método de campo que evalúa el software, sugieren al Gas Lift como el sistema de levantamiento artificial óptimo (SAW y VIKOR), mientras que el método ELECTRE, sugiere al bombeo electro sumergible (ESP) como SLA óptimo.

Figura 12

Resultado método MSCC. Pozo 2



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 18.

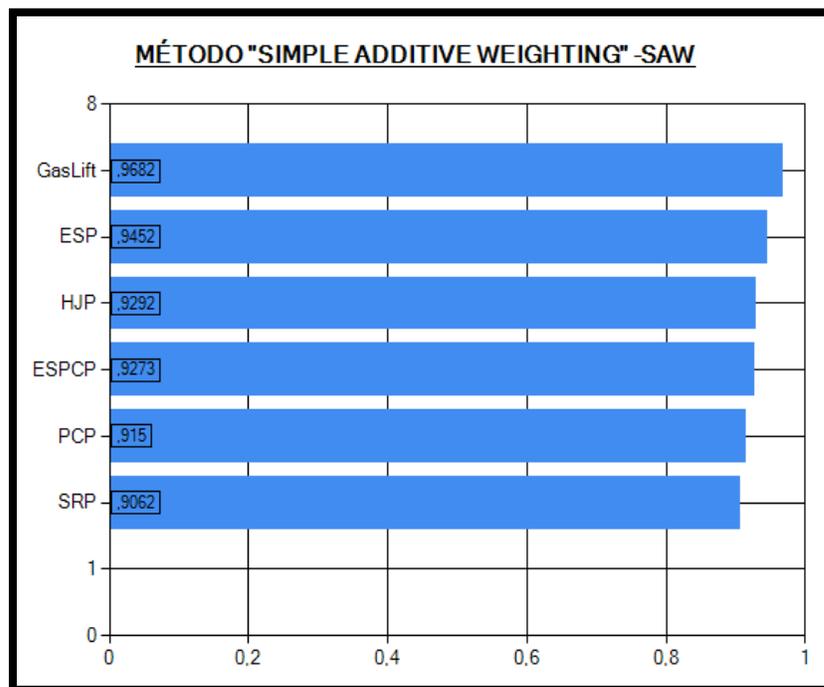
Criterios de aplicación sistemas de levantamiento artificial. Pozo 2 (MSCC)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
Gas WfA	7,4313725	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA -TVD + Temperatura en Fondo -BHT+
ESP	7,2941176	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en Número de pozo por locación +
PCP	7,1764705	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Número de pozos por Locación +

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 13.

Resultado método SAW. Pozo 2



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 19.

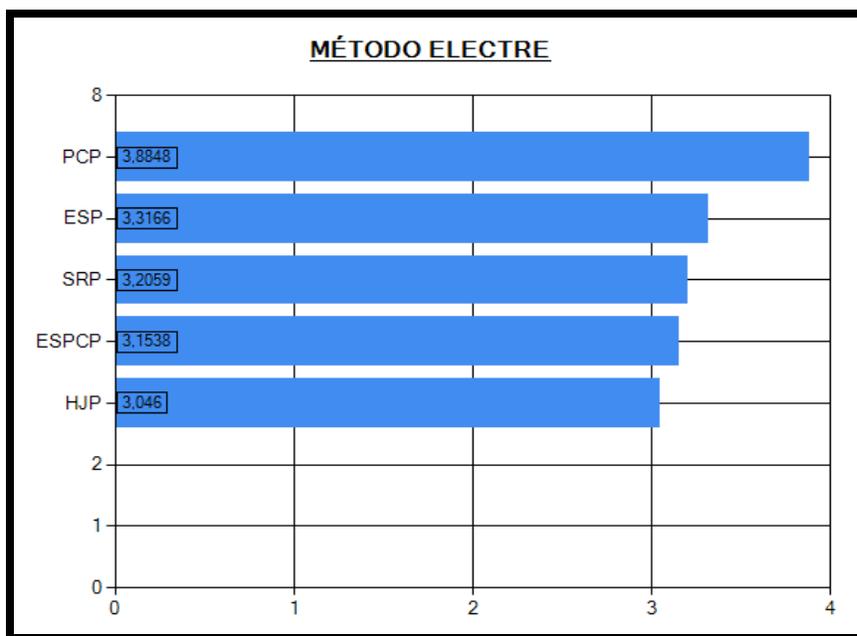
Criterios de aplicación sistemas de levantamiento artificial. Pozo 2 (SAW)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
Gas Lift	0,9682232	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA – TVD +Temperatura en Fondo -BHT
ESP	0,9452177	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Número de pozos por Locación
HJP	0,9292284	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA -TVD+ Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 14.

Resultado método ELECTRE. Pozo 2



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 20.

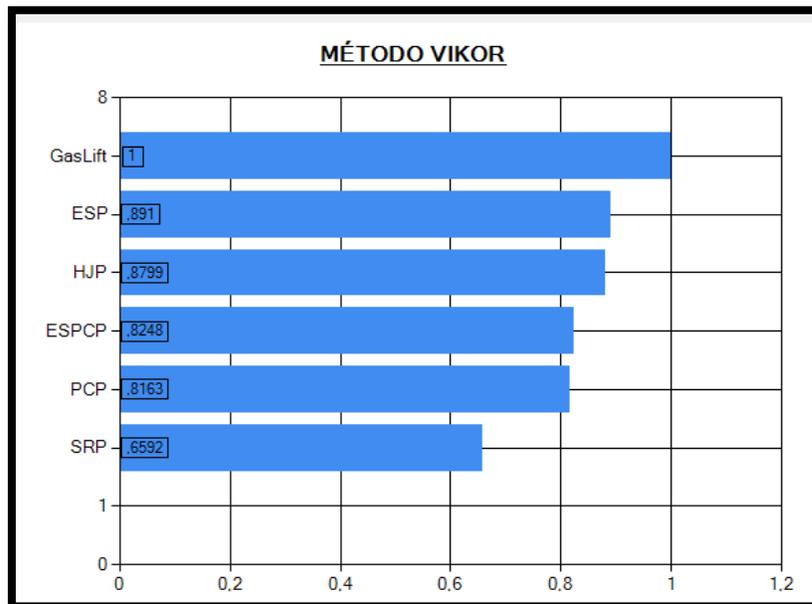
Crterios de aplicación SLA Pozo 2 (ELECTRE)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESP	3,3165665	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Número de pozos por Locación
PCP	3,8848402	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Número de pozos por Locación + °API +
SRP	3,2059144	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API + Costos de Mantenimiento Fondo +

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 15.

Resultado método VIKOR. Pozo 2



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 21.*Criterios de aplicación SLA. Pozo 2 (VIKOR)*

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
Gas Lift	1	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo -BHT
ESP	0,8910411	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Numero de pozos por Locación
HJP	0,8799099	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD+ Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

3.4.4 Tercer pozo en estudio

Las razones para el cambio de SLA estuvieron relacionadas a la reducción en recurrentes fallas del sistema PCP, la productividad y trayectoria del pozo. Por otra parte, variables como producción de fluido, profundidad de asentamiento, temperatura de fondo, diámetro de revestidor y relación gas-aceite, se encontraban dentro de los valores sugeridos por la literatura y la experiencia de campo.

Tabla 22.

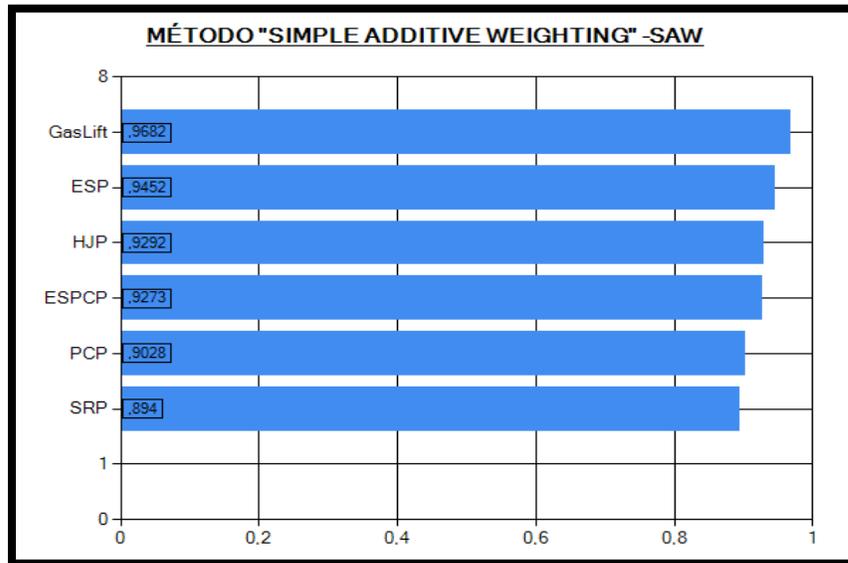
Rango de operación pozo 3

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 1000 a 3000	BFPD
Profundidad Asentamiento Del SLA (FT)	De 4000 a 6000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	10°<Desviado<40°	°
DogLeg-RIH (Grados x/c 100 FT)	De 3 a 6	°/100 ft
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	<220	°F
Presión De Entrada De La Bomba – PIP	>350	Psi
Posición Del Intake De La Bomba	Arriba de perforados	posición
Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo
Diámetro Del Casing – CD	7”	In
Numero De Pozos Por Locación	De 2 a 7	Opciones
Tipo De Recobro	Secundario	Opciones
Presencia De Arena	De 100 a 1000	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	<500	Scf/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	Si	Opciones
API	De 15 a 25	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua WC	De 25% a 80%	%
Locación	Onshore	Opciones
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run Life Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Figura 16.

Resultado método SAW. Pozo 3



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 23.

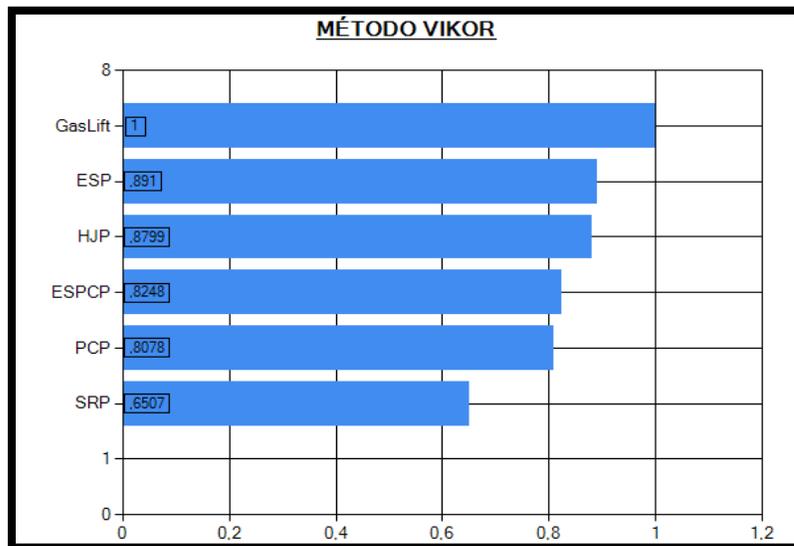
Criterios de aplicación SLA. Pozo 3 (SAW)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
GasLift	0,9682232	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo -BHT+
ESP	0,9452177	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Numero de pozos por Locación
HJP	0,9292284	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD+ Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT+

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 17.

Resultado método VIKOR. Pozo 3



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 24.

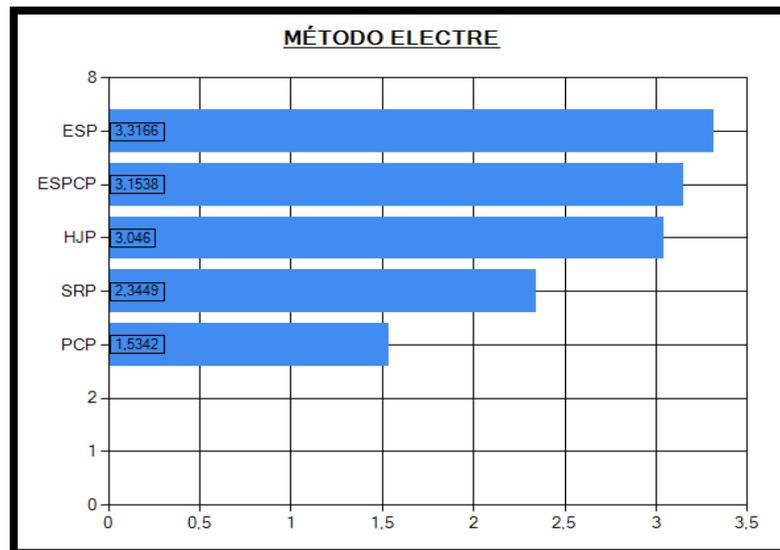
Criterios de aplicación SLA. Pozo 3 (VIKOR)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
GasLift	1	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo -BHT+
ESP	0,8910411	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Numero de pozos por Locación
HJP	0,8799099	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD+ Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT+

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 18.

Resultado método ELECTRE. Pozo 3



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 25.

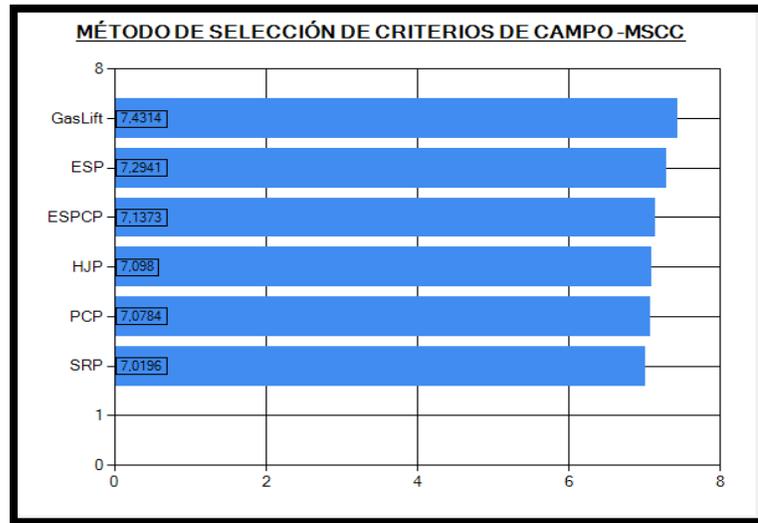
Criterios de aplicación SLA. Pozo 3 (ELECTRE)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESP	3,3165665	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Número de pozos por Locación
ESPCP	3,153709	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Numero de pozos por Locación + °API
HJP	3,0459792	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD+ Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT+

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 19.

Resultado método MSCC. Pozo 3



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 26.

Criterios de aplicación SLA. Pozo 3 (MSCC)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
GasLift	7,4313725	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo -BHT
ESP	7,2941176	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Numero de pozos por Locación
ESPCP	7,1372549	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Número de Pozos por Locación + °API

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

3.4.5 Cuarto pozo en estudio

En el caso del cuarto pozo en estudio, las razones para el cambio de SLA estuvieron relacionadas a la reducción en recurrentes fallas del sistema PCP, el aumento de la productividad y trayectoria del pozo. En cuanto a las variables como producción de fluido, profundidad de asentamiento, temperatura de fondo y diámetro de revestidor, se encontraban dentro de los valores sugeridos por la literatura y la experiencia de campo.

Se consideraría la instalación de separadores de gas para el ajuste de la relación gas-aceite. A continuación, se presenta la tabla respectiva.

Tabla 27.

Rango de operación pozo 4

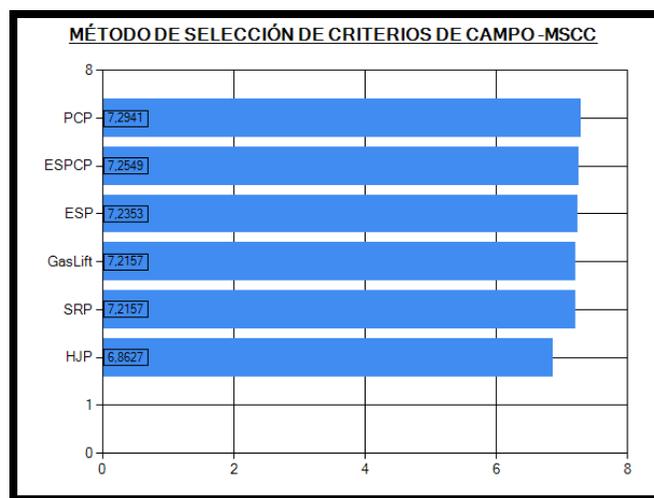
Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 1000 a 3000	BFPD
Profundidad Asentamiento Del SLA (FT)	<4000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	Vertical <10°	°
DogLeg-RIH (Grados x/c 100 FT)	De 3 a 6	°/100 ft
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	<220	°F
Presión De Entrada De La Bomba - PIP	>350	Psi
Posición Del Intake De La Bomba	Arriba de perforados	posición
Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo
Diámetro Del Casing - CD	5 ½"	In
Numero De Pozos Por Locación	De 2 a 7	Opciones
Tipo De Recobro	Secundario	Opciones

Presencia De Arena	De 100 a 1000	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	De 500 a 2000	Scf/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	Si	Opciones
API	De 15 a 25	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua WC	De 80 a 100%	%
Locación	Onshore	Opciones
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run Life Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 20.

Resultado método MSCC. Pozo 4



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 28.

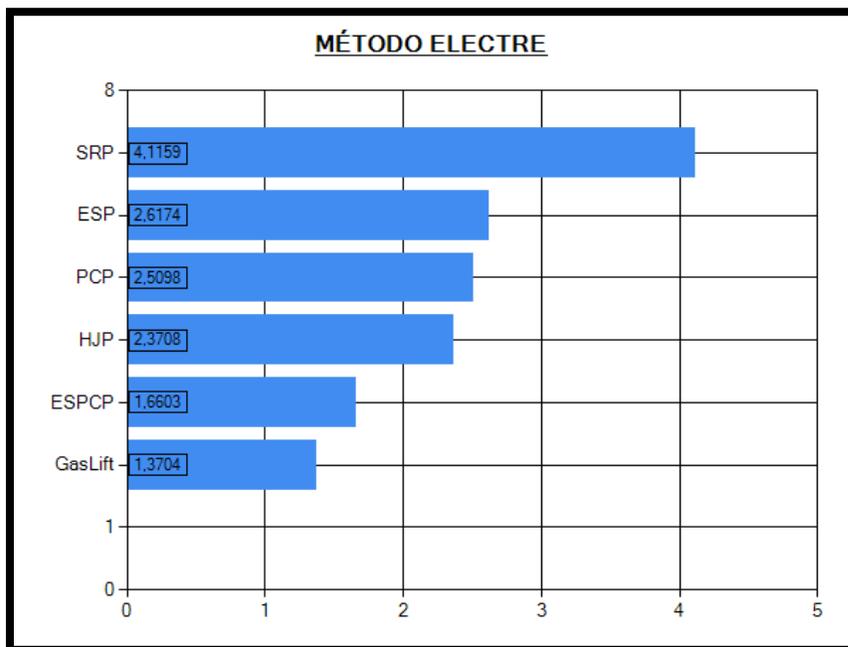
Criterios de aplicación SLA. Pozo 4 (MSCC)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
PCP	7,29,41176	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: ° API
ESPCP	7,2549019	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API
ESP	7,2352941	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Corte de Agua -WC

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 21:

Resultado método ELECTRE. Pozo 4



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 29.

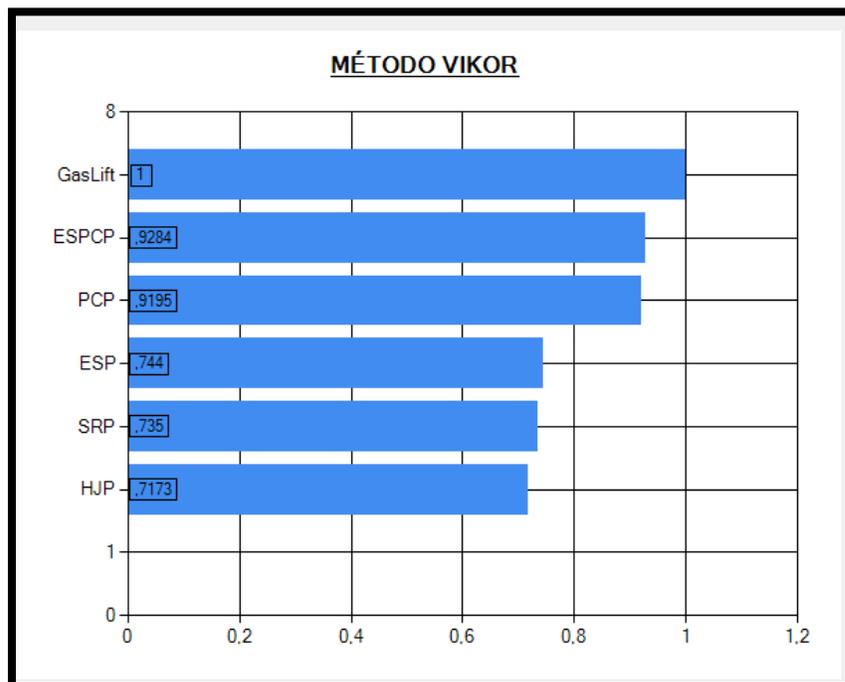
Criterios de aplicación SLA. Pozo 4 (ELECTRE)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	4,1158953	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: ° API + Costos de Mantenimiento Fondo
ESP	2,6174236	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Corte de Agua-WC
PCP	2,5097933	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 22.

Resultado método VIKOR. Pozo 4



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 30.

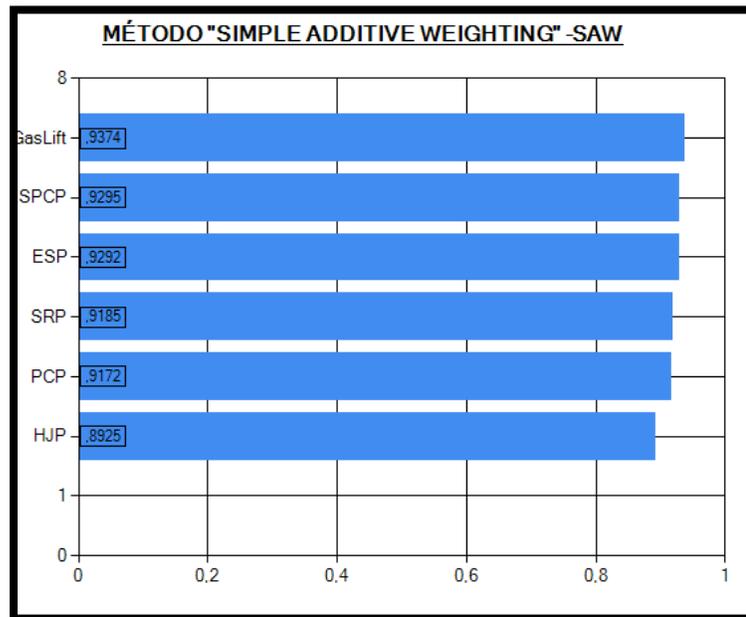
Criterios de aplicación SLA. Pozo 4 (VIKOR)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
GasLift	4,1158953	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad de Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo -BHT +
ESPCP	2,6174236	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API
PCP	2,5097933	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 23.

Resultado método SAW. Pozo 4



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 31.*Criterios de aplicación SLA. Pozo 4 (SAW)*

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
GasLift	0,9374481	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad de Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo -BHT
ESPCP	0,9294828	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API
PCP	0,9292436	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Corte de Agua-WC

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

3.4.6 Quinto pozo en estudio

Las razones para el cambio de SLA estuvieron relacionadas con la Reducción de la producción y recurrentes fallas del sistema BM y la Productividad del pozo.

Tabla 32.*Rango de operación pozo 5*

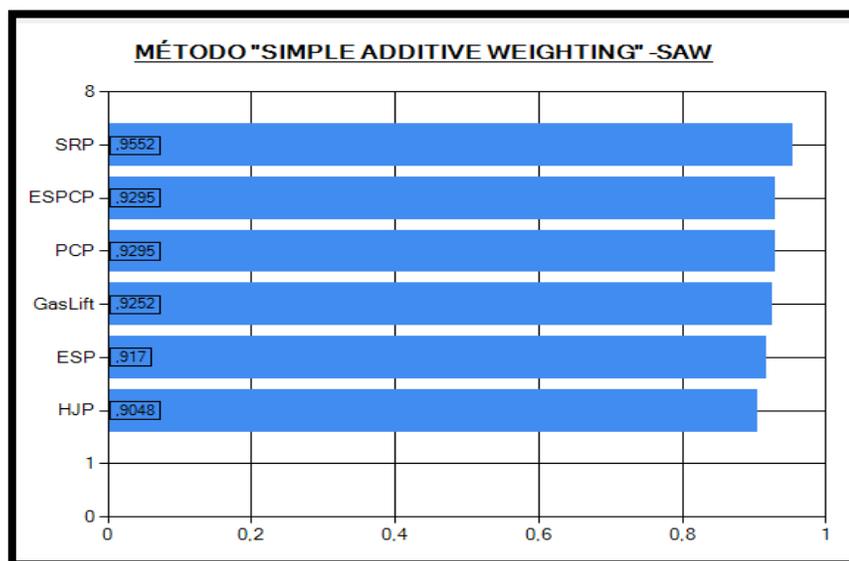
Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 200 a 500	BFPD
Profundidad Asentamiento Del SLA (FT)	De 4000 a 6000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	Vertical <10°	°
DogLeg-RIH (Grados x/c 100 FT)	<3	°/100 ft
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	<220	°F
Presión De Entrada De La Bomba - PIP	>350	Psi
Posición Del Intake De La Bomba	Arriba de perforados	posición
Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo
Diámetro Del Casing - CD	5 ½"	In

Numero De Pozos Por Locación	1	Opciones
Tipo De Recobro	Primario	Opciones
Presencia De Arena	<100	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	De 500 a 2000	Scf/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	Si	Opciones
API	De 15 a 25	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua WC	De 80% a 100%	%
Locación	Onshore	Opciones
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run Life Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 24.

Resultado método SAW. Pozo 5



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 33.

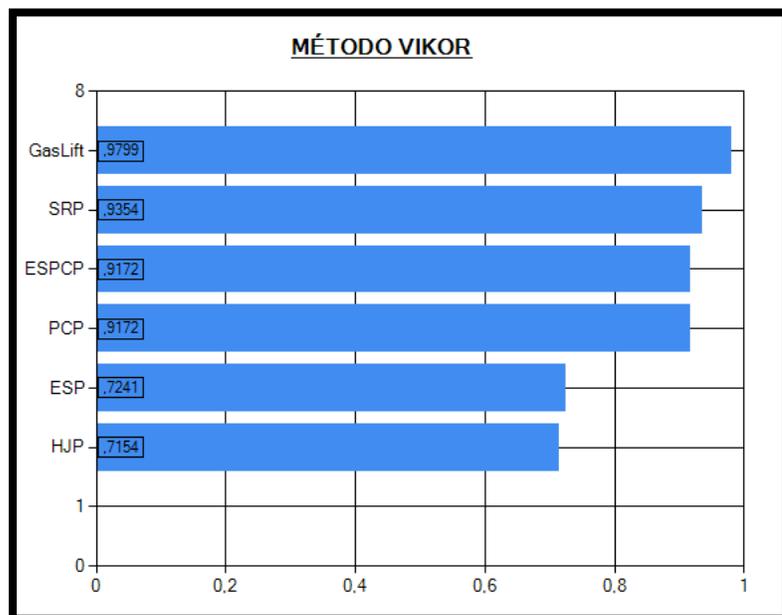
Criterios de aplicación SLA. Pozo 5 (SAW)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	0,9551849	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: ° API
ESPCP	0,9294828	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API
PCP	0,9294828	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 25.

Resultado método VIKOR. Pozo 5



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 34.

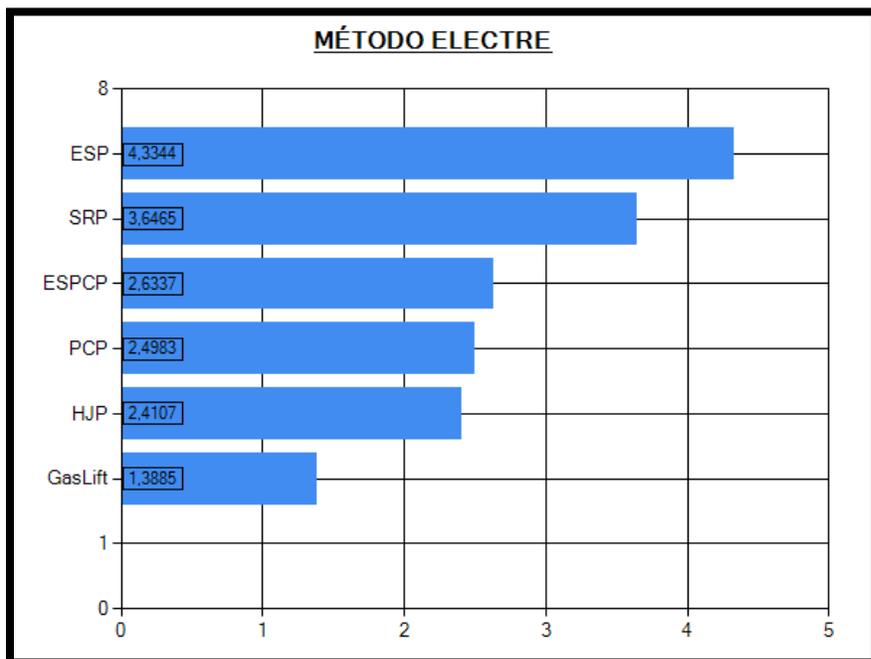
Criterios de aplicación SLA. Pozo 5 (VIKOR)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
GasLift	0,9799109	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: ° Profundidad Asentamiento del SLA -TVD Temperatura en Fondo -BHT+
SRP	0,9354313	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API
ESPCP	0,9171633	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 26.

Resultado método ELECTRE. Pozo 5



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 35.

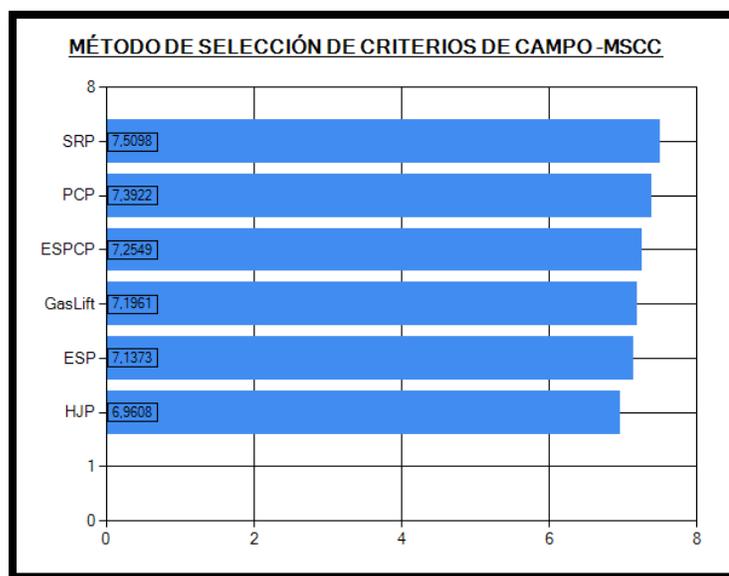
Criterios de aplicación SLA. Pozo 5 (ELECTRE)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESP	4,3343983	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Corte de Agua + Costos de Mantenimiento Fondo+
SRP	3,6465009	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API
ESPCP	2,6337155	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 27.

Resultado método MSCC. Pozo 5



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 36.

Criterios de aplicación SLA. Pozo 5 (MSCC)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	7,5098039	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API
PCP	7,3921568	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API
ESPCP	7,2549019	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

3.4.7 Sexto pozo en estudio

Las razones para el cambio de SLA estuvieron asociadas a la productividad y trayectoria del pozo

Tabla 37.

Rango de operación pozo 6

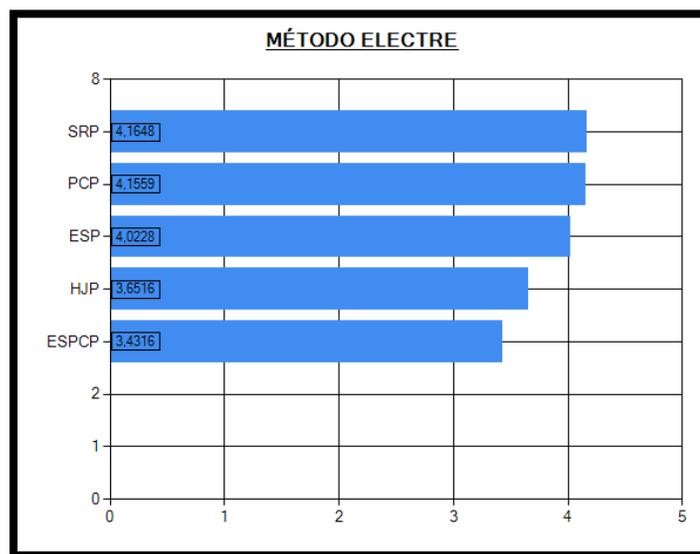
Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 500 a 1000	BFPD
Profundidad Asentamiento Del SLA (FT)	De 4000 a 6000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	10°<Desviado<40°	°
DogLeg-RIH (Grados x/c 100 FT)	<3	°/100 ft
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	<220	°F
Presión De Entrada De La Bomba - PIP	>350	Psi
Posición Del Intake De La Bomba	Arriba de perforados	posición
Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo

Diámetro Del Casing - CD	7"	In
Numero De Pozos Por Locación	De 2 a 7	Opciones
Tipo De Recobro	Secundario	Opciones
Presencia De Arena	De 100 a 1000	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	<500	Scf/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	Si	Opciones
API	De 15 a 25	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua WC	De 25% a 80%	%
Locación	Onshore	Opciones
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run Life Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 28.

Resultado método ELECTRE. Pozo 6



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 38.

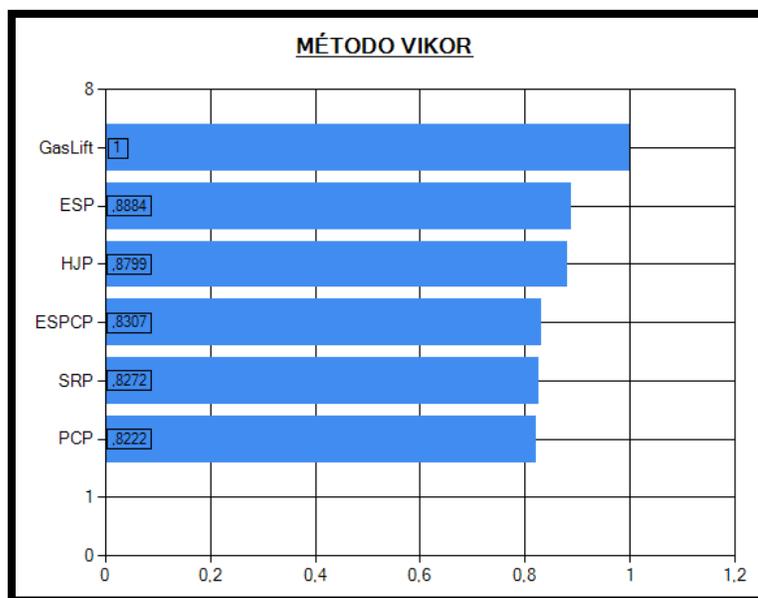
Criterios de aplicación SLA. Pozo 6 (ELECTRE)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	4,1648494	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API
PCP	4,1559422	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API
ESP	4,0227602	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo -BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + °API + Corte de Agua – WC + Locación + Costos de Mantenimiento Fondo+

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 29.

Resultado método VIKOR. Pozo 6



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 39.

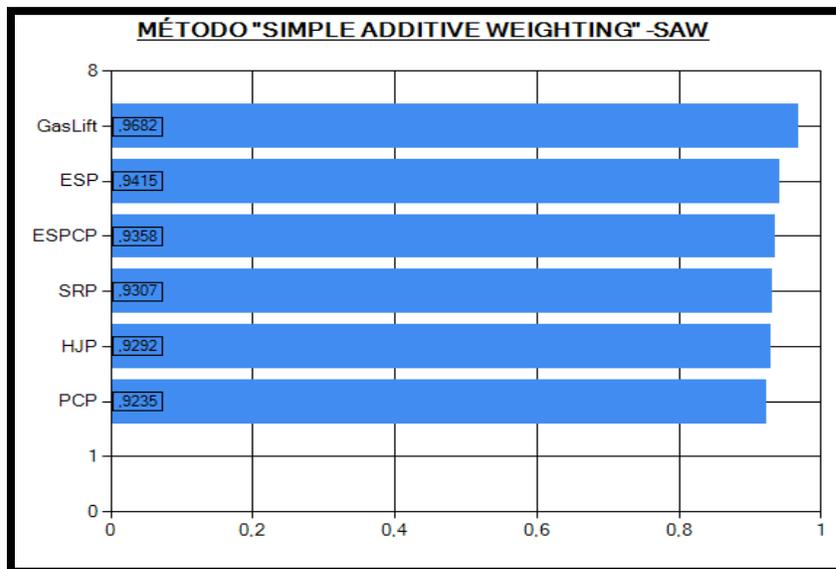
Criterios de aplicación SLA. Pozo 6 (VIKOR)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
GasLift	1	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA – TVD + Temperatura en Fondo – BHT+
ESP	0,8884405	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo -BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + °API + Corte de Agua – WC + Locación + Costos de Mantenimiento Fondo+
HJP	0,8799099	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA – TVD + Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo – BHT+

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 30.

Resultado método SAW. Pozo 6



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 40.

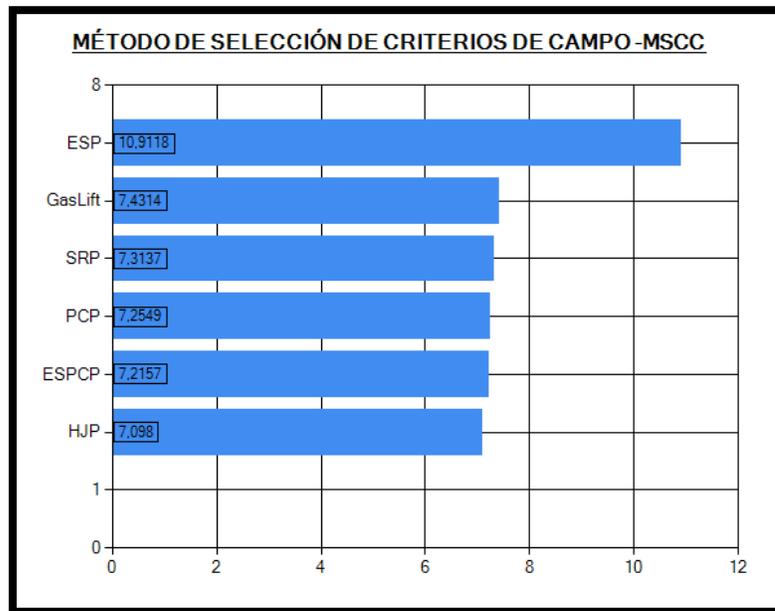
Criterios de aplicación SLA. Pozo 6 (SAW)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
GasLift	0,9682232	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA – TVD + Temperatura en Fondo – BHT+
ESP	0,9414821	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo -BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + °API + Corte de Agua – WC + Locación + Costos de Mantenimiento Fondo+
ESPCP	0,9357808	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 31.

Resultado método MSCC. Pozo 6



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 41.*Criterios de aplicación SLA. Pozo 6 (MSCC)*

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESP	10,911764	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo -BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + °API + Corte de Agua – WC + Locación + Costos de Mantenimiento Fondo+
GasLift	7,4313725	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA -TVD + Temperatura en Fondo – BHT +
SRP	7,3137254	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: °API

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

3.5 Coincidencia de los métodos multicriterio con respecto al BES implementado en los pozos piloto del Campo Llanito.

Para determinar cuál método presentó mayor coincidencia de resultados con respecto a la decisión de implementar BES en los pilotos del campo Llanito, se otorgó un porcentaje para cada posición de sugerencia del sistema de bombeo electro sumergible, donde la primera posición (BES como SLA óptimo) tendría el puntaje máximo de 100%, la segunda posición del BES tendría aproximadamente el 16,67% menos, es decir, equivaldría al 83,33% de coincidencia y así sucesivamente, teniendo en cuenta que se evaluaron 6 sistemas de levantamiento artificial en el software.

Adicionalmente, se evaluó la coincidencia del BES por pozo, es decir, se evaluó cuál pozo piloto presentó mayor porcentaje de coincidencia (por parte del software ECOSLAM) para instalar BES (de acuerdo con el porcentaje otorgado por posición).

Del análisis, se puede observar que el método multicriterio que mejor coincide con el sistema de levantamiento por bombeo electro sumergible es el método ELECTRE con un porcentaje global de coincidencia del 86,11%; cabe resaltar, que ningún método multicriterio estuvo por debajo del 60% de coincidencia global respecto del sistema de levantamiento instalado

En cuanto a la mejor coincidencia del BES por pozo, se puede observar que el pozo con mejor indicador fue el pozo número 3, con un valor del 87,5%, es decir, todos los métodos multicriterio evaluados lo sugirieron entre las tres primeras posiciones como sistema de levantamiento artificial, mientras que los pozos con menor porcentaje de coincidencia fueron los pozos 1 y 5, con valores del 50% y 54,17% respectivamente.

Se identificó que los pozos de menor coincidencia tienen en común la alta relación gas-aceite, uno de los parámetros de mayor influencia para la instalación del BES; esta condición, como se ha mencionado con anterioridad, fue manejada mediante facilidades de subsuelo para controlar la GLR. A continuación, se presenta las tablas correspondientes:

Tabla 42.*Coincidencia porcentual de los métodos teóricos vs pozos pilotos BES*

PORCENTAJE DE COINCIDENCIA								
Método	Saw		Vikor		Electre		Msc	
Pozo	Posición	Puntaje	Posición	Puntaje	Posición	Puntaje	Posición	Puntaje
1	5	33.3	4	50.0	2	83.3	5	33.3
2	2	83.3	2	83.3	2	83.3	2	83.3
3	2	83.3	2	83.3	1	100.0	2	83.3
4	3	66.7	4	50.0	2	83.3	3	66.7
5	5	33.3	5	33.3	1	100.0	4	50.0
6	2	83.3	2	83.3	3	66.7	1	100.0
TOTAL	Porcentaje global	63.9	Porcentaje global	63.9	Porcentaje global	86.1	Porcentaje global	69.4

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 43.*Coincidencia porcentual por pozo piloto BES según cada método analizado*

PORCENTAJE DE COINCIDENCIA POR POZO							
Pozo	1	2	3	4	5	6	
Método	%	%	%	%	%	%	%
Saw	33.3	83.3	83.3	66.7	33.3	83.3	
Vikor	50.0	83.3	83.3	50.0	33.3	83.3	
Electre	83.3	83.3	100.0	83.3	100.0	66.7	
Msc	33.3	83.3	83.3	66.7	50.0	100.0	
Porcentaje global	50.0	83.3	87.5	66.7	54.2	83.3	

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

3.6. Rango de aplicación BES en Campo Llanito

Para establecer el rango de aplicación del bombeo electro-sumergible en el campo Llanito, se estudiaron seis pozos que actualmente cuentan con dicho sistema y presentan un rendimiento óptimo de producción. Para cada uno de ellos se analizó el parámetro crítico que

establecía o no su aplicación teniendo en consideración los valores de clasificación de relevancia de los criterios establecidos en el software ECOSLAM (basados en la literatura y la experiencia de campo). Las variables no señaladas en el rango de aplicación del BES en el campo Llanito no se especifican porque no son determinantes para la selección del SLA o porque las condiciones de las mismas en el campo Llanito se encuentran en el rango óptimo.

Tabla 44.

Rangos operativos

Variable operativa	Rango	Criterio de aplicación
Producción de fluido total	>1000 BFPD	Funciona para los 6 pozos pilotos aun cuando se presentan caudales de producción menores dado que la carga es continua lo cual es una condición ideal para mantener en óptimas condiciones el motor del BES. Las consideraciones del software ECOSLAM establecen una clasificación desfavorable para caudales inferiores a 500 BFPD; en situaciones donde el fluido producido se encuentre en el rango de 500-1000 BFPD, se sugiere realizar mejoras técnicas para un mejor funcionamiento del sistema BES.
Profundidad de asentamiento	de De 3000 a 9000 ft	Los pozos en campo llanito presentan una profundidad entre los 3000 ft y los 6000 ft lo que no es un impedimento para el BES, de acuerdo a los valores establecidos por la literatura.
Corte de agua	0% a 80%	El corte de agua no influencia negativamente al sistema BES debido a que está diseñado para el manejo de altos volúmenes de líquido producido, sin embargo, se sugiere tenerse en cuenta para el proceso de gerenciamiento del agua de producción.
Presencia de arena	<200 ppm	En caso de problemas de arenamiento, desde un inicio se ha la implementación de técnicas de control de arenas

°API	>10°	El campo Llanito por la naturaleza de su yacimiento presenta un fluido de crudo que ronda el promedio de 20° API lo que lo hace ideal para el bombeo electrosumergible
Relación Gas-Aceite	<500	Para la relación gas-aceite es de fundamental aplicación cuando los valores superan las 500 unidades emplear separadores de gas como los que ya se utilizan en los pozos del campo Llanito.

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

4. Aplicación del método Multicriterio Electre para los pozos candidatos a convertir a sistema de BES

Los pozos establecidos como candidatos a BES, se seleccionaron inicialmente siguiendo la experiencia y criterio de Ecopetrol S.A, donde principalmente se destacan entre otros, las fallas recurrentes en los SLA, índice de intervención, la baja productividad, los historiales de producción, los daños en los SLA actuales, etc., seguidamente, se evaluaron mediante el software ECOSLAM (metodología multicriterio ELECTRE), con la finalidad de verificar y confirmar si estos, aplican para la reconversión a sistema electro sumergible. Finalmente se realiza el diseño mecánico de los pozos candidatos validados durante el proceso.

4.1. Pozo candidato A

A continuación, se detalla los datos respectivos.

Tabla 45.

Rango de aplicación Pozo A.

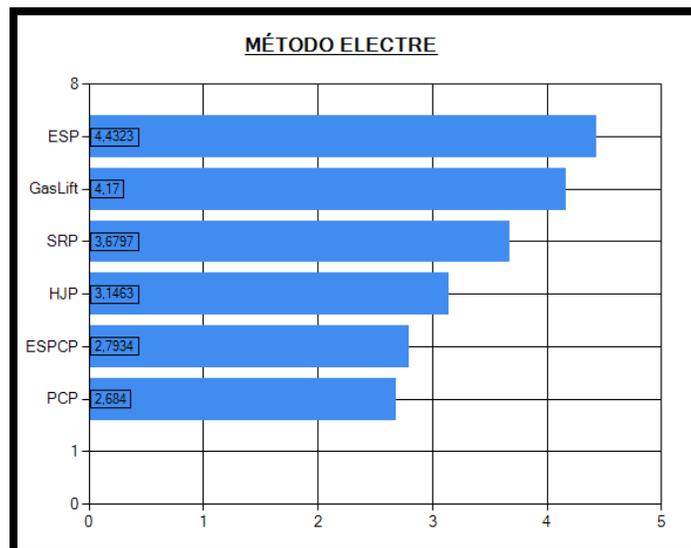
Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 200 a 500	BFPD
Profundidad Asentamiento Del SLA (FT)	De 4000 a 6000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	Vertical <10°	°
DogLeg-RIH (Grados x/c 100 FT)	<3	°/100 ft
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	<220	°F
Presión De Entrada De La Bomba – PIP	>350	Psi
Posición Del Intake De La Bomba	Arriba de perforados	posición

Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo
Diámetro Del Casing – CD	7”	In
Numero De Pozos Por Locación	De 2 a 7	Opciones
Tipo De Recobro	Secundario	Opciones
Presencia De Arena	<100	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	<500	Scf/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	NO	Opciones
API	De 15 a 25	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua WC	De 80% a 100%	%
Locación	Onshore	Opciones
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run Life Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 32.

Resultado método ELECTRE. Pozo A



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 46.

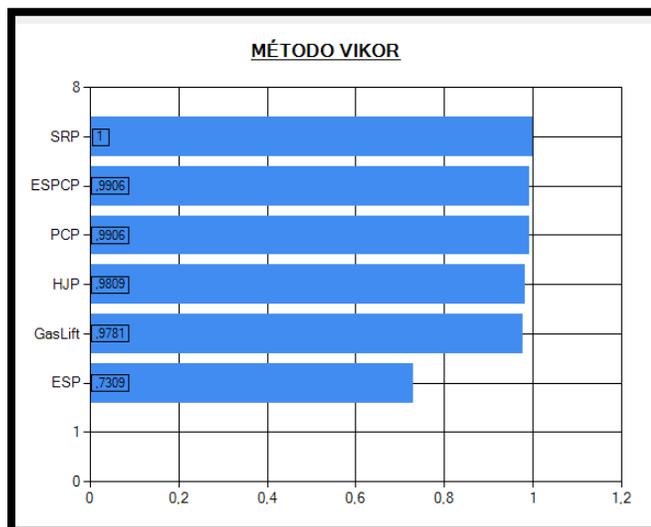
Criterios de aplicación SLA. Pozo A (ELECTRE)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESP	4,4323064	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Mantenimiento Fondo +
GasLift	4,1700174	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA -TVD + Temperatura en Fondo -BHT+
SRP	3,6796770	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Inclinación del Pozo + Temperatura en Fondo- BHT + Corte de Agua -WC +Costos de Mantenimiento Superficie

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 33.

Resultado método VIKOR. Pozo A



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 47.

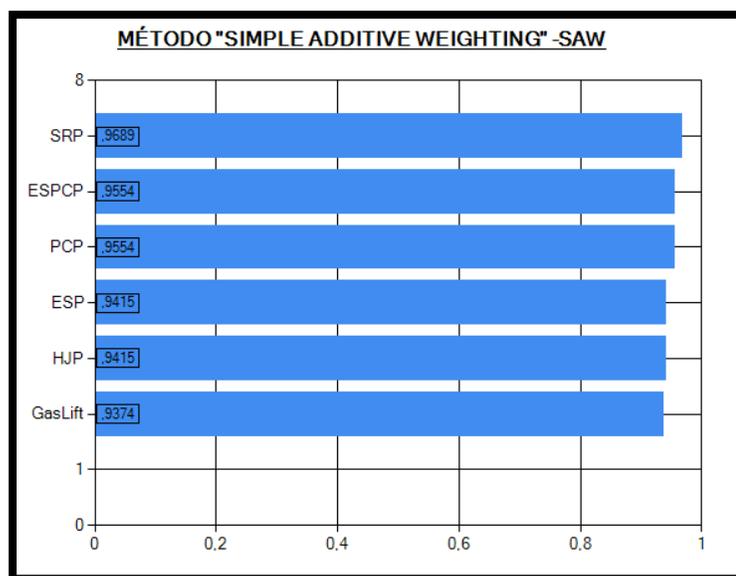
Criterios de aplicación SLA. Pozo A (VIKOR)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	1	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT + Corte de Agua -WC + Costos de Mantenimiento Superficie
ESPCP	0,9906356	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH +Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Costos de Mantenimiento Superficie +
PCP	0,9906356	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD +Profundidad de Asentamiento del SLA-TVD+ DogLeg-RIH + Presión de Entrada a la Bomba + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Relación de Gas a liquido -GLR + Costos de Mantenimiento Superficie +

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 34.

Resultado método SAW. Pozo A



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 48.

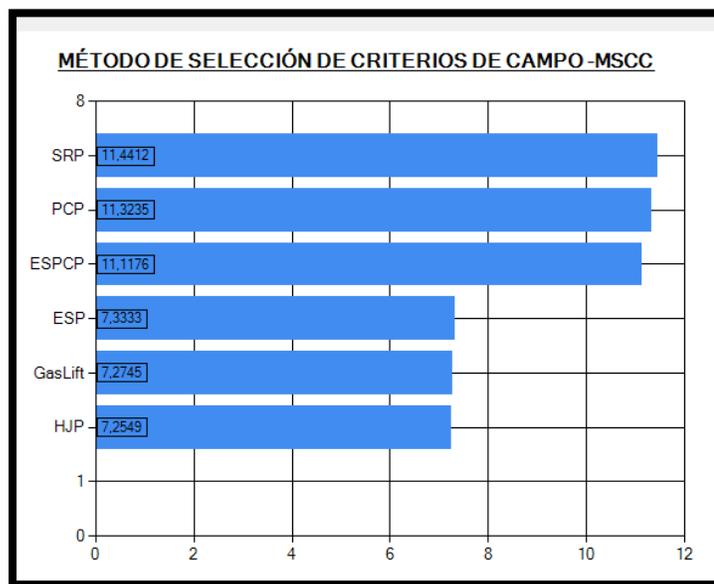
Criterios de aplicación SLA. Pozo A (SAW)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	0,9688733	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT + Corte de Agua -WC + Costos de Mantenimiento Superficie
ESPCP	0,9554096	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH +Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Relación de Gas Líquido - GLR + Costos de Mantenimiento Superficie +
PCP	0,9554096	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD +Profundidad de Asentamiento del SLA-TVD+ DogLeg-RIH + Presión de Entrada a la Bomba + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Relación de Gas a líquido -GLR + Costos de Mantenimiento Superficie +

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 35.

Resultado método MSCC. Pozo A



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 49.*Criterios de aplicación SLA. Pozo A (MSCC)*

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	11,441176	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT + Corte de Agua -WC + Costos de Mantenimiento Superficie
PCP	11,323529	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Profundidad de Asentamiento del SLA-TVD+ DogLeg-RIH + Presión de Entrada a la Bomba + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Relación de Gas a líquido -GLR + Costos de Mantenimiento Superficie +
ESPCP	11,117647	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Relación de Gas Líquido - GLR + Costos de Mantenimiento Superficie +

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

4.2. Pozo candidato B

Tabla 50.*Rango de aplicación Pozo B.*

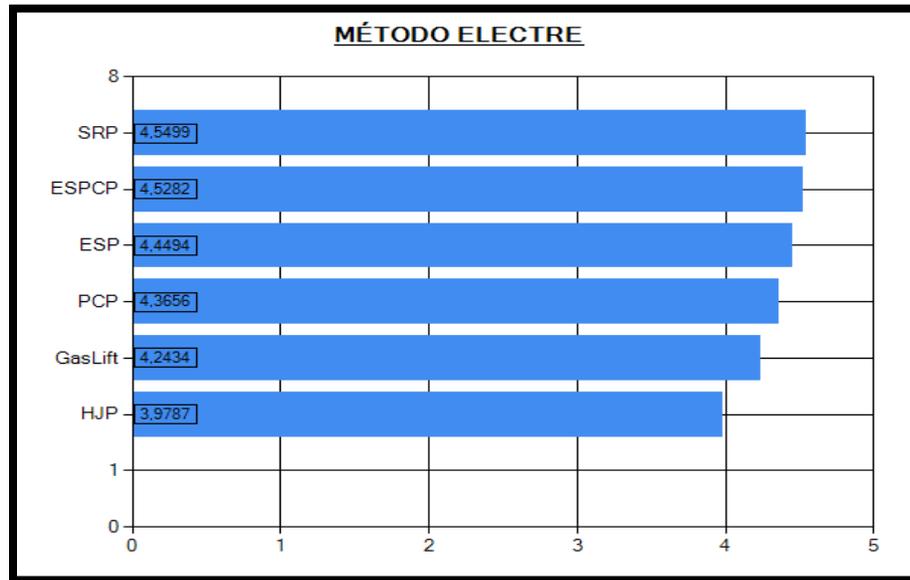
Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 500 a 1000	BFPD
Profundidad Asentamiento Del SLA (FT)	De 4000 a 6000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	Vertical <10°	°

DogLeg-RIH (Grados x/c 100 FT)	<3	°/100 ft
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	<220	°F
Presión De Entrada De La Bomba - PIP	>350	Psi
Posición Del Intake De La Bomba	Arriba de perforados	posición
Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo
Diámetro Del Casing - CD	7"	In
Numero De Pozos Por Locación	De 2 a 7	Opciones
Tipo De Recobro	Secundario	Opciones
Presencia De Arena	<100	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	<500	Scf/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	NO	Opciones
API	De 15 a 25	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua WC	De 25% a 80%	%
Locación	Onshore	Opciones
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run Life Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 36.

Resultado método ELECTRE. Pozo B



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

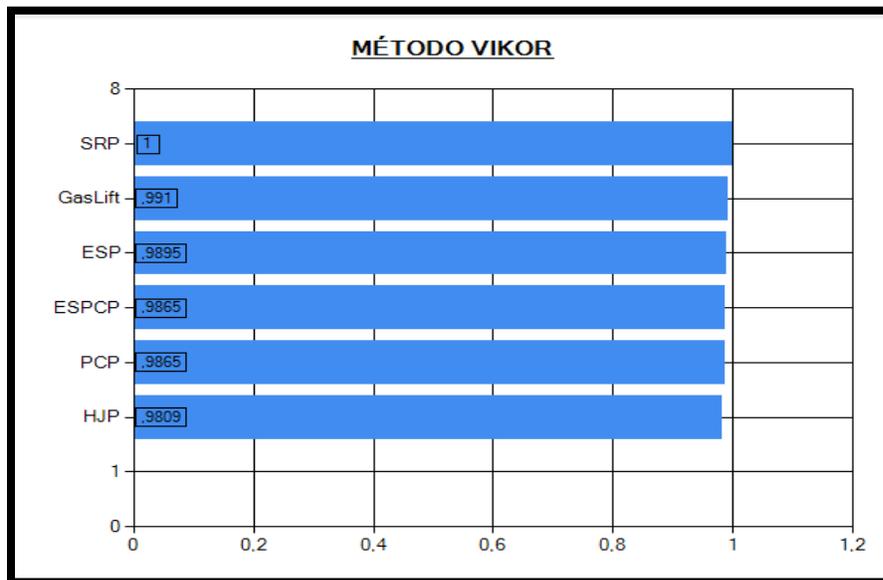
Tabla 51.

Criterios de aplicación SLA. Pozo B (ELECTRE)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	4,5498941	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT + Corte de Agua -WC + Costos de Mantenimiento Superficie
ESPCP	4,5281510	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH +Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD+ Costos de Mantenimiento Superficie + Costos de Mantenimiento Fondo
ESP	4,4493857	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH +Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Corte de Agua – WC + Costos de Mantenimiento Fondo

Figura 37.

Resultado método VIKOR. Pozo B



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

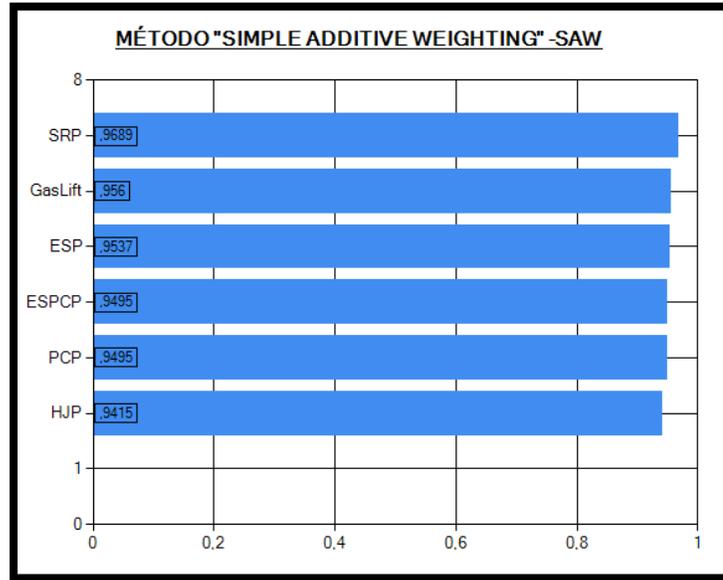
Tabla 52.

Criterios de aplicación SLA. Pozo B (VIKOR)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	1	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT + Corte de Agua -WC + Costos de Mantenimiento Superficie
GasLift	0,9910355	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo – BHT +
ESP	0,9894608	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total - BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH +Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Corte de Agua – WC + Costos de Mantenimiento Fondo

Figura 38.

Resultado método SAW. Pozo B



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 53.

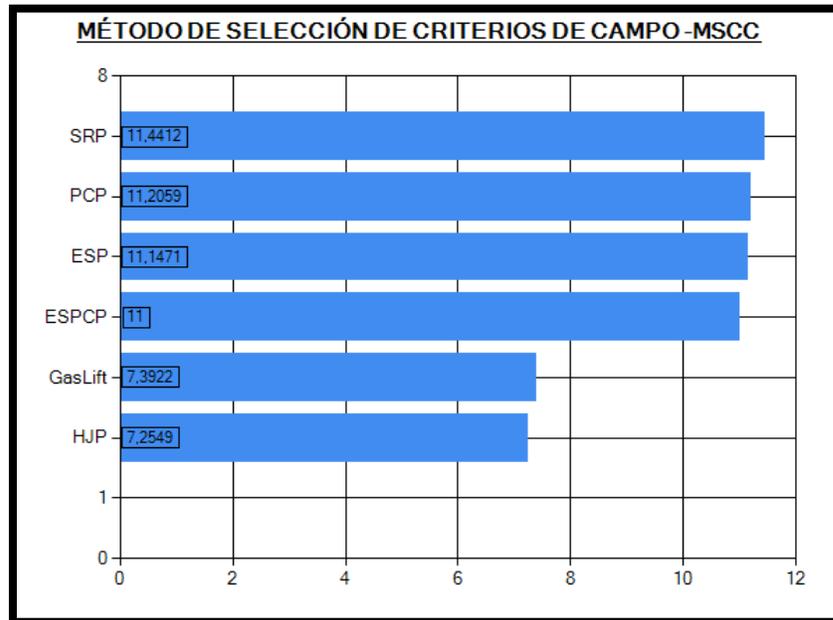
Criterios de aplicación SLA. Pozo B (SAW)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	0,968 8733	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT + Corte de Agua -WC + Costos de Mantenimiento Superficie
GasLift	0,9559847	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo – BHT +
ESP	0,9537207	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH +Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Corte de Agua – WC + Costos de Mantenimiento Fondo

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 39.

Resultado método MSCC. Pozo B



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 54.

Criterios de aplicación SLA. Pozo B (MSCC)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	11,441176	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Inclinación del pozo + Temperatura en Fondo -BHT + Corte de Agua - WC + Costos de Mantenimiento Superficie
PCP	11,205882	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Profundidad de asentamiento del SLA+ DogLeg-RIH +Presión de entrada a la Bomba- PIP + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD +

Costos de Mantenimiento Superficie + Costos de Mantenimiento Fondo		
ESP	11,147058	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Corte de Agua – WC + Costos de Mantenimiento Fondo

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

4.3. Pozo candidato C

A continuación, se relacionan los datos pertinentes de este pozo.

Tabla 55.

Rango de Aplicación Pozo C.

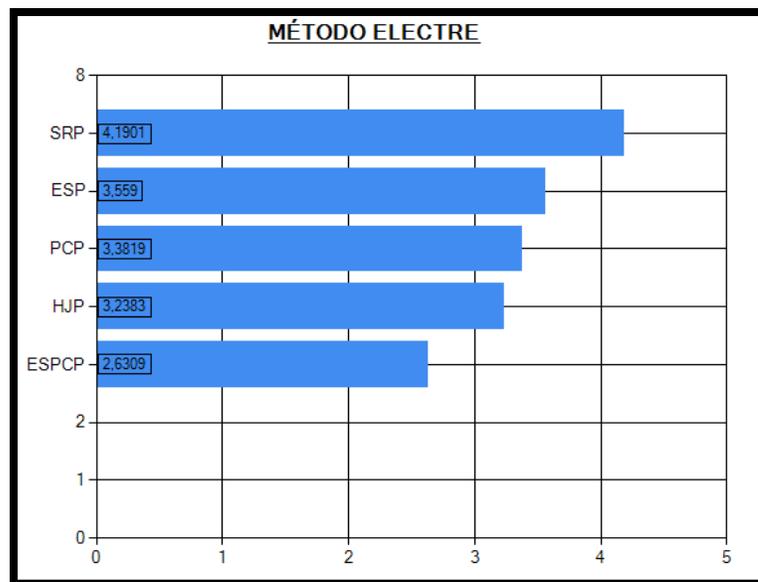
Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 500 a 1000	BFPD
Profundidad Asentamiento Del SLA (FT)	De 4000 a 6000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	10°<Desviado<40°	°
DogLeg-RIH (Grados x/c 100 FT)	<3	°/100 ft
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	<220	°F
Presión De Entrada De La Bomba - PIP	>350	Psi
Posición Del Intake De La Bomba	Arriba de perforados	posición
Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo
Diámetro Del Casing - CD	7"	In
Numero De Pozos Por Locación	>7	Opciones
Tipo De Recobro	Secundario	Opciones

Presencia De Arena	< 100	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	<500	Scf/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	NO	Opciones
API	De 15 a 25	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua WC	De 80% a 100%	%
Locación	Onshore	Opciones
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run Life Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 40.

Resultado método ELECTRE. Pozo C



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

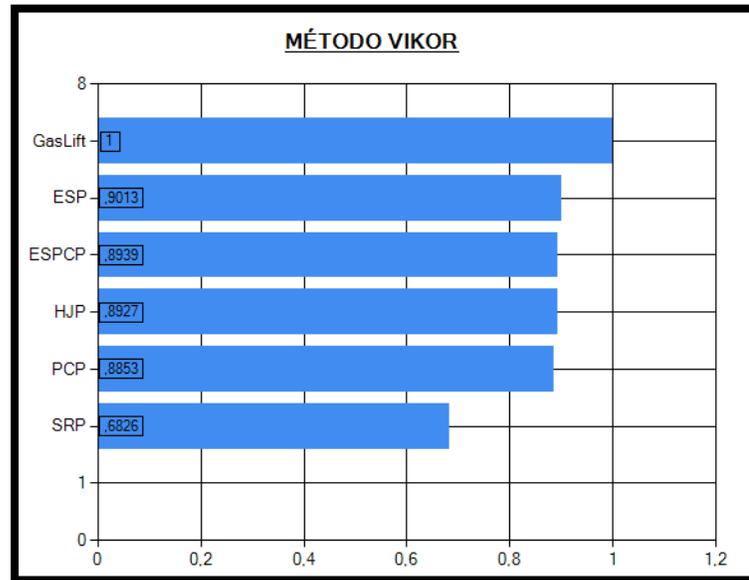
Tabla 56.*Criterios de aplicación SLA. Pozo C (ELECTRE)*

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	4,1901365	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Energía Disponible para el SLA+
ESP	3,5589502	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Corte de Agua – WC + Costos de Mantenimiento Fondo
PCP	3,3819219	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Profundidad Asentamiento del SLA -TVD + DogLeg-RIH + Presión de Entrada a la Bomba + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro de Casing -CD + Relación de Gas a Líquido-GLR + Eficiencia del SLA + Costos de Mantenimiento Fondo + Costos de Mantenimiento Superficie

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 41.

Resultado método VIKOR. Pozo C



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 57.

Criterios de aplicación SLA. Pozo C (VIKOR)

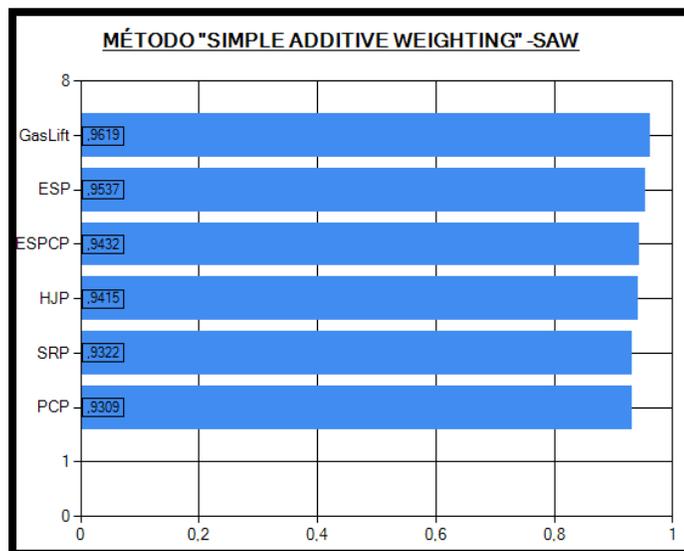
Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
GasLift	1	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Profundidad Asentamiento del SLA – TVD + Temperatura en Fondo – BHT+
ESP	0,9012945	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH +Temperatura en Fondo- BHT +

		Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Corte de Agua – WC + Costos de Mantenimiento Fondo
ESPCP	0,8938853	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro de Casing -CD + Relación de Gas a Liquido-GLR + Costos de Mantenimiento Fondo + Costos de Mantenimiento Superficie

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 42.

Resultado método SAW. Pozo C



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

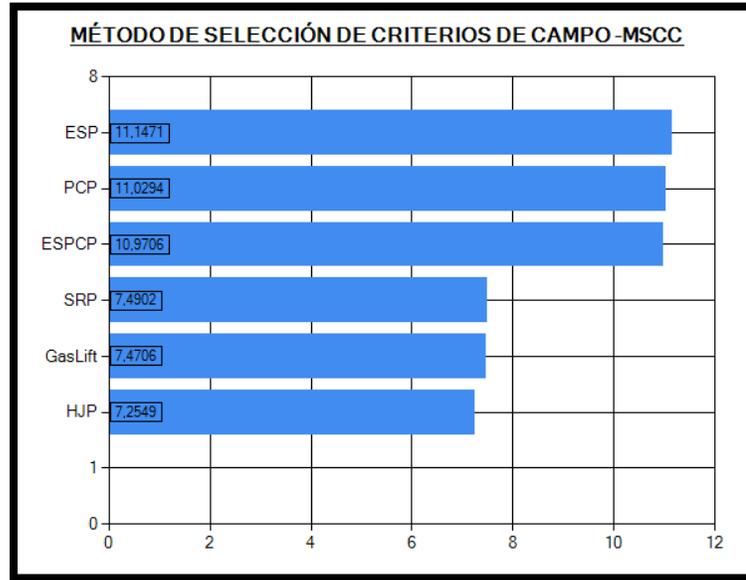
Tabla 58.*Criterios de aplicación SLA. Pozo C (SAW)*

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
GasLift	0,9619251	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Profundidad Asentamiento del SLA – TVD + Temperatura en Fondo – BHT+
ESP	0,9537207	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Corte de Agua – WC + Costos de Mantenimiento Fondo
ESPCP	0,9431711	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro de Casing -CD + Relación de Gas a Líquido-GLR + Costos de Mantenimiento Fondo + Costos de Mantenimiento Superficie

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 43.

Resultado método MSCC. Pozo C



Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Tabla 59.

Criterios de aplicación SLA. Pozo C (MSCC)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESP	11,147058	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH +Temperatura en Fondo-BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Corte de Agua – WC + Costos de Mantenimiento Fondo
PCP	11,029411	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Profundidad

		Asentamiento del SLA -TVD + DogLeg-RIH + Presión de Entrada a la Bomba + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro de Casing -CD + Relación de Gas a Líquido-GLR + Eficiencia del SLA + Costos de Mantenimiento Fondo + Costos de Mantenimiento Superficie
ESPCP	10,970588	El SLA es apropiado para el pozo. Considera mejoras técnicas antes de proceder en los criterios: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo-BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro de Casing - CD + Relación de Gas a Líquido-GLR + Costos de Mantenimiento Fondo + Costos de Mantenimiento Superficie

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

4.4. Pozo candidato D

A continuación, se relacionan los datos pertinentes de este pozo.

Tabla 60.
Rango de Aplicación Pozo D.

Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 500 a 1000	BFPD
Profundidad Asentamiento Del SLA (FT)	De 4000 a 6000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	10°<Desviado<40°	°
DogLeg-RIH (Grados x/c 100 FT)	<3	°/100 ft
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	<220	°F

Presión De Entrada De La Bomba - PIP	>350	Psi
Posición Del Intake De La Bomba	Arriba de perforados	posición
Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo
Diámetro Del Casing - CD	7"	In
Numero De Pozos Por Locación	De 2 a 7	Opciones
Tipo De Recobro	Secundario	Opciones
Presencia De Arena	De 100 a 1000	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	<500	Scf/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	NO	Opciones
API	De 15 a 25	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua WC	De 0% a 25%	%
Locación	Onshore	Opciones
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run Life Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 44.

Resultado método ELECTRE. Pozo D

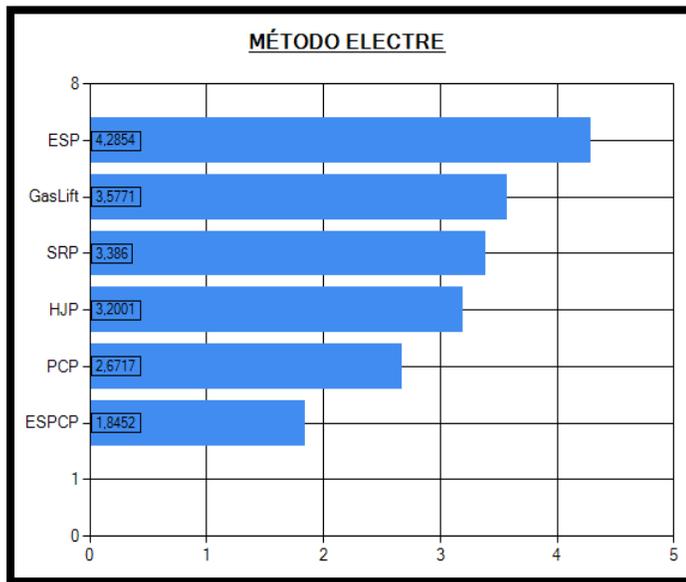


Tabla 61.

Criterios de aplicación SLA. Pozo D (ELECTRE)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESP	4,2854443	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Costos de Mantenimiento y Fondo
GasLift	3,5771176	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo – BHT
SRP	3,3859527	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Inclinación del Pozo+ Temperatura en Fondo - BHT + Corte de Agua -WC+ Locación + Eficiencia del SLA+ Costos de Mantenimiento Superficie

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 45.

Resultado método VIKOR. Pozo D

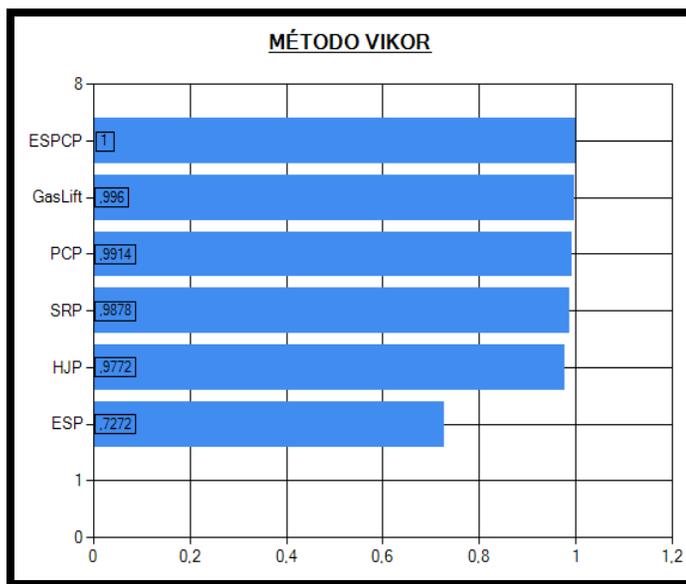


Tabla 62.

Criterios de aplicación SLA. Pozo D (VIKOR)

	Puntaje	Criterios de aplicación
Tecnología SLA		
ESPCP	1	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD +Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH +Temperatura en Fondo -BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Eficiencia del SLA+ Costos de Mantenimiento Superficie

GasLift	0,9959793	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo – BHT +
PCP	0,9914020	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD +Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + DogLeg-RIH +Presión de Entrada a la Bomba -PIP+ Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Eficiencia del SLA+ Costos de Mantenimiento Superficie +

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 46.

Resultado método SAW. Pozo D

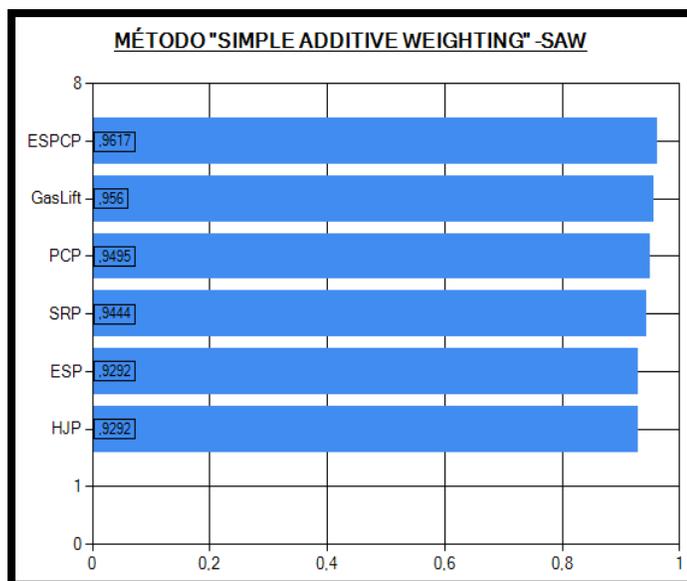


Tabla 63.*Criterios de aplicación SLA. Pozo D (SAW)*

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESPCP	0,9617077	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo -BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Costos de Mantenimiento Superficie +
GasLift	0,9559847	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo – BHT +
PCP	0,9494692	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD +Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + DogLeg-RIH +Presión de Entrada a la Bomba -PIP+ Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Eficiencia del SLA+Costos de Mantenimiento Superficie +

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 47.

Resultado método MSCC. Pozo D

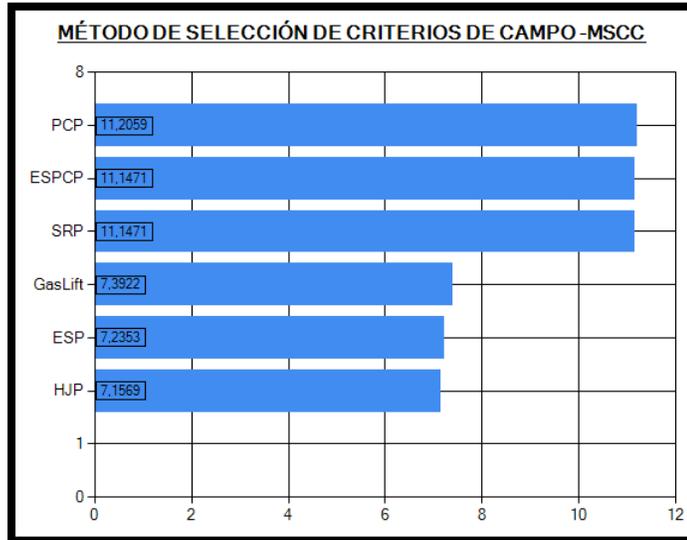


Tabla 64.

Criterios de aplicación SLA. Pozo D (MSCC)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
PCP	11,205882	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD +Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + DogLeg-RIH +Presión de Entrada a la Bomba -PIP+ Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Eficiencia del SLA+ Costos de Mantenimiento Superficie

ESPCP	11,147058	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del Pozo + DogLeg-RIH +Temperatura en Fondo- BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + Diámetro del Casing-CD + Costos de Mantenimiento Superficie
SRP	11,147058	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Inclinación del Pozo + Temperatura en Fondo – BHT + Corte de Agua – WC + Locación + Eficiencia del SLA + Costos de Mantenimiento Superficie

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

4.5. Pozo candidato E

A continuación, se relacionan los datos pertinentes de este pozo.

Tabla 65.

Rango de Aplicación Pozo E.

Parámetro operativo	Rango de operación	Unidad
Producción De Fluido Total BPD	De 1000 a 3000	BFPD
Profundidad Asentamiento Del SLA (FT)	De 6000 a 8000	Ft
Inclinación Del Pozo (Grados)	10°<Desviado<40°	°
DogLeg-RIH (Grados x/c 100 FT)	<3	%/100 ft
Temperatura En Fondo - BHT (°F)	<220	°F

Presión De Entrada De La Bomba - PIP	>350	Psi
Posición Del Intake De La Bomba	Arriba de perforados	posición
Tipo De Completamiento Del SLA	Simple	Tipo
Diámetro Del Casing - CD	7"	In
Numero De Pozos Por Locación	De 2 a 7	Opciones
Tipo De Recobro	Secundario	Opciones
Presencia De Arena	<100	Ppm
Relación Gas-Aceite-GLR	<500	Scf/STB
Presencia de Depósitos	Ninguno	Opciones
Presencia de fluido corrosivo	NO	Opciones
API	De 15 a 25	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	Opciones
Corte De Agua WC	De 25% a 80%	%
Locación	Onshore	Opciones
Instalación Centro De Cárcamo	No	Opciones
Energía Disponible Para SLA	Red eléctrica	Origen
Run Life Esperado -ERL (días)	De 365 a 1100	Días

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 48.

Resultado método ELECTRE. Pozo E

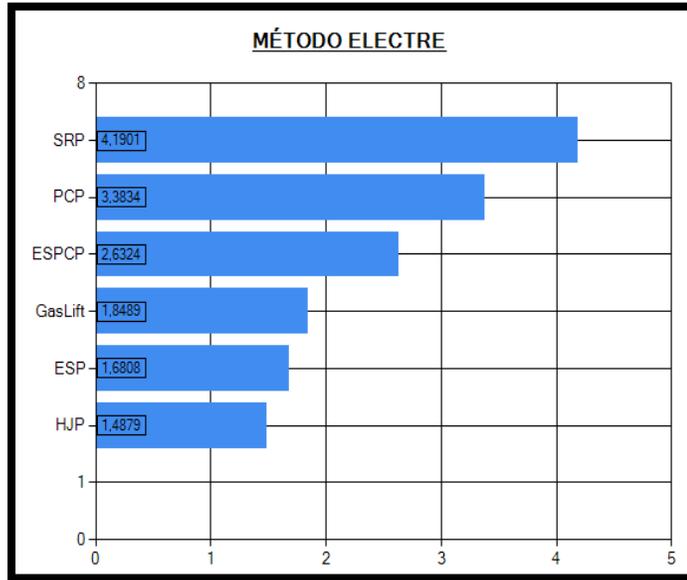


Tabla 66.

Criterios de aplicación SLA. Pozo E (ELECTRE)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
SRP	4,1901365	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Costos de Mantenimiento Superficie + Costos de Mantenimiento Fondo+
PCP	3,3833524	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Costos de Mantenimiento Superficie +
ESPCP	2,6323659	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Costos de Mantenimiento Superficie +

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 49.

Resultado método VIKOR. Pozo E

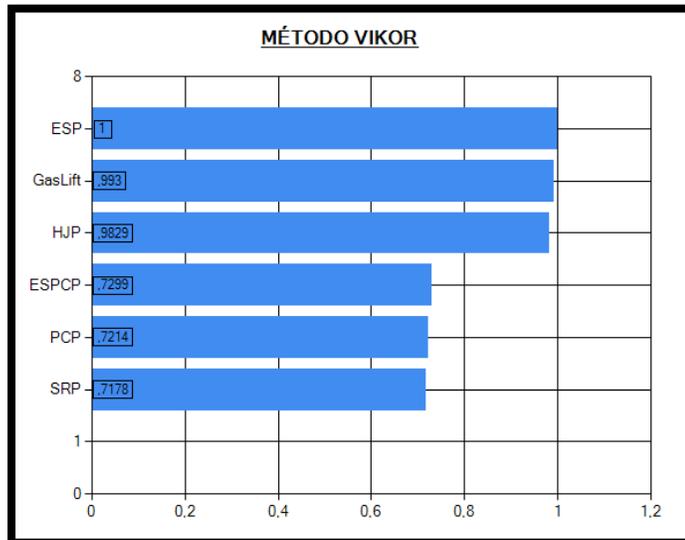


Tabla 67.

Criterios de aplicación SLA. Pozo E (VIKOR)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESP	1	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo -BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + °API + Corte de Agua – WC
GasLift	0,9939341	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA-TVD + Temperatura en Fondo – BHT +
HJP	0,9828955	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA -TVD +

Inclinación del Pozo + Temperatura en Fondo -
BHT+

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 50.

Resultado método SAW. Pozo E

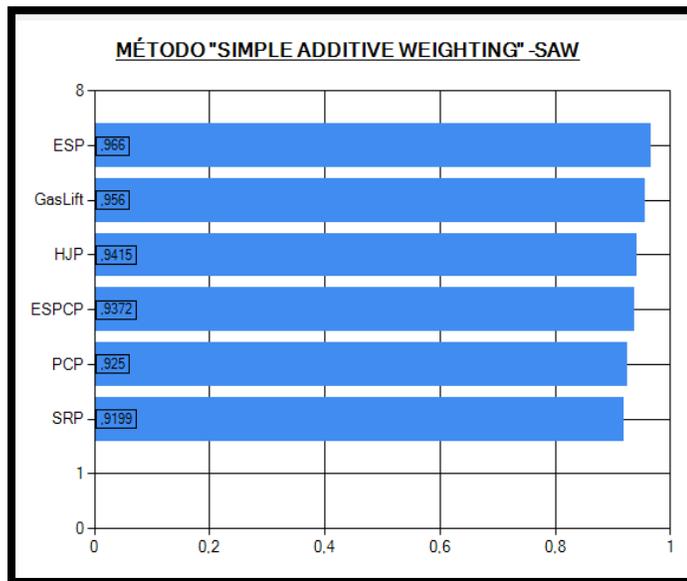


Tabla 68.

Criterios de aplicación SLA. Pozo E (SAW)

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESP	0,9659592	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo -BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + °API +

		Corte de Agua – WC + Locación + Costos de Mantenimiento Fondo+
GasLift	0,9559847	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA -TVD + Temperatura en Fondo – BHT +
PCP	0,9414669	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA -TVD + Temperatura en Fondo – BHT + Inclinación del Pozo

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

Figura 51.

Resultado método MSCC. Pozo E

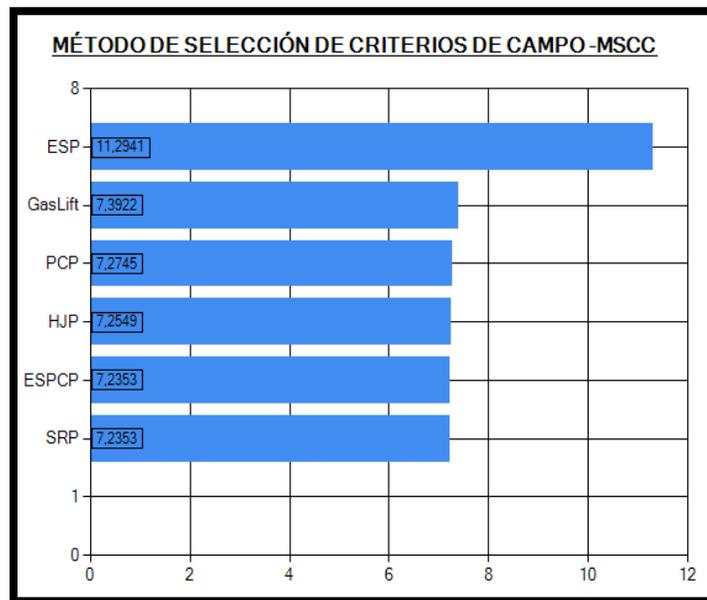


Tabla 69.*Criterios de aplicación SLA. Pozo E (MSCC)*

Tecnología SLA	Puntaje	Criterios de aplicación
ESP	11,294117	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Producción del Fluido total -BPD + Inclinación del pozo + DogLeg-RIH + Temperatura en Fondo -BHT + Posición del Intake de la bomba + Tipo de completamiento del SLA + °API + Corte de Agua – WC + Locación + Costos de Mantenimiento Fondo+
GasLift	7,3921568	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Profundidad Asentamiento del SLA -TVD + Temperatura en Fondo – BHT +
PCP	7,2745098	Se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas en: Costos de Mantenimiento Superficie

Datos tomados de la empresa Ecopetrol

4.6. Análisis de viabilidad de los pozos candidatos según el método multicriterio Electre

La viabilidad de los pozos candidatos evaluada a través del método multicriterio Electre, se estableció con el nivel de jerarquización obtenido en los resultados, donde los pozos que presentaron una sugerencia de sistema de levantamiento artificial BES en primera, segunda y tercera posición fueron validados. Como consecuencia, se encontraron los pozos candidatos A, B, C y D viables a BES, tal como lo muestra en la siguiente tabla.

Tabla 70.*Posicionamiento de los pozos candidatos a BES según métodos multicriterio*

Método	Saw	Vikor	Electre	Msc
Pozo	Posición	Posición	Posición	Posición
A	4	6	1	4
B	3	3	3	3
C	2	2	2	1
D	5	6	1	5
E	1	1	5	1

4.7. Diseño mecánico de los pozos candidatos viables a BES

Una vez evaluada la viabilidad de los pozos candidatos sometidos a los procesos de selección multicriterio (método Electre), se procede a realizar los diseños mecánicos de los pozos (Pozos A, B, C y D), utilizando el software de diseño especializado Subpump (R) 2018v.125 ©, el cual nos permitió preseleccionar un sistema de levantamiento BES, compatible con las necesidades del campo, los rangos de operación, y las variables requeridas para un óptimo desempeño, de esta forma se validó la conformidad de instalar el BES en campo Llanito.

Para corroborar el rango de operación y elaborar el diseño mecánico del sistema de cada pozo, se consideraron las siguientes condiciones de diseño:

- A. Caudal de diseño
- B. Presión de cabeza

- C. Presión de anular
- D. Rango de caudal
- E. Profundidad de asentamiento MD
- F. Temperatura de fluido en cabeza
- G. Cabeza dinámica total requerida
- H. Requerimientos especiales (cable capilar, válvula cheque, separador de gas y sensor de presión de cabeza).
- I. Profundidad de funcionamiento
- J. Volumen de operación
- K. Temperatura de operación del motor
- L. Desviación del pozo 0°-90° desplazamiento de bomba

A partir de estas condiciones se configuran los rangos de operación y los criterios que serán aplicados a lo largo del proceso de diseño conceptual de los pozos candidatos.

4.7.1. Diseño mecánico pozo A

Para el diseño mecánico se contemplaron 3 posibles caudales de operación (mínimo: 200 BFPD, óptimo: 400 BFPD y máximo: 500 BFPD). A continuación, se presenta la data correspondiente a los parámetros de operación y rendimiento de la bomba para los diferentes caudales de operación establecidos y el diseño mecánico para el caudal óptimo. Los demás registros como estado mecánico propuesto, y curvas de la bomba se presentan como anexos.

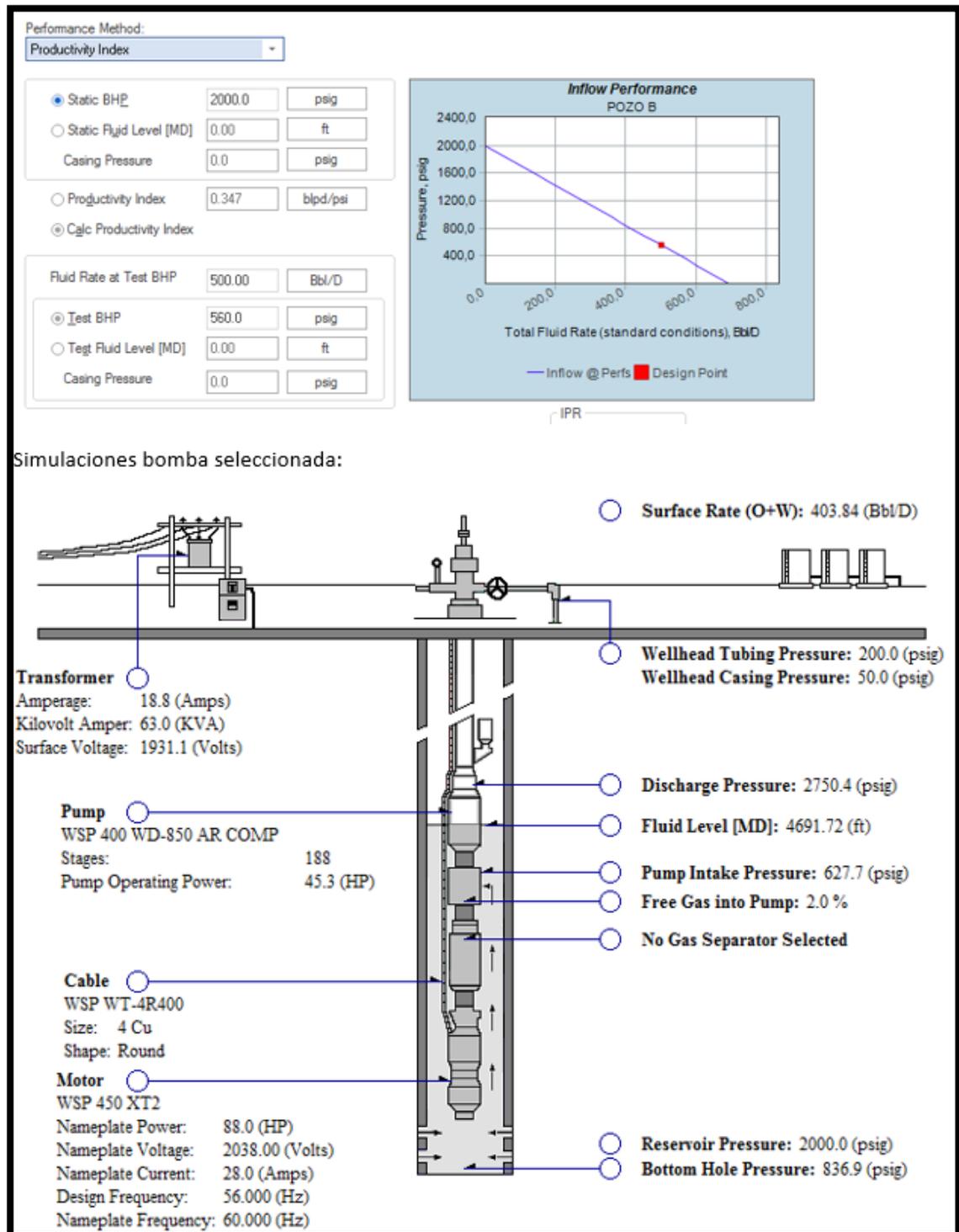
Tabla 71.

Parámetros de operación y rendimiento de la bomba a caudales mínimo, óptimo y máximo para el pozo A

Parámetros de operación y rendimiento de la bomba				
Parámetro	Caso mínimo	Caso óptimo	Caso máximo	Unidad
Frecuencia	46	56	59	Hz
Potencia del motor	25,2	45,3	57,2	HP
Carga del motor en operación	37,4	55,1	66,1	%
Velocidad de operación	2700,3	3277,9	3443,3	RPM
Corriente de operación	15,6	18,8	20,9	Amps
Voltaje de operación	1562,5	1902,1	2004,0	Volts
Factor de potencia de funcionamiento	0,620	0,737	0,777	
Ajustado para la división del motor	Sí	Sí	Sí	
Eficiencia de la bomba	19,3	29,7	33,7	%
Eficiencia del motor	64,0	76,8	80,4	%
Tasa de líquido final en superficie	206,22	403,84	501,28	Bbl/D
Etapas totales	198	188	198	
Fluido final promedio de la bomba	212,60	416,33	516,78	Bbl/D
Tasa promedio total de la bomba	206,11	411,94	516,82	Bbl/D
Volumen de gas libre en la bomba	14,4	14,4	27,0	%
Gas libre en la bomba	2,0	2,0	4,3	%
Cabeza dinámica total (TDH)	4884,06	4884,06	5550,88	ft
Presión de entrada a la bomba	627,7	627,7	352,6	psig
Presión de descarga	2750,4	2750,4	2769,5	psig
Presión en el fondo del pozo	836,9	836,9	556,3	psig
Nivel de fluido (MD)	4691,72	4691,72	5341,49	ft

Figura 52.

Diseño mecánico pozo A para caudal óptimo.



4.7.2. Diseño mecánico pozo B

Para el diseño mecánico se contemplaron 3 posibles caudales de operación (mínimo: 500 BFPD, óptimo: 800 BFPD y máximo: 1000 BFPD). A continuación, se presenta la data correspondiente a los parámetros de operación y rendimiento de la bomba para los diferentes caudales de operación establecidos y el diseño mecánico para el caudal óptimo. Los demás registros como estado mecánico propuesto, y curvas de la bomba se presentan como anexos.

Tabla 72.

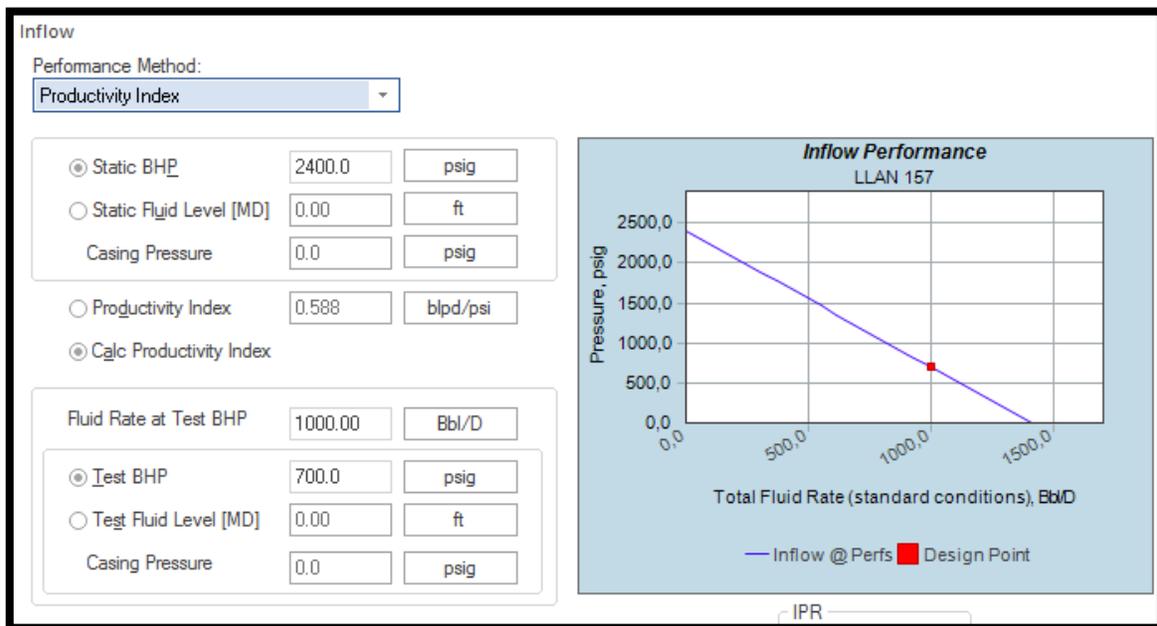
Parámetros de operación y rendimiento de la bomba a caudales mínimo, óptimo y máximo para el pozo B

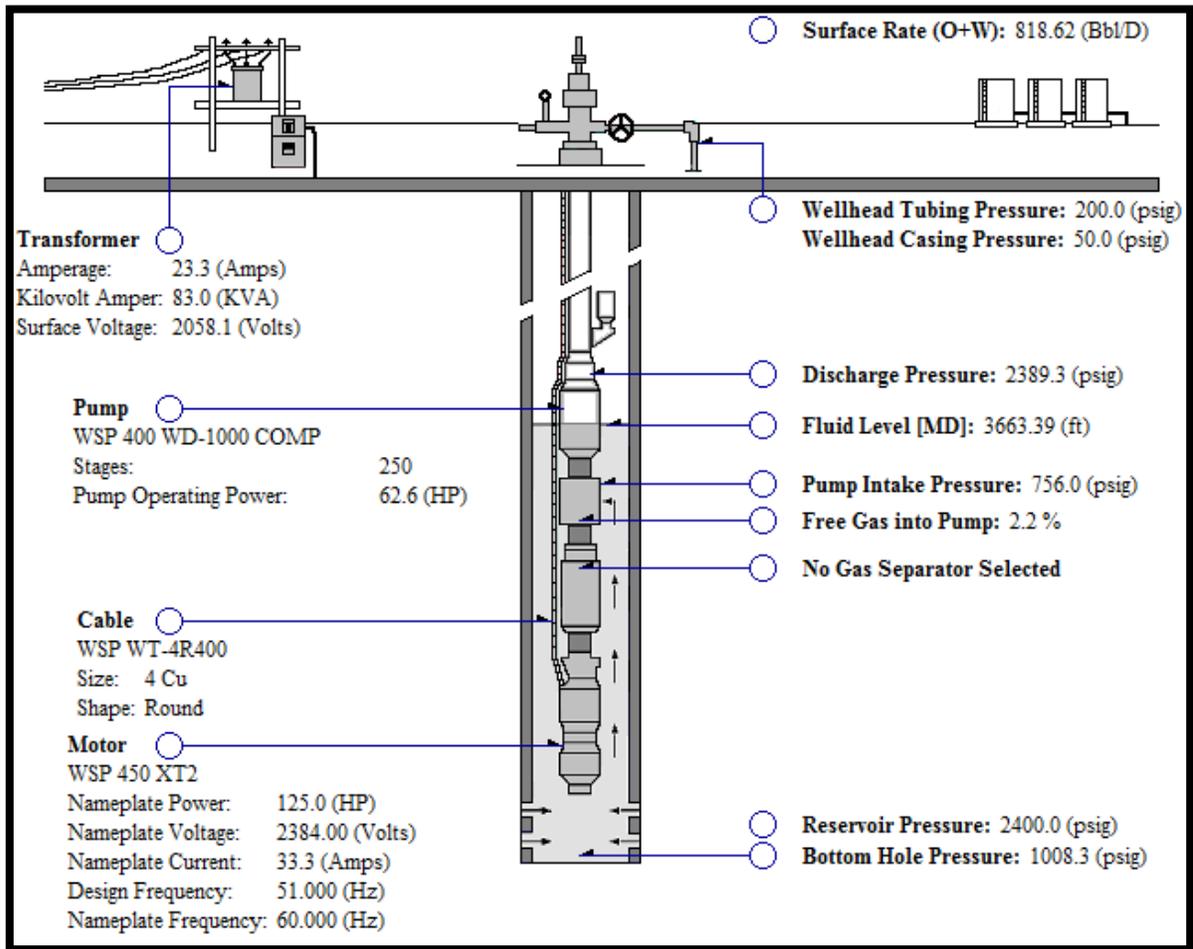
Parámetros de operación y rendimiento de la bomba				
Parámetro	Caso mínimo	Caso óptimo	Caso máximo	Unidad
Frecuencia	37,0	51,0	60,0	Hz
Potencia del motor	24,9	62,6	98,1	HP
Carga del motor en operación	32,3	58,9	78,5	%
Velocidad de operación	2166,1	2972,9	3485,4	RPM
Corriente de operación	17,5	23,3	27,9	Amps
Voltaje de operación	1470,1	2026,4	2384,0	Volts
Factor de potencia de funcionamiento	0,576	0,754	0,797	
Ajustado para la división del motor	Sí	Sí	Sí	
Eficiencia de la bomba	35,1	36,8	37,2	%
Eficiencia del motor	58,4	78,4	82,0	%
Tasa de líquido final en superficie	506,95	818,62	1018,65	Bbl/D
Etapas totales	250	250	250	
Fluido final promedio de la bomba	528,11	852,80	1061,18	Bbl/D
Tasa promedio total de la bomba	526,84	853,65	1067,14	Bbl/D

Volumen de gas libre en la bomba	6,6	16,0	29,7	%
Gas libre en la bomba	0,8	2,2	4,8	%
Cabeza dinámica total (TDH)	2405,02	3797,84	4643,91	ft
Presión de entrada a la bomba	1278,8	756,0	431,4	psig
Presión de descarga	2301,8	2389,3	2453,0	psig
Presión en el fondo del pozo	1538,2	1008,3	668,3	psig
Nivel de fluido (MD)	2417,17	3663,39	4440,09	ft

Figura 53.

Diseño mecánico pozo B para caudal óptimo.





4.7.3. Diseño mecánico pozo C

Para el diseño mecánico se contemplaron 3 posibles caudales de operación (mínimo: 500 BFPD, óptimo: 800 BFPD y máximo: 1000 BFPD). A continuación, se presenta la data correspondiente a los parámetros de operación y rendimiento de la bomba para los diferentes caudales de operación establecidos y el diseño mecánico para el caudal óptimo. Los demás registros como estado mecánico propuesto, y curvas de la bomba se presentan como anexos.

Tabla 73.

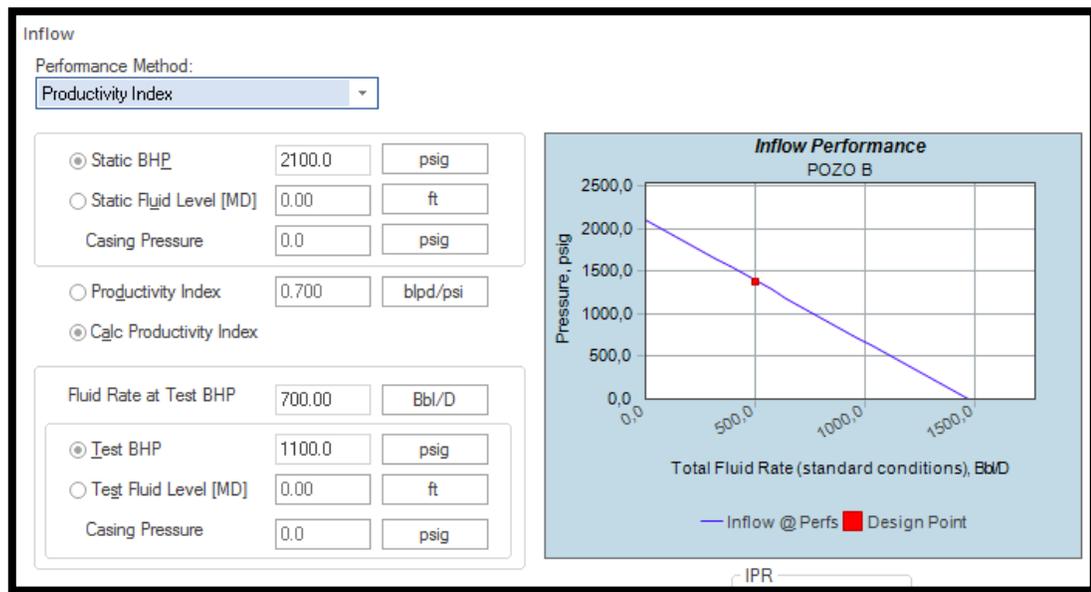
Parámetros de operación y rendimiento de la bomba a caudales mínimo, óptimo y máximo para el pozo C

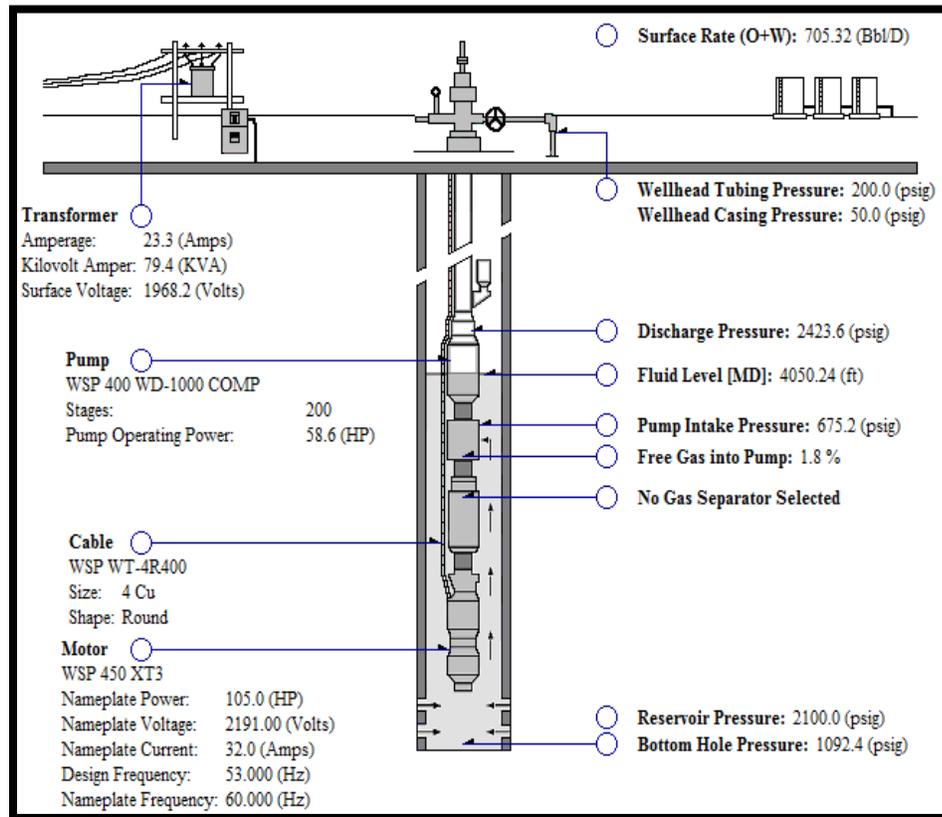
Parámetros de operación y rendimiento de la bomba				
Parámetro	Caso mínimo	Caso óptimo	Caso máximo	Unidad
Frecuencia	46,5	53,0	60,0	Hz
Potencia del motor	38,4	58,6	85,4	HP
Carga del motor en operación	47,2	63,2	81,4	%
Velocidad de operación	2722,3	3091,2	3484,1	RPM
Corriente de operación	19,9	23,3	27,5	Amps
Voltaje de operación	1698,0	1935,4	2191,0	Volts
Factor de potencia de funcionamiento	0,691	0,767	0,798	
Ajustado para la división del motor	Sí	Sí	Sí	
Eficiencia de la bomba	31,2	34,5	36,2	%
Eficiencia del motor	72,2	79,5	82,0	%
Tasa de líquido final en superficie	511,94	705,32	892,03	Bbl/D
Etapas totales	200	200	200	
Fluido final promedio de la bomba	527,30	726,49	918,80	Bbl/D
Tasa promedio total de la bomba	521,70	726,73	927,13	Bbl/D
Volumen de gas libre en la bomba	7,6	13,0	23,5	%
Gas libre en la bomba	1,0	1,8	3,6	%
Cabeza dinámica total (TDH)	3344,33	4022,97	4659,77	ft
Presión de entrada a la bomba	946,5	675,2	419,7	psig

Presión de descarga	2397,6	2423,6	2448,4	psig
Presión en el fondo del pozo	1368,7	1092,4	825,7	psig
Nivel de fluido (MD)	3361,03	4050,24	4674,57	ft

Figura 54.

Diseño mecánico pozo C para caudal óptimo.





4.7.4. Diseño mecánico pozo D

Para el diseño mecánico se contemplaron 3 posibles caudales de operación (mínimo: 200 BFPD, óptimo: 450 BFPD y máximo: 700 BFPD). A continuación, se presenta la data correspondiente a los parámetros de operación y rendimiento de la bomba para los diferentes caudales de operación establecidos y el diseño mecánico para el caudal óptimo. Los demás registros como estado mecánico propuesto, y curvas de la bomba se presentan como anexos.

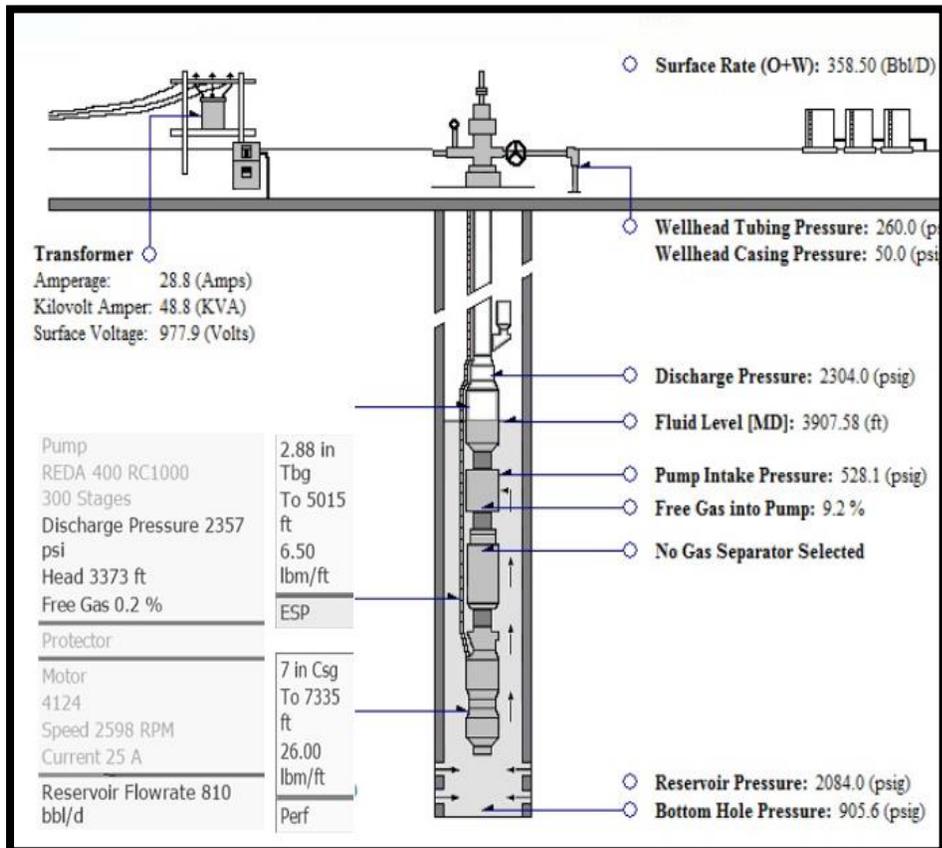
Tabla 74.

Parámetros de operación y rendimiento de la bomba a caudales mínimo, óptimo y máximo para el pozo D

Parámetros de operación y rendimiento de la bomba				
Parámetro	Caso mínimo	Caso óptimo	Caso máximo	Unidad
Frecuencia	35	41,5	45,6	Hz
Potencia del motor	14	26	35,8	HP
Carga del motor en operación	25,53	38,13	46,93	%
Velocidad de operación	1995,8	2366,5	2600,3	RPM
Corriente de operación	25,1	25,4	27	Amps
Voltaje de operación	1045,1	1239,2	1361,6	Volts
Factor de potencia de funcionamiento	0,2553	0,3813	0,4693	
Ajustado para la división del motor	Sí	Sí	Sí	
Eficiencia de la bomba	33,35	38,69	40,21	%
Eficiencia del motor	76,56	83,91	83,97	%
Tasa de líquido final en superficie	228,7	352,9	420,5	Bbl/D
Etapas totales	300	300	300	
Fluido final promedio de la bomba	236,68	362,85	430,37	Bbl/D
Tasa promedio total de la bomba	236,81	363,41	433,34	Bbl/D
Gas libre a la entrada de la bomba	0,06	0,15	0,69	%
Gas libre en la bomba	0,05	0,12	0,36	%
Cabeza dinámica total (TDH)	2780,22	3885,37	4668,93	ft
Presión de entrada a la bomba	1039,8	552,9	199,9	psig
Presión de descarga	2318,5	2341,5	2350,7	psig
Presión en el fondo del pozo	2084	2084	2084	psig
Nivel de fluido (MD)	5015	5015	5015	ft

Figura 55.

Diseño mecánico pozo D para caudal óptimo.



5. Recomendaciones para la operación de los pozos convertidos a BES

Con base en los resultados obtenidos de los objetivos anteriores, a nivel general, se formulan las siguientes recomendaciones:

- Desarrollar un software que considere valores de criticidad más discretizados con la finalidad de poder evaluar la influencia de pequeñas variaciones de los parámetros en los diferentes sistemas de levantamiento artificial, logrando desarrollar de esta manera un rango de aplicación más específico.
- Desarrollar un software que permita evaluar la implementación de los diferentes accesorios que amplían el rango de aplicación de los sistemas de levantamiento artificial, como los separadores de gas o la empaquetadura con grava para el manejo de arenas, los cuales influyen positivamente en la aplicación de varios métodos de levantamiento artificial como se evidencia en el BES.
- Realizar investigaciones de materiales con mayor resistencia térmica para los equipos de subsuelo que componen los diferentes sistemas de levantamiento artificial, teniendo en cuenta que en la actualidad existen muchos yacimientos donde su arena productora se encuentra localizada a altas profundidades con influencia de altas temperaturas.

- Realizar un estudio de eficiencia energética alineado con la política energética de la empresa, con el fin de optimizar consumos a través de diseños o implementación de nuevas tecnologías en los pozos que generen ahorros y reduzcan la huella de carbono que los sistemas de levantamiento artificial generan.
- Con el fin de dar continuidad al presente trabajo realizado, se recomienda utilizar el mismo, como base para futuras investigaciones en materia de metodologías en pro del proceso de toma de decisiones, referentes a los SLA de los campos de producción de petróleo.

A nivel operativo se recomienda:

- Evitar paradas programadas y no programadas con el fin de salvaguardar la integridad mecánica y eléctrica SLA BES, así mismo evitar problemas de arenamiento y gasificación que influyen en la pérdida de producción del pozo y/o daños a la formación de pozo.
- En caso de que se presente mayor producción de gas o que el GOR sea mayor a 1000 SCF/STB, se debe optar por instalar un dispositivo de manejo avanzado de Gas, o en su defecto evaluar la posibilidad de realizar un recompletamiento del SLA donde se ubique la bomba por debajo de

perforados o en un punto donde se mitigue la cantidad de gas libre a la profundidad del Intake o entrada de la bomba.

- De presentarse mayor contenido o producción de arenas, se debe mejorar la estabilización de las bombas, considerando un mayor factor de seguridad en el diseño de la potencia del motor.
- Extender el estudio de aplicación con la metodología multicriterio – Software Ecoslam, a los pozos del campo Llanito, que presenten índices de Falla IF mayor o igual a uno (1), que adicionalmente posean una producción de aceite que permita sustentar la instalación del BES en los pozos
- Realizar un estudio a fondo sobre el pozo candidato E (descartado), dado que no obstante de haber establecido la metodología Electre, que se ajusta a los requerimientos del campo, en este pozo la sugerencia difiere de las demás metodologías.

6. Conclusiones

- Para el sistema de bombeo electro-sumergible no es de relevancia el tipo de suministro de alimentación eléctrica, siempre y cuando este sea confiable, ya que no se ve afectado en su puntaje general desde el punto de vista de diseño mediante el método multicriterio.
- La variable crítica para la selección del bombeo electro-sumergible como método de levantamiento artificial, según el estudio realizado es su relación gas-líquido (GLR), estableciendo como rango óptimo para la instalación exitosa de un sistema BES los valores de GRL inferiores a 500 unidades.
- La relación gas-aceite (GOR) es una relación inversamente proporcional al porcentaje de coincidencia de los métodos multicriterio, dado que cuanto mayor es la relación gas-aceite, menor es el porcentaje de coincidencia tal como se observó en los pozos de estudio 1 y 5, cuyo GOR es alto y el porcentaje de coincidencia fue de 50% y 54,17% respectivamente.
- La decisión operacional más acertada para el mejor rendimiento de los pozos es la instalación de un sistema de bombeo electro-sumergible con la ejecución de facilidades de subsuelo que ajusten su valor de GLR dentro de los rangos óptimos de operación menores a 500 unidades.

- Con la información que reposa en la literatura sobre los métodos multicriterio y basados en la experiencia de campo, la metodología resulta ser exitosa por cuanto al aplicarla en el cambio de sistema de levantamiento, se presenta un aumento significativo del factor de recobro, que para el campo Llanito se proyecta continuar el desarrollo de la inyección como método de recuperación secundaria, lo cual se vería reflejado, adicionalmente, en mayores caudales de producción en los pozos, favoreciendo la selección del BES como sistema de levantamiento artificial.
- Para selección del BES como sistema de levantamiento en campo Llanito, el método Electre presentó los mejores resultados en las corridas realizadas en la herramienta ECOSLAM.
- El BES como sistema de levantamiento ha traído beneficios en producción incremental de campo Llanito, ya que hoy en día, el aumento corresponde a un potencial de 2.700BO considerando que para el año 2019, la producción fue de 4000 BOPD y actualmente en el año 2021 a la fecha, se posiciona en 6.700 BOPD. Mediante la masificación del BES y teniendo en cuenta los perfiles de yacimientos y el potencial de los pozos candidatos, se proyecta una producción incremental de 1200BO para maximizar la producción del activo a 8000BOPD aproximadamente.
- El cambio de SLA en los pozos pilotos BES disminuyó el Índice de Fallas de la GMA en un 75% debido a que se han ido cambiando los sistemas de levantamiento

artificial con fallas recurrentes (IF entre 1 y 3 veces por año en BM y PCP); esto ha impactado positivamente en la producción del campo al reducir la diferida, pasando de producir 4000 BOPD a 6700 BOPD. Adicionalmente, el aumento en la producción está relacionado a los barriles incrementales generados por cada pozo piloto.

Referencias Bibliograficas

- Arancibia, S., Contreras, E., Mella, S., Torres, P., & Villablanca, I. (2005). *Evaluacion Multicriterio: Aplicacion para la formulacion de proyectos de infraestructura deportiva. Santiago de Chile*. Recuperado el 6 de julio de 2021, de <http://www.dii.uchile.cl/~ceges/publicaciones/ceges 48.pdf>
- Barberii, E. (1991). *El Pozo Ilustrado*. Bogota: Cepet.
- Blaug, M. (1993). *La metodologia de la economia* (2 ed.). Madrid: Alianza editorial. 330p.
doi:ISBN: 9788420624242
- Bohorquez, C. (2020). *optimización del sistema de bombeo mecánico para máxima eficiencia de levantamiento, en tres pozos que presenten interferencia por gas en el campo palagua*. Bogota: fundación universidad de américa.
- Castañeda, A. M. (2015). *Estudio de factores que afectan las operaciones de producción y causan fallas a los equipos ESP en un campo petrolero. Universidad Tecnologica Equinoccial, Quito*. Recuperado el 6 de julio de 2021, de http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5410/1/60181_1.pdf
- Clyde, J., & Cristo, J. (2015). *Rediseño de los sistemas de Bombeo electrosumergible (BES) para la extracción de agua aplicado a un campo colombiano*. Recuperado el 6 de julio de 2021, de Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander
- Contreras, E., & Pacheco, J. F. (2007). *Evaluacion Multicriterio para programas y proyectos públicos*. Recuperado el 6 de julio de 2021, de http://www.sistemaspublicos.cl/wp-content/files_mf/127258066992-ceges-EC.pdf
- Ecopetrol. (2014). *El petroleo y su mundo*. Bogota: Grupo OP Gráficas S.A.

- Gomez Lopez, R. (2004). *Evolución científica y metodológica de la economía: Escuelas de pensamiento*. Recuperado el 5 de julio de 2021, de <http://www.eumed.net/cursecon/libreria/>
- León, M. B. (2019). *Bombeo Electro Sumergible Curso Basico*. Barrancabermeja, Santander.
- Madero, H., Rueda, J., & Ortiz, A. &. (2010). Análisis estratigráfico para las arenas de la formación mugrosa en área piloto del campo llanito. *Boletin de Geologia*, 20-25.
- Madrid, M. (28 de julio de 2012). *Portal del petróleo* . Recuperado el 7 de julio de 2021, de <https://www.portaldelpetroleo.com/2012/07/bombeo-electrosumergible-diseno.html>
- Navarro, J. (2018). *Tangara Uis*. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/172826.pdf>
- Pablo, B., Rodrigo, D., & Luciana, D. M. (2006). Producción simultánea de gas y petróleo en reservorio multicapas del yacimiento Cerro Dragón. *Petrotécnia*, 71- 86.
- Rodriguez, O., Javier, D., César, G., & Edgar, C. (2018). Modelling Approach For Multi-Criteria Decision-Making Selection Process For Artificial Lift Systems In Crude Oil Production. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 53-60.
- Schlumberger. (s.f.). *Oilfield Glossary*. Recuperado el 7 de julio de 2021, de <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/i/inclination>
- Unidad de planeación minero energetico. (2018). *Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales*. Bogota.

Vicente, P. P. (2017). *Aplicación De La Toma De Decisión Multicriterio Al Diseño Sostenible De Puentes De Hormigón*. Valencia.