

Análisis cuantitativo para la selección adecuada de los Sistemas de Levantamiento Artificial, para el desarrollo de los recursos de hidrocarburos en roca generadora de la Cuenca sedimentaria del

Valle Medio del Magdalena

Walter Julián Chaparro Castro

Trabajo de Grado para Optar el título de Especialista en producción de hidrocarburos

Director

Jorge Andrés Sachica Ávila

M.Sc. Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Tabla de contenido

Introducción	11
1. Objetivos.....	12
1.1 Objetivo General	12
1.2 Objetivos específicos	12
2. Sistemas De Levantamiento Artificial Utilizados En La Producción De Hidrocarburos De Roca Generadora En Las Principales Cuencas A Nivel Mundial	13
2.1. Sistema petrolero.....	13
2.2. Roca generadora.	15
2.3. Sistemas de levantamiento artificial.....	16
2.3.1. Gas lift.	16
2.3.2. Bombeo electrosumergible (ESP).	18
2.3.3. Bombeo mecánico.	19
2.3.4. Bombeo por cavidades progresivas (PCP).	20
2.3.5 Bombeo hidráulico.	21
2.3.6 Plunger Lift.....	22
2.4. Sistemas de levantamiento artificial aplicados en yacimientos de roca generadora.	23
2.4.1 Cuenca del golfo san Jorge (Argentina).	24

2.4.2	Cuenca Chicontepec (México).	25
2.4.3	Cuenca Williston (Estados Unidos- Canadá).	26
2.4.4	Cuenca del Permian Delaware (Estados Unidos).	27
2.4.5	Cuenca Neuquina (Argentina).	31
2.4.6	Cuenca Maverick-Texas- Formación Eagle Ford. (Estados Unidos).	33
3.	Metodología Para Analizar Los SLA Utilizados Para Producir Hidrocarburos En Roca Generadora.	38
3.1.	Parámetros técnicos.	39
3.2.	Costos de levantamiento	39
3.3.	Consumo energético	41
3.4.	Footprint	42
3.4.1.	Gas lift.	43
3.4.2.	Bombeo hidráulico	44
3.4.3.	Bombeo electro sumergible.	45
3.4.4.	Bombeo de cavidades progresivas.	46
3.4.5.	Bombeo mecánico.	47
3.4.6.	Plunger lift.	48
3.5.	Riesgos operacionales.	49
3.6.	Matriz de valoración	51

4. Preselección De Sistemas De Levantamiento Artificial Por Medio De La Metodología De Análogos.....	55
4.1. Localización de la cuenca del Valle medio del Magdalena.	56
4.2. Marco Geológico.....	57
4.2.1. Formación La Luna	59
4.3. Metodología de Análogos	61
4.3.1. FEL I- Fase de visualización.	62
4.3.2. FEL II-Fase de conceptualización.	64
4.3.3. FEL III- Fase de definición.	69
5. Recomendaciones De Los Sistemas De Levantamiento Artificial Adecuados Para El Desarrollo De Los Recursos De Hidrocarburos En Roca Generadora Para La Cuenca Sedimentaria Del Valle Medio Del Magdalena De Colombia.	72
5.1. Periodo de flujo natural.	72
5.1.1. Gestión del tiempo.....	72
5.1.2. Gestión de la calidad.	73
5.1.3. Gestión de riesgo	73
5.1.4. Gestión de talento humano	73
5.1.5. Gestión de costos.....	73
5.2. Periodo primer ciclo de selección de SLA.....	73
5.2.1. Gestión del tiempo.....	74

5.2.2. Gestión de calidad.	74
5.2.3. Gestión de riesgo.	74
5.2.4. Gestión de talento humano.	75
5.2.5. Gestión de costos	76
5.3. Periodo segundo ciclo de selección de SLA	76
5.3.1. Gestión del tiempo.....	76
5.3.2. Gestión de la calidad.	76
5.3.3. Gestión de riesgo	76
5.3.4. Gestión de talento humano.	77
5.3.5. Gestión de costos.....	77
6. Conclusiones.....	78
7. Recomendaciones	80
Referencia Bibliográfica.....	102

Lista de tablas

Tabla 1. Clasificación de tipos de kerogeno según su material fuente.....	16
Tabla 2. <i>Comparación económica de los SLA utilizados en la cuenca Permian Delaware</i>	40
Tabla 3. Eficiencia energética de los SLA	42
Tabla 4. <i>Matriz de valoración de los SLA</i>	52
Tabla 5. Ranquin de los SLA más ideales para la producción de hidrocarburos en rocas generadoras.....	54
Tabla 6. Tabla comparativa de propiedades de la formación Eagle Ford vs La Luna	65
Tabla 7. Tabla comparativa de propiedades de las formaciones Eagle Ford y Wolfcamp vs La Luna	66
Tabla 8. Matriz de valoración del primer ciclo de selección de SLA.	70
Tabla 9 Matriz de valoración del segundo ciclo de selección de SLA.	71
Tabla 10. Gestión de riesgo primer ciclo de selección de SLA	75
Tabla 11 Gestión de riesgo primer ciclo de selección de SLA	77

Lista de figuras

Figura 1. Sistema petrolero convencional y no convencional.....	15
Figura 2.SLA utilizados en la cuenca del golfo San Jorge (Argentina)	25
Figura 3.SLA utilizados en la cuenca Chicontepec (México).....	26
Figura 4 SLA utilizados en la cuenca Williston.....	27
Figura 5. SLA utilizados en la cuenca Permian Delaware (EEUU).....	31
Figura 6. SLA utilizados en la cuenca Neuquina (Argentina)	33
Figura 7. SLA utilizados en Eagle Ford (EEUU).....	35
Figura 8. SLA implementados en las cuencas anteriormente mencionadas.	35
Figura 9.	37
Figura 10. <i>Diagrama de flujo de la metodología propuesta.</i>	38
Figura 11.Esquema del Gas lift	44
Figura 12. Esquema de sistema de bombeo hidráulico.	45
Figura 13. Esquema de un sistema de bombeo electrosomergible.....	46
Figura 14. Esquema de sistema de bombeo de cavidades progresivas.	47
Figura 15. Esquema de un sistema de bombeo mecánico.	48
Figura 16. Esquema de un sistema plunger lift	49
Figura 17 Ranquin de los SLA más ideales para la producción de hidrocarburos en rocas generadoras.....	54
Figura 18 Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	57
Figura 19. Columna estratigráfica cuenca del Valle Medio del Magdalena	58
Figura 20. Localización del Seudópozo en la línea sísmica S-1978-26 en el VMM	59
Figura 21. Saturación de crudo retenido libre miembro Galembo- formación La Luna.....	61

Figura 22. <i>Diagrama del ciclo FEL-EPCC-Operación</i>	62
Figura 23. Línea del tiempo de los SLA en la cuenca VMM.....	63
Figura 24. Curva tipo de producción de petróleo para uno de los miembros de la formación La Luna.....	67
Figura 25. Curva IPR IPR para un pozo asociado a producción de petróleo en roca generadora	68
Figura 26. Etapas de SLA consideradas en la curva tipo	69
Figura 27. Recomendación de los SLA según los periodos	78

Resumen

Título: Análisis cuantitativo para la selección adecuada de los Sistemas de Levantamiento Artificial, para el desarrollo de los recursos de hidrocarburos en roca generadora de la Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena*

Autor: Walter Julian Chaparro Castro**

Palabras Clave: Roca generadora, sistema de levantamiento artificial, cuenca del valle medio de la magdalena, gas lift, bombeo electrosumergible, bombeo hidráulico, bombeo mecánico, plunger lift.

Descripción: El desarrollo de este proyecto empieza por la investigación previa sobre la temática que se pretende evaluar en el trabajo que para este caso son los sistemas de levantamiento artificial, donde se mencionan aquellos sistemas que actualmente se implementan para la producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos de tipo roca generadora en las principales Cuencas a nivel Mundial. Para ser más específicos, una vez identificados aquellos sistemas que se utilizan, se analizan los riesgos ambientales, así mismo los riesgos operativos y el Footprint de cada sistema, teniendo en cuenta el espacio que ocupan. Este análisis nos permite realizar una pre-selección de sistemas de levantamiento artificial que más se pueden adaptar a las propiedades de las formaciones y fluidos de edad Cretácea de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en comparación con las principales Cuencas a nivel mundial.

Finalmente, luego de tener pre-seleccionados los sistemas de levantamiento artificial se les hace un análisis de cuantitativo teniendo en cuenta las etapas de producción que posteriormente aplicando la metodología propuesta se evalúan los resultados con el propósito de recomendar por medio de un plan de gestión, los sistemas de levantamiento artificial adecuados para el desarrollo de los recursos de hidrocarburos en roca generadora para la Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena de Colombia.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos director Jorge Andrés Sáchica Ávila s. MSc ingeniero de petróleos.

Abstract

Title: Quantitative analysis for the appropriate selection of Artificial Lift Systems for the development of hydrocarbon resources in source rock of the Middle Magdalena Valley sedimentary basin.*

Author: Walter Julián Chaparro Castro**

Key words: source rock, artificial lift system, middle magdalena valley basin, gas lift, electrosubmersible pumping, hydraulic pumping, mechanical pumping, plunger lift.

Description: The development of this project begins with the previous research on the subject to be evaluated in the work, which in this case are the artificial lift systems, where those systems that are currently implemented for the production of hydrocarbons from reservoirs of source rock type in the main basins worldwide are mentioned. To be more specific, once the systems used have been identified, the environmental risks are analyzed, as well as the operational risks and the footprint of each system, taking into account the space they occupy. This analysis allows us to make a pre-selection of artificial lift systems that can best adapt to the properties of the Cretaceous age formations and fluids of the Middle Magdalena Valley Basin in comparison with the main basins worldwide.

Finally, after having pre-selected the artificial lift systems, a quantitative analysis is made taking into account the production stages that later applying the proposed methodology, the results are evaluated with the purpose of recommending by means of a management plan, the appropriate artificial lift systems for the development of hydrocarbon resources in source rock for the Middle Magdalena Valley sedimentary basin of Colombia.

* Bachelor Thesis

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos director Jorge Andrés Sáchica Ávilas. MSc ingeniero de petróleos.

Introducción

Hoy en día la industria petrolera se ha ido encaminando hacia el desarrollo de yacimientos no convencionales, en Latinoamérica especialmente en Colombia se tienen previstos proyectos para la producción de hidrocarburos provenientes de rocas generadoras mediante fracturamiento hidráulico.

Se debe tener en cuenta que los yacimientos de roca generadora tienen propiedades y comportamientos muy diferentes a la hora de producirse. Es por eso que cada día se han desarrollado mejores técnicas que permiten facilitar la caracterización de yacimientos no convencionales en rocas generadoras, así como el completamiento y operaciones de fracturamiento de los pozos horizontales para llegar a las formaciones de interés, sin embargo, la producción de hidrocarburos provenientes de estos yacimientos ha generado gran incertidumbre debido a la alta complejidad de los mismos.

La selección adecuada de los sistemas de levantamiento artificial permitirá la optimización de las operaciones de producción y mejorar la eficiencia de los equipos tanto en fondo como en superficie. Por otro lado, la vida útil y productividad de los pozos obtendrían una mejora significativa.

En el caso específico de Colombia, generar proyectos a precios bajos del petróleo para este tipo de yacimientos representaría en las compañías operadoras inversiones más inteligentes y efectivas para las etapas de producción, así como la implementación de tecnologías innovadoras que permitan mejorar la eficiencia del desarrollo de los recursos de roca generadora, de una manera sostenible, manteniendo bajos costos de levantamiento y generando la menor huella de carbono posible.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Estructurar un análisis cuantitativo que involucre los riesgos ambientales y operativos junto con la factibilidad técnica y económica, para la selección adecuada de los Sistemas de Levantamiento Artificial para el desarrollo de los recursos de hidrocarburos en roca generadora de la Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena de Colombia.

1.2 Objetivos específicos

- Identificar mediante “Estado del Arte”, los sistemas de levantamiento artificial utilizados en la producción de hidrocarburos de roca generadora en las principales Cuencas a nivel Mundial, durante la vida productiva de un pozo.
- Proponer una metodología que permita de forma cuantitativa, analizar los sistemas de levantamiento artificial utilizados en la producción de hidrocarburos de roca generadora en las principales Cuencas a nivel Mundial, enfocando el análisis en los riesgos ambientales, riesgos operacionales y en la factibilidad económica y técnica de su implementación.
- Realizar por medio de la metodología de “Análogos”, una pre-selección de sistemas de levantamiento artificial acorde a las propiedades de las formaciones y fluidos de edad Cretácea de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, comparado con las principales Cuencas a nivel mundial.
- Analizar de forma cuantitativa, los sistemas de levantamiento artificial pre-seleccionados, bajo la metodología propuesta.

- Evaluar los resultados obtenidos para recomendar los sistemas de levantamiento artificial adecuados para el desarrollo de los recursos de hidrocarburos en roca generadora para la Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena de Colombia.

2. Sistemas De Levantamiento Artificial Utilizados En La Producción De Hidrocarburos De Roca Generadora En Las Principales Cuencas A Nivel Mundial

Por lo que se refiere a este capítulo, se realiza un estado del arte acerca de los sistemas de levantamiento artificial que se han implementado en las principales cuencas a nivel mundial para la producción de hidrocarburos en yacimientos de roca generadora , empezando por la descripción de las generalidades de los yacimientos de roca generadora, seguido de una breve explicación de los sistemas de levantamiento artificial y finalmente la identificación de aquellos que se han implementado para este tipo de yacimientos.

Para comprender mejor los yacimientos de tipo roca generadora, en primer lugar, se explicará una breve definición de un sistema petrolero y la diferencia entre los convencionales y no convencionales.

2.1. Sistema petrolero.

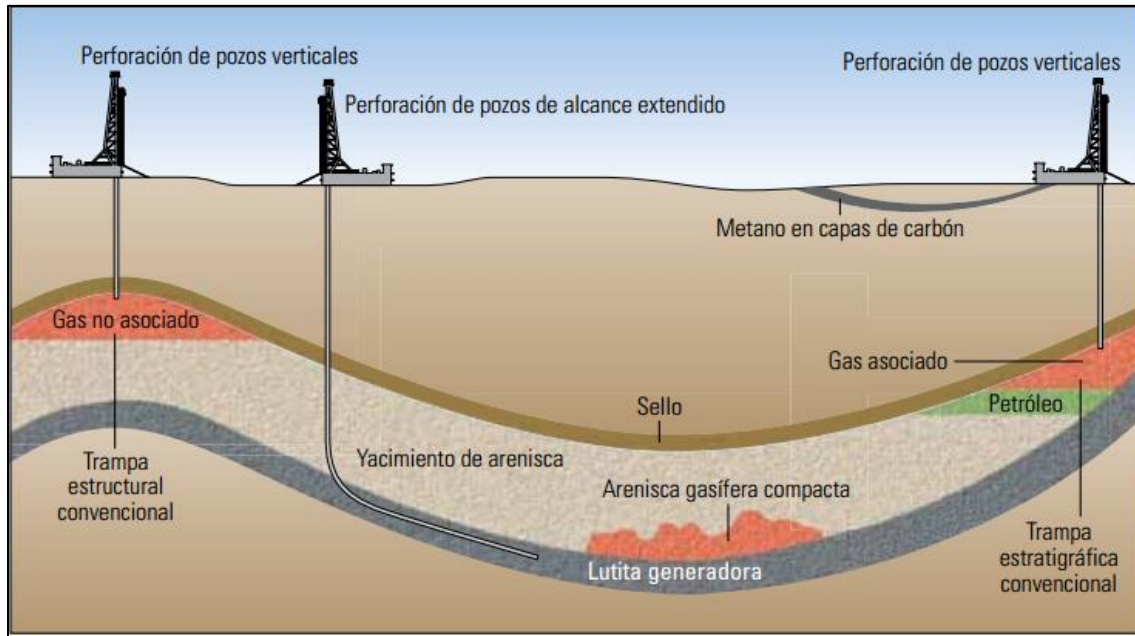
Un sistema petrolero convencional requiere la presencia de cuatro componentes: roca generadora, roca yacimiento, trampa y sello, y de dos procesos: generación y migración de petróleo. Ahora bien, un sistema petrolero no convencional se requiere como mínimo la depositación de la roca generadora y de suficiente sobrecarga para lograr la maduración asociada con la temperatura.

Hay que mencionar, además que, en los sistemas petroleros convencionales, ocurre una sobrecarga que sepulta a la roca generadora hasta las profundidades en las que se origina el Hidrocarburo. El petróleo o gas que se genera por la roca térmicamente madura es expulsado hacia el interior de una capa productora con buena porosidad y permeabilidad, luego de esta expulsión, migra hacia una roca yacimiento y se encuentra con una trampa que puede ser estructural o estratigráfica por debajo de un sello impermeable.

Por otro lado, en un sistema petrolero no convencional la roca generadora cumple el mismo papel como yacimiento y sello, es decir que los hidrocarburos que se generan no migran, sino que permanece entrampado en los microporos y las fracturas presentes en la roca generadora que cabe resaltar tienen baja permeabilidad. (McCarthy 2011).

Estos yacimientos de hidrocarburos presentes en las rocas generadoras se conocen con el nombre de lutitas gasíferas (Shale gas) y lutitas petrolíferas (Shale oil).

A continuación, se observa en la **figura 1** los sistemas petroleros tanto convencionales como no convencionales, señalando los componentes requeridos para la presencia de hidrocarburos.

Figura 1.*Sistema petrolero convencional y no convencional*

Fuente McCarthy et al (2012) La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras, Oilfield review

2.2. Roca generadora.

Exploremos mejor la idea de que una roca generadora es una roca sedimentaria de grano fino, con alto contenido de materia orgánica y que tiene la capacidad de generar petróleo por medio de la suficiente exposición al calor y a la presión. El potencial de estas rocas para la generación de petróleo se relaciona directamente con su volumen, riqueza orgánica y madurez térmica. En definitiva, la madurez térmica de la materia orgánica genera que la roca produzca petróleo.

El contenido de materia orgánica es controlado en gran parte por la productividad biológica, la mineralogía de los sedimentos formados y la oxigenación de agua y sedimentos. A medida que aumentan la presión y la temperatura de acuerdo a la profundidad del de la roca generadora, los sedimentos se litifican y la materia orgánica que contienen se transforma en kerógeno. (McCarthy 2011).

En base a su proveniencia el kerogeno puede clasificarse en cuatro tipos como se puede observar en la **tabla 1**.

Tabla 1.

Clasificación de tipos de kerogeno según su material fuente

Tipo de Kerogeno	Material fuente	Ambiente de deposición general
I	Material algaceo	Ambiente Lacustre
II	Material planctónico	Ambiente marino
III	Plantas superiores	Ambiente terrestre
IV	Material oxidado re- elaborado	Ambientes variados

Nota. Información tomada del artículo McCarthy et al (2011) pg. 38-40 La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras, Oilfield review

2.3.Sistemas de levantamiento artificial

Explicare brevemente ahora, generalidades de los sistemas de levantamiento artificial para conocer mejor sus características y entender su aplicabilidad en yacimientos de roca generadora.

2.3.1. Gas lift.

El levantamiento por gas consiste en la utilización de gas natural comprimido en la superficie y la inyección en algún punto del fondo del pozo. En la inyección continua de gas, este es inyectado a un caudal constante en la tubería dentro del pozo, aligerando la columna de fluido y por consiguiente reduciendo las pérdidas de presión que se producen a lo largo del recorrido del flujo. Esta reducción permite que la presión de fondo sea suficiente para llevar la mezcla de gas y de fluido a la superficie y el pozo vuelva a producir. (Takács, 2005).

2.3.1.1. Ventajas del Gas Lift

- A diferencia de los demás sistemas de levantamiento artificial el gas lift ofrece un alto grado de flexibilidad, pues la instalación del gas lift puede modificarse fácilmente para adaptarse a cambios grandes en las tasas de producción de fluidos.
- Utilizando únicamente gas lift como sistema de levantamiento artificial durante toda la vida productiva de un pozo, este puede agotarse con éxito.
- En campos donde se tienen pozos con mucha producción de gas, el gas lift es una muy buena opción.
- Puede utilizarse fácilmente en pozos desviados.
- Puede manejar altas temperaturas en los pozos.
- Facilita el control de corrosión en los pozos.
- La mayoría de instalaciones de gas lift se utilizan sargas de diámetros completos a través de las cuales se pueden realizar mediciones de fondo de pozo y operaciones de reparaciones de fondo de pozo.
- El uso de herramientas Wireline permite economizar operaciones de servicio para recuperar herramientas y/o equipos.
- El equipo en cabeza de pozo requiere poco espacio

2.3.1.2. Desventajas del Gas Lift

- Se requiere una cantidad suficiente de producción de gas de formación a lo largo de la vida del yacimiento. Sin embargo, nuevas tecnologías pueden proporcionar otras fuentes de gas como el nitrógeno producido a partir del aire.

- Las altas presiones del separador pueden perjudicar el funcionamiento de la instalación del gas lift
- La eficiencia energética suele ser menor en comparación con otros sistemas de levantamiento artificial.

2.3.2. Bombeo electrosumergible (ESP) .

Como su nombre lo indica consiste en un equipo con una bomba centrífuga multietapa que es impulsada por un motor eléctrico. La energía se suministra al motor por medio de un cable eléctrico tendido desde superficie. Este sistema de levantamiento artificial es ideal para producir grandes volúmenes de fluido. (Takács, 2018).

2.3.2.1.Ventajas del bombeo electrosumergible

- Ideal para producir altos volúmenes de fluido desde profundidades medias
- La eficiencia energética es relativamente alta, cerca del 50% para sistemas que producen más de 1.000 bpd.
- Puede utilizarse para pozos desviados si se coloca en una sección recta.
- Requiere poco mantenimiento desde que la instalación está bien diseñada y su operación sea adecuada.
- El equipo de superficie requiere un espacio mínimo.
- Los tratamientos contra la corrosión y las incrustaciones son fáciles de realizar

2.3.2.2.Desventajas del Bombeo electro sumergible.

- Debe haber una fuente fiable de energía eléctrica de alto voltaje.

- Baja flexibilidad en sistemas ESP que funcionan con una frecuencia eléctrica constante, ya que la capacidad de producción de líquido de la bomba centrífuga prácticamente no puede modificarse.
- La presencia de gas libre deteriora el rendimiento de la bomba e incluso puede impedir totalmente la producción de fluido.
- La arena o sólidos abrasivos presentes en los fluidos del pozo generan desgaste en el equipo.
- La reparación del equipo ESP en campo es difícil, ya que el equipo debe llevarse al taller de reparación del fabricante.
- La alta temperatura del pozo es un factor limitante.
- La producción de crudos de alta viscosidad aumenta los límites de potencia y reduce la eficiencia en la elevación de fluido.

2.3.3. Bombeo mecánico.

Este sistema de levantamiento utiliza una serie de varillas que conectan una bomba de desplazamiento positivo en el fondo del pozo, mediante un mecanismo de accionamiento en superficie, la bomba realiza un movimiento oscilante giratorio. Este mecanismo permite levantar la columna de fluido hasta superficie (Takács, 2015).

2.3.3.1. Ventajas del Bombeo mecánico.

- Simple de operar y de analizar.
- El diseño adecuado de la instalación es relativamente sencillo y también puede hacerse en campo.

- En condiciones normales puede utilizarse hasta el final de la vida útil de un pozo, o hasta su abandono.
- La capacidad de bombeo dentro de los límites puede modificarse fácilmente para adaptarse a los cambios en el rendimiento del pozo.
- Los componentes del sistema y las piezas de repuestos tienen buena disponibilidad en todo el mundo
- Fácil de tratar problemas de corrosión o de incrustaciones.

2.3.3.2.Desventajas del bombeo mecánico

- La presencia de gas libre en la bomba puede reducir drásticamente la producción de líquido y causar daños mecánicos.
- La profundidad de bombeo es limitada por los esfuerzos mecánicos de las varillas de la unidad.
- En pozos desviados, las fricciones de partes metálicas pueden causar fallas mecánicas en la tubería de producción y/o en las varillas.
- El bombeo mecánico debe protegerse contra la corrosión y daños mecánicos.
- La producción de arena y solidos abrasivos reduce la vida útil de las bombas.
- La unidad de bombeo en superficie es pesada y requiere de gran espacio

2.3.4. Bombeo por cavidades progresivas (PCP).

Son un tipo de bomba de desplazamiento positivo que obliga a mover un volumen fijo de fluido atrapado, forzando o desplazando el fluido a la tubería de descarga. Son sistemas de flujo

constante, cada rotación del rotor producirá el mismo caudal a una velocidad determinada, independientemente de la presión de descarga (Wittrisch et al, 2013).

2.3.4.1. Ventajas del bombeo por cavidades progresivas

- Utilizado para varios tipos de yacimientos, capaz de levantar gran rango de fluidos desde agua, aceites ligeros y aceites pesados.
- Especialmente diseñado para yacimientos de crudo pesado con producción de arena.
- El PCP tiene un mayor rendimiento de bombeo (55-75) % que los demás sistemas de levantamiento artificial como ESP o bombeo mecánico.
- La velocidad de rotación de la bomba es principalmente proporcional al caudal bombeado.
- Tolerancia altos porcentajes de gas libre si se tiene un separador de gas de entrada.

2.3.4.2. Desventajas del bombeo de cavidades progresivas.

- Capacidad de temperatura limitada (máximo 350 F) con el elastómero estator.
- La combinación de boba PCP de gran volumen y alta capacidad de elevación no es posible en comparación con el ESP.
- La vida del elastómero del estator de la PCP depende de las características del entorno del fluido en condiciones de fondo del pozo.
- La rotación de la sarta de varillas proporciona desgaste de la varilla o tubería en secciones desviadas.

2.3.5 Bombeo hidráulico.

Este sistema de levantamiento utiliza un fluido a alta presión desde superficie para impulsar una bomba de desplazamiento positivo en el fondo del pozo, un difusor reduce la velocidad con la

que se impulsa la bomba, permitiendo que los fluidos suban hasta superficie (Heriot Watt university, 2000).

2.3.5.1. Ventajas del bombeo hidráulico.

- Adecuadas para pozos desviados.
- Se puede controlar la velocidad del fluido de potencia.
- La fuente de energía está alejada de la cabeza de pozo lo cual resulta atractivo para operaciones offshore.
- Facilidad para recupera la bomba sin necesidad de movilizar el equipo.

2.3.5.2. Desventajas del bombeo mecánico.

- Las bombas con piezas móviles tienen una vida útil corta cuando se suministra fluido con alto contenido de sólidos.
- Requiere de alta presión en superficie para el fluido de potencia
- Baja eficiencia para pozos con bajas tasas de producción

2.3.6 Plunger Lift

El sistema Plunger lift se utiliza habitualmente para eliminar líquidos y mantener la producción de gas de los pozos. Suele aplicarse en el momento que empieza a producirse acumulación de agua, aceite o gas condensado en la tubería de producción. Se utiliza un controlador y una válvula para configurar el pozo para que fluya de forma intermitente por algunas semanas, luego el pozo se cierra para acumular presión y finalmente se abre la válvula de control para elevar grandes cantidades de fluido y hacer producir el pozo (Nguyen, 2020).

2.3.6.1. Ventajas del Plunger Lift

- Es el método más efectivo para pozos de gas que producen líquidos
- Costes de equipamiento e instalación bajos en comparación con bombas de fondo
- Puede inspeccionarse fácilmente en busca de desgastes y daños y en caso de sustituirse algún equipo no requiere interrumpir la producción
- La energía externa necesaria es mínima, ya que la principal fuente de energía para accionar el pistón es la presión de yacimiento.
- Son tolerantes a la producción de parafinas ya que el pistón actúa como un raspador que evita que se acumulen y provoquen obstrucciones en la tubería.

2.3.6.2. Desventajas del Plunger Lift.

- La elevación del pistón es compleja ya que implica la expansión del gas y diferentes patrones de flujo multifase existentes en la tubería
- Normalmente se limita a tasas de líquido inferiores a 20 bpd
- Si la presión de yacimiento no es suficientemente alta para elevar el líquido no se considera aplicable este método
- Tienen a aplicarse en inclinaciones máximas de 60°
- Se utilizan generalmente en pozos verticales
- No es adecuado para pozos con producción de arena.

2.4. Sistemas de levantamiento artificial aplicados en yacimientos de roca generadora.

Como se ha dicho anteriormente el yacimiento de roca generadora tiene las propiedades que los limitan a tener una producción como el caso de los yacimientos convencionales, dentro de estas propiedades en particular, la permeabilidad. La permeabilidad llega a ser tan baja que para

poder producir estos yacimientos de requiere hacer operaciones de fracturamiento hidráulico por medio de pozos horizontales. La producción inicial en estos pozos puede ser fácilmente de miles de barriles por día y caer incluso por debajo de los 100 bpd durante el primer año de producción. A pesar de que se pueden hacer intervenciones a los pozos, siempre ha sido tomada como primera opción la implementación de sistemas de levantamiento artificial.

A continuación, se identificarán algunos de los sistemas de levantamiento artificial que se han implementado para la producción de hidrocarburos presentes en yacimientos de roca generadora en algunas cuencas sedimentarias a nivel mundial.

2.4.1 Cuenca del golfo san Jorge (Argentina).

La cuenca del golfo San Jorge está localizada en la Patagonia central, donde su primer descubrimiento económico fue en 1907 en Comodoro Rivadavia, convirtiéndola en la cuenca productiva más antigua en Argentina (Hirschfeldt et al, 2012). Algunas de las características principales de esta cuenca son:

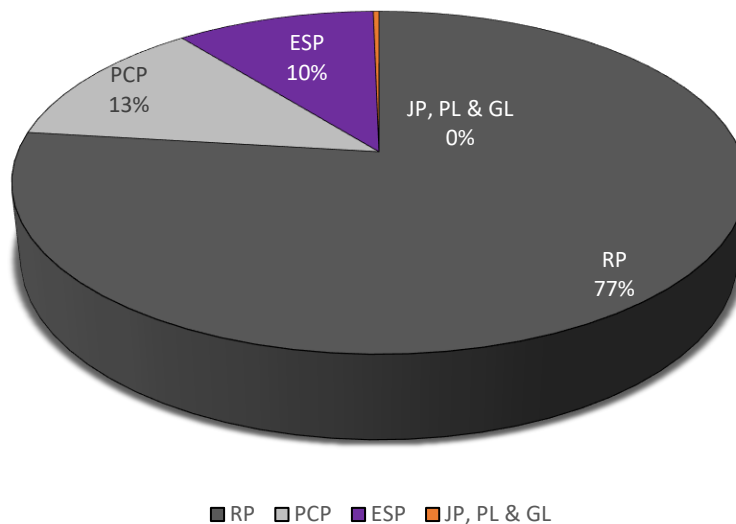
- Relación agua-aceite alta
- Flujo multifásico
- Yacimiento con múltiples capas productoras desde 1800 pies hasta 9000 pies.
- Ambiente semidesértico
- Fluidos complejos (corrosivos, crudos pesados, arenas e incrustaciones)

2.4.1.1. SLA utilizados en la Cuenca del golfo san Jorge (Argentina). Desde los inicios de producción en esta cuenca se han utilizado varios sistemas de levantamiento artificial. En la

actualidad se utilizan sistemas como el **bombeo mecánico** en un 76.9%, **bombeo de cavidades progresivas** en un 12.4 %, **bombeo electrosumergible** en un 10.4 %, utilizados para producir hasta el 98 % del total de los fluidos de la cuenca. En menor medida también se utilizan **bombas hidráulicas tipo jet, Plunger Lift y gas Lift** en un 0.3 % como se observa en la **figura 2**.

Figura 2.

SLA utilizados en la cuenca del golfo San Jorge (Argentina)



Fuente. El autor

2.4.2 Cuenca Chicontepec (México).

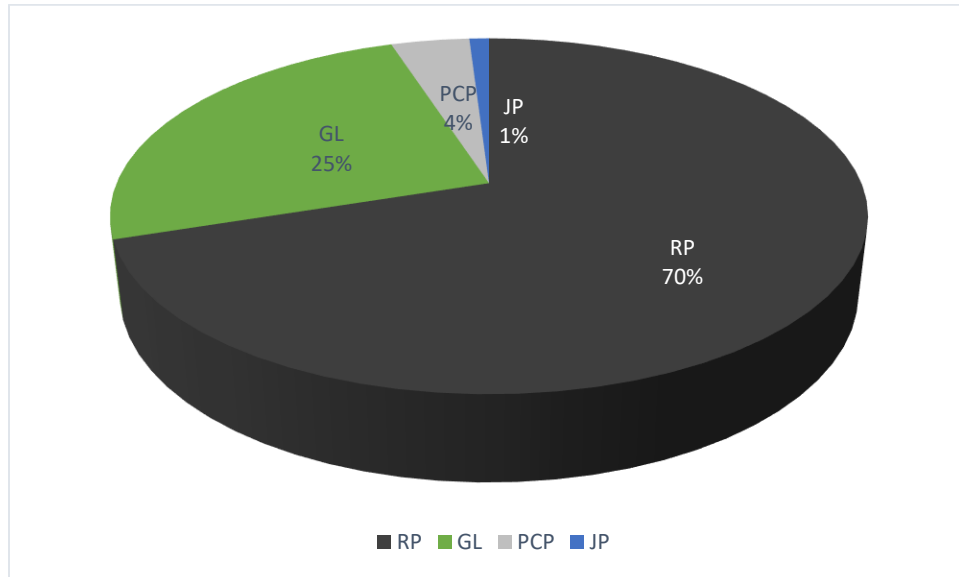
Esta cuenca se encuentra localizada sobre la planicie costera del golfo de México, fue descubierta en el año 1926 y empezó a producir hidrocarburos desde 1952. En esta región, la diversidad de condiciones de los pozos ha promovido a la implementación de varios sistemas de levantamiento artificial (Hirschfeldt et al, 2012).

2.4.2.1.SLA utilizados en la Cuenca Chicontepec (México). El sistema que predomina es el **bombeo mecánico** con un 70%, seguido por el **gas lift** el cual fue el primero en uso masivo con

un 25%, el **bombeo de cavidades progresivas** se ha utilizado en un 4 % y finalmente el **bombeo hidráulico** con un 1 % como se observa en la **figura 3**.

Figura 3.

SLA utilizados en la cuenca Chicontepec (México)



Fuente. El autor

2.4.3 Cuenca Williston (Estados Unidos- Canadá).

La cuenca del Williston, como recurso no convencional de primer orden, representa más del 10% de la producción total de crudo de estados unidos. Tiene un área de más de 300.000 millas cuadradas e incluye Saskatchewan y Manitoba en Canadá, y Montana y Dakota del Sur en EE.UU. La formación Bakken y la formación Three Forks son las dos principales formaciones productoras de esta cuenca (Escobar et al, 2018).

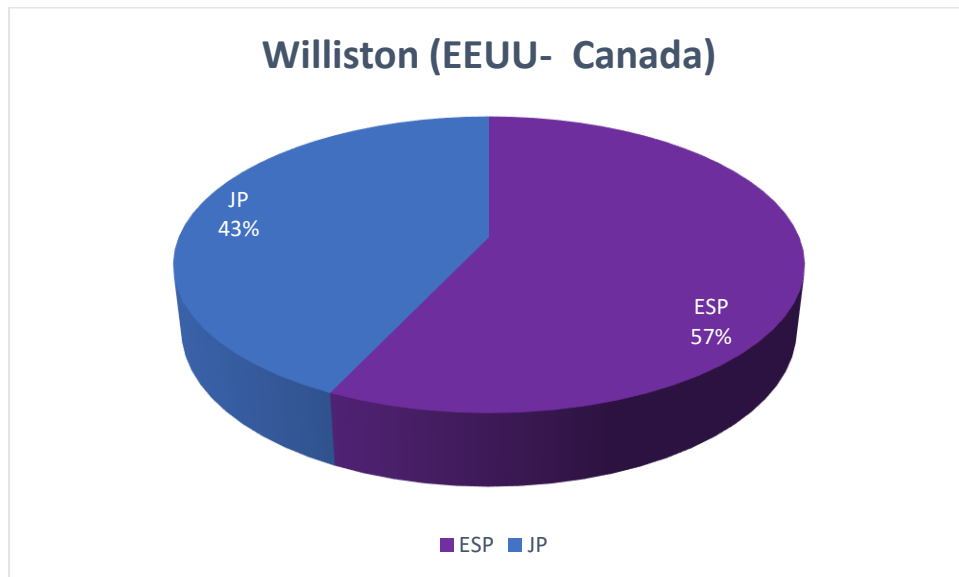
2.4.3.1. SLA utilizados en la cuenca Williston. En el caso de la cuenca del Williston, sólo pueden aplicarse el **bombeo electrosumergible (ESP)** y el **bombeo hidráulico tipo jet** durante los periodos en los cuales se tienen altas tasas de producción.

A medida que la producción disminuye, se requiere una transición a un sistema que pueda manejar menor caudal. **El bombeo mecánico junto con unidades hidráulicas** se considera el método de transición más adecuado porque permiten bombear los volúmenes necesarios desde instalaciones profundas.

Actualmente el bombeo electrosumergible se utiliza en un 57% y el bombeo hidráulico en un 43 % como se muestra en la **figura 4**. Para esta figura no se tomó en cuenta el bombeo mecánico con unidades hidráulicas ya que es un SLA que está en un proceso de transición en esta cuenca.

Figura 4

SLA utilizados en la cuenca Williston



Fuente. El autor

2.4.4 Cuenca del Permian Delaware (Estados Unidos).

La cuenca Permian Delaware es una de las cuencas no convencionales de petróleo y gas más productivas de Estados Unidos. Contiene bastantes zonas productivas, con espesores de hasta 1800 pies. Es muy importante tener en cuenta que cada una de estas zonas productoras de

hidrocarburos tiene propiedades de roca y de fluidos distintos y únicos. Las zonas de hidrocarburos con un ambiente de depositación similar también pueden presentar algunas diferencias de una región de la cuenca a otra.

La comprensión completa de estas propiedades de las rocas y de los comportamientos de las fases de los fluidos en la estrategia de levantamiento artificial es la base para mejorar con éxito el rendimiento del sistema de levantamiento artificial en la cuenca (Oyewole, 2016).

2.4.4.1. Sistemas de levantamiento artificial utilizados en la cuenca Permian Delaware.

2.4.4.1.1. Bombeo electrosumergible (ESP). El sistema ESP, con su capacidad de extraer del pozo tasas de producción altas, se convirtió en el primer sistema en el pozo después del completamiento inicial de los pozos, sin embargo la presencia de arenas y el manejo del gas causaron la mayoría de las fallas en estas unidades. En consecuencia, han utilizado tecnologías y aplicaciones mejoradas para mitigar los problemas de producción de arena:

- aplicación de la cubierta invertida
- mejora del diseño del separador de gas y del manipulador
- separador de gas tandem
- bombas multitapón
- protector de arena
- etapas revestidas
- mangas AR
- Mejora del modo de funcionamiento de los Variadores de frecuencia.

2.4.4.1.2. Bombeo Mecánico. Es el sistema de levantamiento artificial más popular en la cuenca Permian. Sin embargo, la capacidad de producir altas tasas y las limitaciones de profundidad siguen

siendo las restricciones más importantes de este sistema de levantamiento. Algunos de los métodos para aplicados para extender la capacidad productiva de la bomba son.

- Instalación de grandes unidades de bombeo (unidad 1280 o unidad 912)
- Unidades de bombeo hidráulico
- Varillas de fibra de vidrio

También se han implementado operaciones para la mitigación del gas, utilizando unidades de grandes stroke, diversos tipos de anclajes y separadores

2.4.4.1.3. Gas Lift La implementación de este sistema ha crecido rápidamente debido a la necesidad de reducir costos operativos (OPEX) y para tener un mejor conocimiento y entendimiento del comportamiento de los fluidos de las zonas productoras. Sin embargo, la capacidad del Gas Lift para proporcionar el drawdown y la tasa de producción deseados, junto con el alto coste inicial de la infraestructura, ha ocasionado que este sistema sea la opción menos favorable durante la primera etapa desarrollo de los campos en la cuenca.

Por otra parte, la reciente aplicación de gas Lift asistido por Plunger Lift ha ampliado la ventana de aplicación de este sistema en la cuenca

2.4.4.1.4. Bombeo hidráulico tipo Jet. Este sistema se introdujo en la cuenca inicialmente como una bomba de limpieza de arena producida por operaciones de fracturamiento antes de la instalación de un sistema de levantamiento más grande. La capacidad del bombeo hidráulico tipo jet para manejar sólidos, tasas de producción flexibles, la facilidad y el "coste de sustitución nulo o extremadamente bajo" lo convierten en una opción de levantamiento atractiva para producir los campos de esta cuenca. Además, los bajos costos operativos OPEX han ampliado el uso de las bombas jet como una opción de lista a largo plazo.

El mayor inconveniente para el bombeo hidráulico tipo jet es su capacidad de generar drawdown a los pozos debido a su alto requerimiento de succión positiva neta. El costoso derrame ambiental ha sido otro de los principales problemas que se han presentado con este sistema.

Aunque no se bloquea con gas como otras bombas, la eficiencia del bombeo hidráulico tipo Jet disminuye significativamente con una fracción de volumen de gas elevada.

La tendencia actual de utilizar bombas centrífugas horizontales en superficie con bombas Jet, en lugar de las tradicionales bombas de desplazamiento positivo dúplex/tríplex mejorará la eficiencia operativa y ayudará a optimizar el rendimiento del bombeo hidráulico tipo Jet.

2.4.4.1.5. Plunger Lift El sistema de levantamiento tipo Plunger lift no se considera tradicionalmente una opción viable para los pozos petrolíferos de gran volumen. Principalmente porque depende enteramente de la energía natural del yacimiento.

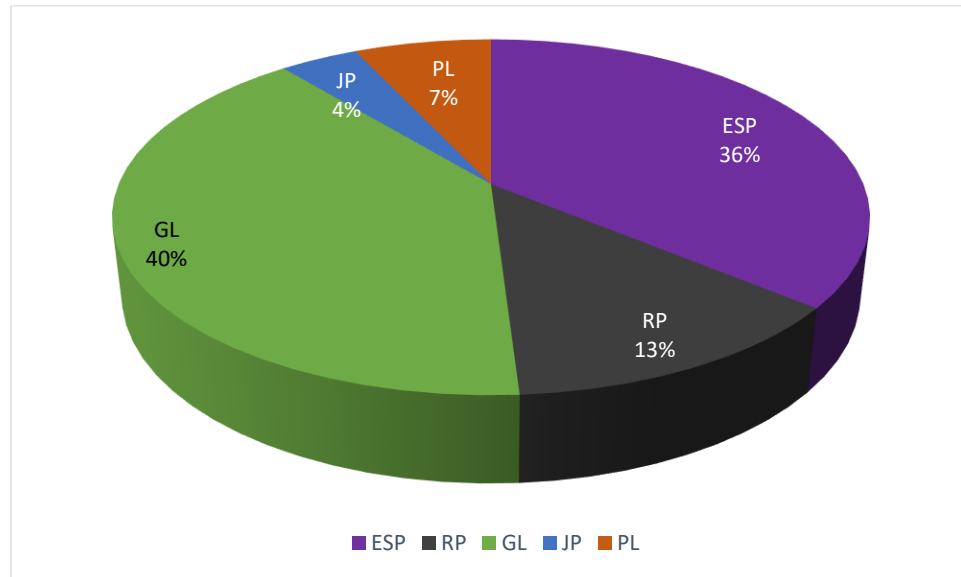
Sin embargo, el Plunger lift se está convirtiendo en una de las opciones más viables desde el punto de vista económico para ciertas formaciones y ciertas etapas de la vida del pozo. Recientemente se han implementado estrategias como la implementación de una camisa de pequeño tamaño, que parece ayudar a mejorar el rendimiento de la Plunger Lift.

Así que los SLA utilizados para esta cuenca son el **Gas lift** con un 40 %, el **bombeo electrosumergible (ESP)** con un 36 %, el **bombeo mecánico** con un 13 %, el **plunger lift** con un 7 % y finalmente el **bombeo hidráulico tipo jet** con un 4 % como se observa en la

Figura 5.

Figura 5.

SLA utilizados en la cuenca Permian Delaware (EEUU)



Fuente. El autor

2.4.5 Cuenca Neuquina (Argentina).

En la cuenca Neuquina en Argentina, se ha desarrollado el yacimiento de Vaca Muerta en el campo Loma campana desde el año 2011. El petróleo producido en la formación vaca muerta es ligero (35-55) API y volátil con una presión de punto de burbuja de aproximadamente 2800 psi.

Desde una perspectiva operativa, el campo ha presentado un conjunto único de retos y peculiaridades. Inicialmente y a lo largo del primer año, los pozos que fluyen están restringidos por el uso de chokes en superficie para gestionar drawdown y salvaguardar la integridad de las fracturas hidráulicas inducidas. Posteriormente los pozos experimentan bajos volúmenes de producción y algunos producen de forma intermitente, dando lugar a la deposición de parafinas. Eventualmente es necesario instalar sistemas de levantamiento artificial adecuados para este tipo

de comportamiento de flujo como, el **bombeo mecánico** con controladores de apagado de bombeo, y **Plunger Lift instalado** en zonas con bajo GOR (Martínez, 2015).

2.4.5.1. Sistemas de levantamiento artificial utilizados en la cuenca Neuquina

2.4.5.1.1. Plunger lift. Para ampliar el campo de aplicación de este sistema se han implementado dos acciones

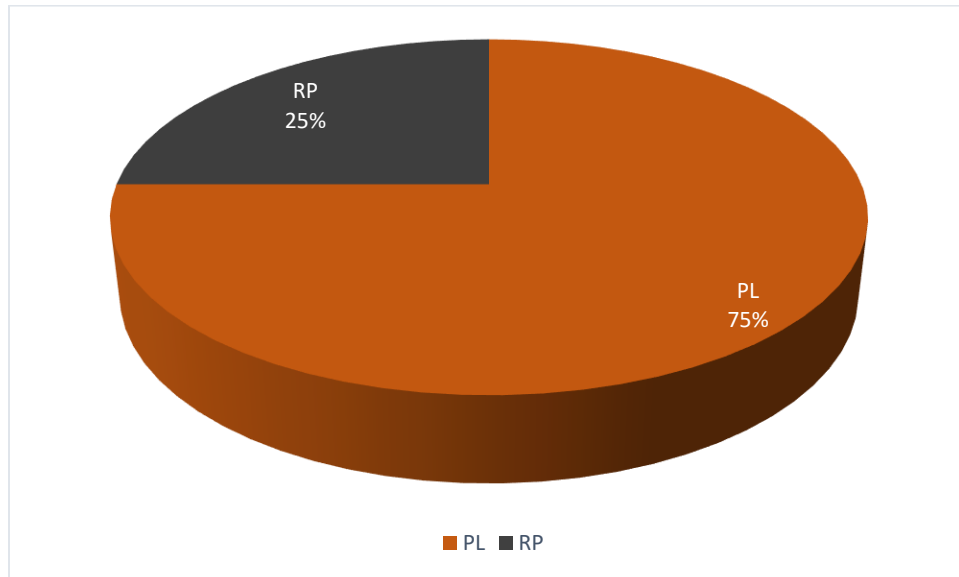
- Abrir un sleeve sobre el empaque con el fin de comunicar el anular con el tubing
- Implementar un sistema Plunger Lift multietapa
- Estas dos mejoras han permitido ampliar la aplicación del Plunger Lift en pozos de la zona oeste y a parte de los pozos de la zona centro-este del campo

2.4.5.1.2. Bombeo mecánico. La aplicación de este sistema de levantamiento artificial plantea retos teniendo en cuenta la alta GLR de los pozos, los bloqueos de las bombas por la producción intermitente de los pozos. Sin embargo, el uso de tecnologías como los controladores de bombeo sean aplicado incluso en la zona oeste del campo, donde los valores de GLR pueden superar los 600 SCF/SCB. Cuando a los pozos se les instala sistema de bombeo mecánico, generalmente han estado fluyendo de forma natural durante un periodo de 6 a 24 meses, por lo que las presiones de cabeza de pozo superiores a 1500 psi son comunes en periodos de cierre prolongados. Por esta razón las preventoras de reventones (BOP) y los empaques de las stuffing box se seleccionan con el propósito de soportar hasta 3000 psi.

Actualmente cerca del 30 % del campo es producido por el **plunger lift** y 10 % por bombeo **mecánico**, dando una proporción del 75 % y 25 % respectivamente para los SLA utilizados como se observa en la **figura 6**.

Figura 6.

SLA utilizados en la cuenca Neuquina (Argentina)



Fuente. El autor

2.4.6 Cuenca Maverick-Texas- Formación Eagle Ford. (Estados Unidos).

La formación Eagle Ford actualmente es una de las extensiones de gas más activas del mundo, se extiende a lo largo de 400 millas desde la cuenca Maverick y el arco de San Marcos adyacente en el sur y el centro de Texas. La producción de Eagle Ford comenzó a finales del año 2008 con pozos en profundidades superiores a 15.000 pies, que producen gas seco y pozos en profundidades superiores que producen gas húmedo y líquido. Eagle Ford es único entre los yacimientos Shale en el sentido de que su madurez cambia mucho a lo largo de la cuenca. En el noroeste poco profundo, la roca no ha sido expuesta a suficiente presión y calor para convertir su materia orgánica en gas natural, y el fluido existente es petróleo pesado con una gravedad API inferior a 30 (Bureau of Economic Geology, 2021).

A medida que el Shale se hace más profundo y la temperatura es mayor, se produce más gas en la roca y el GOR pasa de aproximadamente 100 SCF/STB en la parte poco profunda a más de 50.000 SCF/STB en la parte inferior (Male et al, 2016).

2.4.6.1. SLA utilizados para la formación Eagle Ford. Pankajet et al (2018). Realizaron un estudio de sensibilidad sobre la selección de los métodos de levantamiento artificial mediante el uso de un modelo de tierra en un pozo horizontal no convencional de gran profundidad en la formación de Eagle Ford

El aumento de DLS incrementa la posibilidad de retención del pozo y hace que el bombeo electrosumergible no sea una buena opción

- En el caso de que se evalúe la profundidad del pozo, el bombeo mecánico y el bombeo de cavidades progresivas (PCP) no son una buena opción debido a sus limitaciones, incluidas las bajas tasas de producción.
- el gas Lift y el bombeo hidráulico tipo jet puede ser una opción, pero el análisis de sensibilidad muestra que se prefiere el gas Lift porque cumple con las condiciones de producción durante toda la vida del pozo.

Por otro lado Morillo y Machado (2020) afirman que durante los tres primeros años de producción, el declive medio del pozo es de aproximadamente el 77% y, a medida que se desciende hasta el cuarto año, se sitúa entre el 43% y el 48% de la recuperación final del pozo, suponiendo una vida útil de 25 años.

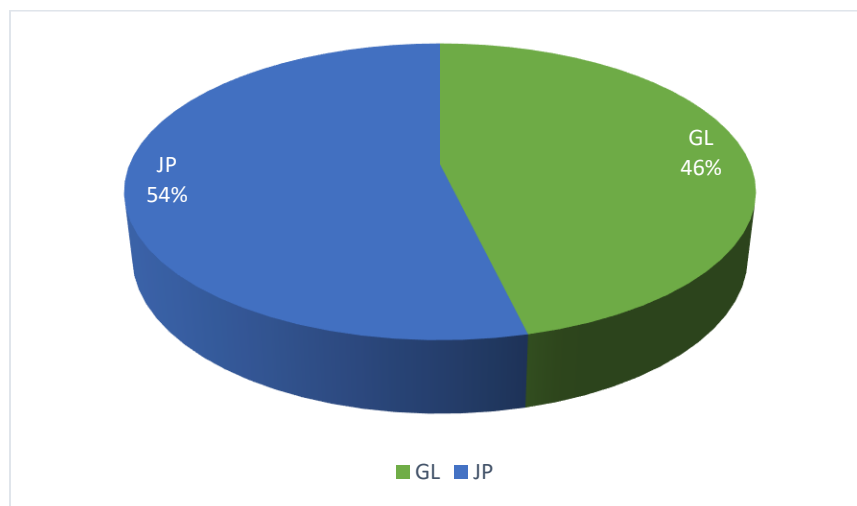
Debido a este comportamiento, Pino et al (2016) consideran el **bombeo hidráulico tipo jet** como un sistema de levantamiento artificial de respaldo. Sin embargo, los empaques de las bombas hidráulicas son aplicables en una gama de parámetros de operación y pueden aplicarse no sólo

como una solución en la etapa inicial, sino también extenderse a las etapas posteriores de la vida productiva de los pozos.

Adicionalmente consideran utilizar **gas lift** en 31 % y **bombeo hidráulico tipo jet** en un 36% en esta cuenca que en proporción sería un 46 % y 54 % para los SLA utilizados como se observa en la **figura 7**.

Figura 7.

SLA utilizados en Eagle Ford (EEUU)

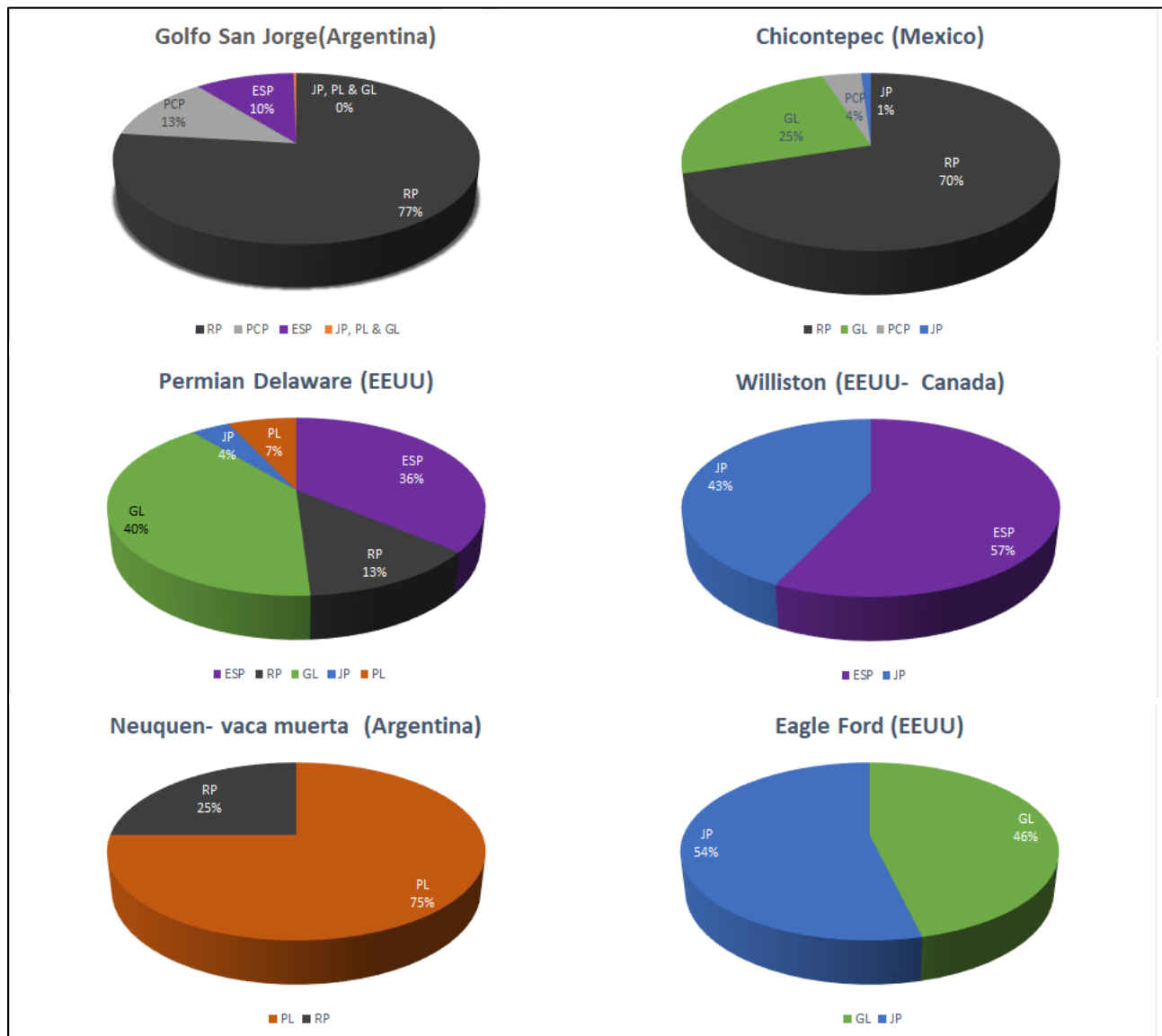


Fuente. El autor

Con el propósito de a detallar de manera general la implementación de los SLA en las cuencas mencionadas anteriormente, mediante la **figura 8** se resume las figuras correspondientes a los SLA utilizados para estas cuencas.

Figura 8.

SLA implementados en las cuencas anteriormente mencionadas.

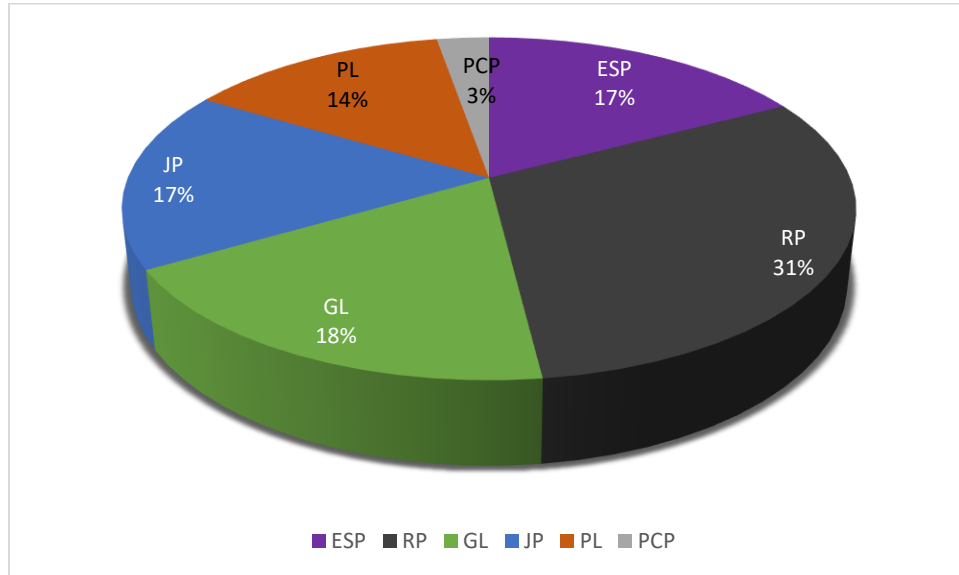


Fuente. El autor

Con el propósito de identificar los SLA más implementados para la producción de hidrocarburos provenientes de rocas generadoras en las cuencas; Golfo San Jorge (Argentina), Chicontepec (México), Permian Delaware (EEUU), Neuquina-Vaca Muerta (Argentina) y Eagle Ford (EEU), se construyó la **figura 9**, como se puede ver a continuación.

Figura 9.

SLA utilizados para rocas generadoras en general



Fuente. El autor

Como se afirmó arriba, esta figura nos permite identificar los SLA en general, que se han implementado por las cuencas mencionadas en el desarrollo de este capítulo. Adicionalmente en definitiva podemos concluir lo siguiente.

Indiscutiblemente el sistema de levantamiento artificial que más se utiliza para producir hidrocarburos provenientes de rocas generadoras es el bombeo mecánico, con un 31 % de implementación con respecto a los demás SLA, teniendo en cuenta todas las cuencas que se mencionaron.

Por otro lado, hay que mencionar además, que en las cuencas donde se tiene mayor potencial de producción de gas tanto Shale Gas, como Shale Oil con alta relación gas-petróleo la implementación de SLA que aprovechan la producción de este gas como el gas lift y el plunger lift es mucho mayor con respecto a los demás SLA, esto lo podemos evidenciar en las cuencas Eagle

Ford donde el gas lift se utiliza en un 46 % , en la cuenca del Permian donde el gas lift se utiliza en un 40 % y en la cuenca Neuquina- vaca muerta se utiliza plunger lift en un 75%.

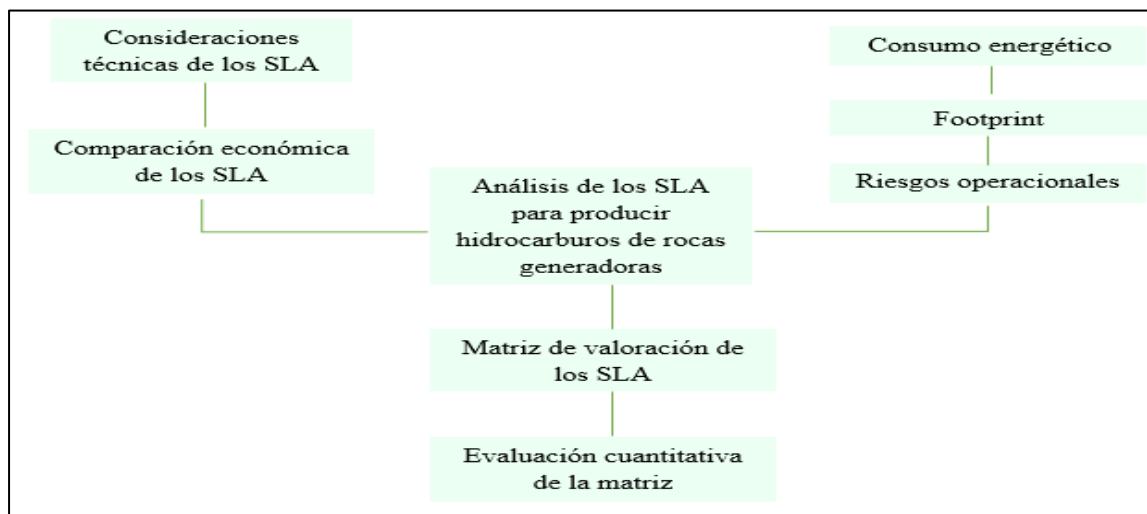
3. Metodología Para Analizar Los SLA Utilizados Para Producir Hidrocarburos En Roca Generadora.

La finalidad de este capítulo es plantear la metodología de análisis de parámetros que se deben tener en cuenta para proponer la selección de los SLA más adecuados para implementar en la cuenca del valle medio de la Magdalena. Los parámetros a analizar son tanto técnicos, como el impacto en el costo de levantamiento, el consumo energético, el footprint asociado al espacio ocupado por el SLA, riesgos operativos y HSE.

Estos parámetros se evalúan por medio de una matriz que permite cuantificar y valorar el SLA más adecuado. Para empezar, mediante un diagrama de flujo de la **figura 10** se plantea como será la metodología propuesta para este capítulo.

Figura 10.

Diagrama de flujo de la metodología propuesta.



Fuente. El autor

3.1. Parámetros técnicos

Por lo que se refiere a los parámetros técnicos de los SLA, podemos partir de las ventajas y limitaciones de cada uno, como:

- Capacidad para manejar altas temperaturas y presiones
- Capacidad para manejar altos volúmenes
- Eficiencia en la producción de crudos de alta viscosidad
- El grado de flexibilidad,
- Facilidad para tratar corrosión
- La facilidad de implementación en pozos desviados
- Limitaciones de profundidad
- Rendimiento de equipos por presencia de gas, arena o sólidos

3.2. Costos de levantamiento

Para los costos de levantamiento se tienen en cuenta algunas consideraciones económicas como lo menciona Oyewole (2016), en este caso se presentan costos para los SLA gas lift, bombeo electrosurgible (ESP), bombeo mecánico y bombeo hidráulico tipo jet para la cuenca del Permian Delaware como se puede observar en la **tabla 2**.

- Ensamblaje del sistema de levantamiento
- Equipo de superficie
- Equipo eléctrico de superficie
- Costo de Workover
- Costos de medición
- Total, de costo

Tabla 2.*Comparación económica de los SLA utilizados en la cuenca Permian Delaware*

Aspectos económicos / SLA	Gas lift	Bombeo electrosomergible ESP	Bombeo mecánico	Bombeo hidráulico jet
Ensamblaje de SLA	\$ 145,387	\$ 49,784	\$ 150,210	\$ 144,500
Costo de Workover	\$ 19,280	\$ 19,280	\$ 19,280	\$ 19,280
Equipo de superficie	\$ 57,398	\$ 18,555	\$ 14,268	\$ 24,072
Equipo eléctrico de superficie	\$ 8,400	\$ 9,940	\$ 6,875	\$ 9,940
Metering	\$ 62,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Mano de obra de equipo eléctrico de superficie	\$ 6,000	\$ 7,900	\$ 6,000	\$ 6,000
Mano de levantamiento artificial	\$ 14,642	\$ 4,776	\$ 8,800	\$ 7,620
Costo total de capital	\$ 313,107	\$ 110,235	\$ 205,433	\$ 211,412

Fuente. Oyewole, P. (2016, October 17). Artificial Lift Selection Strategy to Maximize Unconventional Oil and Gas Assets Value. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181233-MS

Como podemos observar en la tabla anterior para los SLA utilizados en la cuenca Permian Delaware como el Gas lift, Bombeo electrosomergible, bombeo mecánico y bombeo hidráulico jet, Peter Oyewole (2016) por medio de algunas consideraciones económicas plantea los costos para estos SLA, donde el Gas lift con un costo total capital de \$ 313,107 es el de mayor costo seguido por el bombeo hidráulico tipo jet con \$ 211,412, el bombeo mecánico \$ 205,433 y el menos costoso el gas lift con \$ 110,235.

Para la metodología planteada para este capítulo tomaremos en cuenta la relación de estos costos para catalogar los SLA como atractivos según sus costos. Por otro lado, para los

demás SLA como el bombeo de cavidades progresivas y el plunger lift asumiremos la relación de costos similares a los anteriormente mencionados, teniendo en cuenta su principio de funcionamiento y semejanza de aplicación y equipos. Por ejemplo, el bombeo de cavidades progresivas asumiremos relación de costos similares al bombeo mecánico e hidráulico tipo jet, y el plunger lift al gas lift.

3.3. Consumo energético

Para el consumo energético se toma en cuenta los recursos hídricos y la cantidad de electricidad de utilizan los SLA.

En la mayoría de los pozos no convencionales, el agua se recupera junto con el petróleo crudo, el gas natural o los líquidos de gas natural durante toda la vida útil. Esta agua se denomina agua producida. Algunos pozos pueden producir más agua que gas natural o petróleo, y los volúmenes relativos varían significativamente según la geología y la hidrogeología de la cuenca. Asimismo, la calidad del agua producida varía entre las cuencas e incluso dentro de ellas

Como se ha mencionado anteriormente, para la producción de hidrocarburos de yacimientos de roca generadora, es necesario implementar técnicas como el fracturamiento hidráulico.

Las operaciones de fracturamiento hidráulico se requiere agua dese la perforación de los pozos, sin embargo, la mayor parte del agua se utiliza durante el completamiento y el fracturamiento El volumen de agua utilizado, así como la intensidad global del agua, ha aumentado a lo largo de los años a medida que se han completado más pozos no convencionales y las técnicas han evolucionado hacia un proceso más complejo y a gran

escala. Actualmente el consumo de agua suele oscilar entre 200.000 y 650.000 barriles (32.000 y 100.000 metros cúbicos) por pozo (Conocophilips, 2020).

Adicionalmente se debe tener en cuenta que los SLA como el bombeo hidráulico requieren más recursos hídricos en su implementación y también generan mayor cantidad de residuos como las aguas residuales.

La cantidad de electricidad que utilizan los SLA se puede establecer mencionando características como la eficiencia energética.

La eficiencia energética de los SLA esta ser resumida en la siguiente **tabla 3**.

Tabla 3.

Eficiencia energética de los SLA

Sistema de levantamiento artificial	Eficiencia energética
<i>Gas lift</i>	<i>Baja</i>
<i>Bombeo electrosumergible</i>	<i>Alta</i>
<i>Bombeo mecánico</i>	<i>Media</i>
<i>Bombeo de cavidades progresivas</i>	<i>Media</i>
<i>Bombeo hidráulico</i>	<i>Baja</i>
<i>Plunger lift</i>	<i>Media</i>

Fuente. El autor

3.4. Footprint

El Footprint se menciona asociado al espacio ocupado por la instalación de los SLA en superficie y por la huella de carbono que producen.

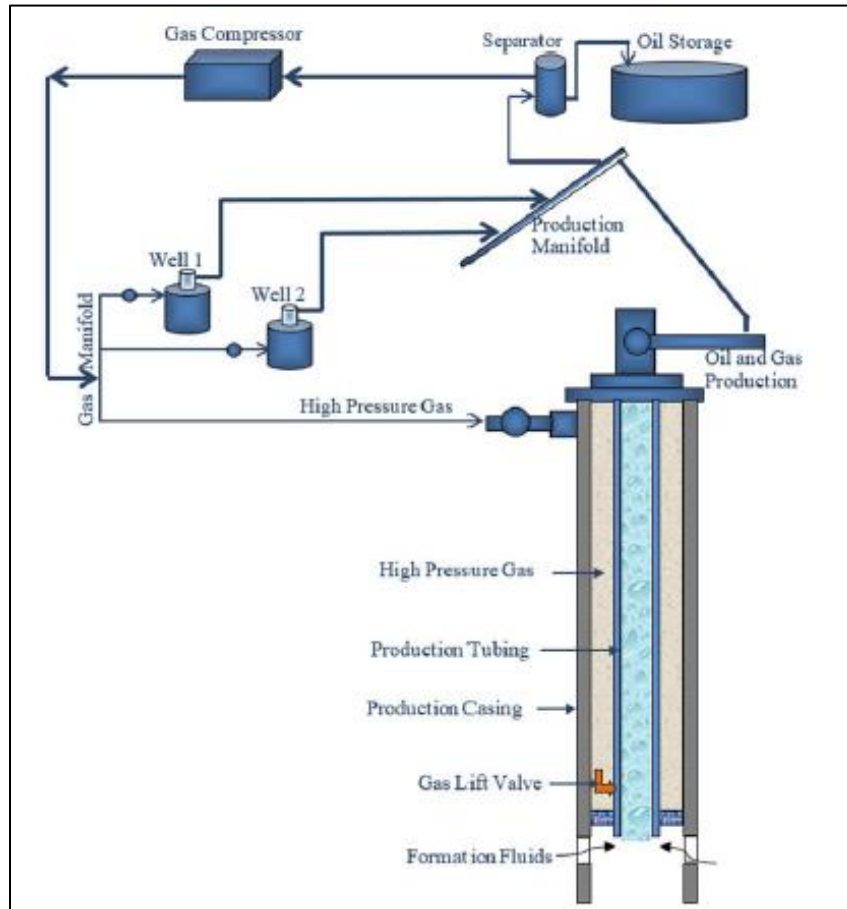
El espacio ocupado por los SLA depende principalmente de la perforación de los pozos y de las facilidades requeridas para los SLA. En los pozos horizontales las longitudes laterales de los pozos han aumentado en la mayoría de los casos, por lo cual se ha minimizado

el número de pozos e instalaciones de superficie, por otro lado, se han reduciendo los costes y aumentando la producción. La distancia entre de los clusters es ahora cinco veces más grande y hay el doble de clusters por etapa, creando una red de fracturas más eficiente (Conocophilips, 2020).. El espacio ocupado en superficie se reduce respecto a la operación convencional en $\frac{1}{4}$ según algunos estudios, pues el clúster típico es de mínimo 6 pozos horizontales, con una longitud lateral de 5000 pies a 10000 pies.

3.4.1. Gas lift.

El espacio ocupado por el sistema de levantamiento gas lift en superficie es relativamente bajo, de hecho, es un sistema óptimo para aplicaciones en offshore, no obstante, si tenemos en cuenta las facilidades requeridas para su funcionamiento como lo son los compresores, es mayor al de algunos SLA como el ESP y PCP.

A continuación, en la **figura 11.** se puede observar el esquema de un sistema de levantamiento artificial Gas lift.

Figura 11.*Esquema del Gas lift*

Fuente. Nguyen Tan (2020) Artificial lift methods, design practices and applications

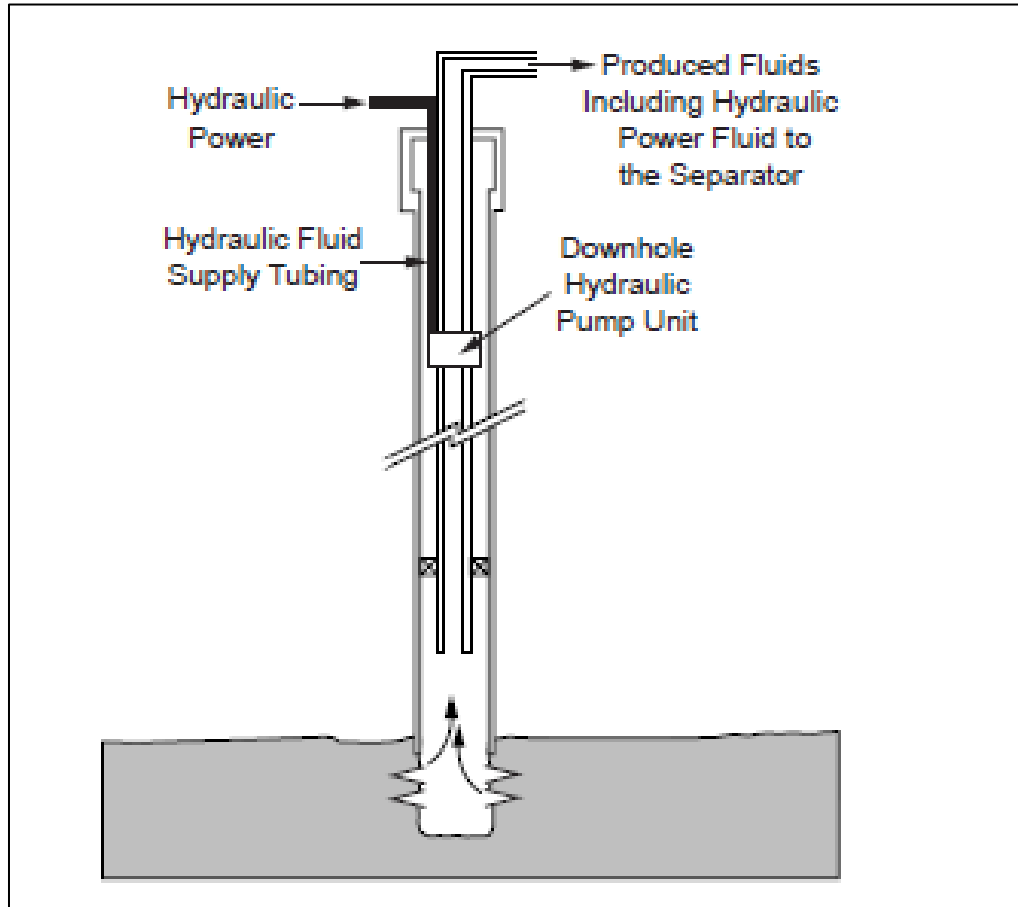
3.4.2. Bombeo hidráulico

El sistema de bombeo hidráulico requiere de facilidades para el tratamiento y potencia del fluido motriz que se bombea, por lo tanto, el espacio ocupado es mayor al de SLA como el ESP y PCP.

A continuación, en la **figura 12.** se puede observar el esquema de un sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico.

Figura 12.

Esquema de sistema de bombeo hidráulico.



Fuente. Heriot Watt university, institute of petroleum engineering (2000), Production technology I

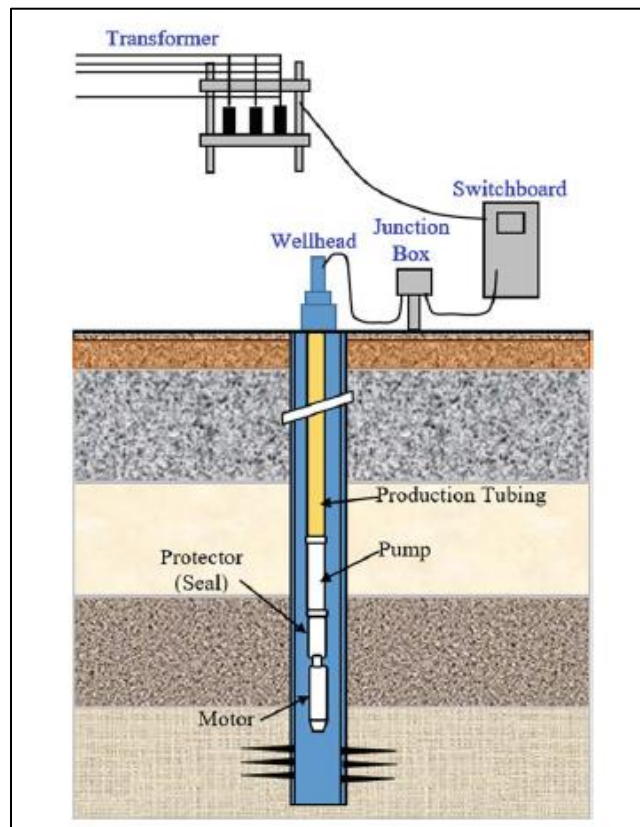
3.4.3. Bombeo electro sumergible.

Este sistema de levantamiento requiere de poco espacio en superficie, ya que únicamente necesita de un transformador que proporcione la energía necesaria para su operación, además es considerado para aplicaciones offshore.

A continuación, en la **figura 13.** se puede observar el esquema de un sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible.

Figura 13.

Esquema de un sistema de bombeo electrosumergible.



Fuente. Nguyen Tan (2020) Artificial lift methods, design practices and applications

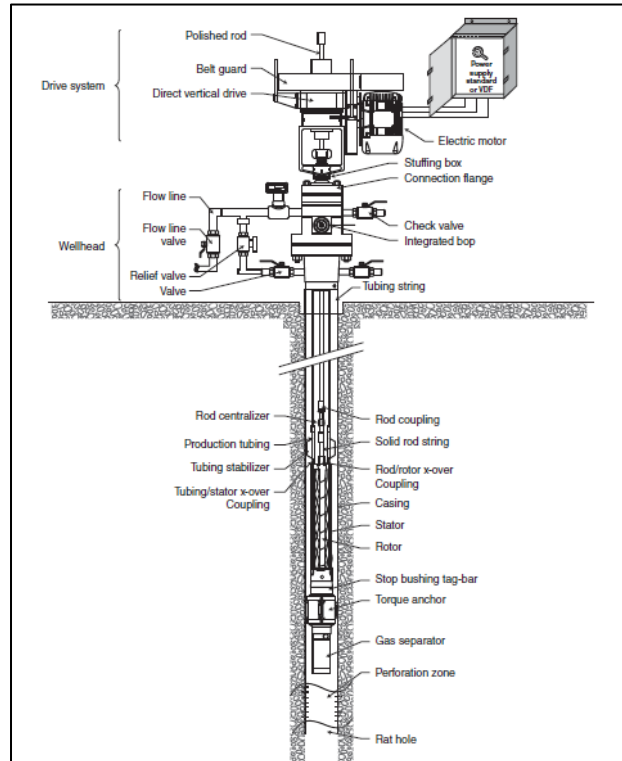
3.4.4. Bombeo de cavidades progresivas.

Este sistema de bombeo no ocupa mucho espacio debido a que la mayoría de sus componentes son instalados en cabeza de pozo, y únicamente requiere de un motor eléctrico para su operación

A continuación, en la **figura 14.** se puede observar el esquema de un sistema de levantamiento artificial de bombeo de cavidades progresivas.

Figura 14.

Esquema de sistema de bombeo de cavidades progresivas.



Fuente. Christian Wittrisch, Henri Cholet (2013), Progressing cavity pumps, oilwell production, artificial lift.

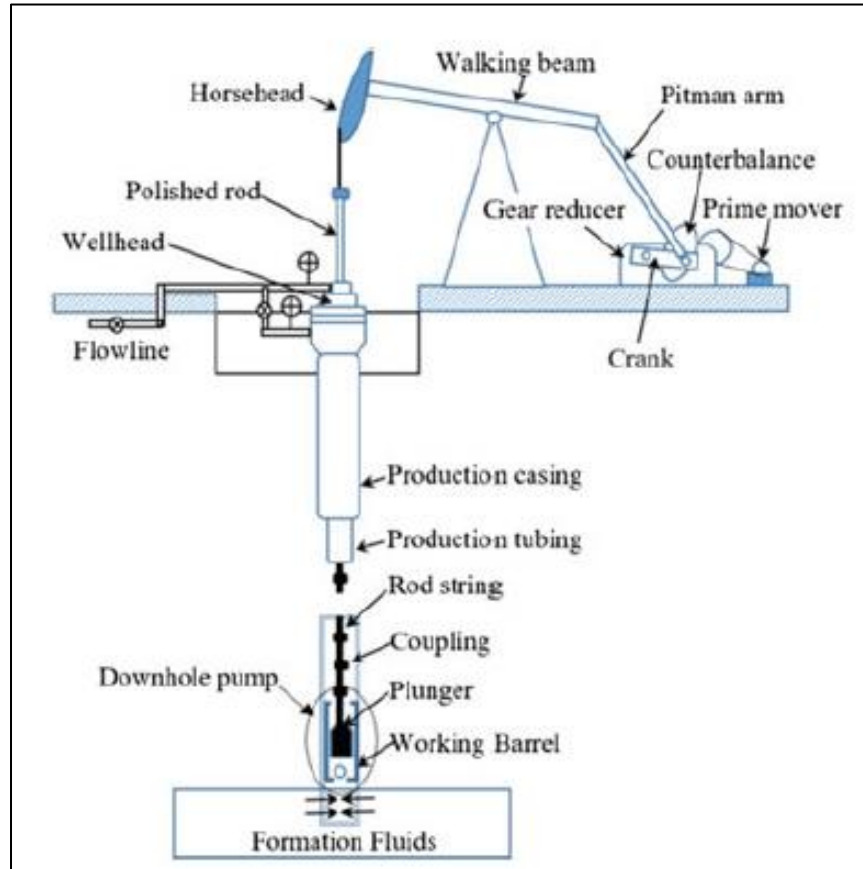
3.4.5. Bombeo mecánico.

Este sistema de levantamiento además de que las unidades son de gran peso, ocupan un gran espacio en comparación con los demás SLA.

A continuación, en la **figura 15.** se puede observar el esquema de un sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico

Figura 15.

Esquema de un sistema de bombeo mecánico.



Fuente. Nguyen Tan (2020) Artificial lift methods, design practices and applications

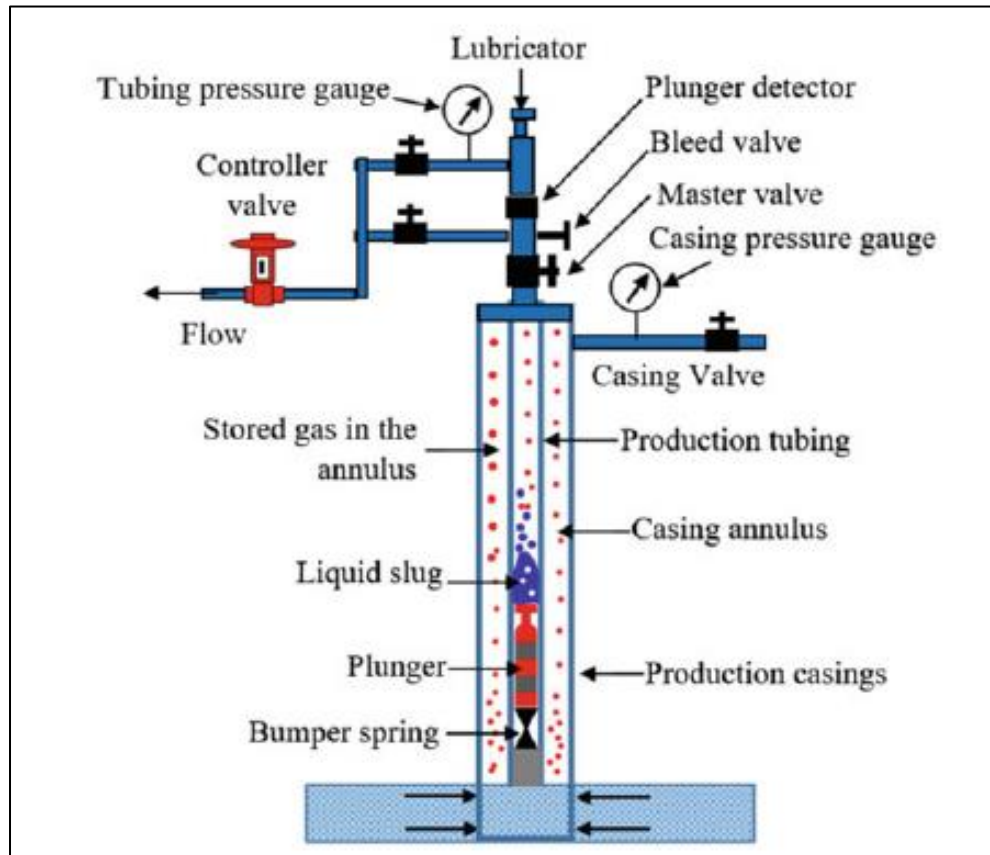
3.4.6. Plunger lift.

El sistema de plunger lift es considerado un sistema que ocupa poco espacio ya que su principio de funcionamiento solo requiere de un pistón.

A continuación, en la **figura 16.** se puede observar el esquema de un sistema de levantamiento artificial plunger lift.

Figura 16.

Esquema de un sistema plunger lift



Fuente. Nguyen Tan (2020) Artificial lift methods, design practices and applications

3.5. Riesgos operacionales.

Las enseñanzas de las operaciones de producción de yacimientos shale en EE.UU. están permitiendo un nuevo conjunto de políticas para reducir los riesgos de seguridad y medioambientales. Las operaciones de shale gas son mucho más complejas que el desarrollo del gas convencional e introducen riesgos adicionales en torno a la gestión de los residuos y el agua, la contaminación atmosférica, la congestión, el polvo, etc (World energy council, 2016).

Algunos de los riesgos operacionales y de HSE parten inicialmente de principales parámetros operacionales e incertidumbres como:

- Alto cambio de productividad frente al tiempo con grandes tasas iniciales
- pozos relativamente profundos y de alta temperatura
- pozos horizontales multifracturados
- altas presiones iniciales del yacimiento
- presencia de gas en solución
- alto número de pozos por desarrollo

Adicional a estas consideraciones, como ejemplo algunos aspectos mencionados en el capítulo anterior donde se habla de la implementación de algunos SLA en diferentes cuencas

Cuando se tiene flujo natural a gas y eventualmente a **bombeo mecánico** para formaciones que tienen relativamente alto GLR. Aunque la estrategia de cambiar múltiples EPS puede mejorar el desempeño, la complejidad de la operación y el riesgo son también elevados (Pradhan et al, 2018).

El sistema **plunger lift** para flujo continuo tienen el riesgo añadido de atascarse antes de llegar al conjunto de resortes del parachoques, lo que resulta en un émbolo varado con el bypass abierto (Lane, 2014).

En la cuenca Permian la presencia de arenas y el manejo del gas causaron la mayoría de las fallas en unidades de **bombeo electrosumergible (ESP)**.

El mayor inconveniente para el **bombeo hidráulico tipo jet** es su capacidad de generar drawdown a los pozos debido a su alto requerimiento de succión positiva neta. El

costoso derrame ambiental ha sido otro de los principales problemas que se han presentado con este sistema.

3.6. Matriz de valoración

Volviendo al tema que nos ocupa, para la construcción de la matriz de valoración haremos una matriz para cada parámetro técnico donde se valoraran en tres niveles (Alto, medio y bajo) para cada nivel alto se aplicara un valor de 3, para niveles medios 1 y para niveles bajos valores de -1, en algunos casos estos parámetros no son especificados por lo tanto se asumirá valores de 0 con el fin de demostrar de manera cuantitativa los SLA más atractivos para la producción de hidrocarburos en rocas generadoras.

Por otro lado, para el parámetro de costos, consumo eléctrico y Footprint por medio de niveles se valoran los SLA, pero esta vez de manera inversa es decir para costos altos valor de -3, para costos medios 1 y para costos bajos 2.

A continuación por medio de la **tabla 4** se observa la matriz de valoración que se realizó para la identificación de los SLA más atractivos para la producción de hidrocarburos en rocas generadoras.

Tabla 4.*Matriz de valoración de los SLA*

Parámetros	Gas lift	Bombeo electrosumergible (ESP)	Bombeo mecánico	Bombeo hidráulico tipo jet	Bombeo de cavidades progresivas PCP	Plunger lift
Capacidad para manejar altas temperaturas	<i>Alto</i>	<i>Medio</i>	<i>NE</i>	<i>Medio</i>	<i>Bajo</i>	<i>NE</i>
Capacidad para manejar altos volúmenes	<i>Medio</i>	<i>Alto</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>
Eficiencia en la producción de crudos de alta viscosidad	<i>NE</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>NE</i>	<i>NE</i>	<i>NE</i>
Grado de flexibilidad	<i>Alto</i>	<i>Medio</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>
Facilidad para tratar corrosión	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>NE</i>	<i>NE</i>	<i>NE</i>
Implementación en pozos desviados	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Bajo</i>	<i>Alto</i>	<i>NE</i>	<i>Medio</i>
Limitaciones de profundidad	<i>NE</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>
Redimiendo de equipos por presencia de gas, arena o solidos	<i>Alto</i>	<i>Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Alto</i>	<i>Bajo</i>
Costos	<i>Alto</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Alto</i>
Consumo Energético	<i>Alto</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Alto</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>
Footprint	<i>NE</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Bajo</i>	<i>Alto</i>	<i>Bajo</i>
Riesgo operacional	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>	<i>Alto</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio</i>
Valoración	9	7	7	5	6	4

Fuente. El autor

Como podemos observar en la matriz de valoración, los sistemas de levantamiento artificial para implementar en yacimientos de roca generadora más atractivos son el gas lift, el bombeo electrosumergible y el bombeo mecánico.

Dicho lo anterior, con el propósito de apreciar más a fondo los SLA más ideales para la producción de hidrocarburos presentes en rocas generadoras, se organizarán por medio de un ranquin entre los tres sistemas que mejor valoración tuvieron de acuerdo a la matriz de valoración. Para este ranquin se tendrán en cuenta tres aspectos importantes, los que mejor se adaptan a los parámetros técnicos, los que generen menores riesgos operativos y los que menor Footprint tengan.

El orden de estos 3 SLA que mejor se adaptan a los parámetros técnicos son el gas lift, con un puntaje de 3, el bombeo mecánico con un puntaje de 2 y finalmente el bombeo electrosumergible ESP con un puntaje de 1.

En el caso del Footprint, el sistema que más energía consume es el bombeo electrosumergible ESP, ya que se necesita de una fuente fiable de energía eléctrica de alto voltaje, se le asigna un puntaje de 1, seguido del bombeo mecánico con un puntaje de 2, y finalmente el gas lift, ya que la producción de emisiones es menor al reutilizar el gas que se produce con un puntaje de 3.

En la consideración de riesgos operativos, el gas lift tiene riesgos de explosión y de manejo del gas en compresores con un valor de 1, el sistema de bombeo mecánico tiene un puntaje de 2 ya que el ensamblaje de las unidades se considera un factor de riesgo por último el bombeo electrosumergible con 3 ya que solo tiene riesgos eléctricos.

Llegados a este punto, a continuación, por medio de la **tabla 5**, se muestra el ranquin de estos 3 SLA.

Tabla 5.

Ranquin de los SLA más ideales para la producción de hidrocarburos en rocas generadoras.

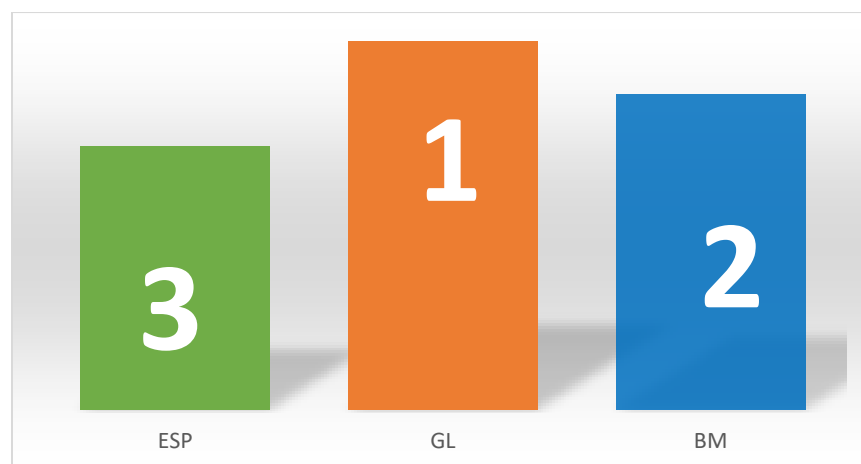
SLA/ Parámetros	Técnicos	Footprint	Riesgos operativos	Total
Gas Lift	3	3	1	7
Bombeo mecánico	2	2	2	6
Bombeo electrosumergible	1	1	3	5

Fuente. El autor

Además de la anterior tabla, por medio de la **figura 17**, se ilustra el ranquin de los SLA.

Figura 17

Ranquin de los SLA más ideales para la producción de hidrocarburos en rocas generadoras.



Fuente. El autor

A pesar de que el sistema de bombeo hidráulico no se incluyó en el análisis ya que no ocupa un lugar muy significativo en algunas de las cuencas mencionadas en el capítulo anterior, a excepción del Eagle Ford, todavía cabe señalar que el bombeo hidráulico es considerado un sistema muy útil para pozos desviados, en la cuenca Williston es el sistema que mejor funciona durante los periodos en los cuales se tienen altas tasas de producción, además la capacidad para manejar sólidos, tasas de producción flexibles, la

facilidad y el "coste de sustitución nulo o extremadamente bajo" lo convierten en una opción de levantamiento atractiva.

En conclusión, el desarrollo de este capítulo permitió calificar los 3 mejores SLA para implementar en yacimientos de roca generadora, teniendo en cuenta algunos parámetros técnicos, costos de operación, consumo energético, riesgos operativos y Footprint, dando como resultado el gas lift con el primer puesto, el bombeo mecánico con el segundo puesto y el bombeo electrosumergible con el tercer puesto.

Por otro lado, es importante tener en cuenta la etapa productiva de los pozos enfocándose en las tasas de producción y las presiones de fondo, así el SLA que se desee implementar será más efectivo y rentable.

Todas estas observaciones serán mencionadas en el siguiente capítulo, donde por medio de la metodología de análogos se hará una pre-selección de sistemas de levantamiento artificial acorde a las propiedades de las formaciones y fluidos de edad Cretácea de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

4. Preselección De Sistemas De Levantamiento Artificial Por Medio De La Metodología De Análogos.

Como bien se ha mencionado durante el desarrollo de este trabajo, no basta con solo analizar parámetros técnicos, costos, riesgos operativos y Footprint de los sistemas de levantamiento artificial para la selección adecuada de estos en la cuenca del Valle Medio del

Magdalena. Avanzando en nuestro razonamiento en este capítulo se propone la metodología de análogos para la pre-selección de sistemas de levantamiento artificial.

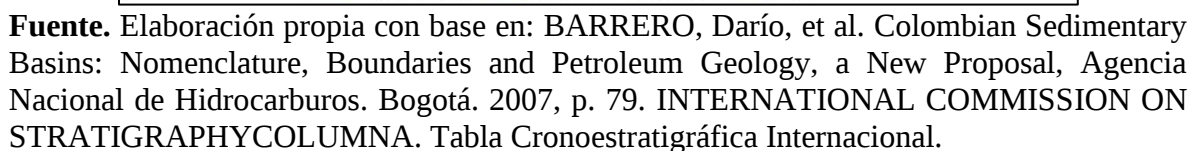
Antes de examinar con detalle la metodología propuesta, es necesario primero contextualizar las propiedades de las formaciones y fluidos de edad Cretácea de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

4.1. Localización de la cuenca del Valle medio del Magdalena.

Geomorficamente la cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra localizada a lo largo de la porción central del valle cursado por el río Magdalena, entre las cordilleras Oriental y central de Los Andes colombianos, cubriendo un área de 32.000 km. Esta cuenca comprende los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca, Antioquia, entre otros (Agencia nacional de hidrocarburos (ANH), 2020).

A continuación, por medio de la **figura 18** se puede apreciar la localización de esta cuenca.

Columna estratigráfica cuenca del Valle Medio del Magdalena



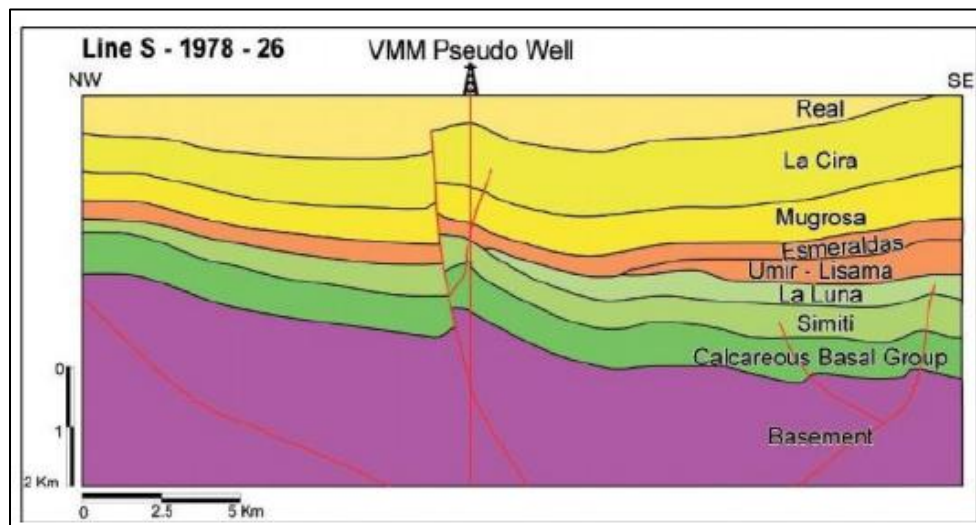
Para esta cuenca, las formaciones productoras de hidrocarburos más importantes están presentes en el Paleoceno, Eoceno, Oligoceno y Mioceno. Formaciones como Lisama, Esmeraldas, La Paz, Mugrosa y Colorado representan las principales fuentes de los más de 6 billones de barriles de petróleo descubiertos en las historias de esta Cuenca. Estas

formaciones infrayacen con los miembros depositados de origen Cretácico, específicamente con la formación La Luna, la cual ha sido caracterizada como roca generadora.

La **Figura 20** muestra la línea sísmica en el corte Noroccidente-Suroriente, que atraviesa la secuencia sedimentaria hasta el basamento, donde la cuenca alcanza la mayor profundidad.

Figura 20.

Localización del Seudópozo en la línea sísmica S-1978-26 en el VMM



Fuente. Sarmiento, L. F. (2011). *Middle Magdalena Basin Vol. 11* (p. 193). Medellín, Colombia: ANH-University EAFIT. Department of Geology.

4.2.1. Formación La Luna

La formación La Luna se compone por depósitos tipo Shale, del periodo cretáceo superior, y de época Cenomaniense, Turoniense, Conaciense y Santoniense de hace aproximadamente 94 millones de años y presenta valores de TOC entre 2 y 6% y kerógeno tipo II (Montes, 2009); Además, esta subdividida en los miembros Salada, Pujamana y Galembo.

4.2.1.1. 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.

4.2.1.2. 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.

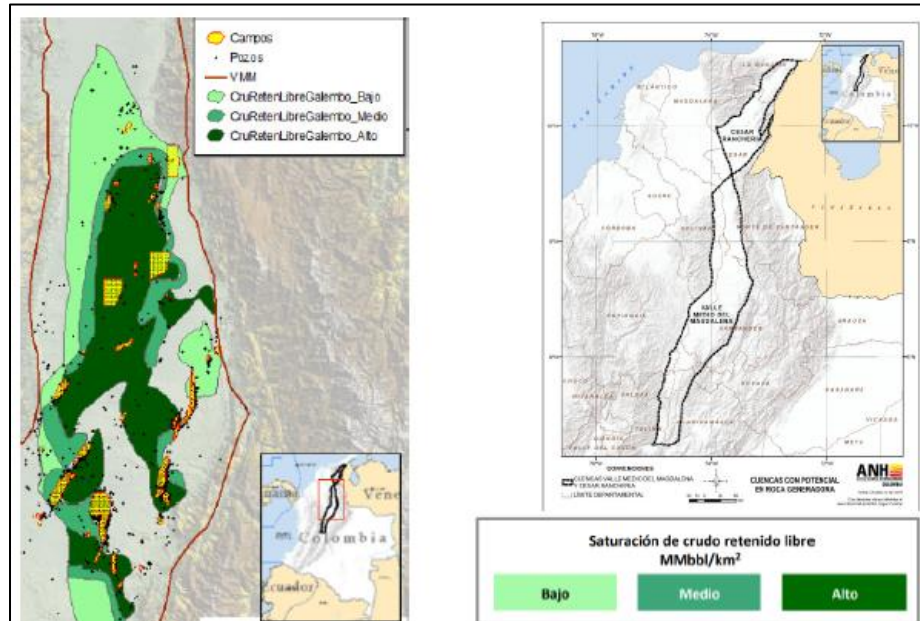
4.2.1.3. Miembro Galembo: Se ubica en la parte inferior de la formación, se define como una secuencia de lodolitas calcáreas, intercaladas con delgadas capas de caliza de marrón claro a oscuro, posee lentes de arenisca fosfática y niveles delgados de chert de colores azul y negro (ANH, 2012).

La formación La Luna es reconocida como la roca generadora de alta productividad para plays convencionales en varias cuencas de Colombia y Venezuela (Maracaibo). Es una formación con alto contenido de materia orgánica y se encuentra en ventana de generación de crudo y gas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Fue depositada en ambientes marinos de plataforma, con predominio de facies de shale, margas y micritas ricas en materia orgánica.

Han sido publicados diversos estudios donde se realiza un análisis del potencial de la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, por ejemplo, en la **figura 21** se puede observar la saturación de crudo libre que se encuentra en el miembro Galembo de la formación La Luna.

Figura 21.

Saturación de crudo retenido libre miembro Galembo- formación La Luna



Fuente. Sáchica J.et a los (2019) Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora ACIPET TEC-165

Por otro lado, en amarillo se encuentran los campos que se encuentran en etapa de explotación.

Ahora bien, se puede calcular un potencial recuperable superior a 8 billones de barriles de petróleo y más de 24 Tera pies cúbicos de gas libres, teniendo en cuenta un factor de recobro cercano al 7 % para el petróleo y de 15 % para el gas.

4.3. Metodología de Análogos

Examinaremos brevemente ahora la metodología propuesta para el desarrollo de este capítulo, la cual es la metodología FEL (Fron End Loading).

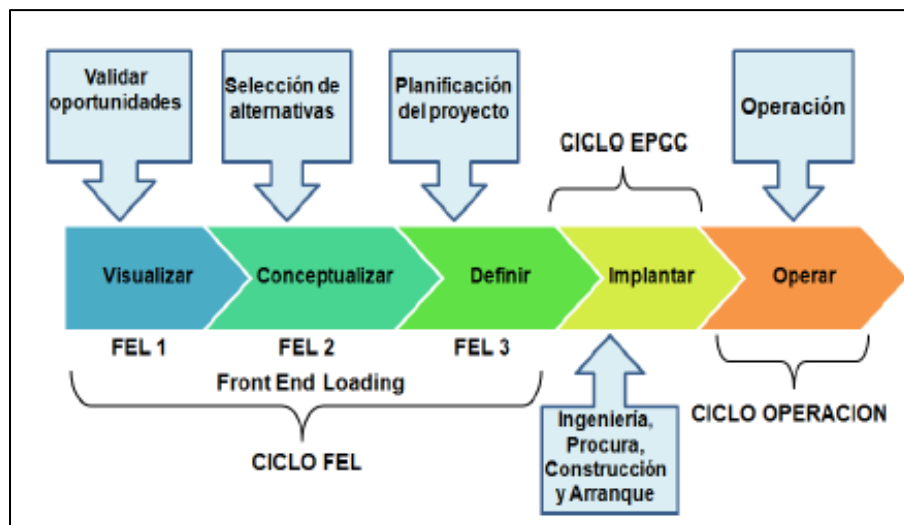
La metodología FEL, es comúnmente aplicada en proyectos de inversión, y se basa en un conjunto de procesos para el desarrollo de proyectos competitivos, con base en la

consideración gradual y comprensiva de factores claves que permitan traducir la estrategia de una compañía en un proyecto clave (Tovar, 2012).

A continuación, en la **figura 22**, se pueden ver las fases de la metodología FEL; Fase de visualización (identificación de oportunidades), fase de conceptualización (selección de alternativas), fase de definición (planificación del proyecto). El producto del proceso FEL, es el paquete de las bases de diseño de requisitos particulares para soportar la ingeniería de detalle del proyecto del ciclo EPCC (Engineering, Procurement, Construction, Commissioning).

Figura 22.

Diagrama del ciclo FEL-EPCC-Operación



Fuente. Adaptado de GGPIC PDVSA (1997)

4.3.1. FEL I- Fase de visualización.

En esta fase el objetivo es identificar las oportunidades de negocio y se generan las opciones técnicas y económicamente factibles de las propuestas o ideas para el proyecto. Así mismo se identifican los riesgos generales y las mejores estrategias que permitan optimizar

los resultados del proyecto. Al finalizar esta fase, se genera un escenario para su posterior aprobación.

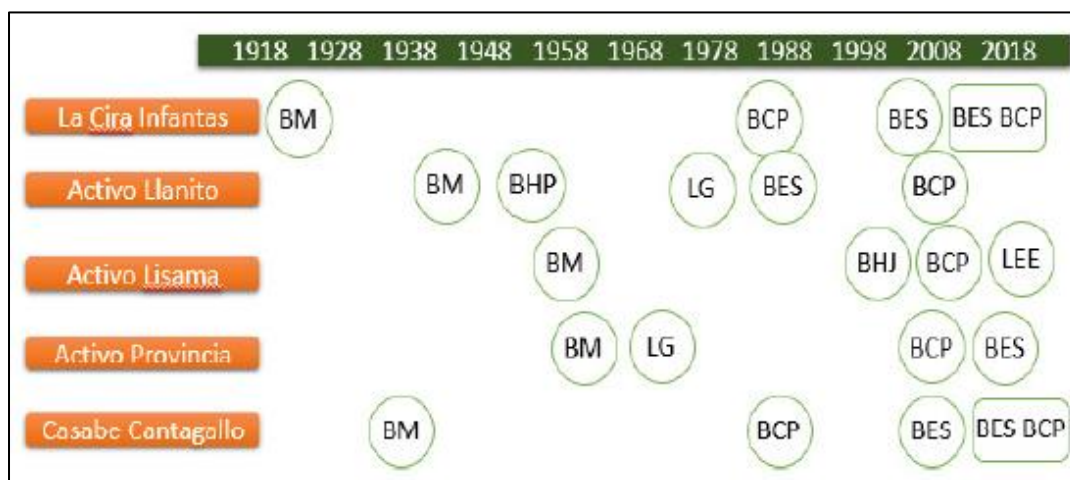
En consonancia con esta metodología se busca evaluar los sistemas de levantamiento artificial que mejor se adapten al ciclo de vida de un pozo de producción de recursos provenientes de roca generadora.

Para lograr esto, primero debemos conocer históricamente los SLA utilizados en la cuenca del Valle medio del Magdalena con el fin de identificar las mejores prácticas y lecciones aprendidas de los SLA en esta cuenca.

La **figura 23** representa una línea de tiempo de los SLA que han sido implementados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena

Figura 23.

Línea del tiempo de los SLA en la cuenca VMM



Fuente. SÁCHICA J. A. Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. 2019.

Como podemos observar, para esta cuenca han sido implementados distintos SLA, como el bombeo mecánico (BM), el bombeo por cavidades progresivas (BCP), gas lift (LG),

bombeo electrosumergible (BES), bombeo hidráulico, plunger lift (LEE), además del sistema híbrido bombeo electrosumergible con bomba de cavidades progresivas (BES-PCP).

4.3.2. FEL II-Fase de conceptualización.

En esta Fase se evalúan los escenarios posibles u opciones y se selecciona aquel que genere mayor valor. Se inicia la planificación del proyecto con la ingeniería conceptual y se evalúa y selecciona la alternativa tecnológica.

Así como se mencionó en el capítulo anterior, existen algunas limitaciones como la alta relación gas/líquido en hidrocarburos líquidos livianos, el depletamiento inicial acelerado, la complejidad de perforación y completamiento de pozos horizontales que comprometen la eficiencia de los SLA, es por eso que es necesaria la representación de una curva tipo que permita estimar el comportamiento de la producción de los pozos para así lograr intervenciones ágiles y optimizar costos de operación.

Dado que en esta cuenca aún no se han implementado pozos horizontales para el fracturamiento de rocas generadoras, se propone una metodología que permita analizar áreas productivas análogas para establecer una curva de referencia.

Actualmente, en Colombia, la formación La Luna tiene un grado de prospectividad alto en las cuencas del valle Medio del Magdalena y Cesar Ranchería para la proyección de la explotación de yacimientos no convencionales. 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.

Para comprender mejor la similitud que tiene la formación La Luna con la formación Eagle Ford (M.G.Gomez et al, 2015) muestran la similitud y la relación que comparten distintas formaciones de cuencas de Suramérica con formaciones de cuencas en Norteamérica. El estudio incluye la extensión, espesor, contenido orgánico total (TOC), tipo de kerogeno, litología y ambiente en el que se depositaron los sedimentos.

A continuación, se construyó la **tabla 6** en la que se evidencian las similitudes de la formación la Luna con la formación Eagle Ford.

Tabla 6.

Tabla comparativa de propiedades de la formación Eagle Ford vs La Luna

Cuenca	Golfo occidental de Mexico	Cuenca del Valle Medio del Magdalena
Formacion	<i>Eagle Ford</i>	<i>La Luna</i>
Espesor minimo (m)	30	150
Espesor Maximo (m)	150	150
Area (MKm2)	33	33
Profundidad minima (m)	1000	1500
Profundidad Maxima (m)	4500	2700
TOC minimo	0.5	1
TOC maximo	5	6
Tipo de Kerogeno	II	II
Ambiente de depositacion	Marino	Marino
Litologia	Shale (Lutitas Calcareas)	Black Shale

Fuente. Características de formaciones Shales de Norteamérica vs Suramérica, Modificado por el autor, tomado de SPE-177133-MS

Por otro lado , la ANH e Ingrain Inc (2014), publicaron un estudio con el objetivo de caracterizar el potencial re recursos no convencionales en Colombia. En este estudio se realizo un analisis de corazones (DRP Digital Rock Physis) , los cuales fueron extraidos de

la época del Cretácico. A través de este estudio se demostró la analogía de formaciones como Eagle Ford y Wolfcamp con la formación La Luna, gracias a una comparación de algunas propiedades.

Por medio de la **tabla 7** se puede evidenciar dicha comparación de las formaciones Eagle Ford y Wolfcamp vs La Luna.

Tabla 7.

Tabla comparativa de propiedades de las formaciones Eagle Ford y Wolfcamp vs La Luna

Propiedades	La Luna	Wolfcamp	Eagle Ford
Rango de profundidades (pies)	2742-12405	5600-1100	3800-13000
Porosidad (%)	6.3	6.4	7.3
Porosidad orgánica (%)	47	60	67
Material orgánico sólido(%vol)	7.7	7.0	5.2
Porosidad en material orgánico (%)	29	22	39
Permeabilidad horizontal	920	200	730
Madurez (Ro)	0.6-1.0	0.7-1.0	0.8-1.6
Tipo de hidrocarburo	Aceite	Aceite - Condensado	Aceite- Gas seco

Fuente. Tomado de Characterizing unconventional Resource Potential in Colombia a Digital Rock Physics Project (2014) , Modificado por el autor.

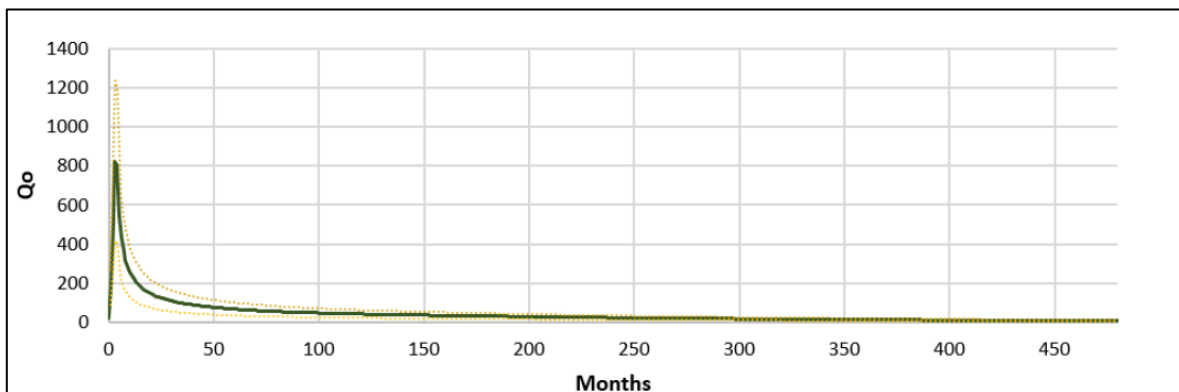
Gracias a la analogía entre las propiedades de los yacimientos que demuestran la cercanía técnica, se seleccionó una curva tipo asociada a la productividad de una de las unidades del miembro Wolfcamp de la cuenca Permian de los Estados Unidos, con el objetivo de extender el límite económico del pozo el tiempo de producción es de 480 meses (40 años).

La curva tipo muestra el valor más probable (En verde continuo) y una desviación de +50% y -50% (En naranja punteado) teniendo en cuenta que no se tienen antecedentes de pozos horizontales fracturados en la formación La Luna del VMM (Sáchica, 2019).

A continuación, en la **figura 24** se puede observar la curva tipo de producción de petróleo para uno de los miembros de la Formación La Luna

Figura 24.

Curva tipo de producción de petróleo para uno de los miembros de la formación La Luna



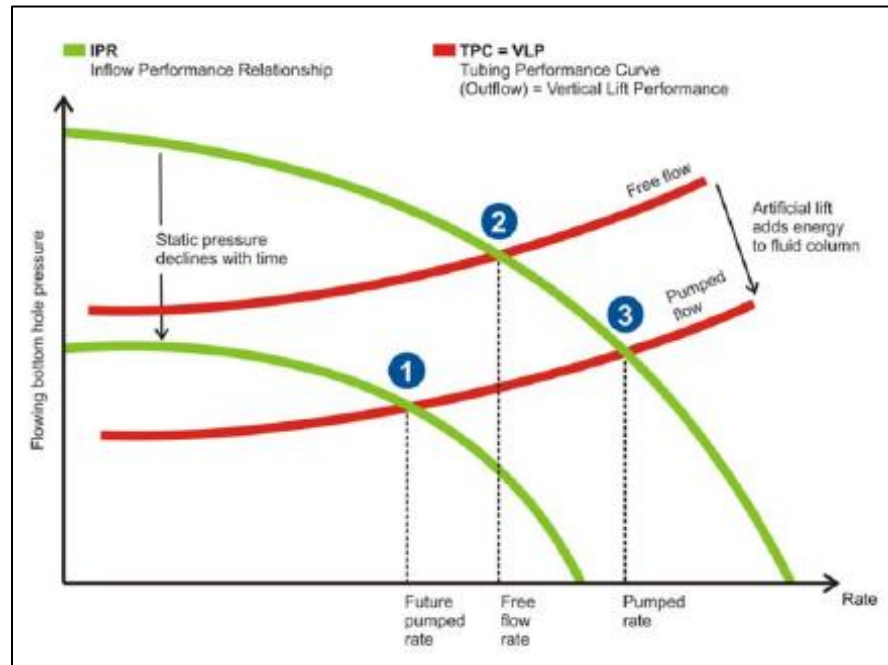
Fuente. Tomado de Sáchica J. A. (2019) Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA.

De esta curva podemos observar que el periodo más crítico está asociado a los primeros 50 meses de producción, que es la parte donde la declinación cambia fuertemente y por ende el sistema de levantamiento artificial debe permitir operar con estos cambios de productividad, o debe ser cambiado en pro de conseguir la mayor eficiencia al menor costo (Sáchica, 2019).

Por otra parte, en la **Figura 25** por medio de la curva IPR para un pozo asociado a producción de petróleo en roca generadora se puede determinar los puntos en los cuales se pueden instalar SLA considerando dos etapas.

Figura 25.

Curva IPR IPR para un pozo asociado a producción de petróleo en roca generadora



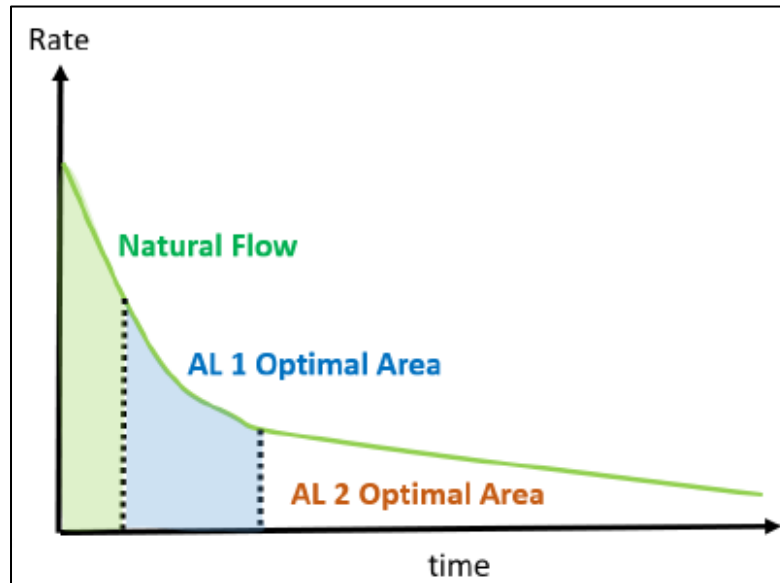
Fuente. Tomado de SÁCHICA J. A. (2019) Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA.

De esta curva IPR el punto 3 representa el primer sistema de levantamiento a instalar, y el punto 2 el segundo sistema de levantamiento a instalar. En este caso, solamente son

consideradas dos etapas de Sistemas de levantamiento, lo que se representa en la **Figura 26**. En este caso, la curva de producción refleja el periodo posterior al Flowback, cuando el pozo ya ha desplazado el fluido de estimulación que retorna.

Figura 26

.Etapas de SLA consideradas en la curva tipo



Fuente. Tomado de Sáchica J. A. (2019) Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA.

El primer periodo está asociado a la instalación del sistema de levantamiento una vez el pozo pierda energía para llevar los fluidos al separador de prueba, y culmina en el modelo hasta el punto donde su eficiencia es baja. Posteriormente sigue el segundo periodo en donde es instalado un segundo sistema de levantamiento, y culmina hasta el límite técnico del pozo (Sáchica, 2019).

4.3.3. FEL III- Fase de definición.

En esta fase, se realiza la ingeniería básica para completar el alcance de planificación y diseño de la opción seleccionada.

Llegados a este punto, para hacer la preselección de los SLA más adecuados para las dos etapas mencionadas anteriormente, se dispone de una matriz de valoración obtenida

de la literatura, en esta valoración cualitativa se incluyeron las lecciones aprendidas de la cuenca VMM y se comparó con las mejores prácticas desarrolladas en la industria de los pozos horizontales multifracturados en las cuencas en desarrollo de recursos de hidrocarburos de roca generadora. Esta revisión cualitativa se dividió en dos partes, una primera parte donde se evalúa el primer periodo de la vida del pozo por medio de la **tabla 8** y una segunda parte donde se evalúa el segundo periodo de vida del pozo por medio de la **tabla 9**, 10 variables fueron evaluadas en desempeño con la siguiente escala: 1 cuando el desempeño es pobre, 2 cuando el desempeño es Normal y 3 cuando el desempeño es óptimo (Sáchica, 2019).

Tabla 8.

Matriz de valoración del primer ciclo de selección de SLA.

Primer periodo	BES	BHJ	GL	BM
Alta desviación	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>
Manejo de solidos	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Pobre</i>
Componentes	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>
Drawdown	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>
Vida del pozo	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>
Riesgo ocupacional	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>
Simplicidad/Seguridad	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Costo de inversión	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Alto</i>
Mantenibilidad/Fallas	<i>Pobre</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>
Costos operativos	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>
Puntaje	20	22	22	19

Fuente. Tomado de Sáchica J. A. (2019) Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA.

Tabla 9

Matriz de valoración del segundo ciclo de selección de SLA.

Segundo periodo	BES	BHJ	GL	BM
Alta desviación	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>
Manejo de solidos	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Pobre</i>
Componentes	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>
Drawdown	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Vida del pozo	<i>Normal</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>
Riesgo ocupacional	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Simplicidad/Seguridad	<i>Alto</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Costo de inversión	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Normal</i>	<i>Alto</i>
Mantenibilidad/Fallas	<i>Pobre</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Normal</i>
Costos operativos	<i>Pobre</i>	<i>Pobre</i>	<i>Alto</i>	<i>Alto</i>
Puntaje	17	19	24	24

Fuente. Tomado de SÁCHICA J. A. (2019) Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA.

Se evidencia que al evaluar de forma cualitativa el ciclo de vida completo del pozo, el mejor desempeño lo tienen los sistemas de levantamiento artificial por Levantamiento por Gas y Bombeo Mecánico, con una leve ventaja sobre el Bombeo Hidráulico tipo Jet; Sin embargo, al separar los periodos de producción se observa que en el primer periodo de producción, los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico tipo Jet y Levantamiento por gas, presentan el mejor desempeño, seguidos del Bombeo Electrosumergible. En el segundo periodo, el Levantamiento por Gas y el Bombeo Mecánico cuentan con ventaja en dicho periodo (Sáchica, 2019).

5. Recomendaciones De Los Sistemas De Levantamiento Artificial Adecuados Para El Desarrollo De Los Recursos De Hidrocarburos En Roca Generadora Para La Cuenca Sedimentaria Del Valle Medio Del Magdalena De Colombia.

Llegados a este punto, con base a la preselección de los SLA para los periodos mencionados en el capítulo anterior, en este capítulo se propone un plan de gestión con el objetivo de recomendar los sistemas de levantamiento artificial adecuados para el desarrollo de los recursos de hidrocarburos en roca generadora para la Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena de Colombia.

La información recopilada en la matriz de valoración de los SLA para los ciclos de selección, junto con un plan de gestión desarrollado por Mier et al (2021), nos permite recomendar los SLA con mayor detalle.

5.1. Periodo de flujo natural.

Como bien se ha dicho en anteriores capítulos, la producción de los pozos inicia generalmente por medio del flujo natural, donde los fluidos van llegando hasta el separador sin necesidad de un sistema de levantamiento artificial.

Es por eso que durante este periodo el objetivo principal es la limpieza eficiente del pozo, es decir que se tenga retorno del fluido inyectado sin colocar en riesgo la productividad sin afectar el sistema de fracturas.

5.1.1. Gestión del tiempo.

La duración posible que puede producir el pozo es aproximadamente 2 meses, se recomienda realizar un seguimiento de las presiones en cabeza de pozo, así como de caudales, por lo cual se debe incluir operaciones con coiled tubing para gestionar el monitoreo pertinente en el periodo de flowback.

5.1.2. Gestión de la calidad.

Se deben identificar los requisitos, normas, parámetros y criterios de calidad apropiados para monitorear y registrar los resultados obtenidos durante este periodo. Por otro lado, es importante realizar cálculos para la operación del choque que se requieran para maximizar la vida útil del pozo.

5.1.3. Gestión de riesgo

Es importante contar con los recursos y los vehículos contractuales para los equipos de limpieza y recolección del flowback. Además, hacer un seguimiento y corroboración de los cálculos, ya que si la información es errónea se pueden generar problemas en el manejo del choque y se pueden generar daños al yacimiento

5.1.4. Gestión de talento humano

El personal debe ser apto e idóneo para el manejo adecuado de los equipos, además deben contar con la capacidad de mantener buena comunicación y responsabilidad.

5.1.5. Gestión de costos

Los costos están asociados a las variables operacionales y las actividades que se deban realizar durante este periodo

5.2. Periodo primer ciclo de selección de SLA

Cuando el yacimiento termina el periodo de flujo natural y entra en el periodo de declinación exponencial que puede llegar a ser del 70% es necesario la implementación de un SLA que supla las necesidades que el pozo presenta en ese momento.

De acuerdo con la matriz de valoración, para este periodo los sistemas que mejor valoración presentaron fueron el **Gas lift** y el **bombeo hidráulico tipo jet**, ambos con una

valoración de 22 puntos. EL objetivo del primer SLA que se implemente es maximizar la eficiencia de producción evitando fallas prematuras.

5.2.1. Gestión del tiempo.

Para el bombeo hidráulico, puede ser implementado aproximadamente entre 4-6 meses, ya que en los primeros meses se presentan altos caudales y este SLA es útil para estas condiciones.

Sin embargo, el gas lift tiene puede prolongar la vida útil del pozo, gracias a su alto grado de flexibilidad y modificarse facilidad para adaptarse a cambios grandes en las tasas de producción de fluidos.

5.2.2. Gestión de calidad.

Para la gestión de calidad es necesario tener en cuenta las especificaciones técnicas de calidad del SLA que se vaya a instalar. Por otro lado, se recomienda hacer análisis geoquímicos al crudo para determinar posibles precipitados que puedan presentar parafinas, asfáltenos, esto con el fin de tratar la corrosión.

5.2.3. Gestión de riesgo.

Como se mencionó en capítulos anteriores, algunos de los riesgos operacionales y de HSE parten inicialmente de principales parámetros operacionales e incertidumbres como:

- Alto cambio de productividad frente al tiempo con grandes tasas iniciales
- pozos relativamente profundos y de alta temperatura
- pozos horizontales multifracturados
- altas presiones iniciales del yacimiento
- presencia de gas en solución
- alto número de pozos por desarrollo

Para el caso de los SLA gas lift y bombeo hidráulico, se construyó la siguiente **tabla 9** donde se mencionan aspectos ambientales y riesgos operativos

Tabla 10.

Gestión de riesgo primer ciclo de selección de SLA

Sistema de Levantamiento	Aspectos ambientales	Riesgos operativos
Gas lift	- Se recomienda realizar un estudio de factibilidad técnico-económica para analizar la inclusión del gas lift para aprovechar los volúmenes producidos para generar un proceso en ciclo cerrado (economía circular) - Hacer un correcto balance de proceso para evitar las pérdidas que puedan derivar en quemas o venteos de gas.	- Tener un control adecuado de identificación y corrección de fugas de gas. - Es importante monitorear las presiones del separador, ya que al ser muy altas pueden perjudicar el funcionamiento de la instalación
Bombeo hidráulico	- Evitar el uso de diésel o motores a combustión, ya que afectaría la huella de carbono. - Contar con la energía eléctrica suficiente para el funcionamiento del SLA	- Implementar los procedimientos adecuados para la operación de estos equipos en superficie. - La alta producción de sólidos puede generar inconvenientes operativos. - Seleccionar el flujo incorrecto del sistema puede llegar a causar problemas operacionales en los equipos.

Fuente. El autor

5.2.4. Gestión de talento humano.

Se debe contar con profesionales en conocimientos de estos SLA que puedan dirigir, controlar y supervisar desde sus instalaciones hasta sus operaciones.

5.2.5. Gestión de costos

Los costos dependen del tiempo de operaciones que se deban ejecutar para la instalación del sistema. El gas lift tiene costos de operación mayores que el bombeo hidráulico.

5.3. Periodo segundo ciclo de selección de SLA

Una vez el primer SLA instalado no sea optimo en aspectos técnicos y económicos, optar por la implementación de un segundo SLA es de gran importancia. De acuerdo a la matriz de valoración el SLA que mejor se para estas condiciones es el **Bombeo Mecánico**, este SLA usualmente se implementa después de la etapa primaria de producción, cuando no se espera producir grandes volúmenes de fluidos. Es por eso que el objetivo es continuar con la producción eficiente permitiendo la reducción de costos.

5.3.1. Gestión del tiempo

Se recomienda implementar este SLA por un periodo de tiempo de 8 meses, realizando la compra de la unidad de bombeo y las herramientas de subsuelo con anterioridad.

5.3.2. Gestión de la calidad.

Es necesario monitorear el cumplimiento de los parámetros de calidad de las herramientas de este SLA con el fin de satisfacer los requerimientos técnicos.

5.3.3. Gestión de riesgo

Si bien, este sistema requiere un poco de tiempo en su instalación, se recomienda establecer una estrategia futura en caso de fallas. Para el caso del SLA de bombeo mecánico, se construyó la siguiente **tabla 10** donde se mencionan aspectos ambientales y riesgos operativos

Tabla 11*Gestión de riesgo primer ciclo de selección de SLA*

SLA	Aspectos ambientales	Riesgos operacionales
Bombeo mecánico	• Evitar el uso de diésel o motores a combustión, ya que afectaría la huella de carbono. • Se recomienda utilizar una red de sistema eléctrico de energía o generar energía a partir de combustibles económicos como el gas.	• Incluir toda la experticia operacional para el ensamblaje y armado de estos equipos para evitar incidentes con el manejo de cargas. • Los cálculos de producción y de presión son muy importantes y delicados ya que de ser erróneos pueden ocasionar daños y un mal funcionamiento del SLA.

Fuente. El autor**5.3.4. Gestión de talento humano.**

El personal debe tener conocimientos en este sistema que le permita dirigir, controlar y supervisar la unidad desde sus instalaciones hasta su operación.

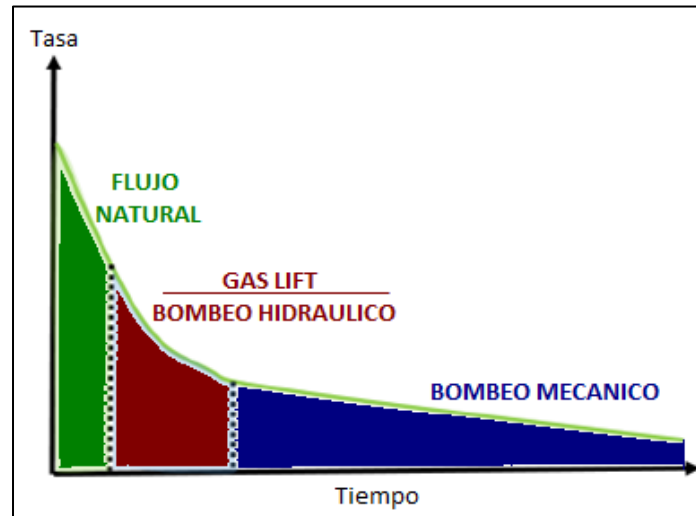
5.3.5. Gestión de costos

Los costos dependen del tiempo de operaciones que se deban ejecutar para la instalación del sistema.

A continuación, la **figura 27** se puede observar la recomendación de los SLA adecuados para cada etapa, a través de una curva tipo de producción.

Figura 27.

Recomendación de los SLA según los periodos



Fuente. El autor

6. Conclusiones

Por medio del estado del arte se logró evidenciar que el sistema de levantamiento artificial más utilizado para la producción de hidrocarburos en rocas generadoras en las cuencas del golfo san Jorge (Argentina), Chicontepec (México), Williston (Estados Unidos-Canadá), Permian Delaware (Estados Unidos), Neuquina (Argentina) y Maverick-Texas-Formación Eagle Ford. (Estados Unidos) es el bombeo mecánico utilizado en un 31 % con respecto a los demás sistemas de levantamiento artificial.

Por otro lado, hay que mencionar además, que en las cuencas donde se tiene mayor potencial de producción de gas tanto Shale Gas, como Shale Oil con alta relación gas-petróleo la implementación de SLA que aprovechan la producción de este gas como el gas lift y el

plunger lift es mucho mayor con respecto a los demás SLA , esto lo podemos evidenciar en las cuencas Eagle Ford donde el gas lift se utiliza en un 46 % , en la cuenca del Permian donde el gas lift se utiliza en un 40 % y en la cuenca Neuquina- vaca muerta se utiliza plunger lift en un 75%.

A pesar de que el sistema de bombeo hidráulico no se incluyó en el análisis ya que no ocupa un lugar muy significativo en algunas de las cuencas mencionadas en el capítulo anterior, a excepción del Eagle Ford, todavía cabe señalar que el bombeo hidráulico es considerado un sistema muy útil para pozos desviados, en la cuenca Williston es el sistema que mejor funciona durante los periodos en los cuales se tienen altas tasas de producción, además la capacidad para manejar sólidos, tasas de producción flexibles, la facilidad y el "coste de sustitución nulo o extremadamente bajo" lo convierten en una opción de levantamiento atractiva.

La clasificación de los 3 mejores SLA para implementar en yacimientos de roca generadora, teniendo en cuenta algunos parámetros técnicos, costos de operación, consumo energético, riesgos operativos y Footprint, fueron el gas lift con el primer puesto, el bombeo mecánico con el segundo puesto y el bombeo electrosumergible con el tercer puesto.

Se evidencio que al evaluar de forma cualitativa el ciclo de vida completo del pozo, el mejor desempeño lo tienen los sistemas de levantamiento artificial por Levantamiento por Gas y Bombeo Mecánico, con una leve ventaja sobre el Bombeo Hidráulico tipo Jet; Sin embargo, al separar los periodos de producción se observa que en el primer periodo de

producción, los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico tipo Jet y Levantamiento por gas, presentan el mejor desempeño, seguidos del Bombeo Electrosumergible. En el segundo periodo, el Levantamiento por Gas y el Bombeo Mecánico cuentan con ventaja en dicho periodo.

7. Recomendaciones

Es importante tener en cuenta la etapa productiva de los pozos enfocándose en las tasas de producción y las presiones de fondo, así el SLA que se desee implementar será más efectivo y rentable.

Se recomienda hacer un estudio más detallado del desempeño del sistema del bombeo hidráulico, ya que es considerado un sistema muy útil para pozos desviados, de hecho en la cuenca Williston es el sistema que mejor funciona durante los periodos en los cuales se tienen altas tasas de producción, además la capacidad para manejar sólidos, tasas de producción flexibles, la facilidad y el "coste de sustitución nulo o extremadamente bajo" lo convierten en una opción de levantamiento atractiva.

Se recomienda implementar una metodología más profunda basada en la gestión de proyectos o en la gestión de una aplicación para así justificar con resultados, la selección adecuada de los sistemas de levantamiento artificial en rocas generadoras.

Se recomienda una evaluación financiera para comparar los sistemas de levamiento artificial desde el punto de vista de inversión y costos operativos (OPEX), con fin de proponer estrategias para la reducción de estos costos en el desarrollo de los recursos de roca generadora en Colombia

Referencias bibliográficas

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.

Agencia Nacional De Hidrocarburos, (2012) Cuenca Valle Medio del Magdalena, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos

Conocophillips (2020) Sustainability report -Risk Mitigation Disponible en: <https://www.conocophillips.com/sustainability/managing-local-environmental-risks/water/managing-water-risks/>

Eagle Ford Shale-gas Study- Bureau of Economic Geology, Beug.Utexas.edu. disponible en <https://www.beg.utexas.edu/research/programs/starr/unconventional-resources/eagleford>

Escobar Patron, Katherine, Zhang, Kathy , Xu, Tao , Lu, Haidan , and Shihao Cui. "Case Study of Artificial Lift Strategy Selection and Optimization for Unconventional Oil Wells in the Williston Basin." Paper presented at the SPE Liquids-Rich Basins Conference - North America, Midland, Texas, USA, September 2018. doi: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/191793-MS>

Gomez, M. G., Rebay, G.. , Robles, F.. , and M.. Hurtado. "Predictability, Distribution and Characteristics of the Unconventional Resources in Latin America." Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Quito, Ecuador, November 2015. doi: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/177133-MS>

Heriot Watt university (2000) Production Technology II

Hirschfeldt, C. M. (1), Avila, F. F. (2), & Cáliz, J. G. (2). (n.d.).(2012, July 1-6) Artificial Lift Management: Recommendations for unconventional oilfields. Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE, 6, 731–742. Disponible en <https://bit.ly/35a9ste>

Lane, William, and Rajan Chokshi.(August 2014.) "Considerations for Optimizing Artificial Lift in Unconventionals." Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, doi: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.15530/URTEC-2014-1921823>

Male, Frank , Marder, Michael , Browning, John , Gherabati, Amin , and Svetlana Ikonnikova. "Production Decline Analysis in the Eagle Ford." Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, August 2016. doi: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.15530/URTEC-2016-2458308>

Martinez, Juan Francisco, Claramunt, Juan I. Alvarez, Meriño, Jose L., and Anyelen L. Larsen. "Vaca Muerta: Challenging the Paradigm of Producing From a Shale Formation." Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, July 2015. doi: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.15530/URTEC-2015-2154000>

McCarthy et al (2011) pg 36-38 La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras, Oilfield review

Mier et al (2021), Plan de gestión orientado a los sistemas de levantamiento artificial seleccionados para el desarrollo de los recursos en roca generadora del vmm, , Universidad Industrial de Santander.

Morillo, Moraima D., and Humberto J. Machado. "Changing the Paradigm of Hydraulic Jet Lift Selection on Unconventional Applications: Eagle Ford Case Study." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, October 2020. doi: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/201780-MS>

Nguyen Tan (2020) Artificial lift methods, design practices and applications

Oyewole, P. (2016, October 17). Artificial Lift Selection Strategy to Maximize Unconventional Oil and Gas Assets Value. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181233-MS

Oyewole, P. (2016, October 17). Artificial Lift Selection Strategy to Maximize Unconventional Oil and Gas Assets Value. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181233-MS

Pankaj, Piyush , Patron, Katherine Escobar, and Haidan Lu. "Wellbore Modeling and Reservoir Characterization for the Application of Artificial Lift in Deep Horizontal Wells in the Unconventional Reservoirs." Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas, The Woodlands, Texas, USA, August 2018. doi: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/190922-MS>

Pino, O. A., Pugh, T. S., and J.. Hubbard. "Gas Lift-Jet Pump Hybrid Completion Reduces Nonproductive Time During Unconventional Well Production." Paper presented at the SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Buenos Aires, Argentina, June 2016. doi: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/180958-MS>

Pradhan, Yogashri, Xiong, Hongjie, Forrest, James, and Jane Zhu.(July 2018) "Additional Applications of Optimal Artificial Lift Strategies in the Permian Basin." Paper

presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA,. doi:

<https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.15530/URTEC-2018-2902293>

Sáchica J. A.(2019) Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora. ACIPET TEC-165. COLOMBIA. p. 6

Takács Gábor (2005) Gas lift manual

Takács Gábor (2015)Sucker-rod pumping Handbook

Takács Gábor (2018)Electrical submersible pumps manual

Tovar Jose (2012) Metodologia de gerencia de proyectos bajo enfoque FRONT-END-LOADING (FEL) Universidad Catolica Andres Bello

Wittrisch Christian, Cholet Henri,(2013) Progressing cavity pumps, oil well production artificial lift.

World energy council (2016)World Energy Resources Unconventional gas, a global phenomenon