

**ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LA
FORMACIÓN LA LUNA**

SHARONE ROJAS MATEUS

JUAN SEBASTIAN FERREIRA BETANCOURT



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LA
FORMACIÓN LA LUNA**

SHARONE ROJAS MATEUS

JUAN SEBASTIAN FERREIRA BETANCOURT

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos**

Director

EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS

Ingeniero de Petróleos

Codirector

JAVIER DURÁN SERRANO

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A Dios y a la virgen por regalarme la oportunidad de ingresar a esta grandiosa universidad, cumplí un sueño al haber ingresado y al finalizar esta etapa y durante toda mi vida agradeceré esta oportunidad que me dio.

A mi madre Janeth y a Oscar, por todo el apoyo que me brindaron estos años, son el bastión de mi vida y mi mayor orgullo, espero algún día devolverles todo lo que me han dado y seguir regalándole satisfacciones a través de mis logros, los quiero mucho.

A mi hermana Tata, por todo el apoyo brindado, por todos sus consejos, por creer en mí y estar a mi lado siempre.

A toda mi familia y amigos que siempre me han dado la mano en los momentos indicados y de alguna manera contribuyeron a este logro.

Sebastián Ferreira.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, la cual fue mi segundo hogar durante esta maravillosa experiencia de formación académica y profesional.

Al ingeniero Javier Durán Serrano por su amable colaboración y confianza que fue vital para el desarrollo de este proyecto, por su tiempo, por las críticas y consejos hechos en el avance de cada etapa del proyecto.

Al ingeniero Edison Odilio García Navas por haber puesto su confianza en nosotros para el desarrollo y la gran oportunidad de ejecutar este proyecto con el ICP.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	22
1. GENERALIDADES	24
1.1 ¿QUÉ SON YACIMIENTOS CONVENCIONALES?	24
1.2 ¿QUÉ SON LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?	24
1.2.1 Tipos de yacimientos no convencionales.....	25
1.2.1.1 Almacenados en roca reservorio	25
1.2.1.2 Almacenados en la roca generadora	25
1.3 ¿QUÉ SON SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL?	25
1.4 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES	26
1.4.1 Bombeo Mecánico	26
1.4.2 Bombeo Hidráulico.....	28
1.4.2.1 Tipos de bombeo hidráulico	29
1.4.3 Bombeo electrosumergible (ESP).....	31
1.4.4 Bombeo por cavidades progresivas (PCP)	33
1.4.5 Levantamiento artificial por gas (LAG).....	35
1.4.5.1 LAG continuo	35
1.4.5.2 LAG intermitente	36
1.5 PLUNGER LIFT	39
2. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES, NO CONVENCIONALES Y SUS APLICACIONES A YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.	41
2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES	41

2.1.1 Bombeo mecánico	41
2.1.1.1 Ventajas	42
2.1.1.2 Limitaciones	42
2.1.2 Bombeo hidráulico	43
2.1.2.1 Ventajas	43
2.1.2.2 Limitaciones	44
2.1.3 Gas lift.....	44
2.1.3.1 Ventajas	44
2.1.3.2 Limitaciones	45
2.1.3.3 Gas lift continuo	46
2.1.3.4 Gas lift intermitente	46
2.1.3.5 Desafíos del gas lift.....	47
2.1.3.6 Nuevas alternativas.....	47
2.1.4 Bombeo electrosumergible	48
2.1.4.1 Ventajas	48
2.1.4.2 Limitaciones	49
2.1.4.3 Novedades.....	50
2.1.4.4 Desafíos.....	51
2.1.5 Bombeo por cavidades progresivas (PCP).....	51
2.1.5.1 Ventajas.....	52
2.1.5.2 Limitaciones	53
2.1.5.3 Desafíos.....	53
2.1.5.4 Nuevas tecnologías	53
2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES.....	54

2.2.1 Plunger lift	54
2.2.1.1 Ventajas	55
2.2.1.2 Limitaciones	55
2.2.2 Chamber lift.....	55
2.2.2.1 Componentes de un sistema chamber lift	56
2.2.3 Recoil.....	57
2.2.3.1 Ventajas	57
2.2.3.2 Limitaciones	58
2.4 SISTEMAS HÍBRIDOS	59
2.4.1 Esp con gas lift (electrogas).....	59
2.4.1.1 Ventajas	59
2.4.1.2 Limitaciones	59
2.4.3 Pcp- gas lift	60
2.4.3.1 Ventajas	60
2.4.3.2 Desventajas	60
2.4.4 Bombeo esp – bombeo hidráulico tipo jet	61
2.4.4.1 Ventajas	61
2.4.4.2 Limitaciones	61
2.4.5 Esp- pcp (espcp).....	61
2.4.5.1 Ventajas	62
2.4.5.2 Limitaciones	63
2.5 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO APLICADOS A YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.	63
2.5.1 Bombeo mecánico	63

2.5.2 Gas lift.....	65
2.5.3 Gas lift – bombeo tipo jet	65
2.5.3.1 Ventajas	66
2.5.3.2 Limitaciones	67
2.5.4 Electrosumergible	67
2.5.4.1 Sistema reda de vida extendida	69
2.5.5 Bombeo cavidades progresivas (PCP)	69
2.5.5.1 Aplicación en pozos horizontales.....	69
2.6 SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	69
2.6.1 Descripción de las variables que afectan la selección de un sistema de levantamiento artificial	71
2.6.1.1 Características de yacimiento, completamiento y producción.....	71
2.6.1.2 Propiedades de los fluidos	73
2.6.1.3 Infraestructura de superficie.....	74
2.7 RANGOS DE OPERACIÓN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES.	75
2.8 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO CONVENCIONALES.	76
2.9 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO NO CONVENCIONALES.	84
2.9.1 Plunger lift	84
2.9.2 Chamber lift.....	88
2.9.3. Sistema recoil	92
3. ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	96

3.1 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MÁS APROPIADO.	97
3.1.1 Análisis inicial.....	98
3.1.2 Selección inicial	99
3.1.3 Simulación	103
3.1.4 Instalación.....	103
3.1.5 Optimización y Administración (Operación y monitoreo)	103
3.2 DESAFÍOS TÉCNICOS	105
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DISEÑADA PARA UN POZO PERFORADO EN LA FORMACIÓN LA LUNA.	107
4.1 GENERALIDADES DE LA FORMACIÓN LA LUNA.	107
4.1.1 Miembros de la Formación La Luna.....	109
4.2 IMPORTANCIA DE LA FORMACIÓN LA LUNA COMO YACIMIENTO NO CONVENCIONAL	110
4.3 APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN.....	110
4.3.1 Análisis inicial (Recopilación de información)	111
4.3.1.1 Información de yacimientos	111
4.3.1.2 Información de perforación y completamiento	111
4.3.1.3 Información de producción.....	115
4.3.1.4 Información de ambiente.....	116
4.3.1.5 Disponibilidad de SLA.....	116
4.3.2 Selección inicial	116
4.3.3 Simulación	118
4.3.4 Instalación, optimización y administración	118

5. APLICACIÓN DE PRUEBAS EN APLICACION ECOSLAM PROPIEDAD DE ECOPETROL S.A.....	119
5.1 APLICACIÓN ECOSLAM.....	119
5.2 VARIABLES UTILIZADAS EN EL SOFTWARE.....	120
5.3 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS USADOS EN EL SOFTWARE	122
5.3.1 Metodología AHP	122
5.2.2 Método MSCC usado en la aplicación ECOSLAM.....	126
5.2.2.1 Método de Selección por Criterios de Campo (MSCC).....	127
5.2.2.2 Método Simple Additive Weighting (SAW)	127
5.2.2.3 Método VlseKriterijumska Optimizacija I Kompromisno Resenje (VIKOR, en inglés: Multicriteria Optimization and Compromise Solution)	127
5.2.2.4 Método Elimination Et Choix Traduisant la Réalité'e (ELECTRE, en inglés: Elimination and Choice Translating Reality)	128
5.2.2.5 Método Ponderado	129
5.4 PRUEBAS EN LA APLICACIÓN ECOSLAM (SIMULACIÓN).....	129
5.4.1 Prueba 1	130
5.4.2 Prueba :	132
5.4.3. Prueba 3	135
6. PAUTAS A TENER EN CUENTA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A SER APLICADOS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.	139
6.1 ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA EL ANÁLISIS	140
6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	141
6.3 DIAGRAMA DE FLUJO PARA ESTIMAR LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO	143

6.2.1 Análisis de riesgo y desafíos administrativos en los yacimientos no convencionales	144
7. CONCLUSIONES	146
8. RECOMENDACIONES.....	148
BIBLIOGRAFÍA.....	149

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema típico de la unidad de bombeo mecánico	27
Figura 2. Unidad típica de bombeo hidráulico.....	28
Figura 3. Unidad típica bombeo hidráulico tipo pistón	29
Figura 4. Unidad típica de bombeo hidráulico tipo jet	30
Figura 5. Esquema típico de la unidad electrosumergible	32
Figura 6. Esquema típico unidad PCP	34
Figura 7. Esquema típico de levantamiento por gas continuo e intermitente.....	37
Figura 8. Subtipos de LAG continuo	37
Figura 9. Subtipos de LAG intermitente	38
Figura 10. Esquema típico unidad tipo plunger.....	40
Figura 11. Esquema típico sistema Recoil.....	58
Figura 12. Esquema del diseño ESPCP.	62
Figura 13. Esquema típico del gas lift-bombeo tipo jet	66
Figura 14. Esquema de gestión integral.	97
Figura 15. Columna estratigráfica generalizada VMM.	107
Figura 16. Columna estratigráfica formación la luna.....	109
Figura 17. Survey del pozo LA LUNA 1.	111
Figura 18. Estado mecánico del pozo LA LUNA 1	112
Figura 19. Historial de perforación pozo	114
Figura 20. Carga de datos LA LUNA 1	130
Figura 21. Resultados prueba 1.....	131
Figura 22. Carga de datos LA LUNA 1 prueba 2	133
Figura 23. Resultados prueba 2.....	134
Figura 24. Carga de datos LA LUNA prueba 3	136
Figura 25. Resultados prueba 3.....	137
Figura 26. Comparación de incertidumbre entre yacimientos convencionales y no convencionales	140

Figura 27. Diagrama de variables económicas necesarias para la selección de
SLA aplicado a no convencionales143

Figura 28. Diagrama de flujo FCF.....144

Figura 29. Análisis de riesgo para yacimientos no convencionales.145

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Rangos de operación para sistemas de levantamiento artificial convencionales	75
Tabla 2. Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial: Variables yacimiento y completamiento.....	77
Tabla 3. Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial: Propiedades de los fluidos	80
Tabla 4. Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial: Infraestructura de superficie.	82
Tabla 5. Criterios de selección para sistema plunger lift: Yacimiento y completamiento.....	84
Tabla 6. Criterios de selección para sistema plunger lift: Propiedades de los fluidos.	86
Tabla 7. Criterios de selección para sistema plunger lift: Infraestructura y superficie.	87
Tabla 8. Criterios de selección para sistema chamber lift: Yacimiento y completamiento.....	88
Tabla 9. Criterios de selección para sistema chamber lift: Propiedades de los fluidos.	90
Tabla 10. Criterios de selección para sistema chamber lift: Infraestructura de superficie.	91
Tabla 11. Criterios de selección para sistema recoil: Yacimiento y completamiento	92
Tabla 12. Criterios de selección para sistema recoil: Propiedades de los fluidos. .	94
Tabla 13. Criterios de selección para sistema recoil: Infraestructura y superficie..	95
Tabla 14. Criterios de selección aplicados a LA LUNA 1	116
Tabla 15. Resumen de resultados aplicando la metodología	117
Tabla 16. Descripción de las variables de ECOSLAM	120

Tabla 17. Puntaje de las variables involucradas.....	122
Tabla 18. Matriz de comparación.....	124
Tabla 19. Vector promedio.....	124
Tabla 20. Análisis resultados prueba 1.....	132
Tabla 21 Análisis resultados prueba 2.....	134
Tabla 22. Analisis resultados prueba 3.....	137

LISTA DE ANEXOS

(Ver anexos adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca UIS)

ANEXO A. Matriz aplicación de la metodología AHP.

RESUMEN

TÍTULO: ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LA FORMACIÓN LA LUNA*

AUTORES: SHARONE ROJAS MATEUS

JUAN SEBASTIAN FERREIRA**

PALABRAS CLAVE: La Luna, screening, levantamiento artificial, ECOSLAM, yacimientos de roca generadora.

DESCRIPCIÓN:

Las aproximaciones tradicionales para seleccionar sistemas de levantamiento artificial (SLA) no son suficientes para aplicar en pozos perforados en yacimientos no convencionales cuyas condiciones de producción son muy diferentes como por ejemplo muy altas tasas de declinación en los primeros años de producción, flujos por baches, elevadas tasas de producción de gas, geometrías de pozo las cuales no son accesibles por todos los SLA, alta producción de sólidos, etc. Por lo anterior se requiere definir el portafolio de sistemas de levantamiento artificial óptimos para ser implementados en campos de Ecopetrol que apalanquen la explotación de yacimientos de roca generadora.

Con este trabajo de grado se busca generar conocimiento acerca de los diferentes sistemas de levantamiento que se pueden emplear para la producción de yacimientos no convencionales, esto enfocado desde la implementación de una estrategia que permita identificar la configuración (SLA) óptima según las características del reservorio, condiciones económicas y las necesidades de la industria. De esta manera se desea resaltar la importancia de estos reservorios como activos significativos para la economía del país a la vez que se incentiva a la comunidad académica a emprender nuevos proyectos en esta temática con el fin de desarrollar al máximo el potencial de la formación la Luna.

Se aplica la metodología diseñada en un campo ubicado en la formación La Luna, el cual llamaremos LA LUNA 1, con el propósito de definir el sistema de levantamiento más apropiado dadas sus condiciones, de igual manera, se rectifican los resultados obtenidos en la aplicación ECOSLAM, diseñada por Ecopetrol S.A., con el fin de asegurar si la metodología propuesta es acertada.

* Trabajo de grado (modalidad investigación)

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ing. Edison Odilio García Navas. Codirector: Ing. Javier Durán Serrano.

ABSTRACT

TITLE: IMPLEMENTATION STRATEGY OF ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS FOR UNCONVENTIONAL RESERVOIRS OF "LA LUNA" FORMATION*

AUTORS: SHARONE ROJAS MATEUS

JUAN SEBASTIAN FERREIRA BETANCOURT**

KEY WORDS: La Luna, screening, artificial lift, ECOSLAM, unconventional reservoirs.

DESCRIPTIONS:

The traditional approaches to select artificial lift systems (SLA) are not enough to apply in wells drilled in unconventional deposits whose production conditions are very different such as very high rates of decline in the first years of production, bump flows, high gas production rates, well geometries which are not accessible by all SLAs, high solids production, etc. Therefore, it is necessary to define the portfolio of optimal artificial lift systems to be implemented in Ecopetrol fields that leverage the exploitation of generating rock deposits.

With this work of degree seeks to generate knowledge about the different systems of survey that can be used to produce unconventional deposits, this focused from the implementation of a strategy that allows to identify the optimal configuration (SLA) according to the characteristics of the reservoir, economic conditions and the needs of the industry. In this way we want to highlight the importance of these reservoirs as significant assets for the economy of the country while encouraging the academic community to undertake new projects in this area to fully develop the potential of La Luna formation.

We apply the methodology designed in a field located in the La Luna formation, which we will call LA LUNA 1, to define the most appropriate survey system given its conditions, likewise, the results obtained are rectified in the ECOSLAM application, designed by Ecopetrol SA, to ensure if the proposed methodology is correct.

* Degree Project (research mode)

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering.
Director: Edison Odilio García Navas. Codirector: Javier Durán Serrano

INTRODUCCIÓN

La reducción de las reservas provenientes de roca almacén han provocado una migración hacia la extracción de crudo procedente de roca generadora, lo que significa un desafío para la industria colombiana ya que en nuestro territorio se tiene poco conocimiento acerca de esto, por lo que se hace necesario la investigación y desarrollo de este tipo de yacimientos, con el fin de aumentar las reservas probadas en nuestro país.

Los sistemas de levantamiento artificial convencionales han sufrido modificaciones para afrontar el reto de producir yacimientos de roca generadora, es por eso que en este trabajo se muestra una visión desde los sistemas convencionales y sus adaptaciones, los nuevos sistemas de levantamiento y los sistemas híbridos que resultan de la combinación entre convencionales, de igual manera se analizan sus variables operativas y se da una matriz o screening operativo de estos sistemas.

Posterior se realiza el diseño de esta metodología, agrupando todos los factores necesarios para una correcta selección de sistema de levantamiento, desde las propiedades del fluido a ser producido, las propiedades del yacimiento y la localización del pozo.

Se realiza una descripción general de la formación la Luna, la cual posee un alto potencial de roca generadora y de roca almacén, en materia petrolera es un pilar muy importante en el desarrollo de este tipo de yacimientos, lo que la hace muy atractiva en materia de exploración y explotación.

Se analizará un caso de prueba a partir de datos recolectados de un pozo perforado en esta formación, se aplicará la metodología diseñada a este y se corroborarán los resultados con la aplicación ECOSLAM diseñada por Ecopetrol S.A., la cual arroja los sistemas de levantamiento más apropiados a partir de la carga de variables características del pozo llamado LA LUNA 1 a su interfaz, se establecerán tres

escenarios de simulación en los cuales se hace una modificación de variables para cada uno.

Por último, se destacan los criterios económicos más importantes a tener en cuenta para la selección del sistema más apropiado en términos presupuestales, como costos de instalación del sistema, costos de mantenimiento, costos de levantamiento y transporte del fluido, entre otros.

Los resultados obtenidos a través de la metodología propuesta corresponden a los resultados de la aplicación ECOSLAM, con lo que se valida esta propuesta de selección de sistemas de levantamiento artificial para hidrocarburos no convencionales.

1. GENERALIDADES

En el presente capítulo, el lector podrá encontrar información básica de los diferentes sistemas de levantamiento artificial empleados en la actualidad y la clasificación de los yacimientos, para el posterior desarrollo del tema en términos técnicos y su total entendimiento.

1.1 ¿QUÉ SON YACIMIENTOS CONVENCIONALES?

Según la Asociación Colombiana del Petróleo ¹ (ACP), son aquellos reservorios de petróleo o gas que han surgido como resultado del proceso normal de generación de hidrocarburos, en el cual estos migran desde la roca generadora hasta la roca almacenadora (generalmente una formación con alta porosidad y permeabilidad) y son atrapados gracias a la presencia de una roca sello que impide que continúen migrando; generalmente este tipo de yacimientos se pueden explotar mediante técnicas tradicionales, dependiendo de sus características y de los fluidos que almacena.

1.2 ¿QUÉ SON LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?

La ACP ² los define como reservorios producto de un proceso anormal de formación, donde los hidrocarburos se generaron y se almacenaron en la roca madre, caracterizadas por ser rocas poco permeables, o migraron y se acumularon en rocas compactas; por lo cual para su desarrollo se requiere la implementación de técnicas como el fracturamiento hidráulico para generar canales de flujo.

Estos tipos de yacimientos se caracterizan por presentar una rápida y temprana declinación, por lo cual se hace necesario el uso de sistemas de levantamiento

¹ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Bogotá, D.C; 2014. p.4.

² Ibíd., p.4.

artificial específicamente diseñados como parte de la estrategia de producción a implementar en los mismos.

1.2.1 Tipos de yacimientos no convencionales³: Básicamente se dividen en dos subgrupos dependiendo del tipo de roca en el cual se almacenaron.

1.2.1.1 Almacenados en roca reservorio:

- Crudos pesados y extrapesados
- Petróleo de formaciones compactas
- Arenas bituminosas

1.2.1.2 Almacenados en la roca generadora:

- Esquistos bituminosos
- Petróleo asociado a roca de esquisto.

1.3 ¿QUÉ SON SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL?

Son herramientas tecnológicas que permiten la producción de fluidos de yacimientos que no tienen la energía suficiente para conducir los hidrocarburos de forma natural desde fondo de pozo hasta superficie.

Estos sistemas operan básicamente bajo dos principios, disminuir la presión de fondo fluyendo (pwf) - aumentando el drawdown -, o disminuyendo la densidad del fluido a levantar, con lo cual se busca conciliar la oferta con la demanda.

Existen diferentes tipos de sistemas de levantamiento para yacimientos convencionales, entre estos encontramos bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo electrosumergible(ESP), bombeo por cavidades progresivas (PCP) y levantamiento por gas (Gas lift).

³ SCHNEIDER, Frédéric. Yacimientos no convencionales. Bogotá, D.C.: Beicip Frenilab, 2014. p.11.

1.4 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES:

1.4.1 Bombeo Mecánico⁴: Fue el primer sistema de levantamiento usado en la industria petrolera y gracias a su versatilidad y simplicidad es uno de los más usados en la actualidad, ya que se adapta fácilmente a las condiciones del pozo y propiedades de los fluidos, siendo útiles en pozos de diámetro pequeño, con completamiento múltiple, altas temperaturas y fluidos viscosos.

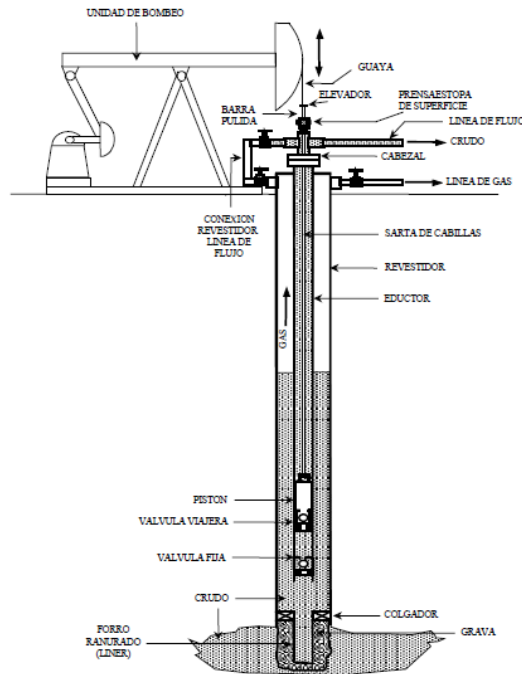
Su principio de funcionamiento básicamente consiste en convertir el movimiento rotatorio del motor principal a movimiento vertical reciprocante de una sarta de varillas conectadas a la bomba de subsuelo ubicada cerca de las perforaciones generando así el movimiento ascendente y descendente que permite el desplazamiento del fluido desde fondo a superficie; cabe resaltar que la bomba está compuesta por una cámara y un embolo con un arreglo de válvulas (válvula fija y viajera) que permiten el influjo del hidrocarburo para su posterior desplazamiento.

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico básicamente se divide en componentes de superficie y de subsuelo, como se puede observar en la figura 1.

- Superficie: unidad, motor principal (puede ser eléctrico o de combustión interna), la estructura, la caja reductora, los contrapesos, la barra lisa, prensa, estopas y el árbol de producción.
- Subsuelo: Sarta de varillas, tubería de producción, el ancla de tubería si es requerida y la bomba de subsuelo.

⁴ WORKSHOP INTERNATIONAL. (17-21, noviembre, 2003: San Tomé, Venezuela). Bombeo Mecánico: Optimización, Diagnóstico y Operación. PDVSA, 2003, 253p.

Figura 1 Esquema típico de la unidad de bombeo mecánico



Fuente: PETRÓLEOS DE VENEZUELA (PDVSA) Diseño de instalaciones de levantamientos artificial por bombeo mecánico; Maracaibo, 2001. P. 30.

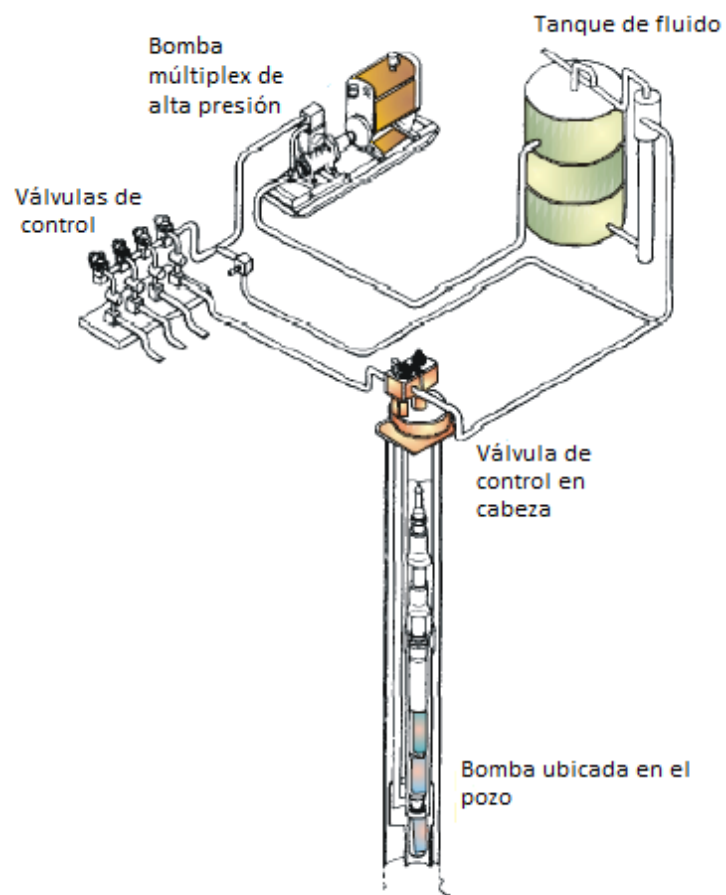
Aunque el principio de funcionamiento es el mismo, dependiendo de la forma, de la ubicación del contrapeso y del sistema de bombeo que empleen, las unidades de bombeo se clasifican en:

1. Unidad de bombeo convencional
2. Unidad Lufkin Mark II
3. Unidad balanceada por aire

1.4.2 Bombeo Hidráulico⁵ : Es un sistema de levantamiento artificial que consiste en la inyección de un fluido de potencia (aceite o agua de producción) a la presión requerida para impulsar una bomba de desplazamiento positivo en fondo de pozo, o suministra al fluido de producción la energía necesaria para su desplazamiento hasta superficie.

A continuación se puede apreciar la unidad de bombeo hidráulico típica

Figura 2. Unidad típica de bombeo hidráulico



⁵ BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Vol 2^a. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1980. 444p

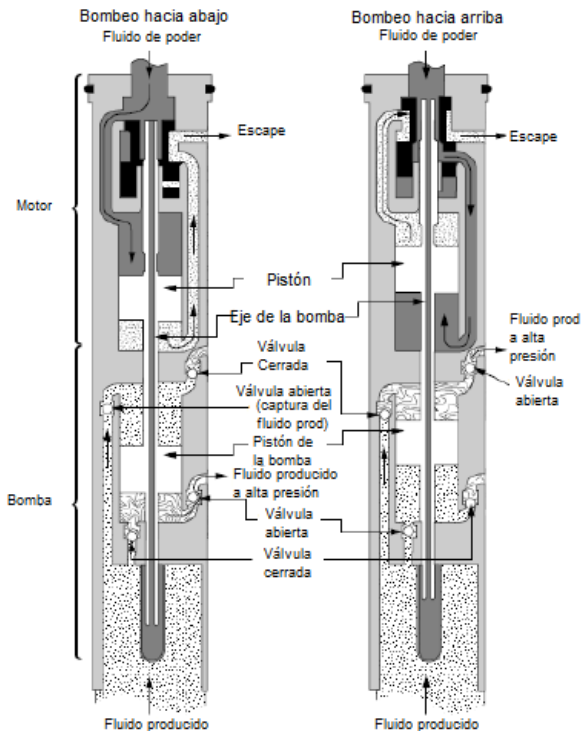
1.4.2.1 Tipos de bombeo hidráulico

- **TIPO PISTON:** En este tipo de bombeo hidráulico, la bomba de fondo es de tipo pistón, la cual se conecta al pistón recíprocante del motor de fondo mediante un eje, transmitiendo así la presión del fluido motriz al fluido de producción para su posterior desplazamiento.

Una particularidad de este sistema es que el fluido motriz puede retornar a superficie mezclado con el fluido de producción (sistema abierto) o a través de una tubería diferente (sistema cerrado).

En la figura 2 podemos encontrar una unidad típica de bombeo hidráulico tipo pistón

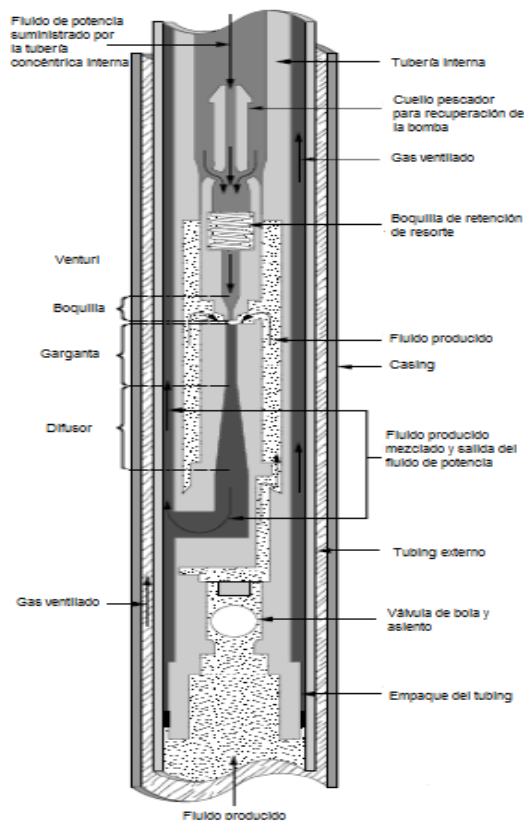
Figura 3. Unidad típica bombeo hidráulico tipo pistón



- **TIPO JET:** A diferencia del bombeo tipo pistón, este tipo de bombeo no emplea partes móviles, por lo cual el desplazamiento del fluido de producción se da gracias a la transferencia de energía entre el fluido de potencia y el hidrocarburo.

El fluido motriz ingresa por la parte superior de la bomba y es expulsado a la cámara de entrada de producción a través de una boquilla en la parte inferior, allí el fluido de potencia arrastra al fluido de producción hacia la garganta donde se completa el proceso mezclado y toma lugar la transferencia de energía, posteriormente la mezcla pasa al difusor donde esta energía es convertida en presión estática; una vez esta presión supera la cabeza hidrostática ejercida por el fluido en el anular, los fluidos son producidos.

Figura 4. Unidad típica de bombeo hidráulico tipo jet



Fuente: ALIYEV, Elshan. Development of expert system for artificial lift selection; 2013. p.64. Tesis de maestría. Middle East Technical University

El bombeo hidráulico como sistema de levantamiento artificial es especialmente empleado en pozos desviados y aunque su uso se restringe cuando hay problemas de producción de arena, el bombeo tipo jet presenta buen manejo de sólidos; por su parte el bombeo tipo pistón puede levantar grandes volúmenes de líquido desde grandes profundidades.

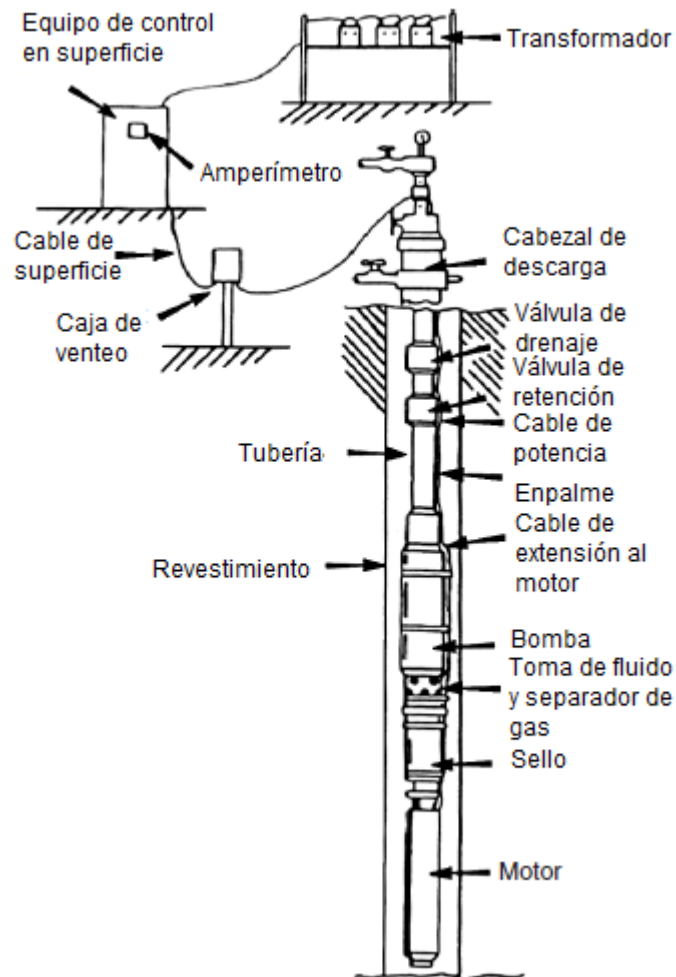
1.4.3 Bombeo electrosumergible (ESP)⁶: Su invención puede atribuirse a Armais Arutunoff quién en la década comprendida entre 1910-1920 a través de su empresa Russian Electrical Dynamo of Arutunoff (REDA) desarrolló y patentó el primer motor eléctrico que podía ser sumergido en un pozo de aceite. La primera instalación ESP exitosa fue operada en el campo “El Dorado” en Kansas en 1926.

En el bombeo electrosumergible, el aceite es llevado a superficie a través de la bomba centrífuga multietapas (dispositivo principal del sistema ESP). En el arreglo convencional, la unidad ESP es corrida con la sarta de producción y es sumergida en la zona del pozo donde se encuentran los fluidos. El motor se encuentra al fondo de la unidad y se mantiene refrigerado por la corriente de fluido que pasa a su alrededor, después va conectada la sección del sello protector que evita que los fluidos del pozo entren al motor para una operación segura de la unidad. En el tope del protector va situada la zona de entrada de fluidos (intake), encima de esta se instala el separador de gas, lo que permite la captura y remoción de pequeñas cantidades de gas libre, esto permite al aceite proveniente del yacimiento entrar a la bomba centrífuga con muy bajas cantidades de gas para mejorar su eficiencia.

La figura 4 muestra los principales componentes de un sistema ESP.

⁶ **TAKACS, Gabor.** Electrical submersible pumps manual. Elsevier. 2009

Figura 5. Esquema típico de la unidad electrosumergible



Fuente: BOYUN, Guo; LYONS C, William; GHALAMBOR, Ali. Petroleum production Engineering: A computer-assisted approach. Elsevier Science & Technology books. 2007. p.212

El motor se alimenta a través de un cable eléctrico de corriente alterna (AC) de tres fases, el cual es llevado desde superficie a lo largo de la sarta de producción hasta el motor. El equipo en superficie incluye una caja de conexiones donde se acoplan los cables provenientes de fondo con los de superficie y una unidad de control (llamada "switchboard") que cumple funciones de medición y control.

Las características más importantes para que un sistema convencional ESP sea eficiente deben ser:

- Sólo líquidos deberían entrar a la bomba centrífuga, el gas que produce el pozo debe ser manejado por el separador.
- La viscosidad del líquido producido debe ser baja, cercana a la del agua.
- El motor ESP es alimentado con una corriente alterna (AC) de frecuencia constante, así su velocidad y la de la bomba centrífuga también lo serán.

Para condiciones inusuales como mayor producción de gas o viscosidades altas, se requerirá el uso de equipos especiales.

Los cálculos de diseño de parámetros como número de etapas de la bomba ESP, son realizados a partir de las características del yacimiento y su capacidad de entrega de fluido al pozo, así como el desempeño de cada bomba.

1.4.4 Bombeo por cavidades progresivas (PCP)⁷: El bombeo por cavidades progresivas surgió en los años 20 en un concepto de bombas helicoidales, este consiste en un arreglo de dos piezas de en forma de hélice, con una parte girando dentro de otra que es fija, formando un engranaje helicoidal o “cavidades” que hacen posible la producción de hidrocarburo a superficie.

1. Rotor: Es la pieza metálica que se encuentra en la parte interna o “tornillo sin fin” que hace el movimiento de rotación.
2. Estator: Es la pieza que es fabricada en elastómero (goma) y se encuentra adherida a una camisa de acero.

A partir de 1979 en Canadá aplicaron pruebas piloto con este tipo de bombas en yacimientos de petróleo viscoso y con alta producción de arena arrojando resultados

⁷ **HIRSCHFELDT Marcelo.** Manual de bombeo de cavidades progresivas. Oilproduction.net, 2007. p.11. Versión-2008V1

positivos, por lo que su fabricación se masificó corrigiendo errores y maximizando variables de operación como capacidad, presión de trabajo y tipos de elastómeros.

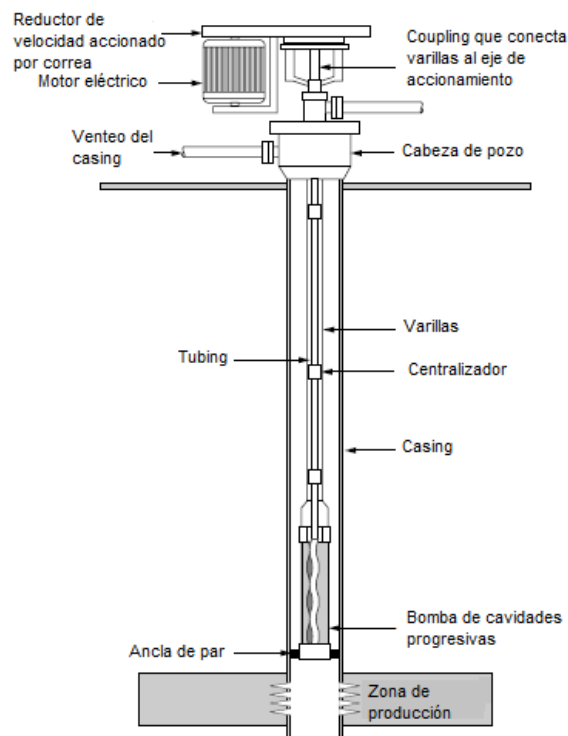
El bombeo PCP comparado con otros tipos de bombeo como el mecánico o el ESP, se encuentra en una etapa de desarrollo experimentando un incremento gradual como método de extracción.

Un esquema típico de la unidad PCP es mostrado en la figura 5.

Funcionamiento:

El rotor al girar dentro del estator genera ciertas cavidades con sello hidráulico entre ellas (desplazamiento positivo), al girar, estas cavidades se desplazan a lo largo desde el fondo del estator hasta la descarga llevando el fluido desde la profundidad donde es asentada la bomba hasta superficie.

Figura 6. Esquema típico unidad PCP



Fuente: HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. Oilproduction.net, 2007. p.11. Versión-2008V1

1.4.5 Levantamiento artificial por gas (LAG)⁸: Mejor conocido como “Gas lift”, consiste en la inyección de gas desde la superficie hacia la columna de fluidos encontrada en el tubing para su levantamiento desde el subsuelo a la superficie.

Tipos de levantamiento por gas:

Existen dos tipos de levantamiento por gas, continuo e intermitente, en la figura 6 podemos apreciar cada tipo.

1.4.5.1 LAG continuo: Se inyecta una tasa diaria de gas a la columna de fluido de forma continua a través de la válvula en el subsuelo, disminuyendo así la P_{wf} y aumentando el diferencial de presión a través del área de drenaje para que la formación productora aumente la tasa de producción que entrega al pozo.

La eficiencia de este tipo de levantamiento mejora a medida que se pueda inyectar el gas en el punto más profundo de acuerdo con las variables operativas del pozo.

Subtipos de LAG continuo:

- **LAG continuo tubular:** Inyección de gas por el espacio anular entre tubería de producción y el revestimiento y se produce a través de la tubería de producción,
- **LAG continuo anular:** Inyección de gas por la tubería de producción y la producción se realiza por el espacio anular antes mencionado.
- **Coiled tubing:** Se introduce este tipo de tubería dentro de la tubería de producción, se inyecta a través del coiled tubing y se producen los fluidos por el anular entre el coiled tubing y la tubería de producción.

⁸ **MAGGILOLO, Ricardo.** Gas lift básico. Maracaibo, 2004. p.20. ESP OIL

En la figura 7 podemos apreciar un esquema típico de LAG continuo tubular y anular.

1.4.5.2 LAG intermitente: La inyección se hace por etapas o ciclos de forma intermitente, es decir, por baches de gas.

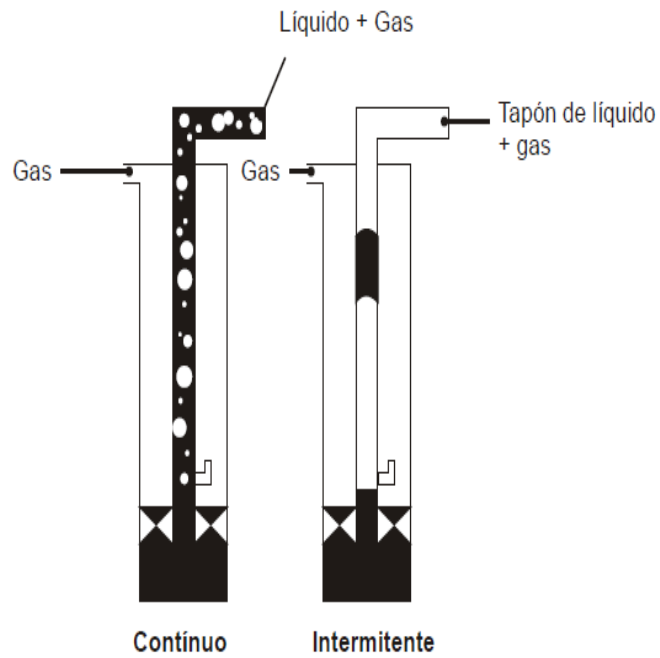
Una vez levantado un bache, se suspende la inyección de gas para que se produzca una nueva acumulación de líquido por encima de la válvula operadora, que al inyectar rápidamente la cantidad de gas necesaria para su levantamiento hará que este llegue a superficie para luego repetirse el ciclo.

Subtipos de LAG intermitente:

- **LAG intermitente convencional:** Se usa la capacidad de la tubería de producción para el almacenamiento del líquido proveniente de la formación, el gas desplaza directamente al bache del líquido.
- **LAG intermitente con cámara de acumulación (Chamber lift):** Este sistema será analizado detalladamente en la unidad 3, ya que es una modificación para sistemas no convencionales.

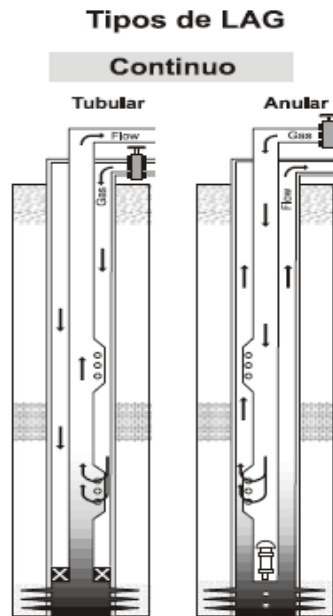
En la figura 8 podemos apreciar un esquema típico de LAG intermitente convencional y chamber lift.

Figura 7. Esquema típico de levantamiento por gas continuo e intermitente.



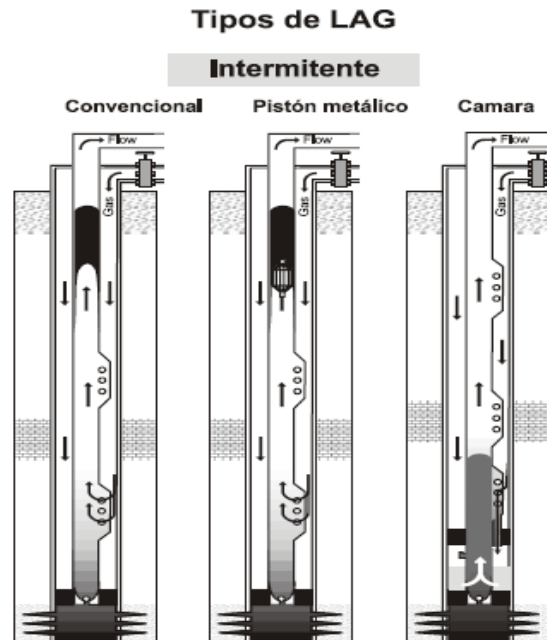
Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Gas lift básico. Maracaibo, 2004. p.9. ESP OIL

Figura 8. Subtipos de LAG continuo



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Gas lift básico. Maracaibo, 2004. p.9. ESP OIL

Figura 9. Subtipos de LAG intermitente



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Gas lift básico. Maracaibo, 2004. p.9. ESP OIL

¿Cuándo se aplica LAG intermitente o continuo?

En pozos con baja tasa de producción se hace difícil mantener el pozo en flujo continuo ya que por la baja velocidad de ascenso del líquido se hace presente el fenómeno de deslizamiento, que altera el comportamiento normal de la producción del pozo; para combatir este fenómeno se requieren altas tasas de inyección de gas lo que se hace poco rentable para levantar una pequeña cantidad de líquido, en estos casos se prefiere la inyección de gas intermitente.

Este tipo de levantamiento hace que el consumo de gas se reduzca a la mitad o a dos terceras partes de lo que se consumiría diariamente en un levantamiento continuo ineficiente. Si se cuenta con un pozo con una alta producción de gas se recomienda el LAG continuo, de igual manera si en un pozo el LAG continuo e intermitente producen prácticamente lo mismo, también se recomienda el uso de LAG continuo, ya que este requiere menor control operativo.

1.5 PLUNGER LIFT

Es una tecnología ampliamente usada en yacimientos no convencionales, en pozos que producen fluidos con altas relaciones gas-aceite o en pozos de gas, pero que generalmente se emplea en pozos de gas para remover líquidos acumulados en fondo de pozo, lo que implica que el sistema para este tipo de operaciones trabaje con la misma energía del pozo. También se puede emplear como un sistema de levantamiento artificial en la fase de pruebas de pozo o en conjunto con el gas lift.

Principales partes de un sistema plunger lift:

- Lubricador
- Tapón
- Resorte de fondo
- Controlador en superficie
- Sensor de llegada del pistón en superficie

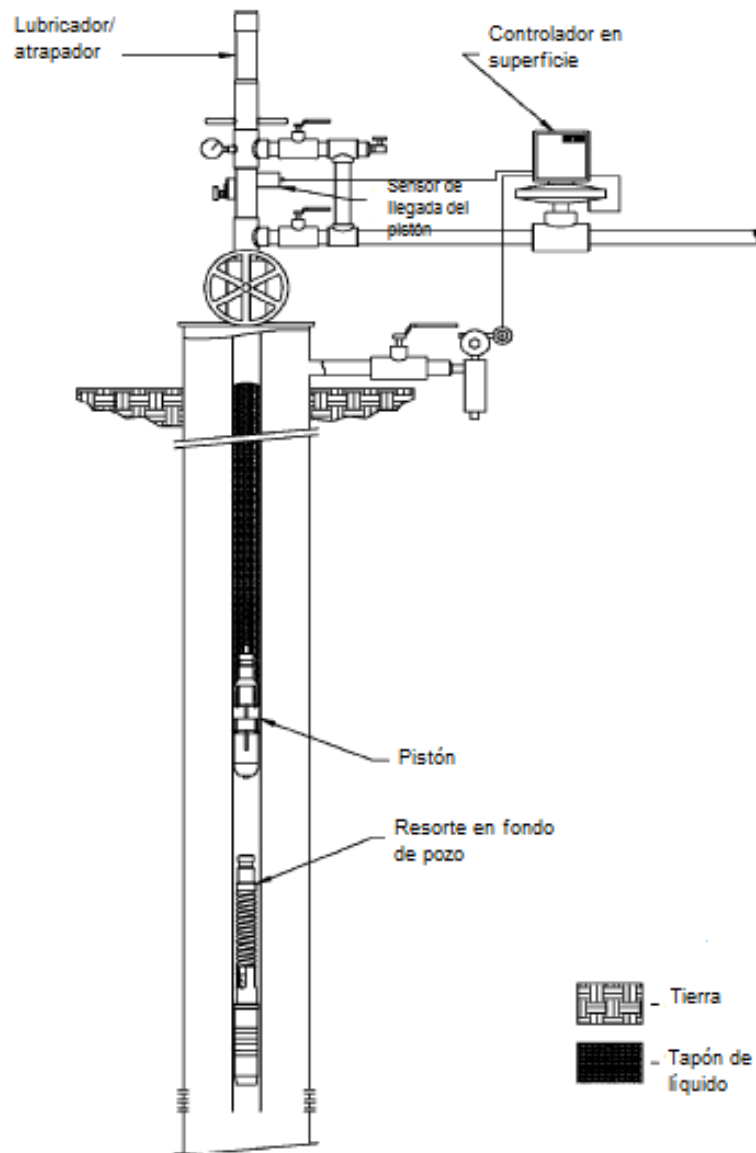
Aunque presenta grandes limitaciones en cuanto a profundidad y tasas de flujo (eficiente en pozos con caudales menores a 200 bpd), este tipo de sistema de levantamiento es especialmente atractivo por ser bastante económico y porque permite su operación en pozos con problemas de incrustaciones, parafinas, producción de arenas y presencia de hidratos.

En la figura 9 podemos observar un sistema de bombeo tipo plunger.

Su funcionamiento es cíclico y se resume en dos etapas, un periodo de cierre y un periodo de flujo; durante el primer periodo, el pistón libre viaja desde superficie hasta fondo de pozo. Simultáneamente, la presión en el pozo se incrementa paulatinamente debido al cierre, una vez esta presión ha alcanzado un nivel suficiente para desplazar el pistón y el líquido acumulado en la parte superior de este, inicia la segunda etapa y el pistón comienza su viaje hasta superficie. Debido a que el gas es menos denso que el líquido este fluirá más rápidamente arriba del pistón.

La producción de líquido continuará mientras el pistón asciende y hasta que la presión caiga lo suficiente para que los líquidos se acumulen y el proceso comience nuevamente.

Figura 10. Esquema típico unidad tipo plunger



Fuente: BOYUN, Guo; LYONS C, William; GHALAMBOR, Ali. Petroleum production Engineering: A computer-assisted approach. Elsevier Science & Technology books. 2007. p.217

2. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES, NO CONVENCIONALES Y SUS APLICACIONES A YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

En el siguiente capítulo se hablará acerca de las particularidades de cada sistema, sus falencias y fortalezas, los límites de operación, sus modificaciones y su adaptabilidad para sistemas no convencionales.

También se desarrollará un screening de los sistemas convencionales y no convencionales, sus variables operativas que permiten su escogencia para un yacimiento con determinadas características.

2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES

2.1.1 Bombeo mecánico⁹: Entre otras características, el bombeo mecánico es de alta confiabilidad y bajos costos de mantenimiento, es fácilmente adaptable a diferentes opciones de suministro energético, operable en altas temperaturas, maneja crudos con viscosidades relativamente altas, pero requiere de un espacio considerable en superficie por lo que tiene limitaciones en operaciones costa afuera y para altas profundidades.

Las principales innovaciones de este sistema se relacionan con el mejoramiento de su eficiencia y con soluciones a los problemas relacionados con el desgaste por fricción del sistema de producción varilla - tubería.

⁹ ALIYEV, Elshan. Development of expert system for artificial lift selection; 2013. Tesis de maestría. Middle East Technical University. p. 28.

2.1.1.1 Ventajas

- La instalación de este tipo de levantamiento es sencilla, puede ser fácilmente cambiada de locación a locación. Desde el punto de vista económico su inversión inicial no es muy costosa.
- Puede ser instalado en pozos con altas temperaturas.
- Puede usar diferentes fuentes de poder como motores eléctricos o diesel.
- Cuando se presentan problemas de precipitación de compuestos orgánicos o inorgánicos, el sistema permite la inyección de fluidos a alta temperatura o solventes.
- Tiene facilidad para ajustar su caudal en superficie mediante la modificación del recorrido o de la velocidad de bombeo.
- Puede ser usado en rangos amplios de tasas de producción.
- Aplicable a completamientos angostos y múltiples.
- Eficiencia de bombeo aceptable en levantamiento de crudos pesados y livianos.
- Fácil mantenimiento.
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.

2.1.1.2 Limitaciones

- No es adecuado para pozos con altas tasas de producción.
- El sistema debe ser protegido contra la corrosión.
- La capacidad de levantar fluidos con altos contenidos de sólidos es limitada.
- La eficiencia se ve afectada si hay precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos.
- La presencia de gas libre afecta la eficiencia del sistema.

- Es aplicable en pozos desviados, pero se hace indispensable el uso de centralizadores para que las varillas del bombeo y la sarta de tubería no se desgasten entre sí.
- Requiere de gran espacio en superficie.
- Presenta problemas asociados a la fricción en pozos con alto ángulo de desviación.

2.1.2 Bombeo hidráulico¹⁰: Las bombas hidráulicas son aplicables en pozos altamente desviados, la inversión inicial es alta y la eficiencia de sus bombas es baja (generalmente 20-30%).

2.1.2.1 Ventajas¹¹

- Aplicable en pozos altamente desviados.
- Pueden producir fluidos desde grandes profundidades gracias al balance entre el fluido inyectado y el fluido producido.
- Operable hasta una profundidad de 20000 ft.
- El bombeo tipo jet no tiene partes móviles, así puede manejar más eficientemente sólidos y gas libre.
- Su fuente de poder puede ser operada remotamente, esto hace a las unidades hidráulicas atractivas para operaciones costa afuera.
- El fluido de poder puede llevar inhibidores para tratar problemas de escamas, parafinas y corrosión.
- Puede ser aplicado en zonas multi-pozos.

¹⁰THIMIAIAH,Pratap. Introduction to hydrocarbon exploitation: Production technology(Artificial lifts), Abalt solutions limited, 2005. P. 22.

¹¹ ALIYEV. Op. Cit., p. 43.

2.1.2.2 Limitaciones¹²

- El contenido de sólidos en bombas con partes móviles afecta la eficiencia de esta.
- La eficiencia del bombeo tipo jet es baja (20-30%).
- Este sistema requiere una alta presión de inyección en superficie para inyectar el fluido de potencia a través de la tubería.
- Se dificulta su aplicación en los pozos con baja producción.
- El sistema de inyección del fluido de potencia requiere manejo especial durante la operación.

Sus principales innovaciones consisten en la combinación con otros sistemas de levantamiento, los cuales serán descritos al final del capítulo.

2.1.3 Gas lift¹³⁻¹⁴: Método de levantamiento artificial implementado preferiblemente en pozos de crudo mediano a liviano, que presentan alto índice de productividad (mayor a 0,5 bpd/lpc), GOR relativamente alto y presiones de fondo suficientemente altas respecto a la profundidad del pozo.

Actualmente este sistema de levantamiento gana popularidad en la industria gracias a sus evidentes ventajas frente a otros métodos, por ejemplo, es más tolerante a la producción de sólidos, depositación de inorgánicos y a geometrías de pozo irregulares.

2.1.3.1 Ventajas

- Tolerante a la producción de sólidos de formación (arena, propantes, entre otros).
- Capaz de manejar grandes volúmenes en pozos con altos IP.

¹² ALIYEV. Op. Cit., p. 44.

¹³GUO, Boyun; LYONS, William; GHALAMBOR, Ali. Petroleum production engineering: a computer-assisted approach. Barcelona: Elsevier science & technology books, 2007. p.280. ISBN 075-06-8270-1

¹⁴ ALIYEV. Op. cit., p. 60-68.

- Equipo de superficie discreto, lo cual lo hace muy útil en instalaciones offshore.
- Tolera pozos con altos niveles de desviación/doglegs.
- Tolerante a altos valores de GOR.
- Brinda la posibilidad de aprovechar al máximo la energía del gas disponible en el yacimiento.
- La intervención de pozos y la accesibilidad es excelente.
- Bajos costos operativos y puede ser optimizado para el desarrollo de grandes campos.
- Permite realizar tratamientos de prevención y control de orgánicos e inorgánicos (parafinas, asfáltenos, escamas e hidratos) mediante la dispersión de inhibidores en el gas.
- Puede ser eficiente para levantar cantidades más pequeñas de fluido si se usa un tubing “macaroni”, cantidades tan pequeñas como 25 b/d se pueden levantar eficientemente con tubería de diámetro pequeño mediante flujo continuo.
- La profundidad no es una condición limitante siempre que se cuente con la presión de inyección requerida.

2.1.3.2 Limitaciones

- Se requieren grandes volúmenes de gas disponibles.
- No es adecuado para crudos viscosos o emulsiones.
- Susceptible a la formación de hidratos cuando se opera a bajas temperaturas.
- Se requiere de grandes presiones de fondo, por tanto, la presión de abandono puede no ser alcanzada.
- El revestimiento debe resistir las presiones de compresión del gas.
- Tiene pobre eficiencia de desplazamiento en la sección horizontal, debido al fenómeno de segregación gravitacional.

- Fallas temporales o permanentes en las facilidades de tuberías o sistemas de compresión de gas.
- Baja eficiencia para manejar fluidos con altos cortes de agua.
- Usualmente no es eficiente como método de levantamiento de campos con pocos pozos.
- Es efectivo solo cuando la desviación del pozo de la vertical no es demasiado alta, ya que su principio de funcionamiento es la reducción de la columna¹⁵.

Dependiendo del tipo de gas lift (continuo o intermitente) también se deben tener en cuenta ciertas características principales.

2.1.3.3 Gas lift continuo: Se utiliza en pozos con alta a mediana energía (presiones estáticas mayores a 150 lpc/1000 ft) y de alta a mediana productividad (preferentemente índices de productividad mayores a 0,5 bpd/lpc) capaces de aportar tasas de producción, mayores a 200 bpd. Para pozos con IP menores a este valor se puede usar este método de inyección siempre y cuando se cuente con una presión de gas lo suficientemente alta para su inyección.

2.1.3.4 Gas lift intermitente: Se aplica en pozos de mediana a baja energía (presiones estáticas menores a 150 lpc/1000 ft) y de mediana a baja productividad (IP menores a 0,3 bpd/lpc) que no aportan altas de producción (menores de 100 bpd).

También es aplicable a pozos que tienen las siguientes características:

1. Alto IP con baja pwf.
2. Bajo IP con baja pwf.

¹⁵ ZHANG, Hong-Quan (Holden). Artificial lift optimization: horizontal well characteristics impact artificial lift performance in unconventional reservoirs. [Base de datos en línea]. Junio de 2015. Revista The American Oil & Gas Reporter. (Recuperado en 1 marzo 2018). Disponible en <https://www.aogr.com/magazine>

La elección del tipo de sistema a utilizar está determinada por el volumen de fluidos a producir, el gas lift disponible en cuanto a volumen y presión y las características del reservorio.

Pozos con sistemas continuos puede cambiarse a sistemas intermitentes después que la presión del yacimiento ha caído por debajo de ciertos niveles.

2.1.3.5 Desafíos del gas lift.

- Se requiere optimizar el método de desplazamiento del gas en la sección horizontal de pozos con desviaciones de 60 grados a 90 grados, donde este se mueve rápidamente a lo largo de la parte superior del pozo.
- El mayor desafío es conseguir ubicar el equipo de gas lift en la posición requerida, ya que normalmente el equipo gas lift es instalado con herramientas wireline, que únicamente trabajan en ángulos de desviación entre 65-75 grados de la vertical. Instalar el equipo de gas lift en pozos altamente desviados o en zonas horizontales de los pozos requiere de coiled tubing u otra herramienta especial¹⁶.

2.1.3.6 Nuevas alternativas. Una variación del sistema gas lift tradicional es el método LAG continuo con uso de tuberías enrolladas (coiled tubing); donde el gas se inyecta a través de una tubería enrollable introducida en la tubería de producción y se produce por el espacio anular formado entre estas tuberías. Esta variante se utiliza cuando se desea reducir el área expuesta al flujo y producir en forma continua sin deslizamiento, o cuando por una razón operacional no se pueden usar las válvulas de levantamiento instaladas en la tubería de producción¹⁷.

¹⁶ PRESLEY, Jennifer. Selecting the right technology is vital in horizontal wells. [Base de datos en línea]. Mayo de 2012. Revista The American Oil & Gas Reporter. (Recuperado en 1 marzo 2018). Disponible en <https://www.aogr.com/web-exclusives/exclusive-story/>

¹⁷ CURSO TALLER "GAS LIFT BÁSICO". (01-05, MARZO, 2004: Maracaibo, Venezuela). Maracaibo: Instalaciones ESP OIL, 2004, p. 15.

2.1.4 Bombeo electrosumergible¹⁸ Conocido como ESP por sus siglas en inglés (Electrical Submersible Pump) es una forma versátil de levantamiento artificial, especialmente útil en yacimientos con altas tasas de producción. Sin embargo, presenta algunas deficiencias en la operación de pozos con alta presencia de sólidos, materiales abrasivos y gas; por lo cual para su operación a menudo se requiere usar materiales especiales resistentes a la abrasión e instalar separadores y manejadores de gas en fondo.

Aunque puede alcanzar profundidades de hasta 12000 ft, la temperatura y los requerimientos de potencia a estas profundidades podrían ser una limitante. No obstante, se espera que bajo condiciones de operación normales presente de 1 a 3 años de vida operativa e incluso durante periodos superiores.

2.1.4.1 Ventajas

- Puede ser empleado en locaciones urbanas y costa afuera ya que el equipo de superficie requiere poco espacio.
- La experiencia ha mostrado que la bomba puede ser ubicada en cualquier lugar dentro del pozo en ángulos superiores a 80° siempre y cuando la severidad del dog leg no sea demasiado alta (<6°/100 ft).
- Adecuado para pozos con altos cortes de agua.
- Tasa de producción controlable.
- Presenta uso eficiente de la energía (>50% posible).
- Mediciones integrales de fondo de pozo disponibles.
- Tratamientos de escamas y corrosión son relativamente fáciles de realizar.
- No se requieren líneas de flujo adicionales.
- Reinicio rápido después de apagar.
- Costos de levantamiento para grandes volúmenes son generalmente bajos.

¹⁸ ALIYEV. Op. Cit., p.36-43

- Larga vida de la bomba.

2.1.4.2 Limitaciones

- Los costos de instalación y extracción son altos debido a la necesidad de equipos pesados de reacondicionamiento. Las unidades ESP suspendidas por cable o desplegadas por coiled tubing reducen los costos de reacondicionamiento.
- Se requiere el uso de variadores de velocidad para poder operar con tasas de producción inestables, lo cual incurre en un costo adicional.
- Excesivo gas libre hace que la bomba presente cavitación, lo cual conduce a fluctuaciones en el motor que finalmente conllevan a deterioro de la eficiencia de la bomba y por ende reducción del tiempo útil y confiabilidad del equipo. La entrada de la bomba puede incluir un separador rotativo de gas si las fracciones de gas son superiores al 20%.
- El contenido de sólidos (arenas, escamas, asfáltenos etc.) en el fluido conducirá a condiciones de desgaste y fatiga dentro de la bomba. Bomba susceptible a daños debido a la producción.
- La producción de crudo viscoso incrementa los requerimientos de potencia y reduce la capacidad de levantamiento; lo que conduce a un mayor número de etapas de la bomba y mayores requisitos de potencia.
- En equipos tradicionales la tubería se tiene que extraer para cambiar la bomba.
- La alta temperatura en profundidad limitará la vida útil del cojinete de empuje, las encapsulaciones epóxicas, el aislamiento, los elastómeros degradan los motores eléctricos. Por lo cual se requiere de flujo constante de líquido como sistema de refrigeración. Actualmente el sistema ESP puede operar en pozos con temperaturas de fondo superiores a 350 °F.
- Requiere disponibilidad de alto voltaje.
- No es aplicable a completamientos múltiples.

- El ingreso de fluidos de formación (agua) es una causa común de falla del motor (falla del sello).
- Una segunda causa de falla del motor son las sobretensiones, los picos de tensión.
- El cable de alimentación requiere la penetración de la integridad del cabezal de pozo y del empacador.

2.1.4.3 Novedades

- La bomba centrífuga engranada (GCP) es una nueva tecnología de bomba similar al sistema ESP; pero impulsado por varillas desde la superficie, por potencia hidráulica, eléctrica o de combustión interna. El método GCP elimina el riesgo operativo de un motor de fondo de pozo y del cable de potencia mientras se bombea a velocidades comparables a un ESP y en algunos casos con mayor eficiencia, además es más tolerante a la presencia de gas¹⁹.
- Con el fin de evitar extraer la tubería para reemplazar la bomba, surgen las unidades suspendidas por cable; que además de facilitar el cambio de bomba permite realizar la descarga inicial del pozo (kickoff) y recuperar el equipo si el pozo fluye.
- Con los sistemas de monitoreo convencionales para ESP, cuando se produce una falla a tierra en el cable de alimentación ESP, se corta la fuente de alimentación del medidor. A pesar de que la bomba continúa funcionando, se reduce capacidad del operador de monitorear efectivamente las actividades y optimizar la producción. Para abordar este problema, GE Oil and Gas introdujo su sistema de monitoreo “Zenith GFI Ground Fault Immune ESP”, el primer medidor inmune a fallas a tierra que permite a los operadores

¹⁹ PARSHALL, Joel. Challenges, opportunities abound for artificial lift. Journal of petroleum technology [online], Marzo de 2013, no. 03. [citado 1, marzo, 2018].

mantener el seguimiento y control de las variables y equipos de fondo a través de la entrega de datos de manera confiable y continua²⁰.

2.1.4.4 Desafíos

1. Un desafío en el uso de ESP's en yacimientos de lutitas ha sido la relación de reducción relativamente baja de ESP's, que requeriría su reemplazo antes que otras tecnologías de levantamiento a medida que disminuyen las tasas de producción²¹.
2. El fenómeno "Slugging" puede ser un gran desafío para el rendimiento de los sistemas ESP; ya que la llegada alterna de un tapón de líquido y uno de gas dificulta la separación y causan un arrastre importante de gas que puede deteriorar el rendimiento de la bomba. Este problema se agrava en pozos altamente desviados y horizontales, donde las longitudes de los baches de líquido y las bolsas de gas tienden a ser mucho más largas. De hecho, en un flujo de tubería de gas / líquido casi horizontal, la longitud del bache de líquido es aproximadamente dos veces la longitud del bache líquido en un flujo de tubería casi vertical.

2.1.5 Bombeo por cavidades progresivas (PCP)²².

Características principales.

Sistema de levantamiento inicialmente usado para producir yacimientos de crudo pesado; aunque a través de los años y gracias al perfeccionamiento del método se ha convertido en uno de los equipos con mayor versatilidad que le permite adaptarse a un amplio rango de densidades de fluido (En la actualidad también se usan en

²⁰MONCADA, Luis. Technology R&D targeted for optimizing unconventional wells. [Base de datos en línea]. Octubre 1, 2014. Revista GE Oil & Gas well performance services. (Recuperado en 25 Septiembre 2017). Disponible en <https://www.epmag.com/>

²¹ CONFERENCIA DE TECNOLOGIA PARA RECURSOS NO CONVENCIONALES. (25-27, AGOSTO, 2014: Denver, USA). Considerations for optimizing artificial lift in unconventional. Weatherford, 2014, p. 11.

²² ALIYEV. Op. Cit., p.51-56

pozos productores de crudos livianos especialmente con alto contenido de agua y sólidos). Además de esto encontramos que es un sistema con altos niveles de eficiencia cuyos valores oscilan entre 50 y 60%.

A pesar de sus significativas ventajas respecto a otros métodos también cabe mencionar que su principal debilidad es el elastómero, debido a su incompatibilidad con fluidos aromáticos y a la inhabilidad para manejar altas temperaturas.

2.1.5.1 Ventajas.

- Capacidad de bombear crudos pesados y bitúmenes (<18°API).
- Diseño simple.
- Bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en almacén.
- Alta eficiencia volumétrica.
- Alta eficiencia energética.
- Las emulsiones no se forman debido a la baja acción de cizallamiento del bombeo.
- Tolerante a la producción de sólidos en niveles razonables (cortes de arena de hasta un 50%).
- Producción de pozos con altos porcentajes de agua y altas producciones brutas, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria.
- Se ha logrado su aplicación para producir crudos medios (18-30° API) y petróleos livianos (>30°API).
- Aplicable a pozos horizontales y desviados.
- También es usado para producir gas asociado a mantos de carbón, deshidratación y pozos productores de agua.

2.1.5.2 Limitaciones

- Problemas de compatibilidad de fluidos cuando el elastómero está en contacto directo con crudos aromáticos y limitaciones en el porcentaje de H₂S.
- Alto torque de arranque.
- Aunque es más tolerante a la presencia de gas que el sistema ESP, si se presentan altos niveles de gas libre este se puede disolver en el elastómero, a altas presiones de fondo. Adicional a esto la introducción de gas dentro de la bomba puede resultar en un pobre desempeño de la bomba y en muchos casos daños de esta.
- No tolera altas temperaturas y por ende la profundidad de operación se ve restringida.
- Corta vida operativa (2-5 años) y altos costos.

2.1.5.3 Desafíos.

El control y la optimización en un campo de gas de esquisto presenta nuevos desafíos debido a la naturaleza de estos campos, mayores profundidades de pozo, menor caudal del yacimiento y la falta de mediciones de fondo de pozo.

2.1.5.4 Nuevas tecnologías

1. PCP con motor en fondo de pozo²³.
2. ESPCP retirable con cable, esta variación permite retirar el equipo de fondo sin necesidad de extraer la tubería.

²³ STOPA, Jerzy, et al. Oil production technology for unconventional reservoirs. En: revista virtual AGH University of Science and technology [online], Enero 2015. [citado 01, Marzo, 2018]. Disponible en: <http://dx.doi.org/>

3. Sistemas híbridos GAS LIFT – PCP, donde el gas reduce la cabeza hidrostática que la bomba debe desplazar, además permite continuar con la producción aun cuando la bomba tenga problemas mecánicos.

2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES

Estos sistemas han sido diseñados debido a las condiciones adversas en las cuales se desarrollan los YNC y en los cuales los sistemas anteriormente descritos no son funcionales, modificando algunas variables operativas, o bien sea complementando sistemas convencionales entre sí, para lograr una mayor eficiencia en la recuperación de estos recursos.

Para yacimientos no convencionales encontramos plunger lift, chamber lift, RECOIL y sistemas de levantamiento convencionales combinados.

2.2.1 Plunger lift ²⁴: Este sistema es una opción económica en pozos que han caído debajo de tasa de gas crítica y que requieran remover los líquidos acumulados en la cara de la formación.

Está siendo implementado en pozos extra-profundos, horizontales o con altas desviaciones o con “dog legs” severos. Los problemas asociados a estas circunstancias son la acumulación de líquido en ciertas zonas del pozo, cambio en el patrón de flujo en la zona horizontal y en la transición horizontal-vertical, lo que hace que el plunger lift sea uno de los sistemas que afronta más retos.

²⁴ GIL, Julian. Y ROLON José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. Tesis de grado. 2009. p. 36.

Innovaciones como el sistema HEAL²⁵ (Horizontal enhanced artificial lift), mecanismo que mitiga el comportamiento de flujo tipo “tapón” en pozos horizontales mejoran la eficiencia en sistemas como el plunger lift.

2.2.1.1 Ventajas²⁶

- La instalación de este sistema es menos costoso comparado con otros.
- Es aplicable en pozos con problemas de escamas, parafinas y sólidos.
- Como en el método convencional de gas lift, es aplicable en pozos con altas relaciones gas-líquido.
- Puede ser aplicado tanto en pozos de aceite o pozos de gas. En los pozos de gas es principalmente usado para remover el líquido.

2.2.1.2 Limitaciones²⁷

- No podrían funcionar en yacimientos depletados.
- Manejan bajas tasas de aceite (menos de 200 bopd).
- Podría crear un daño en superficie si el tapón alcanza una alta velocidad en su ascenso.
- Requiere una buena maniobra para operaciones entre tubing y revestimiento.

2.2.2 Chamber lift²⁸: Proviene del sistema de levantamiento por gas intermitente.

Este tipo de levantamiento utiliza el espacio anular entre el revestimiento y el tubing como almacenamiento para los fluidos aportados por la formación, el gas inyectado desde superficie desplaza el tapón de líquido inicialmente en dirección a la gravedad y posteriormente en contra (hacia arriba). Es usado principalmente cuando el

²⁵ WILKES, Greg, et al. A new, slickline accessible artificial lift technology to optimize the production strategy in the Permian Basin. Midland, Texas: Society of petroleum engineers, 2017. SPE-187499-MS

²⁶ ALIYEV, Elshan. Development of expert system for artificial lift selection; 2013. Tesis de maestría. Middle East Technical University. p. 59.

²⁷ Ibid. p. 60.

²⁸ Fuente: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Chamber lift. 2015. (Recuperado en 26/02/2018) Disponible en: http://petrowiki.org/Chamber_lift#Types_of_chamber_lift_designs

yacimiento llega a una presión estática muy baja (<100 psi), ya que con el levantamiento intermitente convencional el tapón formado sería muy pequeño y la producción sería muy baja.

Existen principalmente dos tipos de diseño de chamber lift, de dos empaques y tipo botella insertada; el de dos empaques usa el anular como espacio de almacenamiento para los fluidos y el tipo botella insertada es elaborado a partir de una larga tubería que se corre dentro del revestimiento o en hueco abierto.

En la figura 1 se pueden observar los dos tipos de chamber lift previamente descritos.

2.2.2.1 Componentes de un sistema chamber lift²⁹

- Equipo de superficie:
 - Ensamblaje de cabeza de pozo.
 - Choke o regulador de flujo con control en el ciclo de tiempo.
 - Compresores.
 - Separador.

- Equipo de subsuelo:
 - Puerto de entrada de gas.
 - Válvula de pie.
 - Empaques de subsuelo.
 - Puertos de alivio.

²⁹ GIL, Julian. Y ROLON José. Op. Cit. p. 45.

2.2.3 Recoil³⁰: Es un sistema de levantamiento el cual se instala directamente al revestimiento, eliminando el uso de cualquier accesorio convencional anteriormente nombrado.

Dispone de un motor eléctrico en superficie que hace mover una cinta de alta resistencia que a su vez desciende una manguera dentro del revestimiento que llega hasta el nivel del fluido en el pozo, el cual se sumerge una distancia de 50 pies (15 metros) donde empieza su llenado, cuando la manguera esté completamente llena de fluido, el motor realiza el movimiento en sentido contrario para traer la manguera a superficie y su posterior disposición en el tanque de almacenamiento.

En la figura 2 se describen los principales componentes del sistema recoil.

Este sistema está enfocado exclusivamente para pozos productores de aceite en los cuales el bombeo mecánico u otros sistemas no fueron exitosos y su producción tuvo que ser interrumpida, este sistema se ve limitado principalmente en profundidad de operación 4435 pies (1350 metros), es totalmente incompatible con la producción de gas y con un control de sólidos limitado.

2.2.3.1 Ventajas³¹

- No maneja altas presiones en superficie por lo que el riesgo de accidentes se ve reducido.
- Sistema de fácil operación en superficie, lo que permite modificar variables de producción.
- Alternativa de producción destacada para pozos someros y de bajo caudal de producción.
- No requiere intervención con equipos especiales.

³⁰ FRIZAN, Verónica et al. Reactivación de pozos marginales aplicando Recoil [Versión en línea]. Congreso de producción del Bicentenario. Petrobras Energía. Argentina. 2010. (Recuperado en 26/02/2018). Disponible en http://oilproduction.net/files/recoil_argentina.pdf

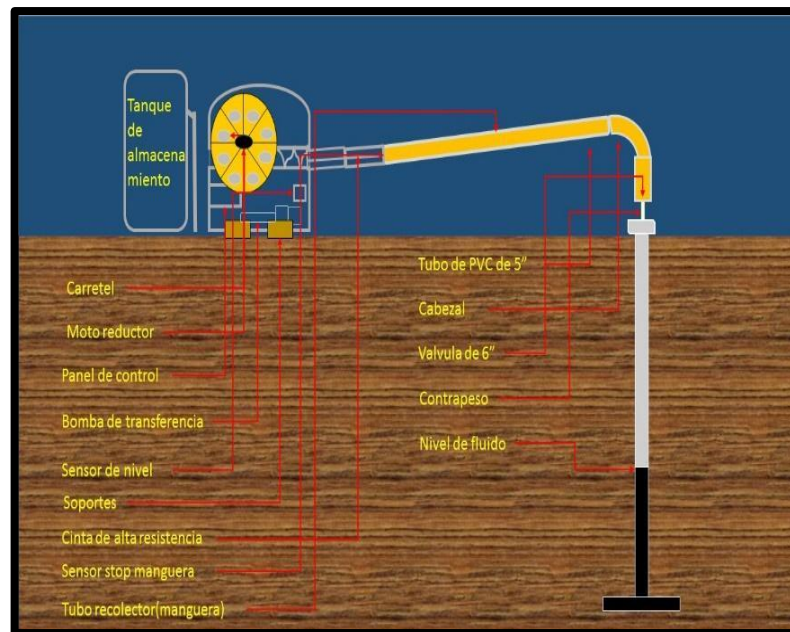
³¹ GIL, Julian. Y ROLON José. Op. Cit. p. 54.

- Se elimina el uso de bomba en fondo.
- Sistema de fácil armado y recogida.
- Inversión inicial baja.

2.2.3.2 Limitaciones³²

- El sistema trabaja a profundidades limitadas.
- La recuperación de fluidos se ve afectada por la profundidad del yacimiento, ya que a mayor profundidad ciclos más extensos.
- Especial cuidado con sus equipos eléctricos.
- Aplicable a crudos con gravedad API mayor o igual a 16.

Figura 11. Esquema típico sistema Recoil



Fuente: FRIZAN, Verónica et al. Reactivación de pozos marginales aplicando Recoil [Versión en línea]. Congreso de producción del Bicentenario. Petrobras Energía. Argentina. 2010. (Recuperado en 26/02/2018). Disponible en http://oilproduction.net/files/recoil_argentina.pdf

³² GIL, Julian. Y ROLON José. Op. Cit. p. 55.

2.4 SISTEMAS HÍBRIDOS

2.4.1 Esp con gas lift (electrogas)³³: Esta asociación permite seleccionar bombas ESP de menor requerimiento ya que, como en el caso anterior, el sistema gas lift se encarga de disminuir el peso de la columna hidrostática.

La viscosidad del fluido puede limitar la instalación de este sistema, así como la alta presencia de sólidos, poco tolerable para el sistema ESP. De la misma forma que el sistema anterior, se hace uso de una válvula de camisa deslizante que habilita el despliegue del sistema ESP.

2.4.1.1 Ventajas

- Mayor depleción del yacimiento.
- Aumento en la eficiencia de bombeo.
- Disminución de los requerimientos energéticos del motor.
- Continuidad de producción en caso de fallo o problemas relacionados con la bomba ESP.

2.4.1.2 Limitaciones

- Necesidad de sistema eléctrico disponible en la locación.
- Mayores costos si se hace necesario la presencia de equipos de workover.
- Se ve limitado su funcionamiento si el fluido tiene un alto contenido de sólidos.
- Costos de producción elevados.
- La producción de fluidos de alta viscosidad limita el uso del sistema.

³³ GIL, Julian. Y ROLON José. Op. Cit p. 61.

2.4.3 Pcp- gas lift³⁴: Combina la inyección de gas continuo con el bombeo por cavidades progresivas, el sistema gas lift se ubica en la parte superior de la bomba PCP, con el fin de levantar el gas libre resultante del separador de gas de la bomba PCP.

En algunos casos se logra casi un 40% de reducción en peso de la columna hidrostática gracias a la combinación de estos sistemas.

2.4.3.1 Ventajas

- Aumento en la producción del yacimiento.
- Gracias a que el sistema gas lift toma la mayoría del gas a la salida del separador, aumenta la eficiencia de la bomba PCP.
- Extensión del límite de operación máxima de la bomba PCP.

2.4.3.2 Desventajas

- Se ve afectado por temperaturas de fluido muy altas.
- El elastómero de la bomba PCP se ve afectada con la presencia de aromáticos y asfáltenos.
- Se eleva el costo de producción.

³⁴ BOIM, Diego; MARTINEZ, Andrea y OLIVARI, Diego. Sistemas híbridos de producción. Instituto tecnológico de Buenos Aires. Buenos Aires. 2011. p. 2.

2.4.4 Bombeo esp – bombeo hidráulico tipo jet³⁵: Este arreglo incluye estos dos tipos de bombeo adicionando un separador de gas en fondo, aislando la mayoría de gas del fluido que entra a la bomba ESP. El gas separado se une a la corriente en la bomba jet localizada en la parte superior del diseño.

En este diseño se destaca que la principal falencia de un sistema es complementada con una característica del otro sistema, ya que el bombeo jet puede manejar mayor cantidad de gas que el sistema ESP.

2.4.4.1 Ventajas

- Aplicable en operaciones offshore.
- Utiliza el gas producto de la formación para aligerar la columna de fluidos.
- Reducción en requerimiento energético.

2.4.4.2 Limitaciones

- Disponibilidad de sistema eléctrico en la locación.
- Los costos de workover se ven incrementados.
- No tolera la alta cantidad de sólidos.

2.4.5 Esp- pcp (espcp)³⁶: Este arreglo usa una bomba ESP modificada mediante una caja reductora la cual hace conexión mecánica con la bomba PCP. Por otra parte, requiere una junta o eje flexible por la excentricidad que mantiene la bomba PCP y se emplea un solo motor para energizar todo el sistema.

El diseño maneja cantidades de gas limitadas, por lo que su uso principal es en hidrocarburos pesados, ya que su contenido de gas asociado es bajo, también es ideal para pozos horizontales o con alto grado de desviación ya que las varillas de

³⁵ SHIMOKATA, Noriaki; YAMADA, Yutaka. Troubles, problems and improvements of ESP. Abu Dhabi Oil Co. Society of petroleum Engineers. 2010. SPE 137337-MS.

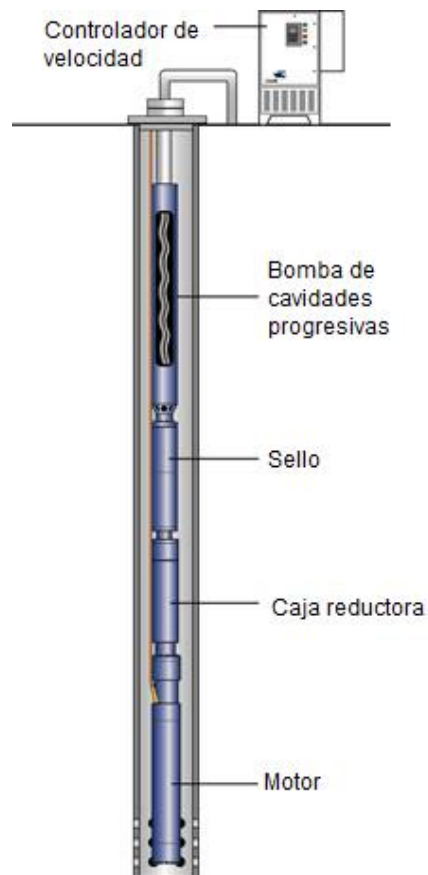
³⁶ SHIRLEY, Katy. Electrical submersible progressing cavity pump system (ESPCP). Baker Hughes. 2011(Recuperado en 28 febrero de 2018) Disponible en <https://www.pumpsandsystems.com>

la bomba PCP son reducidas en cantidad, reduciendo el desgaste entre la tubería y la unidad de bombeo, lo que también afecta su eficiencia.

En la figura 3 se puede observar el sistema ESPCP.

Tienen gran aplicación en locaciones offshore ya que estos requieren sistemas capaces de manejar altos caudales de producción.

Figura 12. Esquema del diseño ESPCP.



Fuente: SHIRLEY, Katy. Electrical submersible progressing cavity pump system (ESPSP). Baker Hughes. 2011(Recuperado en 28 febrero de 2018) Disponible en <https://www.pumpsandsystems.com>

2.4.5.1 Ventajas

- Alta eficiencia (>70%).
- No se ve afectado por la desviación del pozo.
- Aplicable ampliamente a yacimientos con crudo pesado.

- Sistema con facilidad de operación en superficie.

2.4.5.2 Limitaciones

- Presenta fallas más frecuentes que el sistema electrosumergible.
- Probabilidad de fallas en el cableado eléctrico.
- Altos costos en operaciones de workover.

2.5 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO APLICADOS A YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

Teniendo en cuenta que los yacimientos no convencionales presentan características específicas que los diferencian de los yacimientos convencionales (por ejemplo, tasas de declinación repentinas y aceleradas e incremento de GOR significativo, geometría de pozo horizontal), los SLA existentes en el mercado han sufrido una serie de adaptaciones que les permitan ajustarse a estas nuevas condiciones de operación.

2.5.1 Bombeo mecánico³⁷: Usualmente se implementa después de la etapa primaria de producción, cuando no se espera producir grandes volúmenes de fluido; aunque cabe mencionar que en algunos campos se ha usado como SLA desde el inicio de la vida productiva, por ejemplo, Murphy Exploration & Production que cuenta con más de 400 pozos produciendo por medio de este SLA en la región de Eagle Ford, Texas.

Al ser un sistema de cuerpo rígido se requiere especial atención en su proceso de instalación de manera que durante esta etapa no se comprometa la integridad del equipo y se reduzca su vida útil, para esto los ingenieros utilizan imágenes 3D que permiten planificar la sarta de varillas y la configuración de bombeo óptimas,

³⁷ JONES, Dave, et al. Bombeo mecánico en pozos de recursos no convencionales. En Oil field review [online], enero de 2016, no. 28. [citado el 8 de febrero de 2018]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review

incluyendo el emplazamiento de las guías de las varillas y la profundidad de colocación, el tipo y la longitud de la bomba de varillas (usualmente fabricadas en fibra de vidrio con el objetivo de superar las limitaciones de profundidad), con el fin de contrarrestar la severidad del dog-leg.

Otro aspecto por tener presente es el bloqueo de la bomba por intrusión de gas, para esto los operadores instalan separadores en la parte inferior de la sarta de producción, cuya función es disminuir el contenido de gas en el fluido que pasa a través de la bomba de subsuelo, mejorando así la eficiencia de bombeo, ya que, si la velocidad de bombeo es muy alta, el llenado se reduce y puede llegar a ser tan crítico que no se levanta volumen de fluido alguno. Para corregir este fenómeno se ha implementado el uso de variadores de velocidad (VCDs) que se encargan de regular la velocidad del motor para llevar los niveles de llenado a un rango especificado.

2.5.2 Gas lift : El sistema de levantamiento gas lift puede ser especialmente efectivo en pozos horizontales con geometría ondulada, que generan patrones de flujo tipo “Slug”, dificultando la producción; ya que si se inyecta suficiente gas este ayuda a mover los líquidos y sólidos fuera de la sección lateral antes que tengan la oportunidad de acumularse en las partes bajas de esta. Los nuevos diseños de levantamiento con gas utilizan tubos grandes debajo del empaque en pozos horizontales y desviados para mantener tasas de flujo críticas en el área de flujo de sección transversal más pequeña³⁸.

2.5.3 Gas lift – bombeo tipo jet³⁹: Como una alternativa costo-efectiva que le permita al sistema de levantamiento adaptarse a las diferentes tasas de flujo presentes a lo largo de la vida del pozo se ha diseñado un completamiento híbrido que permite operar la tecnología gas lift y el bombeo tipo jet dependiendo de las condiciones actuales del pozo.

Este sistema fue diseñado para ser aplicado principalmente en los siguientes escenarios:

- Al descargar fluidos de fractura hidráulica antes de comenzar la producción con gas lift.
- Al restaurar la producción después de un apagado imprevisto del sistema de compresión de gas lift.
- Y cuando el corte de agua de producción es más alto de lo esperado.

³⁸ DUNHAM, Cleon; SARICA, Cem. Developing tools, practices for artificial lift applications critical in horizontal wells. [Base de datos en línea]. Junio de 2013. Revista The American Oil & Gas Reporter. (Recuperado en 27 febrero 2018). Disponible en <https://www.aogr.com/>

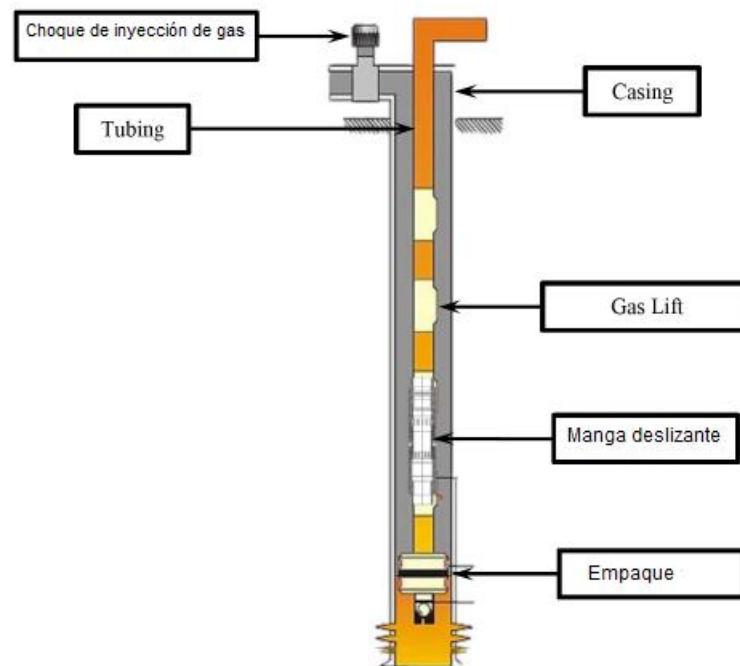
³⁹ NUNEZ, Pino; PUGH T; HUBBARD J. Gas lift- Jet pum Hybrid completion reduces nonproductive time unconventional well production. Society of petroleum Engineers(SPE-180958). 2016

Este sistema combinado utiliza como sistema principal al gas lift y como sistema secundario al bombeo hidráulico tipo JET, el cual es instalado en el pozo a través de una línea de alambre desplegable (slickline).

La unidad tipo jet es colocada en la sarta y se acciona gracias a la apertura de una válvula de camisa deslizante (Sliding sleeve valve, SSV), herramienta que permite la comunicación entre la tubería de producción y el revestimiento. Va instalada en la corrida de la tubería entre el mandril de gas lift más profundo y el empaque anular.

En la figura 4 se pueden observar los principales componentes de este sistema.

Figura 13. Esquema típico del gas lift-bombeo tipo jet



Fuente: NUNEZ, Pino; PUGH T; HUBBARD J. Gas lift- Jet pum Hybrid completion reduces nonproductive time unconventional well production. Society of petroleum Engineers(SPE-180958). 2016 Pág 6.

2.5.3.1 Ventajas

- Extiende el límite de operación de la bomba JET.
- Reduce el requerimiento de la bomba JET gracias a la reducción del peso de la columna de fluido por el gas lift.

- Aumento eficacia de bombeo.

2.5.3.2 Limitaciones

- Mayor costo de levantamiento por barril.
- Requiere una fuente disponible de gas cercana.
- Manejo de líneas de alta presión en superficie.
- Necesidad de una planta compresora de gas si este es incapaz de llegar a fondo.

2.5.4 Electrosumergible: El sistema de levantamiento por bombeo electro sumergible representa una buena alternativa al comienzo de la etapa productiva de pozos, periodo durante el cual la tasa de producción es elevada; Aunque hay varios factores a tener en cuenta:

1. Los yacimientos no convencionales se caracterizan por tener tasas de declinación aceleradas y tempranas.
2. Al ser yacimientos sometidos a fracturamiento hidráulico, en etapas tempranas de producción presentan altos cortes de agua y aporte de material propante; para lo cual se requeriría la implementación de elementos filtrantes que impidan la entrada de sólidos a la bomba y se pueda así aumentar su tiempo de vida útil.
3. El sistema ESP se puede aplicar a pozos horizontales siempre que exista una sección recta del pozo para asentar la bomba. Los ESP necesitan esa área recta porque la flexión del eje de transmisión en el motor o la bomba hará que los cojinetes fallen⁴⁰.
4. El ESP no es eficiente en el anejo de gas.

⁴⁰ PRESLEY. Op. Cit. Disponible en <https://www.aogr.com/web-exclusives/exclusive-story/>

Ante estos desafíos la industria realizó algunos cambios en la tecnología de los equipos, algunos de estos son⁴¹:

- Aplicación de cubierta invertida.
- Mejora en el diseño del separador y controlador de gas.
- Separador de gas Tandem.
- Bombas multi-cónicas.
- Protector de arena.
- Etapas revestidas.
- Mangas AR.
- Mejora del modo de operación VSD - modo de bloqueo de gas y corriente.

Puntualmente los ESP han encontrado un mercado en cuencas no convencionales que tienen mayor permeabilidad y, por lo tanto, curvas de declinación menos pronunciada.

⁴¹ OYEWOLE, Peter. Artificial lift selection strategy to maximize unconventional oil and gas assets value. En: Society of petroleum engineers [online], octubre 2016. [citado 9, enero, 2018]. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/181233-Ms.>, p.5

2.5.4.1 Sistema reda de vida extendida : ESP continuo de vida extendida no convencional (REDA) comercializado en el cuarto trimestre de 2014 por Schlumberger, proporciona un rango de operación extendido, alta eficiencia y flexibilidad en el pozo. Según información de la compañía, “Con su nuevo diseño de alta compresión, el sistema REDA funciona cómodamente con caudales bajos y gestiona los descensos de producción que son típicos de un pozo no convencional”⁴².

2.5.5 Bombeo cavidades progresivas (pcp)

2.5.5.1 Aplicación en pozos horizontales⁴³ : Como se mencionó anteriormente es una tecnología muy versátil que puede ser implementada en pozos desviados y horizontales con la ayuda de guías de varilla y centralizadores mejorados, siempre que se cumplan los criterios de temperatura y no se permita que los pozos se "sequen" (lo que puede causar sobrecalentamiento e hinchazón de los elastómeros de la bomba). Cabe resaltar que el equipo de subsuelo debe ubicarse en una sección recta del pozo para evitar fallas en los rodamientos.

Se recomienda que para su uso en estas geometrías de pozo se use una bomba con motor eléctrico de fondo y para mejorar el manejo de gas se implementen diseños de bombas de metal.

2.6 SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Un screening es la recopilación de la información obtenida de cada sistema de levantamiento en un esquema en el que se enlistan las principales variables de

⁴² HAYDU, Carter. Artificial lift technology meets increasing challenges of unconventional wells. [En línea]. New technology magazine, industry articles. Schlumberger. 2015. (Recuperado en febrero 2018.) Disponible en <https://www.slb.com>

⁴³ KEFFORD; GAURAV. Well performance calculations for artificial lift screening. En: Society of petroleum engineers [online], septiembre 2016. [citado 9, enero, 2018]. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/181344-Ms.>, p.5.

selección y su respectivo desempeño en cada uno, de esta forma, muestra las fortalezas y falencias de cada unidad de levantamiento, sus rangos de aplicación y muestra de manera comparativa la aplicación de cada sistema respecto a cada variable.

Con la información previamente descrita de cada sistema de levantamiento, en este capítulo se clasifica y se reduce todo a un esquema en el cual se pueda analizar cada variable para cada sistema de manera práctica y sencilla, de manera que se pueda seleccionar o descartar un sistema de levantamiento de manera preliminar para un pozo que exhibe ciertas características.

Para el screening se agrupan las variables en tres tipos⁴⁴:

- Características de yacimiento, completamiento y producción.
- Propiedades de los fluidos.
- Infraestructura de superficie.

La evaluación de desempeño de cada sistema frente a cada variable se realiza a partir de valores numéricos y a cada valor numérico se le asigna una descripción cualitativa la cual otorga el nivel de viabilidad de cada variable para cada sistema, las cuales son:

1. Muy bueno a excelente: El sistema logra un desempeño muy eficiente, razón por la cual tendrá muy buena aplicación en pozos los cuales cumplan esa variable.
2. Regular a bueno: El sistema alcanza un desempeño aceptable, pero no logra ser totalmente efectivo en la aplicación, generalmente ocasiona problemas operacionales y por consiguiente mayores costos.

⁴⁴ Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

3. No recomendado a pobre: El sistema tiene notables limitaciones, lo cual no es viable ejecutarlo ya que tal vez no funcione u ocasione pérdidas de capital y de tiempo.

2.6.1 Descripción de las variables que afectan la selección de un sistema de levantamiento artificial⁴⁵ : En general, son los principales factores a tener en cuenta para la aplicación de un sistema específico, varían desde el tipo de fluido a producir hasta el espacio necesario en superficie para su aplicación, cabe destacar que algunas variables tendrán más peso en la elección final del sistema, ya que su asignación cuantitativa y cualitativa no puede ser modificada, entre estas encontramos las propiedades del fluido, su profundidad y la presión a la que se encuentra el yacimiento.

Como lo mencionamos anteriormente estas variables se dividen en tres grupos, los cuales serán expuestos detalladamente conjunto a sus variables.

2.6.1.1 Características de yacimiento, completamiento y producción. : Son aquellas variables que dimensionan el tamaño de la operación en total, sus requerimientos en operaciones de perforación y completamiento, para su puesta en producción.

- **Número de pozos:** Se refiere puntualmente a la cantidad de pozos que puede operar de manera conjunta, se expresa en números enteros.
- **Tasa de producción:** Es la cantidad en barriles por día (BPD) que el sistema puede manejar, es una variable importante en la selección del sistema ya que esta determina el potencial de la unidad de levantamiento.

⁴⁵ Ibíd. Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018

- **Profundidad del pozo:** Es el alcance vertical u horizontal a la cual la unidad puede operar, se debe tener en cuenta que la mayoría de los sistemas de levantamiento se deben instalar en inmediaciones de la cara de la formación, lo que se debe tener en cuenta la longitud total del pozo, su medida es en pies (ft).
- **Diámetro del revestimiento:** Se refiere a la medida del diámetro interno (") del tubo de revestimiento en el que se correrá la unidad, esta es una variable destacada ya que claramente la unidad debe ser de un diámetro menor al revestimiento para que pueda ser corrido a través de él, de la misma manera el diámetro del revestimiento se ve influenciado por el tamaño del hueco.
- **Inclinación:** Es el grado de desviación respecto a la vertical que tiene pozo medido en su parte más pronunciada, básicamente si este es vertical, cuenta con alguna desviación o es horizontal, existen sistemas que no logran adaptarse a pozos con marcadas desviaciones.
- **Severidad del Dogleg:** El Dogleg es el cambio (expresado en grados) no esperado en la dirección de la perforación respecto a la vertical por cada 100 pies (ft), regularmente ocasiona inconvenientes para la corrida del completamiento. Existen sistemas que pueden ser corridos si el dogleg en un pozo es demasiado alto.
- **Temperatura:** Es la medida térmica a la cual se encuentra el fluido producido en la cara del pozo, con la cual los sistemas de levantamiento deben funcionar. Elevadas temperaturas causan fallas en algunos componentes de los sistemas de levantamiento, se expresa en grados Fahrenheit (°F).

- **Presión de flujo:** Se refiere a la presión a la cual se entrega el fluido en la cara del pozo e ingresa al sistema de levantamiento, se expresa en libras por pulgada cuadrada absoluta (psia).
- **Tipo de completamiento:** Se refiere al número de tuberías de producción instaladas en un solo pozo al mismo tiempo, se expresa como simple (una) o dual (dos).
- **Estabilidad:** Es el grado de riesgo a falla en el cual se mantiene el pozo.
- **Recobro:** Se refiere a la viabilidad de aplicación de ciertos métodos complementarios que garanticen la producción del yacimiento, sabiendo que el recobro primario se refiere al flujo natural y la aplicación de los SLA. Secundaria para inyección de agua y gas y terciaria para métodos de recobro térmicos y químicos.

2.6.1.2 Propiedades de los fluidos

Son aquellas variables las cuales dan una caracterización del tipo de fluido a producir, las cuales desempeñan un papel muy importante en la selección de SLA ya que es en sí lo que la unidad va a manejar, por lo tanto, todas sus características deben ser tenidas muy en cuenta.

- **BSW:** Es el contenido de agua y sólidos que se encuentran en fluido/el volumen total, se expresa en unidad porcentual (%).
- **Viscosidad del fluido:** Se refiere a la capacidad del fluido para moverse, generalmente se toma la del fluido producido en cara del pozo, expresado en centipoises (cp).

- **Fluido corrosivo:** Es el grado de afectación que causa el fluido a la unidad y en general al completamiento.
- **Arena y abrasivos:** Se refiere al contenido de arena y partículas abrasivas que puedan generar daño en la unidad y en el pozo en general. A mayor contenido de arena y abrasivos la unidad se verá más afectada ya que provoca erosión y abrasión en la tubería. Se expresa en partes por millón (ppm).
- **GOR (Relación gas-aceite):** Es la cantidad de gas producido por cada barril de aceite en un día, es una medida importante ya que la alta presencia de gas en diferentes unidades genera problemas como cavitación. Se expresa en scfd/stb.
- **Depósitos:** Se refiere a los problemas relacionados con escamas, precipitación de parafinas y asfáltenos que generalmente ocasionan el taponamiento de la cara del pozo, tubería y demás componentes del sistema de producción.
- **Tratamiento:** Es la capacidad de la unidad de manejar fluidos inhibidores, solventes y ácidos que evitan la aparición de problemas mencionados en la variable anterior, en algunos casos estos mismos fluidos pueden causar problemas en las unidades.

2.6.1.3 Infraestructura de superficie:

Son las variables las cuales se deben tener en cuenta para la construcción en superficie de locaciones, bombas y demás unidades necesarias para el correcto funcionamiento del pozo.

- **Locación:** Se refiere a si la construcción del pozo será en plataforma continental, costa fuera o remota (como desiertos y bosques) ya que hay unidades que requieren grandes espacios para su instalación en superficie.
- **Restricciones de espacio:** Se refiere a la disponibilidad de espacio para la construcción de la locación y la posibilidad de necesitar más.
- **Servicio a pozo:** Es la viabilidad de uso de ciertos equipos de reparación o mantenimiento en el completamiento, ya que hay ciertas herramientas que no pueden ser introducidas en el pozo por su tamaño.

2.7 RANGOS DE OPERACIÓN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES.

Tabla 1. Rangos de operación para sistemas de levantamiento artificial convencionales

PARAMETROS DE OPERACIÓN	BOMBEO MECÁNICO	PCP	ESP	BOMBEO HIDRAULICO	GAS LIFT
Profundidad de operación típica (TVD)	100 – 11000 ft	2000 – 4.500 ft		5000 – 10000 ft	5000 – 10000
Máxima profundidad de operación (TDV)	16000 ft	6000 ft	15000 ft	15000 ft	15000 ft

Flujo de operación típico	5 – 1500 BFPD	5 – 2200 BFPD	100 – 30000 BFPD	300 – 4000 BFPD	100 – 10000 BFPD
Flujo máximo de operación	6000 BFPD	4500 BFPD	40000 BFPD	>15000 BFPD	30000 BFPD
Manejo del gas	Regular a bueno	Bueno	Regular	Bueno	Excelente
Manejo de arena	Regular a bueno	Excelente	Regular	Bueno	Bueno
Gravedad API	>8° API	<35° API	>10° API	>8° API	>15° API
Eficiencia del sistema	45 – 60%	40 – 70%	35 – 60%	10 – 30%	10 – 30%

Fuente: Simposio de Producción de hidrocarburos. (14 – 16 de marzo de 2018, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga). Nuevas aplicaciones de bombeo de cavidades progresivas en fondo y superficie.

2.8 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO CONVENCIONALES.

A continuación, se presenta el screening para los sistemas de levantamiento convencionales evaluados a cada variable previamente descrita. Se presentará la información de acuerdo con las agrupaciones descritas.

Tabla 2. Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial: Variables yacimiento y completamiento.

		BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVA	BOMBEO HIDRAULIC O JET	BOMBEO HIDRÁULICO CONVENCIONA L	GAS LIFT	BOMBEO ELECTROSUMERGIBL E
Numero de Pozos	1	1	1	2	2	3	1
	1-20	1	1	1	1	2	1
	>20	1	1	1	1	1	1
Tasa de Producción	<1000 BPD	1	1	1	1	2	2
	1000-10000 BPD	2	2	2	2	1	1
	>10000 BPD	3	3	3	3	1	1
Profundidad del Pozo	<2500 FT	1	1	2	2	2	2
	2500-7500 FT	2	2	2	2	1	1
	>7500 FT	2	3	1	1	1	1
Diámetro del Revestimiento	4 1/2"	1	1	1	1	2	2
	5 1/2"	1	1	1	1	1	1
	7"	2	2	2	2	1	1

	9 5/8" y mayor	2	3	2	2	1	1
Inclinación del Pozo	Vertical	1	1	1	1	1	1
	Desviado	2	3	2	2	1	1
	Horizontal	3	3	2	2	1	1
Severidad del Dogleg	<3°/100 FT	1	1	1	1	1	1
	3°-10°/100 FT	2	2	1	1	1	1
	>10°/100 FT	3	3	1	1	1	2
Temperatura	<250° F	1	1	1	1	1	1
	250° - 350° F	1	3	1	1	1	1
	>350° F	1	3	1	1	1	2
Presión de Flujo	>1000 Psi	1	1	1	1	1	1
	100-1000 Psi	1	1	1	1	2	1
	<100 Psi	1	1	2	1	3	1
Completamiento	Simple	1	1	1	1	1	1
	Dual	3	2	3	3	1	2
Estabilidad	Estable	1	1	1	1	1	1

	Variable	1	1	1	1	1	2
Recobro	Primario	1	1	1	1	1	1
	Secundario (Iny. Agua)	1	1	2	2	3	1
	Terciario	2	2	2	2	2	2

Fuente: Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

Tabla 3. Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial: Propiedades de los fluidos

		BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO HIDRAULICO JET	BOMBEO HIDRÁULICO CONVENCIONAL	GAS LIFT	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
BSW(%)	0-35%	1	1	2	1	1	1
	35-70%	1	1	1	1	2	1
	>70%	1	1	1	1	3	1
Viscosidad del Fluido	<100 Cp	1	1	1	1	1	1
	100-500 Cp	1	1	1	1	1	1

	>500 Cp	1	1	2	2	2	3
Fluido Corrosivo	Si	2	2	2	2	1	2
	No	1	1	1	1	1	1
Arena y Abrasivos	<10 ppm	1	1	1	1	1	1
	10-100 ppm	2	1	2	2	1	2
	>100 ppm	3	1	3	3	1	3
GOR	<500 scfd/stb	1	1	1	1	2	1
	500-2000 scfd/stb	2	2	2	2	1	1
	>2000 scfd/stb	3	2	2	2	1	2
Depósitos	Incrustaciones	2	1	2	2	1	2
	Parafina	2	1	2	2	2	2
	Asfaltenos	2	1	2	2	2	2
Tratamiento	Inhibidor de Incrustación	1	2	1	1	1	2
	Inhibidor de Corrosión	1	2	1	1	1	2
	Solventes	1	3	1	1	1	2
	Acidos	2	2	2	2	1	2

Fuente: Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

Tabla 4. Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial: Infraestructura de superficie.

		BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO HIDRAULICO JET	BOMBEO HIDRÁULICO CONVENCIONAL	GAS LIFT	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
Locación	Continental	1	1	1	1	1	1
	Costafuera	3	2	2	2	1	1
	Remota	2	1	2	2	2	1
Restricciones de Espacio	Si	3	2	2	2	2	1
	No	1	1	1	1	1	1

Servicio a Pozo	Equipo de Workover	1	1	1	1	1	1
	Equipo de Varilleo	1	1	1	1	1	1
	Unidad de Coiled Tubing	3	3	1	1	1	2
	Unidad de Snubbing	3	3	1	1	1	2
	Wireline	3	3	1	1	1	3

Fuente: Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

1: BUENO A EXCELENTE

2: REGULAR A BUENO

3: NO RECOMENDADO O POBRE

2.9 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO NO CONVENCIONALES.

Para los sistemas no convencionales no se tuvieron en cuenta los sistemas híbridos, ya que estos carecen de información objetiva y precisa acerca de su funcionamiento, por lo que para no convencionales trataremos con los sistemas plunger lift, chamber lift y recoil.

2.9.1 Plunger lift

Tabla 5. Criterios de selección para sistema plunger lift: Yacimiento y completamiento.

	PLUNGER LIFT	
Numero de Pozos	1	1
Tasa de Producción	<10 BPD	3
	10-300 BPD	2
	300-400 BPD	1
Profundidad del Pozo	<4500 FT	2
	4500-8000 FT	1
	8000-15000 FT	2
	>15000 FT	3

Diámetro del Revestimiento	2 3/8"	3
	4 1/2"	3
	5 1/2"	2
	7" y mayor	1
Inclinación del Pozo	0-10°	1
	11°-49°	2
	>50°	3
Severidad del Dogleg	<5°/100 FT	1
	3°-10°/100 FT	2
	>11°/100 FT	3
Temperatura	<120° F	1
	121° - 399° F	2
	>400° F	3
Presión de Flujo	>1000 Psi	1
	650-1000 Psi	2
	<650 Psi	3
Completamiento	Simple	1
	Dual	2
Estabilidad	Estable	1
	Variable	3
Recobro	Primario	1

Secundario	3
(Iny. Agua)	
Terciario	2

Fuente: GIL, Julian. Y ROLON José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. Tesis de grado. 2009

Tabla 6. Criterios de selección para sistema plunger lift: Propiedades de los fluidos.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

VARIABLE		PLUNGER LIFT
PROPIEDADES DE FLUIDOS		
BSW(%)	0-35%	1
	35-75%	2
	>75%	3
Viscosidad del Fluido	<100 Cp	1
	100-600 Cp	2
	>600 Cp	3
Fluido Corrosivo	Si	1
	No	1
Arena y Abrasivos	0-50 ppm	1
	51-200 ppm	2
	>200 ppm	3
GOR	<500 scfd/stb	3

	500-1000 scfd/stb	2
	1001-5000 scfd/stb	1
Depósitos	Incrustaciones	2
	Parafina	2
	Asfaltenos	2
Tratamiento	Inhibidor de Incrustación	1
	Inhibidor de Corrosión	1
	Solventes	1
	Acidos	3

Fuente: GIL, Julian. Y ROLON José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. Tesis de grado. 2009

Tabla 7. Criterios de selección para sistema plunger lift: Infraestructura y superficie.

PLUNGER LIFT

Locación	Continental	1
	Costafuera	1
	Remota	2
Restricciones de Espacio	Si	2

	No	1
Servicio a Pozo	Equipo de Workover	1
	Equipo de Varilleo	1
	Unidad de Coiled Tubing	3
	Unidad de Snubbing	2
	Wireline	2

Fuente: GIL, Julian. Y ROLON José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. Tesis de grado. 2009

2.9.2 Chamber lift

Tabla 8. Criterios de selección para sistema chamber lift: Yacimiento y completamiento.

CHAMBER LIFT

Numero de Pozos	1	3
	2-25	2
	>25	1
Tasa de Producción	<150 BPD	3
	150-600 BPD	2

	>600 BPD	1
Profundidad del Pozo	<2500 FT	2
	2500-7000 FT	1
	6000-11000 FT	1
	>11000 FT	3
Diámetro del Revestimiento	2 3/8"	3
	4 1/2"	3
	5 1/2"	2
	7" y mayor	1
Inclinación del Pozo	0-30°	1
	30°-66°	1
	>66°	3
Severidad del Dogleg	<50°/100 FT	1
	50°-70°/100 FT	2
	>70°/100 FT	3
Temperatura	<150° F	1
	151° - 280° F	2
	>281° F	3
Presión de Flujo	>1000 Psi	1
	800-650 Psi	2

	<650 Psi	3
Completamiento	Simple	1
	Dual	2
Estabilidad	Estable	1
	Variable	2
Recobro	Primario	1
	Secundario (Iny. Agua)	3
	Terciario	2

Fuente: GIL, Julian. Y ROLON José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. Tesis de grado. 2009

Tabla 9. Criterios de selección para sistema chamber lift: Propiedades de los fluidos.

CHAMBER LIFT		
BSW (%)	0.1%-40%	1
	41%-90%	2
	>90%	3
Viscosidad del Fluido	<100 Cp	1
	100-800 Cp	2

	>800 Cp	3
Fluido Corrosivo	Si	1
	No	1
Arena y Abrasivos	0-60 ppm	1
	61-300 ppm	2
	>300 ppm	3
GOR	<150 scfd/stb	3
	150-1000 scfd/stb	2
	>1000 scfd/stb	1
Depósitos	Incrustaciones	2
	Parafina	2
	Asfaltenos	2
Tratamiento	Inhibidor de Incrustación	2
	Inhibidor de Corrosión	2
	Solventes	2
	Acidos	3

Fuente: GIL, Julian. Y ROLON José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. Tesis de grado. 2009

Tabla 10. Criterios de selección para sistema chamber lift: Infraestructura de superficie.

CHAMBER LIFT

Locación	Continental	1
	Costafuera	2
	Remota	3
Restricciones de Espacio	Si	1
	No	1
Servicio a Pozo	Equipo de Workover	1
	Equipo de Varilleo	3
	Unidad de Coiled Tubing	3
	Unidad de Snubbing	1
	Wireline	1

Fuente: GIL, Julian. Y ROLON José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. Tesis de grado. 2009

2.9.3. Sistema recoil

Tabla 11. Criterios de selección para sistema recoil: Yacimiento y completamiento.

RECOIL

Numero de Pozos	1	1
	>1	1
Tasa de Producción	<10 BPD	3
	10-49	2
	50-53 BPD	1
Profundidad del Pozo	750-2500 FT	1
	2500-4800 FT	2
	>4800	3
Diámetro del Revestimiento	<2 1/2"	3
	3 1/2"	3
	4 1/2"	1
	5 1/2"-7"	2
Inclinación del Pozo	0-40°	1
	40°-80°	2
	>80°	3
Severidad del Dogleg	0°-10°/100 FT	1
	11°-25°/100 FT	2
	>25°/100 FT	3
Temperatura	<200° F	1
	200° - 300° F	2

	>300° F	3
Presión de Flujo	14-500 Psi	1
	500-4000 Psi	2
	>4000 Psi	3
Completamiento	Simple	1
	Dual	2
Estabilidad	Estable	1
	Variable	3
Recobro	Primario	1
	Secundario (Iny. Agua)	2
	Terciario	3

Fuente: FRIZAN, Verónica et al. Reactivación de pozos marginales aplicando Recoil [Versión en línea]. Congreso de producción del Bicentenario. Petrobras Energía. Argentina. 2010. (Recuperado en 26/02/2018). Disponible en <http://oilproduction.net>

Tabla 12. Criterios de selección para sistema recoil: Propiedades de los fluidos.

RECOIL		
BSW (%)	0.1%-90%	1
	>90%	2
Viscosidad del Fluido	1-200 Cp	1

	200-800 Cp	2
	>800 Cp	3
Fluido Corrosivo	Si	3
	No	1
Arena y Abrasivos	0-3000 ppm	1
	300-500 ppm	2
	>500 ppm	3
GOR	<200 scfd/stb	1
	200-300 scfd/stb	2
	>300 scfd/stb	3
Depósitos	Incrustaciones	2
	Parafina	2
	Asfaltenos	2
Tratamiento	Inhibidor de Incrustación	2
	Inhibidor de Corrosión	2
	Solventes	2
	Acidos	3

Fuente: FRIZAN, Verónica et al. Reactivación de pozos marginales aplicando Recoil [Versión en línea]. Congreso de producción del Bicentenario. Petrobras Energía. Argentina. 2010. (Recuperado en 26/02/2018). Disponible en <http://oilproduction.net>

Tabla 13. Criterios de selección para sistema recoil: Infraestructura y superficie.

RECOIL

Locación	Continental	1
	Costafuera	3
	Remota	3
Restricciones de Espacio	Si	2
	No	1
Servicio a Pozo	Equipo de Workover	3
	Equipo de Varilleo	3
	Unidad de Coiled Tubing	3
	Unidad de Snubbing	1
	Wireline	1

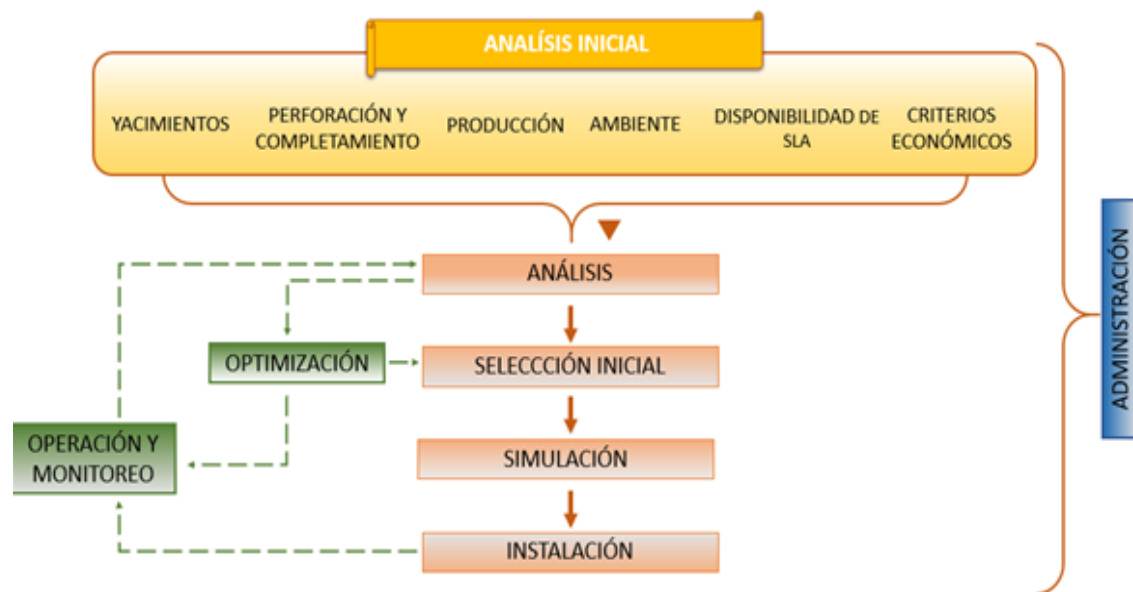
Fuente: FRIZAN, Verónica et al. Reactivación de pozos marginales aplicando Recoil [Versión en línea]. Congreso de producción del Bicentenario. Petrobras Energía. Argentina. 2010. (Recuperado en 26/02/2018). Disponible en <http://oilproduction.net>

3. ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

En este capítulo se presenta una metodología cualitativa, que busca facilitar el proceso de selección preliminar del sistema de levantamiento artificial en yacimientos no convencionales.

3.1 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MÁS APROPIADO.

Figura 14. Esquema de gestión integral.



Fuente: Autores, basados en KEFFORT, P.A; GAURAV, M. Well performance calculations for artificial lift screening. Dubai, UAE: Society of petroleum engineers, 2016. SPE-181344-MS

Debido a la magnitud, al número de áreas involucradas, al alto riesgo y al dinamismo que presentan este tipo de proyectos es necesario implementar un plan de gestión integral durante la etapa de planeación, selección y operación del sistema de levntamiento artificial, que permita identificar y optimizar la técnica más adecuada según las características de yacimiento, pozos, fluidos; la etapa en la que se encuentra el proyecto y los objetivos de la empresa.

Este modelo de gestión integral se divide en dos etapas principales: la evaluación inicial, donde se llevará a cabo el proceso de selección e instalación; y la etapa de administración y optimización del sistema, que se desarrollará gracias al trabajo multidisciplinario, las pautas a ser tenidas en cuenta siguen el siguiente orden:

3.1.1 Análisis inicial: En este ciclo es particularmente importante el trabajo multidisciplinario que permita tener un conocimiento amplio del yacimiento, las condiciones y pronósticos de operación; ya que el proceso de selección requiere de planificación y de un análisis riguroso para no descuidar parámetros que puedan limitar aún más las opciones de producción. A continuación, se presentan las áreas y aspectos a tener en cuenta:

- **Información de yacimientos:** Además de la información acerca de las propiedades petrofísicas de la roca y fisicoquímicas de los fluidos que la caracterización de yacimientos pueda generar, esta etapa es de vital importancia ya que provee información sobre el pronóstico de producción independientemente de cuál sea el plan de desarrollo presente, considerando incluso la implementación de recobro secundario de ser necesario.
- **Perforación y Completamiento:** La planificación de la perforación y del completamiento de los pozos es de gran importancia ya que determinan significativamente las magnitudes, el tipo y la capacidad del equipo de fondo que pueda implementarse. Algunas de las variables de diseño del pozo y geometrías a analizar son: profundidad del pozo, ángulo de desviación del pozo, orientación lateral (toe-up, toe-down, híbrida u ondulada), presencia de sumideros, máxima severidad del “dogleg”, tipo de completamiento, diámetros de los revestimientos y de la tubería de producción.
- **Producción:** Al momento de seleccionar una tecnología de levantamiento artificial, se deben conocer las características y los pronósticos de los caudales de los fluidos a producir, con esta información se define significativamente el tipo de levantamiento artificial que se deba utilizar con el fin de garantizar el mejor costo beneficio durante la explotación del yacimiento. Algunos de los aspectos a tener en cuenta son: producción de líquidos, presión de fondo, relación gas – líquido, características del fluido, producción de sólidos, presencia de depósitos inorgánicos, patrones de flujo.

- **Ambiente:** En la mayoría de los casos se requiere trasladar a la locación un equipo de workover para optimizar los procesos de extracción, evaluación y mantenimiento del equipo de fondo, por esta razón es muy importante conocer si el entorno es de difícil acceso por presentar problemas de infraestructura, de accesibilidad o de orden público y que características presenta. Además, dependiendo del tipo de levantamiento este tendrá determinados requerimientos de energía o potencia a los que será más fácil o difícil acceder dependiendo de la ubicación del campo.
- **Disponibilidad de SLA:** Se debe realizar un previo chequeo descartando a partir de estos factores primarios aquellos sistemas que no tengan una mínima viabilidad, en otras palabras, confirmar si existe la capacidad en términos de instalación, transporte y problemas relacionados con la locación del proyecto.
- **Criterios económicos:** Una vez realizado este paso, se procede a comparar los sistemas viables en términos económicos y operativos de forma inicial, esto se puede realizar a través de la cotización de diferentes sistemas que se crean viables para el pozo.

3.1.2 Selección inicial: Una vez recolectada tanta información como sea posible en los pasos anteriores la siguiente etapa consiste en analizar cuál de los sistemas de levantamiento es el que mejor se adapta a estas condiciones mediante un proceso de screening, este proceso compara cada variable respecto al rango de desempeño promedio de cada variable, esta califica como:

1: La variable posee un puntaje que está dentro del desempeño ideal promedio de la variable. Su viabilidad es alta

2: La variable posee un puntaje que no está dentro del desempeño ideal promedio, pero no se encuentra lejos de este. Puede ser viable con algunas mejoras.

3: La variable posee un puntaje que se encuentra lejos del desempeño ideal promedio. No es viable su aplicación.

Las variables o criterios más comunes a tener en cuenta en este screening son⁴⁶:

- **Capacidad de flujo:** la máxima capacidad de flujo está relacionada al diámetro del equipo de bombeo y por lo tanto al tamaño del revestimiento y de la tubería de producción.
- **Flexibilidad en la tasa de flujo producida:** ya sea durante etapas de declinación abrupta de la producción o incrementos acelerados debido a la implementación de métodos de recuperación secundaria o recobro mejorado, los SLA deben acomodarse a un amplio rango de caudales sin que sea necesario mayores modificaciones en subsuelo.
- **Capacidad de potencia:** Para técnicas de levantamiento que requieren electricidad en el fondo, la potencia máxima del eje que el motor puede suministrar debe ser considerada, la potencia máxima del motor está relacionada con el tamaño del revestimiento. Las técnicas con motor en superficie tienen menos restricciones de espacio y por lo tanto la máxima potencia requerida no es una restricción tecnológica en sí misma. Sin embargo, las cargas de torque y resistencia de los ejes de accionamiento pueden convertirse en una restricción, particularmente en pozos altamente desviados como se discutió anteriormente.

Para las técnicas de levantamiento impulsadas hidráulicamente, aunque los requisitos de potencia superficial pueden ser elevados, generalmente no son una limitación desde el punto de vista tecnológico. Lo que puede causar una limitación son las pérdidas de presión por fricción resultantes de la transferencia del fluido de potencia de la superficie al fondo del pozo y, para ciertas técnicas de levantamiento se deben considerar, ineficiencias

⁴⁶ KEFFORT, P.A.; GAURAV, M. Well performance calculations for artificial lift screening. Dubai, UAE: Society of petroleum engineers, 2016. SPE-181344-MS

implicadas en la transferencia de energía del fluido de potencia al fluido de producción. Los requisitos de presión y velocidad del fluido de potencia se consideran en conjunto con el rendimiento hidráulico del pozo.

- **Eficiencia:** Se refiere a la eficiencia con la que la potencia suministrada en superficie es convertida en trabajo útil para aumentar la presión de los fluidos producidos. La eficiencia utilizada para cada técnica de levantamiento no debe ser el "mejor punto de eficiencia", ya que es poco probable que el pozo opere en ese punto durante un período de tiempo apreciable. En cambio, se debe hacer un juicio con respecto a la eficiencia promedio probable que se logrará durante la vida de la instalación.
- **Manejo de sólidos:** La producción de arena durante la primera etapa de producción de los pozos con fracturamiento hidráulico es propia de la explotación de este tipo de yacimientos. Componentes internos atascados, así como bombas de fondo taponadas son usuales; En esta etapa, el sistema de bombeo de cavidades progresivas o el bombeo hidráulico tipo jet son bajo ciertas condiciones de operación buenas alternativas.
- **Manejo de gas:** esta condición puede limitar el uso o la eficiencia volumétrica de sistemas como SRP y PCP. En el caso de bombeo mecánico podría causar un llenado parcial de la bomba resultando desde baja eficiencia hasta bloqueo total (bloqueo por gas). Por otra parte, con sistemas PCP, incluso cuando la cantidad de gas es controlable, también mucho gas podría causar pobre lubricación entre el estator y el rotor y la subsecuente ruptura del eje, la absorción del gas por el elastómero o una distribución de presión heterogénea a lo largo de las etapas de la bomba pueden crear fallas en la bomba o un pobre desempeño del sistema. Para sistemas ESP, separadores de gas, controladores de gas avanzado y/o bombas multifásicas serán requeridas, dependiendo del GOR. Sistemas como gas lift y plunger lift (dependiendo de la tasa de flujo) son amigables con el manejo y uso de gas.
- **Patatas de perro y buzamientos severos:** principalmente en SLA que usan varillas de bombeo (SRP Y PCP), la fiabilidad del sistema se basa en

minimizar el desgaste entre las varillas y la tubería, así como la fatiga de las varillas. En ambos, el uso de mecanismos anti-desgaste es esencial. Para aplicaciones de ESP la severidad de la “pata de perro” podría afectar la integridad del cable de potencia, así como del motor y del sello.

- **Profundidad del pozo:** La producción de fluidos está directamente relacionada al concepto de potencia hidráulica (cuanto mayor sea la presión y el flujo que se bombeará, mayor será la potencia requerida). Sistemas que usan varillas como SRP Y PCP, se limitarán a la capacidad mecánica máxima de las varillas de bombeo. GL Y HJP serán limitados debido a la presión de inyección disponible de gas y agua respectivamente. Para los sistemas ESP, la transmisión de potencia está limitada por la capacidad del motor, el sello y el eje de la bomba.
- **Compatibilidad con fluidos producidos:** principalmente asociado a sistemas PCP, donde la integridad del elastómero del estator depende fuertemente de la composición del fluido producido y por ende compromete la vida del sistema. Por lo tanto, es de vital importancia establecer la presencia de aromáticos, H₂S, CO₂ entre otros en la corriente de fluido a producir.
- **Temperatura de fondo:** los dos sistemas más sensibles a la temperatura de fondo son PCP Y ESP. En el caso de PCP la temperatura puede afectar la tasa de hinchamiento del elastómero, así como causar degradación de sus propiedades mecánicas. En el sistema ESP la temperatura afecta principalmente las propiedades dieléctricas del motor y del cable, así como las propiedades del aceite lubricante de los mismos.

3.1.3 Simulación: Una vez realizado el primer proceso de selección teniendo en cuenta los criterios anteriores el siguiente paso es corroborar la selección con una herramienta de simulación, que nos permita tener una visión más amplia y detallada del sistema y su desempeño, lo que permitirá elegir el sistema de levantamiento más viable.

3.1.4 Instalación: Basados en este análisis primario y de simulación y una vez el(los) mejor(es) método(s) ha sido elegido(s), se procede a el diseño, la adquisición e instalación del equipo, cabe aclarar que previo a este paso, se evalúa a fondo la viabilidad económica de los sistemas, siendo este un factor fundamental en la selección, este análisis será detallado en el capítulo seis.

3.1.5 Optimización y Administración⁴⁷ (Operación y monitoreo): Una vez seleccionado, diseñado e instalado el SLA este requiere de un monitoreo continuo con el fin de establecer las mejores prácticas operativas que permitan optimizar el proceso y maximizar la producción del yacimiento.

El análisis de rendimiento y optimización de SLA requiere de un registro apropiado y de calidad de las variables operativas, lo cual es fundamental para tomar decisiones correctas. Las principales variables a monitorear son: medición de la producción, de la temperatura y de la presión de superficie y fondo, nivel de fluidos (presión dinámica) y parámetros operativos dependiendo del tipo de SLA como: torque y corriente eléctrica, cargas en unidades de superficie, cargas en varillas, velocidad de bombeo en revoluciones por minuto o strokes por minuto (PCP-ESP), vibraciones de fondo, temperatura de equipo en fondo (ESP), frecuencia de inyección y descarga de gas, presión de apertura y cierre de válvulas (GL), flujo de inyección y producción, presión y temperaturas (HP).

⁴⁷ CONFERENCIA INTERNACIONAL SOBRE INGENIERÍA OCEANICA, MARÍTIMA Y ÁRTICA. (31: 81-06, JULIO, 2012: Río de Janeiro, Brasil). Artificial lift management: recommendations for unconventional oilfields. Rio de Janeiro, 2012, 4-6 p.

El registro y monitoreo de estas variables también funciona como un ciclo de evaluación, ya que nos permite establecer posibles fallas del sistema y por ende realizar acciones correctivas, ya sean, en superficie como cambios en los subsistemas y en algunas condiciones de operación; o en fondo de pozo reemplazando elementos, toda la instalación, o incluso el tipo de SLA en cierta área, para cumplir los objetivos de desarrollo.

Otra medida de evaluación efectiva resulta de la inspección de elementos una vez estos son usados y retirados ya que no solo nos permite estimar el desempeño del mismo sino establecer la posible causa raíz que conlleva a la falla o de lo contrario considerar la posibilidad de reusarlo.

Cabe resaltar que esta etapa de monitoreo, registro y evaluación también representa un ciclo de retroalimentación que ayuda a la toma de decisiones futuras; permite determinar la eficiencia del sistema, reconocer si es necesario un cambio de tecnología o en la estrategia de desarrollo y evitar reincidir en errores operativos que reducen la vida útil del equipo y aumentan los costos de operación.

Finalmente cabe resaltar la importancia del proceso de administración del SLA, ya que como se mencionó anteriormente la magnitud de estos proyectos involucra varios procesos y áreas de trabajo, lo que hace necesario desarrollar un plan de trabajo que permita fortalecer las habilidades comunicativas y el trabajo en equipo. Conceptos y recomendaciones que podrían ser usados para campos no convencionales:

- Esquemas formales de trabajo que identifican claramente a los participantes, roles, funciones, responsabilidades, objetivos comunes e individuales, insumos y productos para todas las áreas involucradas (particularmente entre las principales áreas involucradas en procesos como son yacimientos, productividad y departamento de operaciones) permitirá beneficiar aspectos tan importantes como: el intercambio de información, la coordinación de actividades y el trabajo en equipo. La identificación de actores y actividades para cada proceso y etapa es esencial para establecer y optimizar

procedimientos relevantes e implementar una estrategia administrativa integral a mediano y largo plazo.

- Reuniones periódicas de producción (revisar pozo por pozo) donde aspectos relevantes especialmente entre las áreas responsables de la productividad y la operación de pozos sean revisados, teniendo como principales objetivos identificar, priorizar y asignar recursos para completar actividades enfocadas a obtener incrementos de producción.
- El proceso de capacitación y mejora continua, a medida que se desarrollan estos yacimientos, se convierte en un ciclo de retroalimentación positiva que permite analizar el trabajo realizado hasta el momento (fortalezas y debilidades) e identificar nuevas tecnologías y/o estrategias.

3.2 DESAFÍOS TÉCNICOS⁴⁸:

Después de establecer una estrategia específica, es preciso conocer las principales características que presentan los reservorios no convencionales y que representan desafíos técnicos y administrativos para los sistemas de levantamiento artificial:

- Altas tasas iniciales de declinación (entre 40 a 80% en el primer año), esto se debe principalmente a: el efecto del flujo transitorio, a que no se mantiene la presión y al deterioro de las fracturas; demandando sistemas de levantamiento artificial que es necesario cambiar a lo largo de la vida productiva de los pozos.
- Reservorios altamente estratificados, heterogéneos, discontinuos y con bajas permeabilidades (0,1 – 5 md); demandando estudios de caracterización de yacimiento muy especializados y pozos estratégicos para definir las zonas más productoras.

⁴⁸ CONFERENCIA INTERNACIONAL SOBRE INGENIERÍA OCEANICA, MARÍTIMA Y ÁRTICA. (31: 81-06, JULIO, 2012: Río de Janeiro, Brasil). Artificial lift management: recommendations for unconventional oilfields. Rio de Janeiro, 2012, p. 3.

- Debido a su extensión, topografía y alta cantidad de pozos necesarios para la explotación, la optimización de facilidades es obligatoria.
- La geometría de pozo (severidad de los doglegs, azimuth y trayectoria horizontal), lo cual significa que se debe prestar especial atención a la etapa de diseño.
- Alta producción de sólidos, especialmente en la etapa inicial de producción debido al arrastre de material propante desde las fracturas hidráulicas hacia el pozo.
- Alta producción de gas libre ($GOR > 200 \text{ m}^3/\text{m}^3$).
- Flujo bifásico en el reservorio y patrones de flujo tipo Slug en el pozo.
- Pozos relativamente profundos y con altas temperaturas.
- Altas presiones iniciales de reservorio.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DISEÑADA PARA UN POZO PERFORADO EN LA FORMACIÓN LA LUNA.

En el presente capítulo se implementará la estrategia de selección presentada anteriormente para identificar de forma cualitativa el sistema de levantamiento artificial que más se ajusta a las condiciones de producción de pozos perforados en la Formación la Luna.

4.1 GENERALIDADES DE LA FORMACIÓN LA LUNA.

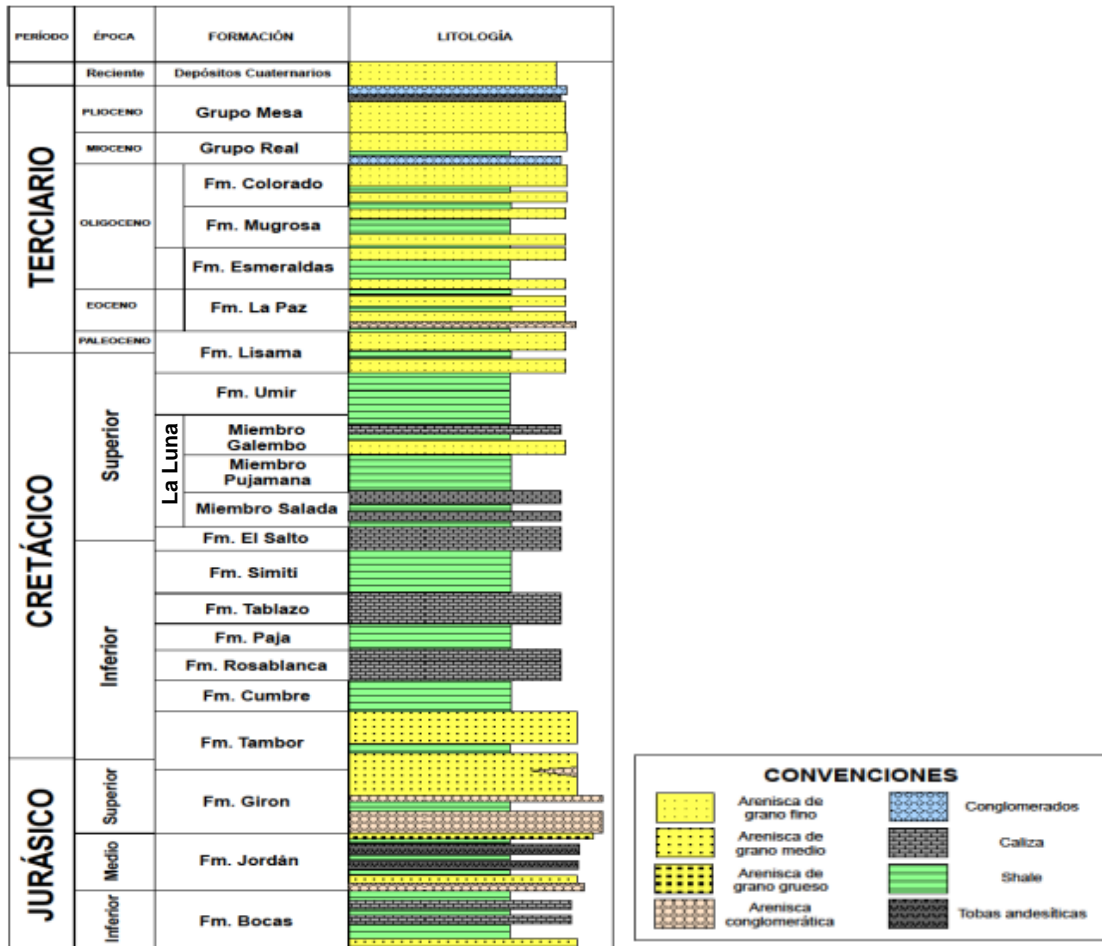
La formación La Luna se encuentra depositada en la cuenca del valle medio del Magdalena, ubicada entre la cordillera central y oriental y se distribuye entre los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Antioquia y Santander, en un área de 34.000 km² con un espesor promedio de 300 m.

El nombre “la luna” se atribuye a la extensa formación geológica que se extiende desde la parte central de Ecuador llegando casi hasta el norte de Brasil, esta gran unidad se divide en diferentes partes y nombres; en la cuenca del valle medio del Magdalena es la única donde toma su misma apelación⁴⁹.

Infra yacida por la Formación Simití y supra yacida por la Formación Umir, limitada al oriente por la Falla La Salina y al occidente por la Falla Mulatos (Morales *et al.* (1958)); La formación la Luna presenta la siguiente columna estratigráfica:

Figura 15. Columna estratigráfica generalizada VMM.

⁴⁹ VILLAMIL, Tomás. Formación La Luna: La cuna del petróleo. Ecopetrol. 2000

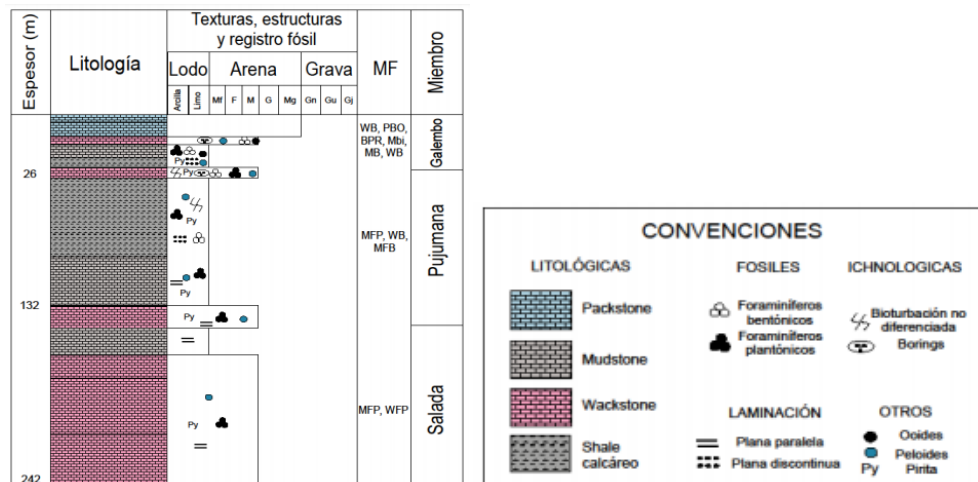


Fuente: PARRA, Joulin. Y BALLESTEROS, Carlos. Estudio estratigráfico secuencial para la formación la luna en el costado oriental de la cuenca del valle medio del Magdalena: Una visión exploratoria de hidrocarburos no convencionales. UIS. Tesis de grado. 2012

4.1.1 Miembros de la Formación La Luna⁵⁰: Morales *et al.* (1958) realizaron una subdivisión de la formación en tres miembros (Salada, Pujamana y Galembó), los cuales se pueden evidenciar en la figura 2.

- **Miembro Salada:** Constituido principalmente por shales laminados y algunos niveles de calizas color marrón a negras y abundantes trazas de pirita. Es el miembro superior de esta formación.
- **Miembro Pujamana:** Su contenido es en su mayoría por shale calcáreos de color gris a negro con algunas intercalaciones de arenisca, posee concentraciones de material cristalino (asfalto natural). Se ubica en la parte media de la formación.
- **Miembro Galembó:** Se ubica en la parte inferior de la formación, se define como una secuencia de lodolitas calcáreas, intercaladas con delgadas capas de caliza de marrón claro a oscuro, posee lentes de arenisca fosfática y niveles delgados de chert de colores azul y negro.

Figura 16. Columna estratigráfica formación la luna.



⁵⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos: Cuenca Valle medio del Magdalena. Bogotá D.C. 2012. p. 40.

Fuente: PARRA, Joulin. Y BALLESTEROS, Carlos. Estudio estratigráfico secuencial para la formación la luna en el costado oriental de la cuenca del valle medio del Magdalena: Una visión exploratoria de hidrocarburos no convencionales. UIS. Tesis de grado. 2012

4.2 IMPORTANCIA DE LA FORMACIÓN LA LUNA COMO YACIMIENTO NO CONVENCIONAL

Esta formación es una de las más importantes de esta cuenca gracias a su gran potencial de roca generadora para el desarrollo de proyectos relacionados a la explotación de yacimientos no convencionales. Se depositó en el periodo cretácico superior hace aproximadamente 94 millones de años y presenta valores de TOC entre 2 y 6% y kerógeno tipo II (Montes, 2009); su interés también nace de la similitud con Eagle Ford Shale de la cuenca de Texas (Morales *et al.* 1958), la cual se destaca por su notable desarrollo en la explotación de no convencionales, debido a la congruencia litológica entre ambas se considera que de ser exitosa la explotación en la Luna, dará pie al inicio de una nueva etapa de producción de hidrocarburos en roca generadora en el territorio nacional.

4.3 APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN

Para el realizar el proceso de selección del sistema de levantamiento artificial para un pozo que se perfora en la formación La Luna teniendo en cuenta sus propiedades promedio, nos basaremos en un análisis cualitativo llevado a cabo mediante la metodología expuesta en el capítulo anterior y la información obtenida de un pozo ya perforado en la formación la Luna, el cual por razones de confidencialidad llamaremos “LA LUNA 1”.

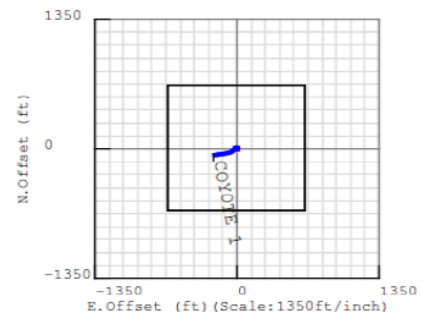
4.3.1 Análisis inicial (Recopilación de información)⁵¹

4.3.1.1 Información de yacimientos: De acuerdo a la información provista por el área de yacimientos encontramos que La Luna corresponde a una formación de Lutitas (shales) y carbonatos naturalmente fracturados, con una porosidad promedio de 0.14, con un TOC promedio entre 2 – 6% y un espesor neto petrolífero de 230 ft; en cuanto a las propiedades de los fluidos se espera un crudo de 22°API con corte de agua de 0.4%.

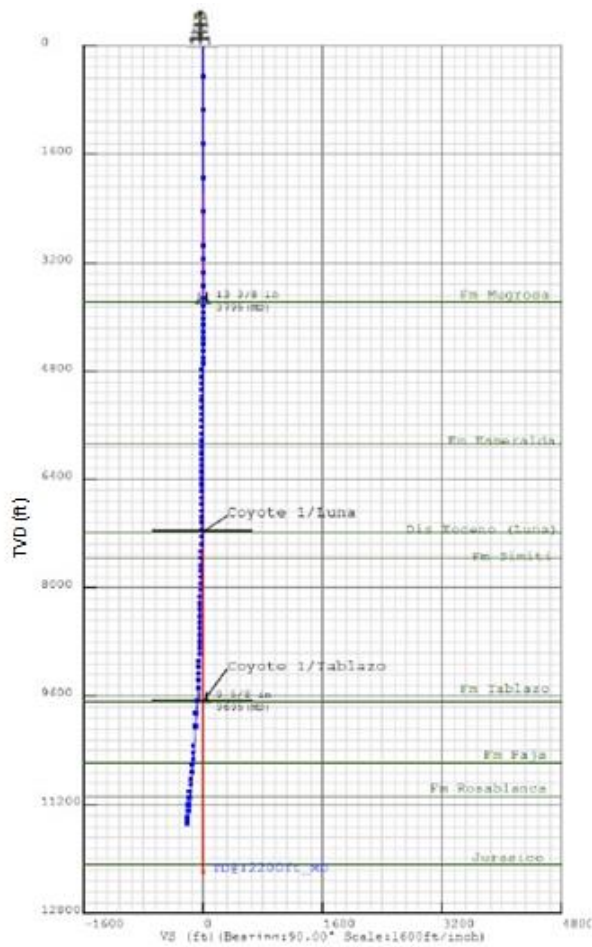
4.3.1.2 Información de perforación y completamiento: Se debe planear la perforación y el completamiento del pozo de acuerdo a los requerimientos del sistema de levantamiento artificial, de manera que se tenga la flexibilidad operativa de cambiar el sistema de levantamiento cuando las condiciones de producción así lo condicionen.

Para el pozo en análisis se tiene que este alcanzó una profundidad total de 11500 ft y el tope de la formación la Luna se encontró a los 7200 ft (MD), siendo este el objetivo de producción; al ser un pozo de tipo estratigráfico su trayectoria es vertical y no presenta desviaciones abruptas como se puede observar en la siguiente gráfica.

Figura 17 Survey del pozo LA LUNA 1.



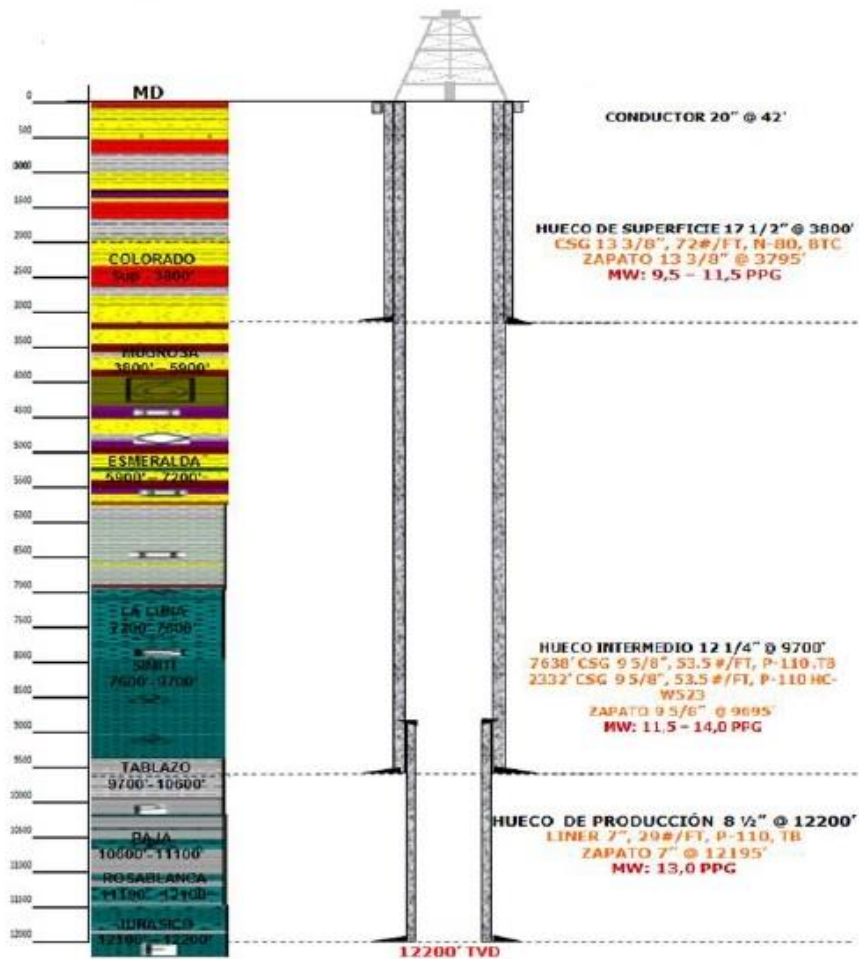
⁵¹ Fuente: Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.



Fuente: Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

A continuación, se presenta el estado mecánico del pozo donde podemos observar que el mayor diámetro corresponde al revestimiento 13 -3/8” y el mínimo, a la altura de la formación la Luna, es el revestimiento 9-5/8, lo cual determinara el rango de diámetros para asentar el equipo de levantamiento.

Figura 18. Estado mecánico del pozo LA LUNA 1



Fuente: Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

Con respecto a la severidad de los “doglegs” presentados, se tiene que estos fueron mínimos como se puede observar en la siguiente tabla correspondiente al survey del proyecto; donde se encuentra que el máximo “dogleg” presentado fue 1.48°/100ft.

Figura 19. Historial de perforación pozo

MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	VS (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	DLS (°/100 ft)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
452.02	0.26	165.05	452.02	-0.99	-0.99	0.26	0.06
952.00	0.14	120.71	952.00	-2.40	-2.40	1.08	0.04
1451.00	0.61	1.60	1450.99	-0.05	-0.05	1.68	0.14
1951.00	0.75	66.88	1950.96	3.89	3.89	4.76	0.15
2451.00	0.38	70.38	2450.93	5.73	5.73	9.34	0.07
2951.00	0.17	39.13	2950.93	6.86	6.86	11.37	0.05
3151.00	0.50	5.09	3150.92	7.96	7.96	11.63	0.19
3351.00	0.47	302.11	3350.92	9.27	9.27	11.01	0.25
3551.00	0.56	281.38	3550.91	9.90	9.90	9.36	0.10
3742.00	0.53	290.58	3741.90	10.39	10.39	7.62	0.05
3842.00	0.38	279.47	3841.90	10.61	10.61	6.86	0.17
3936.00	0.38	262.80	3935.90	10.62	10.62	6.24	0.12
4032.00	0.37	268.63	4031.89	10.57	10.57	5.62	0.04
4127.00	0.43	273.36	4126.89	10.59	10.59	4.95	0.07
4222.00	0.45	266.01	4221.89	10.58	10.58	4.23	0.06
4318.00	0.50	268.38	4317.89	10.55	10.55	3.43	0.06
4414.00	0.45	255.84	4413.88	10.44	10.44	2.65	0.12
4509.00	0.41	258.95	4508.88	10.28	10.28	1.95	0.05
4605.00	0.35	266.05	4604.88	10.20	10.20	1.32	0.08
4700.00	0.38	260.23	4699.88	10.13	10.13	0.72	0.05
4795.00	0.53	276.77	4794.87	10.12	10.12	-0.03	0.21
4889.00	0.35	257.90	4888.87	10.11	10.11	-0.74	0.24
4984.00	0.31	262.37	4983.87	10.02	10.02	-1.28	0.05
5078.00	0.38	262.94	5077.87	9.95	9.95	-1.84	0.07
5173.00	0.41	274.59	5172.86	9.94	9.94	-2.49	0.09
5267.00	1.00	114.92	5266.86	9.62	9.62	-2.08	1.48
5362.00	0.32	279.64	5361.86	9.31	9.31	-1.59	1.38
5456.00	0.31	280.68	5455.86	9.40	9.40	-2.10	0.01
5550.00	0.28	267.81	5549.85	9.44	9.44	-2.58	0.08
5645.00	0.32	270.59	5644.85	9.44	9.44	-3.08	0.04
5740.00	0.39	259.20	5739.85	9.38	9.38	-3.66	0.10
5835.00	0.44	264.78	5834.85	9.28	9.28	-4.34	0.07
5929.00	0.53	273.06	5928.85	9.27	9.27	-5.13	0.12
6024.00	0.49	280.25	6023.84	9.37	9.37	-5.97	0.08
6119.00	0.51	285.56	6118.84	9.56	9.56	-6.78	0.05
6213.00	0.58	271.54	6212.83	9.68	9.68	-7.66	0.16
6308.00	0.69	274.84	6307.83	9.74	9.74	-8.71	0.12
6402.00	0.51	267.49	6401.82	9.77	9.77	-9.69	0.21
6496.00	0.50	271.64	6495.82	9.76	9.76	-10.52	0.04
6591.00	0.53	282.57	6590.82	9.87	9.87	-11.36	0.11
6685.00	0.74	282.06	6684.81	10.09	10.09	-12.38	0.22
6780.00	0.74	275.59	6779.80	10.28	10.28	-13.59	0.09
6875.00	0.75	226.63	6874.79	9.91	9.91	-14.65	0.65
6970.00	1.31	161.13	6969.78	8.46	8.46	-14.75	1.27
7064.00	1.61	161.77	7063.75	6.19	6.19	-13.99	0.32
7159.00	1.46	165.13	7158.72	3.75	3.75	-13.26	0.18
7254.00	1.37	194.30	7253.69	1.48	1.48	-13.23	0.76
7382.00	2.29	236.66	7381.63	-1.41	-1.41	-15.75	1.23
7477.00	2.42	237.12	7476.55	-3.54	-3.54	-19.02	0.14
7573.00	2.20	239.39	7572.47	-5.58	-5.58	-22.31	0.25
7668.00	1.50	226.34	7667.42	-7.36	-7.36	-24.78	0.86
7762.00	1.62	243.26	7761.39	-8.81	-8.81	-26.85	0.50
7856.00	1.61	228.02	7855.35	-10.29	-10.29	-29.02	0.46
7951.00	1.24	233.69	7950.32	-11.79	-11.79	-30.84	0.42
8046.00	1.49	239.60	8045.29	-13.03	-13.03	-32.73	0.30

Fuente: Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

Finalmente se debe tener en cuenta que para el desarrollo de este tipo de yacimientos se requiere de un pozo horizontal con el objeto de interceptar el mayor número posible de fracturas; para el cual se propone una trayectoria toe-up, que consiste en una trayectoria horizontal levemente elevada (0° - 5°) a lo largo de la formación y que proporciona una región de acumulación de líquido en el talón del lateral cerca al punto de “kickoff”, lo que permite que la recolección de fluidos se realice en la zona más cercana a la sección lateral y por tanto el equipo no se corra a través de la sección horizontal.

4.3.1.3 Información de producción: Se realizaron dos pruebas de producción de las cuales se obtuvieron los siguientes resultados:

En la primera prueba se obtuvo una producción de 130 bopd de 21° API y 16 mscfpd con un 0,4% de corte de agua; con una presión de fondo fluyendo de 3707 psi.

La segunda prueba se efectuó luego de un proceso de acidificación, a partir del cual se obtuvo un aumento significativo de producción (590 bopd de crudo de 22° API y 118 mscfpd con el mismo corte de agua de la prueba); con una presión de fondo fluyendo de 4081 psi.

Se debe tener en cuenta que por tratarse de un yacimiento no convencional que debe ser sometido a un proceso de estimulación (fracturamiento hidráulico) este presentará tasas de producción iniciales mayores a las obtenidas en las pruebas de producción, especialmente en el volumen de agua producida; además se evidenciará una producción de sólidos significativa al inicio de su vida productiva (arena y material propante).

4.3.1.4 Información de ambiente: Para este caso se cuenta con una ubicación estratégica en el Magdalena medio, de fácil acceso, vías desarrolladas, zona ampliamente explorada, con pozos vecinos y facilidades de producción relativamente cerca y con eficiente disponibilidad energética.

4.3.1.5 Disponibilidad de SLA: En este paso, ya que esta formación aún se encuentra en desarrollo no se contó con la información precisa respecto a disponibilidad, pero como se señaló en la información de ambiente, esta zona cuenta con un notable desarrollo en materia de vías y transporte del fluido, por lo que se asume la disponibilidad de la mayoría de los sistemas para este caso.

4.3.2 Selección inicial: Con los datos obtenidos de la LUNA 1, aplicamos el screening a cada variable la cual generó la siguiente tabla de resultados:

Tabla 14. Criterios de selección aplicados a LA LUNA 1

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL							
	POZO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO HIDRAULICO CO JET	BOMBEO HIDRÁULICO CONVENCIONAL	GA S LIF T	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
Caudal de gas	>118	1	1	1	1	2	1
Caudal de aceite	>590	1	1	1	1	2	2
Profundidad del pozo	7315	2	2	2	2	1	1
Diámetro del revestimiento	9 5/8	2	3	2	2	1	1
Dog leg	1,48	1	1	1	1	1	1
Temperatura de fondo	133,15	1	1	1	1	1	1
Presión	>4081	1	1	1	1	1	1
Propiedades de los fluidos							
GOR	200	1	1	1	1	1	1

Arena y abrasivos	Fuerte	3	1	3	3	1	3
API	22	1	1	1	1	1	1
Ubicación	Continent al	1	1	1	1	1	1
Restricciones de espacio	No	1	1	1	1	1	1

La calificación, como fue descrita en el capítulo 2 y 3, asigna a 1 como el valor máximo y a 3 como valor mínimo.

1: BUENO A EXCELENTE

2: REGULAR A BUENO

3: NO RECOMENDADO O POBRE

Resumiendo, las calificaciones obtenidas por cada método así:

Tabla 15. Resumen de resultados aplicando la metodología

Índice de Comportamiento	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO HIDRAULICO JET	BOMBEO HIDRÁULICO CONVENCIONAL	GRANDES ELECTROSUMERGIBLES	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
1: BUENO A EXCELENTE	9	10	9	9	10	10
2: REGULAR A BUENO	2	1	2	2	2	1

3: NO RECOMEN- DADO O POBRE	1	1	1	1	0	1
------------------------------------------------	---	---	---	---	---	---

El ranking de los sistemas de levantamiento seleccionados por este método cualitativo es:

1. Bombeo por cavidades progresivas (PCP).
2. Levantamiento por gas (gas lift) y
3. Bombeo electrosumergible (ESP).

4.3.3 Simulación: Los resultados obtenidos en el paso anterior se corroborarán en el siguiente capítulo con la realización de pruebas en una aplicación diseñada y creada en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)(**Sección 5.4** Pruebas en la aplicación ECOSLAM (simulación)) la cual se encarga de seleccionar el sistema de levantamiento artificial más idóneo a partir de la carga de las variables necesarias para esta elección.

4.3.4 Instalación, optimización y administración: El proceso de instalación, optimización y administración no puede ser analizado para este pozo porque claramente no se cuenta con información acerca de algún sistema de levantamiento que haya sido instalado para producir esta información.

Para realizar el proceso de administración y optimización del pozo necesariamente se debe contar con información de producción mayor a un mes, ya que este es el periodo definido para el análisis de este pozo debido a la variabilidad en la tasa de producción de aceite y gas, característico de yacimientos no convencionales.

5. APLICACIÓN DE PRUEBAS EN APLICACION ECOSLAM PROPIEDAD DE ECOPETROL S.A

5.1 APLICACIÓN ECOSLAM⁵²

El Módulo para selección de Sistemas de Levantamiento Artificial usando métodos de decisión multicriterio (SLA) en la producción de hidrocarburos (**ECOSLAM**) es una herramienta útil y práctica usada para evaluar la viabilidad de la aplicación de los sistemas de levantamiento artificial en determinadas características de operación. Fue diseñada y construida por Ecopetrol S.A en el Instituto Colombiano del Petróleo, con el objetivo de reducir y simplificar el proceso de selección del sistema, optimizando la comparación de variables y características propias de cada sistema, aportando además en la disminución de los costos de ingeniería y facilitando el diseño del soporte energético de los equipos que se implementarán.

El módulo ECOSLAM es una herramienta de selección de SLA basada en métodos numéricos y analíticos de evaluación multicriterio (MCDM- (Multi-Criteria Decision Making)). Esta herramienta integra ecuaciones las cuales se combinan junto con un *Screening* de los diferentes sistemas de levantamiento, 30 variables actualmente conforman el sistema, de las cuales algunas están predeterminadas al escenario típico de la tecnología en evaluación de costos y tecnología. Estas son propias de un diseño de este tipo, enfocadas a determinar el mejor sistema de levantamiento de acuerdo con los datos ingresados.

⁵² Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

5.2 VARIABLES UTILIZADAS EN EL SOFTWARE

ECOSLAM usa la mayoría de las variables anteriormente descritas en el capítulo 2, también tiene en cuenta variables como la presión de entrada a la bomba de subsuelo, run life e instalación dentro de cárcamo.

Tabla 16. Descripción de las variables de ECOSLAM

<i>Variables</i>	Descripción
<i>Presión de entrada a la Bomba -PIP</i>	Presión con la que el fluido ingresa en la bomba de subsuelo expresada en psi.
<i>GLR (Gas to Oil ratio)</i>	Razón entre la cantidad de gas en SCF sobre la cantidad de líquido total producido en STB.
<i>Corte de Agua (WCut)</i>	Relación de volumen de agua respecto al volumen total de fluido producido. Unidad %.
<i>Profundidad de Asentamiento del SLA-TVD</i>	Profundidad Vertical real hasta el punto de succión de la bomba. Unidad Pies -Ft.
<i>Producción de Fluido Total -BFPD</i>	Total de fluido líquido producido. Unidad BFPD.
<i>Diámetro de Casing -OD</i>	Diámetro nominal del revestimiento a la profundidad donde está asentada la bomba. Unidad en in.
<i>Inclinación del pozo</i>	Desviación del pozo desde la vertical. Unidad: °.
<i>°API</i>	Gravedad API del fluido.
<i>Presencia de Arena</i>	Contenido de arena en los fluidos producidos. Unidad ppm.
<i>Locación (L)</i>	Tipo de locación del pozo, puede ser: Onshore, Offshore o Acceso restringido, que se refiere a la dificultad de llegar a la locación por restricciones de orden público o geográfico.
<i>Tipo de Completamiento del SLA</i>	Tipo de completamiento de producción.
<i>Tipo de Recobro</i>	Método de recobro aplicado en la zona de producción.
<i>Dogleg –RIH</i>	Cambio en grados máximo en la trayectoria hasta la bomba. Unidad: °/100 ft.

<i>Temperatura en Fondo BHT</i>	Temperatura del fluido en fondo de pozo. Unidad °F.
<i>Servicio a pozo (Ws)</i>	Equipo de servicio disponible para la instalación del SLA.
<i>Número de pozos por locación</i>	Número de pozos en los que se instalaría las unidades de SLA. Unidad: Número de unidades.
<i>Presencia de depósitos</i>	Sustancias que se puedan considerar contaminantes en la producción de fluidos como asfaltenos, parafinas, incrustaciones.
<i>Tratamiento químico aplicado</i>	Tratamiento químico inyectado en fondo de pozo.
<i>Energía disponible para el SLA</i>	Fuente de energía disponible para el SLA.
<i>Espacio</i>	Espacio disponible para instalar la bomba.
<i>Posición del Intake de la Bomba</i>	Profundidad de ubicación de la bomba de subsuelo que le permite poseer al menos una zona de refrigeración para la bomba. Solo si está por debajo de todos los perforados se tendrá "debajo de perforados" como ubicación del Intake.
<i>Presencia de Fluido Corrosivo</i>	Define si es o no significativa la presencia de fluidos que pueda corroer los materiales del equipo de subsuelo.
<i>Instalación dentro de Cárcamo</i>	Precisa definir si todo el equipo SLA debe quedar en un cárcamo o espacio confinado bajo suelo. Cabezal y equipo confinados dentro de un cárcamo o contrapozo, nada se ve a nivel de superficie.
<i>Run Life Esperado</i>	Estimación del tiempo de vida esperada de la bomba basada en las expectativas reales del campo.

Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

5.3 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS USADOS EN EL SOFTWARE⁵³

5.3.1 Metodología ahp⁵⁴: Esta metodología (Analytic Hierarchy Process, por sus siglas en inglés), es el pilar de la aplicación, se define como un procedimiento usado para la categorización de variables en sistemas complejos de toma de decisiones. Siempre es necesario este análisis de manera previa a cualquier método MCDM ya que de esta forma se determinan los pesos ponderados de cada variable. Los procedimientos en detalle pueden ser vistos en el ANEXO 1 (hoja de cálculo).

Este procedimiento se resume en los siguientes pasos⁵⁵:

1. Se procede a dar un valor a cada variable involucrada en el proceso, este valor varía de uno a diez y se muestra en la tabla 15:

Tabla 17 Puntaje de las variables involucradas

Espacio	1,0
Electricidad	1,5
Tratamiento	3,5
Contaminantes	2,5
Núm. Pozos	3,0

⁵³ Ibíd. Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

⁵⁴ Kaoser M. et al. Selecting a Material for an Electroplating Process Using AHP and VIKOR Multi Attribute Decision Making Method. Enero 2014

⁵⁵ Fuente: DURÁN, Javier. et al. Informe Selección de sistemas de levantamiento artificial basada en los métodos de multicriterio para toma de decisiones (mcdm), Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

Servicio Pozo	4,2
Temperatura	4,4
Dogleg	8,0
Recobro	4,8
Completamiento	5,0
localización	5,2
Prod. Arena	9,0
Viscosidad	5,6
Inclinación Pozo	7,6
Diam. Casing	6,0
Producción total	9,0
Profundidad	9,0
WCUT	6,6
GOR	6,9
Pwf	9,0

Fuente: DURÁN, Javier. et al. Informe Selección de sistemas de levantamiento artificial basada en los métodos de multicriterio para toma de decisiones (mcdm), Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

2. Puesta en marcha del algoritmo AHP: Se realiza una comparación de variable a variable, lo que resulta una matriz de comparación:

Tabla 18 Matriz de comparación

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

Fuente: DURÁN, Javier. et al. Informe Selección de sistemas de levantamiento artificial basada en los métodos de multicriterio para toma de decisiones (mcdm), Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

- Se procede a normalizar la matriz linealmente, se procede a calcular un promedio de los valores obtenidos por cada variable, creando así una nueva matriz llamada vector promedio.

Tabla 19. Vector promedio

Vector promedio	
Espacio	0,214
Electricidad	0,247
Tratamiento	0,579
Contaminantes	0,400
Num. Pozos	0,401

Servicio Pozo	0,912
Temperatura	0,738
Dogleg	1,528
Recobro	1,185
Completamiento	1,115
localización	0,935
Prod. Arena	2,182
Viscosidad	1,184
Inclinación Pozo	1,781
Diam. Casing	1,292
Producción total	2,537
Profundidad	2,537
WCUT	1,778
GOR	1,649
Pwf	2,763

Fuente: DURÁN, Javier. et al. Informe Selección de sistemas de levantamiento artificial basada en los métodos de multicriterio para toma de decisiones (mcdm), Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

4. Obtenida esta matriz, y al cargar los datos del pozo a la interfaz, se procede a realizar los cálculos característicos de cada metodología aplicada.
5. Los resultados del proceso se obtienen mediante gráficas, una por cada metodología, las cuales están evaluadas en determinadas escalas.

5.2.2 Método msc usado en la aplicación ecoslam⁵⁶: El modelo analítico MSCC (Matriz de Selección por Criterios de Campo), es un método analítico que evalúa de forma ponderada y promediada factores típicamente evaluados por los operadores e ingenieros en campo teniendo en cuenta los límites de diseño. Adicionalmente, se incluye un sistema de “descarte de tecnologías” como parte del procesamiento numérico que facilita definir inicialmente que tecnología no debe ser aplicada al poseer el caso específico algunas condiciones extremas en donde dicho sistema no puede ser usado pese a su ventaja en las otras variables.

Los Métodos Multicriterio pueden ser divididos en MADM (métodos multi atributo de toma de decisiones) y MODM (métodos multiobjetivo de toma de decisiones) y se pueden reagrupar en técnicas análogas que arrojan resultados muy similares.

De este modo se agruparon los métodos:

- SAW - WPM
- ELECTRE – TOPSIS
- VIKOR

De los cuales, basados en el uso tradicional de cada método y la precisión, se seleccionaron SAW, ELECTRE y VICKOR como los métodos que fueron programados en la aplicación. El modelo analítico MSCC se comporta como una evaluación directa subjetiva, asemejando sus resultados al modelo SAW, pero con una evaluación práctica.

⁵⁶ Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

5.2.2.1 Método de Selección por Criterios de Campo (MSCC)⁵⁷: Este método nace del proceso empírico y conceptual de evaluación de los criterios considerando uno a uno los parámetros más significativos y determinando su relación con el análisis global mediante pesos ponderados simples que son incrementados en la medida de su valor mínimo. Este a partir de los pesos ponderados iniciales establece un producto suma con las valoraciones de cada tecnología, y mediante un cálculo simple establece el ranking de los SLA y sus respectivas debilidades técnicas. Se evalúa el sistema desde un valor mínimo de 0 y un máximo de 8.

5.2.2.2 Método Simple Additive Weighting (SAW)⁵⁸: Este modelo es un método que, a partir del análisis jerárquico previo a este, dado para toma de decisiones por multicriterio, ejecuta una combinación lineal de pesos resultantes para las variables de entrada y dicha matriz la multiplica con la matriz screening que evalúa la eficacia de cada SLA ante cada rango de cada variable. Este es el método más utilizado debido a su relativa simplicidad. Se evalúa desde 0 a 1 como valor máximo.

5.2.2.3 Método ViseKriterijumska Optimizacija I Kompromisno Resenje (VIKOR, en inglés: Multicriteria Optimization and Compromise Solution)⁵⁹: Mayor (2015) cita a Opricovic (1998) en la definición del método que basado en la teoría de valor “se enfoca en clasificar y seleccionar de entre un conjunto de alternativas en presencia de criterios conflictivos. Introduce un índice de clasificación multicriterio basado en la métrica particular de la cercanía a la solución ideal”.

Muñoz y Romana (2016) sintetizan el concepto de VIKOR como un método que proporciona una o varias soluciones de compromiso (la más cercana a la ideal) de entre un conjunto de alternativas, solucionando problemas de decisión con criterios

⁵⁷ DURÁN, Javier. Op. cit p. 18.

⁵⁸ Afshari, A. et al. Simple Additive Weighting approach to Personnel Selection problem. Diciembre 2010.

⁵⁹ KAOSER, M. Op. Cit. p. 8.

en conflicto y no conmensurables para evaluadores que no logran definir la mejor opción entre dos similares. Este método en simplificación revisa cual solución (SLA) posee un mejor puntaje grupal en las variables y un menor mínimo individual en las variables individuales.

Este índice se ha definido como el coeficiente VIKOR en este software y se ha simplificado su definición como: un valor adimensional que indica al modelo que las decisiones de selección (solución de compromiso) para las mejores tecnologías (SLA) se toman por totalidad del cálculo o por parcialidad del cálculo de las variables que se hallen en conflicto (de acuerdo con los pesos otorgados a estas y sus rangos). Se recomienda como valor 0,5 por indicar la indecisión más crítica para el evaluador, 1 indica unanimidad en selección, todos los parámetros grupales serán evaluados conforme al SLA con más puntajes máximos en las variables. Cuando se indica divergencia completa, valor 0, en el método primarán los puntajes mayores individuales sobre los grupales, generando diferentes soluciones de compromiso. El sistema evalúa de 0 a 1 como valor máximo

5.2.2.4 Método Elimination Et Choix Traduisant la Réalité'e (ELECTRE, en inglés: Elimination and Choice Translating Reality)⁶⁰: De acuerdo con Mayor (2015), un modo sencillo de describir al método es aquel que:

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

⁶⁰ MEHRDAD, A - A mathematical estimation for artificial lift systems selection based on ELECTRE model. Iran, 2011.

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

5.2.2.5 Método Ponderado⁶¹: Este se crea con el fin de evaluar el potencial de la combinación del método analítico de campo (MSCC) y junto a los métodos numéricos (así como entre ellos mismos –SAW, VIKOR, ELECTRE). Se recomienda hacer un estudio de asertividad de los métodos (para determinar cuál es más adecuado y en qué condiciones) y de sensibilidad (para evaluar la efectividad de la combinación de los mismos). La aplicación tiene, bajo evaluación intrínseca, unos porcentajes de combinación.

En el ejemplo de aplicación no se tomará en cuenta este método debido a que sus resultados en la aplicación se encuentran todavía en evaluación.

5.4 PRUEBAS EN LA APLICACIÓN ECOSLAM (SIMULACIÓN)

Se efectuaron las pruebas de selección de SLA en el software ECOSLAM, con las propiedades y características del pozo LA LUNA 1, teniendo en cuenta que se contaban con las propiedades o características esenciales para hacer las pruebas, por otro lado, se hicieron pruebas similares, cambiando ciertas propiedades del pozo que fueron asumidas o supuestas con base en información de otros pozos aledaños y que poseen una menor relevancia en la selección de SLA.

⁶¹ DURÁN, Javier. Op. cit p. 20.

5.4.1 Prueba 1: Se cargaron los datos de LA LUNA 1 en la interfaz del software, con un cambio en el valor del dog leg, ya que estos pozos no tendrán una dirección longitudinal perfecta, se considera una sección horizontal de 2000 ft con una presión intake de la bomba menor a 10 psi, como característica del escenario más crítico.

Figura 20. Carga de datos LA LUNA 1

The screenshot shows the ECOSLAM software interface. At the top, there are menu options: ARCHIVO, CONFIGURACIONES, and AYUDA. Below the menu, the 'Nombre Pozo/Campo' is set to 'La Luna 1'. The main area is divided into two panels. The left panel, titled 'CRITERIOS DE EVALUACIÓN', contains a table with various evaluation criteria, their values, and units. The right panel, titled 'PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN', provides instructions for the user and lists several evaluation methods with checkboxes. A 'Coeficiente Vickor (adim)' is set to 0.5. At the bottom, there are buttons for 'Evaluar criterios' and 'AYUDA'.

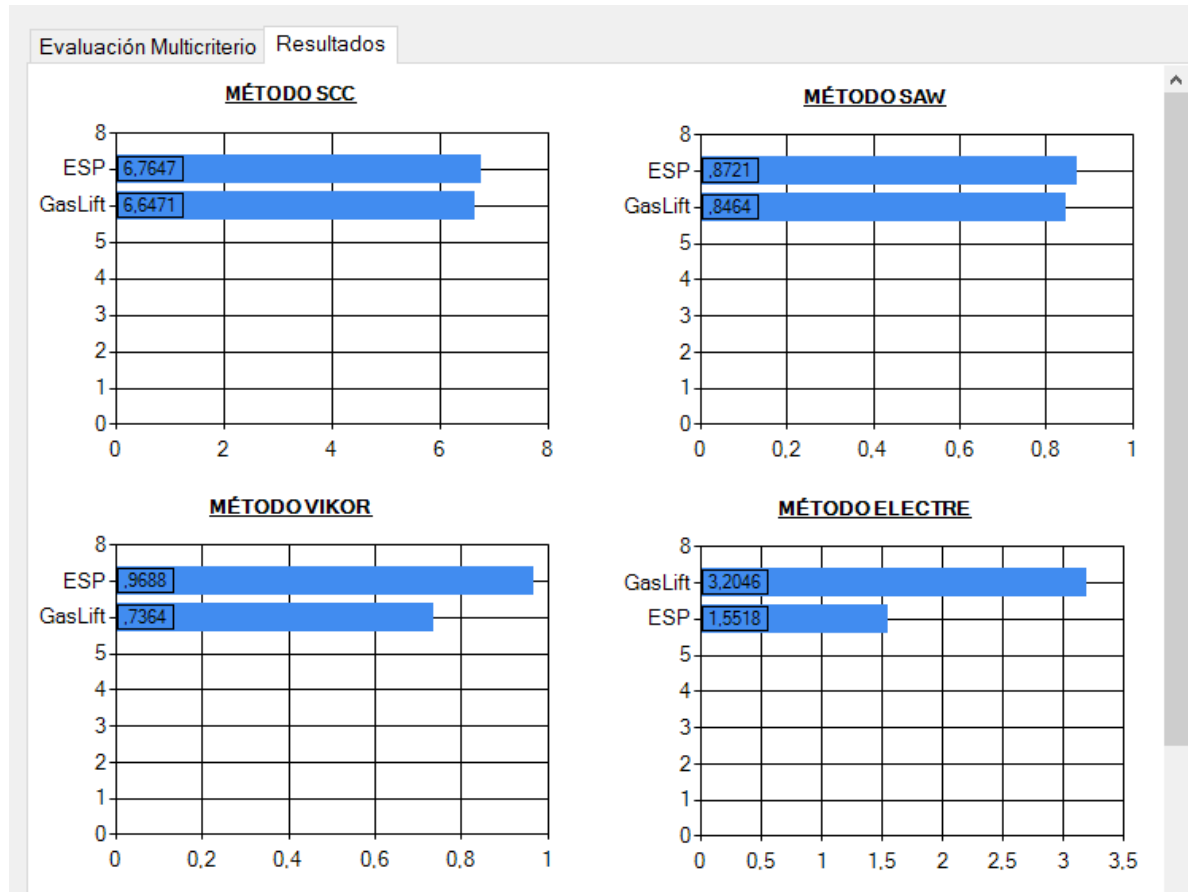
	Valor	Unidad
Producción de Fluido Total -BPD	de 500 a 1000	BFPD
Profundidad Asentamiento del SLA	de 6000 a 8000	ft
Inclinación del Pozo	80° < Horizontal < 90°	°
DogLeg -RIH	>10	°/100 ft
Temperatura en Fondo -BHT	<220	°F
Presión de Entrada a la Bomba -PIP	>350	psi
Posición del Intake de la Bomba	Arriba de Perforados	posición
Tipo de Completamiento del SLA	Simple	Tipo
Diámetro del Casing -CD	7"	in
Número de Pozos por Locación	1	opciones
Tipo de Recobro	Primario	opciones
Presencia de Arena	>1000	ppm
Relación de Gas a Líquido -GLR	<500	scf/STB
Presencia de Depósitos	Scale/ Parafina/ Asphalt...	opciones
Presencia de Fluido Corrosivo	Sí	opciones
% API	de 15 a 25	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ácidos	opciones
Corte de Agua -WC	de 0% a 25%	%
Locación	Onshore	opciones
Instalación dentro de Cárcamo	No	opciones
► Energía Disponible para el SLA	Motor Diesel	Origen
Run Life esperado -ERL	>1100	Días

Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

Posteriormente se evaluaron los criterios para la prueba 1, obteniendo como potenciales sistemas de levantamiento al bombeo electrosumergible(ESP) y el levantamiento por gas (gas lift) en todos los métodos; ECOSLAM señala como recomendación, para aplicar el ESP al pozo, que se requiere la incorporación de mejoras tecnológicas cuando haya presencia de depósitos y adaptaciones para mejorar el run life.

Para gas lift se recomienda revisar la profundidad de asentamiento de la válvula de operación, la temperatura de fondo, la presencia de depósitos y adaptaciones para mejorar el run life.

Figura 21. Resultados prueba 1



Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

En la tabla 20 se resumen los resultados y se añade una columna del porcentaje de asertividad del sistema.

Tabla 20. Análisis resultados prueba 1.

MSCC		
ESP	6,8	85%
Gas lift	6,5	81%
SAW		
ESP	0,85	85%
Gas lift	0,82	82%
VIKOR		
ESP	0,97	97%
Gas lift	0,7	70%
ELECTRE		
ESP	1,5	43%
Gas lift	3,2	91%

Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

5.4.2 Prueba 2: En esta corrida se modificó la información del tratamiento químico, sin tener en cuenta la acidificación realizada ni los trabajos futuros de estimulación ácida.

En la evaluación de criterios, se obtuvieron como potenciales sistemas, al bombeo electrosumergible, el levantamiento por gas y al bombeo de cavidades progresivas con motor en fondo (ESPCP), este último, puede ser aplicado ya que al no tener en cuenta los residuales del trabajo de acidificación posiblemente no ocurrirían problemas de integridad del rotor y del estator de la bomba PCP.

Figura 22. Carga de datos LA LUNA 1 prueba 2

ECOSLAM

ARCHIVO CONFIGURACIONES AYUDA

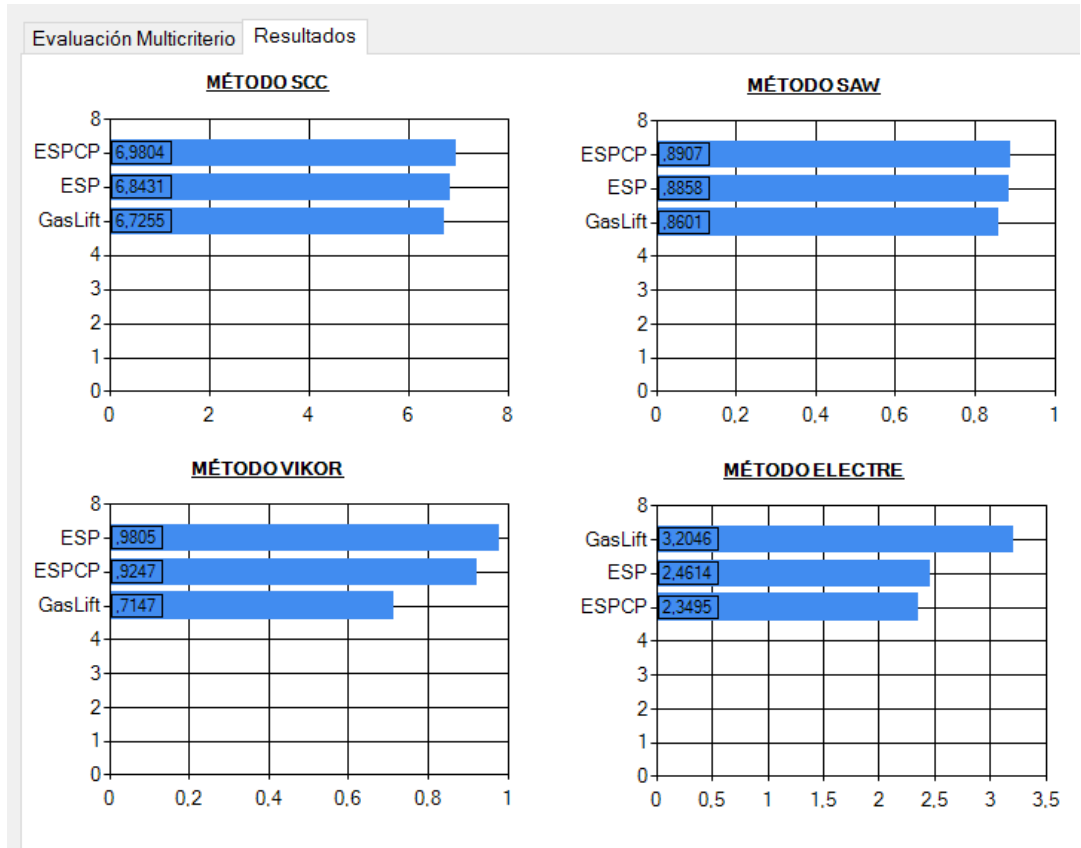
Nombre Pozo/Campo: La Luna 1

CRITERIOS DE EVALUACIÓN

	Valor	Unidad
Producción de Fluido Total -BPD	de 500 a 1000	BFPD
Profundidad Asentamiento del SLA	de 6000 a 8000	ft
Inclinación del Pozo	80° < Horizontal < 90°	°
DogLeg -RIH	>10	°/100 ft
Temperatura en Fondo -BHT	<220	°F
Presión de Entrada a la Bomba -PIP	>350	psi
Posición del Intake de la Bomba	Arriba de Perforados	posición
Tipo de Completamiento del SLA	Simple	Tipo
Diámetro del Casing -CD	7"	in
Número de Pozos por Locación	1	opciones
Tipo de Recobro	Primario	opciones
Presencia de Arena	>1000	ppm
Relación de Gas a Líquido -GLR	<500	scf/STB
Presencia de Depósitos	Scale/ Parafina/ Asfalt..	opciones
Presencia de Fluido Corrosivo	Sí	opciones
° API	de 15 a 25	°
▶ Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	opciones
Corte de Agua -WC	de 0% a 25%	%
Locación	Onshore	opciones
Instalación dentro de Cárcamo	No	opciones
Energía Disponible para el SLA	Motor Diesel	Origen
Run Life esperado -ERL	>1100	Días

Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

Figura 23. Resultados prueba 2



Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

En la tabla 21 se resumen los resultados y se añade una columna del porcentaje de asertividad del sistema.

Tabla 21 Análisis resultados prueba 2

Método MSCC		
ESPCP	6,8	85%
ESP	6,5	81%
Gas lift	6,35	79%
Método SAW		
ESPCP	0,87	87%
ESP	0,86	86%
Gas lift	0,84	84%

Método VIKOR		
ESPCP	0,89	89%
ESP	0,96	96%
Gas lift	0,7	70%
Método ELECTRE		
ESPCP	2,35	67%
ESP	2,4	69%
Gas lift	3,2	91%

Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

5.4.3. Prueba 3: En esta prueba, se consideró la idea de un pozo “vertical” con una inclinación menor a 10° y con un dogleg entre 3 y 6 °/100 ft.

Con este cambio, los resultados arrojaron como potenciales sistemas al ESPCP, ESP, levantamiento por gas, bombeo por cavidades progresivas (PCP), y bombeo mecánico (SRP en inglés: Sucker Rod Pumping), ya que al disminuir la inclinación del pozo se abre la posibilidad de incluir los sistemas de bombeo que conectan la bomba de subsuelo con superficie a través de un sistema mecánico como lo es una sarta de varillas.

Figura 24. Carga de datos LA LUNA prueba 3

ECOSLAM

ARCHIVO CONFIGURACIONES AYUDA

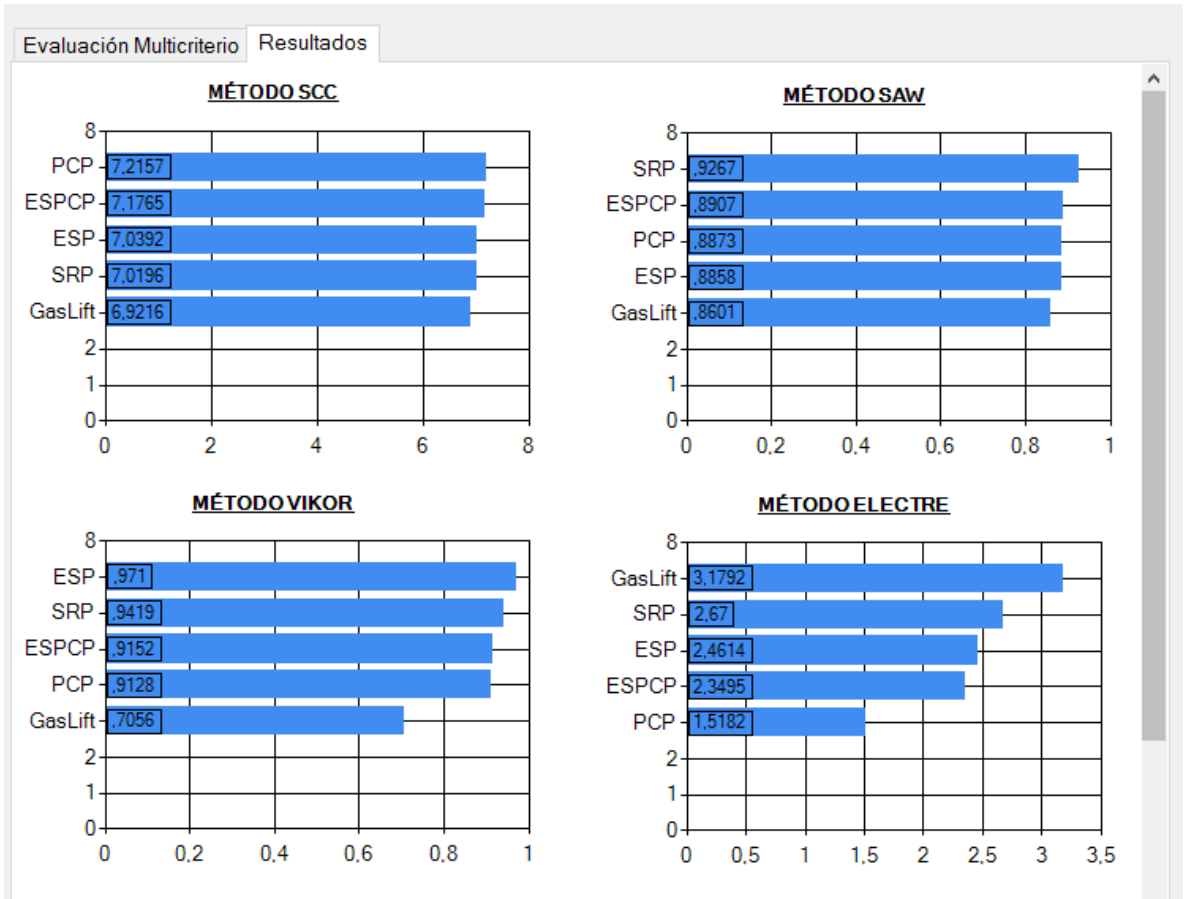
Nombre Pozo/Campo: La Luna 1

CRITERIOS DE EVALUACIÓN

	Valor		Unidad
Producción de Fluido Total -BPD	de 500 a 1000	▼	BFPD
Profundidad Asentamiento del SLA	de 6000 a 8000	▼	ft
Inclinación del Pozo	Vertical <10°	▼	°
DogLeg -RIH	de 3 a 6	▼	°/100 ft
▶ Temperatura en Fondo -BHT	<220	▼	°F
Presión de Entrada a la Bomba -PIP	>350	▼	psi
Posición del Intake de la Bomba	Arriba de Perforados	▼	posición
Tipo de Completamiento del SLA	Simple	▼	Tipo
Diámetro del Casing -CD	7"	▼	in
Número de Pozos por Locación	1	▼	opciones
Tipo de Recobro	Primario	▼	opciones
Presencia de Arena	>1000	▼	ppm
Relación de Gas a Líquido -GLR	<500	▼	scf/STB
Presencia de Depósitos	Scale/ Parafina/ Asfalt...	▼	opciones
Presencia de Fluido Corrosivo	Sí	▼	opciones
° API	de 15 a 25	▼	°
Tratamiento Químico Aplicado	Ninguno	▼	opciones
Corte de Agua -WC	de 0% a 25%	▼	%
Locación	Onshore	▼	opciones
Instalación dentro de Cárcamo	No	▼	opciones
Energía Disponible para el SLA	Motor Diesel	▼	Origen
Run Life esperado -ERL	>1100	▼	Días

Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

Figura 25. Resultados prueba 3



Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

En la tabla 22 se resumen los resultados y se añade una columna del porcentaje de asertividad del sistema.

Tabla 22. Análisis resultados prueba 3

MSCC		
ESPCP	7	88%
ESP	6,8	85%
Gas lift	6,4	80%

PCP	7	88%
SRP	6,8	85%
SAW		
ESPCP	0,85	85%
ESP	0,85	85%
Gas lift	0,82	82%
PCP	0,85	85%
SRP	0,9	90%
VIKOR		
ESPCP	0,87	87%
ESP	0,92	92%
Gas lift	0,7	70%
PCP	0,87	87%
SRP	0,89	89%
ELEKTRE		
ESPCP	2,3	66%
ESP	2,44	70%
Gas lift	3,19	91%
PCP	1,5	43%
SRP	2,6	74%

Fuente: Software ECOSLAM, Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Gerencia de Desarrollo Tecnológico – Departamento de Desarrollo y Transferencia Tecnológica del Upstream. Piedecuesta. 2018.

En términos generales, los resultados obtenidos para las tres pruebas conjunto con la selección mediante la metodología descrita en el capítulo 3, sugieren como principales métodos de levantamiento al **bombeo por cavidades progresivas(PCP), el bombeo electro sumergible (ESP) y el levantamiento por gas (Gas lift)***.

Para definir cual sistema de levantamiento se debe escoger, se procede a revisar la parte económica con relación a los costos de cada uno, su disponibilidad en el mercado y sus costos de mantenimiento.

6. PAUTAS A TENER EN CUENTA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A SER APLICADOS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

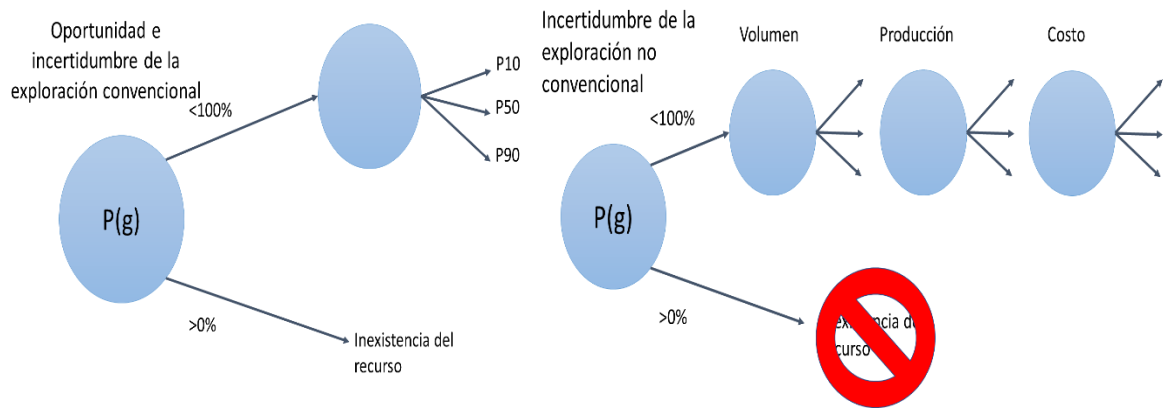
Son de los principales criterios a tener en cuenta ya que determina la rentabilidad general del proyecto. No solo basta con evaluar la inversión inicial (CAPEX En inglés: Capital expenditures), gastos operativos (OPEX En inglés: Operational expenditures), costos de mantenimiento, índices de falla, costos de energía, costos específicos de tratamiento y transporte, tiempos medios de workover para cada sistema entre otros, existen otras variables que también inciden en este proceso.

Cabe destacar, que la incertidumbre en el desarrollo de la exploración no convencional posee más dificultad que un no convencional, ya que los escenarios para un yacimiento no convencional aumentan.

* Para la posible aplicación de los sistemas que resultaron como candidatos, ECOSLAM sugiere la incorporación de mejoras tecnológicas cuando haya presencia de depósitos y adaptaciones para lograr el run life propuesto.

La heterogeneidad de estos yacimientos demanda que algunos pozos puedan encontrar reservorios de baja calidad o que no sean capaces de generar la producción suficiente para la rentabilidad, algunos objetivos son difíciles para perforar y siempre hay chance de algunos problemas mecánicos que pueden causar la pérdida de la perforación. En general, el impacto generado por la variación de escenarios es significativamente menos que los asociados con yacimientos convencionales⁶².

Figura 26. Comparación de incertidumbre entre yacimientos convencionales y no convencionales



Fuente: HASKET, W.J; BROWN, P.J. Evaluation of unconventional resource plays. Texas, USA: Society of petroleum engineers, 2006. SPE-96879-MS

6.1 ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA EL ANÁLISIS

Cabe resaltar que

- El gerenciamiento de los sistemas de levantamiento artificial se realiza por etapas mensuales a lo largo de la vida del pozo, por su constante variación en la producción durante los primeros años de este.

⁶² Fuente: HASKET, W.J; BROWN, P.J. Evaluation of unconventional resource plays. Texas, USA: Society of petroleum engineers, 2006. SPE-96879-MS.

- El análisis se basa en los requerimientos de la tasa de producción actual y esperada y la capacidad del método de levantamiento; por ende, se puede requerir la implementación de dos o más SLA a lo largo de la vida del pozo.
- Existe la clara posibilidad de considerar la implementación de sistemas híbridos o usar un sistema de levantamiento versátil, aunque esta opción implicaría arriesgar las altas tasas de producción iniciales.

6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Los métodos de levantamiento artificial en yacimientos no convencionales generalmente tienen vidas cortas, por lo tanto, el análisis de valor anual se convierte en un análisis mensual para considerar una escala de tiempo más apropiada. El costo, la producción y los parámetros económicos son entradas necesarias para la comparación económica. La evaluación considera la incertidumbre a través del análisis de rangos o escenarios: pesimista, más probable y optimista. Los parámetros con incertidumbre incluyen el precio del gas, el precio de los líquidos del gas natural, los precios del petróleo, los datos de producción y los costos. El análisis económico es fundamental en cualquier proceso de toma de decisiones, donde la rentabilidad del proyecto desempeña un papel importante⁶³.

Los principales términos de análisis económico consideradas para la evaluación son⁶⁴

- Flujo de caja financiero (FCF por sus siglas en inglés: Financial cash flow): Se refiere al proceso en general por el cual se analiza la viabilidad del proyecto.

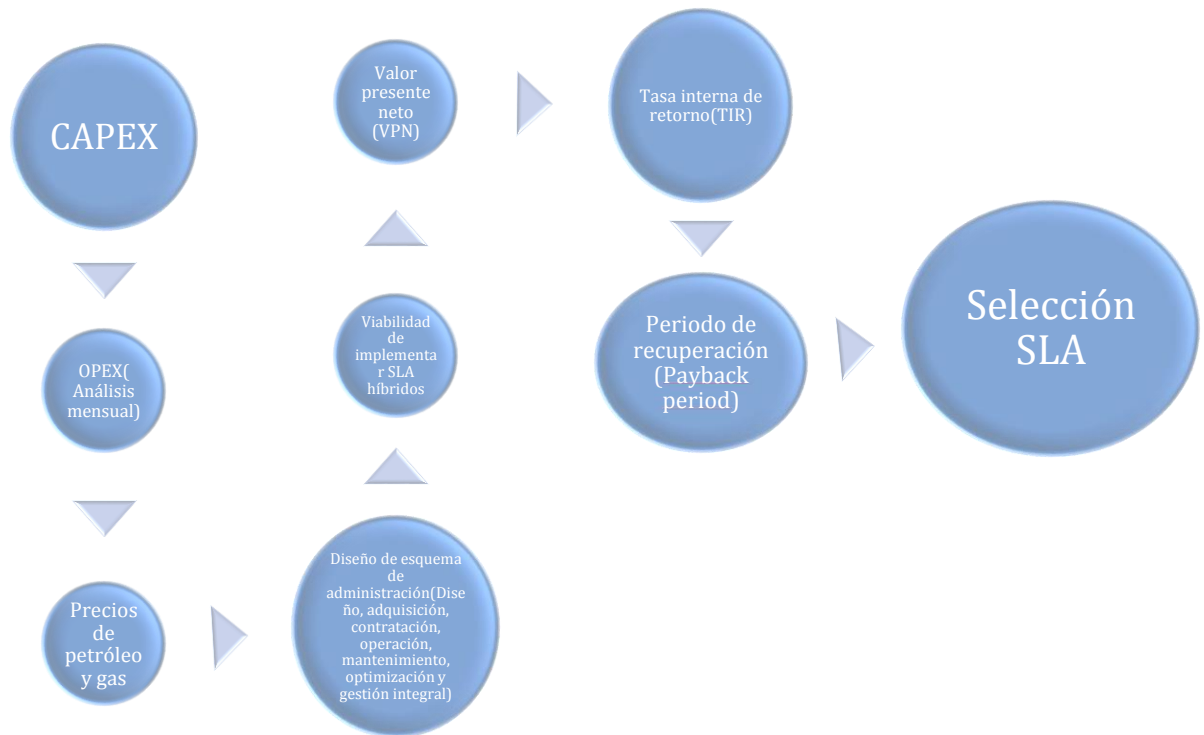
⁶³ VALBUENA, J.; PEREYRA, E.; SARICA, C. Defining the artificial lift system selection guidelines for horizontal wells. Texas, USA: Society of petroleum engineers, 2016. P. 9 SPE-181229-MS

⁶⁴ ARCOS, D.; ZHU; BICKEL, E. Technical, economic and risk analysis for a multilateral well. Texas A&M University. Texas, USA: Society of petroleum engineers, 2008. P. 3. SPE-115099-MS

- Inversión inicial (CAPEX por sus siglas en inglés: Capital expenditures): Costos de pre-perforación, perforación y completamiento, costos del equipos y facilidades de superficie y costos de abandono.
- Gastos operativos (OPEX por sus siglas en inglés: Operational expenditures): Costos de reparación o arrendamiento, costos variables, costos de disposición de residuos e impuestos de producción.
- Precios de petróleo y gas: Precio de gas y aceite inicial, costos asociados al transporte, levantamiento y costos de energía.
- Tasa interna de retorno(TIR): Se refiere a la tasa de interés o rentabilidad que ofrece la inversión.
- Valor presente neto (VPN): Como su nombre lo dice, permite obtener el valor actual de determinados flujos de caja futuros.
- Periodo de recuperación (Payback period): Tiempo requerido en el proyecto para recuperar la inversión aplicada a este.
- Diseño de esquema de administración (Diseño, adquisición, contratación, operación, mantenimiento, optimización y gestión integral).
- Viabilidad de implementar SLA híbridos

En la figura 26 se enumeran las variables económicas que deben ser tratadas para la selección de un sistema de levantamiento artificial aplicado a no convencionales

Figura 27 Diagrama de variables económicas necesarias para la selección de SLA aplicado a no convencionales

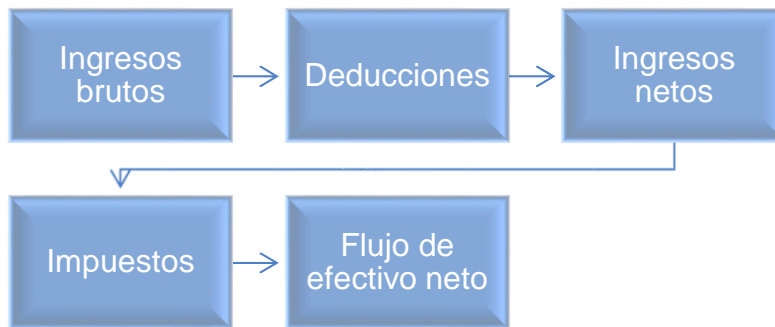


Fuente: ARCOS, D.; ZHU; BICKEL, E. Technical, economic and risk analysis for a multilateral well. Texas A&M University. Texas, USA: Society of petroleum engineers, 2008. P. 3. SPE-115099-MS

6.3 DIAGRAMA DE FLUJO PARA ESTIMAR LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO.

Esta figura muestra como el flujo de caja financiero es generado con la función de estimar el valor presente neto (VPN) de un proyecto de selección de sistema de levantamiento, parte de un ingreso inicial (ingreso bruto), al que se descuentan (deducciones) los costos generados y la inversión inicial, después de este se obtiene el ingreso neto, al cual se procede a descontar los impuestos relacionados, de esta manera se obtiene el flujo de efectivo neto.

Figura 28 Diagrama de flujo FCF.



Fuente: ARCOS, D.; ZHU; BICKEL, E. Technical, economic and risk analysis for a multilateral well. Texas A&M University. Texas, USA: Society of petroleum engineers, 2008. P. 3. SPE-115099-MS

6.2.1 Análisis de riesgo y desafíos administrativos en los yacimientos no convencionales: Una vez realizado el diagrama, se debe realizar el análisis de riesgo para completar la evaluación de la viabilidad del proyecto. Los yacimientos no convencionales, como explicamos en capítulos anteriores, reflejan determinadas propiedades que hacen que se conviertan en un reto el lograr la producción de estos eficiente y rentablemente, esto se ve ligado en una alta tasa de inversión y así mismo, el riesgo que conlleva.

En esta sección se muestra el árbol de decisiones⁶⁵ (figura 27) para analizar el riesgo asociado al proyecto, el cual, generalmente adaptado en una herramienta determinista que ayuda en el proceso de decisión, esta representa gráficamente los rumbos que tendrá el proceso si se toma alguna decisión (Mian, 2002).

Estas variables representan una incertidumbre en la toma de la decisión correcta del sistema de levantamiento artificial a ser aplicado en términos administrativos, por lo que cada factor debe ser tratado sin escatimar en ningún esfuerzo, ya que estos son los que más influyen en el exitoso desarrollo del plan de producción:

⁶⁵ ARCOS, D. Op. cit. p 15.

- Extensión del proyecto.
- Diferentes áreas de trabajo involucradas.
- Desarrollos vertiginosos y personal con poca experiencia en el manejo de este tipo de yacimientos demanda analizar y mejorar los esquemas de administración de levantamiento artificial en aspectos como selección, diseño, adquisición, contratación, operación, mantenimiento, optimización y gestión integral.

Figura 29. Análisis de riesgo para yacimientos no convencionales.



Fuente: ARCOS, D.; ZHU y BICKEL, E. Technical, economic and risk analysis for a multilateral well. Texas A&M University. Texas, USA: Society of petroleum engineers, 2008. P. 3. SPE-115099-MS

Adicional a esto, es importante tener claros los límites mecánicos, ventajas, desventajas, condiciones de funcionamiento y avances técnicos de los diferentes sistemas de levantamiento a evaluar durante el proceso de selección, expuestos en el capítulo anterior.

7. CONCLUSIONES

Los resultados generados en la aplicación de la metodología diseñada y las pruebas en ECOSLAM fueron congruentes, arrojaron como principales métodos de levantamiento al sistema PCP, ESP y levantamiento por gas (Gas lift).

En cada método desarrollado en ECOSLAM, el sistema PCP, ESP y Gas lift tuvieron un puntaje mayor al 65% de favorabilidad, a excepción del último caso, donde se presentó una disminución de su aplicación y otros sistemas pasaron también a ser candidatos.

Para todas las pruebas, en el método ELEKTRE obtuvo el mismo y mejor puntaje el levantamiento por gas (Gas lift), con una puntuación aproximada de 3,2.

En la prueba 3, el método SAW fue el único que arrojó como principal sistema al bombeo mecánico por varillas (Sucker rod pump) con un puntaje de 0,9.

En la aplicación de la metodología propuesta para el caso de análisis de la formación la Luna, todos los sistemas analizados tuvieron más de nueve variables con un índice de comportamiento de bueno a excelente (calificación 1).

Los sistemas de levantamiento artificial no convencionales surgen de la necesidad puntual de cubrir yacimientos con particulares características y que con los SLA convencionales no lograron un suficiente rendimiento, estos deben modificar ciertas limitaciones que impiden que sean utilizados a gran escala.

Existen algunas variables de selección de SLA que poseen más peso respecto a otras y que son determinantes para la correcta elección del sistema, estas no deben ser obviadas ni supuestas ya que ocasionaría graves inconvenientes.

Los 3 sistemas de levantamiento artificial no convencionales (plunger lift, chamber lift y recoil) no fueron tomados en cuenta en el ejercicio de análisis, ya que no se

cuenta con información precisa acerca de su aplicación, solo se han aplicado en determinados pozos lo que implica que es una tecnología aún en desarrollo.

El tratamiento químico aplicado al yacimiento es un factor que descarta SLA, en las pruebas de la aplicación ECOSLAM se evidencia que cambiando esta variable sistemas como la bomba PCP puede ser instalada si no existe tratamiento químico en el pozo.

La severidad del dog leg y la inclinación del pozo limitan la aplicación del bombeo mecánico por los problemas que genera la fricción entre varillas y casing, por lo que su uso se verá limitado en yacimientos de roca generadora.

Los resultados obtenidos en la metodología deben ser sometidos al análisis económico propuesto en este trabajo, para decidir alguna alternativa.

El run life configurado fue el de mayor duración, con el objetivo de generar las condiciones más críticas, esto sabiendo que los yacimientos de roca generadora son característicos de cambios de SLA por su variante producción, por lo que se debe tener en cuenta estos costos a la hora de su selección.

La aplicación de sistemas como el ESPCP son una buena opción ya que estos al poseer dos tipos de levantamiento, disminuyen los costos en operación de manera que si uno de los dos falla el otro puede seguir produciendo, de igual manera, todo esto puede ser realizado si las condiciones económicas son favorables.

8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda la investigación de las formaciones con yacimientos de roca generadora, especialmente en el valle medio del Magdalena (VMM) ya que esta cuenca se considera como un pilar en la producción de estos yacimientos en Colombia.
- Por otro lado, se sugiere la realización de un análisis económico más profundo que incluya otras sensibilidades no incluidas en el análisis presupuestal de este trabajo.
- El desarrollo de algunos SLA no convencionales no han logrado un eficiente desempeño en estos, por lo que se debe realizar un desarrollo tecnológico mayor.
- Los planes de perforación del pozo y de selección de SLA debe ser una tarea conjunta ya que algunas veces las restricciones que genera el estado mecánico del pozo inhiben la aplicación de algunos SLA que naturalmente generan buen desempeño.
- La tecnología avanza día a día, por lo que se debe tener en cuenta las nuevas tecnologías que son aplicadas en yacimientos de roca generadora como Vaca Muerta y Eagle Ford Shale, que podrían ser viables en el VMM.
- A medida que la cantidad de pozos perforados en el VMM aumenten, se logra un mayor entendimiento y desarrollo de esta cuenca, por lo que se hace necesario una investigación en las características de la roca, su litología y las propiedades fisicoquímicas del fluido.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos: Cuenca Valle medio del Magdalena. Bogotá D.C. 2012. p. 40.
2. ALIYEV, Elshan. Development of expert system for artificial lift selection; 2013. Tesis de maestría. Middle East Technical University.
3. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Bogotá, D.C; 2014.
4. BOIM, Diego; MARTINEZ, Andrea y OLIVARI, Diego. Sistemas híbridos de producción. Instituto tecnológico de Buenos Aires. Buenos Aires. 2011.
5. BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Vol 2^a. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1980
6. CONFERENCIA DE TECNOLOGIA PARA RECURSOS NO CONVENCIONALES. (25-27, AGOSTO, 2014: Denver, USA). Considerations for optimizing artificial lift in unconventional. Weatherford, 2014.
7. CURSO TALLER “GAS LIFT BÁSICO”. (01-05, MARZO, 2004: Maracaibo, Venezuela). Maracaibo: Instalaciones ESP OIL, 2004.
8. FRIZAN, Verónica et al. Reactivación de pozos marginales aplicando Recoil [Versión en línea]. Congreso de producción del Bicentenario. Petrobras Energía. Argentina. 2010. (Recuperado en 26/02/2018). Disponible en http://oilproduction.net/files/recoil_argentina.pdf

9. GIL, Julian. Y ROLON José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. Tesis de grado. 2009. p. 45.
10. HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. Oilproduction.net, 2007. p.11. Versión-2008V1
11. Instituto Colombiano del petróleo (ICP). Departamento de producción. Bucaramanga. 2017
12. KEFFORT, P.A; GAURAV, M. Well performance calculations for artificial lift screening. Dubai, UAE: Society of petroleum engineers, 2016. SPE-181344-MS
13. MAGGIOLO, Ricardo. Gas lift básico. Maracaibo, 2004. p.20. ESP OIL
14. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Chamber lift. 2015. (Recuperado en 26/02/2018) Disponible en: http://petrowiki.org/Chamber_lift#Types_of_chamber_lift_designs
15. TAKACS, Gabor. Electrical submersible pumps manual. Elsevier. 2009
16. THIMIAH, Pratap. Introduction to hydrocarbon exploitation: Production technology (Artificial lifts), Abalt solutions limited, 2005
17. VALBUENA, J.; PEREYRA, E.; SARICA, C. Defining the artificial lift system selection guidelines for horizontal wells. Texas, USA: Society of petroleum engineers, 2016. SPE-181229-MS
18. VILLAMIL, Tomás. Formación La Luna: La cuna del petróleo. Ecopetrol. 2000

19. WILKES, Greg, et al. A new, slickline accessible artificial lift technology to optimize the production strategy in the Permian Basin. Midland, Texas: Society of petroleum engineers, 2017. SPE-187499-MS
20. WORKSHOP INTERNATIONAL. (17-21, noviembre, 2003: San Tomé, Venezuela). Bombeo Mecánico: Optimización, Diagnóstico y Operación. PDVSA, 2003, 253p.
21. ZHANG, Hong-Quan (Holden). Artificial lift optimization: horizontal well characteristics impact artificial lift performance in unconventional reservoirs. [Base de datos en línea]. Junio de 2015. Revista The American Oil & Gas Reporter. (Recuperado en 1 marzo 2018). Disponible en <https://www.aogr.com/>