

**Selección, Diseño y Puesta en Funcionamiento del Sistema de Levantamiento Artificial
más Adecuado para un Campo Ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales**

Jhon Fredy Navarro Sabogal

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Fernando Enrique Calvete González

Magíster en Informática

Codirector

Alexander Beltrán Cardozo

Ingeniero de Petróleos

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga**

2018

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	16
1 Estudio del área exploratoria	18
1.1 Etapas del proceso exploratorio	18
1.1.1 Estudio de cuencas.	19
1.1.2 Sistema petrolero.....	19
1.1.3 Identificación, evaluación y selección de plays	20
1.1.4 Identificación, evaluación y selección de prospectos	20
1.1.5 Prueba de prospecto	20
1.1.6 Delimitación y caracterización inicial.....	21
1.2 Generalidades del campo de estudio.....	21
1.2.1 Ubicación.....	21
1.2.2 Información geológica y de yacimientos.....	23
1.2.2.1 Estructura.....	23
1.2.2.1 Estratigrafía.....	23
1.2.2.1 Sistema petrolífero.....	23
1.2.5 Pronóstico de producción y analogía de pozos.....	30
1.2.6 Riesgo exploratorio	31
1.3 Casos de estudio	32
1.3.1 Actual pozo en producción del campo (caso 1).....	33
1.3.2 Pozo exploratorio direccional tipo J (caso 2)	36
1.3.3 Pozo exploratorio vertical (caso 3)	39
2 Preselección de los sistemas de levantamiento artificial.....	41

2.1	Sistemas de levantamiento artificial (SLA)	41
2.1.1	Bombeo mecánico	42
2.1.2	Bombeo electrosumergible (ESP).....	44
2.1.3	Bombeo de cavidades progresivas (PCP).....	48
2.1.4	Bombeo hidráulico tipo jet	51
2.1.5	Bombeo hidráulico tipo pistón.....	54
2.1.6	Levantamiento artificial por gas	57
2.2	Métodos de selección.....	59
2.2.1	Método por curvas de desempeño.....	59
2.2.2	Método por sistemas expertos.....	60
2.2.3	Método por árbol de decisión	61
2.2.4	Método de comparación cualitativa (atributos)	61
2.2.5	Modelos MCDM.....	62
2.2.5.1	Método TOPSIS.....	62
2.2.5.1	Método ELECTRE.....	62
2.2.5.1	Método AHP.....	62
2.2.6	Método por matriz de evaluación tecnológica (MET)	64
2.3	Elección del método de selección.....	65
2.4	Procedimiento de aplicación del método ELECTRE	69
2.5	Aplicación del método ELECTRE	72
2.5.1	Preselección de los SLA para el caso 1.....	75
2.5.2	Preselección de los SLA para el caso 2.....	80
2.5.3	Preselección de los SLA para el caso 3.....	83

3	Diseño de los SLA preseleccionados	85
3.1	Diseño del sistema ESP	85
3.1.1	Procedimiento de diseño ESP.....	86
3.1.2	Diseño ESP para el caso 1.....	94
3.1.3	Diseño ESP para el caso 2.....	98
3.1.4	Diseño ESP para el caso 3.....	101
3.2	Diseño del sistema HJP.....	104
3.2.1	Procedimiento de diseño bomba jet	105
3.2.2	Diseño bomba jet para el caso 1.....	111
3.2.3	Diseño bomba jet para el caso 2.....	115
3.2.4	Diseño bomba jet para el caso 3.....	117
4	Evaluación financiera.....	119
4.1	Evaluación del Sistema ESP.....	124
4.2	Evaluación del Sistema HJP.....	126
4.3	Resultados de la evaluación financiera.....	128
5	Análisis de resultados.....	129
6	Conclusiones.....	133
7	Recomendaciones.....	135
	Referencias Bibliográficas.....	136
	Apéndice.....	139

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Tipos de estudio que realiza la ANH para mejorar el conocimiento de las cuencas sub-exploradas del país.	19
Figura 2. Ubicación de la cuenca de los Llanos Orientales.	22
Figura 3. Ubicación del bloque exploratorio al cual pertenece el campo de estudio.	22
Figura 4. Sección transversal esquemática de la Cuenca Llanos Orientales.	23
Figura 5. Columna Estratigráfica Generalizada.	24
Figura 6. Líneas sísmicas del área exploratoria de estudio.	26
Figura 7. Datos de entrada para la interpretación sísmica.	27
Figura 8. Esquema del procedimiento para estimación probabilista de Volúmenes y Recursos. .	28
Figura 9. Esquema del Procedimiento para Caracterización Probabilística de las Distribuciones de Probabilidad de los Promedios de las Propiedades (Porosidad, Saturación, Espesor).	29
Figura 10. Pronóstico de Producción siguiendo un modelo de declinación exponencial.	30
Figura 11. Estado mecánico del pozo exploratorio para el Caso 1.	34
Figura 12. Cálculo del IPR para el caso 1.	35
Figura 13. Estado mecánico planeado del caso 2.	37
Figura 14. Cálculo del IPR para el caso 2. Adaptado de software SNAP 2.548.	38
Figura 15. Estado mecánico planeado del caso 3.	40
Figura 16. Cálculo del IPR para el caso 3.	40
Figura 17. Esquema típico del bombeo mecánico.	43
Figura 18. Sistema convencional del bombeo electrosumergible.	45
Figura 19. Partes de un Motor en BES.	46

Figura 20. Corte de una etapa de la Bomba Centrífuga, BES.	46
Figura 21. Instalación típica de BCP.....	48
Figura 22. Perfil de estator y rotor.	50
Figura 23. Sistema típico del bombeo hidráulico tipo jet.....	51
Figura 24. Principio de operación jet pump.	52
Figura 25. Intercambio de presión y velocidad en la bomba jet.	52
Figura 26. Equipos de superficie del bombeo hidráulico tipo jet.	53
Figura 27. Bomba hidráulica tipo pistón.	56
Figura 28. Esquema típico de instalación del sistema gas lift.	57
Figura 29. Tipos básicos del levamiento artificial por gas.	58
Figura 30. Potencia requerida vs. tasas de producción por SLA.	60
Figura 31. Análisis de preselección para el caso 1.	80
Figura 32. Matriz de decisión (DM) para el caso 2.	81
Figura 33. Análisis de preselección para el caso 2.	82
Figura 34. Matriz de decisión (DM) para el caso 3.	84
Figura 35. Análisis de preselección para el caso 3.	84
Figura 36. Curva de rendimiento bomba ESP.	91
Figura 37. Curva de Rendimiento bomba D725N-ESP.	96
Figura 38. Esquema Equipo de Fondo ESP - Caso 1.....	97
Figura 39. Curva de Rendimiento bomba D950, ESP.	99
Figura 40. Esquema Equipo de Fondo ESP- Caso 2.....	101
Figura 41. Esquema Equipo de Fondo ESP- Caso 3.....	104
Figura 42. Interfaz del software SNAP 2.548.....	111

Figura 43. Ingreso de datos ventana "General" software SNAP.	112
Figura 44. Ingreso de datos ventana "PVT" software SNAP.	112
Figura 45. Ingreso de datos ventana "WellBore" software SNAP.....	113
Figura 46. Ingreso de datos ventana "Inflow" software SNAP.	113
Figura 47. Ingreso de datos ventana "JETPUMP" software SNAP.....	114
Figura 48. Análisis nodal con diversas curvas de potencia, bomba seleccionada- Caso1.	115
Figura 49. Reporte de datos y predicción software SNAP- Caso 2.....	116
Figura 50. Análisis nodal con diversas curvas de potencia, bomba seleccionada- Caso2.	117
Figura 51. Reporte de datos y predicción software SNAP- Caso 3.....	117
Figura 52. Análisis nodal con diversas curvas de potencia, bomba seleccionada- Caso 3.	118
Figura 53. Comportamiento histórico del Dólar TRM durante el 2018.....	121
Figura 54. Flujo de caja acumulado con propuesta ESP y HJP- Caso1.....	130
Figura 55. Flujo de caja acumulado con propuesta ESP y HJP- Caso2.....	131
Figura 56. Flujo de caja acumulado con propuesta ESP y HJP- Caso3.....	131

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Evaluación de probabilidad de éxito	32
Tabla 2. Datos de prueba ASSAY para el Caso 1.....	36
Tabla 3. Componentes básicos del bombeo hidráulico	55
Tabla 4. Análisis del método por Sistema Experto_SEDLA.....	65
Tabla 5. Análisis del método MET	66
Tabla 6. Análisis del método MCDM- TOPSIS	66
Tabla 7. Análisis del método MCDM- ELECTRE.....	67
Tabla 8. Análisis del método MCDM-AHP	67
Tabla 9. SLA para la preselección usando el método ELECTRE.	73
Tabla 10. Criterios y pesos de selección del método ELECTRE.	74
Tabla 11. Rango calificativo para la matriz de decisión ELECTRE	74
Tabla 12. Datos de evaluación del Caso 1.....	75
Tabla 13. Matriz de decisión (DM) para el caso 1.....	76
Tabla 14. Matriz de decisión normalizada (N) para el caso 1.	76
Tabla 15. Matriz de decisión normalizada (V) ponderada para caso 1.....	77
Tabla 16. Matriz de concordancia (I) para el caso 1.....	77
Tabla 17. Matriz de discordancia (NI) para el caso 1.	78
Tabla 18. Matriz de dominancia concordante (F) para el caso 1.	78
Tabla 19. Matriz de dominancia discordante (G) para el caso 1.	79
Tabla 20. Matriz de dominancia agregada (H) para el caso 1.	79
Tabla 21. Resultados de los sistemas evaluados para el caso 1.....	80

Tabla 22. Datos de evaluación del caso 2.....	81
Tabla 23. Resultado final del método ELECTRE para el caso 2.....	82
Tabla 24. Datos de evaluación del caso 3.....	83
Tabla 25. Resultado final del método ELECTRE para el caso 3.....	85
Tabla 26. Datos para diseño ESP, caso 1.	95
Tabla 27. Resultados de diseño equipo ESP, Caso1.	96
Tabla 28. Datos para diseño ESP, caso 2.	98
Tabla 29. Resultado de diseño equipo ESP, Caso 2.....	100
Tabla 30. Datos para diseño ESP, caso 3.	101
Tabla 31. Resultado de diseño equipo ESP, Caso 3.....	103
Tabla 32. Resultados de diseño bomba Jet- Caso1.	115
Tabla 33. Resultados de diseño bomba Jet- Caso2.....	116
Tabla 34. Resultados de diseño bomba jet- Caso3.	118
Tabla 35. Alternativas para la generación de energía en el campo de estudio.	122
Tabla 36. Inversión inicial del sistema ESP, caso 1.....	124
Tabla 37. Inversión inicial del sistema ESP, caso 2.....	124
Tabla 38. Inversión inicial del sistema ESP, caso 3.....	125
Tabla 39. Costos de operación (OPEX) para el sistema ESP.	125
Tabla 40. Servicio de well services para el sistema ESP	125
Tabla 41. Inversión inicial del sistema HJP, caso 1.....	126
Tabla 42. Inversión inicial del sistema HJP, caso 2.....	126
Tabla 43. Inversión inicial del sistema HJP, caso 3.....	127
Tabla 44. Costos de operación (OPEX) para el sistema HJP.	127

Tabla 45. Servicio de well services para el sistema HJP.	127
Tabla 46. Resultados de la evaluación financiera del caso 1.....	128
Tabla 47. Resultados de la evaluación financiera del caso 2.....	128
Tabla 48. Resultados de la evaluación financiera del caso 3.....	128

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Screening de los SLA Convencionales.....	139
Apéndice B. Herramienta software ELECTRE 1.0.	142
Apéndice C. Diagrama para determinar pérdidas por fricción (ft) vs tasa de bombeo para tubing y casing.....	151
Apéndice D. Razón de áreas y áreas anulares de geometrías de bombas Jet	152
Apéndice E. Resultados de la evaluación financiera de los sistemas preseleccionados.	154

RESUMEN

TÍTULO: SELECCIÓN, DISEÑO Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MÁS ADECUADO PARA UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES*

AUTOR: JHON FREDY NAVARRO SABOGAL**

PALABRAS CLAVES: Selección, diseño, evaluación financiera, sistemas de levantamiento artificial, pozo exploratorio, métodos de selección, modelo ELECTRE y Snap.

DESCRIPCIÓN:

Un campo en fase exploratoria representa una perspectiva importante en el desarrollo de la industria del petróleo, y una de las decisiones más trascendentales a establecer en esta fase es el tipo de sistema de levantamiento a implementar para el desarrollo del mismo, partiendo de datos estimativos o con gran incertidumbre, que pueden llevar a toma de decisiones poco acertadas. Por lo anterior, este trabajo realiza un estudio para un campo ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, con la finalidad de determinar el sistema de levantamiento artificial más adecuado dentro de los parámetros técnicos y financieros.

El desarrollo del proyecto parte del análisis de los datos a utilizar del campo en fase exploratoria, y se plantea la evaluación de tres casos; el actual pozo en producción, un pozo direccional tipo J y un pozo vertical planeado. El estudio continúa eligiendo el método de selección ELECTRE que considera la naturaleza difusa y la incertidumbre de los datos, donde éste preselecciona los sistemas ESP y HJP con ayuda de la creación de una herramienta software (ELECTRE 1.0). Asimismo, a través de metodologías de diseño y software especializado se diseñan los sistemas preseleccionados para determinar la viabilidad técnica y caracterizar los costos de la instalación y la operación inicial, dando paso a una evaluación financiera para el primer año de puesta en funcionamiento en cada uno de los tres casos de estudio y la elección del SLA más adecuado.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: SELECTION, DESIGN AND IMPLEMENTATION OF THE MOST SUITABLE ARTIFICIAL LIFT SYSTEM FOR A FIELD LOCATED IN THE EASTERN PLAINS BASIN*

AUTHORS: JHON FREDY NAVARRO SABOGAL**

KEYWORDS: Selection, design, financial evaluation, artificial lift systems, exploratory well, selection methods, ELECTRE Model and Snap.

DESCRIPTION:

A field in exploratory phase represents an important perspective in the development of the oil industry, and one of the transcendental decisions to establish at this stage is the type of system of uplift to implement for the development of it, based on estimates or with great uncertainty, which can lead to poor decision making. Therefore, this work performs a study for a field located in the Eastern Plains Basin, in order to determine the most suitable artificial lifting system within the technical and financial parameters.

The development of the project starts from the analysis of the data to be used from the field in the exploratory phase and the evaluation of three cases for the well in production, a directional well type J and a planned vertical well. The study continues to find a selection method that considers the uncertainty of the data and preselects the best ALS. Likewise, the pre-selected systems are designed to determine the technical viability and characterize the costs of the installation and the initial operation, giving way to a financial evaluation for the first year of operation in each of the three case studies.

* Bachelor Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Introducción

Un campo en fase exploratoria representa una perspectiva importante en el desarrollo de la industria del petróleo, y una de las decisiones más trascendentales a establecer en esta fase es el tipo de sistema de levantamiento a implementar para el desarrollo del mismo, que muchas veces resulta en decisiones poco acertadas o erróneas. En efecto, debido a la necesidad de determinar qué sistema de levantamiento artificial (SLA) es el más adecuado para un campo en exploración particular, este estudio evalúa un proceso propicio para tomar decisiones acertadas frente a la incertidumbre de los datos y la poca información.

El desarrollo del proyecto parte del estudio del área exploratoria, mencionando las etapas seguidas comúnmente en un proceso exploratorio. Seguidamente, se realiza una descripción general del campo de estudio y se plantea la evaluación de tres casos: el actual pozo en producción, un pozo direccional tipo J y un pozo vertical planeado; lo anterior con el fin de realizar un proceso de selección más detallado e integral de los datos a utilizar del campo en fase exploratoria.

Es importante realizar una preselección de los sistemas de levantamiento, para lo cual se detalla la participación de los SLA convencionales, junto con una descripción general. Posteriormente, se describen algunos métodos de selección relevantes para el caso de estudio y se elige el método más adecuado (ELECTRE). A continuación, se detalla el procedimiento de aplicación, se crea la herramienta *software* ELECTRE 1.0 y se realiza la aplicación del método para los tres casos descritos, donde unánimemente los sistemas ESP y HJP fueron preseleccionados.

Seguidamente, se procede al diseño de estos SLA para cada caso. Para el diseño ESP, se utiliza el procedimiento de Gabor Takacs (2009) y algunos ajustes de la metodología de los nueve pasos

de Baker; para el diseño del sistema HJP, se utiliza el procedimiento de Hal Petrie (1990), el cual es empleado por el *software* SNAP y, de esta forma, se hace el respectivo uso de esta herramienta especializada.

Posteriormente, se describen las variables a tener en cuenta en la evaluación financiera junto con un procedimiento evaluativo que comprenda la instalación y la operación inicial de los primeros doce meses de funcionamiento. Se define para cada sistema preseleccionado la inversión inicial o el CAPEX (*capital expenditure*) y el costo de operación (OPEX) de los tres casos.

En definitiva, la evaluación financiera de la instalación y la operación inicial de los primeros doce meses de funcionamiento indican que resulta rentable la implementación de los sistemas de levantamiento preseleccionados. Asimismo, el sistema de levantamiento artificial más adecuado para la implementación en el campo de estudio, según la viabilidad técnica y financiera de los tres casos analizados, es el bombeo hidráulico tipo *jet* (HJP). Como recomendación final, este estudio abre camino e invita a seguir profundizando en la selección de SLA para campos o áreas exploratorias.

1 Estudio del área exploratoria

Exploración es el término utilizado en la industria petrolera para designar la búsqueda de hidrocarburos. Desde los inicios de la explotación petrolera hasta la actualidad, se han desarrollado nuevas y complejas tecnologías para inferir la presencia de hidrocarburos que han permitido reducir algunos factores de riesgo; sin embargo, no se ha logrado aún desarrollar un método de inferencia que permita definir o asegurar la presencia de hidrocarburos. Es por ello que, para comprobar la existencia de hidrocarburos, se debe recurrir a la perforación de pozos exploratorios (Yañez, Leccese, Gómez, Gil, & Fariñas, 2014).

1.1 Etapas del proceso exploratorio

El objetivo del proceso exploratorio es evaluar el potencial petrolero del subsuelo e incorporar reservas probadas de hidrocarburos dentro de las normas de excelencia a nivel mundial, bajo el marco estricto de seguridad industrial y protección ecológica. Con el fin de cumplir los objetivos anteriores, la exploración petrolera se debe realizar en las siguientes etapas (Romo, 2011):

- Estudio de cuencas.
- Sistema petrolero.
- Identificación, evaluación y selección de *plays*.
- Identificación, evaluación y selección de prospectos.
- Prueba de prospectos.
- Delimitación y caracterización inicial.

1.1.1 Estudio de cuencas. Los estudios de cuencas están encaminados a definir la sucesión estratigráfica, espesor y tipo de roca, composición mineralógica, así como el tiempo de su formación, con la finalidad de estimar qué tipo de rocas pueden almacenar petróleo o gas (figura 1). Para lograrlo, se requiere el estudio de afloramientos, estudios geoquímicos, adquisición y procesamiento de sísmica 2D y 3D, perforación de pozos estratigráficos y estudios integrados de la anterior información recolectada (ANH, 2011).

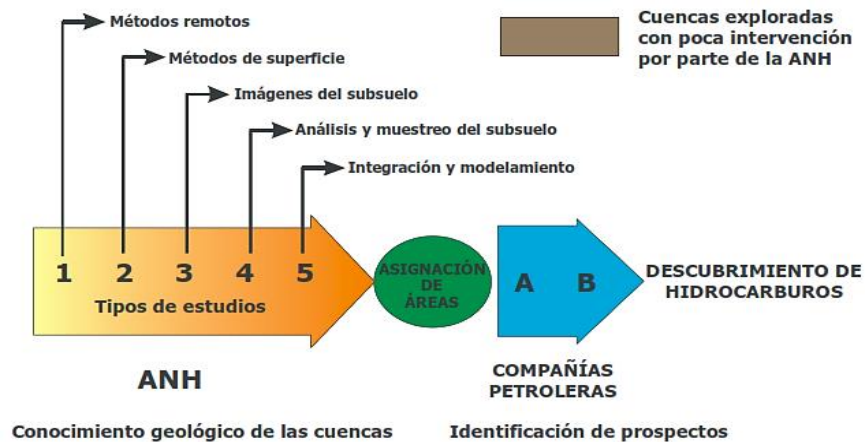


Figura 1. Tipos de estudio que realiza la ANH para mejorar el conocimiento de las cuencas sub-exploradas del país. Adaptado de: ANH (2011). Memorias al Congreso Periodo 2010 - 2011. Bogotá D.C.

1.1.2 Sistema petrolero. Las extensiones productivas de exploración y las áreas prospectivas son desarrolladas habitualmente en cuencas o regiones en las que existe cierta probabilidad de la presencia de un sistema petrolero (Romo, 2011), que se define como la serie de componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos: esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello.

La secuencia cronológica relativa correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos son necesarios para la acumulación y la preservación de los hidrocarburos (Schlumberger, 2017).

1.1.3 Identificación, evaluación y selección de *plays*. Los trabajos de identificación y evaluación de los objetivos petroleros (*play*) permiten delimitar aquellas áreas con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos (es decir, que las rocas generadora y almacenadora, trampa y sello, así como la sincronía y migración estén presentes). Para ello, se requieren estudios complementarios, de sismología y análisis de laboratorio, y también la perforación de un pozo denominado de “evaluación de potencial” (Romo, 2011).

1.1.4 Identificación, evaluación y selección de prospectos. Un prospecto es una trampa mapeada no perforada sobre un *play*, en donde existe información sísmica de suficiente calidad para definir totalmente los cierres estructurales y/o estratigráficos (Romo, 2011). En particular, el dato sísmico es la herramienta primaria para la determinación de una trampa, aunque, en las últimas décadas, el análisis de las amplitudes sísmicas ha tenido importancia creciente en el análisis de otros factores de riesgo, centralmente la carga o contenido de fluidos (Curia, 2010).

La siguiente etapa es la identificación y selección de prospectos (localizaciones de pozos exploratorios), para lo cual se detallan los cuatro elementos ya citados con el fin de seleccionar el área más factible de perforarse y que incorpore el mayor volumen de hidrocarburo. Para alcanzar esto, es necesario efectuar trabajos de detalle sismológico, interpretación geológica y geofísica detallada y modelado geoquímico (Romo, 2011).

1.1.5 Prueba de prospecto. Localizado el mejor sitio, se realiza la prueba de prospectos de perforación con la finalidad de confirmar los postulados objetivos petroleros (Romo, 2011). El dato sísmico es la herramienta fundamental tanto para la definición de un prospecto exploratorio como para la cuantificación de riesgo asociado (Curia, 2010).

Del estudio de las muestras (núcleos y/o cortes) del pozo y del análisis de los registros geofísicos, los geólogos evalúan las capas del subsuelo y seleccionan aquellas en donde es factible extraer hidrocarburos. Solo entonces puede asegurarse que lo que se definió como “prospecto” es y funciona como “yacimiento de hidrocarburos” (Yañez et al., 2014).

1.1.6 Delimitación y caracterización inicial. Descubierto el yacimiento, es posible entrar a la última fase del proceso exploratorio: la evaluación de campos. En esta etapa, la geología, geofísica e ingeniería de yacimientos entran en acción para realizar los estudios necesarios y conocer con mayor seguridad la geometría interna del yacimiento, la cantidad de reservas de petróleo que contiene la estructura descubierta, así como la forma más rentable y racional para extraer los hidrocarburos (Romo, 2011). Es importante mencionar que en cada una de las etapas de este proceso exploratorio se realiza un análisis económico con la finalidad de determinar la rentabilidad de las inversiones y descartar las áreas de mayor riesgo (Yañez et al., 2014).

1.2 Generalidades del campo de estudio

1.2.1 Ubicación. El campo se encuentra en un bloque exploratorio ubicado en la parte centro oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el departamento del Casanare (figura 2), 450 km al Oriente de Bogotá, 150 km al oriente de Yopal y cubre un área de 44676,2 ha. Topográficamente, corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia el oriente, en una zona inundable en época de invierno (figura 3).

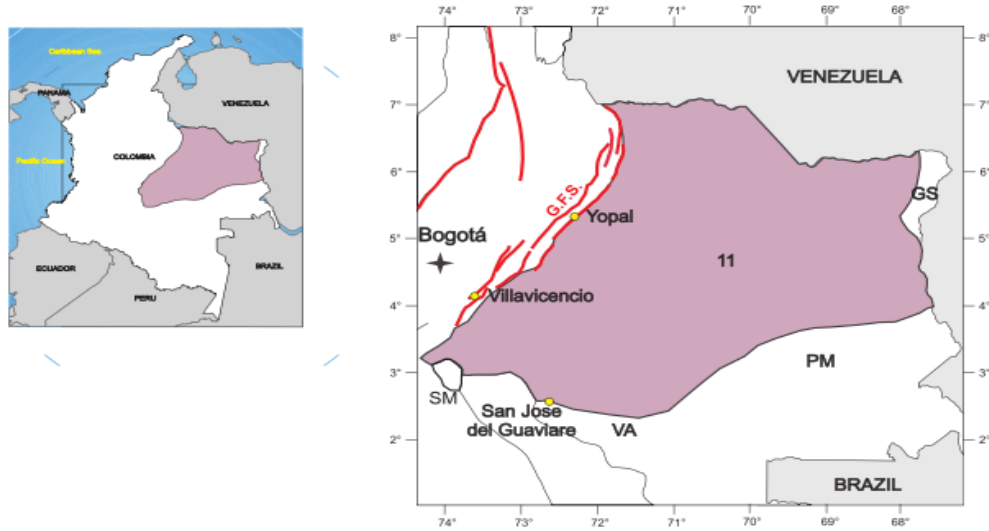


Figura 2. Ubicación de la cuenca de los Llanos Orientales. Adaptado de Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. a., & Martínez, J. F. (2007). Colombian Sedimentary Basins. Agencia Nacional de Hidrocarburos - A.N.H.

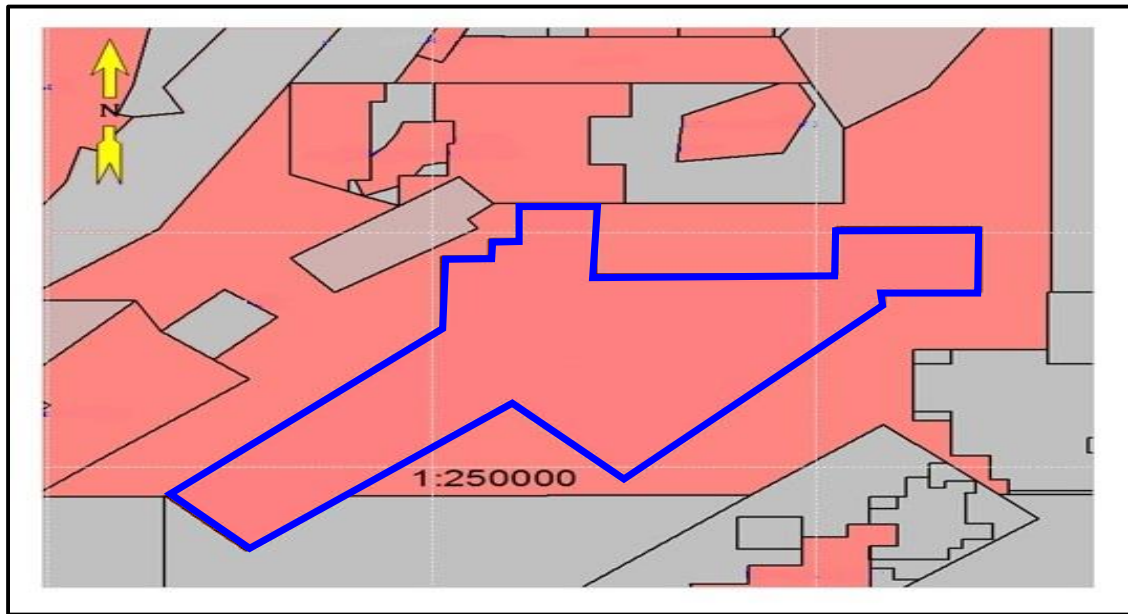


Figura 3. Ubicación del bloque exploratorio al cual pertenece el campo de estudio. Adaptado de ANH. Geovisor MIGEP (2018).

1.2.2 Información geológica y de yacimientos

1.2.2.1 Estructura. Las estructuras típicamente petrolíferas del foreland de los Llanos corresponden a estrechos y suaves monoclinales desarrollados en el lado levantado de las fallas normales antitéticas, cuyos planos de falla buzcan hacia el SE y sirven a su vez de sello lateral de la trampa (ANH, 2012). Las estructuras del área de estudio corresponden a este tipo de sistema (figura 4).

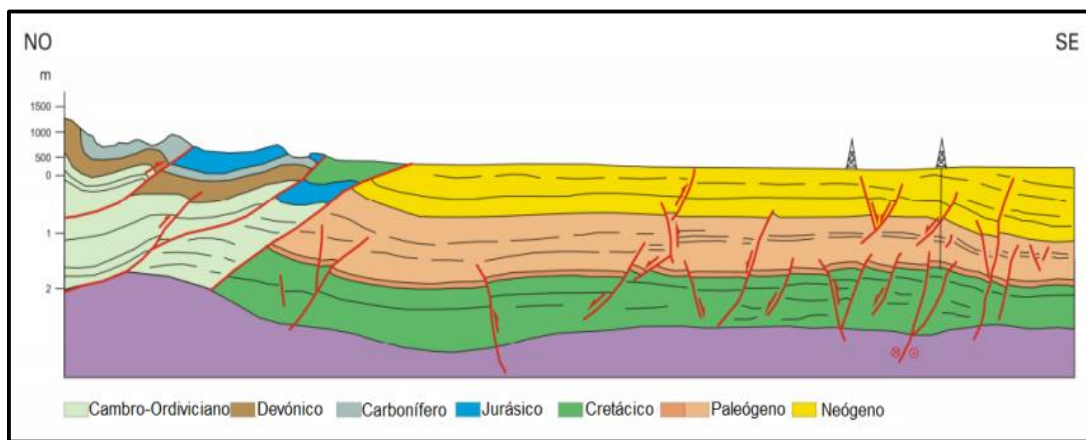


Figura 4. Sección transversal esquemática de la Cuenca Llanos Orientales. Adaptado de Barrero, Dario, et al. (2007). Colombian Sedimentary Basins. ANH.

1.2.2.2 Estratigrafía. La columna estratigráfica con las principales unidades formacionales en respuesta típica de los registros eléctricos de esta zona de la cuenca y del campo se observa en la figura 5.

1.2.2.3 Sistema petrolífero. El área de estudio se encuentra rodeada por una serie de campos productores, lo que garantiza en parte la eficiencia del sistema petrolífero en esta región de la cuenca. Los principales parámetros geológicos relacionados con la generación de hidrocarburos se describen a continuación.

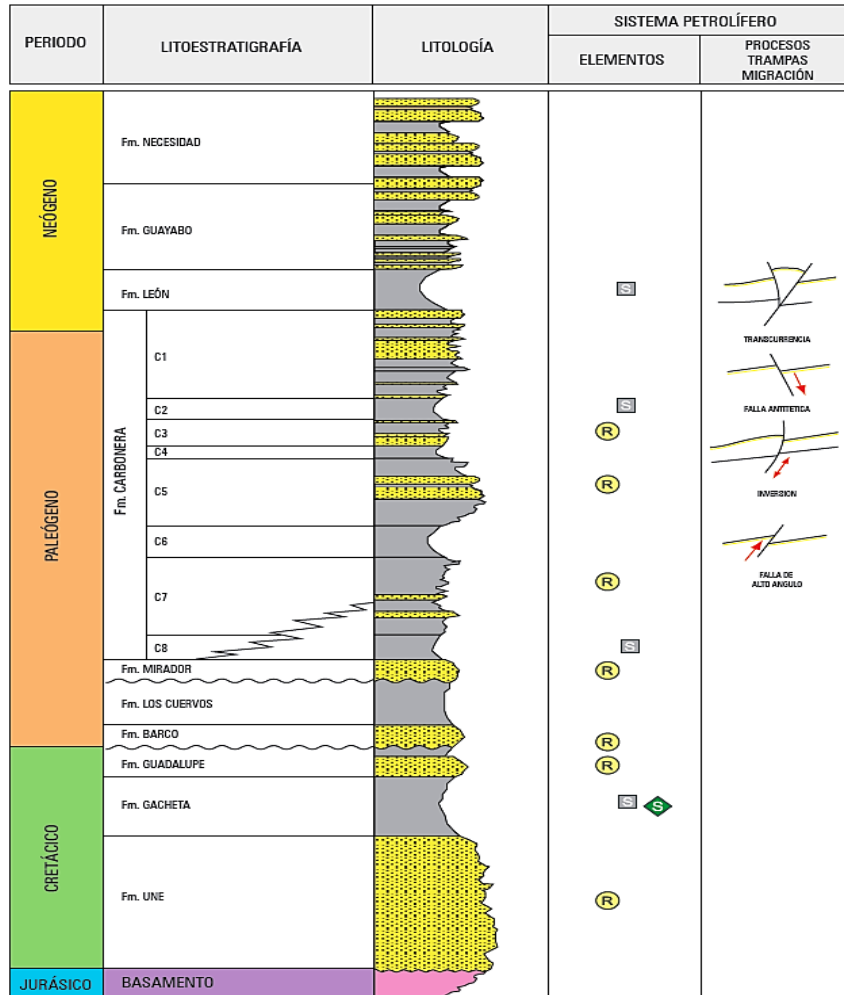


Figura 5. Columna Estratigráfica Generalizada. Adaptado de ANH (2012). Cuenca Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos.

- Roca generadora:** Las rocas de origen de la cuenca *foreland* de los Llanos están, de hecho, ubicadas debajo del margen este de la Cordillera Oriental. Las lutitas marinas-continentales mixtas de la formación Gachetá, con kerógeno tipo II y III, TOC que varían entre 1% y 3% y entre 150 y 300 pies de espesor efectivo, son la fuente principal (Barrero, Pardo, Vargas, & Martínez, 2007).

- **Migración:** Se han documentado dos pulsos de migración. El primero, durante el Eoceno superior-Oligoceno. El segundo pulso de migración comenzó en el Mioceno y continúa en el presente (ANH, 2012).
- **Roca reservorio:** Las areniscas Carboneras (C-3, C-5 y C-7) y Mirador son excelentes unidades de yacimiento. Dentro de la secuencia del Cretácico, varios intervalos de arenisca son también excelentes reservorios. Sin excepciones, el grosor sedimentario aumenta en dirección este a oeste. La porosidad disminuye en la misma dirección del 30% a cerca del 10%. El espesor varía desde unos pocos pies hasta 180 pies, dependiendo de la ubicación del pozo dentro de la cuenca. La gravedad API oscila entre 12° y 42° (Barrero et al., 2007).
- **Roca sello:** La unidad C-8 de la Formación Carbonera ha sido tradicionalmente considerada como el sello regional de la cuenca, pero, debido a su extensión, el mejor sello es la unidad Carbonera C-2. Las unidades con número par de Carbonera son reconocidas como sellos locales, así como las formaciones del Cretácico, Gachetá y Guadalupe, que pueden ser autosellantes (Barrero et al., 2007).
- **Trampa:** La perforación exploratoria se ha concentrado principalmente en fallas normales (sintéticas y antitéticas), los anticlinales de falla inversa han sido pobremente probados en la cuenca, los anticlinales de bajo relieve y las trampas estratigráficas (pinchouts, paleohighs, canales, etc.) son objetivos de exploración de alto potencial en esta zona (Barrero et al., 2007).

1.2.3 Estimación sísmica. Las interpretaciones que un geocientífico deriva de los datos sísmicos tridimensionales se pueden agrupar convenientemente en aquellas que mapean la estructura y la geometría de la trampa de hidrocarburos (incluidos los aspectos relacionados con las fallas), las que caracterizan las propiedades de la roca-fluido y las que están dirigidas a resaltar los cambios en la distribución de fluidos y/o variaciones de presión, como resultado de la producción. Las predicciones cualitativas, como la extensión estratigráfica de un yacimiento, pueden basarse en extracciones de atributos relativamente simples, respaldadas por datos de pozos y análogos (WPC, SPE, AAPG, SPEE, & SEG, 2011).

El modelo estructural y estratigráfico se construyó sobre la base de la interpretación de los datos sísmicos 3D en el área de investigación principal, los datos 2D que presenta el área, los datos de VSP (perfil sísmico vertical) del actual pozo y la información de los diferentes pozos exploratorios y de desarrollo que se han perforado en bloques cercanos. En la **figura 6** se detallan las líneas sísmicas del bloque, donde las líneas verdes representan la sísmica 3D y las rojas, la sísmica 2D.

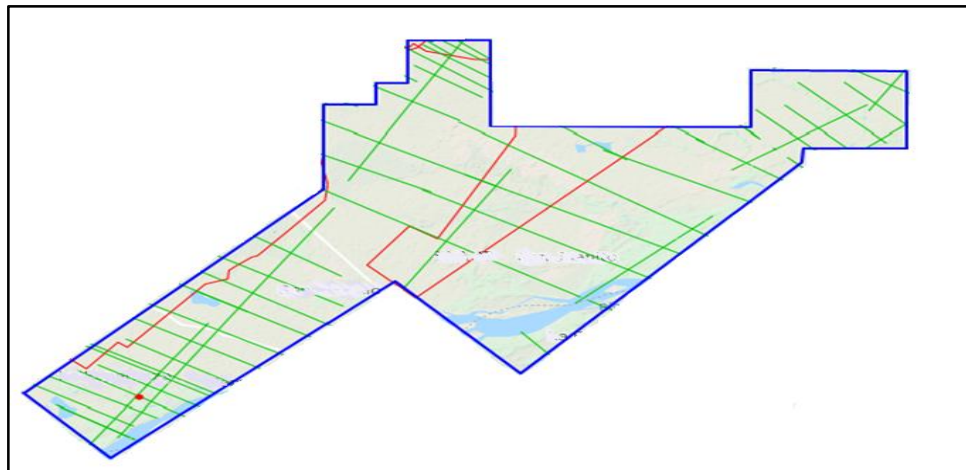


Figura 6. Líneas sísmicas del área exploratoria de estudio. Adaptado de: ANH. Geovisor MIGEP (2018).

Los volúmenes de datos migrado preapilado en tiempo se cargaron e interpretaron con ayuda de un software comercial. El amarre sísmica-pozo se realizó con un pozo circundante ubicado hacia la parte media, dentro del volumen central al norte del bloque. Para tener la mayor precisión posible respecto al amarre, también se tuvo en cuenta la correlación con los estudios precedentes con las líneas sísmicas 2D preexistentes. Producto de la interpretación del volumen 3D, se generaron mapas isócronos en tiempo doble —TWT— al tope de la unidad definida en el numeral anterior, tope del objetivo principal Unidad C7 (Navarro, 2017).

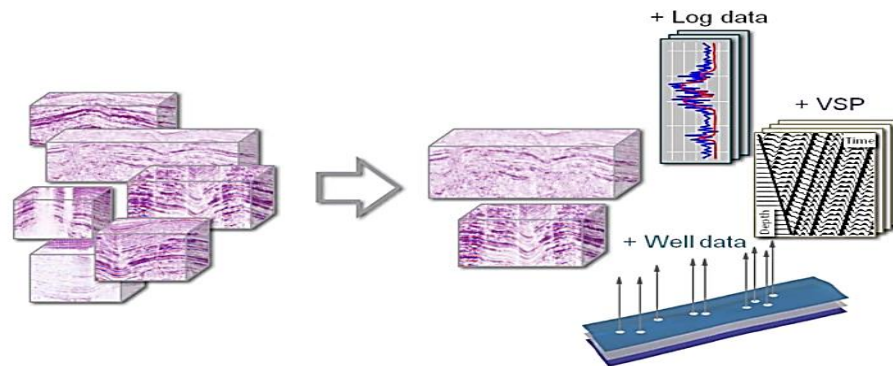


Figura 7. Datos de entrada para la interpretación sísmica. Adaptado de Dyakonova, Y., Machukaev, D., & Sultanov, A. (2017). Uncertainty Estimation Methodology of Structure Model from Seismic Data in Appraisal Exploration. ESP, 18.

1.2.4 Estimación de Volúmenes y Recursos. La estimación volumétrica indica la incertidumbre en la forma de una distribución de posibles volúmenes de hidrocarburos para la prospección. Esta se construye a partir de rangos de parámetros obtenidos de la información específica de la prospección y los datos descritos por el concepto de zona paterna (Bailey, Couët, Fiona, & Rose, 2000).

Para el estudio se consideró la estimación probabilista de volúmenes y recursos para cada localización exploratoria, basada en el procedimiento descrito en los capítulos 5 y 6 del “Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources SPE 2001” (SPE, WPC, &

AAPG, 2001). La **figura 8** muestra un esquema del procedimiento previamente mencionado. Algunos aspectos que requieren particular atención en esta estimación son las siguientes:

- Atender rigurosamente los criterios y conceptos del sistema de clasificación de recursos prospectivos expresados en el documento “Petroleum Resources Management System PRMS” (SPE, AAPG, WPC, & SPEE, 2007).
- La característica de la información en la etapa exploratoria implica el uso de “datos análogos” y “opinión de expertos”, debido a “poca evidencia o datos propios” (Yañez et al., n.d.). Esto implica el uso intensivo del teorema de Bayes (Martz & Waller, 1982; Modarres, Kaminsky, & Krivtsov, 1999). La **figura 9** esquematiza el uso del citado teorema en la estimación de las distribuciones de probabilidad de los promedios de las propiedades que intervienen en el cálculo de recursos.

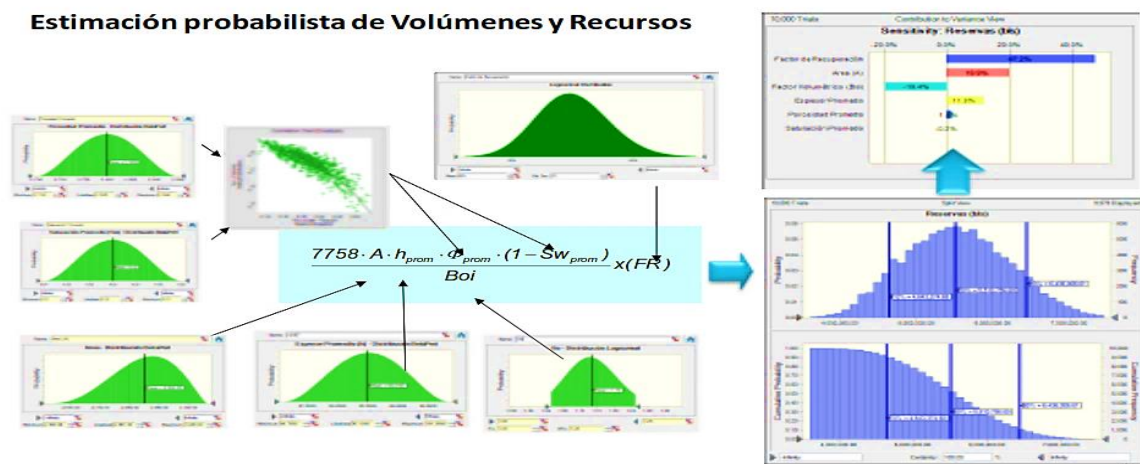


Figura 8. Esquema del procedimiento para estimación probabilista de Volúmenes y Recursos. Adaptado de Yañez, M., Leccese, M., Gómez, H., Gil, P., & Fariñas, J. (2014). Metodología estocástica integral para evaluación de proyectos exploratorios, considerando incertidumbre de la información e interdependencia probabilística entre prospectos y diferentes objetivos geológicos. México.

- Tratar adecuadamente la dependencia probabilista entre “múltiples” objetivos geológicos o *layers* dentro de un mismo prospecto (Faya & Companc, 2001; Murtha, 1996; Wang, Kokolis, Rapp, Litvak, & Members, 2000).
- En caso de requerirse la sumatoria de recursos, es muy importante considerar la dependencia entre prospectos y el nivel de incertidumbre de cada estimación. Este punto se trata con detalle en el capítulo 6 de la referencia “Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources” (SPE et al., 2001; Yañez et al., 2014).

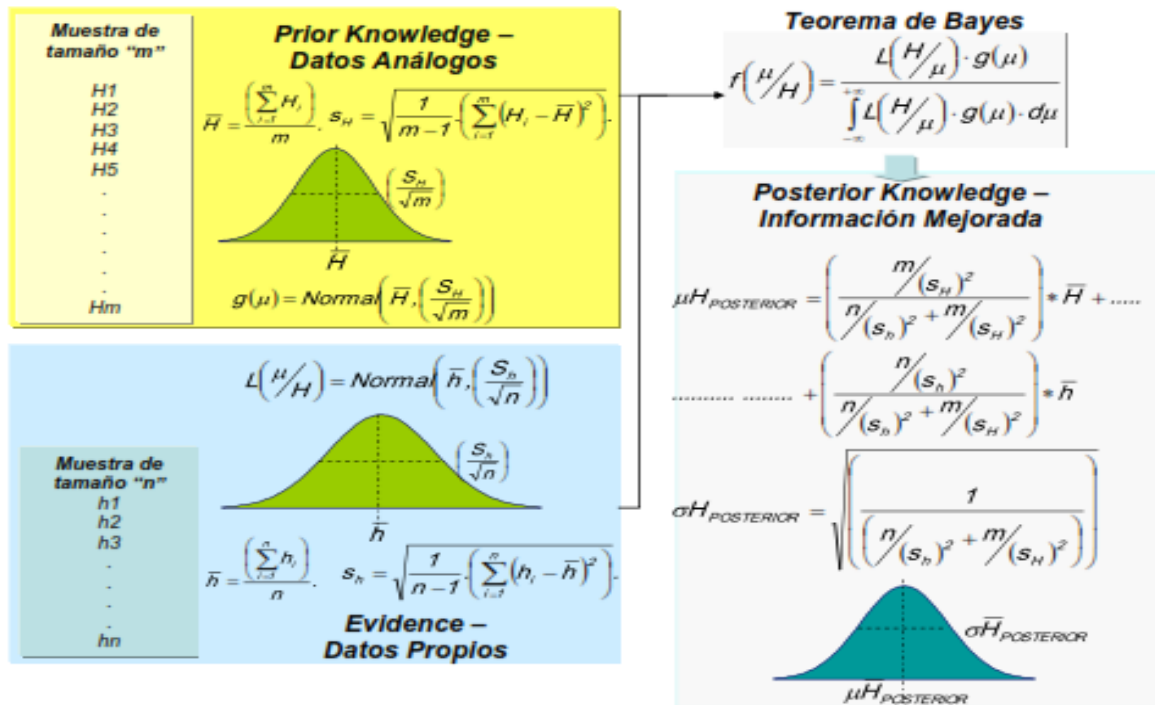


Figura 9. Esquema del Procedimiento para Caracterización Probabilística de las Distribuciones de Probabilidad de los Promedios de las Propiedades (Porosidad, Saturación, Espesor). Adaptado de: Yañez et al. (2014) México.

1.2.5 Pronóstico de producción y analogía de pozos. Los métodos geofísicos, principalmente estudios sísmicos, son una de las muchas herramientas utilizadas por la industria del petróleo para evaluar la cantidad de petróleo y gas disponible para la producción en un campo. Las interpretaciones y conclusiones de los datos sísmicos se integran con el análisis de registros de pozos, pruebas de presión, núcleos, conocimiento deposicional geológico y otra información de pozos de exploración y evaluación para determinar si una acumulación conocida es comercial y formular un plan inicial de desarrollo del campo (WPC et al., 2011).

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para predecir en forma aproximada la futura capacidad de producción de los pozos, yacimiento y campos. En la **figura 10** se observa un claro ejemplo de la aplicación del pronóstico de producción que, bajo análisis de ingeniería de yacimientos, se ha aplicado al campo de estudio, donde el caudal inicial (Q_0), la declinación (D) y el tiempo de vida del pozo (t), se tratan en forma probabilista, con base en reservorios análogos de la zona.

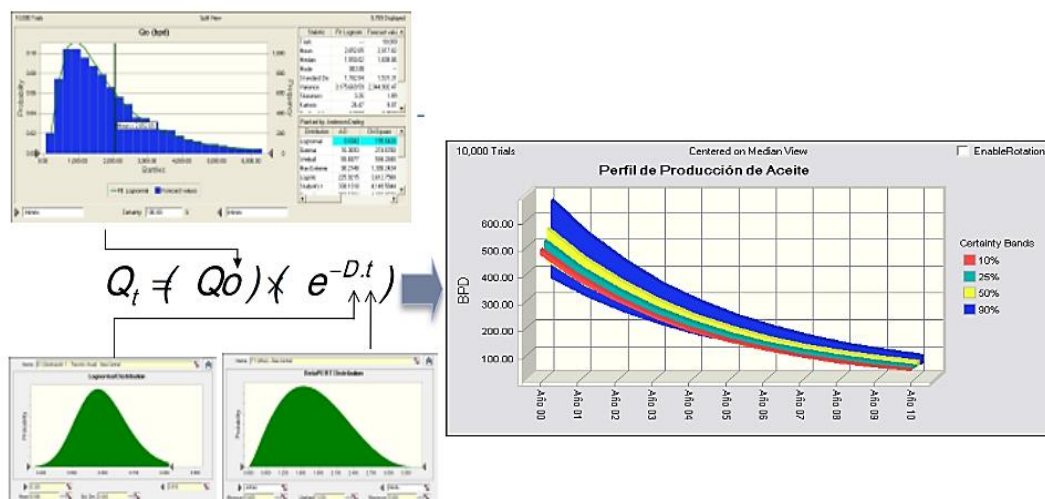


Figura 10. Pronóstico de Producción siguiendo un modelo de declinación exponencial. Adaptado de: Yañez et al. (2014) México.

Los reservorios análogos están formados por los mismos procesos, o muy similares, con respecto a la sedimentación, diagénesis, presión, temperatura, historia química y mecánica, y deformación estructural. La revisión del rendimiento del yacimiento análogo es útil para garantizar la calidad de las evaluaciones de los recursos en todas las etapas de desarrollo (SPE, AAPG, WPC, & SPEE, 2007).

Al seleccionar los análogos apropiados, donde los datos de rendimiento basados en planes de desarrollo comparables (incluyendo el tipo de pozo, el espaciado de los pozos y la estimulación) están disponibles, se puede pronosticar un perfil de producción similar. Los depósitos análogos se definen por características y particularidades que incluyen, entre otros, profundidad aproximada, presión, temperatura, mecanismo de impulsión del depósito, contenido de fluido original, gravedad del fluido del yacimiento, tamaño del yacimiento, grosor bruto, litología, heterogeneidad, porosidad, permeabilidad y plan de desarrollo (SPE et al., 2007).

1.2.6 Riesgo exploratorio. Dentro de un proceso exploratorio, el riesgo puede ser considerado como una medida que indica la probabilidad de éxito (Legarreta, 2003). La exploración de hidrocarburos es, por su naturaleza, la etapa que maneja los mayores niveles de incertidumbre, y la cuantificación del riesgo geológico ha sido un factor determinante en la evaluación de oportunidades y, por ende, en la ejecución o perforación de prospectos exploratorios (Yañez et al., 2014).

El riesgo geológico expresa la probabilidad de que exista una acumulación de hidrocarburos, demostrada por un ensayo con flujo estabilizado. El riesgo comercial, una vez dado un éxito geológico, es un indicador de probabilidad, donde los recursos encontrados tengan valor económico suficiente que justifique un programa de desarrollo (Legarreta, 2003).

La exploración de hidrocarburos está asociada a distintos factores de riesgo geológicos cuya mitigación depende de la madurez exploratoria y de la calidad de información disponible (Curia, 2010). Estos valores, que se pronostican y a los que se le asignan riesgo, deben basarse en un análisis probabilístico más que determinístico (Legarreta, 2003). Sea cualquiera el método utilizado, el riesgo no se puede eliminar pero sí se pueden establecer procesos que lleven a tomar decisiones correctas, las cuales pueden no coincidir con los resultados esperados (Legarreta, 2003). Después de varios años de seguimiento estadístico a la actividad exploratoria, aún no existe una metodología única establecida, y cada compañía maneja sus propios criterios y métodos para involucrar el riesgo geológico o probabilidad de éxito de un prospecto en la evaluación económica del mismo (Navarro, 2017). Por lo tanto, es crucial definir para el campo de estudio la evaluación de la probabilidad de éxito para cuatro parámetros adaptados de Schidermann (1984): trampa, yacimiento, fuente/maduración y tiempo/migración (**tabla 1**).

Tabla 1.
Evaluación de probabilidad de éxito.

Factores de riesgo	Prospectos (casos de estudio)
Trampa	0,80
Yacimiento	0,90
Fuente / maduración	0,90
Tiempo / migración	0,90
Probabilidad de éxito	0,60
Riesgo geológico	muy bajo

Nota: Adaptado de Navarro, A. (2017). Informe técnico de Geología Geofísica. Bogotá D.C.

1.3 Casos de estudio

El campo de estudio cuenta con siete pozos exploratorios de los cuales seis están en fase de espera para perforación y uno ya fue perforado, analizado con pruebas iniciales y puesto en producción.

Sin embargo, para la cuenca de los Llanos Orientales existe una cifra aproximada respecto a la probabilidad de éxito, teniendo en cuenta el histórico de pozos exploratorios (tipo A3, según Lahee) perforados contra pozos descubridores o productores, estimada en 26% —es decir, de cada 100 pozos exploratorios solamente 26 son exitosos— (Navarro, 2017).

Teniendo en cuenta la probabilidad de éxito de un pozo exploratorio en esta cuenca y para garantizar una adecuada representación del proyecto en el área de estudio, se plantean tres (3) casos de estudio que logran integrar el total de los siete pozos exploratorios para este campo y se resumen de la siguiente manera:

1.3.1 Actual pozo en producción del campo (caso 1). Este pozo exploratorio fue perforado en el año 2017 con el fin de probar un prospecto determinado por los análisis sísmicos y petrofísicos de la compañía operadora. Gracias al buen trabajo de interpretación, análisis y de perforación, se logró probar las zonas objetivo carboneras C5 y C7, para finalmente poner a prueba el intervalo cañoneado de C5 y, de esta manera, se dio inicio a un periodo denominado “pruebas extensas de producción” con el fin de determinar datos importantes del yacimiento y su respectiva viabilidad económica.

Los datos a utilizar en esta evaluación corresponden a mediciones directas y, en algunos casos, a correlaciones por falta de pruebas, como el PVT del pozo. En la **figura 11** se observa al detalle el estado mecánico del pozo exploratorio vertical, el cual posee un completamiento para pruebas iniciales del intervalo C5 con sistema *jet pump*.

Existen varias metodologías para el cálculo del IPR (Inflow Performance Relationship) dependiendo de las características de yacimiento. Para el caso 1 y el resto de casos se considera la aplicación del índice de productividad constante (IP), por tratarse de un yacimiento subsaturado (por encima del punto de burbuja, estimado por correlaciones en $P_b = 138$ psi) y por contar con

una producción casi nula de gas en superficie ($GOR = 15$ scf/stb) (Takacs, 2009). La **ecuación 1.1** muestra el cálculo del índice de productividad.

$$IP = \frac{Q_p}{P_r - P_{wfp}} \quad (1.1)$$

Donde:

IP = índice de productividad, bfp/psi

Q_p = caudal de producción de prueba, bfd.

P_r = presión estática del yacimiento, psi.

P_{wfp} = presión de fondo fluente de prueba, psi.

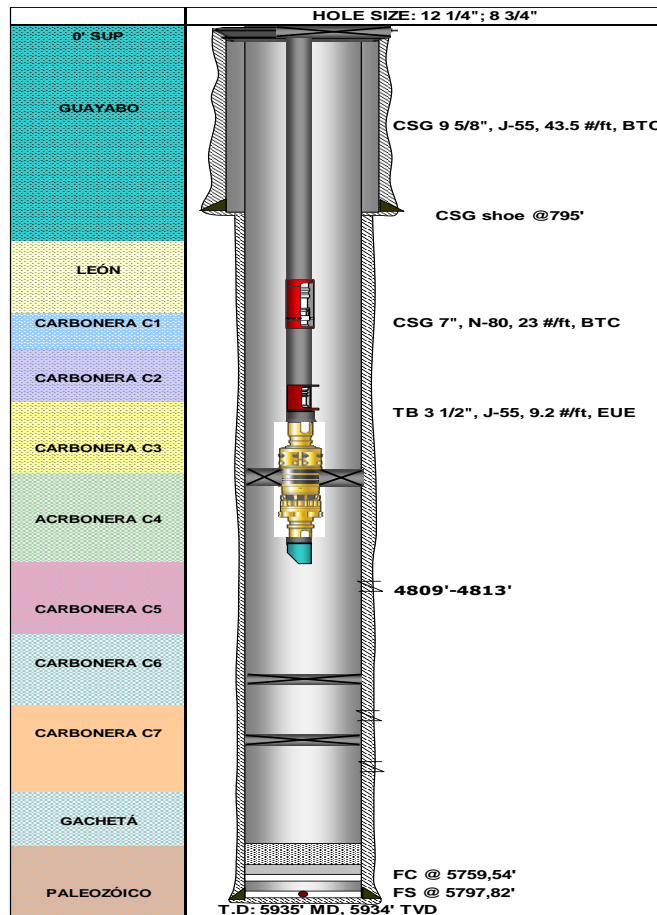


Figura 11. Estado mecánico del pozo exploratorio para el Caso 1.

Para el cálculo de la presión de yacimiento, se tomó la información proveniente de un PBU (prueba de restauración de presión) y los resultados de la técnica de Horner, análisis log-log y curva derivativa, concluyendo una presión de yacimiento (P_r) de 1980 psi.

De una prueba de producción a diferentes tasas de flujo con sensor de presión y temperatura (*memory gauge*) en fondo de pozo, se toma como referencia las mediciones actuales del caudal de producción ($Q_p = 570$ bfd) y de la presión de fondo fluente ($P_{wfp} = 950$ psi). Utilizando la ecuación 1.1, se obtiene el siguiente IP y el respectivo IPR de la **figura 12**.

$$IP = \frac{570}{1980 - 950} = 0.553 \text{ bfd/psi}$$

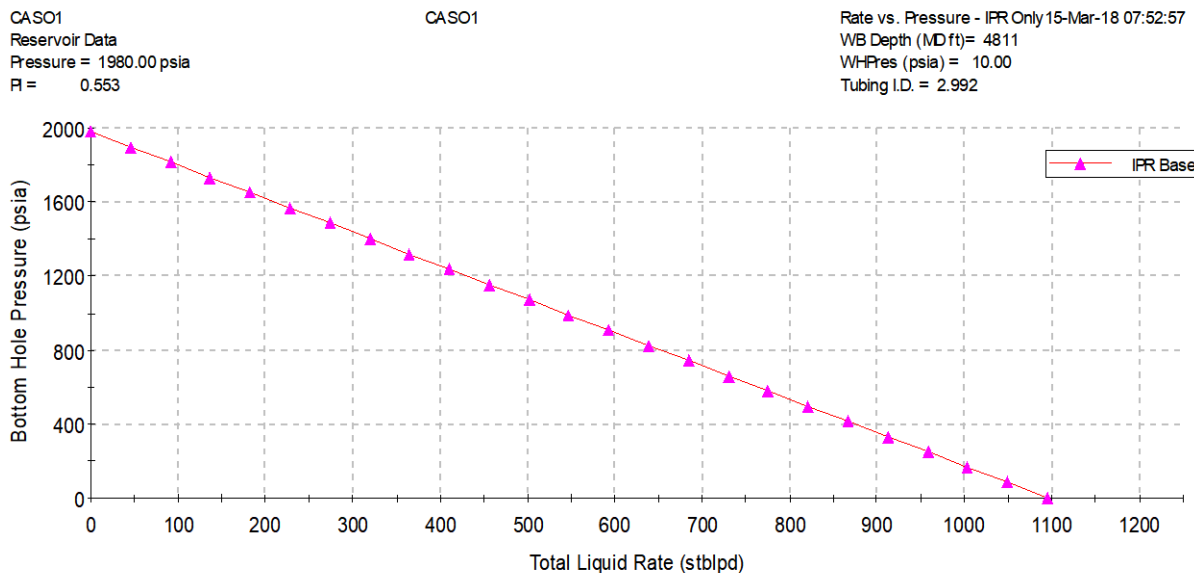


Figura 12. Cálculo del IPR para el caso 1. Adaptado de software SNAP 2.548.

Dado que no se ha realizado el PVT planeado para el pozo, es decir, no se cuenta con un análisis PVT, se toma como estudio los datos de una prueba ASSAY (prueba de caracterización del crudo) con los datos de la **tabla 2**, donde se puede observar que el fluido producido posee poca

contaminación. Lo anterior da paso a que actualmente no se establezca un plan de tratamiento del fluido en fondo de pozo.

Tabla 2.

Datos de prueba ASSAY para el Caso 1.

Nombre	Método	Unidad	Resultado
API gravity a 60°F	ASTM D 1298	°API	26
Agua y sedimentos	ASTM D 4007	vol %	1.98
Asphaltenes	IP 143	mass %	1.6
Wax content	UOP 46 obs	mass %	30.6
Viscosity at 170 °F	ASTM d 445	cp	7

Nota: resultados adaptado de prueba ASSAY, CORE LAB (Int.C5, Caso 1, 2017).

1.3.2 Pozo exploratorio direccional tipo J (caso 2). En el campo de estudio se planea perforar tres pozos exploratorios (A3) direccionales tipo J. Según lo anteriormente analizado del riesgo exploratorio, aproximadamente uno de estos tres pozos planeados será exitoso, lo cual garantiza que al establecer en nuestro estudio un pozo en evaluación, mantendremos alineamientos de probabilidad y representación de estos pozos futuros pozos en el campo.

El pozo elegido está ubicado en una zona estratigráfica más somera respecto al caso 1. Cabe aclarar que los datos esperados de estudios realizados son estimativos y solo se pueden asegurar una vez que sea perforado y se realicen las pruebas respectivas de evaluación del pozo. A continuación, se presenta el esquema del estado mecánico según el programa de perforación, siendo completado posteriormente con tubería 3 ½ (EUE, J-55, 9.2 #/ft) para pruebas de pozo con sistema *jet* (**figura 13**).

Generalmente se estima el porcentaje de BSW al inicio de la producción en un valor cercano a cero o al comportamiento histórico de los pozos en producción del yacimiento, pero al existir

solamente un pozo en producción en el campo con valor de BSW del 2% y, en consecuencia, de los cambios en las profundidades litológicas, se puede esperar un caso exigente de un 10% de BSW siendo este un valor difícil de predecir para estos casos, ya que depende de factores añadidos como la selección de la profundidad y los pies de cañoneo de la zona de interés.

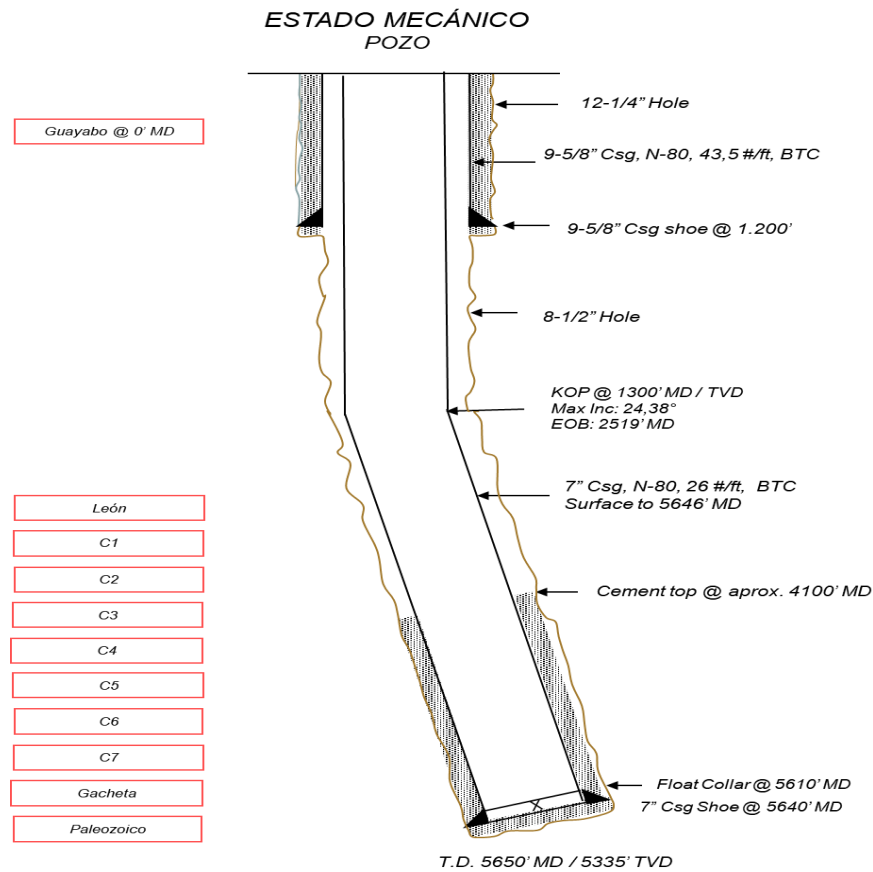


Figura 13. Estado mecánico planeado del caso 2.

La predicción del IPR de un pozo exploratorio a perforar es un proceso que obedece a la información disponible y veracidad de los datos empleados. Los datos estimados en este caso corresponden al pronóstico de producción probabilístico visto en la sección 1.2, correlacionado con un pozo análogo y de la cantidad de reservas calculadas para este prospecto. La presión de

yacimiento, considerada en correlación al gradiente de presión del caso 1, corresponde a 1790 psi y una IP en el rango de 0.988 y 1.582 bfd/psi (6 - 12 meses).

Nuevamente se calcula el IPR con el índice de productividad constante, como se explicó en el caso 1, y para este proceso se utilizó la IP de 0.988 bfd/psi (**figura 14**). Posteriormente, se nota que el caudal de fluido deseado a producir corresponde aproximadamente a 700 bfd, basado en el volumen de reservas estimadas y el comportamiento IPR. Luego, al despejar la P_{wfp} de la ecuación 1.1, determinamos la presión de fondo requerida para el posterior diseño de los SLA.

$$P_{wfp} = P_r - \frac{Q_p}{IP} = 1790 - \frac{700}{0.988} = 1081.49 \text{ psi}$$

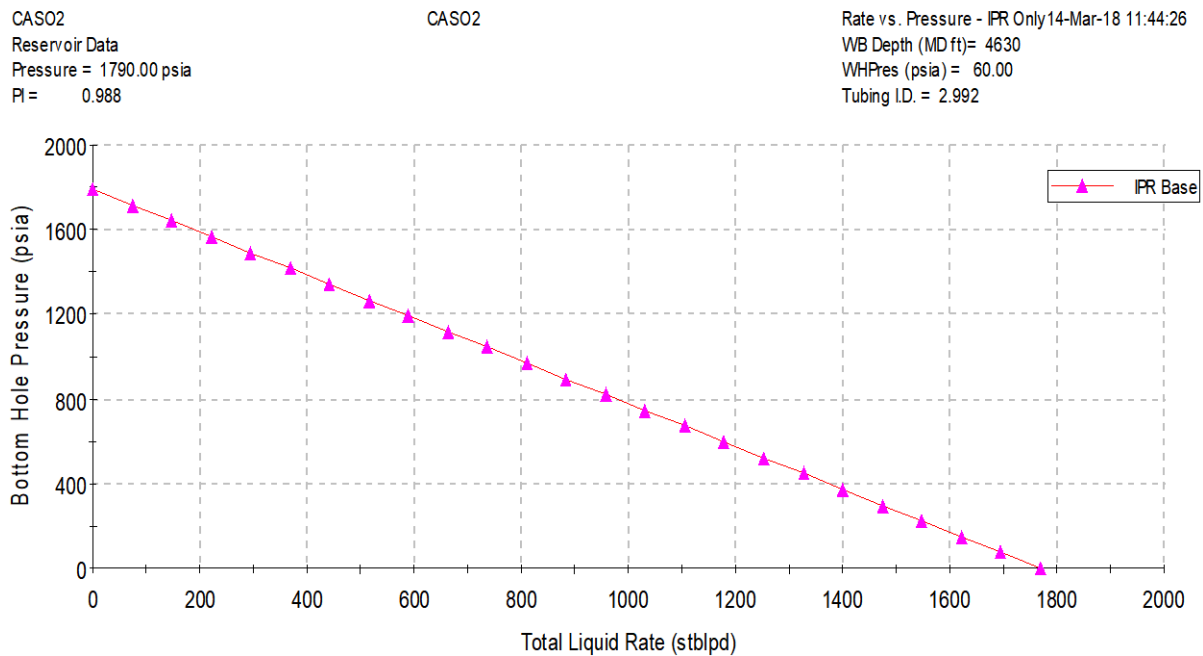


Figura 14. Cálculo del IPR para el caso 2. Adaptado de software SNAP 2.548.

De acuerdo con los análisis de pozos *offset* y al tipo de fluido por la producción del caso 1, se espera un crudo de gravedad API entre los 24 y 26 grados y un GOR casi nulo de entre 5 y 15 scf/stb. Los datos disponibles del ASSAY de la **tabla 2** generan un estimado de un fluido con pocos contaminantes y poca presencia de fluidos corrosivos.

1.3.3 Pozo exploratorio vertical (caso 3). En el campo de estudio se planea perforar otros tres pozos exploratorios (A3) verticales. Igualmente que el caso 2, se decide tomar como estudio uno de estos pozos para garantizar una evaluación representativa en el campo, de acuerdo con las características presentadas. A continuación se presenta el esquema del estado mecánico según el plan del programa de perforación (figura 15), siendo completado posteriormente con tubería 3 ½ (EUE, J-55, 9.2 #/ft) para pruebas de pozo con sistema *jet*.

El porcentaje de BSW en un caso exigente o no esperado es de un 18%. La presión de yacimiento estimada corresponde a un promedio de 1872 psi y una IP entre un rango de 0.853 y 1.563 bfd/psi. Se calcula el IPR con el índice de productividad constante utilizando el valor exigente de 0.853 bfd/psi (**figura 16**).

El caudal de fluido producido deseado para este caso corresponde aproximadamente a 650 bfd basado en el volumen de reservas estimada, IP y BSW. Despejando la P_{wfp} de la ecuación 1.1, se determina la presión de fondo requerida para el posterior diseño de los SLA.

$$P_{wfp} = P_r - \frac{Q_p}{IP} = 1872 - \frac{650}{0.853} = 1110 \text{ psi}$$

Al igual que el caso 2, se espera un crudo de gravedad API entre los 24 y 26 grados y un GOR de entre 5 y 15 scf/stb y, con base en el ASSAY disponible del crudo en campo, se tiene un estimado de un fluido con poca contaminación y poca presencia de fluidos corrosivos.

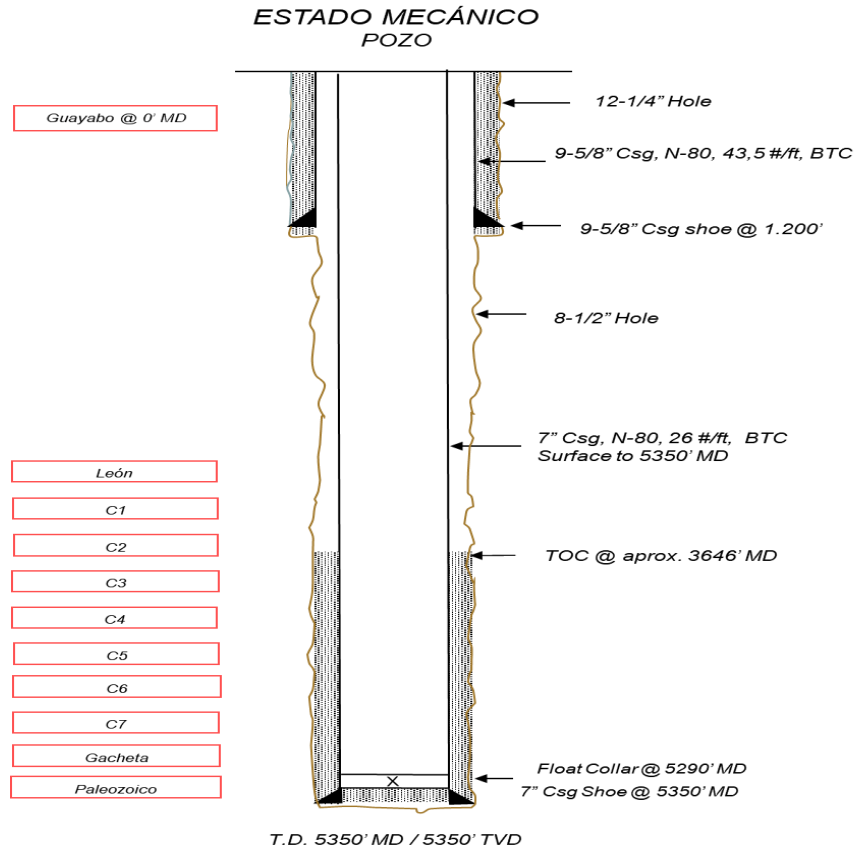


Figura 15. Estado mecánico planeado del caso 3.

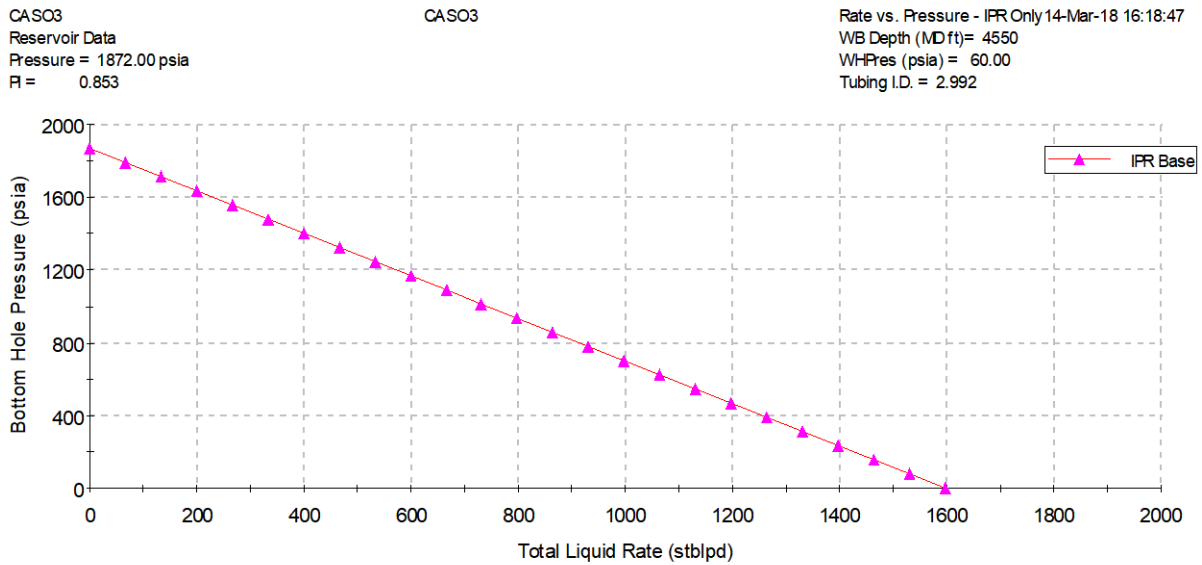


Figura 16. Cálculo del IPR para el caso 3. Adaptado de software SNAP 2.548

2 Preselección de los sistemas de levantamiento artificial

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías), se dice entonces que el pozo es capaz de producir por **flujo natural**. Cuando la demanda de energía de la instalación es siempre mayor que la oferta del yacimiento para cualquier tasa de flujo, entonces se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda. La utilización de esta fuente externa de energía con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina **sistema de levantamiento artificial** (Maggiolo, 2004).

2.1 Sistemas de levantamiento artificial (SLA)

Los SLA se clasifican en dos grupos básicos: sistemas de bombeo y sistemas que aligeran la carga del fluido. Los sistemas de bombeo incluyen las bombas de desplazamiento positivo (bombeo mecánico, bombeo de cavidades progresivas, bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible) y las bombas rotodinámicas (bombeo electrosumergible); de otro lado, entre los sistemas aligeradores de carga se encuentran el *gas lift*, el *plunger lift* y *chamber lift* (Montes, 2016). A continuación se presentará una descripción de los principales SLA manejados en la industria petrolera:

- Bombeo mecánico (BM).
- Bombeo electrosumergible (BES).
- Bombeo por cavidades progresivas (BCP).
- Bombeo hidráulico (BH).

- Levantamiento artificial por gas (GL).

2.1.1 Bombeo mecánico. El bombeo mecánico (*sucker rod pumping*) es el sistema más antiguo y ampliamente usado para pozos de petróleo a nivel mundial, siendo utilizado para la extracción de crudo con diferentes gravedades API desde crudos extrapesados hasta crudos livianos (Lea & Nickens, 1999).

El sistema consiste en la instalación de una bomba de subsuelo de acción recíproca, que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas. Esta energía proviene, a su vez, de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza la unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas (Partidas, 2003). La **figura 17** evidencia un esquema típico del equipo de superficie y subsuelo de este SLA.

- ***Equipo de superficie***

Motor. Este equipo suministra la energía necesaria al balancín o a la unidad vertical para que pueda efectuar el movimiento recíproca sobre la bomba. Puede ser eléctrico o de combustión (por lo general, se usa diésel) y usualmente se encuentra sobre la base de la unidad.

Unidad de bombeo. La unidad de bombeo está compuesta básicamente por tres partes fundamentales: la unidad, la caja reductora y las contrapesas.

Cabeza de pozo. Este equipo consta de tres componentes para su adecuado uso: la caja de empaques, la línea de flujo y la barra lisa.

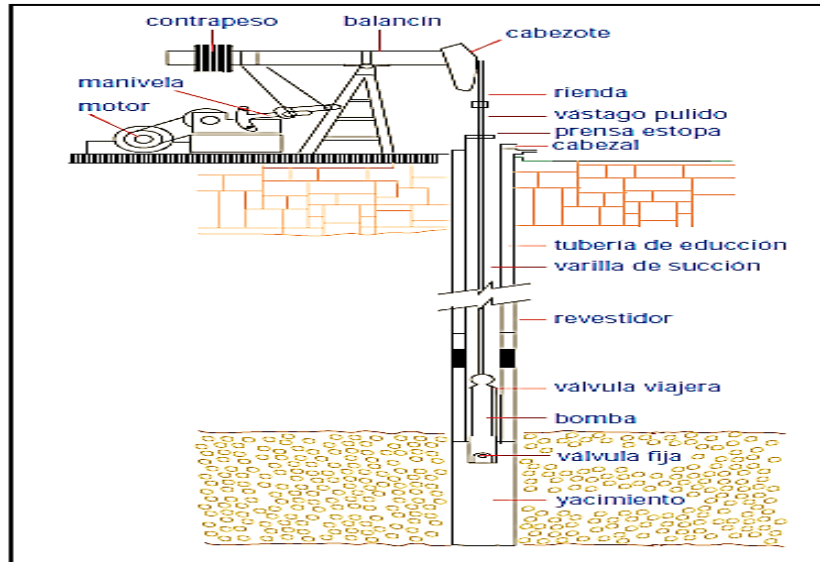


Figura 17. Esquema típico del bombeo mecánico. Adaptado de Barberii, Efraín. El Pozo Ilustrado. De la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad de Zulia. 1951-1958. Ediciones CEPET. 1991. p.155.

- **Equipo de subsuelo**

Sarta de varillas. Este conjunto de varillas tiene como finalidad principal acoplar los mecanismos de superficie con los de subsuelo, generando el movimiento reciprocante. Su función es transmitir la fuerza motriz, además de que soporta las cargas del sistema y acciona la bomba de subsuelo.

Tubería de producción. Es la conexión de tubería que se emplea dentro del pozo con el fin de llevar los hidrocarburos desde la formación hasta superficie.

Válvula viajera. La válvula viajera es la encargada de arrastrar hasta la superficie el fluido atrapado dentro de la bomba. Cuando la sarta de varillas genera el movimiento ascendente, esta válvula se abre y genera la opción de que el fluido llegue a superficie.

Válvula fija. Es la encargada de permitir el paso del fluido proveniente de la formación a la bomba. Cuando la sarta de varillas realiza el movimiento descendente, esta válvula se abre permitiendo el flujo de fluido a la bomba.

- ***Ventajas***

- El diseño del sistema es relativamente simple.
- Eficiente, sencillo y fácil de operar para las personas de campo.
- Aplicable a los pozos con espacios reducidos y a completamientos múltiples.
- Puede bombear un pozo a una presión muy baja (depende de la profundidad y la velocidad).
- Puede levantar aceites viscosos y de alta temperatura.

- ***Desventajas***

- Para pozos desviados, presenta problemas de fricción.
- La alta producción de sólidos es problemática.
- Pozos con alto GOR usualmente disminuyen la eficiencia volumétrica.
- La profundidad es limitada debido principalmente a la capacidad de la barra.
- Susceptible a problemas de parafina.

2.1.2 Bombeo electrosumergible (ESP). El bombeo electrosumergible (*electrical submersible pumping*, ESP) fue inventado y desarrollado por un ruso llamado Armais Arutunoff a finales de 1910. La primera instalación de ESP fue operada con éxito en el campo El Dorado en Kansas en 1926. Arutunoff se trasladó a Bartlesville, Oklahoma, en 1928, donde inició la Bart Manufacturing Co., que más tarde se reorganizó como REDA Pump Co. en 1930 (Takacs, 2009).

Las bombas sumergibles o instalaciones BES trabajan en el principio dinámico. Dentro de las bombas BES, accionadas por motores eléctricos, la energía cinética del fluido se incrementa primero, para luego convertirse parcialmente en energía de presión que mueve el fluido a través de la bomba (Takacs, 2009). Un sistema típico de BES se puede observar en la **figura 18**.

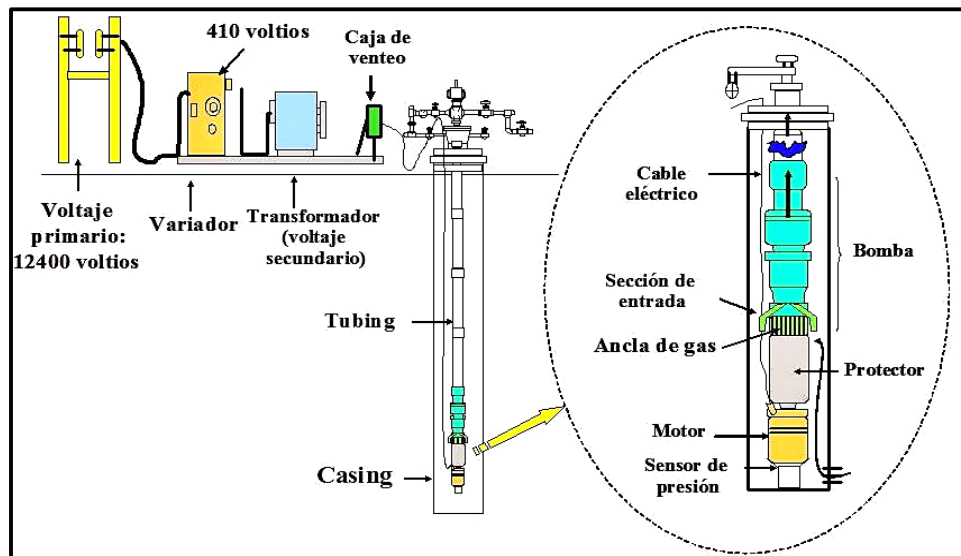


Figura 18. Sistema convencional del bombeo electrosumergible. Adaptado de <http://perfob.blogspot.com.co/2014/09/metodos-de-produccion.html>. [Consultado el 24 de septiembre de 2017].

- **Equipo de subsuelo**

Motor. Los motores eléctricos usados en BES son motores trifásicos, de dos polos y de inducción tipo jaula de ardilla. Estos trabajan sobre el principio de la inducción electromagnética que establece que una corriente eléctrica se induce en cualquier conductor que se mueve en relación con un campo magnético. En la **figura 19** se pueden observar las partes internas del motor.

Protector. Se encuentra ubicado entre el motor y la bomba, y facilita la conexión de estos elementos. Se encarga de mantener los fluidos de los pozos fuera del motor. Existen diferentes clases de protectores, entre los que se encuentra el tipo laberinto, tipo bolsa y tipo modular.

Separador de gas. El separador está conectado entre el protector y la bomba, y dirige el gas separado al anular entre el *casing* y *tubing* del pozo. Funciona bajo el principio de la separación gravitacional, forzando el flujo de fluido a cambiar de dirección y permitiendo que el gas libre escape en el espacio anular del pozo.

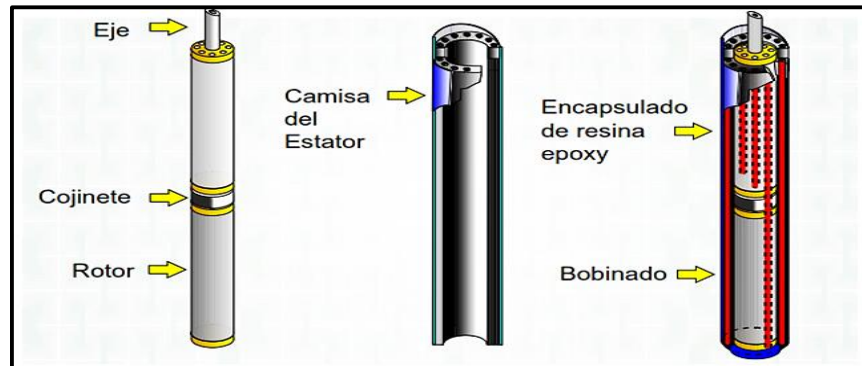


Figura 19. Partes de un Motor en BES. Adaptado de: Fuente: PINTO, Ciro Armando. Bombeo Electrosumergible. UIS, 2012.

Bomba centrífuga. Es el corazón del sistema BES y consta de múltiples etapas. Cada una de estas consta de un impulsador rotativo, el cual imparte energía cinética al fluido que pasa a través de la bomba a una continua aceleración, y un difusor estacionario que cambia esta energía cinética en potencial. De acuerdo con la forma de los pasajes de la bomba, esta puede ser de flujo radial o mixto (**figura 20**).



Figura 20. Corte de una etapa de la Bomba Centrífuga, BES. Adaptado de: Fuente: PINTO, Ciro Armando. Bombeo Electrosumergible. UIS, 2012.

Generales ventajas y desventajas del uso del BES pueden ser resumidas de acuerdo a Gabor Takacs (2009).

- ***Ventajas***

- Ideal para producir volúmenes de líquidos altos a extremadamente altos a partir de profundidades medias. La tasa máxima es alrededor de 30000 bpd de 1000 pies.
- La eficiencia energética es relativamente alta (alrededor del 50%) para los sistemas de producción sobre los 1000 bpd.
- Puede utilizarse en pozos desviados sin ningún problema.
- Los tratamientos de corrosión y de incrustaciones son relativamente fáciles de realizar.
- Adaptable a pozos altamente desviados (hasta 80°).

- ***Desventajas***

- Una fuente confiable de energía eléctrica de voltaje relativamente alta debe estar disponible.
- El gas libre presente en condiciones de succión deteriora la eficiencia de la bomba sumergible e incluso puede prevenir totalmente la producción de líquidos.
- El uso de separadores de gas o manipuladores de gas se requiere si más del 5% de gas libre entra en la bomba.
- La arena o los materiales abrasivos en los fluidos de los pozos aumentan el desgaste del equipo.

2.1.3 Bombeo de cavidades progresivas (PCP). En 1979, se implementaron las bombas por cavidades progresivas (*progressive cavity pumping, PCP*) en campos de crudo pesado y de alto corte de arena por parte de las industrias canadienses. Una vez se obtuvieron los resultados esperados, se desarrollaron los sistemas completos de subsuelo y superficie como se observa en la figura 21 (Hirschfeldt, 2008).

Las PCP son bombas de desplazamiento positivo, las cuales consisten en un rotor de acero de forma helicoidal y un estator de elastómero sintético moldeado dentro de un tubo de acero. El estator es bajado al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la columna de tubos de producción (*tubings*), mientras que el rotor es conectado y bajado junto a las varillas de bombeo. La rotación del rotor dentro del estator es transmitido por las varillas de bombeo, cuyo movimiento es generado en superficie por un cabezal (Hirschfeldt, 2008).

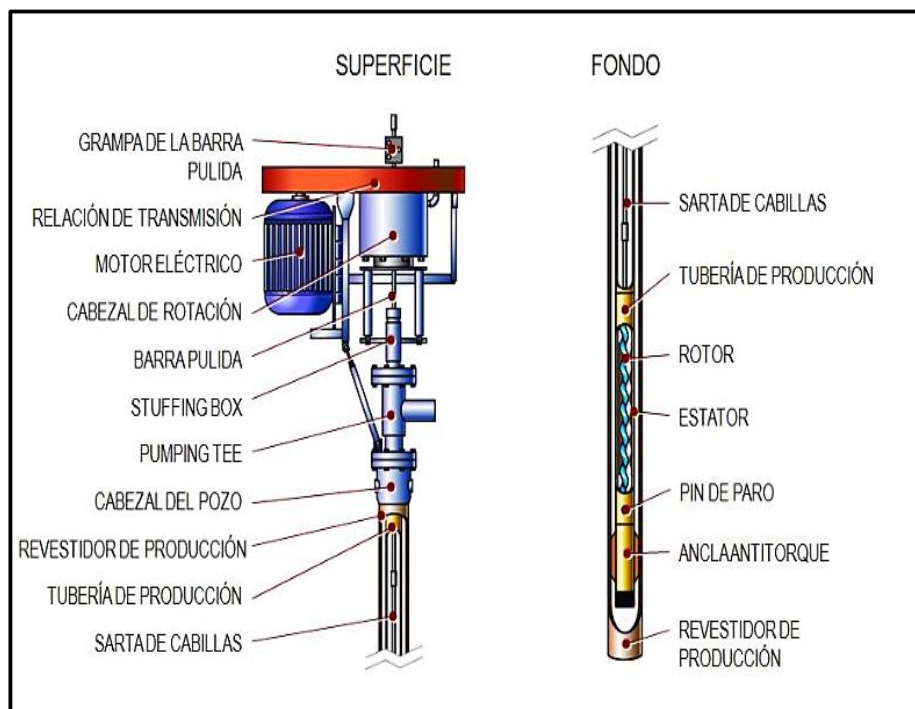


Figura 21. Instalación típica de BCP. Adaptado de HIRSCHFELDT, M. Manual de cavidades progresivas. Versión 2008 V1.p.11.

- ***Equipo de superficie***

Cabezal de rotación. Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes, que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico), que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de instalación, que incluye el sistema de empaque (*stuffing box*).

Sistema de transmisión. Se conoce como el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación.

- ***Equipo de subsuelo***

Estator PCP. Es la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor. El estator se baja al pozo con la tubería de producción (bombas tipo tubular o de tubería) o con la sarta de cabillas (bombas tipo insertables).

Rotor. Es una pieza de acero de alta resistencia, torneada externamente como una hélice de “n” lóbulos. Se conecta a una sarta de varillas que le transmite el movimiento de rotación desde superficie (**Figura 22**).

Elastómero. Elemento que puede ser estirado un mínimo de dos veces su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original. Son la base del sistema PCP en el que está moldeado el perfil de doble hélice del estator.

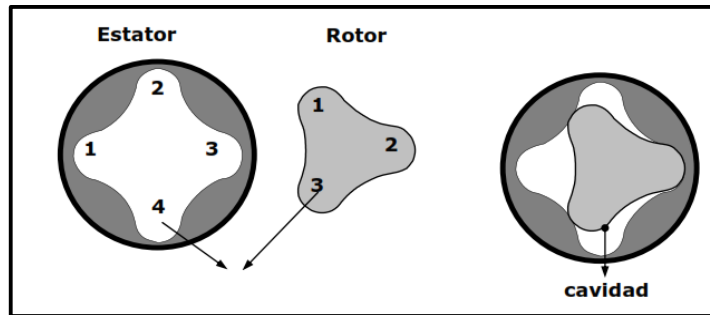


Figura 22. Perfil de estator y rotor. Adaptado de HIRSCHFELDT, M. Manual de cavidades progresivas. Versión 2008 V1.p.7.

- ***Ventajas***

- Bajo capital de inversión.
- No posee válvulas internas ni trampas de gas.
- Instalación sencilla y bajos costos de mantenimiento.
- Es portátil y el equipo de superficie es ligero.
- Operación silenciosa del equipo.
- El sistema de bombeo puede funcionar en pozos desviados y horizontales.

- ***Desventajas***

- No es compatible con aromáticos.
- Posee un bajo manejo de sólidos.
- No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero.
- Solo cuenta con medida de amperaje de motor para detector de fallas.
- La unidad no tolera el calor debido al ablandamiento del material del estator.

2.1.4 Bombeo hidráulico tipo *jet*. La bomba hidráulica tipo *jet* es una variante del bombeo hidráulico y es el método técnicamente más sencillo de todos los sistemas de levantamiento artificial, el cual ha incrementado su aplicación debido a su flexibilidad y durabilidad. El sistema consta de una bomba tipo Venturi, la cual posee una boquilla, una garganta y un difusor (Figura 23). Esta bomba puede ser instalada de forma temporal o permanente en el completamiento del pozo (Lake & Clegg, 2007).

El principio de operación del bombeo hidráulico tipo *jet* se basa en la inyección de un fluido, denominado fluido motriz, hasta la profundidad de la bomba de fondo. Dicho fluido llega a la boquilla (*nozzle*) a una alta presión definida como P_N (Figura 24). En este punto, el fluido motriz a alta presión es dirigido a través de la boquilla, la cual transforma la energía potencial (presión) en energía cinética (fluido a alta velocidad), disminuyendo considerablemente la presión del fluido motriz (Petrie, 1985).

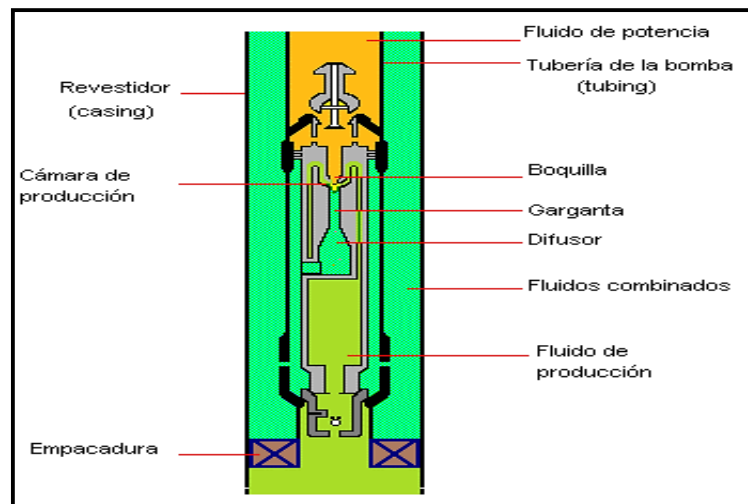


Figura 23. Sistema típico del bombeo hidráulico tipo *jet*. Adaptado de: RODRIGUEZ, W. y ROBLES, C. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. UIS. 2010.

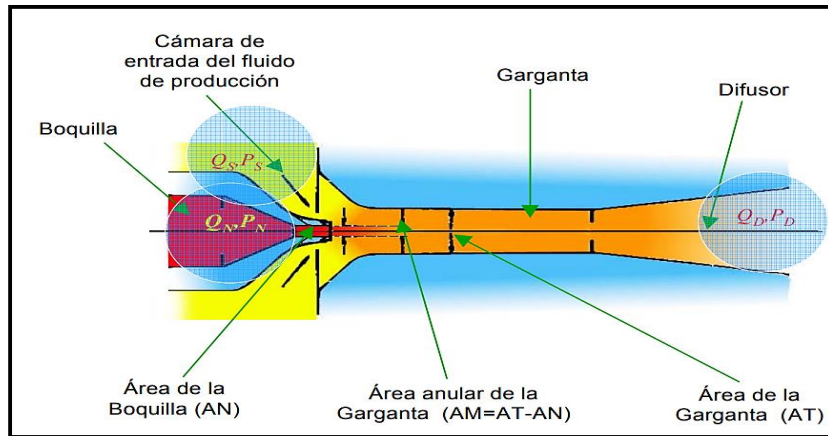


Figura 24. Principio de operación *jet pump*. Adaptado de: CASTILLO, V. Nomenclatura y formulación: Bombeo Hidráulico Jet. Maxi Oil & Gas. Venezuela.p.4.

La baja presión del fluido motriz permite que los fluidos del yacimiento entren al pozo y posteriormente a la bomba de fondo, a la presión P_s y a la tasa de producción Q_s . La alta velocidad (momentum) del fluido motriz se mezcla con la baja velocidad (momentum) de los fluidos producidos, en una sección de área constante denominada cámara de mezclado o garganta (*throat*) (**Figura 25**). A la mezcla de fluidos se le llama fluido de retorno (Petrie, 1985).

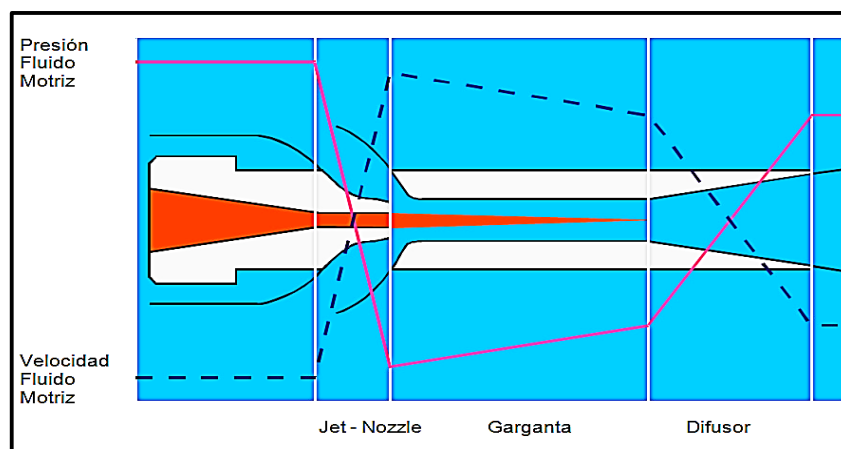


Figura 25. Intercambio de presión y velocidad en la bomba jet. Adaptado de: <https://www.oilwellgroup.net/servicios/bombeo-hidraulico-jet-y-piston>. [Consultado el 24 de septiembre de 2017].

- **Equipo de superficie.** En la figura 26 se pueden observar, de manera general, los principales equipos de superficie utilizados en el bombeo hidráulico tipo jet.

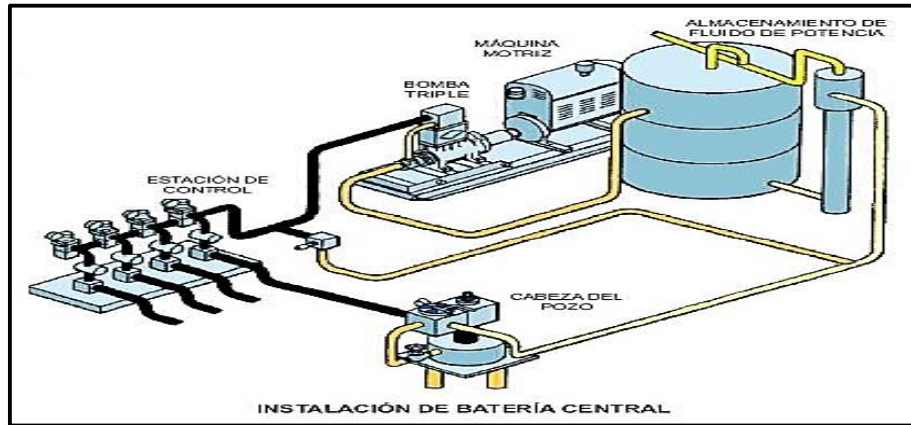


Figura 26. Equipos de superficie del bombeo hidráulico tipo *jet*. Adaptado de http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_4374.html. [Consultado el 25 de septiembre de 2017].

- **Equipo de subsuelo**

Bomba hidráulica tipo *jet*. La bomba *jet* es el componente principal de la completación de fondo y pueden ser de circulación directa o inversa. En una bomba de circulación directa, el fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y se produce por el espacio anular *tubing-casing*, mientras que en circulación inversa la inyección se da por el espacio anular y la producción se da por el *tubing*.

Camisas. Son equipos de comunicación o separación, los cuales son instalados en la tubería de producción. Pueden ser abiertos o cerrados mediante unidades de cable de acero (*wireline*) con la ayuda de una herramienta auxiliar llamada *shifting tool*.

Standing valve. Esta herramienta se aloja en el extremo inferior de la cavidad, y es necesario en sistemas abiertos para crear el efecto “U” y prevenir que el líquido que está circulando regrese

de nuevo al yacimiento. Esta válvula puede ser recuperada con una unidad auxiliar de *wireline*. Cuando el pozo está produciendo, sirve de asiento para las bombas.

Aisladores de zonas o *packers*. Son elementos cuyo mecanismo hidráulico o mecánico hacen que sellen las paredes del *casing* y el *tubing*, aislando zonas.

- ***Ventajas***

- En la bomba *jet* se presenta fácil ingreso de partículas sólidas abrasivas.
- Bajos costos de mantenimiento.
- Permite el manejo de producción de gas.
- Sus tasas de producción pueden llegar a ser muy flexibles (500 bpd).
- Puede operarse en pozos direccionales.

- ***Desventajas***

- La bomba *jet* requiere de una alta potencia para trabajar idóneamente.
- Para un sistema cerrado se requiere de un sistema de reacondicionamiento del fluido motriz.
- Constante mantenimiento de los equipos de superficie es requerido.
- Cuando hay bajas presiones a la entrada de la bomba, esta tiende a la cavitación.

2.1.5 Bombeo hidráulico tipo pistón. El bombeo hidráulico tipo pistón consiste en un arreglo reciprocante compuesto por una bomba y un motor (figura 27). El fluido de potencia, al ser inyectado, hace que el motor adquiera un movimiento reciprocante, utilizando agua o aceite como fluido de potencia. La bomba movida por el movimiento del motor, comienza a bombear hidrocarburos desde el pozo hacia la superficie junto con el fluido de potencia que sale del motor (Lake & Clegg, 2007).

En el bombeo hidráulico tipo pistón, el fluido motriz entra en la bomba por la parte superior, de tal forma que empuja el pistón hacia el extremo opuesto; cuando el pistón de la bomba termina su carrera, la varilla del pistón acciona la válvula motriz, la cual cambia el sentido de flujo del fluido motriz, permitiendo que este sea enviado a un extremo del cilindro y salga por su extremo contrario. Este movimiento se realiza de forma alternante y es transmitido al pistón inferior o pistón de producción, el cual genera el desplazamiento del fluido de producción, que ingresa al cilindro por la parte inferior de la bomba (Lake & Clegg, 2007).

Tabla 3.

Componentes básicos del bombeo hidráulico

Equipo de superficie	Equipo de subsuelo
Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores	Sistema de fluido de potencia o motriz
Bombas de superficie Múltiples de control	Standing valve
Válvulas de control	Motor de fondo
Lubricador	Bombas hidráulicas tipo pistón

Nota: Adaptado de CHOLET, Henri. Well Production. Paris.Technip, 2000.p. 366-371.

Bomba hidráulica tipo pistón. La bomba ubicada en fondo de pozo es la pieza fundamental en el sistema de bombeo hidráulico. Su funcionamiento se basa en el mismo principio que el bombeo mecánico pero, a diferencia de este, en el bombeo hidráulico la varilla que transmite el movimiento ascendente y descendente se encuentra al interior de la bomba. Las bombas de acción sencillas permiten el desplazamiento de fluido en un solo movimiento, sea ascendente o descendente (**figura 27**). Las bombas de doble acción, por el contrario, permiten el movimiento de fluido en ambas direcciones.

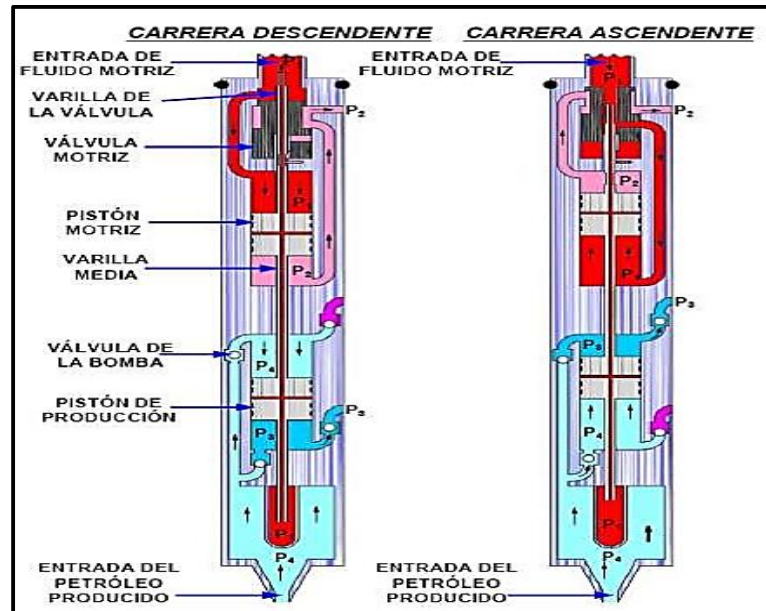


Figura 27. Bomba hidráulica tipo pistón. Adaptado de CHOLET, Henri. Well Production. Paris.Technip, 2000.

- **Ventajas**
 - En pozos con trayectorias curvadas, presenta problemas mínimos.
 - No intrusivo en lugares urbanos.
 - La fuente de energía se puede localizar remotamente.
 - Flexible, ya que puede generalmente igualar el desplazamiento a la capacidad del pozo a medida que el pozo declina.
- **Desventajas**
 - Presenta problemas con la alta producción de sólidos.
 - Los costos de operación son a veces más altos.
 - No es fácil para el personal de campo solucionar problemas.
 - Difícil obtener pruebas de pozo válidas en pozos de bajo volumen.

2.1.6 Levantamiento artificial por gas. Es un método de levantamiento artificial en el que se inyecta gas en la tubería de producción para reducir la presión hidrostática de la columna de fluido. La reducción resultante de la presión de fondo de pozo (*drawdown*) permite que los fluidos del yacimiento ingresen en el pozo con una tasa de flujo más alta (Economides, Hill, Economides, & Zhu, 2013).

El gas de inyección es transportado generalmente a través del espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción e ingresa en el tren de producción a través de una serie de válvulas de levantamiento artificial por gas (**figura 28**). La posición de la válvula de levantamiento artificial por gas, las presiones de operación y la tasa de inyección de gas son determinadas por las condiciones específicas del pozo (Economides et al., 2013). Existen dos tipos básicos de inyección de gas en pozos que usan este sistema de levantamiento artificial: continuo e intermitente (**figura 29**).

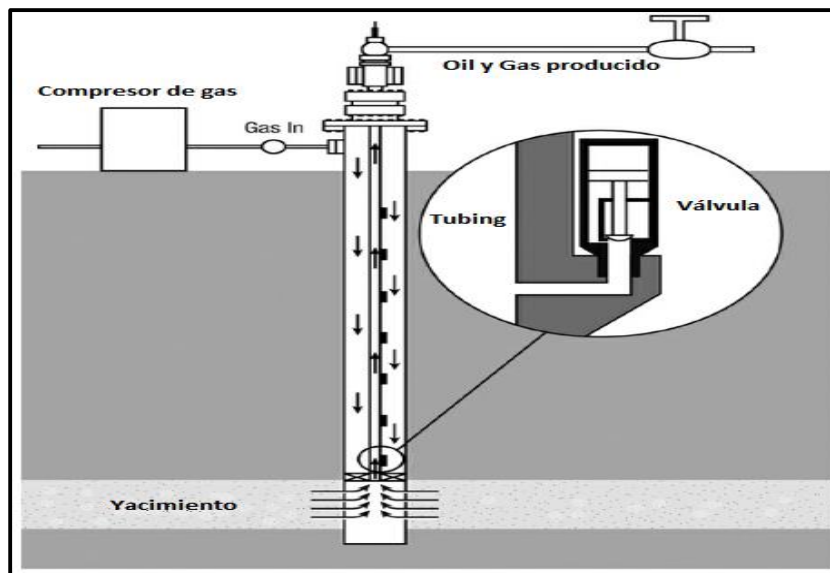


Figura 28. Esquema típico de instalación del sistema *gas lift*. Adaptado de ECONOMIDES, Michael J. Petroleum production system. (1st Edition). p. 524.

- **Flujo continuo.** El levantamiento de gas de flujo continuo complementa el gas producido con inyección de gas adicional para reducir la presión de admisión a la tubería, lo que resulta en una menor presión de formación también. El gas lift en flujo continuo se recomienda para pozos de BHP de alto volumen y alta presión estática en los que se pueden producir importantes problemas de bombeo con otros métodos de elevación artificial. (Economides et al., 2013).
- **Flujo intermitente.** El gas se inyecta a la tubería reductora en forma intermitente, con el propósito de producir la columna de fluidos en el pozo por etapas. La idea básica del flujo intermitente es permitir una acumulación de líquido en la tubería, al mismo tiempo de almacenar una cantidad de gas en el espacio anular y la línea de gas, y periódicamente desplazar el líquido de la tubería con el gas almacenado (Maggiolo, 2004).

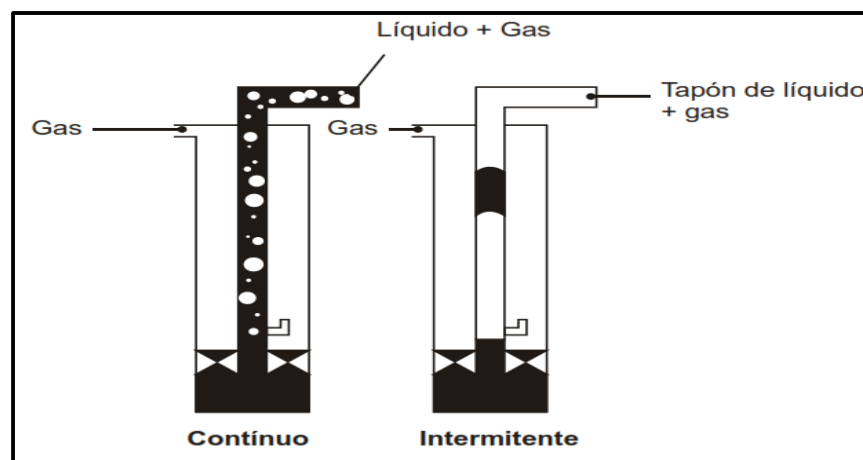


Figura 29. Tipos básicos del levamiento artificial por gas. Adaptado de Maggiolo, R. (2004). Gas Lift Básico.

- **Ventajas** (Lea & Nickens, 1999)
 - Puede manejar grandes volúmenes de sólidos con problemas menores.
 - Maneja grandes volúmenes en pozos con alto PI (elevación continua).

- La fuente de poder puede ser ubicada remotamente.
- A veces se puede reparar con una unidad *wireline*.
- La corrosión no suele ser tan adversa.
- **Desventajas** (Lea & Nickens, 1999)
 - El gas de elevación no siempre está disponible.
 - No es eficiente para levantar campos pequeños o un pozo.
 - Difícil de levantar crudos emulsionados y viscosos.
 - Problemas de congelación e hidrato de gas.
 - Algunas dificultades para analizar adecuadamente sin supervisión de ingeniería.

2.2 Métodos de selección

Dentro de la investigación realizada se pudo evidenciar los siguientes métodos de selección que de una u otra forma han influido en las últimas décadas en este tema, teniendo en cuenta diferentes parámetros, procedimientos y consideraciones metodológicas.

2.2.1 Método por curvas de desempeño. El principal objetivo que persigue esta metodología es utilizar y administrar las técnicas de levantamiento artificial existentes para maximizar el beneficio o rentabilidad obtenida. Cuando se habla de maximizar el beneficio, lo que se busca es que los sistemas de producción sean lo suficientemente flexibles para adaptarse a los continuos cambios en las condiciones de producción y rendimiento de las reservas, así como también para adaptarse a las limitaciones físicas y económicas (Platas, 2016).

La relación entre el caudal de producción del pozo (Q_o) y el consumo de potencia es de suma importancia para determinar el ritmo de producción que genere el beneficio máximo, y a las

representaciones gráficas (**figura 30**) de dicha relación (producción contra demanda de potencia) se les denomina curvas de desempeño de sistemas artificiales de producción (Platas, 2016).

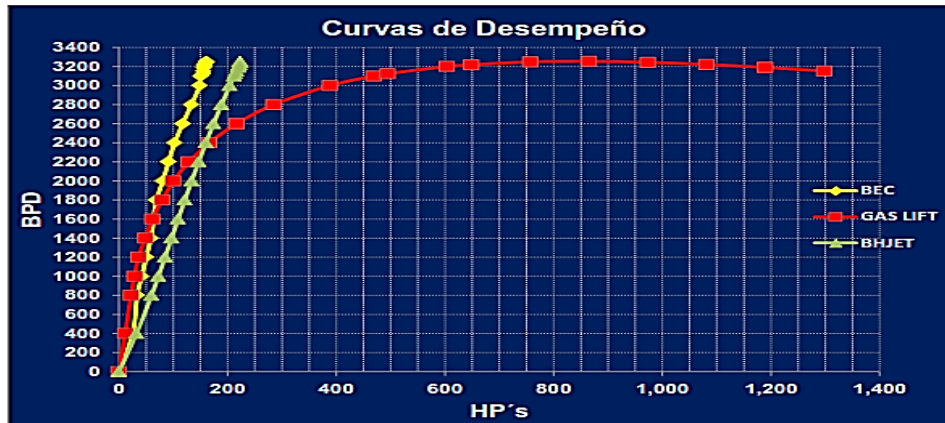


Figura 30. Potencia requerida vs. Tasas de producción por SLA. Adaptado de Platas, D. A. (2016). Metodología para la selección de un Sistema Artificial de Producción en pozos costa afuera mediante Curvas de Desempeño. UNAM.

2.2.2 Método por sistemas expertos. Los sistemas expertos surgen a mediados de los años sesenta y son útiles para resolver problemas que se basan en conocimiento. La mayoría de los sistemas expertos poseen unos componentes básicos: la base de conocimientos, que contiene el conocimiento especializado extraído del experto en el dominio, y el motor de inferencias, que es un programa que controla el proceso de razonamiento que seguirá el sistema experto, que, utilizando los datos que se le suministran, recorre la base de conocimientos para alcanzar una solución (Lea & Nickens, 1999; Platas, 2016). Dentro de los sistemas expertos más conocidos que se desarrollaron para la selección de SLA están:

- **OPUS** (Optimal Pumping Unit Search) creado por Valentine et al. (1988): como ventajas, este programa toma en cuenta problemas técnicos y financieros de cada sistema artificial (Fatahi, Jalalifar, Pourafshari, & Rostami, 2011).

- **SEDLA** creado por Espin et al. (1994): es un programa interactivo estructurado en tres módulos principales y una base de datos, los cuales, por encontrarse interconectados, permiten el flujo de información a través de cada uno de ellos. Los módulos principales son el módulo de preselección, diseño y evaluación económica (Espin, Gasbarri, & Chacin, 1994).

2.2.3 Método por árbol de decisión. Es un método analítico que a través de una representación esquemática de las alternativas disponibles facilita la toma de mejores decisiones, especialmente cuando existen riesgos, costos, beneficios y múltiples opciones.

Heinze (1995) usó “el árbol de decisión” para la selección de SLA. El factor más importante utilizado fue un análisis económico de largo tiempo. Además, la evaluación de los métodos artificiales se basó en los costos operacionales, la inversión primaria, el costo del tiempo de vida y la eficiencia energética. En última instancia, teniendo en cuenta estos factores, además del responsable de la toma de decisiones, se realizó la selección del SLA (Heinze & Herald W, 1995).

2.2.4 Método de comparación cualitativa (atributos). En 1993, Bucaram, Clegg y Hein estudiaron algunas de las características operacionales y de diseño de los SLA, categorizados en tres tipos. Se basaron en la comparación y el diseño de la capacidad general de los SLA, algunos factores operativos específicos y los métodos de levantamiento que probablemente causan algunos problemas específicos respectivamente (Clegg, Bucaram, & Hein, 1993).

Para hacer la selección se deben considerar varios parámetros; sin embargo, se debe tener en cuenta que hay parámetros clave para la selección, como la localización, los costos de energía y mantenimiento. Debido a lo anterior, para hacer la selección se requiere de un estudio económico completo donde se consideren los costos totales esperados durante la vida productiva del sistema (Clegg et al., 1993).

2.2.5 Modelos MCDM. MCDM (Multi Criteria Decision Making) se refiere a tomar decisiones en presencia de múltiples criterios, generalmente contradictorios. Los problemas de MCDM se pueden clasificar en general en dos categorías: toma de decisiones de atributos múltiples (MADM) y toma de decisiones objetivas múltiples (MODM), dependiendo de si el problema es de selección o diseño (Fatahi et al., 2011). Algunos métodos son los siguientes:

- SAW (Simple Additive Weighting).
- TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution).
- ELECTRE (ELimination Et Choix Traduisant la REalité).
- WPM (Weighted Product Model).
- VIKOR (VIšekriterijumsko KOMpromisno Rangiranje), compromise-ranking model.
- AHP (Analytic Hierarchy Process)

A continuación se describen los métodos TOPSIS, ELECTRE y AHP, debido a las aplicaciones que han tenido en el área de selección de SLA.

2.2.5.1 Método TOPSIS. El método TOPSIS fue desarrollado por Hwang y Yoon (1981). Este modelo se basa en el concepto de que la alternativa elegida debe tener la distancia euclidiana más corta de la solución ideal y la más lejana de la solución ideal negativa (Hwang y Yoon, 1981; Pimerol y Romero, 2000).

La solución ideal es una solución hipotética para la cual todas las alternativas relativas a los valores de atributo de criterio (V) corresponden a los valores máximos de atributo en la base de datos que comprende las soluciones satisfactorias. La solución ideal negativa es la solución hipotética para la cual las alternativas relativas a los valores de los atributos de los criterios (V_{ij}), corresponden a los valores mínimos de los atributos en la base de datos. TOPSIS proporciona una

solución que no solo está más cerca de la hipotéticamente mejor, sino también más alejada de la hipotéticamente peor alternativa (Rao, 2007).

2.2.5.2 Método ELECTRE. El método ELECTRE fue propuesto por Bernard Roy (1965) y es uno de los modelos de clasificación superior más importantes utilizados para la aplicación en problemas MCDM de la vida real, ya que se basa en la construcción y explotación de una “relación superior” mediante comparaciones por pares entre alternativas sobre los criterios de decisión, y a partir de ellas se obtiene un grado de “dominancia” o “superación” de una alternativa respecto de otra (Hwang y Yoon, 1981; Pimerol y Romero, 2000).

Este método utiliza el concepto de clasificación por comparaciones pareadas entre alternativas sobre los criterios apropiados. Se dice que una alternativa domina las otras si se cumplen uno o más criterios (en comparación con el criterio de otras alternativas) y es igual al criterio restante (Alemi, Jalalifar, Kamali, & Kalbasi, 2011).

2.2.5.3 Método AHP. Esta técnica fue elaborada por Thomas Saaty en 1972 (Gómez, 2005). El proceso analítico jerárquico trata directamente con pares ordenados de prioridades de importancia, preferencia o probabilidad de pares de elementos en función de un atributo o criterio común representado en la jerarquía de decisión (Thomas Saaty, 1998).

Consiste en la construcción de un modelo jerárquico, de manera eficiente y gráfica, que organiza la información respecto a un problema, desglosando y organizándola por partes, para visualizar los efectos de cambios en los niveles y poder así sintetizar (Gómez, 2005).

En cada nivel de la jerarquía se realizan comparaciones entre pares de elementos de ese nivel, teniendo en cuenta para ello la importancia o contribución de cada uno de ellos al elemento del nivel superior al que están ligados (Ceballos, Lamata, Pelta, & Sanchez, 2013). Cuando el grupo

consiste en expertos, cada uno elabora su propia jerarquía y el AHP combina los resultados por el promedio geométrico (Thomas Saaty, 1998).

Para el desarrollo del método, se establecen las prioridades entre alternativas/criterios: se asume que tenemos “n” acciones (alternativas/criterios) independientes y diferentes. El decisor es capaz de hacer comparaciones binarias entre las diferentes acciones. También se asume que la cuantificación de los juicios proporcionados por el decisor en pares de acciones (A_i, A_j) se representa en una matriz recíproca $n \times n$ (Ceballos et al., 2013).

2.2.6 Método por matriz de evaluación tecnológica (MET). Es un modelo basado en el proyecto original de gestión tecnológica realizado por Pugh Roberts Associates y en las actividades promovidas por un grupo interfilial de PDVSA asesorados por la empresa SRI Internacional, para la generación de una cartera de proyectos tecnológicos (Gómez, 2005).

La metodología de evaluación de opciones tecnológicas implementada por PDVSA se desarrolló a partir de criterios que miden los atributos cualitativos y cuantitativos, lo cual posibilita la evaluación y jerarquización en forma sistemática y objetiva, dentro de cualquier oportunidad tecnológica en las áreas de explotación, producción y cualquier otra relacionada al negocio (Gómez, 2005).

La MET comprende seis (6) fases:

1. Adaptación metodológica.
2. Selección y ponderación de criterios generales.
3. Definición y selección de criterios específicos.
4. Ponderación de criterios generales.
5. Evaluación y jerarquización de opciones tecnológicas.
6. Ponderación de criterios específicos.

2.3 Elección del método de selección

Para elegir un método de selección apropiado con el fin de preseleccionar los sistemas de levantamiento, hay que tener presente su adaptabilidad a las condiciones de un campo en fase exploratoria, donde una escasa información e incertidumbre en los datos iniciales de evaluación hacen parte de las condiciones a analizar. Para esta elección se tendrá en cuenta los principios técnicos, criterios de evaluación, ventajas y limitaciones de cada uno de los métodos de selección.

Los métodos que se han descrito anteriormente se analizaron de tal forma que en las siguientes tablas se detalla un resumen de los métodos que se consideraron convenientes para la preselección de los SLA. La comparación de estas tablas ayuda a evaluar la aplicación de cada método hacia los requerimientos de este proyecto.

Tabla 4.
Análisis del método por Sistema Experto SEDLA

Principios técnicos	Evaluación	Ventajas	Limitaciones
Trata de reflejar el comportamiento o razonamiento de los expertos, quienes toman decisiones en distintas actividades según su entrenamiento, experiencia y práctica profesional.	Para evaluar utiliza las reglas de producción como relaciones entre uno o más parámetros. Las reglas de producción son: -Reglas de iniciación, -Reglas de conocimiento y Reglas de cálculo.	Se expanden las aplicaciones de programación en distintas áreas donde el problema es considerado. El programa convencional requiere largo tiempo para diseñar la estructura del código y permitir su actualización.	El uso en pozos inclinados y horizontales es limitado. No considera la inyección de diluyentes en la producción de crudos pesados y extrapesados.
Se aplican reglas de producción como método de razonamiento. Aplica criterio de jerarquización de los métodos en la preselección técnica.	Emplea la preselección técnica mediante una actualización relativa, a través del tiempo, en factores como pericias adquiridas y cambios de tecnologías.	Es lo suficientemente flexible para permitir incorporación de avances técnicos y pericias adquiridas en los métodos de levantamiento.	No toma en cuenta la vinculación existente entre pozo / yacimiento (empuje hidráulico, gas en solución presencia de capa de gas, etc.). Este modelo desincorporó el Módulo de Evaluación Económica en la toma de decisiones.

Tabla 5.
Análisis del método MET

Principios técnicos	Evaluación	Ventajas	Limitaciones
<p>Se enfoca hacia la resolución de evaluaciones tecnológicas complejas que ameriten el tiempo y el esfuerzo que el proceso metodológico conlleva.</p> <p>Crea los mecanismos para apoyar oportunamente los procesos de toma de decisiones.</p> <p>Establecer canales que permitan la comunicación e intercambio entre el personal y los expertos técnicos.</p>	<p>Se realiza mediante las siguientes fases:</p> <p>1 Adaptación metodológica.</p> <p>2 Selección y ponderación de criterios generales.</p> <p>3 Definición y selección de criterios específicos.</p> <p>4 Ponderación de criterios generales.</p> <p>5 Evaluación y jerarquización de opciones tecnológicas.</p> <p>6 Ponderación de criterios específicos.</p>	<p>Se dispone de una matriz de evaluación validada por especialistas de la empresa.</p> <p>Posibilita la evaluación y jerarquización en forma sistemática y objetiva, dentro de cualquier tecnología en áreas de explotación, producción y otras relacionadas con esta rama.</p> <p>Tienen consideración de condiciones tecnológicas del área, riesgos e impactos de implantación y valor agregado financiero que genera el área.</p>	<p>No realiza una evaluación económica en la toma de decisiones. La metodología no está basada a la selección de los sistemas de levantamiento artificial.</p> <p>Puede ser poco práctica la manera de efectuar consultas, la búsqueda de consenso, elaboración de planillas, etc.</p> <p>Los criterios se enfocan más a la decisión de tipo gerencial que de carácter técnico.</p>

Tabla 6.
Análisis del método MCDM- TOPSIS

Principios técnicos	Evaluación	Ventajas	Limitaciones
<p>Se basa en el concepto de que la alternativa elegida debe tener la distancia euclidiana más corta de la solución ideal y la más lejana de la solución ideal negativa.</p> <p>En este método una solución ideal se define como un conjunto de niveles (o puntuaciones) ideal respecto a todos los atributos considerados de un determinado problema, aun cuando la solución ideal usualmente sea imposible o no sea factible de obtener.</p>	<p>Se construye una matriz de decisión, normalizada y ponderada.</p> <p>Define un índice de similitud o proximidad relativa, combinando los valores de la proximidad a la solución ideal positiva y la lejanía respecto a la solución ideal negativa.</p> <p>El método calcula para cada alternativa, las distancias ponderadas al ideal y al anti-ideal según un a métrica “p” escogida previamente. Finalmente, ordena las alternativas de acuerdo a su proximidad relativa.</p>	<p>Proporciona una solución que no solo está más cerca de la hipotéticamente mejor, sino también la más alejada hipotéticamente la peor alternativa.</p> <p>Su lógica es racional y entendible, el proceso es sencillo y estructurado en un algoritmo, permitiendo la búsqueda de las mejores alternativas para cada criterio con una fórmula matemática sencilla.</p>	<p>Presenta inconvenientes por el fenómeno del orden inverso. En este fenómeno el orden de las alternativas cambia cuando una alternativa es añadida o eliminada del problema de decisión.</p>

Tabla 7.
Análisis del método MCDM- ELECTRE

Principios técnicos	Evaluación	Ventajas	Limitaciones
<p>Se basa en la construcción y explotación de una "relación superior" mediante comparaciones por pares entre alternativas sobre los criterios de decisión y a partir de ellas se obtiene un grado de "dominancia" o "superación" de una alternativa respecto de otra.</p> <p>Este método utiliza el concepto de clasificación por comparaciones pareadas entre alternativas sobre los criterios apropiados.</p>	<p>La manera de seleccionar a una alternativa entre varias, es comparándolas con base a ciertos atributos o criterios de evaluación.</p> <p>Para cada criterio se establece una ponderación o peso de importancia, w.</p> <p>Usa la relación de superación y dos tablas o matrices (matrices de concordancia y discordancia) que aplican de manera normalizada los valores de las calificaciones y los pesos.</p>	<p>Se distingue sobre otras metodologías debido a su capacidad para incorporar la naturaleza difusa en la toma de decisiones, usando umbrales de indiferencia y preferencia.</p> <p>Utiliza la información disponible en forma muy intensiva, exigiendo muy poco al decisor. Permite evaluar las ventajas y desventajas relativas entre las alternativas en cada criterio y jerarquizarlas en un orden de preferencias. Da la libertad de analizar con la valoración de distintos pesos de criterios.</p>	<p>La construcción de la base de datos y la valoración del rendimiento o comportamiento de un criterio, depende en gran manera para generar una adecuada matriz de decisión.</p> <p>El análisis de los resultados puede ayudar a descartar alternativas por dominancia entre éstas, pero no a la elección de la mejor alternativa.</p>

Tabla 8.
Análisis del método MCDM-AHP

Principios técnicos	Evaluación	Ventajas	Limitaciones
<p>Está basado en la idea de que un problema de toma de decisión con criterios múltiples, se puede resolver mediante la jerarquización del problema planteado.</p> <p>Emplea una matriz con los datos y cuyos elementos son comparaciones pares de criterios. Trata de desmenuzar todo el problema y luego unir todas sus soluciones de los sub-problemas en una conclusión final.</p> <p>Representa el problema por medio de la definición de metas, criterios y alternativas.</p>	<p>Se realiza mediante la estructuración del problema como una jerarquía, combinaciones binarias, estableciendo prioridades, emitiendo juicios y las evaluaciones.</p> <p>Muestra ciertas inconsistencias resultantes de los juicios, cuantificándola permitiendo la reconsideración de los mismos. Resultado final. Síntesis. Análisis de sensibilidad.</p>	<p>La información que proporciona es redundante, peculiaridad que resulta ventajosa pues permite reducir los errores y obtener mayor consistencia.</p> <p>Es una técnica que sirve de complemento a otras, para el proceso de toma de decisiones. Es lo suficientemente flexible para permitir su revisión, expandir los elementos de la jerarquía y cambiar sus juicios.</p>	<p>Mientras más complejo es el problema en estudio mayor es el número de iteraciones que deben efectuarse.</p> <p>El método no puede mantener el orden de preferencia luego de la adición o eliminación de una alternativa.</p> <p>Cuando las variables a ser evaluadas no son del mismo orden de magnitud, deben efectuarse técnicas de agrupación, de manera que las comparaciones se efectúen dentro de los mismos grupos.</p>

En la información analizada de los métodos de selección (investigación y análisis realizado en las tablas) no es fácil encontrar el manejo de la incertidumbre o la adaptabilidad de las metodologías frente a los datos a evaluar. No obstante, el método ELECTRE se distingue sobre otras metodologías debido a su capacidad para incorporar la naturaleza difusa en la toma de decisiones, usando umbrales de indiferencia y preferencia (Figueira, Mousseau, & Roy, 2005), lo que puede ayudar a que, con base en la información suministrada al método, este podría relacionar sin mayor problema la superioridad de algunos SLA.

De acuerdo con Rogers et al. (2010), el modelo ELECTRE es fácilmente aplicable a los problemas de elección de opciones para los proyectos y tiene una visión más clara de las alternativas al eliminar las menos favorables. Lo que proporcionaría las características propicias para una correcta preselección de los SLA.

Cabe resaltar que, en referencia a ELECTRE III, que se diseñó con el objetivo de hacer frente a datos inexactos, imprecisos, inciertos o indeterminados, este objetivo se logró realmente y ELECTRE se empleó con éxito durante las últimas dos décadas en una amplia gama de aplicaciones de la vida real (Figueira et al., 2005).

ELECTRE es más que solo un método de selección, es una filosofía de ayuda a la decisión; Roy (2007) analiza ampliamente esta filosofía. Sin embargo, solo se trabajará en lo que se ha avanzado en el área de selección de SLA en la industria petrolera. Es importante señalar que ELECTRE no se presenta como el “mejor” método de selección, sino como una herramienta útil que se adapta al presente trabajo debido al adecuado manejo de la incertidumbre de los datos de campo, según su filosofía estudiada y a la elección objetiva de los mejores sistemas de levantamiento.

Seguidamente, se expone una pequeña profundización teórica acerca del método elegido con el objetivo de conocer más el modelo ELECTRE:

El método ELECTRE fue ideado en 1965 y más tarde se lo denominó ELECTRE I. En ese mismo año (julio de 1965), se presentó por primera vez el nuevo método de clasificación de criterios múltiples en una conferencia, en Roma (Italia). Poco después de su aparición, se descubrió que ELECTRE I tenía éxito cuando se aplicaba a una extensa gama de campos pero el método no se conoció ampliamente hasta 1968, cuando se publicó en RIRO, la *Revue d'Informatique et de Recherche Opérationnelle* (Figueira et al., 2005).

En las últimas tres décadas se han desarrollado seis versiones oficiales de este método, ELECTRE I, II, III, IV, Tri e Is. En cada versión del método, las alternativas de decisión son evaluadas en términos de los criterios múltiples; siendo cada criterio una medida de las preferencias del decisor de acuerdo con algún punto de vista. La versión del modelo ELECTRE que se debe emplear depende, esencialmente, de los tipos de criterios involucrados. La definición de estos criterios es de vital importancia y relevancia para la adecuada comprensión del método (Figueira et al., 2005).

2.4 Procedimiento de aplicación del método ELECTRE

El procedimiento desarrollado para esta investigación está basado en Fatahi et al. (2011), Alemi et al. (2010) y en Rao (2007). Este procedimiento ha sido validado en la industria del petróleo con varios campos petrolíferos tales como el Iraní Salman, Nosrat y Kuh-E-Mond (MD-6), expresando una considerable concordancia entre los resultados finales del modelo ELECTRE y los resultados operacionales de los campos.

Paso 1. Establecer una **matriz de decisión** (DM) formada por Alternativas (A) y Criterios (C).

$$\begin{array}{cccc}
 & C_1 & C_2 & \dots & C_n \\
 A_1 & x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1n} \\
 A_2 & x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2n} \\
 \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\
 A_m & x_{m1} & x_{m2} & \dots & x_{mn}
 \end{array} \tag{2.1}$$

Donde; A_1, A_2, \dots, A_m son alternativas posibles entre las que los responsables de la toma de decisiones (Decision-Maker) tienen que elegir; C_1, C_2, \dots, C_n son criterios con los que se miden los resultados alternativos; X_{ij} es la calificación de alternativa A_i con respecto al criterio C_j (Fatahi et al., 2011).

Paso 2. Determinar la **matriz de decisión normalizada** (N). La normalización traduce los datos medidos con varias unidades, por ejemplo, puntos y porcentajes en valores adimensionales ponderados de diferentes criterios. El valor normalizado n_{ij} se calcula como:

$$n_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m (X_{ij})^2}} \quad j = 1, 2, \dots, n \tag{2.2}$$

Paso 3. Calcular la **matriz de decisión normalizada ponderada** (V). El valor normalizado ponderado es v_{ij} , calculado como:

$$v_{ij} = W_j * n_{ij} \quad , i = 1, 2, \dots, m, j = 1, 2, \dots, n \tag{2.3}$$

Donde; W_j es el peso del j-ésimo criterio.

Paso 4. Determinar la **matriz de concordancia** (I): el cálculo para la asociación del índice de concordancia (S_{kl}) que muestra la suma de todos los pesos para aquellos criterios donde el puntaje

de rendimiento de la alternativa “k” es al menos igual al de la alternativa “i” es el siguiente (Mohamadi et.al., 2011):

$$S_{kl} = \{j | v_{kj} \geq v_{ij}\}, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (2.4)$$

Los elementos de la matriz de concordancia I_{kl} son calculados:

$$I_{kl} = \sum_{j \in S_{kl}} W_j, \quad \sum_{j=1}^n w_j = 1 \quad (2.5)$$

Paso 5. Formar la **matriz de discordancia (NI)**: el índice de discordancia D_{kl} mide el grado en el cual la alternativa “k” es peor que la alternativa “i”, el cálculo del valor establecido para las discordancias matriciales asociadas con el atributo es el siguiente (Fatahi et al., 2011):

$$D_{kl} = \{j | v_{kj} < v_{ij}\}, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (2.6)$$

Los elementos de matriz de disconcordancia $NI_{k,l}$ son calculados:

$$NI_{k,l} = \frac{\max |V_{kj} - V_{lj}|_{j \in D_{k,l}}}{\max |V_{kj} - V_{lj}|_{j \in J}} \quad (2.7)$$

Paso 6. Construir la **matriz de dominancia concordante (F)**; esta es calculada comparando los valores de concordancia con un valor umbral \bar{I} . Si el valor existente es mayor que el umbral de concordancia al comparar alternativas en la matriz de concordancia, entonces se asignará “1” a sí mismo, y si es menor que el umbral de concordancia, asignará “0” (Alemi et al., 2011).

El valor del umbral de concordancia se calcula de la siguiente manera:

$$\bar{I} = \sum_{k=1}^m \sum_{l=1}^m \frac{I_{k,l}}{m(m-1)} \quad (2.8)$$

La matriz dominante concordante F es calculada en base a los elementos dominantes:

$$F_{kl} = \begin{cases} 1, & I_{kl} \geq \bar{I} \\ 0, & I_{kl} < \bar{I} \end{cases} \quad (2.9)$$

Paso 7. Construir la **matriz dominante de discordancia (G)**; similarmente esta puede ser calculada con ayuda de los índices de discordancia y del valor umbral \bar{I} . La matriz G se determina como la discordancia dominante:

El valor del umbral de discordancia se calcula de la siguiente manera:

$$\bar{D} = \sum_{k=1}^m \sum_{l=1}^m \frac{D_{k,l}}{m(m-1)} \quad (2.10)$$

La matriz dominante discordante G es calculada en base a los elementos dominantes:

$$G_{kl} = \begin{cases} 0, & D_{kl} \geq \bar{D} \\ 1, & D_{kl} < \bar{D} \end{cases} \quad (2.11)$$

Paso 8. Determinar la **matriz de dominancia agregada (H)**; es la intersección de la matriz dominante concordante y de la matriz dominante discordante. La matriz toma valores de 0 o 1 y muestra una preferencia parcial por orden de alternativas:

$$H_{kl} = F_{k,l} * G_{k,l} \quad (2.12)$$

La columna matriz global que posee el número mínimo de valores unitarios "1" (o la suma de columna mínima) se ha considerado como la mejor alternativa para la selección (Rao, 2007).

2.5 Aplicación del método ELECTRE

Para realizar la aplicación del método se necesita definir los sistemas de levantamiento artificial que van a participar del proceso de preselección, al igual que el número y tipo de criterios de

evaluación. Los sistemas de levantamiento que se le eligieron están basados en el uso común de ellos en la cuenca de los Llanos Orientales, así como en Colombia (**tabla 9**). Sin embargo, no es descartable el uso de otros sistemas, como los combinados o los no convencionales, para estudios posteriores que ayuden al desarrollo del área de estudio.

Tabla 9.

SLA para la preselección usando el método ELECTRE.

Alternativa	SLA	Abrev.
A ₁	Bombeo Mecánico	MEC
A ₂	Bombeo Electrosumergible	ESP
A ₃	Bombeo de Cavidades Progresivas	PCP
A ₄	Bombeo Hidráulico tipo Pistón	HPP
A ₅	Bombeo Hidráulico tipo Jet	HJP
A ₆	Levantamiento Artificial por Gas	GL

En la **tabla 10** se observan los criterios de evaluación y los pesos correspondientes con los que el método ELECTRE contará para preseleccionar los sistemas anteriormente descritos. Cada sistema de levantamiento posee diversas características que lo hacen diferente respecto al otro, por lo cual es importante calificar o asignar una puntuación de desempeño del SLA con base en unos criterios de evaluación. Estas puntuaciones, al igual que los rangos de calificación (**tabla 11**), están disponibles en el **apéndice A**, basadas en la investigación de Muñoz Á. y Torres E. (2007).

De manera práctica y con el objetivo de analizar los resultados de la aplicación del método ELECTRE, se creó una herramienta *software* “ELECTRE 1.0” desarrollada bajo la plataforma Java, la cual integra la sección de ingreso de datos (20 criterios) con los respectivos pesos de decisión, la matriz decisional del caso, los resultados del paso a paso del procedimiento de aplicación y las respectivas figuras de análisis del resultado final (**apéndice B**).

Tabla 10.

Criterios y pesos de selección del método ELECTRE.

CRITERIO	DESCRIPCIÓN	Abrev.	PESO (W) %
C ₁	Tasa de producción	Q (BPD)	10.500
C ₂	Número de pozos	NW	3.500
C ₃	Profundidad de pozo	Dep (ft)	10.500
C ₄	Diámetro interno del casing	Csg (in)	4.167
C ₅	Inclinación del pozo	Inc (°)	4.167
C ₆	Severidad del cambio angular	Dog (ft/100)	3.833
C ₇	Presión de fondo fluyendo	Pwf (psi)	4.167
C ₈	Temperatura	T (°F)	4.167
C ₉	Tipo de completamiento	Comp	2.833
C ₁₀	Tipo de recobro	Recov	2.833
C ₁₁	Agua y sedimentos	BSW (%)	10.500
C ₁₂	Viscosidad del fluido producido	Visc (cp)	4.500
C ₁₃	Presencia de fluidos corrosivos	Fcor	3.167
C ₁₄	Contenido de arena abrasiva	Sand (ppm)	4.500
C ₁₅	Relación gas -aceite producido	GOR (scf/stb)	10.500
C ₁₆	Presencia de contaminantes	Cont	2.833
C ₁₇	Tratamientos aplicados	Treat	3.167
C ₁₈	Ubicación de la locación	Loc	4.167
C ₁₉	Energía	Ener	3.167
C ₂₀	Espacio dentro de la locación	Space	2.833

Nota: Pesos adaptados de Muñoz, Á. F., & Torres, E. (2007). Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Universidad Industrial de Santander.

Tabla 11.**Rango calificativo para la matriz de decisión ELECTRE**

Rango	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Valor numérico	0	1	2	3	4	5

2.5.1 Preselección de los SLA para el caso 1. Los datos que fueron analizados para el caso 1 se resumen en la tabla 12. Estos datos serán utilizados para el desarrollo de la metodología anteriormente descrita (8 pasos). Además, se puede constatar la corrida del software ELECTRE 1.0 para este caso en el apéndice B.

Tabla 12.

Datos de evaluación del Caso 1

Criterios	Abrev.	Dato
C ₁	Q (BPD)	570
C ₂	NW	1
C ₃	Dep (ft)	5935
C ₄	Csg (in)	7
C ₅	Inc (°)	1.42
C ₆	Dog (ft/100)	1.28
C ₇	Pwf (psi)	950
C ₈	T (°F)	170
C ₉	Comp	Simple
C ₁₀	Recov	Primario
C ₁₁	BSW (%)	2
C ₁₂	Visc (cp)	7
C ₁₃	Fcor	NO
C ₁₄	Sand (ppm)	2
C ₁₅	GOR (scf/stb)	15
C ₁₆	Cont	Leve
C ₁₇	Treat	Sin tratamiento
C ₁₈	Loc	Onshore
C ₁₉	Ener	Generada
C ₂₀	Space	Standard

Paso 1. Matriz de decisión: de acuerdo a los datos de la **tabla 12**, se realizó una clasificación de los criterios en los rangos establecidos del **apéndice A** para cada alternativa y con ello se obtuvo una matriz de decisión de dimensión 6 x 20 ($m = 6$ y $n = 20$), tal como se observa en la **tabla 13**.

Tabla 13.

Matriz de decisión (DM) para el caso 1.

	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂	C ₁₃	C ₁₄	C ₁₅	C ₁₆	C ₁₇	C ₁₈	C ₁₉	C ₂₀
A ₁	3	4	3	2	5	5	1	4	5	5	5	3	5	5	5	3	5	4	3	3
A ₂	3	4	4	4	5	5	5	4	5	5	5	5	5	5	5	4	5	5	0	5
A ₃	4	4	2	2	5	5	5	4	5	5	5	1	5	5	5	4	5	5	2	5
A ₄	5	2	2	3	5	5	4	4	5	4	5	5	5	5	5	3	3	5	3	5
A ₅	5	2	2	3	5	5	5	4	5	4	5	5	5	5	5	4	3	5	3	5
A ₆	2	0	3	4	5	5	3	4	5	5	5	1	5	5	0	4	5	4	3	5

Paso 2. Normalización de la matriz de decisión: utilizando la ecuación 2.2 se obtiene la matriz normalizada.

Tabla 14.

Matriz de decisión normalizada (N) para el caso 1.

	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂	C ₁₃	C ₁₄	C ₁₅	C ₁₆	C ₁₇	C ₁₈	C ₁₉	C ₂₀
A ₁	0.32	0.53	0.44	0.26	0.41	0.41	0.10	0.41	0.41	0.44	0.41	0.32	0.41	0.41	0.45	0.33	0.46	0.35	0.47	0.26
A ₂	0.32	0.53	0.59	0.53	0.41	0.41	0.50	0.41	0.41	0.44	0.41	0.54	0.41	0.41	0.45	0.44	0.46	0.44	0.00	0.43
A ₃	0.43	0.53	0.29	0.26	0.41	0.41	0.50	0.41	0.41	0.44	0.41	0.11	0.41	0.41	0.45	0.44	0.46	0.44	0.32	0.43
A ₄	0.53	0.27	0.29	0.39	0.41	0.41	0.40	0.41	0.41	0.35	0.41	0.54	0.41	0.41	0.45	0.33	0.28	0.44	0.47	0.43
A ₅	0.53	0.27	0.29	0.39	0.41	0.41	0.50	0.41	0.41	0.35	0.41	0.54	0.41	0.41	0.45	0.44	0.28	0.44	0.47	0.43
A ₆	0.21	0.00	0.44	0.53	0.41	0.41	0.30	0.41	0.41	0.44	0.41	0.11	0.41	0.41	0.00	0.44	0.46	0.35	0.47	0.43

Paso 3. Matriz de decisión normalizada ponderada: Esta matriz se calcula utilizando la ecuación 2.3, donde los valores de W_j son encontrados en la tabla 10.

Tabla 15.

Matriz de decisión normalizada (V) ponderada para caso 1.

	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂	C ₁₃	C ₁₄	C ₁₅	C ₁₆	C ₁₇	C ₁₈	C ₁₉	C ₂₀
A ₁	0.03	0.02	0.05	0.01	0.02	0.02	0.00	0.02	0.01	0.01	0.04	0.01	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01
A ₂	0.03	0.02	0.06	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.04	0.02	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.02	0.00	0.01
A ₃	0.04	0.02	0.03	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.04	0.00	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01
A ₄	0.06	0.01	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.04	0.02	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01
A ₅	0.06	0.01	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.04	0.02	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01
A ₆	0.02	0.00	0.05	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.01	0.04	0.00	0.01	0.02	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01

Paso 4. Matriz de concordancia: para determinar la matriz de concordancia, tal como se explica en el paso a paso, se crea una matriz de índices de concordancia y con las ecuaciones 2.4 y 2.5 se calcula cada uno de los elementos I_{kl} .

Tabla 16.

Matriz de concordancia (I) para el caso 1.

	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆
A ₁		0.67	0.76	0.70	0.67	0.86
A ₂	0.97		0.86	0.86	0.86	0.97
A ₃	0.82	0.81		0.78	0.78	0.82
A ₄	0.80	0.69	0.84		0.93	0.77
A ₅	0.80	0.76	0.91	1.00		0.79
A ₆	0.71	0.52	0.67	0.63	0.63	

Paso 5. Matriz de discordancia: Similarmente, en este paso se calculan primero los índices de discordancia con la ecuación 2.7, para luego formar la matriz de discordancia con la ecuación 2.6.

Tabla 17.

Matriz de discordancia (NI) para el caso 1.

	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆
A ₁		1.00	1.00	1.00	1.00	0.23
A ₂	0.91		0.36	0.72	0.72	0.32
A ₃	0.93	1.00		1.00	1.00	0.33
A ₄	0.69	1.00	0.48		1.00	0.33
A ₅	0.69	1.00	0.48	0.00		0.33
A ₆	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	

Paso 6. Matriz de dominancia concordante. El resultado del umbral de concordancia calculado con la ecuación 2.8 fue;

$$\bar{I} = 0.787$$

Este valor se compara con cada uno de los elementos de la matriz de concordancia, tal como lo expresa la ecuación 2.9 para formar los elementos dominantes (F_{kl}):

Tabla 18.

Matriz de dominancia concordante (F) para el caso 1.

	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆
A ₁	0	0	0	0	0	1
A ₂	1	0	1	1	1	1
A ₃	1	1	0	0	0	1
A ₄	1	0	1	0	1	0
A ₅	1	0	1	1	0	1
A ₆	0	0	0	0	0	0

Paso 7. Matriz de dominancia discordante (G). Similarmente al anterior paso se calcula un umbral de discordancia ($\bar{I}D$) con la ecuación 2.10.

$$\bar{I}D = 0.748$$

Este umbral es utilizado en la ecuación 2.11 para determinar los elementos dominantes (g_{kl}) de la matriz de discordancia.

Tabla 19.

Matriz de dominancia discordante (G) para el caso 1.

	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆
A ₁	1	0	0	0	0	1
A ₂	0	1	1	1	1	1
A ₃	0	0	1	0	0	1
A ₄	1	0	1	1	0	1
A ₅	1	0	1	1	1	1
A ₆	0	0	0	0	0	1

Paso 8. Matriz de dominancia agregada. Finalmente, utilizando las matrices dominantes (discordante y concordante) se calcula la matriz H con la ecuación 2.12. Estos resultados finales son mostrados en la **tabla 20**.

Tabla 20.

Matriz de dominancia agregada (H) para el caso 1.

	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆
A ₁	0	0	0	0	0	1
A ₂	0	0	1	1	1	1
A ₃	0	0	0	0	0	1
A ₄	1	0	1	0	0	0
A ₅	1	0	1	1	0	1
A ₆	0	0	0	0	0	0

Dados los resultados por columna de la matriz H (**tabla 20**) y la aplicación del *software* ELECTRE 1.0, se puede detallar el resultado del gráfico de barras (**figura 31**) que expresa la calificación más alta para los sistemas ESP y HJP (**tabla 21**); igualmente, este resultado se corrobora con el análisis del grafo que confirma la dominancia de estas alternativas respecto a las

otras. Por lo tanto, los resultados de la aplicación del método ELECTRE, para el caso 1, determinan que los sistemas preseleccionados son: **ESP** y **HJP**.

Tabla 21.

Resultados de los sistemas evaluados para el caso 1

<i>MEC</i>	<i>ESP</i>	<i>PCP</i>	<i>HPP</i>	<i>HJP</i>	<i>GL</i>
0.67	1.00	0.50	0.67	0.83	0.33

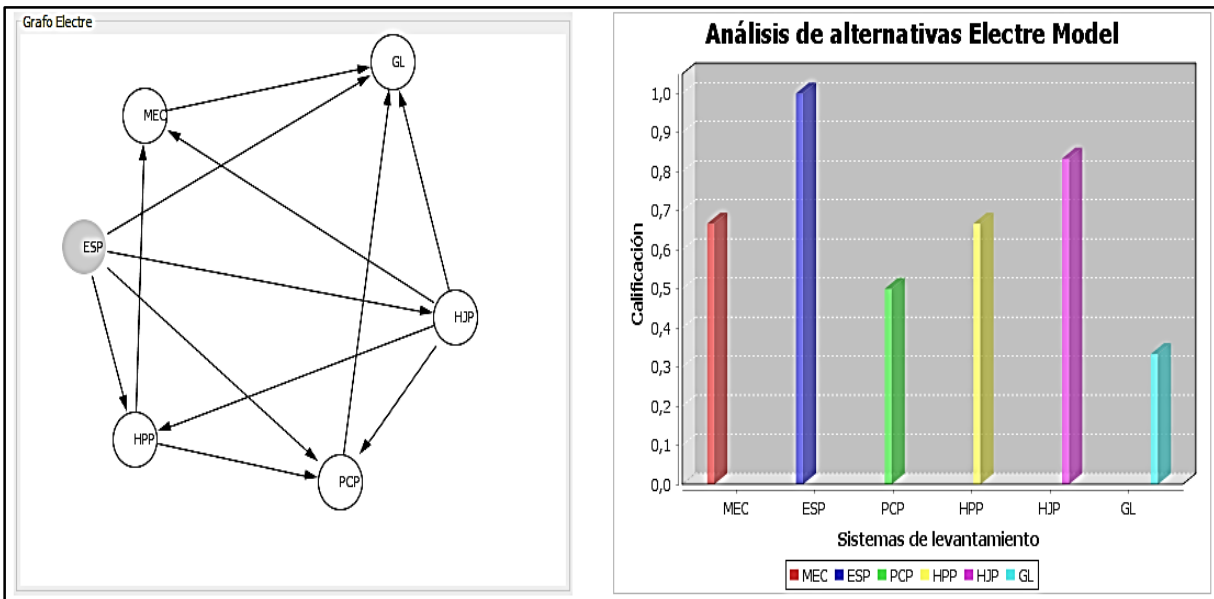


Figura 31. Análisis de preselección para el caso 1.

2.5.2 Preselección de los SLA para el caso 2. Los datos correspondientes para evaluar el caso 2 se muestran en la tabla 22. Con estos datos se obtiene la matriz de decisión con el software ELECTRE 1.0 (figura 32) y los resultados detallados del caso en el apéndice B.

Tabla 22.

Datos de evaluación del caso 2.

Crterios	Abrev.	Dato
C ₁	Q (BPD)	700
C ₂	NW	1
C ₃	Dep (ft)	5650
C ₄	Csg (in)	7
C ₅	Inc (°)	24.38
C ₆	Dog (ft/100)	2
C ₇	Pwf (psi)	1081
C ₈	T (°F)	160
C ₉	Comp	Simple
C ₁₀	Recov	Primario
C ₁₁	BSW (%)	10
C ₁₂	Visc (cp)	9
C ₁₃	Fcor	NO
C ₁₄	Sand (ppm)	6
C ₁₅	GOR (scf/stb)	15
C ₁₆	Cont	Leve
C ₁₇	Treat	Sin tratamiento
C ₁₈	Loc	Onshore
C ₁₉	Ener	Generada
C ₂₀	Space	Standard

Altern...	Q (BPD)	NW	Dep (ft)	Csg (I...	Inc (°)	Dog (...	Pwf (...	T (°F)	Comp	Recov	BSW (...	Visc (cp)	Fcor	Sand ...	GOR (...	Cont	Treat	Loc	Ener	Space
MEC	3.0	4.0	3.0	2.0	2.0	5.0	1.0	4.0	5.0	5.0	5.0	3.0	5.0	5.0	5.0	3.0	5.0	4.0	3.0	3.0
ESP	3.0	4.0	4.0	4.0	4.0	5.0	5.0	4.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	4.0	5.0	4.0	5.0	5.0	0.0	5.0
PCP	4.0	4.0	2.0	2.0	0.0	5.0	4.0	4.0	5.0	5.0	4.0	1.0	5.0	5.0	5.0	4.0	5.0	5.0	2.0	5.0
HPP	4.0	2.0	2.0	3.0	2.0	5.0	4.0	4.0	5.0	4.0	5.0	5.0	5.0	4.0	5.0	3.0	3.0	5.0	3.0	5.0
HJP	5.0	2.0	2.0	3.0	2.0	5.0	4.0	4.0	5.0	4.0	5.0	5.0	5.0	4.0	5.0	4.0	3.0	5.0	3.0	5.0
GL	2.0	0.0	3.0	4.0	5.0	5.0	4.0	4.0	5.0	5.0	5.0	1.0	5.0	5.0	0.0	4.0	5.0	4.0	3.0	5.0

Figura 32. Matriz de decisión (DM) para el caso 2.

Los resultados de la aplicación del método se observan en la **figura 33**, donde se analiza que los sistemas ESP y HJP obtienen una calificación máxima sobre las otras alternativas y el sistema MEC también obtiene una notable calificación de 0.83/1 (**tabla 23**). Si analizamos estos sistemas en el grafo, se resalta que el ESP y HJP dominan por igual tres alternativas mientras el MEC es dominado por el HJP y solo domina al GL.

Finalmente, se eligen los sistemas **ESP y HJP** como las alternativas preseleccionadas ante los datos evaluados de este caso, por considerarse los SLA con el mejor puntaje y dominancia frente a las otras alternativas.

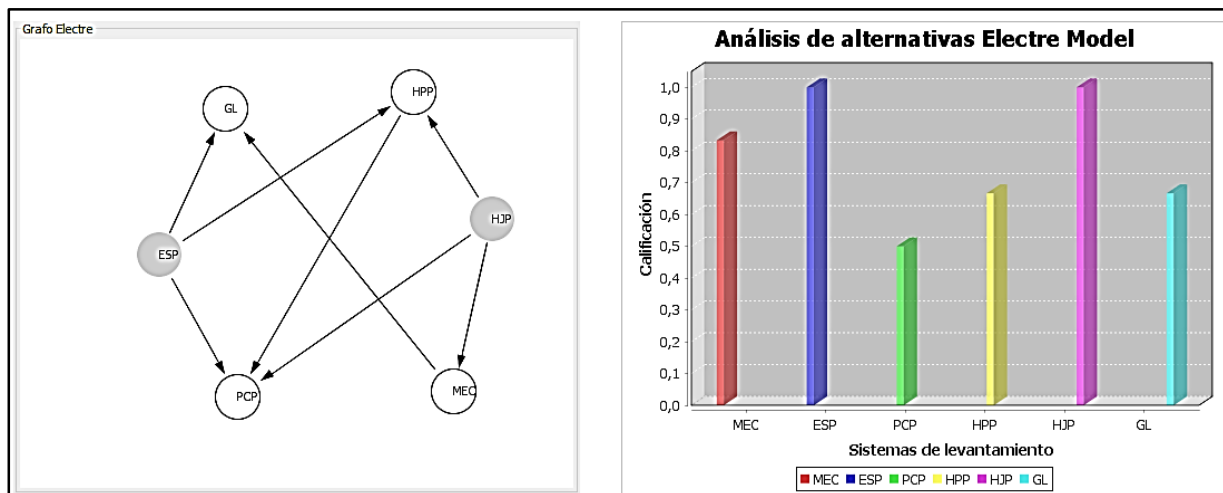


Figura 33. Análisis de preselección para el caso 2.

Tabla 23.

Resultado final del método ELECTRE para el caso 2.

<i>Sistemas de levantamiento artificial</i>					
<i>MEC</i>	<i>ESP</i>	<i>PCP</i>	<i>HPP</i>	<i>HJP</i>	<i>GL</i>
<i>0.83</i>	<i>1.00</i>	<i>0.50</i>	<i>0.67</i>	<i>1.00</i>	<i>0.67</i>

2.5.3 Preselección de los SLA para el caso 3. Los datos correspondientes para evaluar el caso 3 se muestran en la tabla 24. La matriz de decisión (figura 34) y los detalles de la corrida del método para este caso se pueden observar en el apéndice B.

Tabla 24.

Datos de evaluación del caso 3.

Criterios	Abrev.	Dato
C ₁	Q (BPD)	650
C ₂	NW	1
C ₃	Dep (ft)	5350
C ₄	Csg (in)	7
C ₅	Inc (°)	0.78
C ₆	Dog (ft/100)	0.31
C ₇	Pwf (psi)	1110
C ₈	T (°F)	160
C ₉	Comp	Simple
C ₁₀	Recov	Primario
C ₁₁	BSW (%)	18
C ₁₂	Visc (cp)	12
C ₁₃	Fcor	NO
C ₁₄	Sand (ppm)	3
C ₁₅	GOR (scf/stb)	15
C ₁₆	Cont	Leve
C ₁₇	Treat	Sin tratamiento
C ₁₈	Loc	Onshore
C ₁₉	Ener	Generada
C ₂₀	Space	Standard

Altern...	Q (BPD)	NW	Dep (ft)	Csg (l...)	Inc (°)	Dog (...)	Pwf (...)	T (°F)	Comp	Recov	BSW (...)	Visc (cp)	Fcor	Sand ...	GOR (...)	Cont	Treat	Loc	Ener	Space
MEC	3.0	4.0	3.0	2.0	5.0	5.0	1.0	4.0	5.0	5.0	4.0	3.0	5.0	5.0	5.0	3.0	5.0	4.0	3.0	3.0
ESP	3.0	4.0	4.0	4.0	5.0	5.0	5.0	4.0	5.0	5.0	5.0	4.0	5.0	5.0	5.0	4.0	5.0	5.0	0.0	5.0
PCP	4.0	4.0	2.0	2.0	5.0	5.0	4.0	4.0	5.0	5.0	3.0	1.0	5.0	5.0	5.0	4.0	5.0	5.0	2.0	5.0
HPP	4.0	2.0	2.0	3.0	5.0	5.0	4.0	4.0	5.0	4.0	4.0	5.0	5.0	4.0	5.0	3.0	3.0	5.0	3.0	5.0
HJP	5.0	2.0	2.0	3.0	5.0	5.0	4.0	4.0	5.0	4.0	4.0	4.0	5.0	4.0	5.0	4.0	3.0	5.0	3.0	5.0
GL	2.0	0.0	3.0	4.0	5.0	5.0	4.0	4.0	5.0	5.0	4.0	2.0	5.0	5.0	0.0	4.0	5.0	4.0	3.0	5.0

Figura 34. Matriz de decisión (DM) para el caso 3.

Al igual que en los casos restantes aplicamos el software ELECTRE 1.0 y se obtiene los resultados de la figura 35. Para este caso, el sistema ESP lidera la relación de superioridad frente a las otras alternativas siendo de analizar el igual puntaje (0.83/1) entre el MEC y el HJP (tabla 25). Si se analizan estos sistemas en el grafo, el ESP y HJP dominan cuatro alternativas y el MEC es dominado por el HJP y solo domina al GL.

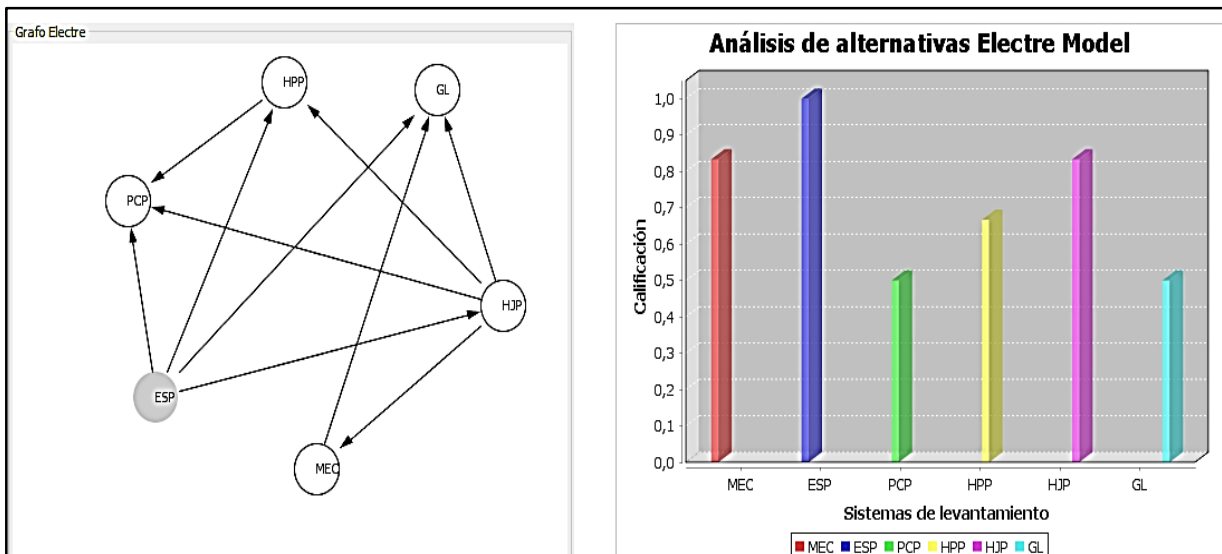


Figura 35. Análisis de preselección para el caso 3.

Finalmente, se eligen los sistemas ESP y HJP como los sistemas preseleccionados ante los datos evaluados de este caso, por contar con las mayores calificaciones y dominancia sobre las otras alternativas.

Tabla 25.

Resultado final del método ELECTRE para el caso 3.

Sistemas de levantamiento artificial					
MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL
0.83	1.00	0.50	0.67	0.83	0.50

3 Diseño de los SLA preseleccionados

En esta sección se diseñará la configuración del equipo de subsuelo de los sistemas de levantamiento ESP y HJP, para los casos 1, 2 y 3. Se describirá un procedimiento de diseño con los ajustes comúnmente empleados en la industria del petróleo y posteriormente se expondrán los respectivos resultados de diseño.

3.1 Diseño del sistema ESP

El diseño de una instalación de bombeo electrosumergible consiste de manera general en seleccionar la bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo y escoger el motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia de bombeo (Vásquez, 2011). A continuación, se presenta una metodología básica para el diseño de una instalación por bombeo electrosumergible.

3.1.1 Procedimiento de diseño ESP. El siguiente procedimiento describe el diseño convencional de una instalación ESP que tiene las siguientes características y ajustes (Takacs, 2009):

- El pozo produce solo líquido de una sola fase.
- La cantidad de gas libre en la succión de la bomba, si la hay, es muy baja, así que puede ser eliminada fácilmente por un simple separador de gas de flujo inverso. Por lo tanto, no se produce un deterioro del rendimiento de la bomba sumergible.
- La viscosidad del líquido producido es baja, por lo que no es necesario corregir las curvas de rendimiento de la bomba estándar.
- La unidad ESP se alimenta con una corriente alterna con una frecuencia constante.
- Siempre que el flujo simultáneo de aceite y agua no dé como resultado la formación de una emulsión, el corte de agua y el petróleo se pueden considerar como una sola fase líquida.

Paso 1. Determinar el **índice de productividad** y el **IPR**.

Paso 2. Cálculo de **presión de fondo fluyente al caudal deseado**. La presión de fondo fluyente se calcula fácilmente a partir de los datos anteriores y la siguiente fórmula se debe usar si la ecuación de PI constante describe el flujo de entrada del pozo:

$$P_{wf} = P_r - \left(\frac{Q_d}{PI} \right) \quad (3.1)$$

Donde:

P_{wf} = presión de fondo fluyente a Q_d , psi.

Q_d = tasa de producción deseada, bpd.

Paso 3. Determinación de la **presión de entrada a la bomba (PIP)**. Según la presión de fondo de pozo (P_{wf}) en las perforaciones, la presión en la succión de la bomba (presión de entrada de la bomba, PIP) se obtiene de la siguiente fórmula usando el gradiente de fluido válido en el espacio anular por debajo de la profundidad del asentamiento de la bomba (Takacs, 2009):

$$PIP = P_{wf} - (L_{perf} - L_{set})grad_l \quad (3.2)$$

Donde:

PIP = presión de entrada en la bomba, psi.

L_{perf} = TVD de perforados (PMP), ft.

L_{set} = TVD de asentamiento de la bomba, ft.

$grad_l$ = gradiente del fluido producido, psi/ft.

Recordar que el gradiente del fluido en el anular se calcula con la siguiente ecuación.

$$grad_l = \frac{\gamma_o(1 - W_c) + \gamma_w W_c}{2.31} \quad (3.3)$$

Donde:

γ_o = gravedad específica del petróleo.

γ_w = gravedad específica del agua.

W_c = fracción de agua del fluido producido.

Paso 4. Cálculo del **volumen de fluido a la entrada de la bomba**. El conocimiento de la presión de entrada de la bomba (PIP) permite verificar la existencia de gas libre en la succión de la bomba. Para este propósito, primero se calcula la relación de gas/aceite de solución en la entrada de la

bomba. En ausencia de datos de PVT medidos, se puede usar la correlación de presión del punto de burbujeo de Standing (Takacs, 2009):

Relación Gas-Petróleo en solución (correlación de Standing).

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{PIP}{18 \times 10^\gamma} \right)^{1.205} \quad (3.4)$$

Donde:

$$\gamma = 0.00091 \times T - 0.0125 \times \text{°API}$$

$T =$ temperatura a la entrada de la bomba, °F.

$\gamma_g =$ gravedad específica del gas.

$API =$ gravedad API del petróleo.

Al comparar este valor con el GOR del pozo, se puede establecer si hay una fase de gas libre que ingresa a la bomba sumergible. Finalmente, la tasa volumétrica de líquido *in situ* que debe manejar la bomba ESP se encuentra a partir de las tasas de flujo de aceite y agua (Baker Hughes Centrilift, 2008):

$$q'_l = q_o B_o + q_w B_w \quad (3.5)$$

Donde:

$q_o =$ tasa de petróleo, STB/d

$q_w =$ tasa de agua, STB/d

$B_o =$ Factor volumétrico de aceite a la presión de succión, bbl/STB

$B_w =$ Factor volumétrico de agua a la presión de succión, bbl/STB.

La fórmula anterior, el factor de volumen del agua generalmente se toma como unidad y el del aceite se puede obtener de la correlación Standing (Takacs, 2009):

$$B_o = 0.972 + 1.47 \times 10^{-4} F^{1.175} \quad (3.6)$$

Donde:

$$F = R_s (\gamma_g / \gamma_o)^{0.5} + 1.25T$$

$T =$ temperatura en la succión, °F.

Paso 5. Cálculo de la **altura dinámica total (THD)**. Para determinar el número requerido de etapas de bombeo en una fase posterior del procedimiento de diseño, se debe determinar la altura total a superar por la bomba ESP. Esto se llama carga dinámica total (TDH) y es la suma de los siguientes componentes:

$$THD = H_d + F_t + P_d \quad (3.7)$$

Donde:

$H_d =$ carga dinámica que actúa sobre la bomba, ft.

$F_t =$ carga requerida para superar las pérdidas de fricción, ft.

$P_d =$ Pérdidas por fricción en las líneas de superficie, ft.

- **Cálculo de H_d .** El segundo término es igual a la profundidad vertical (TVD) del nivel de líquido dinámico, la profundidad donde el nivel de fluido en el anular del *casing* se estabiliza mientras se produce la tasa de líquido deseada. Se encuentra fácilmente a partir del valor de la presión de entrada de la bomba (PIP), suponiendo que existe una columna de aceite en el anular por encima de la profundidad de asentamiento de la bomba (Takacs, 2009):

$$H_d = L_{set} - \left(\frac{PIP \times 2.31}{\gamma_l} \right) \quad (3.8)$$

- **Cálculo de F_t .** La pérdida de carga por fricción en el *tubing* se puede estimar a partir de del **Apéndice C**, donde las pérdidas para 1000 pies de longitud del tubo se representan

frente a la tasa del líquido. Alternativamente, la pérdida de carga por fricción puede calcularse a partir de la fórmula de Hazen-Williams dada en la siguiente ecuación:

$$F_t = \frac{L_t \times \left(2.083 \times \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{Ql^{1.85}}{ID^{4.865}} \right) \right)}{1000} \quad (3.9)$$

Donde:

C = Número cualitativo de tubería, 120 (nueva) o 94 (usada).

ID = Diámetro interno de tubería, in.

Ql = tasa de flujo, gpm.

Cálculo de P_d . La pérdida de presión de las líneas de flujo de superficie o la presión requerida en cabeza de pozo en pies se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_d = \frac{P_{wf} * 2.31}{\gamma_l} \quad (3.10)$$

Paso 6. Selección de la bomba al caudal deseado. Este proceso de selección es facilitado por tablas o figuras que contienen datos de diferentes bombas de serie disponibles de un fabricante líder (**figura 36**). Si varios tipos de bombas cumplen estos requisitos, la selección final puede basarse en las siguientes consideraciones (Baker Hughes Centrilift, 2008):

- Compare los requisitos de potencia y elija la bomba que necesita un motor más pequeño.
- Si la precisión de los parámetros de entrada del pozo no es confiable, elija una bomba con una curva “empinada” Q-H (capacidad de la cabeza). Tales bombas producirán una tasa de líquido cerca del volumen deseado incluso si el TDH real difiere del valor de diseño.

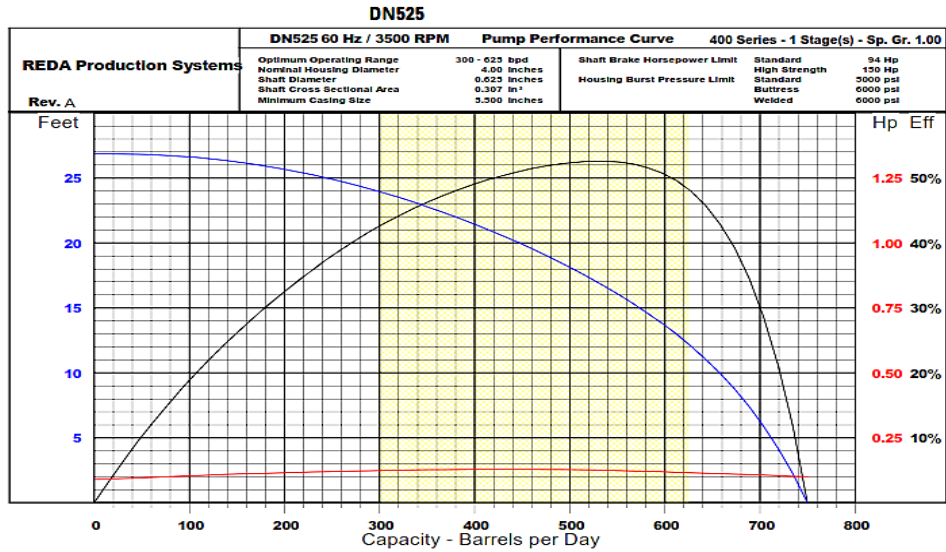


Figura 36. Curva de rendimiento bomba ESP. Adaptado de Schlumberger (2002). Catálogo ESP, REDA Production Systems.

Paso 7. Cálculo del número de etapas y elección del *housing*. Para determinar el número requerido de etapas, se lee la cabeza desarrollada por una etapa a la tasa de producción de líquido deseada en las curvas de rendimiento del tipo de bomba seleccionada y se procede a utilizar la siguiente ecuación (Baker Hughes Centrilift, 2008):

$$Etapas = \frac{TDH}{head/etapa} \tag{3.11}$$

Donde:

head/etapa = cabeza desarrollada por una etapa de la bomba seleccionada, ft.

Paso 8. Calcular la potencia (HP) requerida por la bomba. La potencia total requerida, BHP_{pump}, debe ser menor que la potencia máxima permitida en el eje de la bomba, BHP_{shaft}, que se encuentra en las especificaciones técnicas del fabricante:

$$BHP_{pump} = \frac{BHP}{etapa} Etapas \times \gamma_l \tag{3.12}$$

Donde:

$$BHP_{pump} = \text{potencia requerida por la bomba, HP.}$$

$$BHP/etapa = \text{la potencia requerida para una etapa de la bomba, HP/stage.}$$

$$Etapas = \text{número de etapas de la bomba.}$$

De nuevo, las curvas de rendimiento de la bomba seleccionada se deben usar para encontrar el valor máximo de cabeza por etapa, a partir del cual se encuentra la presión interna máxima de la siguiente manera:

$$p_{max} = \left(\frac{\text{head}}{\text{etapa}} \right)_{max} \times Etapas \times grad_i \quad (3.13)$$

Donde:

$$p_{max} = \text{presión interna máxima de la bomba, psi.}$$

$$(\text{head/etapa})_{max} = \text{shut in head desarrollada por una etapa de la bomba, ft.}$$

Paso 9. Selección del protector. La sección de protector o sello de la unidad ESP realiza varias funciones vitales para el correcto funcionamiento de la instalación, la más importante de ellas es la absorción del empuje axial desarrollado en la bomba. Los tamaños disponibles de protectores son compatibles con las series de motores y bombas y el diámetro exterior adecuado se selecciona para que coincida con los OD del motor y la bomba seleccionados. En pozos desviados, se deben usar protectores tipo bolsa porque la operación de protectores de tipo laberinto no es satisfactoria en pozos con inclinaciones desde la vertical de más de 30 grados (Takacs, 2009).

Paso 10. Selección del tipo de motor. La serie del motor denota, al igual que con la bomba, el OD del motor. Nuevamente, se debe preferir la serie de motores con la OD más grande que se puede ejecutar en el *casing* del pozo. Los motores ESP se refrigeran con fluidos de pozo que pasan

por la superficie exterior del motor y la velocidad de flujo mínima recomendada para una refrigeración adecuada es de 1 ft/s (Baker Hughes Centrillift, 2008).

$$v_l = 0.0119 \left(\frac{q'_l}{ID_c^2 - OD_m^2} \right) \quad (3.14)$$

Donde:

$q'_l = \text{tasa de flujo in - situ, bpd.}$

$ID_c = \text{Diámetro interno del casing, in.}$

$OD_m = \text{diámetro externo del motor, in.}$

Dado que los motores ESP en todas las series se fabrican con varias clasificaciones de potencia discretas, uno debe elegir un motor con una clasificación nominal justo por encima de la potencia del sistema requerida, BHP_{system} . La demanda actual de corriente del motor se calcula a partir de los datos de la placa de características del motor seleccionado y los requisitos de potencia del sistema de la siguiente manera:

$$I = I_{np} \left(\frac{BHP_{system}}{HP_{np}} \right) \quad (3.15)$$

Donde:

$I = \text{Corriente requerida por el motor, amps.}$

$I_{np} = \text{corriente del motor (nameplate), amps.}$

$HP_{np} = \text{Potencia del motor (nameplate), HP.}$

$BHP_{system} = \text{requerimiento de potencia por el sistema ESP, HP.}$

Paso 11. Selección del cable eléctrico. El cable para la industria ESP está fabricado en una amplia variedad de tipos, tamaños, etc. Al diseñar una instalación ESP, el cable correcto se selecciona al

determinar su longitud, tipo y tamaño requerido, considerando todas las condiciones operacionales.

Paso 12. Determinar la **Capacidad del equipo eléctrico**. Cuando se especifican los equipos de superficie, la información más importante es la potencia máxima del sistema ESP requerido. Esto se puede encontrar a partir del voltaje superficial necesario y la corriente del motor.

$$U_{surf} = U_{np} + 1.732R_T I \quad (3.16)$$

Donde:

$$U_{surf} = \text{voltaje en superficie requerido, volts.}$$

$$U_{np} = \text{voltaje nominal del motor, volts.}$$

$$I = \text{corriente del motor requerida, amps.}$$

$$R_T = \text{resistencia del cable, ohms.}$$

La clasificación de potencia (en unidades kVA) se encuentra a partir de la fórmula utilizada para encontrar la energía eléctrica trifásica:

$$P_{surf} = \frac{\sqrt{3}U_{suf} \times I}{1000} \quad (3.17)$$

Donde:

$$P_{surf} = \text{potencia requerida en superficie, kVA.}$$

3.1.2 Diseño ESP para el caso 1. Los datos necesarios para utilizar el anterior procedimiento de diseño se describen en la siguiente tabla, tomando en referencia el análisis del caso 1 en la sección 4. Se empleó el catálogo de la compañía Schlumberger “REDA Production Systems”, para elegir de manera conceptual el equipo ESP.

Tabla 26.*Datos para diseño ESP, caso 1.*

Datos de pozo		
Casing ID	6.276	in
Tubing ID	2.992	in
Tubing OD	3.5	in
Tubing nuevo?	no	
Prof. Perforados	4811	ft
Asentamiento Bomba	4564	ft
Datos del comportamiento de pozo		
WHP @ tasa deseada	10	psi
CHP @ tasa deseada	0	psi
Tasa de líquido deseada	570	STB/d
BSW	0.02	
SBHP	1980	psi
PI	0.553	bpd/psi
GOR	15	scf/bbl
Temperatura	170	°F
Propiedades de los fluidos		
API	26	
Sp.Gr. of oil	0.8984127	
Sp.Gr. of water	1.004	
Sp.Gr. of gas	0.7	

Después de analizar los datos del caso se elige la bomba “**D725N- 400 series**”, basados en el caudal que podrá aportar el pozo para una determinada carga dinámica y según la restricción del tamaño de la tubería de revestimiento (**figura 37**). Tomando en cuenta los criterios de selección de la bomba, se realizó la selección de los demás equipos del sistema tal como se observa en la **tabla 27**.

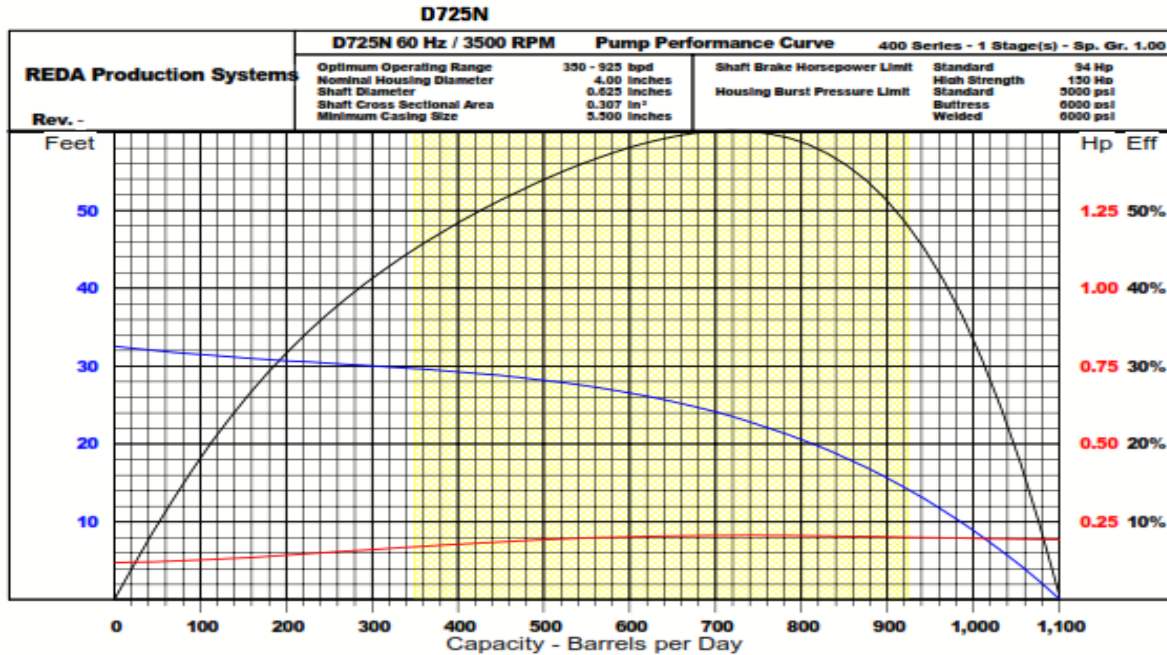


Figura 37. Curva de Rendimiento bomba D725N-ESP. Adaptado de Schlumberger (2002). Catálogo ESP, REDA Production Systems.

Con los resultados del diseño se establece, en la **figura 38**, un esquema del equipo ESP con los principales detalles de bomba, protector, motor y cable. Cabe resaltar que no se seleccionó separador de gas (15 scf/bbl) porque la producción de gas no representó un problema en el diseño.

Tabla 27. Resultados de diseño equipo ESP, Caso1.

Bomba	400 Series D725N	
Head/stage	27.2	ft/stage
BHP/stage	0.2	HP/stage
Max.head/stage	32.2	ft/stage
Allowed shaft power	150.0	HP
Shaft diameter	0.6	in
Housing burst pressure	5000.0	psi
Etapas requeridas	104.9	stages
Near pump with stages	Housing 70	

Total de etapas	139.0	stages
BHPpump	25.0	HP
pmax	1745.2	psi
FTB	535.2	lb
Protector	400 Series LABYRINTH	
Motor	456 series	
Odm	4.6	in
VI	0.4	ft/s
Power of select motor	36.0	HP
Nameplate voltage (Unp)	415.0	V
Nameplate current (I)	55.5	amps
I (demand)	38.6	amps
Cable	#4	CELF 5kV
RT	1.52	Ohms
Requerimiento de energía		
Usurf	516.31	V
Psurf	34.51	KVA

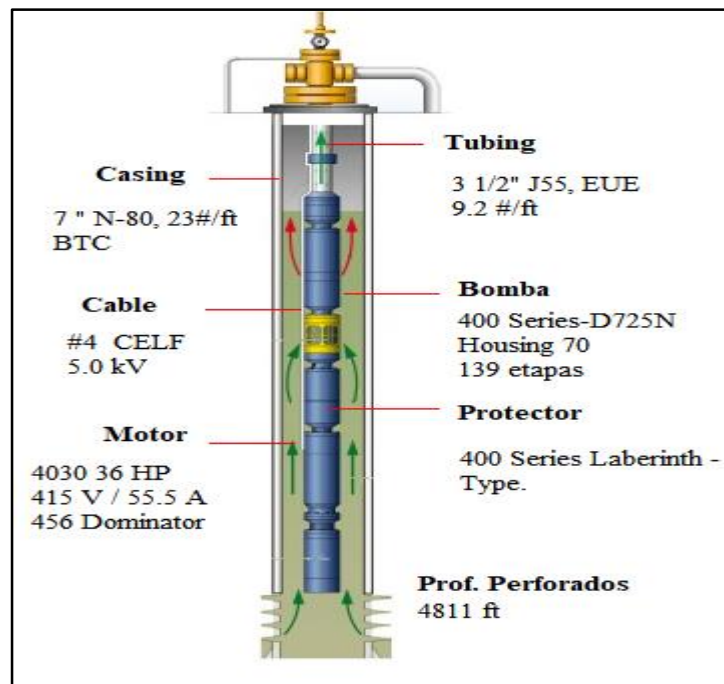


Figura 38. Esquema Equipo de Fondo ESP - Caso 1.

3.1.3 Diseño ESP para el caso 2. Los datos necesarios para utilizar el anterior procedimiento de diseño se describen en la siguiente tabla, tomando en referencia el análisis del caso 2 de la sección 4. Se empleó el catálogo de la compañía Schlumberger “REDA Production Systems” para elegir de manera conceptual el equipo ESP.

Tabla 28.

Datos para diseño ESP, caso 2.

Datos de pozo		
Casing ID	6.151	in
Tubing ID	2.992	in
Tubing OD	3.5	in
Tubing nuevo?	no	90
Prof. Perforados	4350	ft
Asentamiento Bomba	4235	ft
Datos del comportamiento de pozo		
WHP @ tasa deseada	60	psi
CHP @ tasa deseada	0	psi
Tasa de líquido deseada	700	STB/d
BSW	0.1	
SBHP	1790	psi
PI	0.988	bpd/psi
GOR	15	scf/bbl
Temperatura	160	°F
Propiedades de los fluidos		
API	25	
Sp.Gr. of oil	0.90415335	
Sp.Gr. of water	1.001	
Sp.Gr. of gas	0.68	

La selección de la bomba “D950- 400 series” está basada en el caudal que podrá aportar el pozo para una determinada carga dinámica y según la restricción del tamaño de la tubería de revestimiento (**figura 39**). Tomando en cuenta los criterios de selección de la bomba, se realizó la selección de los demás equipos del sistema tal como se observa en la **tabla 29**.

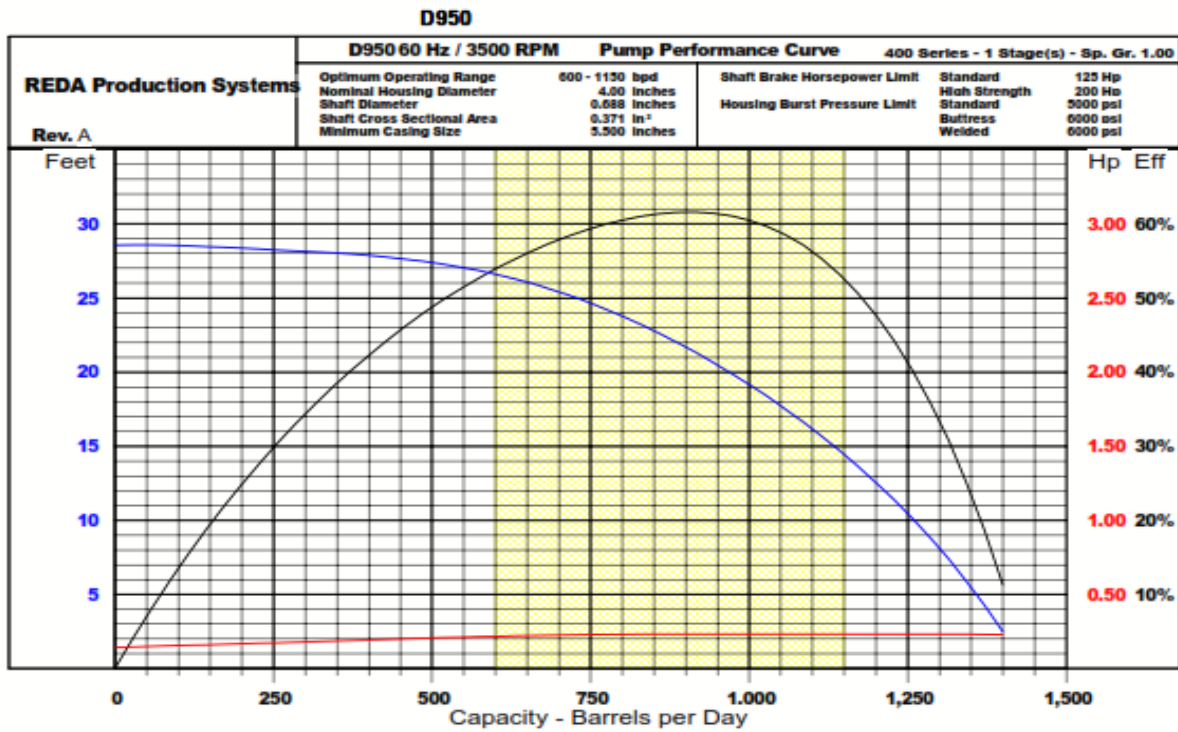


Tabla 29.

Resultado de diseño equipo ESP, Caso 2.

Bomba	400 series	D950N
Head/stage	25.3	ft/stage
BHP/stage	0.22	HP/stage
Max.head/stage	28.6	ft/stage
Alllowed shaft power	200	HP
Shaft diameter	0.688	in
Housing burst pressure	5000	psi
Etapas requeridas	85.5	stages
Near pump with stages	Housing 70	
Total de etapas	133.0	stages
BHPpump	26.7	HP
pmax	1505.1	psi
FTB	559.3	lb
Protector	400 Series LABYRINTH	
Motor	456	Dominador
Odm	6.0	in
Vl	5.0	ft/s
Power of select motor	36.0	HP
Nameplate voltage (Unp)	415.0	V
Nameplate current (I)	55.5	amps
I (demand)	41.2	amps
Cable	#4	
RT	1.38	Ohms
Requerimiento de energía		
Usurf	513.77	V
Psurf	36.68	KVA

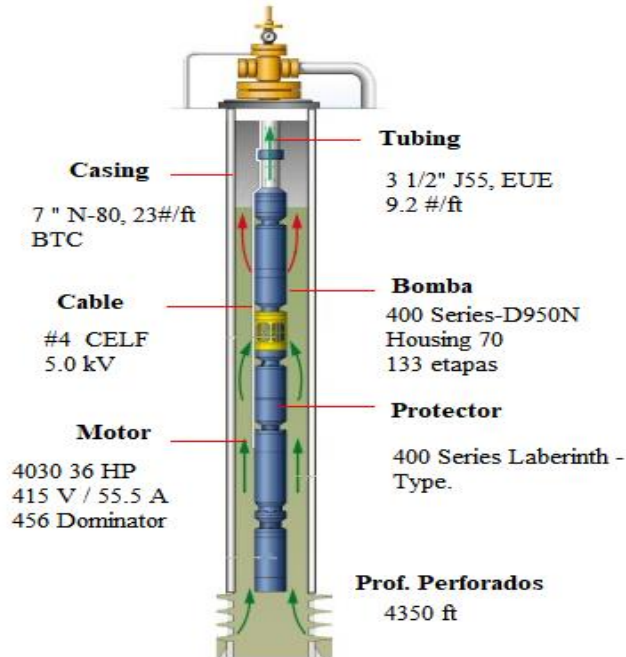


Figura 40. Esquema Equipo de Fondo ESP- Caso 2.

3.1.4 Diseño ESP para el caso 3. Los datos necesarios para diseñar el equipo ESP se describen en la siguiente tabla, tomando como referencia el análisis del caso 3. Para elegir de manera conceptual el equipo ESP, se empleó el catálogo de la compañía Schlumberger “REDA Production Systems”.

Tabla 30.

Datos para diseño ESP, caso 3.

Datos de pozo		
Casing ID	6.151	in
Tubing ID	2.992	in
Tubing OD	3.5	in
Tubing nuevo?	no	90
Prof. Perforados	4550	ft
Asentamiento Bomba	4336	ft

Datos del comportamiento de pozo		
WHP @ tasa deseada	60	psi
CHP @ tasa deseada	0	psi
Tasa de líquido deseada	650	STB/d
BSW	0.18	
SBHP	1872	psi
PI	0.853	bpd/psi
GOR	15	scf/bbl
Temperatura	160	°F
Propiedades de los fluidos		
API	24	
Sp.Gr. of oil	0.90996785	
Sp.Gr. of water	1.001	
Sp.Gr. of gas	0.71	

La selección de la bomba “**D725N- 400 series**” está basada en el caudal que podrá aportar el pozo para una determinada carga dinámica y según la restricción del tamaño de la tubería de revestimiento (**figura 40**). Tomando en cuenta los criterios de selección de la bomba, se realizó la selección de los demás equipos del sistema tal como se observa en la **tabla 31**.

Con los resultados del diseño se establece en la **figura 41**, un esquema del equipo ESP con los principales detalles de bomba, protector, motor y cable. No se seleccionó separador de gas porque la producción de gas no representó un problema en el diseño.

Tabla 31.

Resultado de diseño equipo ESP, Caso 3.

Bomba	400 SERIES	D725N
Head/stage	24.7	ft/stage
BHP/stage	0.21	HP/stage
Max.head/stage	32.1	ft/stage
Alllowed shaft power	150	HP
Shaft diameter	0.625	in
Housing burst pressure	5000	psi
Etapas requeridas	93.9	stages
Near pump with stages	Housing 70	
Total de etapas	139.0	stages
BHPpump	27.0	HP
pmax	1789.7	psi
FTB	548.8	lb
Protector	400 Series LABYRINTH	
Motor	456 series	Dominator
Odm	4.6	in
VI	0.5	ft/s
Power of select motor	48.0	HP
Nameplate voltage (Unp)	472.0	V
Nameplate current (I)	65.0	amps
I (demand)	36.6170222	amps
Cable	# 4	
RT	1.42	Ohms
Requerimiento de energía		
Usurf	561.78	V
Psurf	35.63	KVA

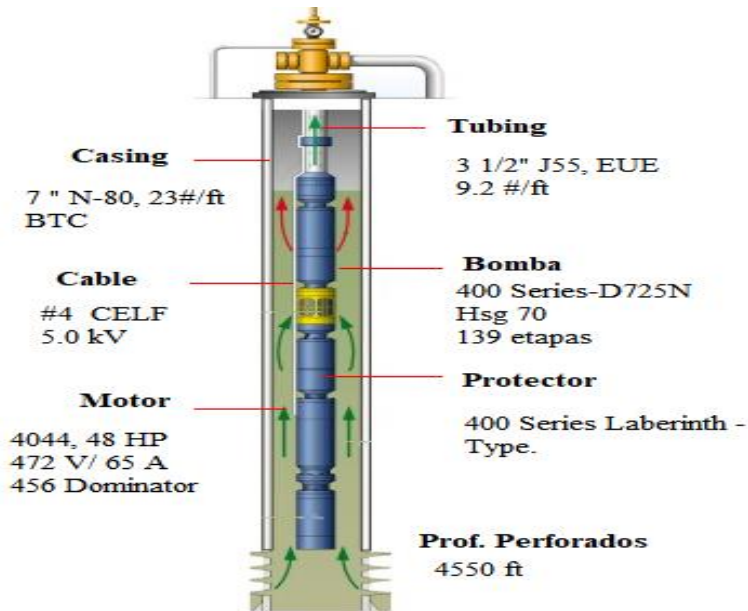


Figura 41. Esquema Equipo de Fondo ESP- Caso 3.

3.2 Diseño del sistema HJP

La clave en el éxito de un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo *jet* radica en un correcto balance entre la conversión de presión a energía cinética en la boquilla y de energía cinética a presión en la garganta y el difusor. Se debe realizar un adecuado diseño y selección del tamaño de estas partes, especialmente en sus diámetros internos, para asegurar una alta eficiencia de funcionamiento del sistema (Brown & Beggs, 1977).

Los fabricantes de bombas de *jet* para yacimientos petrolíferos ofrecen una gran cantidad de combinaciones de boquilla y garganta para diversas condiciones de bombeo. Para cada tamaño de boquilla, se pueden usar cinco o más gargantas (**apéndice D**) para proporcionar diferentes características de flujo de cabeza (Petrie, 1985).

A cada boquilla y garganta se le asigna un número de tamaño basado en la progresión geométrica anterior. Un tamaño de boquilla determinado que coincida con el mismo tamaño de

garganta numerada siempre dará la misma relación de área y se designará como la relación de área A (Ver **apéndice D**). La designación de tamaño 7-A: es una boquilla de tamaño 7 en combinación con una garganta de tamaño 7. Gargantas sucesivamente más grandes emparejadas con un tamaño de boquilla dado dan las proporciones de área B, C, D, E y F. La relación de área disminuye para cada tamaño de garganta mayor que la boquilla (SNAP, 2017).

Las proporciones de área X e Y, describen combinaciones de garganta y boquilla en las cuales el tamaño de garganta es menor que el tamaño de garganta de la relación A para ese tamaño de boquilla. La relación de área X e Y es mayor que la relación de área A ya que los tamaños de garganta son más pequeños (SNAP, 2017).

El objetivo al seleccionar la geometría óptima de la bomba tipo *jet* es: primero, escoger la bomba que levante el fluido con los menores requerimientos de potencia y, segundo, que no exista cavitación en la bomba (Melo, 2010). La cavitación ocurriría en la bomba cuando la presión estática del fluido producido dentro de la cámara de mezclado sea menor que la presión de saturación del fluido producido. Al ocurrir la cavitación, la cámara de mezclado puede resultar dañada, por lo que es necesario seleccionar otra bomba, la cual, aunque requiera mayor potencia HP, evitaría dichos daños (Melo, 2010).

3.2.1 Procedimiento de diseño bomba *jet*. Este procedimiento se basa en un proceso iterativo de ajuste de error y consta de 3 partes (A, B y C), siguiendo el aporte de Hal Petrie en Petroleum Engineering Handbook (1985).

Parte A. Elección de la boquilla e iteración del fluido motriz.

Paso 1. Calcular el **gradiente del fluido producido** en la succión de la bomba, basado en los gradientes de petróleo y agua.

$$g_s = g_o(1 - W_c) + g_w W_c \quad (3.18)$$

Donde:

g_s = Gradiente del fluido producido en la succión.

g_o = gradiente del petróleo producido (psi/ft).

W_c = corte de agua (fracción).

g_w = gradiente del agua producida (psi/ft).

Recordando:

$$g_x = 0.433 \times \gamma_x \quad (3.19)$$

Paso 2. Determinar el área de succión mínima para evitar la cavitación.

$$A_{cm} = q_s \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{g_s}{p_{ps}}} + \frac{(1 - W_c)GOR}{24650 p_{ps}} \right] \quad (3.20)$$

Donde:

A_{cm} = área de succión mínima, in².

p_{ps} = presión de entrada en la succión de la bomba, psi.

GOR = relación gas/petróleo producido, scf/bbl.

Paso 3. Con referencia a las tablas del anexo C, encontrar una combinación de boquilla y garganta con relación de área, F_{ad} , cerca de 0.4 que tenga un área de flujo anular, A_s , mayor que el valor de A_{cm} del Paso 2. Tenga en cuenta que esto asegura que las gargantas más grandes coincidan con esta boquilla (valores más bajos de F_{ad}) también tendrá áreas de flujo anular mayores que A_{cm} .

Paso 4. Escoger un valor la para la presión superficial de inyección (presión de operación), p_{so} . Esta presión se encuentra usualmente entre 2000 y 4000 psi con valores más altos en pozos muy profundos. Un buen punto para empezar son 3000 psi.

Paso 5. Calcular la presión del fluido motriz en la boquilla, p_n . Despreciar la fricción en la primera iteración.

$$p_n = p_{so} + g_n D - p_{fpt} \quad (3.21)$$

Donde:

g_n = gradiente del fluido de potencia en la boquilla, psi/ft.

D = profundidad de asentamiento de la bomba, ft.

p_{fpt} = presión de fricción del fluido de potencia en la tubería, psi.

Paso 6. Calcular el caudal del fluido motriz en la boquilla, q_n .

$$q_n = 832 A_n \sqrt{(p_n - p_{ps}) / g_n} \quad (3.22)$$

Donde:

A_n = área de la boquilla, in^2 .

Paso 7. Determinar las pérdidas por fricción, p_{fpt} .

Paso 8. Regresar al paso 5 hasta que los valores sucesivos estén dentro del 15%. Luego seguir a la Parte B.

Parte B-Iteración del caudal de producción.

Paso 1.

- a. Calcular la tasa del fluido de retorno, q_d , como la suma de la tasa de producción y la tasa del fluido motriz.

$$q_d = q_s + q_n \quad (3.23)$$

Donde:

q_s = tasa de producción deseada (bbl/d).

- b. Determinar el gradiente del fluido de retorno, g_d , como un promedio ponderado del gradiente del fluido motriz y el gradiente del fluido producido.

$$g_d = [(q_n \times g_n) + (q_s \times g_s)]/q_d \quad (3.24)$$

- c. Calcular la fracción de agua del fluido de retorno, W_{cd} , dependiendo si el fluido motriz es petróleo o agua, con las siguientes ecuaciones:

Agua como fluido de potencia.

$$W_{cd} = (q_n + W_c * q_s)/q_d \quad (3.25)$$

Petróleo como fluido de potencia.

$$W_{cd} = \frac{W_c * q_s}{q_d} \quad (3.26)$$

- d. Determinar la relación gas/líquido del fluido de retorno, F_{gl} .

$$F_{gl} = \frac{q_s(1 - W_c)R}{q_d} \quad (3.27)$$

- e. Calcular la viscosidad del fluido de retorno.

$$v_m = (1 - W_{cd})v_o + W_{cd}v_w \quad (3.28)$$

Donde:

v_m = viscosidad de la mezcla agua/petróleo (cSt).

v_o = viscosidad del petróleo (cSt).

v_w = viscosidad del agua (cSt).

Paso 2. Si $F_{gl} < 10 \text{ ft}^3/\text{bbl}$. Determinar la presión de descarga de la bomba, p_{pd} .

$$p_{pd} = p_{fd} + g_d D + p_{wh} \quad (3.29)$$

Donde:

p_{fd} = caída de presión por fricción en el conducto de retorno (psi).

p_{wh} = Presión en cabeza de pozo (psi).

Paso 3. Si $F_{gl} \geq 10 \text{ ft}^3/\text{bbl}$. Usar correlaciones de flujo multifásico para determinar el valor de p_{pd} .

Paso 4. Calcular la razón adimensional de presiones, F_{pD} .

$$F_{pD} = \frac{p_{pd} - p_{ps}}{p_n - p_{pd}} \quad (3.30)$$

Paso 5. Calcular la razón adimensional de flujo másico, F_{mfD} .

$$F_{mfD} = \frac{q_s \left\{ \left[1 + 2.8 \left(\frac{R}{p_{ps}} \right)^{1.2} \right] (1 - W_c) + W_c \right\} g_s}{q_n \times g_n} \quad (3.31)$$

Paso 6. Use el valor de F_{pD} en las tablas para encontrar F_{mfD} desde la curva más lejana a la derecha en ese valor de F_{pD} . Note el valor de F_{mfD} . Verificar el valor de la razón de flujo másico.

Paso 7. Comparar F_{mfD} de los pasos 5 y 6. Si están dentro del 5%, ir al paso 8. De lo contrario, corregir q_s con la ecuación X y repetir el procedimiento desde el paso B.1.a.

$$q_{s(nuevo)} = \frac{q_{s(anterior)} F_{mfD6}}{F_{mfD5}} \quad (3.32)$$

Donde:

F_{mfD5} = Valor de F_{mfD} del paso 5.

F_{mfD6} = Valor de F_{mfD} del paso 6.

Parte C-Hardware y cálculos finales.

Paso 1. Calcular el área de la garganta, A_t . Usar las tablas de tamaños de boquilla y garganta del fabricante seleccionado y escoger la garganta cuya área sea más cercana al área calculada.

$$A_t = \frac{A_n}{F_{aD}} \quad (3.33)$$

Donde:

F_{aD} = relación de área boquilla/garganta.

Paso 2. Determinar la tasa de flujo límite de cavitación, q_{sc} .

$$q_{sc} = q_{si} \times \frac{A_t - A_n}{A_{cm}} \quad (3.34)$$

Donde:

q_{si} = tasa inicial asumida de producción (bbl/d).

Paso 3. Calcular la potencia hidráulica requerida para la bomba en superficie, asumiendo una eficiencia del 90%.

$$P_h = q_n \times p_{so} \times 0.000017/0.9 \quad (3.35)$$

Donde:

P_h = Potencia requerida en superficie (HP).

p_{so} = presión de operación en superficie (psi).

3.2.2 Diseño bomba *jet* para el caso 1. El procedimiento anterior es la base conceptual de algunos programas como “SNAP” de la compañía “Ryder Scott” (figura 42), que integran muchas más opciones para lograr diseñar una adecuada y óptima configuración de la bomba *jet*. Gracias a que se cuenta con la licencia académica de este software, procederemos a diseñar la bomba *jet* junto con sus parámetros operacionales para cada uno de los casos.

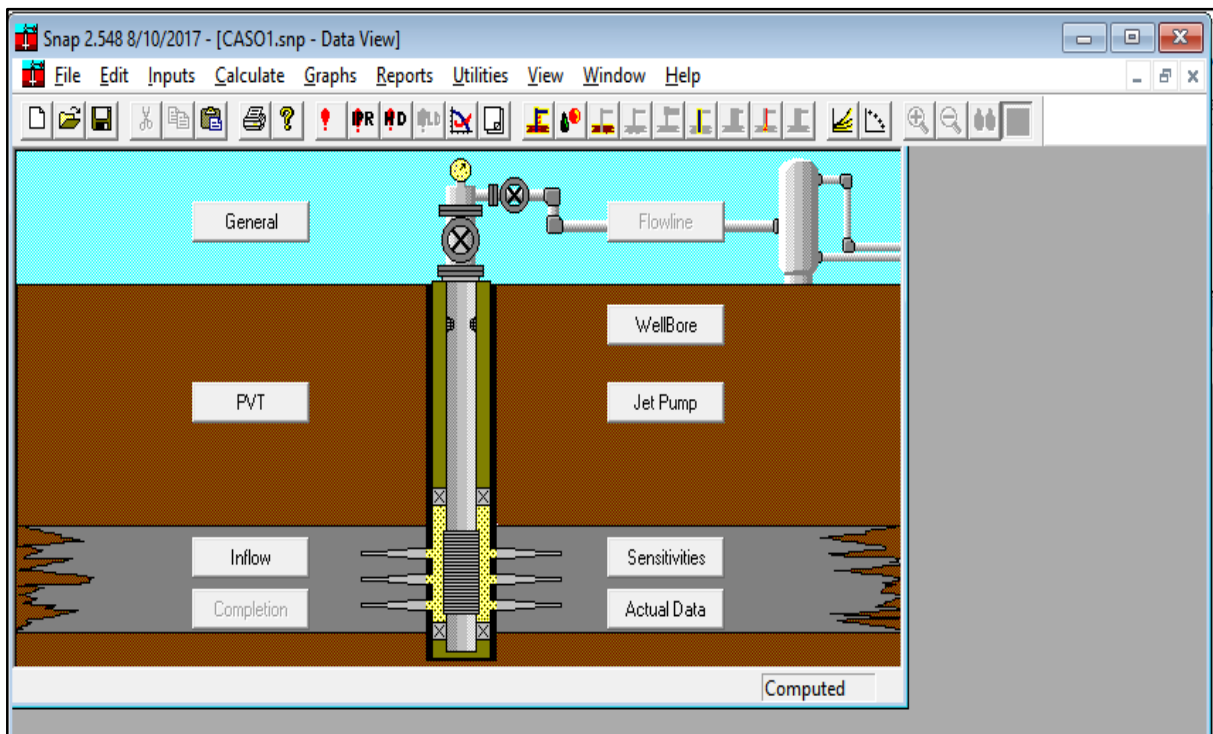


Figura 42. Interfaz del software SNAP 2.548.

Para generar los resultados de diseño, se debe completar adecuadamente los datos de cada ventana observada en la figura de la interfaz del programa o en la opción “Inputs” de la barra de herramientas. Con el objeto de ilustrar el uso de la herramienta SNAP, se describe a continuación cada ventana con la información requerida para realizar el diseño de la bomba *jet* del Caso 1.

- **Ventana de datos generales:** se establece el tipo de pozo (*oil*) e IPR (IP constante) junto con el completamiento y la bomba *jet* a analizar. Cabe resaltar que, por efectos del alcance del proyecto, no se analiza el *flowline* sino se indica una presión en cabeza necesaria para las facilidades en la misma locación.

Figura 43. Ingreso de datos ventana “General” software SNAP.

- **Datos PVT del pozo:** se toman las correlaciones sugeridas para el diseño ESP y se establecen los datos correspondientes del caso.

Figura 44. Ingreso de datos ventana "PVT" software SNAP.

- **Datos de WellBore:** el modelo hidráulico elegido es la correlación de HagedornBrown por encontrarse dentro los rangos óptimos del caso (correlation advisor). Los datos de la tubería de producción son dispuestos hasta profundidad de perforados cumpliendo los requerimientos del *software*.

The screenshot shows the 'WellBore' software window with the following details:

- Wellbore Geometry | Well Restriction Data | Correlation Advisor | Standard Pipe Sizes**
- Flow type: Tubular Flow; Model: MD vs TVD; Hydraulic Model: HagedornBrown
- Temperature Options: WH & Reservoir (see below) °F; WHTemp: 90 °F; TRes: 170 °F
- Roughness: 0.0018 in
- Table:**

	Flow ID (in)	MD (ft) endseg	TVD (ft) endseg	Angle (degrees)
1	2.992	4811.0	4811.0	0.000
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
- Quick Reference:** List of IDs from 1.867 to 4.560.
- Buttons: Previous, Next, Apply, Aceptar, Cancelar, Ayuda.

Figura 45. Ingreso de datos ventana "WellBore" software SNAP.

- **Datos de afluencia:** se estable la presión del yacimiento, corte de agua y la IP analizada en la sección 1.3.

The screenshot shows the 'Inflow' software window with the following details:

- Constant PI**
- Reservoir Pressure: 1980.0 psia
- Water Cut: 0.020 Fraction
- Constant PI: 0.55300 stblpd / psia
- Buttons: Previous, Next, Apply, Aceptar, Cancelar, Ayuda.

Figura 46. Ingreso de datos ventana "Inflow" software SNAP.

- **Parámetros de diseño bomba jet:** es importante definir que el tipo de bombeo que se ha propuesto es flujo en reversa, es decir, se inyecta fluido por el anular y se produce por el *tubing*. Dentro de las opciones de fabricantes de bombas se eligió a la línea National y se adopta el crudo de producción como fluido motriz, ya que el corte de agua es muy pequeño y esta opción ayuda en la reducción de costos de tratamiento y de logística en campo.

También es importante mencionar que en esta ventana (**figura 47**), puedo obtener una recomendación de la combinación Nozzle/Throat que sirve como base para empezar a simular las combinaciones óptimas. Como recomendación de diseño, la combinación no debe arrojar caudales de cavitación menores a 1.5 veces el caudal deseado y se debe procurar que la presión de inyección y los HP requeridos no sean valores altos. Primero se escoge la garganta y luego se elige la boquilla.

JETPUMP

Jet Pump Design Parameters

Jet Pump Parameters

Pump Manufacturer: **National**

Nozzle: **10** Annulus: **11** Throat: **11**

or Set Arbitrary Sizes

Area: **0.0212** **0.0503** **0.07149** in²

Diameter: **0.1643** **0.25306** **0.3017** in

Minimum Pmp Ann Area: **0.01876** in²

General Wellbore and Description Parameters

Reverse Flow = Tubing Production, Annulus Pwr Fluid

Production Tubing OD: **3.5** in

Casing ID: **6.276** in

Pump depth: **4564** ft TVD

Perforation depth: **4811** ft TVD

Gas is vented

Power Fluid Parameters

Power Fluid Type: **Oil Power Fluid**

Power Fluid Pres:	Minimum	Step	Maximum	Unit
1060	0	1850	psia	

Power Fluid Density: **26.000** API or sg

Pwr Fluid PI: **0.1** WC **0** GLR **0**

Report Conditions @ pump location

Desired Production Rate: **570** blpd

Desired Pump Suction Pressure: **856** psia

Include Iteration Results Tune **1**

Ignore Warnings

Other Data

State-of-the-art flow regime correlations are used in this software to predict equipment performance. The accuracy of the correlation predictions is highly dependent on input data. The output information of this software is a recommendation for

Figura 47. Ingreso de datos ventana "JETPUMP" software SNAP.

Finalmente, los resultados del diseño para este caso se ven en la **tabla 32**, donde se sugiere la configuración “Boquilla (Nozzle) =10” y “Garganta (Throat) =11” de la empresa National. Un análisis del comportamiento del sistema para varias presiones de inyección con la configuración de bomba elegida es mostrada en la **figura 48**.

Tabla 32.

Resultados de diseño bomba Jet- Caso1.

Geometría de la bomba	Área boquilla (in2)	Área garganta (in2)	Producción deseada (bfpd)	Presión de inyección (psi)	Caudal de inyección (bfpd)	Presión de entrada (psi)	Presión de descarga (psi)	Caudal de cavitación (bfpd)	Eficiencia (%)	Potencia (hp)
1011	0.0212	0.0715	570	1539	1415	858	1734	1757	26	38

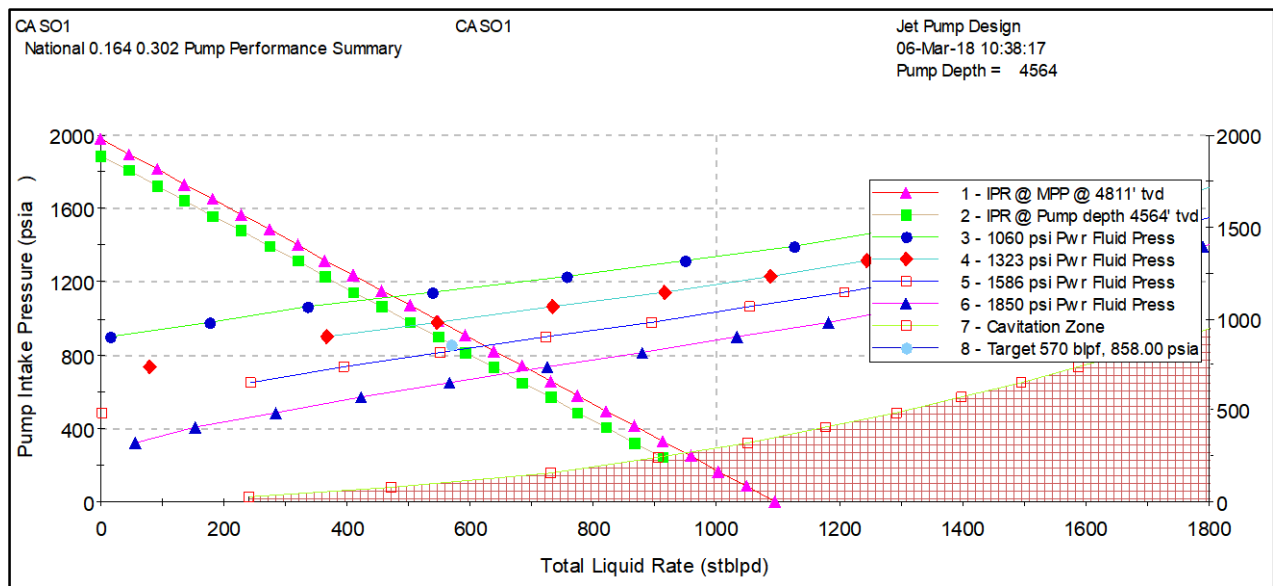


Figura 48. Análisis nodal con diversas curvas de potencia, bomba seleccionada- Caso1.

Adaptado de: Software SNAP 2.548.

3.2.3 Diseño bomba jet para el caso 2. A manera de resumen y aprovechando el reporte que genera la herramienta SNAP se observa en la figura 49, los datos utilizados para generar en el diseño de la bomba jet para este caso.

SNAP Jet Pump Module Running With Snap 2.548 8/10/2017	
Originally developed by Ryder Scott Company, L. P. for ConocoPhillips using technology developed and supplied by Weatherford, Intl Solution algorithm is documented in SPE Petroleum Engineering Handbook, Hal Petrie, 1990	

Dataset: CASO2 Title: CASO2	

1) Perforation Depth (ft) : 4350	13) Producing GOR (scf/STB) : 15
2) Pump Vertical Depth (ft) : 4235	14) Gas Sp. Gravity (air=1.) : 0.680
3) Pump Installation Reverse Flow installation	15) Separator Press (psia) : 60.0
4) Casing ID (Power Fluid) (in) : 6.151	16) Well Static BHP (psia) : 1790.0
5) Production Tbnng ID (TopSeg in): 2.992	17) Pump Intake Press (psia) : 1038.0
6) N/A	18) Well Test Flow Rate(bpd) : 700.0
7) Production Tubing OD (in) : 3.500	19) Well Head Temp (deg F) : 84.0
8) Tubing Length (ft) : 4508	20) Bottom Hole Temp (deg F) : 160.0
9) Pipe Roughness e/d (in/in) : 0.0018	21) Not Vented : Not Vented
10) Oil Gravity (API) : 25.000	22) Power Fluid oil/water : Oil
11) Produced Vol Water Cut (%) : 10.00	23) Power Fluid API : 25.03
12) Water Specific Gravity : 1.000	24) Bubble Point Press(psia) : N/A
	25) Well Head Press (psia) : 60.0
=====	

Figura 49. Reporte de datos y predicción software SNAP- Caso 2.

Los resultados del diseño para este caso se ven en la **tabla 33**, donde se sugiere la configuración “Boquilla (Nozzle) =9” y “Garganta (Throat) =10” de la empresa National. Un análisis del comportamiento del sistema para varias presiones de inyección con la configuración de bomba elegida, es mostrada en la **figura 50**.

Tabla 33.

Resultados de diseño bomba Jet- Caso2.

Geometría de la bomba	Área boquilla (in ²)	Área garganta (in ²)	Producción deseada (bfpd)	Presión de inyección (psi)	Caudal de inyección (bfpd)	Presión de entrada (psi)	Presión de descarga (psi)	Caudal de cavitación (bfpd)	Eficiencia (%)	Potencia (hp)
910	0.0167	0.0562	700	1453	1020	1038	1694	1434	27	28

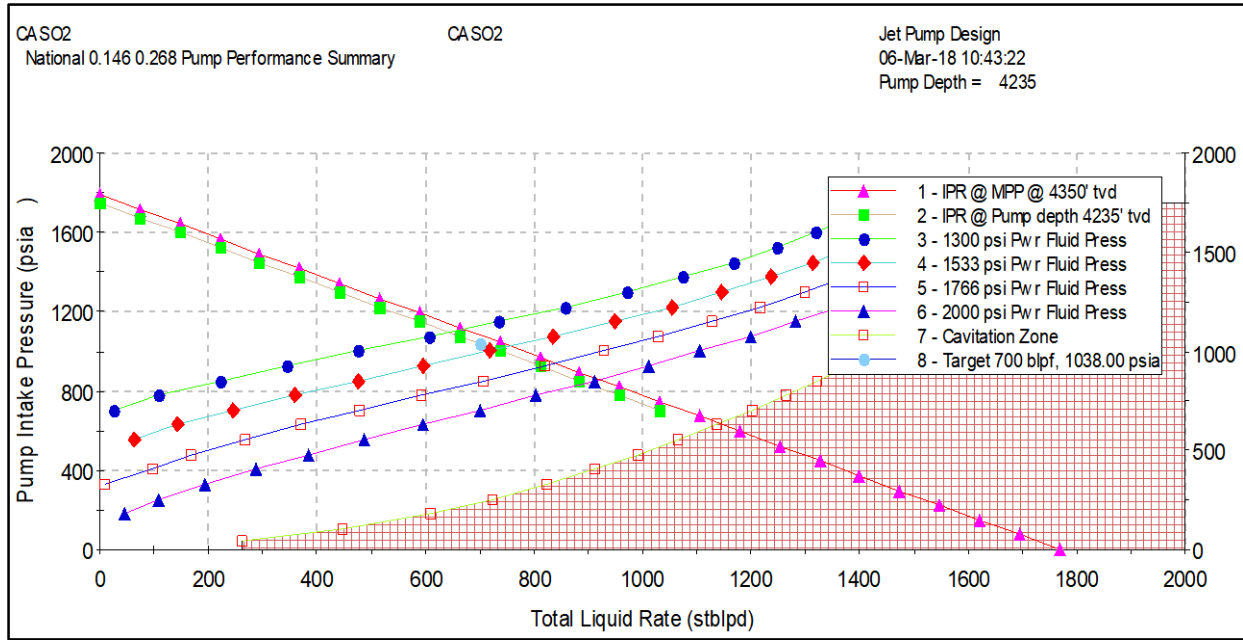


Figura 50. Análisis nodal con diversas curvas de potencia, bomba seleccionada- Caso2. Adaptado de: Software SNAP 2.548.

3.2.4 Diseño bomba *jet* para el caso 3. Se observa en la figura 51 los datos utilizados para generar en el diseño de la bomba *jet*. Los resultados del diseño para este caso se ven en la tabla 34, donde se sugiere la configuración “Boquilla (Nozzle) =10” y “Garganta (Throat) =11” de la empresa National.

SNAP Jet Pump Module Running With Snap 2.548 8/10/2017		Page 1
Originally developed by Ryder Scott Company, L. P. for ConocoPhillips using technology developed and supplied by Weatherford, Intl Solution algorithm is documented in SPE Petroleum Engineering Handbook, Hal Petrie, 1990		
Dataset: CASO3 Title: CASO3		
1) Perforation Depth (ft) : 4550	13) Producing GOR (scf/STB) : 15	
2) Pump Vertical Depth (ft) : 4336	14) Gas Sp. Gravity (air=1.) : 0.710	
3) Pump Installation	15) Separator Press (psia) : 60.0	
Reverse Flow installation	16) Well Static BHP (psia) : 1872.0	
4) Casing ID (Power Fluid) (in) : 6.151	17) Pump Intake Press (psia) : 1027.0	
5) Production Tbg ID (TopSeg in) : 2.992	18) Well Test Flow Rate (bpd) : 650.0	
6) N/A	19) Well Head Temp (deg F) : 85.0	
7) Production Tubing OD (in) : 3.500	20) Bottom Hole Temp (deg F) : 160.0	
8) Tubing Length (ft) : 4336	21) Not Vented : Not Vented	
9) Pipe Roughness e/d (in/in) : 0.0018	22) Power Fluid oil/water : Oil	
10) Oil Gravity (API) : 24.000	23) Power Fluid API : 23.99	
11) Produced Vol Water Cut (%) : 18.00	24) Bubble Point Press (psia) : N/A	
12) Water Specific Gravity : 1.000	25) Well Head Press (psia) : 60.0	

Figura 51. Reporte de datos y predicción software SNAP- Caso 3.

Un análisis del comportamiento del sistema para varias *presiones de inyección con la configuración de bomba elegida*, es mostrado en la figura 52.

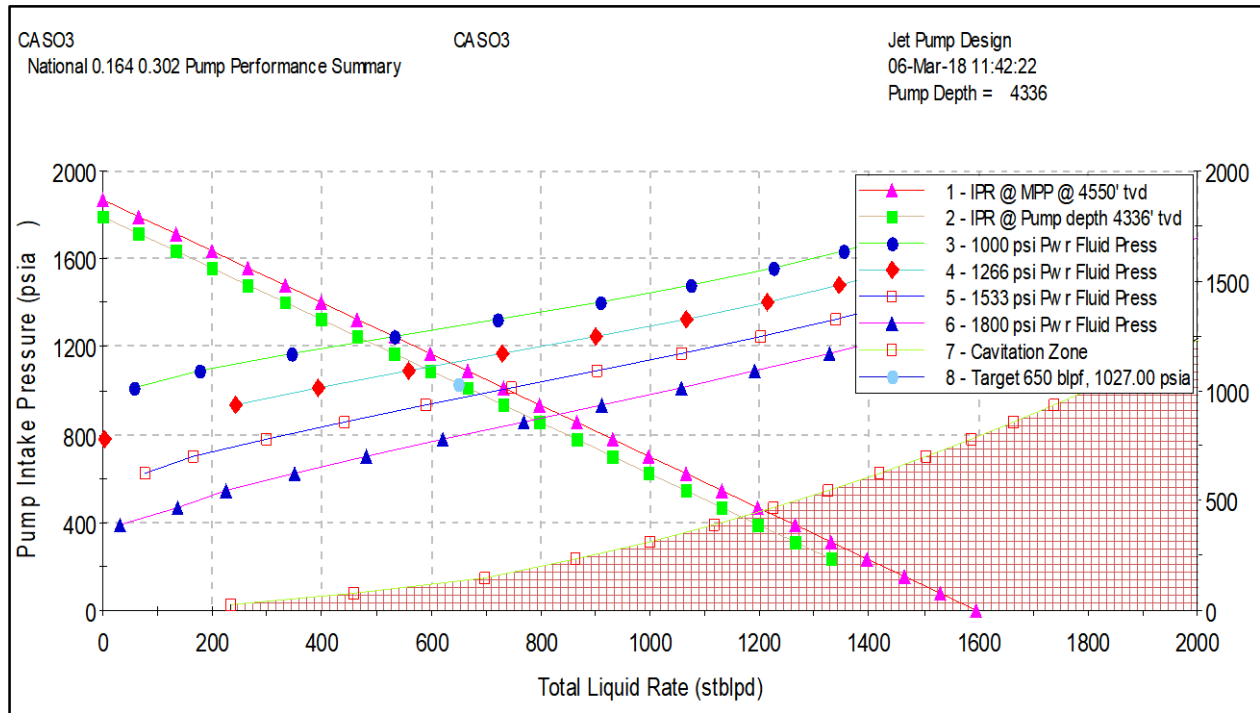


Figura 52. Análisis nodal con diversas curvas de potencia, bomba seleccionada- Caso 3. Adaptado de: Software SNAP 2.548.

Tabla 34.
Resultados de diseño bomba jet- Caso3.

Geometría de la bomba	Área boquilla (in ²)	Área garganta (in ²)	Producción deseada (bfpd)	Presión de inyección (psi)	Caudal de inyección (bfpd)	Presión de entrada (psi)	Presión de descarga (psi)	Caudal de cavitación (bfpd)	Eficiencia (%)	Potencia (hp)
1011	0.0212	0.0715	650	1431	1302	1028	1759	1810	29	35

4 Evaluación financiera

Históricamente, el reto de “valorar” económicamente proyectos de exploración y producción, desde la fase exploratoria, se ha asumido con diversos enfoques metodológicos que han evolucionado con el tiempo, y que desde distintos ángulos tratan de hacer frente a la necesidad de justificar elevadas inversiones con modelos que se alimentan de información escasa, incierta o difusa (Yañez et al., 2014).

La evaluación financiera analiza el proyecto desde su retorno financiero, se enfoca en el análisis del grado en que el proyecto cumple sus objetivos de generar un retorno a los diferentes actores que participan en su ejecución o financiamiento (EAFIT, 2017). La evaluación financiera trabaja los flujos de ingresos y egresos con precios vigentes de mercado. Típicamente, toma como criterio de selección el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio-costos (B/C) (EAFIT, 2017):

- **Valor presente neto (VPN):** es una herramienta que sirve como indicador para medir y determinar la viabilidad de una inversión o un proyecto en términos de rentabilidad y ganancia, el cual consiste en calcular el valor actual de los flujos de caja futuros originados por la inversión (el proyecto es rentable para $VPN > 0$) (EAFIT, 2017). Matemáticamente se expresa como:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{Fi}{(1+i)^t} - inversión\ inicial \quad (4.1)$$

Donde:

$Fi =$ Flujo de caja libre al periodo i .

$i = \text{tasa de oportunidad del inversionista.}$

$n = \text{número de periodos.}$

- **Tasa interna de retorno (TIR):** es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de la inversión (a mayor TIR, mayor rentabilidad). En otras palabras, es la tasa de interés que corresponde a un VPN de cero (Masini & Briceño, 2009).

$$TIR = \frac{-\text{inversión inicial} + \sum_{i=1}^n Fi}{\sum_{i=1}^n (i)(Fi)} \quad (4.2)$$

- **Relación beneficio costo (RBC):** compara la obtención de mayores y mejores resultados al menor esfuerzo invertido. Para hallar la RBC se divide el VPN de los ingresos netos sobre el VPN de los costos netos (Masini & Briceño, 2009). La viabilidad de un proyecto bajo este enfoque tiene en cuenta lo siguiente (Obregon, 2013):

RBC > 1 indica que los beneficios superan los costes, por consiguiente, el proyecto debe ser considerado.

RBC=1 Aquí no hay ganancias, pues los beneficios son iguales a los costes.

RBC < 1, muestra que los costes son mayores que los beneficios, no se debe considerar.

- **Tiempo de la recuperación de la inversión (*payback time*):** es tiempo de recuperación de la inversión inicial en los periodos de evaluación respectivos, es decir, el periodo para el cual el flujo de caja neto es cero o positivo (Rincón, 2015).

- **Precio del crudo:** el precio internacional del crudo marcador "West Texas Intermediate" (WTI) expresado en dólares de los Estados Unidos de América por Barril (US\$/Bbl) para hidrocarburos líquidos es la base de comercialización de la producción del campo de estudio. Para realizar esta evaluación financiera se ha definido el precio de venta del barril del crudo WTI en 45 US\$/Bbl, teniendo en cuenta los descuentos del crudo sobre la referencia WTI y los pronósticos de la empresa operadora para el año 2018.
- **Porcentaje de Regalías:** publicada por la dirección de regalías del Departamento Nacional de Planeación (DPN), actualizada bajo la fecha, "Bogotá D.C. noviembre de 2007" y la Publicación cartilla informativa "Las Regalías en el Sector de los Hidrocarburos de la ANH" editada en fecha "Bogotá D.C. 2008". En donde se determinan que para los nuevos descubrimientos y de acuerdo con lo establecido en la ley 756 de 2002, el valor de las regalías sería del ocho por ciento (8%) para producciones hasta cinco mil (5000) barriles de crudo diarios, producción correspondiente al actual estudio.
- **Tasa de cambio del dólar:** según el comportamiento de la tasa de cambio del dólar (US\$) a peso colombiano (COL) en el año 2018 (**figura 53**), se considera oportuno realizar la evaluación financiera a un precio de dólar en \$2800 pesos COL, ya que hace parte de un escenario evaluado y concertado con la empresa.

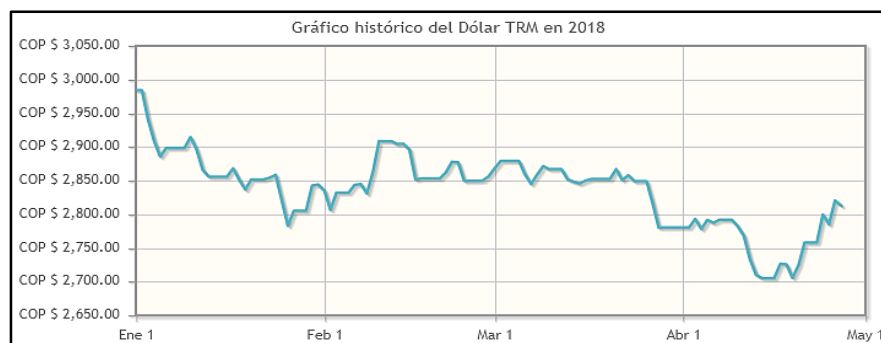


Figura 53. Comportamiento histórico del Dólar TRM durante el 2018. Adaptado de: <https://dolar.wilkinsonpc.com.co/divisas/dolar.html>. [Consultado en 25 de abril de 2018].

- **Generación eléctrica:** un aspecto que es de interés a la hora de analizar la implementación de un sistema de levantamiento es el suministro y/o generación de energía, para así determinar los costos de consumo de la misma. Se realizaron las respectivas averiguaciones encontrando lo mostrado en la **tabla 35**. Además, el estudio de **Pedro Arias (2016)** para un campo en la zona: estudio técnico económico para la implementar un sistema de generación de energía eléctrica centralizada en el campo Oropéndola. Focaliza la implementación del crudo como fuente de energía en reemplazo del diésel para ahorro de costos, según los requerimientos de energía y desarrollo del campo.

Para nuestro estudio se considera oportuno tomar el combustible diésel como la mejor opción, por la economía de compra de equipos y por tratarse de un campo en exploración que no requiere altos gastos de energía eléctrica.

Tabla 35.
Alternativas para la generación de energía en el campo de estudio.

Alternativas	Disponibilidad	Observaciones
Gas Natural	SI	Carencia del uso industrial de este recurso en la zona. La estación más cercana es Cusiana a 220 km. El transporte requerido para el abastecimiento limita las posibilidades ya que no existe un gasoducto para su envío.
Crudo	SI	Disponible en pozo. La inversión en equipos es alta.
GLP	SI	Fuente cercana; Cusiana a 220 km. Equipos con alto costo y mantenimiento.
Diésel	SI	Disponibilidad en puntos cercanos y facilidad de acopio.
Red Eléctrica Nacional	NO	Las locaciones quedan en sitios alejados de la Red Nacional. El servicio eléctrico en la zona es intermitente.

El procedimiento utilizado para evaluar financieramente la puesta en funcionamiento del sistema de levantamiento artificial ESP y HJP, se describe a continuación y está basado en el desarrollo financiero realizado por Cristian Obregón (2013):

- a.** Se parte de la producción inicial de petróleo y se le aplica el 3% de declinación exponencial para el primer año de explotación de la primera fase de vida del yacimiento, considerando el ajuste de operacional del SLA para mantener la producción estimada mes a mes.
- b.** Se calcula la regalía en barriles para esta producción bruta que corresponde al 8% sobre la producción de petróleo y sobre esta diferencia (producción bruta-regalías) aplicar el 15% de participación del estado (ANH) por acuerdos de contrato.
- c.** La diferencia entre la producción, regalía y participación, corresponde a la producción neta por la cual se recibe ingreso al multiplicar por el precio del barril WTI.
- d.** El costo de operación (OPEX) resulta de la suma del costo de consumo de energía, tratamiento químico por BFPD, el transporte para el aceite neto y el manejo de las facilidades de superficie.
- e.** Las inversiones son las siguientes: una inversión inicial y un costo por mantenimiento a los 6 meses. Asimismo, se prevé un tiempo de vida (*run life*) para ambos sistemas de 12 meses, donde el correspondiente valor de cambio de bombas depende del SLA.
- f.** El costo neto resulta de la suma por mes del costo de operación y las inversiones.
- g.** El flujo de caja (FC) es la diferencia entre ingreso neto y el costo neto.
- h.** El impuesto de renta corresponde al 33% de FC siempre que exista un valor positivo.
- i.** Por último, se obtiene el FCL de la diferencia entre el FC y el impuesto de renta.

4.1 Evaluación del Sistema ESP

Esta evaluación financiera comprende la instalación y la operación inicial de los primeros doce (12) meses de funcionamiento, para ello es importante definir la inversión inicial o el CAPEX (Capital Expenditure) de los casos y describir en las siguientes tablas, un estimativo de costos para la puesta en funcionamiento de este SLA.

Tabla 36.

Inversión inicial del sistema ESP, caso 1.

Descripción	Costos (US\$)
WO & unidades de instalación	340,000
Equipo de subsuelo	230,000
Tubería @ 4800 ft	39,360
Facilidades de superficie	260,000
Obra civil	78,000
Contingencias 10%	94,736
TOTAL	1,042,096

Nota: Datos consultados a la empresa SLS ENERGY S.A.S

Tabla 37.

Inversión inicial del sistema ESP, caso 2.

Descripción	Costos (US\$)
WO& unidades de instalación	340,000
Equipo de subsuelo	210,000
Tubería @ 4350 ft	35,670
Facilidades de superficie	260,000
Obra civil	78,000
Contingencias 10%	92,367
TOTAL	1,016,037

Nota: Datos consultados a la empresa SLS ENERGY S.A.S

Tabla 38.

Inversión inicial del sistema ESP, caso 3.

Descripción	Costos (US\$)
WO & unidades de instalación	340,000
Equipo de subsuelo	220,000
Tubería @ 4550 ft	37,310
Facilidades de superficie	260,000
Obra civil	78,000
Contingencias 10%	93,531
TOTAL	1,028,841

Nota: Datos consultados a la empresa SLS ENERGY S.A.S

El costo de operación (OPEX) es evaluado de acuerdo a información de estudios en campos vecinos y los datos suministrados por ingeniería de operaciones de la empresa vinculada. La siguiente tabla resume los datos vinculados al OPEX, siendo estos un promedio estimado de la operación de cada caso. Igualmente, en la **tabla 40** se detallan los costos aproximados para realizar un cambio de bomba ESP en cada caso.

Tabla 39.

Costos de operación (OPEX) para el sistema ESP.

Descripción	Valor	Unidad
Operación de las Facilidades	6.01	USD/BF
Tratamiento Químico	0.1	USD/BF
Transporte a Venta de Crudo	5	USD/BO
Energía Eléctrica	7.43	USD/kW-día

Tabla 40.

Servicio de well services para el sistema ESP

Well Services	Costos (US\$)
Equipo + Pull & run	130,000
RIG (3 días) + movilización	210,000
TOTAL	340,000

Los resultados del procedimiento para generar el análisis financiero se muestran en detalle en las tablas del **apéndice E**, dichas tablas exponen un resumen de los costos de operación para el primer año junto con todas las variables financieras necesarias del proceso.

4.2 Evaluación del Sistema HJP

Al igual que en la evaluación del sistema ESP, la inversión inicial del sistema HJP (CAPEX) se describe en las siguientes tablas respecto a las condiciones de cada caso, y a los diferentes criterios de la empresa consultada.

Tabla 41.

Inversión inicial del sistema HJP, caso 1.

Descripción	Costos (US\$)
WO & unidades de instalación	120,000
Equipo de subsuelo	50,000
Tubería @ 4800 ft	39,360
Facilidades de superficie	270,000
Obra civil	78,000
Contingencias 10%	55,736
TOTAL	613,096

Nota: Datos consultados a la empresa SLS ENERGY S.A.S

Tabla 42.

Inversión inicial del sistema HJP, caso 2.

Descripción	Costos (US\$)
WO & unidades de instalación	120,000
Equipo de subsuelo	55,000
Tubería @ 4350 ft	35,670
Facilidades de superficie	280,000
Obra civil	78,000
Contingencias 10%	56,867
TOTAL	625,537

Tabla 43.

Inversión inicial del sistema HJP, caso 3.

Descripción	Costos (US\$)
WO& unidades de instalación	120,000
Equipo de subsuelo	50,000
Tubería @ 4550 ft	37,310
Facilidades de superficie	270,000
Obra civil	78,000
Contingencias 10%	55,531
TOTAL	610,841

Nota: Datos consultados a la empresa SLS ENERGY S.A.S

El costo de operación (OPEX) es evaluado acorde a la información de estudios en campos vecinos y los datos suministrados por ingeniería de operaciones de la empresa vinculada (**tabla 44**). En la **tabla 45** se detallan los costos aproximados para realizar un cambio de bomba HJP en cada caso estudiado. Además, los resultados detallados del procedimiento de evaluación se exponen en las tablas del **apéndice E**.

Tabla 44.

Costos de operación (OPEX) para el sistema HJP.

Descripción	Valor	Unidad
Operación de las Facilidades	4.02	USD/BF
Tratamiento Químico	0.1	USD/BF
Transporte a Venta de Crudo	5	USD/BO
Energía Eléctrica	7.43	USD/kW-día

Tabla 45.

Servicio de well services para el sistema HJP.

Well Services	Costos (US\$)
Bomba Jet	25,000
Slickline + movilización	35,000
TOTAL	60,000

En definitiva, para poder tomar una decisión adecuada sobre la instalación de un sistema u otro debemos proceder a la obtención de los indicadores de rendimiento que nos permitan fundamentar el análisis financiero para los tres casos evaluados, en la siguiente sección se analizan estos resultados.

4.3 Resultados de la evaluación financiera.

En las siguientes tablas, se resumen los resultados de la evaluación financiera para cada caso en particular con los valores de VPN, TIR, RBC y *pay back*.

Tabla 46.

Resultados de la evaluación financiera del caso 1.

SLA	VPN (US\$)	TIR	RBC	PAY BACK (mes)
ESP	450,838	19.50%	1.51	9
HJP	1,031,126	41.60%	2.08	5

Tabla 47.

Resultados de la evaluación financiera del caso 2.

SLA	VPN (US\$)	TIR	RBC	PAY BACK (mes)
ESP	729,471	25.20%	1.67	8
HJP	1,272,738	47.60%	2.24	5

Tabla 48.

Resultados de la evaluación financiera del caso 3.

SLA	VPN (US\$)	TIR	RBC	PAY BACK (mes)
ESP	371,854	18.10%	1.46	10
HJP	940,612	39.10%	2.02	5

5 Análisis de resultados

En las **tablas 46, 47 y 48**, se expresan los resultados de todos los casos para la puesta en funcionamiento de los sistemas ESP y HJP. Teniendo en cuenta lo anterior y tomando como base los indicadores financieros, podemos emitir los siguientes comentarios:

1. El **valor presente neto (VPN)** es muy superior a cero, por lo que se considera que la instalación de los sistemas de levantamiento ESP y HJP estarían generando beneficios económicos (ingresos superan a los egresos llevados a la actualidad). El VPN del sistema HJP para el caso 1 corresponde a US\$ **1'031,126**, valor superior a los US\$ **450,838** del ESP. De la misma forma, el sistema HJP supera en el caso 2 y 3 al ESP con una diferencia respectiva de US\$ **543,267** y US\$ **568,758**.
2. Los porcentajes de la **Tasa Interna de Retorno (TIR)** nos muestran que, en todos los casos y sistemas preseleccionados, la inversión generará beneficios económicos. Sin embargo, para el caso 1 el sistema HJP genera mayor retorno con una diferencia del **22.1%** sobre el ESP, al igual que un **22.4%** para el caso 2 y un **21.0%** para el caso 3.
3. Los resultados de **Relación Beneficio-Costo (RBC)** concluyen que los beneficios superan los costos de la puesta en funcionamiento de los sistemas preseleccionados ($RBC > 1$), por lo que ambos sistemas pueden ser tenidos en cuenta para su instalación. Del mismo modo, los valores más altos de RBC corresponden al sistema HJP; **2.08**, **2.24** y **2.02**, para el caso 1, 2 y 3, respectivamente.
4. El **tiempo de la recuperación de la inversión (payback time)** para ambos sistemas resulta satisfactorio, ya que la inversión se recupera en un tiempo inferior a los 12 meses propuestos para la evaluación de dichos SLA en campo. El menor tiempo de recuperación

de la inversión se da en el sistema HJP, requiriendo para todos los casos de **5 meses**; 3 meses menos que el mejor caso de recuperación de inversión del sistema ESP.

5. Por último, es interesante analizar el **flujo de caja libre acumulado** en los 12 meses de la evaluación de la puesta en funcionamiento del sistema. En las siguientes figuras se detalla el FCL ACUM & BOPD vs el periodo de evaluación, para los sistemas ESP y HJP en sus respectivos casos.

6.

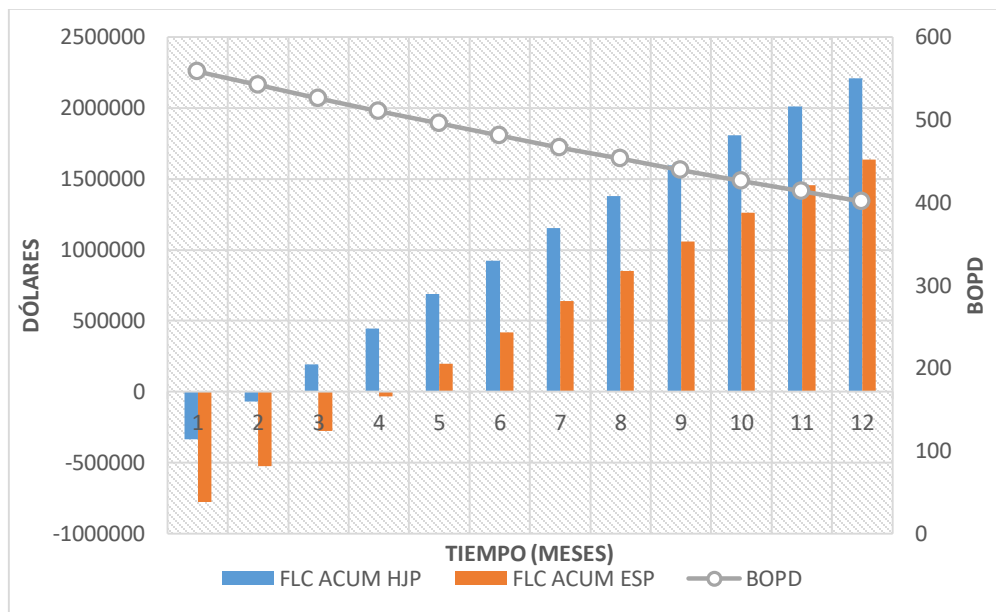


Figura 54. Flujo de caja acumulado con propuesta ESP y HJP- Caso1.

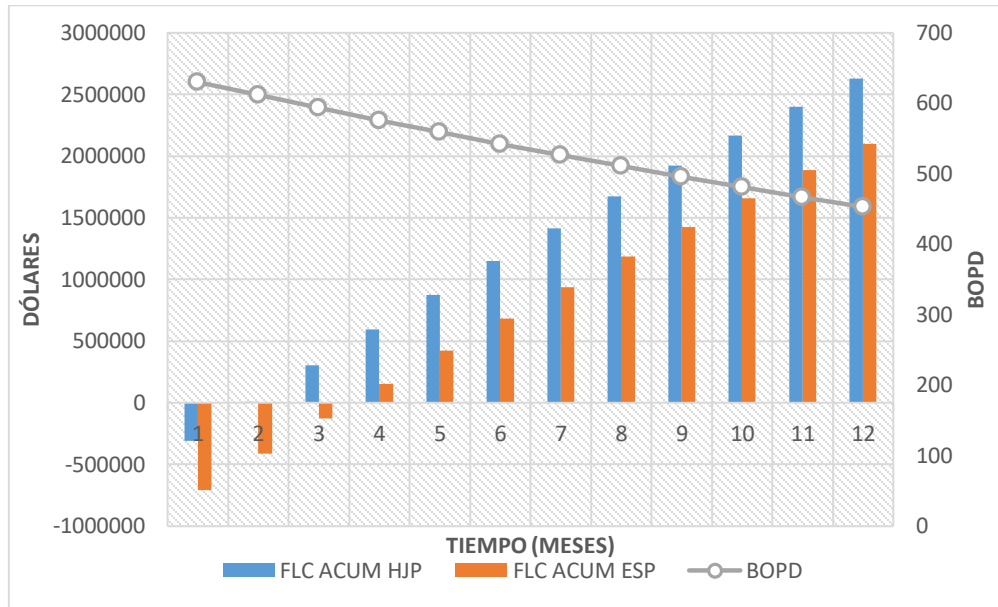


Figura 55. Flujo de caja acumulado con propuesta ESP y HJP- Caso2.

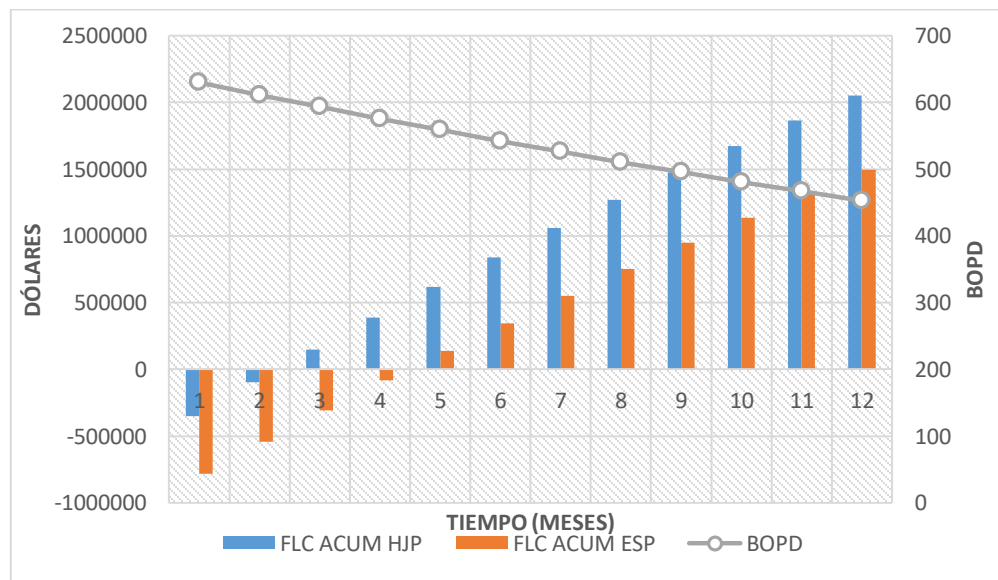


Figura 56. Flujo de caja acumulado con propuesta ESP y HJP- Caso3.

De las anteriores figuras, se puede analizar que la implementación de estos dos sistemas genera flujos de caja libre, con ganancias de alrededor de 2 millones de dólares para el primer año de puesta en funcionamiento. También se puede observar, que el sistema ESP genera menos flujo de caja libre acumulado en cualquiera de los tres casos evaluados.

Finalmente, en base a los anteriores resultados de la evaluación financiera para los sistemas preseleccionados se observa que, para los 3 casos, el sistema HJP es opción más rentable, ya que presenta el mayor incremento en las ganancias esperadas (mayor VPN), una TIR más alta, una mayor RBC y un menor *payback*. Por lo tanto, para el caso 1, 2 y 3, se elige el HJP como el sistema más adecuado para el campo, teniendo en cuenta sus características técnicas propicias para la operación del pozo actual y los futuros del campo, además, de su superioridad o rentabilidad financiera para la explotación de los pozos.

Es relevante resaltar que el actual estudio hace parte de recomendaciones concisas para el campo evaluado y también puede ser usado para otros campos o bloques exploratorios que busquen evaluar un adecuado SLA. Sin embargo, como dice Platas: “...la decisión final de la instalación o no, de un sistema u otro, debe ser valorada y puesta en perspectiva por personal con experiencia y conocimiento suficiente en el tópico de los Sistemas Artificiales de Producción” (Platas, 2016) pág. 102.

6 Conclusiones

El actual estudio permite identificar, entender y evaluar las partes que componen el problema de la selección del SLA adecuado a condiciones de un campo en fase exploratoria, procedimiento que exige implementar varias técnicas para coadyuvar a obtener una mejor decisión respecto a datos estimativos o con gran incertidumbre.

Se evidenció que el método de selección ELECTRE puede ser usado en el desarrollo de diferentes proyectos que busquen la preselección de los mejores SLA, de acuerdo con una data estimada e incierta, incorporando la naturaleza difusa en la toma de decisiones, umbrales de indiferencia y preferencia.

La creación de la herramienta software “ELECTRE 1.0” arrojó resultados satisfactorios que ayudaron en el análisis de los mejores SLA, mediante la ponderación de los resultados y la relación de dominancia de estas alternativas.

Los resultados de la aplicación del método ELECTRE determinaron que los sistemas ESP y HJP lideran con una clara diferencia la relación de superioridad frente a las otras alternativas en cada uno de los tres casos evaluados; por ende, se establecieron como los sistemas preseleccionados de este estudio.

Desde el punto de vista técnico del diseño de los SLA preseleccionados, la configuración del equipo de subsuelo adopta las características técnicas para operar de manera adecuada el actual y los futuros pozos del campo, según los procedimientos de diseño, los catálogos de equipos y el programa especializado utilizado.

La evaluación financiera de la instalación y la operación inicial de los primeros 12 meses de funcionamiento indican que, de acuerdo con el VPN, TIR, RBC y *payback* para los pozos evaluados en los tres casos resulta rentable la implementación de los sistemas de levantamiento preseleccionados; ESP y HJP. Además, el sistema HJP es opción más rentable en todos los casos, porque presenta el mayor incremento en las ganancias esperadas (mayor VPN), una TIR más alta, mayor RBC y menor tiempo de recuperación de la inversión.

El sistema de levantamiento artificial más adecuado para la implementación en el campo de estudio según la viabilidad técnica y financiera de los tres casos analizados, es el bombeo hidráulico tipo *jet* (HJP). Se resalta que, según los parámetros de preselección el sistema ESP fue mejor que el sistema HJP, pero por viabilidad financiera del campo se decide tomar la rentabilidad del bombeo *jet*.

Las principales particularidades de este campo fue el manejo de datos con cierto grado de incertidumbre que, complementado con la probabilidad de éxito de la campaña o pozos planeados por la empresa operadora, permitieron la división del estudio en tres casos. Esta división condescendió a verificar los resultados de manera detallada y precisa, logrando integrar los resultados para tomar una decisión final.

7 Recomendaciones

Mejorar el software ELECTRE 1.0 con nuevas opciones de análisis para el usuario, la incorporación de más sistemas de levantamiento artificial y la actualización de los parámetros de rendimiento de los SLA (base de datos), para lograr ampliar el universo de posibilidades de aplicación y de este modo lograr una selección aún más adecuada del SLA.

Evaluar y seguir profundizando en la selección de sistemas de levantamiento en campos o bloque en exploración, integrando la parte de yacimientos en la búsqueda de nuevos métodos para predecir los datos para una adecuada evaluación.

Comparar el uso de la herramienta ELECTRE con otras herramientas y evaluar los resultados.

Referencias Bibliográficas

- Alemi, M., Jalalifar, H., Kamali, G. R., & Kalbasi, M. (2011). A mathematical estimation for artificial lift systems selection based on ELECTRE model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(1), 193–200. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.05.014>
- ANH. (2011). *Memorias al Congreso Periodo 2010 - 2011*. Bogotá D.C.
- ANH. (2012). Cuenca Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, 209. Retrieved from <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5>. Informe Final Llanos.pdf
- Baker Hughes Centrilift. (2008). *Submersible Pump Handbook* (Ninth). Claremore, Oklahoma: Baker Hughes. Retrieved from www.bakerhughesdirect.com%0APrinted
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. a., & Martínez, J. F. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. Agencia Nacional de Hidrocarburos - A.N.H.-. <https://doi.org/ISBN:978-958-98237-0-5>
- Brown, K. E., & Beggs, H. D. (1977). *The Technology of Artificial Lift* (Vol. 1). Tulsa, Oklahoma: PennWellBooks.
- Ceballos, B., Lamata, M. T., Pelta, D., & Sanchez, J. M. (2013). El método topsis relativo vs. absoluto. *Recta*, 14(2), 181–192.
- Clegg, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W. (1993). Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods. *Journal of Petroleum Technology*, 45(12), 1128–1167. <https://doi.org/10.2118/24834-PA>
- EAFIT. (2017). Evaluación financiera de proyectos. *Consultorio Contable*, p. 6.
- Economides, J. M., Hill, A. D., Economides, C., & Zhu, D. (2013). *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall (2nd ed.). United States. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-051554-0.50001-1>
- Espin, D. a., Gasbarri, S., & Chacin, J. E. (1994). Expert System for Selection of Optimum Artificial Lift Method. *Society of Petroleum Engineers*, 9. <https://doi.org/10.2523/26967-MS>

- Fatahi, E., Jalalifar, H., Pourafshari, P., & Rostami, A. J. (2011). Selection of the Best Artificial Lift Method in One of the Iranian Oil Field by the Employment of ELECTRE Model, *1*(4), 172–180.
- Figueira, J., Mousseau, V., & Roy, B. (2005). Chapter 1 ELECTRE METHODS Introduction : A brief History. *Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys*, 1–35. https://doi.org/Doi 10.1007/0-387-23081-5_4
- Gómez, M. (2005). *Evaluación Y Análisis Comparativo De Diferentes Métodos De Selección De Sistemas De Levantamiento Artificial*. Universidad Central de Venezuela.
- Heinze, R. L., & Herald W, L. J. (1995). Decision Tree for Selection of Artificial Lift 00029510.pdf. SPE.
- Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas* (1st ed., Vol. 1). Oilproduction.net.
- Lake, L. W., & Clegg, D. (2007). *Operations Petroleum Engineering Production Operations Engineering* (Vol. IV). USA: Society Of Petroleum Engineers.
- Lea, J. F., & Nickens, H. V. (1999). Selection of Artificial Lift. *Society of Petroleum Engineers*, 30. <https://doi.org/10.2118/52157-MS>
- Legarreta, L. (2003, April). Los riesgos exploratorios. *Petrotecnia*.
- Maggiolo, R. (2004). *Gas Lift Básico* (Vol. 1). Maracaibo-Venezuela. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Masini, J., & Briceño, G. (2009). *Evaluación de proyectos. Gobierno de Chile: proyectos*.
- Melo, V. (2010). *Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet* (1390-6542).
- Montes, E. (2016). *Métodos de Producción: Sistemas de Levantamiento Artificial*. Bucaramanga.
- Navarro, A. (2017). *Informe técnico de Geología Geofísica*. Bogotá D.C.
- Obregon, C. (2013). *Estudio financiero del bombeo hidráulico tipo Jet pump para la extracción en pozos productores del campo la Cira Infantas*. UIS.
- Partidas, H. (2003). *Bombeo Mecánico* (Vol. 1). Anzoátegui-Venezuela: ESP OIL.

- Petrie, H. (1985). Hydraulic Pumping. In *Petroleum Engineering Handbook* (pp. 241–281). Society Of Petroleum Engineers.
- Platas, D. A. (2016). *Metodología para la selección de un Sistema Artificial de Producción en pozos costa afuera mediante Curvas de Desempeño*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Rao, R. V. (2007). Decision Making in the Manufacturing Environment. *Springer-Verlag London, 1*, 374. <https://doi.org/10.1007/978-1-84628-819-7>
- Rincón, M. (2015). *Evaluación financiera del caso de negocio: reducción de costos de tratamiento de agua de producción mediante el control de agua en fondo, aplicando la tecnología water shut off (wso) en el campo Castilla*. UIS.
- Romo, B. E. (2011). *Sistemas artificiales en pozos exploratorios*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- SPE, AAPG, WPC, & SPEE. (2007). Petroleum Resources Management System (PRMS). *Society of Petroleum Engineers*, 1–47. Retrieved from http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf
- Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual*. Burlington, USA: Elsevier Inc.
- Vásquez, J. (2011). *Evaluación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para su aplicación en el área mayor de oficina del distrito Gas Anaco*. Universidad de Oriente.
- WPC, SPE, AAPG, SPEE, & SEG. (2011). Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. *SPE International*, (November), 1–222. Retrieved from www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf
- Yañez, M., Leccese, M., Gómez, H., Gil, P., & Fariñas, J. (2014). Metodología estocástica integral para evaluación de proyectos exploratorios, considerando incertidumbre de la información e interdependencia probabilística entre prospectos y diferentes objetivos geológicos. *Ingeniería Petrolera*, 54(11), 657–675.

Apéndice

Apéndice A. Screening de los SLA Convencionales.

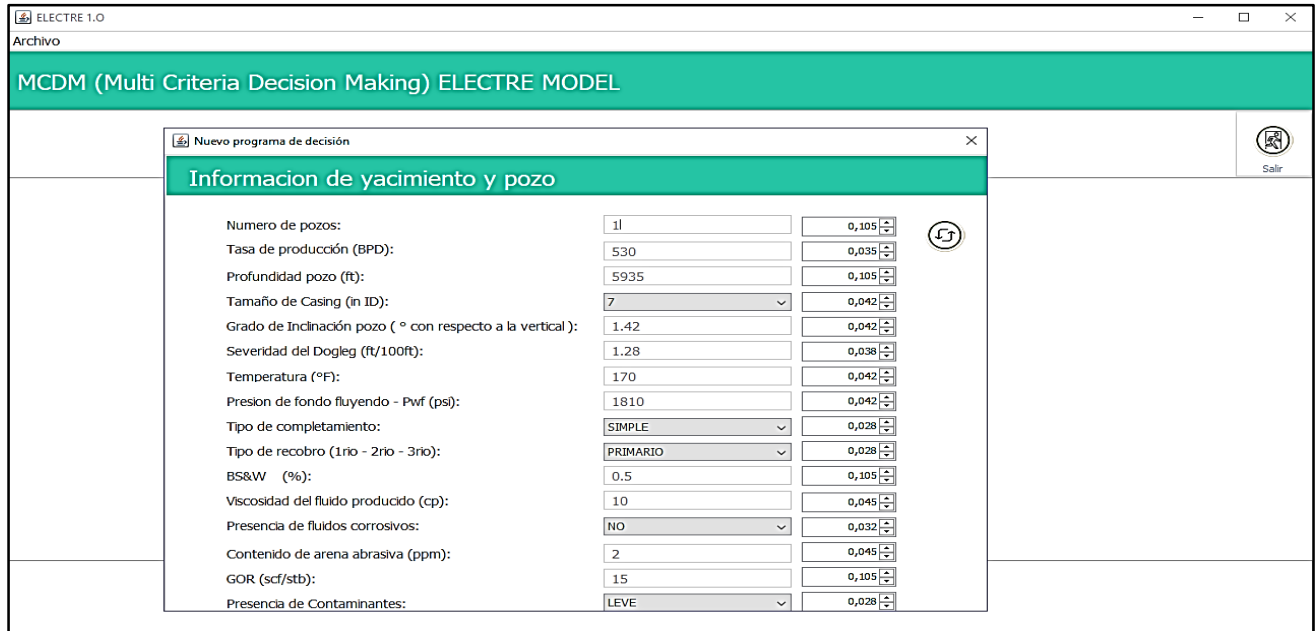
Rangos de Operación - Valoración numérica		B. Mecánico	B. Electro sumergible	B. C. P.	B. Hidráulico Pistón	B. Hidráulico Jet	Gas Lift	
Numero de pozos	Óptimo	5	Más de 1	Más de 1	Más de 1	Más de 3	Más de 3	Más de 25
	Excelente	4	1	1	1	2	2	16 a 25
	Aceptable	2				1	1	2 a 15
	No Aplicable	0						1
Tasa de producción (BPD)	Óptimo	5	50 a 300	10001 a 20000	1501 a 2000	301 a 600	501 a 1000	10001 a 15000
	Excelente	4	11 a 50 y 301 a 500	1001 a 10000 y 20001 a 30000	101 a 1500 y 2001 a 2500	151 a 300 y 601 a 1500	301 a 500 y 1001 a 3000	5001 a 10000 y 15001 a 20000
	Bueno	3	1 a 10 y 501 a 1000	301 a 1000 y 30001 a 50000	6 a 100 y 2501 a 3500	1 a 150 y 1501 a 3000	101 a 300 y 3001 a 7000	1001 a 5000 y 20001 a 30000
	Aceptable	2	1000 a 4000	201 a 300 y 50001 a 60000	3501 a 4500	3001 a 5000	1 a 100 y 7001 a 12000	501 a 1000
	Limitado	1	4001 a 10000	100 a 200	4501 a 5500	5001 a 8000	12001 a 15000	101 a 500 y 30001 a 35000
	No Aplicable	0	>10000	< 100 y > 60000	1 a 5 y > 5500	> 8000	> 15000	1 a 100 y > 35000
Profundidad pozo (ft)	Óptimo	5	1 a 2500	1 a 5000	1 a 2500	12001 a 15000	12001 a 15000	10001 a 15000
	Excelente	4	2501 a 3000	5001 a 7500	2501 a 3500	10001 a 12000 y 15001 a 20000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	7501 a 10000
	Bueno	3	3001 a 7000	7501 a 10000	3501 a 5000	7501 a 10000	7501 a 10000	2501 a 7500
	Aceptable	2	7001 a 10000	10001 a 12500	5001 a 7500	5001 a 7500	5001 a 7500	1 a 2500
	Limitado	1	10001 a 14000	12501 a 15000	7501 a 9800	2001 a 5000	2001 a 5000	15001 a 18500
	No Aplicable	0	>14000	> 15000	> 9800	1 a 2000 y > 20000	1 a 2000 y > 20000	>18500
Tamaño de Casing (in ID)	Óptimo	5	4 1/2	> 7	4 1/2	>9 5/8	>9 5/8	> 7
	Excelente	4	5 1/2	7	5 1/2	9 5/8	9 5/8	7
	Bueno	3	3001 a 7000	7501 a 10000	3501 a 5000	7501 a 10000	7501 a 10000	2501 a 7500
	Aceptable	2	7001 a 10000	10001 a 12500	5001 a 7500	5001 a 7500	5001 a 7500	1 a 2500
	Limitado	1	10001 a 14000	12501 a 15000	7501 a 9800	2001 a 5000	2001 a 5000	15001 a 18500
	No Aplicable	0	>9 5/8	2 3/8		2 3/8	2 3/8	2 3/8
Grado de Inclinación pozo (° con respecto a la vertical)	Óptimo	5	0 a 5	0 a 10	0 a 3	0 a 10	0 a 10	0 a 30
	Excelente	4	6 a 10	11 a 40	4 a 8	11 a 20	11 a 20	31 a 45
	Bueno	3	11 a 20	41 a 70				46 a 65
	Aceptable	2	21 a 45	71 a 80	9 a 10	21 a 90	21 a 90	66 a 75
	Limitado	1						76 a 90
	No Aplicable	0	>45	> 80	11 a 90			
Severidad del Dogleg (ft/100ft)	Óptimo	5	0 a 3	0 a 3	0 a 2	0 a 3	0 a 3	0 a 50
	Excelente	4	4 a 5	4 a 10	3 a 4	4 a 10	4 a 10	51 a 60
	Bueno	3				11 a 15	11 a 15	61 a 70
	Aceptable	2	6 a 10	> 10		16 a 30	16 a 30	71 a 80
	Limitado	1	11 a 20		5 a 10	31 a 60	31 a 60	> 80
	No Aplicable	0	> 20		> 10	> 60	> 60	
Temperatura (°F)	Óptimo	5	1 a 150	71 a 150	71 a 150	71 a 150	71 a 150	101 a 150
	Excelente	4	151 a 250	1 a 70 y 151 a 250	1 a 70 y 151 a 250	1 a 70 y 151 a 250	1 a 70 y 151 a 250	1 a 100 y 151 a 200
	Bueno	3	251 a 400	251 a 325	251 a 280		251 a 500	201 a 280
	Aceptable	2	401 a 550	326 a 350		251 a 500		281 a 400
	Limitado	1	551 a 600	351 a 450	281 a 350	501 a 600	501 a 600	401 a 500
	No Aplicable	0	> 600	> 450	> 350	> 600	> 600	> 500

Rangos de Operación - Valoración numérica		B. Mecánico	B. Electro sumergible	B. C. P.	B. Hidráulico Pistón	B. Hidráulico Jet	Gas Lift	
Presión de fondo fluyendo - Pwf (psi)	Optimo	5	51 a 100	> 500	500 a 1000	301 a 800	501 a 1000	> 2000
	Excelente	4	14 a 50 y 101 a 200	301 a 501	201 a 500 y > 1000	101 a 300 y > 800	201 a 500 y > 1000	1001 a 2000
	Bueno	3	201 a 300	14 a 300	101 a 200	51 a 100	101 a 200	851 a 1000
	Aceptable	2	301 a 500		14 a 100	14 a 50	14 a 100	651 a 850
	Limitado	1	501 a 4000					501 a 650
	No Aplicable	0	> 4000					14 a 500
Tipo de completamiento	Optimo	5	Simple	Simple	Simple	Simple	Simple	Simple
	Excelente	4						
	Bueno	3				Multiple	Multiple	Multiple
	Aceptable	2	Multiple		Multiple			
	Limitado	1		Multiple				
	No Aplicable	0						
Tipo de recobro (1rio - 2rio - 3rio)	Optimo	5	1rio	1rio	1rio			1rio
	Excelente	4	2rio	2rio	2rio	1rio	1rio	
	Aceptable	2	3rio	3rio	3rio	2rio - 3rio	2rio - 3rio	3rio
	Limitado	1						
	No Aplicable	0						2rio
BS&W (%)	Optimo	5	0,1 a 15	0,1 a 70	0,1 a 6	0,1 a 10	0,1 a 10	0,1 a 10
	Excelente	4	16 a 25	71 a 90	7 a 15	11 a 20	11 a 20	11 a 20
	Bueno	3	26 a 45	91 a 99,9	16 a 40	21 a 35	21 a 35	21 a 40
	Aceptable	2	46 a 60		41 a 55	36 a 60	36 a 60	41 a 80
	Limitado	1	61 a 95		56 a 90	61 a 100	61 a 100	81 a 90
	No Aplicable	0	> 95		> 90			> 90
Viscosidad del fluido producido (cp)	Optimo	5	101 a 500	0,1 a 10	5000 a 6000	1 a 50	1 a 10	41 a 70
	Excelente	4	21 a 100 y 501 a 1000	11 a 50	1001 a 5000	0,1 a 1 y 51 a 300	0,1 a 1 y 11 a 200	31 a 40 y 71 a 200
	Bueno	3	0,1 a 20 y 1001 a 3000	51 a 100	501 a 1000 y 6001 a 8000	301 a 500	201 a 800	21 a 30 y 201 a 500
	Aceptable	2	3001 a 5000	101 a 200	101 a 500 y 8001 a 10000	501 a 700	801 a 1000	11 a 20 y 501 a 600
	Limitado	1	5001 a 7000	201 a 5000	0,1 a 100 y 10001 a 12000	701 a 1500	1001 a 1500	0,1 a 10 y 601 a 800
	No Aplicable	0	> 7000	> 5000	> 12000	> 1500	> 1500	> 800
Presencia de fluidos corrosivos	Optimo	5	No	No	No	No	No	No
	Excelente	4						Si
	Bueno	3						
	Aceptable	2		Si			Si	
	Limitado	1			Si	Si		
	No Aplicable	0	Si					
Contenido de arena abrasiva (ppm)	Optimo	5	0 a 10	0 a 5	0 a 50	0 a 2	0 a 2	0 a 200
	Excelente	4	11 a 50	6 a 15	51 a 200	3 a 10	3 a 10	201 a 500
	Bueno	3	51 a 200	16 a 50	201 a 500	11 a 70	11 a 100	501 a 1000
	Aceptable	2	201 a 500	51 - 100	501 a 8000	71 a 150	101 a 200	1001 a 5000
	Limitado	1	501 a 1000	101 a 200	8001 a 10000			5001 a 12000
	No Aplicable	0	> 1000	> 200	>10000	> 150	> 200	> 12000

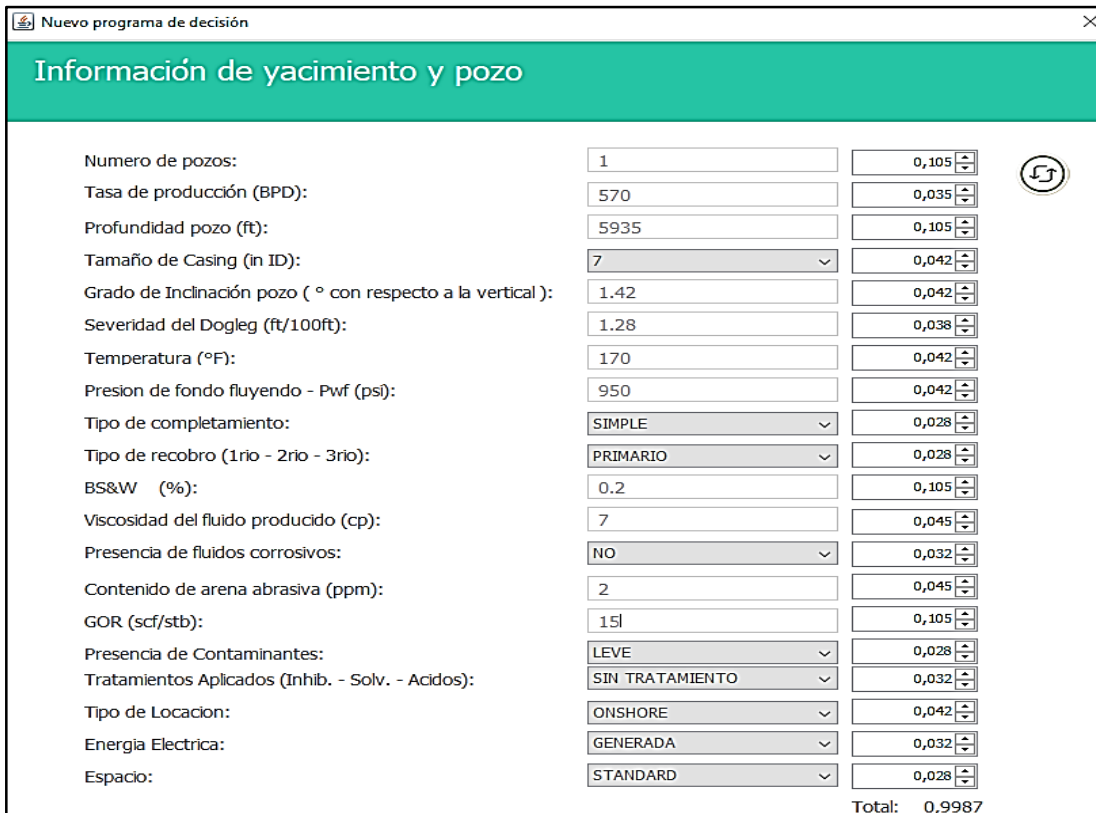
Rangos de Operación - Valoración numérica		B. Mecánico	B. Electro sumergible	B. C. P.	B. Hidráulico Pistón	B. Hidráulico Jet	Gas Lift	
GOR (scf/stb)	Optimo	5	0 a 100	0 a 50	0 a 50	0 a 30	0 a 100	> 5000
	Excelente	4	101 a 200	51 a 500	51 a 150	31 a 120	101 a 200	1001 a 5000
	Bueno	3	201 a 300	501 a 1500	151 a 300	121 a 220	201 a 300	501 a 1000
	Aceptable	2	301 a 400	1501 a 4000		221 a 350	301 a 400	151 a 500
	Limitado	1	401 a 700	4001 a 5000	301 a 500	351 a 500	401 a 500	51 a 150
	No Aplicable	0	> 700	>5000	> 500	> 500	> 500	0 a 50
Presencia de Contaminantes	Optimo	5	Nula	Nula	Nula	Nula	Nula	Nula
	Excelente	4		Leve	Media - Leve		Leve	Leve
	Bueno	3	Leve	Media	Severa	Leve	Media	Severa - Media
	Aceptable	2	Media	Severa		Media	Severa	
	Limitado	1	Severa			Severa		
	No Aplicable	0						
Tratamientos Aplicados (Inhib. Solv. - Acidos)	Optimo	5	Sin Tratamiento	Sin Tratamiento	Sin Tratamiento	Inhibidores	Solventes	Sin Tratamiento
	Excelente	4	Inhib. - Solv.			Solventes	Inhibidores	
	Bueno	3				Sin Tratamiento	Sin Tratamiento	
	Aceptable	2		Cualquiera	Inhibidores	Acidos	Acidos	Inhib. - Solv.
	Limitado	1	Acidos		Acido			Acidos
	No Aplicable	0			Solv.			
Tipo de Locacion	Optimo	5		Onshore	Onshore	Onshore	Onshore	Offshore
	Excelente	4	Onshore	Offshore				Onshore
	Bueno	3		Remoto	Remoto			
	Aceptable	2	Remotos			Offshore - Rem.	Offshore - Rem.	
	Limitado	1			Offshore			Remoto
	No Aplicable	0	Offshore					
Energia Electrica	Optimo	5		Comprada				
	Excelente	4	Comprada		Comprada			
	Bueno	3	Generada			Comp. - Gen.	Comp. - Gen.	Comp. - Gen.
	Aceptable	2			Generada			
	No Aplicable	0		Generada				
Espacio	Optimo	5	Amplio	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard
	Excelente	4		Amplio	Amplio	Amplio	Amplio	Amplio
	Bueno	3	Standard	Reducido	Reducido			
	Aceptable	2				Reducido	Reducido	Reducido
	Limitado	1	Limitado					
	No Aplicable	0						

Nota: Adaptado de Muñoz, Á. F., & Torres, E. (2007). Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Universidad Industrial de Santander.

Apéndice B. Herramienta software ELECTRE 1.0.



- Aplicación de ELECTRE 1.0 para el CASO 1.



Matriz Decisional																				Matrices de análisis																																																											
Matriz de decisión																				Matriz de índices																				Matriz de dominancia																				Grafos de Análisis																			
Matriz de decisión																																																																															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20																																																												
3,000	4,000	3,000	2,000	5,000	5,000	1,000	4,000	5,000	5,000	5,000	3,000	5,000	5,000	5,000	3,000	5,000	4,000	3,000	3,000																																																												
3,000	4,000	4,000	4,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	5,000	0,000	5,000																																																												
4,000	4,000	2,000	2,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	5,000	5,000	1,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	5,000	2,000	5,000																																																												
5,000	2,000	2,000	3,000	5,000	5,000	4,000	4,000	5,000	4,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	3,000	3,000	5,000	3,000	5,000																																																												
5,000	3,000	3,000	3,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	4,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	4,000	3,000	5,000	3,000	5,000																																																												
Matriz de decisión normalizada																																																																															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20																																																												
0,320	0,535	0,442	0,263	0,408	0,408	0,100	0,408	0,408	0,435	0,408	0,323	0,408	0,408	0,447	0,331	0,460	0,348	0,474	0,259																																																												
0,320	0,535	0,590	0,525	0,408	0,408	0,498	0,408	0,408	0,435	0,408	0,539	0,408	0,408	0,447	0,442	0,460	0,435	0,000	0,432																																																												
0,426	0,535	0,295	0,263	0,408	0,408	0,498	0,408	0,408	0,435	0,408	0,108	0,408	0,408	0,447	0,442	0,460	0,435	0,316	0,432																																																												
0,533	0,267	0,295	0,394	0,408	0,408	0,398	0,408	0,408	0,348	0,408	0,539	0,408	0,408	0,447	0,331	0,276	0,435	0,474	0,432																																																												
0,533	0,267	0,295	0,394	0,408	0,408	0,398	0,408	0,408	0,348	0,408	0,539	0,408	0,408	0,447	0,331	0,276	0,435	0,474	0,432																																																												
Matriz de decisión normalizada y ponderada																																																																															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20																																																												
0,034	0,019	0,046	0,011	0,017	0,016	0,004	0,017	0,012	0,012	0,043	0,015	0,013	0,018	0,047	0,009	0,015	0,015	0,015	0,007																																																												
0,034	0,019	0,062	0,022	0,017	0,016	0,021	0,017	0,012	0,012	0,043	0,024	0,013	0,018	0,047	0,013	0,015	0,018	0,000	0,012																																																												
0,045	0,019	0,031	0,011	0,017	0,016	0,021	0,017	0,012	0,012	0,043	0,005	0,013	0,018	0,047	0,013	0,015	0,018	0,010	0,012																																																												
0,056	0,009	0,031	0,016	0,017	0,016	0,017	0,017	0,012	0,010	0,043	0,024	0,013	0,018	0,047	0,009	0,009	0,018	0,015	0,012																																																												
0,056	0,009	0,031	0,016	0,017	0,016	0,017	0,017	0,012	0,010	0,043	0,024	0,013	0,018	0,047	0,009	0,009	0,018	0,015	0,012																																																												

Matriz Decisional																				Matrices de análisis																																																											
Matriz de decisión																				Matriz de índices																				Matriz de dominancia																				Grafos de Análisis																			
Matriz de índices de concordancia																																																																															
1	2	3	4	5	6																																																																										
0,000	0,668	0,755	0,697	0,668	0,860																																																																										
0,968	0,000	0,863	0,863	0,863	0,968																																																																										
0,818	0,808	0,000	0,777	0,777	0,822																																																																										
0,800	0,688	0,835	0,000	0,930	0,765																																																																										
0,800	0,755	0,835	0,800	0,800	0,765																																																																										
Matriz de índices de discordancia																																																																															
1	2	3	4	5	6																																																																										
0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,233																																																																										
0,906	0,000	0,361	0,723	0,723	0,320																																																																										
0,934	1,000	0,000	1,000	1,000	0,330																																																																										
0,692	1,000	0,482	0,000	1,000	0,330																																																																										
0,692	1,000	0,482	0,000	0,692	0,330																																																																										

- Resultados de la aplicación del caso 2.

Nuevo programa de decisión
×

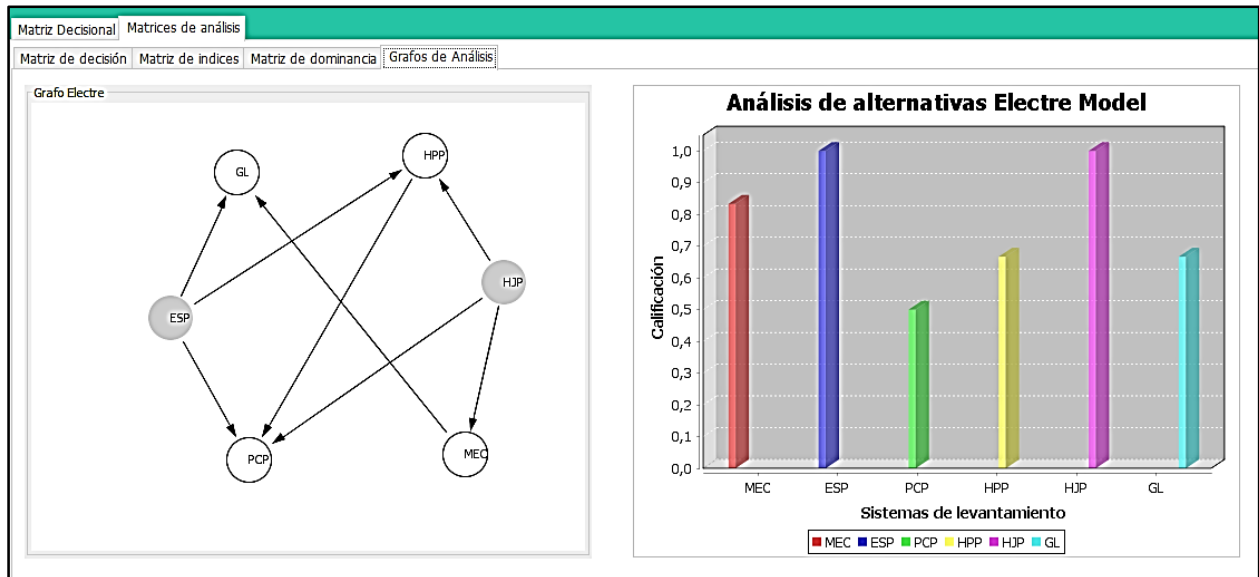
Información de yacimiento y pozo

Numero de pozos:	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0,105"/>	
Tasa de producción (BPD):	<input type="text" value="700"/>	<input type="text" value="0,035"/>	
Profundidad pozo (ft):	<input type="text" value="5650"/>	<input type="text" value="0,105"/>	
Tamaño de Casing (in ID):	<input type="text" value="7"/>	<input type="text" value="0,042"/>	
Grado de Inclinación pozo (° con respecto a la vertical):	<input type="text" value="24.38"/>	<input type="text" value="0,042"/>	
Severidad del Dogleg (ft/100ft):	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="0,038"/>	
Temperatura (°F):	<input type="text" value="160"/>	<input type="text" value="0,042"/>	
Presion de fondo fluyendo - Pwf (psi):	<input type="text" value="1081"/>	<input type="text" value="0,042"/>	
Tipo de completamiento:	<input type="text" value="SIMPLE"/>	<input type="text" value="0,028"/>	
Tipo de recobro (1rio - 2rio - 3rio):	<input type="text" value="PRIMARIO"/>	<input type="text" value="0,028"/>	
BS&W (%):	<input type="text" value="10"/>	<input type="text" value="0,105"/>	
Viscosidad del fluido producido (cp):	<input type="text" value="9"/>	<input type="text" value="0,045"/>	
Presencia de fluidos corrosivos:	<input type="text" value="NO"/>	<input type="text" value="0,032"/>	
Contenido de arena abrasiva (ppm):	<input type="text" value="6"/>	<input type="text" value="0,045"/>	
GOR (scf/stb):	<input type="text" value="151"/>	<input type="text" value="0,105"/>	
Presencia de Contaminantes:	<input type="text" value="LEVE"/>	<input type="text" value="0,028"/>	
Tratamientos Aplicados (Inhib. - Solv. - Acidos):	<input type="text" value="SIN TRATAMIENTO"/>	<input type="text" value="0,032"/>	
Tipo de Locacion:	<input type="text" value="ONSHORE"/>	<input type="text" value="0,042"/>	
Energia Electrica:	<input type="text" value="GENERADA"/>	<input type="text" value="0,032"/>	
Espacio:	<input type="text" value="STANDARD"/>	<input type="text" value="0,028"/>	
Total:			0,9987

Matriz Decisional																				Matrices de análisis					
Matriz de decisión																				Matriz de índices		Matriz de dominancia		Grafos de Análisis	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20						
3,000	4,000	3,000	2,000	2,000	5,000	1,000	4,000	5,000	5,000	5,000	3,000	5,000	5,000	5,000	3,000	5,000	4,000	3,000	3,000						
3,000	4,000	4,000	4,000	4,000	5,000	5,000	4,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	4,000	5,000	5,000	0,000	5,000						
4,000	4,000	2,000	2,000	0,000	5,000	4,000	4,000	5,000	5,000	4,000	1,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	5,000	2,000	5,000						
4,000	2,000	2,000	3,000	2,000	5,000	4,000	4,000	5,000	4,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	3,000	3,000	5,000	3,000	5,000						
5,000	3,000	3,000	3,000	3,000	5,000	1,000	1,000	5,000	1,000	5,000	5,000	5,000	1,000	5,000	1,000	3,000	5,000	3,000	5,000						
0,338	0,535	0,442	0,263	0,275	0,408	0,105	0,408	0,408	0,435	0,421	0,323	0,408	0,451	0,447	0,331	0,460	0,348	0,474	0,259						
0,338	0,535	0,590	0,525	0,549	0,408	0,527	0,408	0,408	0,435	0,421	0,539	0,408	0,361	0,447	0,442	0,460	0,435	0,000	0,432						
0,450	0,535	0,295	0,263	0,000	0,408	0,422	0,408	0,408	0,435	0,337	0,108	0,408	0,451	0,447	0,442	0,460	0,435	0,316	0,432						
0,450	0,267	0,295	0,394	0,275	0,408	0,422	0,408	0,408	0,348	0,421	0,539	0,408	0,361	0,447	0,331	0,276	0,435	0,474	0,432						
0,035	0,019	0,046	0,011	0,011	0,016	0,004	0,017	0,012	0,012	0,044	0,015	0,013	0,020	0,047	0,009	0,015	0,015	0,015	0,007						
0,035	0,019	0,062	0,022	0,023	0,016	0,022	0,017	0,012	0,012	0,044	0,024	0,013	0,016	0,047	0,013	0,015	0,018	0,000	0,012						
0,047	0,019	0,031	0,011	0,000	0,016	0,018	0,017	0,012	0,012	0,035	0,005	0,013	0,020	0,047	0,013	0,015	0,018	0,010	0,012						
0,047	0,009	0,031	0,016	0,011	0,016	0,018	0,017	0,012	0,010	0,044	0,024	0,013	0,016	0,047	0,009	0,009	0,018	0,015	0,012						

Matriz Decisional																				Matrices de análisis	
Matriz de índices de concordancia																				Matriz de índices de discordancia	
1	2	3	4	5	6																
0,000	0,627	0,755	0,697	0,668	0,818																
0,923	0,000	0,818	0,863	0,863	0,882																
0,672	0,620	0,000	0,735	0,630	0,675																
0,755	0,647	0,832	0,000	0,867	0,678																
0,755	0,675	0,855	1,000	0,800	0,707																
1	2	3	4	5	6																
0,000	1,000	0,851	0,851	1,000	0,366																
0,855	0,000	0,382	0,485	0,763	0,320																
1,000	1,000	0,000	1,000	1,000	0,609																
1,000	1,000	0,482	0,000	1,000	0,366																
0,655	1,000	0,482	0,000	0,800	0,366																

Matriz Decisional		Matrices de análisis				
Matriz de decisión	Matriz de índices	Matriz de dominancia	Grafos de Análisis			
- Matriz de dominancia concordante						
1	2	3	4	5	6	
0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	1,000	
1,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
1,000	0,000	1,000	0,000	1,000	0,000	
0,000	0,000	1,000	1,000	0,000	0,000	
- Matriz de dominancia discordante						
1	2	3	4	5	6	
1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	
0,000	1,000	1,000	1,000	0,000	1,000	
0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	1,000	
0,000	0,000	1,000	1,000	0,000	1,000	
1,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
- Matriz de dominancia agregada						
1	2	3	4	5	6	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	
0,000	0,000	1,000	1,000	0,000	1,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	
1,000	0,000	1,000	1,000	0,000	0,000	



- Resultados de la aplicación del caso 3.

Nuevo programa de decisión
×

Información de yacimiento y pozo

Numero de pozos:	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0,105"/>	
Tasa de producción (BPD):	<input type="text" value="650"/>	<input type="text" value="0,035"/>	
Profundidad pozo (ft):	<input type="text" value="5350"/>	<input type="text" value="0,105"/>	
Tamaño de Casing (in ID):	<input type="text" value="7"/>	<input type="text" value="0,042"/>	
Grado de Inclinación pozo (° con respecto a la vertical):	<input type="text" value="0.78"/>	<input type="text" value="0,042"/>	
Severidad del Dogleg (ft/100ft):	<input type="text" value="0.31"/>	<input type="text" value="0,038"/>	
Temperatura (°F):	<input type="text" value="160"/>	<input type="text" value="0,042"/>	
Presion de fondo fluyendo - Pwf (psf):	<input type="text" value="1110"/>	<input type="text" value="0,042"/>	
Tipo de completamiento:	<input type="text" value="SIMPLE"/>	<input type="text" value="0,028"/>	
Tipo de recobro (1rio - 2rio - 3rio):	<input type="text" value="PRIMARIO"/>	<input type="text" value="0,028"/>	
BS&W (%):	<input type="text" value="18"/>	<input type="text" value="0,105"/>	
Viscosidad del fluido producido (cp):	<input type="text" value="12"/>	<input type="text" value="0,045"/>	
Presencia de fluidos corrosivos:	<input type="text" value="NO"/>	<input type="text" value="0,032"/>	
Contenido de arena abrasiva (ppm):	<input type="text" value="3"/>	<input type="text" value="0,045"/>	
GOR (scf/stb):	<input type="text" value="15"/>	<input type="text" value="0,105"/>	
Presencia de Contaminantes:	<input type="text" value="LEVE"/>	<input type="text" value="0,028"/>	
Tratamientos Aplicados (Inhib. - Solv. - Acidos):	<input type="text" value="SIN TRATAMIENTO"/>	<input type="text" value="0,032"/>	
Tipo de Locacion:	<input type="text" value="ONSHORE"/>	<input type="text" value="0,042"/>	
Energia Electrica:	<input type="text" value="GENERADA"/>	<input type="text" value="0,032"/>	
Espacio:	<input type="text" value="STANDARD"/>	<input type="text" value="0,028"/>	
Total:			0,9987

Matriz Decisional		Matrices de análisis																		
Matriz de decisión		Matriz de índices					Matriz de dominancia					Grafos de Análisis								
Matriz de decisión																				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
3,000	4,000	3,000	2,000	5,000	5,000	1,000	4,000	5,000	5,000	4,000	3,000	5,000	5,000	5,000	3,000	5,000	4,000	3,000	3,000	
3,000	4,000	4,000	4,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	5,000	0,000	5,000	
4,000	4,000	2,000	2,000	5,000	5,000	4,000	4,000	5,000	5,000	3,000	1,000	5,000	5,000	5,000	4,000	5,000	5,000	2,000	5,000	
4,000	2,000	2,000	3,000	5,000	5,000	4,000	4,000	5,000	4,000	4,000	5,000	5,000	4,000	5,000	3,000	3,000	5,000	3,000	5,000	
5,000	3,000	3,000	3,000	5,000	5,000	4,000	4,000	5,000	4,000	4,000	4,000	5,000	4,000	5,000	4,000	3,000	5,000	3,000	5,000	
Matriz de decisión normalizada																				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
0,338	0,535	0,442	0,263	0,408	0,408	0,105	0,408	0,408	0,435	0,404	0,356	0,408	0,435	0,447	0,331	0,460	0,348	0,474	0,259	
0,338	0,535	0,590	0,525	0,408	0,408	0,527	0,408	0,408	0,435	0,505	0,475	0,408	0,435	0,447	0,442	0,460	0,435	0,000	0,432	
0,450	0,535	0,295	0,263	0,408	0,408	0,422	0,408	0,408	0,435	0,303	0,119	0,408	0,435	0,447	0,442	0,460	0,435	0,316	0,432	
0,450	0,267	0,295	0,394	0,408	0,408	0,422	0,408	0,408	0,348	0,404	0,593	0,408	0,348	0,447	0,331	0,276	0,435	0,474	0,432	
0,550	0,367	0,305	0,304	0,408	0,408	0,422	0,408	0,408	0,348	0,404	0,475	0,408	0,348	0,447	0,442	0,376	0,435	0,474	0,432	
Matriz de decisión normalizada y ponderada																				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
0,035	0,019	0,046	0,011	0,017	0,016	0,004	0,017	0,012	0,012	0,042	0,016	0,013	0,020	0,047	0,009	0,015	0,015	0,015	0,007	
0,035	0,019	0,062	0,022	0,017	0,016	0,022	0,017	0,012	0,012	0,053	0,021	0,013	0,020	0,047	0,013	0,015	0,018	0,000	0,012	
0,047	0,019	0,031	0,011	0,017	0,016	0,018	0,017	0,012	0,012	0,032	0,005	0,013	0,020	0,047	0,013	0,015	0,018	0,010	0,012	
0,047	0,009	0,031	0,016	0,017	0,016	0,018	0,017	0,012	0,010	0,042	0,027	0,013	0,016	0,047	0,009	0,009	0,018	0,015	0,012	
0,050	0,020	0,031	0,016	0,017	0,016	0,018	0,017	0,012	0,010	0,042	0,027	0,013	0,016	0,047	0,012	0,009	0,018	0,015	0,012	

Matriz Decisional		Matrices de análisis					
Matriz de decisión		Matriz de índices		Matriz de dominancia		Grafos de Análisis	
Matriz de índices de concordancia							
1	2	3	4	5	6		
0,000		0,563		0,755		0,697	
0,968		0,000		0,863		0,818	
0,713		0,662		0,000		0,777	
0,755		0,538		0,832		0,000	
0,755		0,567		0,850		0,855	
Matriz de índices de discordancia							
1	2	3	4	5	6		
0,000		1,000		0,851		0,851	
0,855		0,000		0,382		0,485	
1,000		1,000		0,000		1,000	
1,000		1,000		0,438		0,000	
0,655		1,000		0,554		0,450	

Matriz Decisional | Matrices de análisis

Matriz de decisión | Matriz de índices | Matriz de dominancia | Grafos de Análisis

Matriz de dominancia concordante

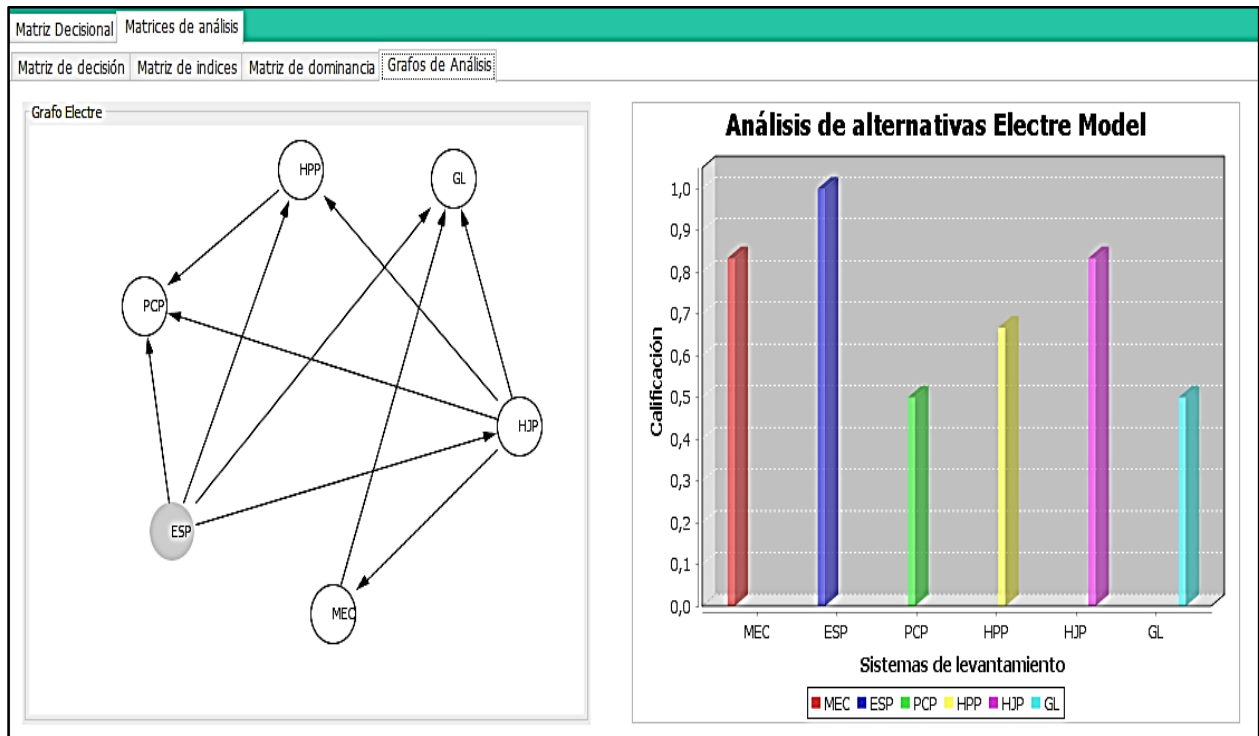
1	2	3	4	5	6
0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	1,000
1,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000
0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
1,000	0,000	1,000	0,000	1,000	0,000
1,000	0,000	1,000	1,000	0,000	1,000

Matriz de dominancia discordante

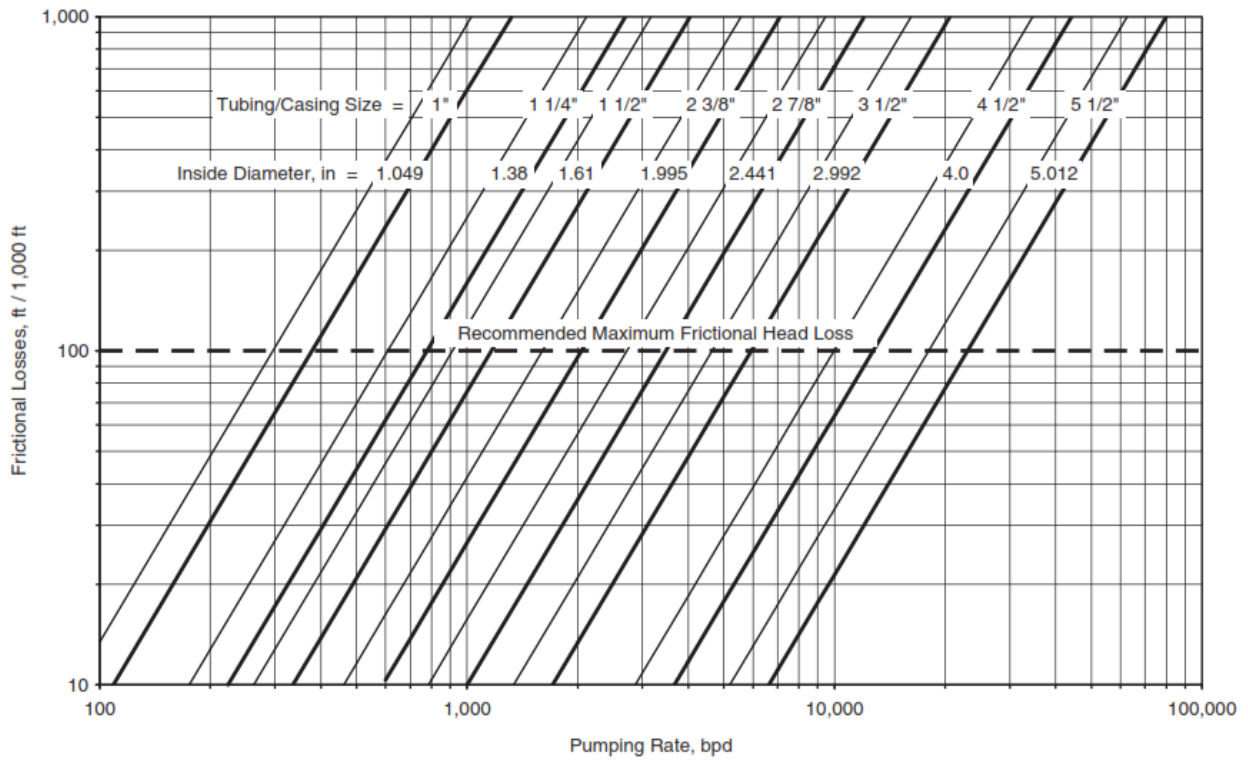
1	2	3	4	5	6
1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000
0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	1,000
0,000	0,000	1,000	1,000	0,000	1,000
1,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Matriz de dominancia agregada

1	2	3	4	5	6
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000
0,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
1,000	0,000	1,000	1,000	0,000	1,000



Apéndice C. Diagrama para determinar pérdidas por fricción (ft) vs tasa de bombeo para tubing y casing.



Nota: Adaptado de Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual*. Burlington, USA: Elsevier Inc.

Si no se hace antes del inicio del diseño de la instalación, se debe verificar el tamaño de la tubería de tubería existente o prevista para una caída de presión de fricción extensa. La práctica generalmente aceptada en la industria ESP es limitar la pérdida de carga por fricción en la tubería a 100 pies / 1000 pies, como lo indica la línea punteada horizontal en la figura.

Apéndice D. Razón de áreas y áreas anulares de geometrías de bombas Jet

KOBE		Relación	NATIONAL		Relación
Boquilla	Garganta	(R)	Boquilla	Garganta	(R)
N	N - 1	0.517 A-	N	N - 1	0.483 X
N	N	0.400 A	N	N	0.380 A
N	N + 1	0.310 B	N	N + 1	0.299 B
N	N + 2	0.240 C	N	N + 2	0.235 C
N	N + 3	0.186 D	N	N + 3	0.184 D
N	N + 4	0.144 E	N	N + 4	0.145 E

NATIONAL						
ÁREAS ANULARES $A_S=(A_T - A_N)$ [pulg ²]						
Boquilla	X	A	B	C	D	E
1		0.004	0.0057	0.008	0.0108	0.0144
2	0.0033	0.005	0.0073	0.0101	0.0137	0.0183
3	0.0042	0.0065	0.0093	0.0129	0.0175	0.0233
4	0.0054	0.0082	0.0118	0.0164	0.0222	0.0296
5	0.0058	0.0104	0.015	0.208	0.0282	0.0377
6	0.0087	0.0133	0.0191	0.0265	0.036	0.0481
7	0.0111	0.0169	0.0243	0.0338	0.0459	0.0612
8	0.0141	0.0215	0.031	0.0431	0.0584	0.0779
9	0.0179	0.0274	0.0395	0.0548	0.0743	0.0992
10	0.0229	0.035	0.0503	0.0698	0.0947	0.1264
11	0.0291	0.0444	0.0639	0.0888	0.1205	0.1608
12	0.0369	0.0564	0.0813	0.113	0.1533	0.2046
13	0.0469	0.0718	0.1035	0.1438	0.1951	0.2605
14	0.0597	0.0914	0.1317	0.183	0.2484	0.3316
15	0.0761	0.1164	0.1677	0.2331	0.3163	0.4223
16	0.0969	0.1482	0.2136	0.2968	0.4028	0.5377
17	0.1234	0.1888	0.272	0.3779	0.5128	
18	0.1571	0.2403	0.3463	0.4812		
19	0.2	0.306	0.4409			
20	0.2546	0.3896				

Apéndice E. Resultados de la evaluación financiera de los sistemas preseleccionados.

- *Análisis financiero del sistema Jet- Caso 1.*

MES	PRODUCCIÓN BRUTA			REGALÍAS			PRODUCCIÓN NETA			VENTA		COSTO DE OPERACIÓN USD	INVERSIÓN USD	COSTO NETO USD	FLUJO DE CAJA USD	IMPUESTO DE RENTA USD	FLUJO DE CAJA LIBRE (FCL) USD	FCL ACUM USD
	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	PRECIO VENTA	INGRESO NETO							
	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	USD/Bbl	USD							
0													613096	613096	-613096		-613096	-613096
1	559	16758	16758	122	3653	3653	437	13105	13105	45	589714	177432		177432	412282	136053	276229	-336867
2	542	16263	33021	118	3545	7199	424	12717	25822	45	572285	172188		172188	400097	132032	268065	-68802
3	526	15782	48803	115	3440	10639	411	12342	38164	45	555372	167099		167099	388272	128130	260142	191340
4	511	15316	64118	111	3339	13978	399	11977	50141	45	538958	162161		162161	376797	124343	252454	443794
5	495	14863	78981	108	3240	17218	387	11623	61764	45	523029	157368		157368	365661	120668	244993	688787
6	481	14424	93405	105	3144	20362	376	11279	73043	45	507572	152717	3000	155717	351854	116112	235742	924530
7	467	13997	107403	102	3051	23414	365	10946	83989	45	492571	148204		148204	344367	113641	230726	1155255
8	453	13584	120986	99	2961	26375	354	10623	94611	45	478013	143824		143824	334189	110282	223907	1379162
9	439	13182	134169	96	2874	29249	344	10309	104920	45	463885	139573		139573	324312	107023	217289	1596451
10	426	12793	146961	93	2789	32038	333	10004	114924	45	450176	135448		135448	314727	103860	210867	1807319
11	414	12415	159376	90	2706	34744	324	9708	124632	45	436871	131445		131445	305426	100791	204635	2011954
12	402	12048	171424	88	2626	37370	314	9421	134053	45	423959	127560	60000	187560	236399	78012	158387	2170341

- *Análisis financiero del sistema Jet- Caso 2.*

MES	PRODUCCIÓN BRUTA			REGALÍAS			PRODUCCIÓN NETA			VENTA		COSTO DE OPERACIÓN	INVERSIÓN	COSTO NETO	FLUJO DE CAJA	IMPUESTO DE RENTA	FLUJO DE CAJA LIBRE (FCL)	FCL ACUM
	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	PRECIO VENTA	INGRESO NETO							
	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	USD/Bbl	USD							
0													625537	625537	-625537		-625537	-625537
1	630	18900	18900	137	4120	4120	493	14780	14780	45	665091	189642		189642	475449	156898	318551	-306986
2	611	18341	37241	133	3998	8119	478	14343	29123	45	645435	184037		184037	461397	152261	309136	2150
3	593	17799	55041	129	3880	11999	464	13919	43042	45	626359	178598		178598	447761	147761	300000	302149
4	576	17273	72314	126	3766	15764	450	13508	56550	45	607847	173320		173320	434527	143394	291133	593283
5	559	16763	89077	122	3654	19419	437	13109	69658	45	589883	168198		168198	421685	139156	282529	875812
6	542	16267	105344	118	3546	22965	424	12721	82379	45	572449	163227	3000	166227	406223	134053	272169	1147981
7	526	15787	121131	115	3441	26407	412	12345	94724	45	555531	158403		158403	397128	131052	266076	1414057
8	511	15320	136451	111	3340	29746	399	11980	106705	45	539112	153721		153721	385391	127179	258212	1672269
9	496	14867	151318	108	3241	32987	388	11626	118331	45	523179	149178		149178	374001	123420	250581	1922850
10	481	14428	165746	105	3145	36133	376	11283	129613	45	507717	144769		144769	362948	119773	243175	2166025
11	467	14001	179747	102	3052	39185	365	10949	140563	45	492712	140490		140490	352221	116233	235988	2402013
12	453	13588	193335	99	2962	42147	354	10626	151188	45	478150	136338	60000	196338	281811	92998	188814	2590827

- *Análisis financiero del sistema Jet- Caso 3.*

MES	PRODUCCIÓN BRUTA			REGALÍAS			PRODUCCIÓN NETA			VENTA		COSTO DE OPERACIÓN	INVERSIÓN	COSTO NETO	FLUJO DE CAJA	IMPUESTO DE RENTA	FLUJO DE CAJA LIBRE (FCL)	FCL ACUM
	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	PRECIO VENTA	INGRESO NETO							
	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	USD/Bbl	USD							
0													610841	610841	-610841		-610841	-610841
1	533	15990	15990	116	3486	3486	417	12504	12504	45	562688	173472		173472	389216	128441	260775	-350066
2	517	15517	31507	113	3383	6869	404	12135	24639	45	546058	168345		168345	377713	124645	253068	-96999
3	502	15059	46566	109	3283	10151	393	11776	36415	45	529920	163370		163370	366550	120961	245588	148589
4	487	14614	61180	106	3186	13337	381	11428	47843	45	514258	158542		158542	355716	117386	238330	386920
5	473	14182	75362	103	3092	16429	370	11090	58933	45	499060	153856		153856	345203	113917	231286	618206
6	459	13763	89125	100	3000	19429	359	10762	69695	45	484310	149309	3000	152309	332001	109560	222441	840647
7	445	13356	102481	97	2912	22341	348	10444	80140	45	469997	144896		144896	325100	107283	217817	1058464
8	432	12961	115442	94	2826	25166	338	10136	90275	45	456106	140614		140614	315492	104112	211380	1269844
9	419	12578	128020	91	2742	27908	328	9836	100112	45	442626	136458		136458	306168	101035	205133	1474976
10	407	12206	140226	89	2661	30569	318	9545	109657	45	429545	132425		132425	297119	98049	199070	1674046
11	395	11846	152072	86	2582	33152	309	9263	118920	45	416850	128511		128511	288338	95152	193187	1867233
12	383	11496	163568	84	2506	35658	300	8990	127910	45	404530	124713	6000	184713	219817	72539	147277	2014510

- *Análisis financiero del sistema ESP- Caso 1*

MES	PRODUCCIÓN BRUTA			REGALÍAS			PRODUCCIÓN NETA			VENTA		COSTO DE OPERACIÓN	INVERSIÓN	COSTO NETO	FLUJO DE CAJA	IMPUESTO DE RENTA	FLUJO DE CAJA LIBRE (FCL)	FCL ACUM
	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	PRECIO VENTA	INGRESO NETO							
	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	USD/Bbl	USD							
0													1042096	1042096	-1042096		-1042096	-1042096
1	559	16758	16758	122	3653	3653	437	13105	13105	45	589714	196650		196650	393064	129711	263353	-778743
2	542	16263	33021	118	3545	7199	424	12717	25822	45	572285	190838		190838	381447	125878	255570	-523173
3	526	15782	48803	115	3440	10639	411	12342	38164	45	555372	185198		185198	370174	122157	248016	-275157
4	511	15316	64118	111	3339	13978	399	11977	50141	45	538958	179724		179724	359234	118547	240687	-34470
5	495	14863	78981	108	3240	17218	387	11623	61764	45	523029	174413		174413	348617	115043	233573	199103
6	481	14424	93405	105	3144	20362	376	11279	73043	45	507572	169258	10000	179258	328313	108343	219970	419073
7	467	13997	107403	102	3051	23414	365	10946	83989	45	492571	164256		164256	328315	108344	219971	639044
8	453	13584	120986	99	2961	26375	354	10623	94611	45	478013	159401		159401	318612	105142	213470	852514
9	439	13182	134169	96	2874	29249	344	10309	104920	45	463885	154690		154690	309195	102034	207161	1059674
10	426	12793	146961	93	2789	32038	333	10004	114924	45	450176	150118		150118	300057	99019	201038	1260713
11	414	12415	159376	90	2706	34744	324	9708	124632	45	436871	145682		145682	291189	96092	195097	1455809
12	402	10843	170219	88	2626	37370	314	8217	132849	45	369745	141376	340000	481376	-111632	-36838	-74793	1381016

- *Análisis financiero del sistema ESP- Caso 2.*

MES	PRODUCCIÓN BRUTA			REGALÍAS			PRODUCCIÓN NETA			VENTA		COSTO DE OPERACIÓN	INVERSIÓN	COSTO NETO	FLUJO DE CAJA	IMPUESTO DE RENTA	FLUJO DE CAJA LIBRE (FCL)	FCL ACUM
	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	PRECIO VENTA	INGRESO NETO							
	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	USD/Bbl	USD							
0													1016037	1016037	-1016037		-1016037	-1016037
1	630	18900	18900	137	4120	4120	493	14780	14780	45	665091	208860		208860	456231	150556	305675	-710362
2	611	18341	37241	133	3998	8119	478	14343	29123	45	645435	202687		202687	442747	146107	296641	-413721
3	593	17799	55041	129	3880	11999	464	13919	43042	45	626359	196697		196697	429662	141789	287874	-125848
4	576	17273	72314	126	3766	15764	450	13508	56550	45	607847	190884		190884	416964	137598	279366	153518
5	559	16763	89077	122	3654	19419	437	13109	69658	45	589883	185242		185242	404641	133531	271109	424627
6	542	16267	105344	118	3546	22965	424	12721	82379	45	572449	179767	10000	189767	382682	126285	256397	681024
7	526	15787	121131	115	3441	26407	412	12345	94724	45	555531	174454		174454	381076	125755	255321	936345
8	511	15320	136451	111	3340	29746	399	11980	106705	45	539112	169299		169299	369814	122039	247775	1184121
9	496	14867	151318	108	3241	32987	388	11626	118331	45	523179	164295		164295	358884	118432	240452	1424573
10	481	14428	165746	105	3145	36133	376	11283	129613	45	507717	159439		159439	348277	114932	233346	1657919
11	467	14001	179747	102	3052	39185	365	10949	140563	45	492712	154727		154727	337984	111535	226450	1884368
12	453	12229	191976	99	2962	42147	354	9267	149829	45	417005	150154	340000	490154	-73149	-24139	-49010	1835358

- *Análisis financiero del sistema ESP- Caso 3.*

MES	PRODUCCIÓN BRUTA			REGALÍAS			PRODUCCIÓN NETA			VENTA		COSTO DE OPERACIÓN	INVERSIÓN	COSTO NETO	FLUJO DE CAJA	IMPUESTO DE RENTA	FLUJO DE CAJA LIBRE (FCL)	FCL ACUM
	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	CRUDO	ACUM MES	ACUM TOTAL	PRECIO VENTA	INGRESO NETO							
	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	BOPD	BO	BO	USD/Bbl	USD							
0												1028841	1028841	-1028841			-1028841	-1028841
1	533	15990	15990	116	3486	3486	417	12504	12504	45	562688	192690	192690	369998	122099	247899	-780942	
2	517	15517	31507	113	3383	6869	404	12135	24639	45	546058	186995	186995	359063	118491	240572	-540370	
3	502	15059	46566	109	3283	10151	393	11776	36415	45	529920	181468	181468	348451	114989	233462	-306908	
4	487	14614	61180	106	3186	13337	381	11428	47843	45	514258	176105	176105	338153	111590	226562	-80345	
5	473	14182	75362	103	3092	16429	370	11090	58933	45	499060	170901	170901	328159	108292	219867	139521	
6	459	13763	89125	100	3000	19429	359	10762	69695	45	484310	165850	10000	175850	308460	101792	206668	346190
7	445	13356	102481	97	2912	22341	348	10444	80140	45	469997	160948	160948	309049	101986	207062	553252	
8	432	12961	115442	94	2826	25166	338	10136	90275	45	456106	156191	156191	299915	98972	200943	754195	
9	419	12578	128020	91	2742	27908	328	9836	100112	45	442626	151575	151575	291051	96047	195004	949199	
10	407	12206	140226	89	2661	30569	318	9545	109657	45	429545	147095	147095	282449	93208	189241	1138440	
11	395	11846	152072	86	2582	33152	309	9263	118920	45	416850	142748	142748	274101	90453	183648	1322088	
12	383	10346	162418	84	2506	35658	300	7840	126760	45	352800	138529	340000	478529	-125730	-41491	-84239	1237849