



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 25 de abril de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

María Alejandra Iglesias Torres, con C.C. No. 1.075.293.509, Laura María Trujillo Castro, con C.C. No. 1.075.293.206, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado "Evaluación técnico-financiera de la implementación de un sistema de levantamiento artificial en un yacimiento sometido a recuperación avanzada bajo inyección de polímeros: Caso Cuenca de Campos" presentado y aprobado en el año 2019 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Firma:

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Evaluación técnico-financiera de la implementación de un sistema de levantamiento artificial en un yacimiento sometido a recuperación avanzada bajo inyección de polímeros: Caso Cuenca de Campos.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Iglesias Torres	María Alejandra
Trujillo Castro	Laura María

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Escobar Macualo	Freddy Humberto
Guerrero Martín	Camilo Andrés

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Facultad de Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2019

NÚMERO DE PÁGINAS: 106

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):



Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X___ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros X___

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

Documento en formato Word

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Inyección de polímeros</u>	<u>Polymer injection</u>
2. <u>Sistemas de levantamiento artificial</u>	<u>Artificial lift system</u>
3. <u>TOPSIS</u>	<u>TOPSIS</u>
4. <u>Sistema experto</u>	<u>Expert system</u>
5. <u>Teoría de conjuntos</u>	<u>Set theory</u>
6. <u>Análisis nodal</u>	<u>Nodal analysis</u>
7. <u>Análisis financiero</u>	<u>Financial analysis</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Los métodos de recobro mejorado, se han consolidado como respuesta para suplir la demanda mundial de petróleo. Una de las técnicas en crecimiento es la inyección de polímeros, que consiste en la aplicación de una solución acuosa que tendrá por objetivo viscosificar el fluido de inyección, incrementando la eficiencia de barrido. El empleo de estas macromoléculas provocará el daño a la formación y cambios en las propiedades de los fluidos del yacimiento; haciendo necesario un aporte de energía para la recuperación del fluido. Por este motivo, el objetivo fundamental de este artículo es la construcción de una metodología que permita conocer el sistema de levantamiento artificial (SLA) más adecuado para un reservorio con las características anteriormente mencionadas.

Inicialmente se consultaron trabajos de grado y artículos científicos enfocados en la selección de SLA adecuados para campos o pozos petroleros. Lo anterior, dio como resultado la recopilación de las variables de mayor impacto para la selección de cada SLA, y los rangos de aplicación de las mismas.

Seguidamente se realizó la evaluación técnica, en donde se usó la intersección de conjuntos, para obtener



los rangos óptimos de aplicación para los cinco SLA mayormente implementados en la costa afuera de la Cuenca de Campos, Brasil (Bombeo Electro Sumergible (BES), Levantamiento por gas continuo, Levantamiento por gas intermitente, Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), Bombeo hidráulico tipo jet). Con los rangos obtenidos de la intersección, se eligió el SLA que mejor se ajustaba a los datos promedio de clusters del campo de estudio.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

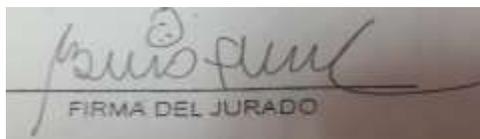
Enhanced Oil Recovery methods have been consolidated like a response to meet the world's demand for oil. One of the growing techniques is the polymer injection, which consists in the application of an aqueous solution that will aim to viscosify the injection fluid, increasing the sweep efficiency. The use of these macromolecules causes damage to the formation, so changes in the properties of reservoir fluids; making necessary an additional energy contribution for the fluid recovery. Because of this, the main objective of this article is the construction of a methodology which allows to know the most suitable artificial lift system (ALS) for a reservoir with the aforementioned characteristics.

Firstly, degree studies and scientific articles were consulted in order to find studies about the adequacy selection of ALS for different fields or oil wells. The previous thing, resulted in the collection of the variables with the biggest impact for the selection of each ALS, and the ranges of application of it.

After then, the evaluation was carried out, where the set intersection was used, to obtain the optimum application ranges for the five SLAs mostly implemented on the Campos Basin, Brazil offshore. Electro Submersible Pumping (ESP), Continuous Gas Lift, Intermittent Gas Lift, Progressive Cavity Pumping (PCP), Hydraulic Jet Pump. With the ranges obtained from the intersection, was chosen the ALS which best matched the average cluster data of the study field.

APROBACION DE LA TESIS

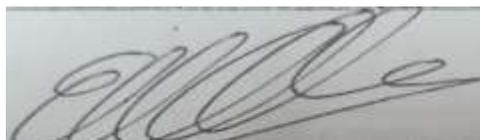
Nombre Jurado: Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho



FIRMA DEL JURADO

Firma:

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda



Firma:

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN UN YACIMIENTO
SOMETIDO A RECUPERACIÓN AVANZADA BAJO INYECCIÓN DE
POLÍMEROS: CASO CUENCA DE CAMPOS**

MARÍA ALEJANDRA IGLESIAS TORRES

LAURA MARÍA TRUJILLO CASTRO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA-HUILA

2019

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN UN YACIMIENTO SOMETIDO
A RECUPERACIÓN AVANZADA BAJO INYECCIÓN DE POLÍMEROS: CASO
CUENCA DE CAMPOS**

MARÍA ALEJANDRA IGLESIAS TORRES

LAURA MARÍA TRUJILLO CASTRO

**Proyecto de Grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

DIRECTOR

M.Sc. CAMILO ANDRÉS GUERRERO MARTÍN

DIRECTOR

Ph.D. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA PETRÓLEOS

NEIVA

2019

Nota de aceptación

Firma del Director

Firma del Director

Firma del Jurado

Firma del Jurado

DEDICATORIA

Dedico este proyecto especialmente a mi madre María Patricia Torres, ya que sin ella el sueño de ser ingeniera no se hubiese materializado. Ella me ha enseñado el valor del esfuerzo y, me ha demostrado con su ejemplo que las cosas que son más difíciles de alcanzar, son las que más se valoran. Te amo madre, mujer luchadora y llena de historias valerosas. Sin ti este logro nunca hubiera sido posible.

A mi hermana Carolina y mi hermano Juan David con quienes he luchado a lo largo de mi vida. A ellos les debo mi formación en valores y mi tenacidad para afrontar los retos que me ha puesto la vida.

A mis tíos Luz Elena y Ricardo, y a mis primas Tatiana y María José, que me han reconocido cada uno de mis logros, me han apoyado y me siguen acompañando en el largo camino de alcanzar mis sueños.

A mi abuela Graciela que, aunque no esté de manera física, me dio la fortaleza en muchos momentos en los que llegué a flaquear o pensar en abandonar mis metas, por las dificultades que se me presentaron. Fuiste y seguirás siendo parte de la lista de mujeres tenaces que sacan adelante a sus hijos, sin la ayuda de ningún hombre. Tus hijas siguieron tus pasos y tus nietas no nos quedaremos atrás.

A mi compañero de vida, Andrés Barona que con su experiencia y su amor fue el hombro para llorar, la mano para caminar en los senderos espinosos, los abrazos sinceros que me reconfortaron, y la sonrisa que suavizó las angustias.

A mis compañeros de universidad “los jóvenes petroleros” con quienes trasnochamos a punta de gaseosa y pan, con quienes reímos de los buenos momentos, lloramos de las malas notas, madrugamos sin muchas ganas de ir a esas clases de 6, bailamos haciendo talleres, dormimos entre clases y estudiamos a última hora para los parciales. Los llevo en mi corazón, de cada uno aprendí cosas invaluable. Ojalá la vida nos vuelva a juntar.

A la “Gloriosa” que me enseñó el amor a los menos favorecidos, la lucha por un país más justo, el compromiso por las tareas asumidas, y la disciplina como un imperativo para lograr los objetivos trazados.

María Alejandra Iglesias Torres

Dedico este proyecto:

A Dios por bendecirme con una familia unida y presente, con amigos leales y con oportunidades valiosas, por acompañarme en cada camino que elijo, por brindarme sosiego en mis días de dudas.

A mis padres por el esfuerzo que hacen para brindarnos todo lo posible para salir adelante, por infundirnos valores mediante el ejemplo, por darnos el privilegio de tener educación, por enseñarnos con paciencia y corregirnos con amor (casi siempre).

A mis hermanos por soportarme y ser mi compañía incondicional. A Cristian por apoyarme hasta en las decisiones inadecuadas, por convertirse en un ejemplo como profesional y persona y por hacer que todo parezca y sea “sencillo”.

A Suprema por ser mi compañera silenciosa durante mis traspasos, mis horas de soledad y felicidad.

A mis amigos, colegas y compañeros de estudio “los jóvenes petroleros” por acompañarme y hacerme parte de un grupo de personas inteligentes, diversas y amorosas durante esta etapa.

Laura María Trujillo Castro

AGRADECIMIENTOS

LAS AUTORAS EXPRESAN SUS AGRADECIMIENTOS A:

A la Universidad Surcolombiana por brindarnos la formación técnica, profesional y ética a lo largo de nuestra carrera universitaria. Por enseñarnos con su historia que es un deber de todos defender la universidad pública.

Al Ing. Camilo Andrés Guerrero Martín por guiarnos en el proceso de la elaboración de este proyecto, por poner a disposición nuestra sus conocimientos, su tiempo y su buena energía.

Al Ing. Freddy Humberto Escobar Macualo por su acompañamiento y asesoría en la realización del proyecto.

Al Ing. Teddy Yulián Zúñiga Ruiz por poner a nuestro servicio sus múltiples conocimientos y ayudarnos de manera altruista.

A nuestras familias por su apoyo incondicional en el transcurso de nuestro crecimiento profesional, el ánimo brindado en los momentos difíciles y sus esfuerzos por ayudar a sacar adelante este proyecto.

A nuestros compañeros “los jóvenes petroleros” por su acompañamiento moral y de amistad durante nuestra carrera universitaria.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3
1. CARACTERIZACIÓN DE LA CUENCA DE CAMPOS	5
1.1. RESEÑA HISTÓRICA	5
1.2. LOCALIZACIÓN	6
1.3. EVOLUCIÓN TECTÓNICA	7
1.4. ESTRATIGRAFÍA.....	8
FASE RIFTE	8
FASE POST-RIFTE	8
FASE DRIFTE	10
1.5. SISTEMAS PETROLÍFEROS	10
1.5.1. GENERACIÓN Y MIGRACIÓN.....	10
1.5.2. ROCAS RESERVORIO	11
1.5.3. ROCAS SELLANTES	12
1.5.4. TRAMPAS	12
2. METODOLOGÍA.....	13
METODOLOGÍA TOPSIS	14
SOFTWARE ALEMI ET AL.....	14
MUTOR.....	15
METODOLOGÍA SISTEMA EXPERTO (SE)	15
2.1. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	17
2.1.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN.....	17
2.1.2. VARIABLES.....	18
2.1.3. APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE CONUNTOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS RANGOS ÓPTIMOS DE APLICACIÓN DE CADA SLA	21
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	25
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	26
ANÁLISIS NODAL.....	28

ANÁLISIS FINANCIERO.....	32
APLICACIÓN A LA CUENCA DE CAMPOS:.....	34
EVALUACIÓN FINANCIERA	39
CONCLUSIONES.....	47
RECOMENDACIONES	48
BIBLIOGRAFÍA	49
ANEXOS	55
ANEXO 1. FUNDAMENTACIÓN CONCEPTUAL DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA- INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	55
ANEXO 2. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	78
ANEXO 3. GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL.....	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización de la Cuenca de Campos, Brasil.	7
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de Campos.	9
Figura 3. Análisis nodal	29
Figura 4. Datos ingresados en el simulador para el análisis nodal.....	30
Figura 5. Estado mecánico del pozo sometido a Levantamiento por Gas Continuo	31
Figura 6. Representación gráfica del flujo de caja para el escenario 1	43
Figura 7. Representación gráfica del flujo de caja para el escenario 2	43
Figura 8. Representación gráfica del flujo de caja para el escenario 3	44
Figura 9. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada de petróleo....	56
Figura 10. Diagrama esquemático de la secuencia de la inyección de polímeros.	60
Figura 11. Diagrama esquemático de la estructura de la poliacrilamida.	62
Figura 12. Diagrama esquemático de la estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.	63
Figura 13. Diagrama esquemático de la estructura de la goma xantano.....	64
Figura 14. Elementos del bombeo de cavidades progresivas.	83
Figura 15. Elementos del Bombeo Electro-sumergible.....	86
Figura 16. Tipos de levantamiento por gas.....	90
Figura 17. Elementos del bombeo hidráulico tipo jet.	92
Figura 18. Localización de nodos en el sistema de producción.....	93
Figura 19. Representación gráfica de las curvas Inflow y Outflow	95

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ejemplo de los rangos óptimos construidos mediante la intersección de conjuntos.....	22
Tabla 2. Rangos óptimos de selección para cada SLA según las propiedades de yacimiento.....	23
Tabla 3. Rangos óptimos de selección para cada SLA según las limitaciones de superficie.....	24
Tabla 4. Rangos óptimos de selección para cada SLA según las propiedades de los fluidos	24
Tabla 5. Datos de los <i>clusters</i> de un campo de la Cuenca de Campos.....	25
Tabla 6. Consolidado del ajuste de los datos de los <i>clusters</i> de un campo de la Cuenca de Campos a los rangos propuestos.....	26
Tabla 7. Costos de inversión para el sistema de levantamiento por gas continuo	34
Tabla 8. Costos operacionales del proyecto	35
Tabla 9. Precio de venta del crudo para el escenario 1	36
Tabla 10. Ingresos del Escenario 1.....	37
Tabla 11. Precio de venta del crudo para el escenario 2	37
Tabla 12. Ingresos del Escenario 2.....	38
Tabla 13. Precio de venta del crudo para el escenario 3	38
Tabla 14. Ingresos del Escenario 3.....	39
Tabla 15. Flujo de caja y VPN para el escenario 1	40
Tabla 16. Flujo de caja y VPN para el escenario 2	41
Tabla 17. Flujo de caja y VPN para el escenario 3	42
Tabla 18. VPN para los 3 escenarios.....	44
Tabla 19. TIR para los 3 escenarios	44
Tabla 20. Flujos de caja acumulada para los 3 escenarios	45

RESUMEN

Dada la necesidad latente de suplir la demanda mundial de petróleo crudo, los métodos de recobro mejorado (EOR por sus siglas en inglés) se han consolidado como respuesta ante dicho requerimiento, ocupando así, la atención de la industria y la academia. Una de las técnicas en constante crecimiento es la inyección de polímeros, la cual consiste en la aplicación de una solución acuosa que tendrá por objetivo viscosificar el fluido de inyección, de esta manera el frente de desplazamiento será estabilizado y se incrementará la eficiencia de barrido. El empleo de estas macromoléculas puede provocar daño a la formación y cambios en las propiedades de los fluidos del yacimiento; por lo que será necesario un aporte de energía para la recuperación del fluido. Por este motivo el objetivo fundamental de este trabajo es la construcción de una metodología que permita conocer el sistema de levantamiento artificial (SLA) más adecuado para un reservorio con las características anteriormente mencionadas.

Inicialmente fue hecha una extensa revisión bibliográfica sobre la Cuenca de Campos con el fin de realizar la caracterización geológica actualizada de la misma. Luego, se consultaron trabajos de grado y artículos científicos cuyo objeto de estudio es la selección de SLA adecuados para diferentes campos o pozos petroleros. Una vez seleccionados los trabajos de mayor impacto técnico, se procedió a escoger las metodologías más usadas y que se ajustaran a las condiciones del campo de estudio, así que se optó por las metodologías TOPSIS y Sistema Experto (SE). La información de cada trabajo fue recolectada en función de estudiar las variables de mayor impacto para la implementación de cada SLA, tales como la profundidad, la tasa de producción, la temperatura, entre otras; y los rangos de aplicación de las mismas.

Con los datos anteriores, se realizó la evaluación técnica, en donde se usó la teoría de conjuntos, específicamente la intersección de conjuntos, para obtener los rangos óptimos de aplicación para los cinco SLA mayormente implementados en la costa afuera de la Cuenca de Campos, Brasil. (Bombeo Electro Sumergible (BES), Levantamiento por gas continuo, Levantamiento por gas intermitente, Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), Bombeo hidráulico tipo jet). Con los rangos obtenidos de la intersección, se revisó el ajuste de los datos promedio de un campo de la cuenca a cada uno de los SLA estudiados y se eligió el que mejor se ajustaba a los mismos.

Luego, se realizó el análisis nodal a uno de los pozos de la Cuenca de Campos, con el fin de conocer el incremento en la producción después del workover y confirmar el beneficio de la implementación del sistema de levantamiento seleccionado. Finalmente, se efectuó el análisis financiero de la implementación del SLA seleccionado con tres escenarios basados en el precio del barril de crudo previsto mundialmente.

Palabras Clave: Inyección de polímeros, Sistemas de levantamiento artificial, TOPSIS, sistema experto, teoría de conjuntos, análisis nodal, análisis financiero.

ABSTRACT

Given the latent need to supply the world demand for crude oil, enhanced oil recovery (EOR) methods have been consolidated in response to this requirement, occupying like this, the academy and industry attention of industry. One of the techniques in constant growth is the polymer injection, which consists of the application of an aqueous solution that will aim to viscosify the injection fluid, thereby the displacement front will be stabilized and the sweep efficiency will be increased. The use of these macromolecules could cause damage formation and changes in the reservoir fluids properties; for this reason, it will be necessary an additional energy contribution for the fluid recovery. For this reason, the main objective of this study is the construction of a methodology which allows knowing the most suitable artificial lift system (ALS) for a reservoir with the aforementioned characteristics.

Initially, an extensive literature review was made on the Campos Basin in order to carry out the up-to-dated geological characterization of it. Afterwards, degree studies and scientific articles were consulted in order to find studies about the adequacy selection of ALS for different fields or oil wells. After the most technically significant studies were selected, the most used methodologies were chosen and adjusted to the conditions of the study field, this, TOPSIS and Expert System (ES) methodologies were chosen. The information from both of them was collected in order to study the variables with the biggest impact for the undertaking of each ALS, such as depth, production rate, temperature and others; and the application ranges of it.

With the aforementioned data, the technical evaluation was carried out, where the set theory was used, specifically the intersection of sets, to obtain the optimum application ranges for the five SLAs mostly implemented on the Campos Basin, Brazil offshore. Electro Submersible Pumping (ESP), Continuous Gas Lift, Intermittent Gas Lift, Progressive Cavity Pumping (PCP), Hydraulic Jet Pump. With the obtained ranges from the intersection, the adjustment of the average data from a field on the basin to each of the SLAs studied was reviewed and the one which best matched them was chosen.

After then, the nodal analysis was made to one of the wells of the Campos Basin, in order to know the increase in production after the workover and confirm the benefit of the implementation of the selected lifting system. Finally, the financial analysis of the implementation of the selected SLA was developed with three scenarios based on the price of the crude oil barrel planned worldwide.

Keywords: Polymer injection, Artificial Lift Systems, TOPSIS, Expert system, set theory, nodal analysis, financial analysis.

INTRODUCCIÓN

Entre los métodos más prometedores para el incremento de la producción y del factor de recobro de los yacimientos pre-sal y post-sal de la Cuenca de Campos en Brasil, se encuentra la inyección de polímeros. Esta técnica, aplicada principalmente en yacimientos de crudos pesados y extra-pesados, consiste en la inyección de una solución polimérica acuosa con la finalidad de incrementar la eficiencia de barrido, al estabilizar el frente desplazante como consecuencia de la reducción de la razón movilidad entre el agua y el petróleo. La inyección de polímeros se presenta como una alternativa para disminuir la relación de movilidad al aumentar la viscosidad de la solución inyectada y reducir la permeabilidad al agua del yacimiento (París de Ferrer, 2001 y Sorbie, 1991).

Para que haya un desplazamiento óptimo, la relación de movilidad debe ser cercana a 1. En la ecuación 1, puede identificarse que una movilidad cercana a la unidad depende de los siguientes factores: disminución de la permeabilidad efectiva del agua, disminución de la viscosidad del petróleo, aumento de la viscosidad del agua inyectada y aumento de la permeabilidad efectiva del petróleo (Rosa, de Souza Carvalho y Xavier, 2006).

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{(\mu_o/k_o)}{(\mu_w/k_w)} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

M= Razón de movilidad

λ_o = Movilidad del aceite

λ_w = Movilidad del agua

μ_o = Viscosidad del aceite

μ_w = Viscosidad del agua

k_o = Permeabilidad del aceite

k_w = Permeabilidad del agua

El empleo de estas macromoléculas de polímero puede provocar daño a la formación y cambios en las propiedades de los fluidos del yacimiento; por lo que será necesario un aporte de energía adicional para la recuperación del fluido. En ese sentido, la implementación de un SLA es fundamental para el proceso de producción de los fluidos.

Durante la fase de ingeniería básica y conceptual del proceso, uno de los aspectos de mayor sensibilidad es la selección del Sistema de Levantamiento Artificial (SLA), que es determinante para bombear los fluidos desde el fondo hasta cabeza de pozo. Dicha selección, es sometida a condiciones variables de operación y a

parámetros como la salinidad del agua de formación, permeabilidad de la formación, viscosidad del aceite, saturación de petróleo residual, entre otros.

La errada selección del SLA impacta significativamente en el desarrollo técnico y económico del proceso. Por consiguiente, el presente trabajo busca desarrollar una metodología que permita evaluar técnica y financieramente la selección e implementación del SLA más adecuado para un yacimiento cuyas características petrofísicas y propiedades de los fluidos, hayan sufrido alteraciones por la presencia de soluciones poliméricas.

1. CARACTERIZACIÓN DE LA CUENCA DE CAMPOS

Los descubrimientos de grandes acumulaciones en el pre-sal, han transformado a Brasil en un país autosuficiente energéticamente en materia de hidrocarburos desde la década pasada. Estas acumulaciones de hidrocarburos están contenidas en reservorios situados bajo una extensa y espesa capa de sal, en aguas profundas y ultraprofundas, por debajo de 3.000-4.000 metros de capas rocosas del subsuelo marino. Se localizan en la región costa afuera de Brasil, entre los estados del Espírito Santo y Santa Catarina, abarcando principalmente el área de las cuencas de Santos y Campos. Los descubrimientos de ocurrencias en el pre-sal en conjunto con investigaciones del área permiten indicar que, los volúmenes recuperables son de hasta 16 mil millones de barriles de petróleo equivalente (cifra comparable con las reservas brasileras de petróleo del año 2016) y que el potencial de ocurrencia es de 70 a 100 mil millones de barriles de petróleo equivalente, cifras que convierten a Brasil en un importante productor de hidrocarburos en la región (Riccomini, Sant'Anna y Tassinari, 2012).

1.1. RESEÑA HISTÓRICA

El estudio de la cuenca de mayor producción de petróleo en Brasil, la Cuenca de Campos, empezó a finales de la década de 1950, con el primer avance en su exploración mediante una campaña de adquisición de datos sísmicos en aguas poco profundas realizada por la empresa de petróleos brasileras Petrobras (Bastos y Prates, 2017).

En la década de los 70, las campañas exploratorias emprendidas por Petrobras condujeron al descubrimiento de varios campos localizados en aguas poco profundas, entre ellos el primer campo petrolífero descubierto en la cuenca, el Campo Garoupa en el año 1974, ubicado en carbonatos del Albiano (Bruhn et al., 2017). También se destacaron los hallazgos de los campos: Campo Badejo en coquinas del Aptiano inferior, Campo Enchova en areniscas del Eoceno y el mega Campo Namorado en turbiditas del Cenomaniano (Bastos y Prates, 2017). A finales de los 70, el aumento de la actividad exploratoria, la actividad sísmica 2D y el desarrollo de la incipiente tecnología de sísmica 3D, representó un gran avance en la optimización de la fase de exploración y en la disminución de costos y riesgos durante esta etapa (Guardado, Wolff y Brandlo, 1997).

Durante los años 80, la creciente actividad sísmica 3D a través de embarcaciones y el uso de software para adquisición de datos, dio lugar a la mejora de la cobertura del subsuelo y con ello al descubrimiento de los campos Albacora, Marlim, Marlim Sul, Marimba y Malhado en aguas profundas (Guardado et al., 1997) (Bruhn et al., 2017).

El desarrollo de tecnologías para la perforación en aguas profundas y ultraprofundas a lo largo de la década de los 90, amplió las expectativas del potencial de la cuenca, con descubrimientos como los del campo gigante Roncador con aproximadamente 9 mil millones de petróleo original, el Campo Barracuda, las acumulaciones Maromba, Papa Terra, Peregrino, Xerelete y

Parque das Conchas y los yacimientos de carbonatos microbianos del pre-sal (Bastos y Prates, 2017) (Guardado et al., 1997).

Actualmente la Cuenca de Campos cuenta con 57 campos descubiertos (52 en fase de producción y 5 en fase de desarrollo) y 1600 pozos perforados (datos de inicios del año 2017); cuyas reservas probadas de hidrocarburos se aproximan a 5.700 millones de barriles de petróleo y 92.480,39 millones de metros cúbicos de gas natural (diciembre de 2016); y la producción diaria se acerca a 1,37 millones de barriles hidrocarburo líquido y 25 mil millones de metros cúbicos de gas natural, provenientes principalmente de los campos Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, Marlim Leste, Caratinga, Barracuda, entre otros (marzo de 2017)(Bastos y Prates, 2017). De esta manera la Cuenca de Campos se ha consolidado en la actualidad como la cuenca más productiva de Brasil, aportando junto con la Cuenca de Santos el 89% de la producción de aceite y gas natural de Brasil (Souza y Sgarbi, 2019), y ha logrado convertirse en un modelo exploratorio exitoso, posible guía para las exploraciones en cuencas del Atlántico, ya sean sudamericanas, africanas o brasileñas (Guardado et al., 1997).

Aunque el aporte de la cuenca en la producción del país ha sido estimable, la mayoría de sus campos están operando en etapas avanzadas de producción, con declives en el volumen de producción de aceite y ascensos en el volumen total de agua producida. El principal método utilizado para contrarrestar esta nueva fase, ha sido la inyección de agua, utilizada en el 59% de los campos en producción (año 2015). Como otra alternativa para incrementar el volumen de producción de aceite, se está evaluando la implementación de métodos de recuperación mejorada como la inyección de polímeros (Ferreira, 2016).

1.2. LOCALIZACIÓN

La Cuenca de Campos se localiza en el sureste brasileño, a lo largo de la costa Norte del estado de Rio de Janeiro y Sur del estado de Espirito Santo. Cubre un área aproximada de 100.000 km², desde la costa hasta la cota batimétrica de 3.000 metros, siendo predominantemente costa afuera. Como se observa en la Figura 1, limita al Norte por el Alto de Vitória con la Cuenca del Espirito Santo, al Sur por el Alto de Cabo Frio con la Cuenca de Santos, al Oeste por los afloramientos de rocas ígneas y metamórficas que componen su basamento (Papaterra, 2010).

Los campos productores descubiertos a lo largo de cuatro décadas de exploración petrolífera, se sitúan a una distancia de 50 a 140 km de la costa, en láminas de agua de 80 a 2.400 metros (Ferreira, 2016).



Figura 1. Localización de la Cuenca de Campos, Brasil.

Fuente: Elaborado por Bastos, 2015. Bacia de Campos: Sumário Geológico e setores em oferta. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, décima terceira rodada de licitações, 13.

1.3. EVOLUCIÓN TECTÓNICA

La formación de la cuenca y su evolución tecno-estratigráfica tuvo su origen durante el Cretácico Temprano, hace 130 millones de años (Ma); a partir de esfuerzos en el interior de la tierra que marcaron el inicio del proceso de ruptura del Supercontinente Gondwana (separación de las placas sudamericana y africana) y de la apertura del Océano Atlántico Sur.

A partir de la ruptura de la meseta que conformaba el supercontinente, se formaron depresiones posteriormente rellenas por sedimentos continentales (lacustres). Hace aproximadamente 115 Ma, el ambiente de los lagos (en condiciones salobres) benefició el crecimiento y la multiplicación de algas y la acumulación de la materia orgánica, que generó grandes volúmenes de hidrocarburos. La aridez del clima, 112 Ma atrás, dio lugar a condiciones que favorecieron la evaporación del agua y la precipitación de espesas capas de sal, cuya presión provocó la deformación y posterior formación de ventanas de sal, que sirvieron como trampas en la migración de los hidrocarburos de la cuenca. La inundación del mar sobre el continente, ocurrida hace 105 Ma, que trajo consigo extensas acumulaciones de arenas carbonatadas formadoras de los actuales

reservorios de calcoarenitos, antecedió la profundización del reciente Océano Atlántico, receptor de violentas descargas de sedimentos fluviales, que dieron origen a las turbiditas productoras de algunos campos de la cuenca (de Castro, Mohriak, Medeiros y Mansur, 2006).

La cuenca cuenta con los principales estilos tectónicos propios de las cuencas con secuencias evaporíticas: La tectónica diastrófica, que actúa en los sedimentos de la Fase Rife; y la tectónica adiastrófica, relacionada a la halocinesis, que afecta a los sedimentos de la Fase Post-rife y Drifte; dichos estilos son separados por la discordancia “pre-neo-Alagoas” (Papaterra, 2010).

1.4. ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía de la Cuenca de Campos se relaciona estrechamente con las etapas de evolución tectónicas de la cuenca: Fase Rife (No marina), Post-rife (Transicional) y Drifte (Marina) (Guardado et al., 1997).

FASE RIFTE

Se caracterizó por la depositación de sedimentos en ambientes continentales (fluviales, deltaicos y lacustres) durante el Necomaniano. Esta supersecuencia se compone por tres diferentes secuencias deposicionales: La secuencia representada por derrames ígneos, cuyas principales litologías son las diabasas y los basaltos fracturados y vesiculares de la Formación Cabiúnas, productores de hidrocarburos en el Campo Badejo; la secuencia correspondiente a la base del Grupo Lagoa Feia, representada por la Formación Itapaboana y la Formación Atafona, compuesta por sedimentos siliclásticos como areniscas, limolitas y lutitas; y la secuencia que corresponde a la porción intermedia del Grupo Lagoa Feia, que comprende a la Formación Itapaboana, compuesta por conglomerados y areniscas y a la Formación Coqueiros, compuesta por intercalaciones de lutitas y carbonatos lacustres, productora de yacimientos importantes (Winter, Jahnert y França, 2007) (Guardado et al., 1997) (Melani, 2015).

FASE POST-RIFTE

Se depositó durante la edad Aptiana. Se identifica por abarcar diversas litologías, propias del periodo de transición del ambiente continental lacustre al ambiente marino. La fase puede dividirse en: la secuencia terrígena de la parte inferior, constituida por los conglomerados y areniscas de la Formación Itapaboana y los sedimentos carbonáticos, margas, areniscas, limolitas y lutitas de las formaciones Gargaú y Macabu; y la secuencia evaporítica superior de la Formación Retiro, conformada por dolomitas, anhidritas y halitas, de gran importancia en los procesos de migración y entrapamiento de los hidrocarburos de la cuenca (Winter et al., 2007) (Guardado et al., 1997) (Melani, 2015).

FASE DRIFTE

La depositación de sedimentos en esta fase, ocurrió bajo la influencia de un régimen de subsidencia térmica asociada al tectonismo adiastrófico. Esta megasecuencia se compone por calizas depositadas en aguas someras durante el Albiano; turbiditas depositadas desde el Albiano, en un ambiente marino controlado por las fluctuaciones del nivel del mar y por el movimiento de la sal, las cuales representan los principales reservorios de la Cuenca de Campos; margas y lutitas del Cretácico y del Terciario; y por sedimentos clásticos gruesos (principalmente areniscas) depositadas después del Paleoceno (Melani, 2015) (Guardado et al., 1997).

1.5. SISTEMAS PETROLÍFEROS

Guardado et al. (1997) argumentan que la amplia prospectividad de la Cuenca de Campos, es explicada por la combinación de múltiples factores requeridos para un buen sistema petrolífero como la presencia extendida de reservorios, representados por rocas carbonatadas lacustres y marinas (coquinas), siliclásticos (turbiditas), y rocas volcánicas fracturadas (basaltos), conectados durante el momento adecuado para la formación de trampas y la migración de hidrocarburos, con espesos intervalos de rocas generadoras, en su mayoría lutitas lacustres ricas en materia orgánica del Grupo Lagoa Feia del sistema Rifte; y sellados por una extensa capa de sal, propia de las configuraciones del pre-sal (Melani, 2015) (Papaterra, 2010).

Bastos y Prates (2017) afirman que los principales sistemas petrolíferos son:

Lagoa Feia-Lagoa Feia: Las rocas generadoras de este sistema petrolífero son las lutitas del Grupo Lagoa Feia, las coquinas de la Formación Coqueiros de este mismo grupo, actúan como rocas reservorio.

Lagoa Feia-Carapebus: La generación ocurre en las lutitas del Grupo Lagoa Feia, las acumulaciones se encuentran en paquetes de siliclásticos de la Formación Carapebus.

Lagoa Feia-Namorado: La generación ocurre en las lutitas del Grupo Lagoa Feia, las acumulaciones están contenidas en los reservorios arenosos de la Formación Namorado.

1.5.1. GENERACIÓN Y MIGRACIÓN

Bastos y Prates (2017), Ferreira (2016), Clemente (2013) y Papaterra (2010) coinciden al destacar como roca generadora principal de la cuenca a las lutitas de la Formación Coqueiros del Grupo Lagoa Feia, depositadas durante la Fase Rifte en ambientes lacustres con influencia marina. Según sus características geoquímicas, estas lutitas contienen una cantidad de carbono orgánico total (TOC) de 2-6% y kerógeno tipo 1. También se consideran como posibles rocas generadoras a las lutitas marinas del Turoniano y Cenomaniano depositada al norte de la cuenca y a las lutitas ricas en materia orgánica intercaladas con carbonatos de la Formación Atafona.

Guardado et al., como se citó en Clemente (2013), asegura que la generación de petróleo en la Cuenca de Campos se inició en el Cretácico Superior y tuvo su pico durante el Mioceno tardío, lo cual implica que, la maduración de la materia orgánica estuvo relacionada con el aumento del gradiente geotérmico y el enterramiento progresivo de los sedimentos.

Los procesos de migración más comunes en la Cuenca de Campos estuvieron asociados a la dinámica salífera y al fallamiento. La tectónica salífera, esencial en la formación de ventanas en la secuencia evaporítica y las fallas lítricas, fue determinante en el flujo de los hidrocarburos de la Fase Riffe hacia los diferentes reservorios de la Fase Drifte (Bastos y Prates, 2017) (Clemente, 2013). Las fallas de contacto directo en reservorios con intercalaciones o adyacentes a la roca generadora, como en la Formación Coqueiros en donde las lutitas generadoras están conectadas a carbonatos (coquinas), y el contacto lateral por fallas, como el contacto entre las lutitas (Jiquiá) y los basaltos vesiculares de la Formación Cabiúnas, también tuvieron importancia en el direccionamiento de los fluidos de la cuenca (Bastos y Prates, 2017) (Papaterra, 2010).

1.5.2. ROCAS RESERVORIO

Bastos y Prates (2017) y Clemente (2013), sostienen que la Cuenca de Campos abarca una amplia variedad de rocas reservorio, caracterizadas por tener una porosidad y permeabilidad de buena a excelente, destacando a las siguientes:

1. Los basaltos fracturados y vesiculares, depositados en la secuencia subsalina, de la Formación Cabiúnas (Necomaniense), productores de los campos Badejo y Linguado.
2. Las coquinas depositadas en la secuencia subsalina de la Formación Coqueiros del Grupo Lagoa Feia (Aptiano), productoras de los campos Badejo, Linguado, Pampo y Pistar.
3. Los carbonatos depositados en la secuencia post-sal del Grupo Macaé (Albiano). En este grupo se incluyen los carbonatos marinos de aguas someras de la Formación Outeiro, las calcoarenitas de alta energía de la Formación Quissama y los carbonatos con intercalaciones de turbiditas de la Formación Namorado.
4. Las turbiditas del Cretácico Superior y Paleógeno del Grupo Campos de la Formación Carapebus, productoras de la mayor cantidad de aceite en la cuenca, depositadas en ambientes marinos profundos en canales producidos por la halocinesis de la Formación Retiro.
5. Las areniscas turbidíticas del Terciario del Grupo Campos productoras de varios yacimientos gigantes de petróleo, específicamente de los campos Roncador, Rubarte, Barracuda y Marlim.
6. Los carbonatos depositados durante el Oligoceno Superior.

1.5.3. ROCAS SELLANTES

Las rocas sellantes de la cuenca se componen principalmente por las lutitas de la Formación Coqueiros (Aptiano), la sal de la Formación Retiro (Aptiano), los carbonatos depositados en ambientes de bajo energía de las formaciones Outeiro e Imbetiba (Cenomaniano) y las lutitas de baja energía de la Formación Ubatuba (Turoniano) (Bastos y Prates, 2017).

1.5.4. TRAMPAS

De acuerdo a Bastos y Prates (2017) las trampas encontradas en la cuenca son estructurales, estratigráficas, mixtas vinculadas a la tectónica distensiva y a la halocinesis.

En la Fase Rife, los altos de basamento fueron significativos en el contacto lateral de las lutitas generadoras con basaltos fracturados, en el desarrollo de las coquinas como rocas reservorio y en la focalización de la migración de hidrocarburos. La Fase Drifte, se caracteriza por las trampas estructurales de tipo tectónico en aguas someras y fallas lítricas con roll-over en aguas profundas en carbonatos del Grupo Macaé, fallas lítricas con roll-over en areniscas turbidíticas, estructuras en cúpula formadas a partir de la tectónica salífera, truncamiento contra los flancos de los diapiros y pinch-out estratigráfico.

2. METODOLOGÍA

Debido a la demanda de petróleo a nivel mundial, los procesos EOR se muestran como una alternativa viable y novedosa que puede ser implementada en diferentes campos petroleros, siempre y cuando cumplan con los rangos de aplicación óptimos para cada uno. Una de las tecnologías EOR más destacadas es la inyección de polímeros, que consiste en el desplazamiento de una solución polimérica de alto peso molecular que busca viscosificar el agua de inyección para mejorar la razón de movilidad y la eficiencia de barrido y, en consecuencia, aumentar el factor de recobro.

La aplicación de la inyección de polímeros tiene algunas implicaciones como, la reducción de la permeabilidad de la formación derivada del contacto de las macromoléculas del polímero con el medio poroso, provocando taponamiento y el cambio de las propiedades petrofísicas y del fluido. Lo anterior deriva en que sea necesario el uso de SLA como aporte de energía al yacimiento.

Con el fin de seleccionar el SLA adecuado para cada pozo o campo petrolero, se han desarrollado diversas metodologías cuyos criterios de selección, rangos de aplicabilidad y presentación de resultados varían según la base de conocimientos. Por ejemplo, algunas metodologías arrojan en escala (de 1 a 5 como el Sistema Experto) los SLA que más se ajustan a las variables dadas, otras por el contrario solamente eligen el que mejor se ajusta como TOPSIS.

Aliyev (2013) realizó una revisión de las metodologías de selección más usadas y las clasificó en tres grandes grupos que se presentan y describen a continuación:

1. OPUS
2. Sistema Experto (S.E.)
 - 2.1. SEDLA
 - 2.2. PROSPER
3. MCDM (Toma de decisiones multicriterio)
 - 3.1. TOPSIS (Technique for Order or Preference by Similarity to Ideal Solution)
 - 3.2. ELECTRE
 - 3.3. SAW
 - 3.4. WPM

El sistema de búsqueda de unidades de bombeo óptimas (**OPUS** por sus siglas en inglés), es una unión entre los algoritmos informáticos y el sistema experto. En él se sintetizan todos los conocimientos y datos adquiridos de los diferentes SLA, que luego son utilizados por una máquina de inferencia que hace la selección óptima después de analizar todos los criterios técnicos y económicos. Además, OPUS controla el dimensionamiento técnico que admite flujos de dos fases y programas económicos que estiman el costo unitario por barril producido. La técnica OPUS está orientada entonces a reducir al máximo los costos de producción de petróleo. (Valentin y Hoffman, 1988)

De manera general, un **S.E** es un programa que ayuda a sus usuarios a encontrar la solución a los problemas propuestos a partir de asesoramiento experto. S.E incorpora en un banco de datos, los conocimientos de humanos expertos en el tema. Ha sido una herramienta ampliamente usada en muchas disciplinas y aplicaciones de ingeniería (Espin, Gasbarri y Chacín, 1994).

La técnica de toma de decisiones multicriterio (**MCDM**, por sus siglas en inglés) es el término que agrupa todos los métodos que se basan en múltiples atributos u objetivos. Se divide en dos vertientes: las decisiones multiatributos (MADM, por sus siglas en inglés) que se utilizan para seleccionar la “mejor alternativa” dentro de un conjunto explícito de ellas y, la optimización multiobjetivo (MODM) utilizada cuando el conjunto de las alternativas es grande y no predeterminadas, diseña la mejor alternativa considerando la interacción entre las restricciones (Garza y González, 2004).

Después de hacer una breve descripción de las metodologías de selección, se expondrán de manera detallada dos metodologías utilizadas ampliamente a través de software y otras herramientas tecnológicas para la selección del mejor SLA, que han tenido además un impacto destacado en la toma de decisiones en distintos procesos de la industria de los hidrocarburos. Por consiguiente, fueron base para la metodología desarrollada en el presente trabajo.

METODOLOGÍA TOPSIS

El modelo TOPSIS se refiere a la técnica de ordenación por similitud a la solución ideal. Fue desarrollado originalmente por Hwang y Yoon en 1981. Está basado en el modelo MCDM, más exactamente en el método de toma de decisiones multiobjetivos, utilizado cuando existen varias opciones que están en función de restricciones y preferencias, como es el caso de la selección de un SLA basado en los límites operativos de los criterios de selección considerados. (Aliyev, 2013).

El método consiste básicamente en comparar un conjunto de alternativas, mediante la formación de una matriz de decisión y una matriz de decisión normalizada, hechas a partir de las puntuaciones dadas a cada una de las alternativas de cada criterio considerado. Al tener en cuenta todas las tasas de los atributos se determinan las soluciones ideales positivas y negativas, que sirven como base para determinar la distancia geométrica de cada alternativa a estas y organizar por orden de preferencia las alternativas, para finalmente seleccionar la de mejor clasificación, es decir la alternativa que simultáneamente se encuentra a menor distancia geométrica de la ideal y a mayor distancia de la ideal negativa (Maidamisa, 2018).

SOFTWARE ALEMI ET AL.

Alemi, Jalalifar, Kamali y Kalbasi (2010) utilizaron el modelo TOPSIS para realizar un software, cuya finalidad era la de seleccionar un SLA adecuado para pozos expuestos a diferentes parámetros en Irán. El procedimiento propuesto consistió en asignar valores en escala, dependiendo la cercanía de los valores de los atributos de los criterios que se hayan considerado desde el principio, a los valores

máximos o mínimos de la base de datos. La escala de valores varía entre 0 y 10, donde 1 representa las opciones buenas o excelentes y es equivalente al rango 7-10, el valor 2 representa las opciones regulares o buenas y es equivalente al rango 5-10 y el valor 3 representa a las opciones pobres o no recomendadas y equivale al rango 3-10.

Los criterios sometidos a puntuación para la evaluación del SLA a seleccionar, se basan en variables que describen las limitaciones de los sistemas. Alemi et al. (2010) agrupan los criterios en 3 categorías:

1. Producción, yacimiento y pozo: Número de pozos, tasa de producción, profundidad del pozo, tamaño del revestimiento, inclinación del pozo, severidad del dog leg, temperatura, barreras de seguridad, presión de fondo fluyente, acceso al yacimiento, completamiento, estabilidad, recobro.

2. Propiedades del fluido producido: Corte de agua, viscosidad del fluido, corrosión, arena y abrasivos, GOR, VLR, contaminantes, tratamientos.

3. Limitaciones de la infraestructura de superficie: Localización, energía eléctrica, restricción de espacio y well service.

Los SLA evaluados por el software de Alemi et al. (2010) fueron:

- Bombeo mecánico.
- Bombeo de cavidades progresivas.
- Bombeo hidráulico.
- Levantamiento por gas
- Bombeo electrosumergible.

MUTOR

MUTOR es una herramienta basada en la metodología TOPSIS, que se centra en los SLA más usados en la industria petrolera en campos maduros a saber: los convencionales (bombeo mecánico, bombeo electrosumergible, bombeo hidráulico tipo pistón y tipo jet, bombeo por cavidades progresivas y levantamiento por gas) y los SLA combinados (bombeo electrosumergible con levantamiento por gas (Electrogas) y bombeo electrosumergible con bombeo por cavidades progresivas (Electro BCP)).

Durante la realización del software sus autores Muñoz y Torres (2007) formularon un screening para cada SLA, seleccionando una serie de variables y características propias de cada sistema, que luego de consultar en varias fuentes de información les fueron asignados rangos específicos en los cuales podrían ser empleados, validados a través de comparación y semejanza entre los datos recopilados.

METODOLOGÍA SISTEMA EXPERTO (SE)

El modelo Sistema Experto (SE) es un programa informático que ayuda a los usuarios a resolver problemas con asesoramiento de personas con experiencia en

la selección de SLA. Específicamente el programa **SEDLA** está integrado por tres módulos: 1. Módulo experto, 2. Módulo de diseño, 3. Módulo económico (Aliyev, 2013). El módulo experto incorpora una base de conocimientos estructurada a partir de la experiencia humana, conocimientos teóricos escritos disponibles y cálculos conocidos del tipo de “regla general” (Lea y Nickens, 1999). Toma en cuenta todas las condiciones de producción y los datos de pozo proporcionados, luego analiza las técnicas de levantamiento artificial considerando sus límites operativos. Finalmente, arroja los métodos de levantamiento enumerándolos de 1 a 5, siendo 1 el peor y 5 el mejor, junto con advertencias y sugerencias. En el segundo método, se diseña el SLA seleccionado estudiando las advertencias y sugerencias dadas. La tasa de producción es primordial en este paso. Finalmente, el tercer módulo evalúa los gastos de superficie y subsuelo, además del capital inicial, gastos de operación y el trabajo por encima de los costos (Aliyev, 2013).

Para el desarrollo del SE se toman en cuenta tres grupos de parámetros:

1. **Parámetros cuantitativos:** en esta sección el usuario deberá ingresar un número exacto.
Las variables son: Profundidad del pozo, tasa de producción estimada, capacidad de entrega del yacimiento (PI), relación gas-petróleo (GOR), corte de agua (RAP), gravedad API, presión del yacimiento y presión de fondo fluyente, temperatura de fondo de pozo, tamaño del pozo (tamaño de la tubería de revestimiento y de la tubería), ángulo de pozo vs profundidad, Dog Leg Severity máximo, presión de la cabeza de pozo, presión de saturación, viscosidad del fluido.
2. **Parámetros cualitativos:** el usuario deberá seleccionar una de las opciones dadas.
Las variables son: Localización del campo (onshore, offshore, urbano), restricción de espacio (Sí, No), fuente de energía (eléctrica, gas natural, aceite), tipo de completamiento (sencillo, dual), disponibilidad de gas (limitado, ilimitado, no hay), integridad del casing (Sí, No, No disponible).
3. **Parámetros relacionados con problemas de producción:** el usuario deberá responder “Sí” o “No” en los siguientes problemas: Corrosión (alto contenido de azufre en el fluido producido), erosión (contenido de arena en el fluido producido), colapso de parafina, incrustaciones, formación de hidratos, emulsión y espumas, producción excesiva de agua, excesiva producción de gas, compuestos pesados en el fluido producido (asfaltenos).

Los coeficientes para cada parámetro oscilan entre “0” y “5”. La ponderación se hace de acuerdo al peso de impacto que tiene cada uno de estos en el sistema de levantamiento evaluado, entendiendo que no todos los parámetros tienen la misma importancia (Aliyev, 2013).

Si el sistema elimina cualquier SLA en alguna etapa de evaluación, debe quedar eliminado de todas las demás. Aunado a lo anterior, los coeficientes de idoneidad son individualmente analizados para cada SLA. Este valor podría ser diferente en varias etapas, dependiendo el peso de impacto (Aliyev, 2013).

Las tres etapas son: (a) ingresar datos al programa, (b) analizar los datos con el conjunto de tablas y el conocimiento teórico de cada SLA y (c) consideraciones y advertencias de expertos. Finalmente, los SLA se clasifican en: sistemas recomendados, no recomendados y recomendados con advertencias y restricciones (Aliyev, 2013).

Según Aliyev (2013) las ventajas del SE son principalmente:

- Proporciona como resultado los SLA para un pozo particular o un grupo de pozos.
- Es un programa de expertos ampliamente utilizado.
- El programa integra a expertos y experiencias de campo.
- Existe un módulo de selección y diseño para cada tipo de SLA.

El modelo SE tiene criterios de selección sobre:

1. Bombeo mecánico
2. Bombeo hidráulico
3. Bombeo electrosumergible
4. Bombeo de cavidades progresivas
5. Levantamiento por gas continuo
6. Levantamiento por gas intermitente
7. Levantamiento por gas intermitente con émbolo
8. Levantamiento por gas- Bache de inyección constante
9. Levantamiento por gas con chamber
10. Plunger lift

2.1. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

2.1.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN

La selección del SLA más viable para un pozo o un campo en su totalidad es de gran importancia en la industria del petróleo, ya que es determinante para bombear los fluidos desde el fondo hasta la cabeza de pozo. La errada selección del SLA impacta significativamente el desarrollo técnico y económico del proceso al reducir potencialmente la producción y aumentar costos operativos, es por ello que se debe tener la mayor cantidad de análisis y herramientas sofisticadas, que permitan elegir de la manera más precisa posible el mejor SLA, con el fin de generar cuantiosas utilidades para las empresas.

En este trabajo se propone una metodología para seleccionar el SLA que mejor se ajuste a las condiciones de un campo sometido a inyección de polímeros, ubicado en la región costa afuera de la Cuenca de Campos, Brasil.

La metodología utiliza como base un *screening* propuesto, el cual fue construido mediante la recopilación de datos consignados en artículos científicos y trabajos de grado. El *screening* representa los rangos de aplicación óptimos de las

variables consideradas para los cinco SLA empleados con mayor regularidad en la costa afuera de la Cuenca de Campos

Los desafíos operativos (altas presiones, altas temperaturas, lejanía de la costa, altas profundidades, salinidad del agua y las restricciones de espacio de las unidades de superficie) propios de las operaciones costa afuera, convierten a algunos SLA como el bombeo mecánico, en una elección inviable debido a que sus equipos de superficie son voluminosos. Por consiguiente, este trabajo se limitará a estudiar los SLA aptos para condiciones costa afuera e implementados en la cuenca, es decir, BES, BCP, levantamiento de gas intermitente, levantamiento por gas continuo y el bombeo hidráulico tipo jet.

2.1.2. VARIABLES

Para una toma de decisiones óptima, se deben considerar las condiciones variables a las que están sometidos los pozos y las características que los describen, como las propiedades del yacimiento y del fluido, las características operativas, la infraestructura de superficie, el escenario de precios y aspectos económicos, la disponibilidad de tecnologías, entre otras. Las variables escogidas buscan describir las características del yacimiento y del fluido y las características de la infraestructura de superficie de los SLA estudiados.

La manera en la que se seleccionaron las variables que se tuvieron en cuenta en el presente proyecto, se basó en la importancia que tenían para éste trabajo en particular (campo costa fuera sometido a inyección de polímeros).

En ese sentido, en primer lugar, se llevó a cabo la recopilación de las variables propuestas por los autores que se mencionan a continuación. En los siguientes párrafos se observará que algunas coinciden en los tres trabajos y otras están propuestas solamente en uno.

- Muñoz y Torres (2007) propusieron las siguientes variables: Tasa de producción, número de pozos, profundidad del pozo, tamaño del casing, grado de inclinación del pozo, severidad del Dogleg, presión de fondo fluyendo (P_{wf}), temperatura de fondo, tipo de completamiento (simple, dual), tipo de recobro (1rio-2rio-3rio), BSW, viscosidad del fluido producido, presencia de fluidos corrosivos, contenido de arena abrasiva, GOR, presencia de contaminantes, tratamientos aplicados (Inhib.-Solv.-Ácidos), tipo de locación (onshore, offshore), energía eléctrica y espacio.
- Aliyev (2013) propone: Profundidad del pozo, tasa de producción, presión de fondo fluyente (P_{wf}), GOR, RAP, índice de productividad (IP), gravedad API, temperatura de fondo, tamaño del casing, tamaño de la tubería, tipo de locación (onshore, offshore), tipo de completamiento (simple, dual), disponibilidad de gas, corrosión, erosión, colapso de parafina, incrustaciones, formación de hidratos, emulsiones, producción excesiva de agua y eficiencia del sistema.

- Las variables de Clegg, Bucaram y Hein (1993) son: Tamaño del casing, profundidad del pozo, nivel de ruido, capacidad de admisión, flexibilidad del motor primario, capacidad de manejo de la corrosión e incrustaciones, pozos desviados, aplicación dual, manejo de gas, aplicación en offshore, capacidad de manejo de parafinas, capacidad de manejo de sólidos y arena, temperatura, capacidad de manejo de crudos altamente viscosos, capacidad de producción de grandes volúmenes, capacidad de producción de bajos volúmenes.
- Las variables de Carrillo (2002) son: Índice de productividad (IP), tasa de producción, corte de agua, relación gas líquido (RGL), profundidad del pozo, presión de yacimiento, gravedad API, temperatura, producción de arena, mecanismos de producción, localización, fuente de energía disponible, plataforma de producción de pozo, pericia del método, diámetro de tubería.

Las variables seleccionadas se clasificarán en tres grupos:

1. Características de yacimiento, producción y pozo

Profundidad del pozo: La profundidad del pozo es un factor determinante al momento de elegir el sistema de levantamiento a implementar, ya que a partir de esta se determina la energía que necesita ser suministrada para elevar los fluidos desde el fondo hasta la superficie. Además, es importante ya que es el límite para el asentamiento de las bombas, las varillas, entre otros equipos.

Tasa de producción: Es el parámetro más importante para elegir el sistema de levantamiento artificial para un pozo determinado. La capacidad de producción se halla a partir de las curvas de inflow y outflow, ya que muestra el comportamiento de los fluidos hacia el pozo.

Presión de fondo fluyente (Pwf): Es la presión que proporciona la formación al fluido producido en la cara del pozo, tomada a la profundidad media de los cañoneos. Si existe más de una zona productora, se elige la presión de la más profunda.

Temperatura de fondo: La temperatura representa un dato importante a tener en cuenta, ya que si es muy elevada puede afectar diversos equipos que están diseñados con materiales que no la resisten. La temperatura representativa es la del fluido que está en la cara del pozo para la zona productora de mayor profundidad.

Tipo de completamiento: Es una variable cualitativa y se refiere al número de tuberías de producción que han sido instaladas en el pozo. Puede ser sencillo (1 tubería) o múltiple (2 o más tuberías).

Dog leg severity: Es la medida del cambio en la dirección de un pozo a lo largo de una longitud definida. Normalmente se mide en grados cada 100 ft. Es importante porque la sarta se puede ver afectada por la abrasión, además como

esta desviación no es planeada, dificultan el revestimiento del pozo y por ende la instalación de algunos SLA.

Desviación: Es el grado de desviación del pozo con respecto a la vertical, está medida en su parte más inclinada, generalmente es el tramo más profundo del pozo. Su medida es en grados.

Diámetro de la tubería de revestimiento: Esta variable es importante tenerla en cuenta en el momento de seleccionar el mejor SLA, principalmente porque si el diámetro es muy pequeño puede disminuir la tasa de producción, limitar las dimensiones del equipo de recuperación y el diámetro externo de la tubería de producción, además de la restricción en el uso de completamientos múltiples. Igualmente influye de manera contundente en las pérdidas de presión por fricción y la introducción de los equipos de fondo.

Tipo de recobro: Según Muñoz y Torres (2007) existen 3 tipos de recobro: el primario representa la producción por flujo natural, el secundario se refiere a la inyección de agua y gas; y el terciario engloba los recobros térmicos, químicos y otros.

2. Características de los fluidos producidos

Relación Gas-Petróleo (GOR): Esta característica influye en la selección de los SLA, más exactamente en el diseño de los mismos. Al aumentar el GOR, la eficiencia de algunos SLA se ve afectada de forma negativa, sin embargo, en sistemas de levantamiento como el levantamiento por gas, es necesario contar con una fuente de gas estable.

Viscosidad del fluido producido: Si el crudo tiene una viscosidad menor a 10 cp no representa un riesgo para la aplicación de cualquier SLA. En cambio, crudos altamente viscosos pueden generar problemas en la implementación de algunos SLA (Aliyev, 2013).

Presencia de fluidos corrosivos: Es importante saber si el fluido producido contiene sustancias corrosivas como H_2S o CO_2 , ya que a partir de ello se deben tomar medidas acerca de los tratamientos a usar, o si en definitiva algún SLA no puede ser implementado.

Contenido de arena: Hace referencia a la cantidad de arena que se produce junto con el fluido de producción. Es indispensable saberlo por el hecho de que la arena produce abrasión y al producirse en el tope de las bombas de subsuelo, puede causar problemas al tratar de recuperarlas. Se mide en ppm (partes por millón).

Manejo de erosión: Se refiere a la capacidad del SLA en el manejo de la erosión emanada de la producción de arena y otros sólidos.

Grado de afectación de los contaminantes: Al existir contaminantes en el fluido producido, es necesario saber en qué medida afecta a cada uno de los SLA, entre mayor sea la afectación menor es la posibilidad de emplearlo.

BSW: Es el porcentaje de agua y sólidos contenidos en un volumen dado de fluido producido. Su valor debe ser representativo del fluido del pozo. Se da en porcentaje.

Tratamientos aplicados: Se debe saber qué tratamientos pueden ser aplicados junto con el SLA, para así determinar cuál de ellos genera menor impacto sobre las facilidades de superficie y el subsuelo.

3. Características de las facilidades de superficie

Localización del campo: Esta es una variable cualitativa y en el presente trabajo es de las más importantes, ya que indica si la localización es Off-shore u On-shore. Debido a que el campo es offshore, limita el número de SLA que pueden ser implementados.

Fuente de energía: Es una variable cualitativa que indica la fuente disponible de energía para la operación del SLA. Las posibilidades son: eléctrica, gas, compresor o multicilíndro.

Manejo de gas: Es necesario saber la capacidad de manejo de gas libre en cada SLA, porque a medida que aumenta la cantidad puede reducir la eficiencia de la bomba y por ende del equipo.

Eficiencia del sistema: La eficiencia de un SLA se define como la potencia hidráulica usada para el levantamiento del fluido sobre la potencia eléctrica requerida. Esta se define en porcentaje.

2.1.3. APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE CONJUNTOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS RANGOS ÓPTIMOS DE APLICACIÓN DE CADA SLA

Luego de definir las variables, se procedió a reunir los rangos óptimos arrojados por la bibliografía mencionada. Seguidamente, se aplicó la teoría de conjuntos con la que se pretende determinar los rangos óptimos de aplicación de los SLA implementados en diferentes proyectos de la Cuenca de Campos (Bombeo electro-sumergible, levantamiento por gas, bombeo hidráulico tipo jet, bombeo de cavidades progresivas).

A pesar que la teoría de conjuntos no es ampliamente utilizada por la rama de la ingeniería, sino que es propia de la matemática y la lógica aplicadas, fue elegida porque permite visualizar de manera práctica los valores en los que coinciden los rangos de los autores sujetos a revisión.

La teoría de conjuntos, fue estudiada por primera vez por G. Cantor en el siglo XIX, cuando él demostró que la totalidad de los números naturales que están entre 0 y 1 es infinita. De esta forma, Cantor creó una nueva disciplina matemática entre 1874 y 1897: teoría de conjuntos (Huertas y Manzano, 2002).

Cantor definió a un conjunto como la colección en un todo de determinados y distintos objetos propios de nuestro pensamiento o percepción, que son los elementos del conjunto (Huertas y Manzano, 2002).

La teoría de conjuntos, en un primer momento, se ocupa del estudio de los conjuntos que se obtienen a partir de los axiomas, considerados como objetos amorfos, desprovistos de cualquier tipo de estructura, mediante diferentes tipos de morfismos, relaciones, funciones parciales y funciones en general. Posteriormente, para profundizar en el estudio de la naturaleza de los conjuntos, se les dota de diversas estructuras, siendo fundamentales las relacionales, algebraicas, topológicas y analíticas y se les compara mediante los morfismos adecuados, aquellos que preservan las estructuras involucradas (Vidal, 2010).

Lo que se pretende con el desarrollo de la teoría de conjuntos, es relacionar los valores mínimos y máximos óptimos de las variables cuantitativas y los valores óptimos cualitativos, arrojados por la bibliografía consultada. El resultado que se muestra a continuación fue producto de la intersección de esos conjuntos de valores.

A modo de ejemplo en la Tabla 1, se muestran los valores propuestos por los autores consultados y el resultado de la intersección de conjuntos para 2 de las variables del Gas Lift Continuo.

Tabla 1. Ejemplo de los rangos óptimos construidos mediante la intersección de conjuntos

Variable/ Autor(es)	Muñoz y Torres (2007)		Aliyev (2013)		Clegg, Bucaram y Hein (1993)		Carrillo (2002)		Solución (Intersección de conjuntos)	
	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx
Profundi- dad del pozo TVD (ft)	1001	15000	5000	15000	10000		-	10000	10000	15000
Tasa de producción BFPD	200	15000	100	10000	200	10000	-	-	100	15000

Fuente: Elaboración propia

Como se pudo observar, en el ejemplo anterior para el sistema de Gas Lift Continuo en esas dos variables (profundidad del pozo y tasa de producción), hay autores que no propusieron un rango óptimo con valores mínimos y máximos, sin embargo, se pudo aplicar la metodología teniendo en cuenta todos los valores aportados.

En las tablas 2, 3 y 4 se muestran de manera agrupada, las soluciones dadas a partir de la intersección de conjuntos para las demás variables y SLA. En algunos

casos no hay valores asignados debido a que, los autores no aportaron valores óptimos. Las variables cualitativas solamente presentan un valor por su naturaleza misma.

Tabla 2. Rangos óptimos de selección para cada SLA según las propiedades de yacimiento.

VARIABLE /SLA	BES ¹		BCP ²		GLI ³		GLC ⁴		BH TIPO JET ⁵	
	Mín ⁶	Máx ⁷	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx
Profundidad del pozo TVD (ft)	1000	10000	2000	2500	10000	12000	10001	15000	12001	15000
Tasa de producción (BFPD)	10001	20000	1501	2000	200	500	200	10000	300	500
Presión de fondo fluyente (Pwf)	Mayor a 500		500	1000	-	-	Mayor a 2000		501	1000
Temperatura de fondo de pozo (°F)	71	150	75	150	Menor A 350		101	150	100	150
Tipo de completamiento	Simple		Simple		-		Simple		Simple	
Dog leg severity (grados/100ft)	0	3	0	2	-	-	0	50	0	3
Desviación (°)	0	10	0	3			0	30	0	10
Diámetro de tubería de revestimiento (in)	Menor a 7		4.5		4.5	5.5	Menor a 7		2 3/8	
Tipo de recobro	Primario		Primario		-		Primario		Primario	
Tratamientos aplicados	Sin tratamiento		Sin tratamiento		Inhibidores		Sin tratamiento		Solventes, inhibidores	
Eficiencia del sistema (%)	35	60	50	70	5	10	10	30	10	20

Fuente: Elaboración propia.

¹ Bombeo Electro Sumergible

² Bombeo de Cavidades Progresivas

³ Gas Lift Intermitente

⁴ Gas Lift Continuo

⁵ Bombeo Hidráulico Tipo Jet

⁶ Mínimo

⁷ Máximo

Tabla 3. Rangos óptimos de selección para cada SLA según las limitaciones de superficie

VARIABLE /SLA	BES		BCP		GLI		GLC		BH TIPO JET	
RANGOS	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx
Localización del campo	Costa afuera		Costa afuera		Costa afuera		Costa afuera		Costa afuera	
Fuente de energía	Eléctrica		Gas eléctrico		-		Compresor		Multicilindro o eléctrica	
Eficiencia del sistema (%)	35	60	50	70	5	10	10	30	10	20

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4. Rangos óptimos de selección para cada SLA según las propiedades de los fluidos

VARIABLE /SLA	BES		BCP		GLI		GLC		BH TIPO JET	
RANGOS	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx
GOR (SCF/STB)	0	50	0	50	N/A	N/A	Mayor a 5000		0	100
Gravedad API	Mayor a 10		Menor a 35		N/A	N/A	Mayor a 15		Mayor a 8	
Viscosidad del fluido producido (cp)	0.1	10	5001	6000	N/A	N/A	41	70	1	50
Presencia de fluidos corrosivos	No		No		N/A		No		No	
Contenido de arena (ppm)	0	0.01	0	50	N/A	N/A	0	200	0	2
Manejo de Erosión	Bueno		Excelente		N/A		Bueno		Excelente	
Grado de afectación de los contaminantes	Nulo		Nulo		N/A		Nulo		Nulo	
Manejo de gas	Bueno		Bueno		N/A		Excelente		Bueno	
Tamaño de tubería de revestimiento (in)		7	4.5		4.5	5.5	Mayor a 7		2 3/8	
BSW (%)	0.1	70	0.1	6	N/A	N/A	0.1	10	0.1	10

Fuente: Elaboración propia.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La metodología de selección se fundamenta: en la comparación de las condiciones que describen al campo de estudio con el *screening* propuesto para cada sistema y en la selección del SLA que mejor se adapte a estas condiciones específicas.

Para el desarrollo de la selección del SLA, se procedió a revisar el ajuste de los datos promedio de los *clusters* de un campo de la Cuenca de Campos, proporcionados por una fuente confidencial, a los criterios arrojados por la teoría de conjuntos. Cabe resaltar que algunos de los pozos de dicho campo son pilotos de recuperación química.

Tabla 5. Datos de los *clusters* de un campo de la Cuenca de Campos

Tasa de producción	18000 STBPD
Profundidad de pozo	4500ft-20000ft
Arena corrosiva	145ppm
Tamaño del revestimiento	7 pulgadas
Perforación direccional	No
Tipo de completamiento	Simple
Tipo de recobro	Terciario
Temperatura	130F-178F
Pwf	3863psi-7813psi
Presión de yacimiento	4560psi-8600psi
Gravedad API	14°-29°
Fuente de energía	Eléctrica
Localización	Offshore

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a los datos promedios anteriormente proporcionados, se procedió a seleccionar con base en las tablas 2, 3 y 4, el SLA que mejor se ajustaba a los datos presentados. Los resultados se presentan de la siguiente manera: si cumple con los rangos mostrados en las tablas, se le asignará el color verde y si no se ajusta, se asignará color rojo. Además, se usará el color amarillo sino existen datos de rango óptimo de aplicación. En la Tabla 6 se proyecta la selección a la que se llegó.

Tabla 6. Consolidado del ajuste de los datos de los *clusters* de un campo de la Cuenca de Campos a los rangos propuestos.

Variable	B.E.S.	G.L.C.	G.L.I.	B.C.P.	B.H.T.J.
Tasa de producción					
Profundidad de pozo					
Arena corrosiva					
Tamaño del revestimiento					
Perforación direccional					
Tipo de completamiento					
Tipo de recobro					
Temperatura					
Pwf					
Gravedad API					
Fuente de energía					
Localización					

Fuente: Elaboración propia.



No cumple



Cumple satisfactoriamente

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Gas Lift Intermitente: Este sistema está limitado a pozos que produzcan un volumen de fluido bajo y poco profundos, también presenta problemas cuando está sometido a una producción alta de sólidos. Por ende, es el que menos se adecúa a la información del campo, ya que de las 13 variables evaluadas no cumple con 8, entre ellas la tasa de producción consideradas una de las más importantes junto con la profundidad del pozo. Por lo anterior se puede descartar inmediatamente.

Bombeo por Cavidades Progresivas: Este SLA tiene una capacidad baja de desplazamiento del fluido producido, además se limita a profundidades bajas. No es tolerante a producciones altas de sólidos y el rango tamaño de revestimiento óptimo es menor que el promedio del campo. En ese sentido, no cumple con 7 de las 13 variables presentadas, se diferencia del gas lift intermitente, en que cumple con el tipo de completamiento. Su implementación es casi nula, por ende, se descarta.

Bombeo Hidráulico Tipo Jet: Si bien cumple con 6 de los 13 criterios valorados, su tasa de producción está muy por debajo del promedio del campo, además el diámetro del revestimiento genera problemas para su aplicación. En consecuencia, es muy poco probable que pueda ser implementado, ya que hay otros dos sistemas de levantamiento que están más cercanos a los datos óptimos, además que no cumple con una de las variables más importantes como lo es la tasa de producción, por lo tanto, no es viable su aplicación.

Bombeo Electro Sumergible: Este sistema no cumple con el criterio del contenido de arena corrosiva porque tolera solamente porcentajes mínimos de producción de sólidos, específicamente el rango óptimo es de 0-0.01ppm; además de este criterio, el tipo de recobro tampoco es válido porque este SLA acepta el recobro primario solamente. A pesar de que no cumple con estos dos criterios, su implementación puede ser válida porque los demás son cumplidos de manera integral.

Gas Lift Continuo: Este sistema cumple casi cabalmente con los criterios aportados por los datos promedio del campo. Se ajusta a la producción, a la profundidad, al diámetro del revestimiento, a la producción de sólidos (que es una gran limitante), etc; solamente no cumple con el criterio del tipo de recobro que existe en el campo, ya que éste está sometido a un recobro terciario, pero el gas lift continuo como los demás SLA trabaja en condiciones óptimas con recobros primarios.

Como se pudo observar, ninguno de los cinco SLA cumple en su totalidad con los datos del campo de la Cuenca de Campos, Brasil. No obstante, los que más se ajustan son el Bombeo Electro Sumergible y el Gas Lift Continuo. En este sentido, el SLA que debe ser implementado es el **Gas Lift Continuo**. Teniendo en cuenta que solamente presenta desajuste en el tipo de recobro.

ANÁLISIS NODAL

Según Beggs (1991) el análisis nodal es un método utilizado para analizar, evaluar y optimizar el rendimiento de los elementos que componen los sistemas de producción. El uso de esta metodología en el presente trabajo permitió evaluar los efectos de implementar el SLA de gas continuo sobre la capacidad de flujo en el pozo estudiado.

Para desarrollar el análisis nodal fue utilizada una herramienta computacional desarrollada por la Universidad Federal de Rio de Janeiro. Esta herramienta estima la producción de un determinado pozo, teniendo en cuenta variables del yacimiento, características petrofísicas, histórico de producción y estado mecánico del pozo. A continuación, se presentan sus características más importantes:

- Cinco correlaciones hidráulicas de tubing (Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales):
 1. Poettmann y Carpenter (1952)
 2. Duns y Ros (1963)
 3. Hagedorn y Brown (1965)
 4. Orkiszewski (1967)
 5. Beggs y Brill (1973)
- Perforación y completamiento totalmente editable.
- Ubicación del nodo en el yacimiento, *tubing* y separador.
- Diseño y análisis del pozo.
- Predicción y precipitación de sólidos.
- Análisis de sistemas BCP, levantamiento por gas y BES.

Los escenarios evaluados en la simulación fueron:

- El pozo sujeto a estudio, que sirve como proyecto piloto de recuperación terciaria, sin SLA.
- El mismo pozo descrito anteriormente, con un aporte de energía externa proveniente del SLA elegido a través de la metodología propuesta: el levantamiento por gas continuo, con mandriles bolsillo interior.

Para la simulación se utilizaron las condiciones medias de los rangos de las diferentes propiedades y características anteriormente suministradas del pozo de estudio; se tomó como presión de yacimiento 7850 psi. El resultado de la simulación se muestra en la figura 3.

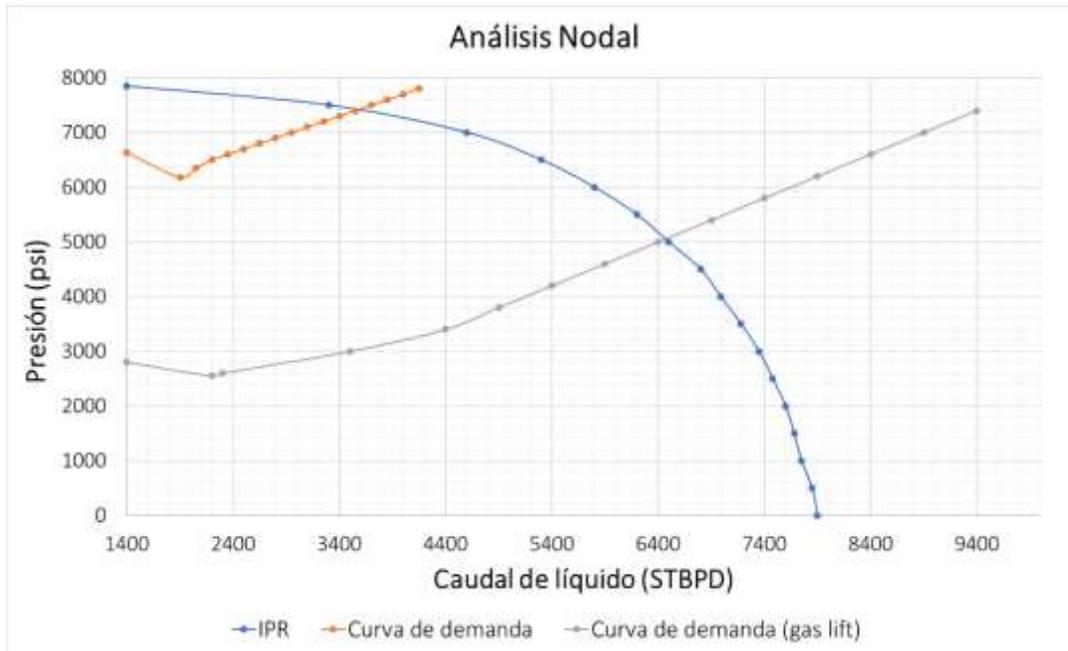


Figura 3. Análisis nodal

Fuente: Elaboración propia.

En la figura se observa que, en el escenario que no involucra al sistema de levantamiento, la curva de oferta (IPR) y la curva de demanda se intersectan entre sí, es decir el pozo tiene la capacidad de fluir naturalmente. Sin embargo, al implementar el sistema de levantamiento por gas continuo se puede evidenciar que la nueva curva de demanda, es desplazada hacia abajo y la intersección entre esta y la IPR es desplazada hacia la derecha. Dicho de otro modo, con el SLA se disminuyó la presión hidrostática, en aproximadamente 1000 psi, provocando un efecto positivo en la capacidad de producción, que se traduce en un aumento aproximado de 3000 barriles de líquido estándar diarios.

La afirmación hecha anteriormente responde a que el incremento de recuperación de líquido no supone un aumento considerable del corte de agua, de esta manera, según datos de producción se conoció que una vez instalado el sistema de levantamiento artificial el corte de agua se acrecentó en 1 punto porcentual, pasando de 28% a 29%.

Por otra parte, se establece que las fuerzas viscosas no sobrepasan las fuerzas gravitacionales, excluyendo algún inconveniente relacionado con conificación o digitación de agua. En conclusión, la caída de presión que causa el flujo de agua es menor que la fuerza gravitacional, así la ecuación 2 no se satisface en ninguna fase de producción.

$$P_{WOC} - P_{wf} > 0.433 (\gamma_w - \gamma_o)H \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde,

P_{WOC} = Presión en el contacto de agua y petróleo, psia.

P_{wf} = Presión de fondo fluente, psia.

γ_w = Gravedad específica del agua

γ_o = Gravedad específica del aceite

H= Distancia del fondo del pozo al contacto agua petróleo, ft

El efecto positivo en la producción y en el mantenimiento de presión, es importante en proyectos costa afuera, donde la producción debe ser alta y constante para brindar viabilidad a este tipo de proyectos, que requieren inversiones y costos elevados.

Entre tanto, los datos ingresados en el simulador para la obtención del análisis nodal anteriormente enunciado se encuentran especificados en la figura 4, el caudal de inyección estipulado y recomendado fue de 71450 ft³ de gas. Por otra parte, el estado mecánico del pozo una vez instalado el sistema de levantamiento artificial es (Figura 5)

Propiedades PVT
Temperatura de yacimiento: 160F Gravedad específica de gas: 1.230 GOR: 750 (scf/stb) Gravedad API: 21,7 Gravedad específica del agua: 1.07
INFLOW
Presión de yacimiento: 7850 psia Presión de fondo fluente: 7230 psia Profundidad del pozo: 12580 Corte de agua inicial: 28% Permeabilidad: 10 (md) Daño a la formación (S): 0.2
Correlaciones usadas
Razón de solubilidad: Standing Factor volumétrico de formación: Standing IPR modelado: Voguel Flujo: Beggs y Brill (1973)

Figura 4. Datos ingresados en el simulador para el análisis nodal

Fuente: Elaboración propia.

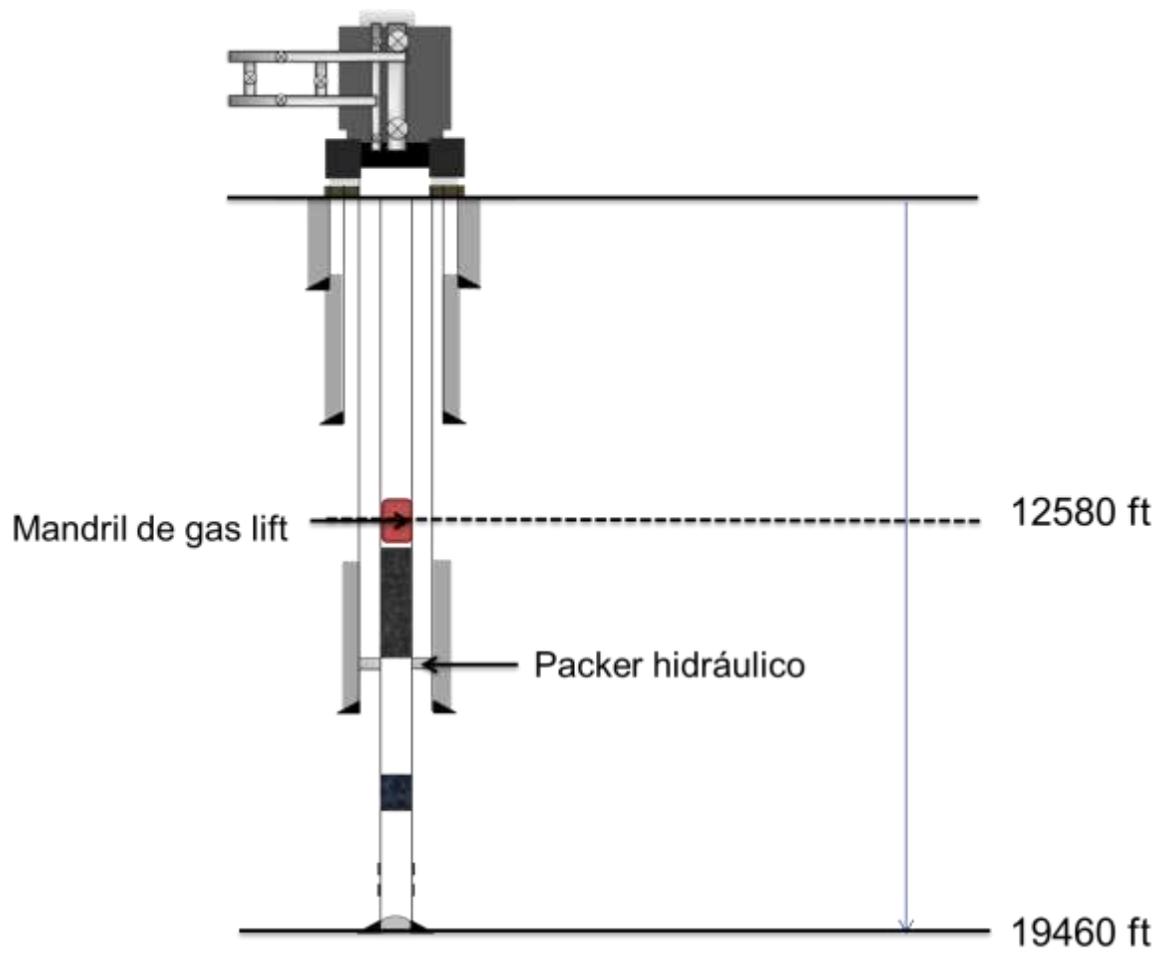


Figura 5. Estado mecánico del pozo sometido a Levantamiento por Gas Continuo

Fuente: Elaboración propia.

ANÁLISIS FINANCIERO

Un análisis financiero comprende el estudio económico de una empresa o proyecto concreto a desarrollar, con el fin de valorar la dinámica y comportamiento de los distintos indicadores, además de mejorar las situaciones adversas que se presenten en la compañía, o en el caso de un proyecto, tomar la decisión de llevarlo a cabo o, por el contrario, abandonar esa aspiración.

En el caso concreto del presente trabajo, se realizará el análisis financiero con el fin de estudiar todos los factores que influyen en la viabilidad de la implementación del sistema de levantamiento artificial que, se seleccionó en la evaluación técnica hecha anteriormente, es decir el levantamiento por gas continuo.

Para ello, en la industria del petróleo existen dos términos relevantes: el CAPEX que son los costos del capital y OPEX que son los costos operativos. El primero está relacionado con los servicios que presta la empresa petrolera a saber exploración, perforación, completamiento, SLA, facilidades, instalaciones adicionales para manejo de los residuos de producción, equipos y pozos de inyección; el segundo se refiere a los costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, y ambientales, entre otros (Amado, 2012).

Los indicadores económicos son indispensables para determinar la viabilidad financiera del proyecto. Se tendrán en cuenta los siguientes:

CAPEX: Son los costos del capital empleado al momento de la implementación del SLA, en otras palabras, son las inversiones que se hacen a lo largo del proyecto. Está relacionado con los servicios que presta la empresa petrolera a saber exploración, perforación, completamiento, SLA, facilidades, instalaciones adicionales para manejo de los residuos de producción, equipos y pozos de inyección. (Amado, 2012)

OPEX: Son los costos operativos del proyecto. Se refiere concretamente en la industria del petróleo a los costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, y ambientales, entre otros (Amado, 2012).

Flujo de efectivo: Es la diferencia entre el total de efectivo que se percibe (ingresos) y el total de gastos (egresos) en un período de tiempo dado. Para estimarlo se deben tener en cuenta los egresos de manera diferenciada (gastos generados por la inversión, los costos de operación, la depreciación y los impuestos) (Amado, 2012).

Valor Presente Neto (VPN): Consiste en encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los ingresos y de los egresos e inversiones. La tasa que se utiliza para descontar los flujos es el rendimiento mínimo aceptable de la empresa, por debajo de la cual los proyectos no deben ser aceptados (Jiménez, 2007). El VPN se puede calcular así:

$$VPN = -|FE_0| + \sum_{j=1}^n FE_j (P/F, i\%, j) \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

FE_0 = Flujo de efectivo inicial (desembolso de capital).

FE_j = Flujo de efectivo restante (ingresos).

$(P/F, i\%, j)$ = Factor del valor presente de un pago único = $(1 + i)^{-j}$

$i\%$ = Tasa de interés (fracción).

n = período de tiempo en años.

En la ejecución del proyecto se debe tener en cuenta:

Si **VPN>0** el proyecto es viable

Si **VPN=0** el proyecto solamente recuperará la inversión

Si **VPN<0** el proyecto es inviable

Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la tasa de descuento (i) que hace que el valor presente de los ingresos sea igual al valor presente de los egresos. Es decir, la TIR es la tasa en la cual el VPN se hace cero (Jiménez, 2007). Para hallarla se grafica el VPN como una función de i , usando la anterior ecuación y la tasa i será el punto en el que la curva intersecta al eje i de las tasas de interés. Además, se puede encontrar por ensayo y error, interpolando o mediante proceso iterativo (Amado, 2012).

En el proyecto se debe tener en cuenta que hay una tasa mínima o tasa de corte (r), con la que se debe comparar la TIR.

Si **TIR>r** el proyecto es rentable

Si **TIR=r** el proyecto no tendrá ni ganancias ni pérdidas

Si **TIR<r** el proyecto no es rentable

Período de recuperación: También llamado Payback, es el tiempo correspondiente entre la primera inversión y el momento en el que se recupera todo el dinero invertido. Se puede calcular a través del flujo de caja acumulado teniendo en cuenta que será igual al día, mes o año en que este se vuelve positivo. También se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$PR = \frac{|FE_0|}{\text{Ingreso anual}} \quad (\text{Ec. 4})$$

APLICACIÓN A LA CUENCA DE CAMPOS:

Para el análisis económico aplicado a un pozo de la Cuenca de Campos se tomarán en cuenta tres escenarios posibles: pesimista, conservador y optimista, con un precio por barril de 35, 50 y 65 dólares respectivamente.

Ingresos:

Los ingresos resultan de la venta de crudo producido, por ende, serán iguales a la cantidad de barriles incrementales mensuales producidos por el precio de barril asignado.

Sin embargo, la producción no es constante, es decir, declina con el tiempo. Para este caso, se considerará la tasa mensual 1,82% asumida para los pozos en Brasil.

Egresos:

Los egresos están compuestos por la inversión inicial que incluyen las unidades de fondo y superficie, instalación y adecuación del sistema, además de los gastos operacionales.

➤ CAPEX

Tabla 7. Costos de inversión para el sistema de levantamiento por gas continuo

CAPEX				
Período (Mes)	Descripción	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
0	Compresor	1	\$ 100.000	\$ 100.000
0	Mandril	2	\$ 4.520	\$ 9.040
0	Válvula de presión	2	\$ 870	\$ 1.740
0	Válvula de orificio	1	\$ 580	\$ 580
0	Empaque	1	\$ 7.230	\$ 7.230
0	Niple	1	\$ 1.290	\$ 1.290
0	Tubería	600	\$ 210	\$ 126.000
Total inversión				\$ 245.880

Fuente: GRAN TIERRA ENERGY, citado en Solano y Varón (2018)

➤ OPEX

Los costos de operación se basan en el costo de levantamiento para cada barril del fluido incremental que se considera en Brasil, teniendo en cuenta todo el ciclo de levantamiento como la extracción, recolección, tratamiento, entre otros. El valor es de 8,54 USD/BBL.

Es necesario tener en cuenta que, la producción incremental es la diferencia entre la producción que resultará de la implementación del levantamiento por gas en el campo, basada en los resultados del análisis nodal, y la producción básica

estimada. En este caso, la producción básica estimada es 4500 BBL y la producción después del workover es 7500 BBL.

Para la declinación se usó específicamente la declinación armónica, ya que los pozos perforados en la Cuenca de Campos son relativamente recientes, no tienen un elevado corte de agua ni problemas asociados a finos, parafinas o asfaltenos, además el yacimiento produce principalmente por segregación gravitacional. La declinación armónica refleja que la declinación en el tiempo es proporcional con la producción. La ecuación está descrita en París de Ferrer (2001) con la siguiente fórmula:

$$q = \frac{q_i}{1+D_i t} \quad (\text{Ec. 5})$$

Tabla 8. Costos operacionales del proyecto

OPEX					
Período (Mes)	Producción básica (BBL)	Producción después de workover (BBL)	Tasa de producción (BBL)	Costo de levantamiento (USD)	Costo de producción (USD)
1	4500	7500	3000,00000	\$ 8,54	\$ 25.620,00
2	4419,5639	7365,9399	2946,37596	\$ 8,54	\$ 25.162,05
3	4340,5656	7234,2761	2893,71043	\$ 8,54	\$ 24.712,29
4	4262,9794	7104,9657	2841,98628	\$ 8,54	\$ 24.270,56
5	4186,78	6977,9667	2791,18668	\$ 8,54	\$ 23.836,73
6	4111,9427	6853,2378	2741,29511	\$ 8,54	\$ 23.410,66
7	4038,443	6730,7383	2692,29533	\$ 8,54	\$ 22.992,20
8	3966,2571	6610,4285	2644,17141	\$ 8,54	\$ 22.581,22
9	3895,3615	6492,2692	2596,90769	\$ 8,54	\$ 22.177,59
10	3825,7332	6376,222	2550,48880	\$ 8,54	\$ 21.781,17
11	3757,3494	6262,2491	2504,89962	\$ 8,54	\$ 21.391,84
12	3690,188	6150,3134	2460,12534	\$ 8,54	\$ 21.009,47
13	3624,2271	6040,3785	2416,15139	\$ 8,54	\$ 20.633,93
14	3559,4452	5932,4086	2372,96345	\$ 8,54	\$ 20.265,11
15	3495,8212	5826,3687	2330,54749	\$ 8,54	\$ 19.902,88
16	3433,3345	5722,2242	2288,88970	\$ 8,54	\$ 19.547,12
17	3371,9648	5619,4867	2247,97652	\$ 8,54	\$ 19.197,72
18	3311,692	5519,4867	2207,79466	\$ 8,54	\$ 18.854,57
19	3252,4966	5420,8276	2168,33104	\$ 8,54	\$ 18.517,55
20	3194,3592	5323,932	2129,57281	\$ 8,54	\$ 18.186,55
21	3137,2611	5228,7684	2091,50738	\$ 8,54	\$ 17.861,47
22	3081,1835	5135,3059	2054,12235	\$ 8,54	\$ 17.542,20
23	3026,1084	5043,5139	2017,40557	\$ 8,54	\$ 17.228,64
24	2972,0176	4953,36227	1981,34509	\$ 8,54	\$ 16.920,69

Fuente: Elaboración propia.

➤ INGRESOS

Los ingresos del proyecto son obtenidos mediante la venta del crudo producido medido en barriles. Son generados en cada escenario planteado. Para hallar el precio de venta se debe tener en cuenta el valor de ajuste, que en este caso será el considerado para el crudo en Brasil que es de 5,5%.

El cálculo de ingresos se hará de la siguiente manera:

$$\text{Ingresos (USD)} = \text{Producción incremental (Bbl)} \times \text{Precio de venta} \left(\frac{\text{Bbl}}{\text{USD}} \right) \quad (\text{Ec.6})$$

Tabla 9. Precio de venta del crudo para el escenario 1

Escenario 1		
Crudo Brent	\$ 35	USD/Bbl
Valor de ajuste	5,5	%
Total	\$ 33,075	USD/Bbl

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10. Ingresos del Escenario 1

Período (Mes)	Producción incremental (BBL)	Precio de venta (USD/Bbl)	Total (USD)
1	3000	\$ 33,075	\$ 99.225,00
2	2946,37596	\$ 33,075	\$ 97.451,38
3	2893,71043	\$ 33,075	\$ 95.709,47
4	2841,98628	\$ 33,075	\$ 93.998,70
5	2791,18668	\$ 33,075	\$ 92.318,50
6	2741,29511	\$ 33,075	\$ 90.668,34
7	2692,29533	\$ 33,075	\$ 89.047,67
8	2644,17141	\$ 33,075	\$ 87.455,97
9	2596,90769	\$ 33,075	\$ 85.892,72
10	2550,48880	\$ 33,075	\$ 84.357,42
11	2504,89962	\$ 33,075	\$ 82.849,56
12	2460,12534	\$ 33,075	\$ 81.368,65
13	2416,15139	\$ 33,075	\$ 79.914,21
14	2372,96345	\$ 33,075	\$ 78.485,77
15	2330,54749	\$ 33,075	\$ 77.082,86
16	2288,88970	\$ 33,075	\$ 75.705,03
17	2247,97652	\$ 33,075	\$ 74.351,82
18	2207,79466	\$ 33,075	\$ 73.022,81
19	2168,33104	\$ 33,075	\$ 71.717,55
20	2129,57281	\$ 33,075	\$ 70.435,62
21	2091,50738	\$ 33,075	\$ 69.176,61
22	2054,12235	\$ 33,075	\$ 67.940,10
23	2017,40557	\$ 33,075	\$ 66.725,69
24	1981,34509	\$ 33,075	\$ 65.532,99

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11. Precio de venta del crudo para el escenario 2

Escenario 2		
Crudo Brent	\$ 50	USD/Bbl
Valor de ajuste	5,5	%
Total	\$ 47,25	USD/Bbl

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 12. Ingresos del Escenario 2

Período (Mes)	Producción incremental (BBL)	Precio de venta (USD/Bbl)	Total (USD)
1	3000,00	\$ 47,25	\$ 141.750,00
2	2946,38	\$ 47,25	\$ 139.216,26
3	2893,71	\$ 47,25	\$ 136.727,82
4	2841,99	\$ 47,25	\$ 134.283,85
5	2791,19	\$ 47,25	\$ 131.883,57
6	2741,30	\$ 47,25	\$ 129.526,19
7	2692,30	\$ 47,25	\$ 127.210,95
8	2644,17	\$ 47,25	\$ 124.937,10
9	2596,91	\$ 47,25	\$ 122.703,89
10	2550,49	\$ 47,25	\$ 120.510,60
11	2504,90	\$ 47,25	\$ 118.356,51
12	2460,13	\$ 47,25	\$ 116.240,92
13	2416,15	\$ 47,25	\$ 114.163,15
14	2372,96	\$ 47,25	\$ 112.122,52
15	2330,55	\$ 47,25	\$ 110.118,37
16	2288,89	\$ 47,25	\$ 108.150,04
17	2247,98	\$ 47,25	\$ 106.216,89
18	2207,79	\$ 47,25	\$ 104.318,30
19	2168,33	\$ 47,25	\$ 102.453,64
20	2129,57	\$ 47,25	\$ 100.622,32
21	2091,51	\$ 47,25	\$ 98.823,72
22	2054,12	\$ 47,25	\$ 97.057,28
23	2017,41	\$ 47,25	\$ 95.322,41
24	1981,35	\$ 47,25	\$ 93.618,56

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13. Precio de venta del crudo para el escenario 3

Escenario 3		
Crudo Brent	\$ 65	USD/Bbl
Valor de ajuste	5,5	%
Total	\$ 61,425	USD/Bbl

Fuente: Elaboración propia

Tabla 14. Ingresos del Escenario 3

Período (Mes)	Producción incremental (BBL)	Precio de venta (USD/Bbl)	Total (USD)
1	3000,00	\$ 61,43	\$ 184.275,00
2	2946,38	\$ 61,43	\$ 180.981,14
3	2893,71	\$ 61,43	\$ 177.746,16
4	2841,99	\$ 61,43	\$ 174.569,01
5	2791,19	\$ 61,43	\$ 171.448,64
6	2741,30	\$ 61,43	\$ 168.384,05
7	2692,30	\$ 61,43	\$ 165.374,24
8	2644,17	\$ 61,43	\$ 162.418,23
9	2596,91	\$ 61,43	\$ 159.515,06
10	2550,49	\$ 61,43	\$ 156.663,77
11	2504,90	\$ 61,43	\$ 153.863,46
12	2460,13	\$ 61,43	\$ 151.113,20
13	2416,15	\$ 61,43	\$ 148.412,10
14	2372,96	\$ 61,43	\$ 145.759,28
15	2330,55	\$ 61,43	\$ 143.153,88
16	2288,89	\$ 61,43	\$ 140.595,05
17	2247,98	\$ 61,43	\$ 138.081,96
18	2207,79	\$ 61,43	\$ 135.613,79
19	2168,33	\$ 61,43	\$ 133.189,73
20	2129,57	\$ 61,43	\$ 130.809,01
21	2091,51	\$ 61,43	\$ 128.470,84
22	2054,12	\$ 61,43	\$ 126.174,47
23	2017,41	\$ 61,43	\$ 123.919,14
24	1981,35	\$ 61,43	\$ 121.704,12

Fuente: Elaboración propia

EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera se hace con el propósito de determinar la viabilidad económica del proyecto. Así, que se presentará en una misma tabla, el flujo de caja y el VPN para cada uno de los escenarios de manera detallada, además de anexar una representación gráfica de la misma. Allí, se podrá visualizar cómo es el comportamiento financiero y constatar que hasta en el peor de los escenarios (1) es viable el proyecto financieramente hablando.

Para hallar el VPN, se usó la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) adoptada en Brasil que es del 15%, además de recordar que la evaluación se está haciendo a veinticuatro (24) meses teniendo en cuenta que en el mes 0 se hace la inversión.

Tabla 15. Flujo de caja y VPN para el escenario 1

Escenario 1				
Período (Mes)	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Flujo de caja (USD)	VPN (USD)
0	\$ -	\$ 245.880,00	-\$ 245.880,00	-\$ 245.880,00
1	\$ 99.225,00	\$ 25.620,00	\$ 73.605,00	\$ 64.004,35
2	\$ 97.451,38	\$ 25.162,05	\$ 72.289,33	\$ 54.661,12
3	\$ 95.709,47	\$ 24.712,29	\$ 70.997,19	\$ 46.681,80
4	\$ 93.998,70	\$ 24.270,56	\$ 69.728,13	\$ 39.867,29
5	\$ 92.318,50	\$ 23.836,73	\$ 68.481,77	\$ 34.047,54
6	\$ 90.668,34	\$ 23.410,66	\$ 67.257,68	\$ 29.077,35
7	\$ 89.047,67	\$ 22.992,20	\$ 66.055,47	\$ 24.832,70
8	\$ 87.455,97	\$ 22.581,22	\$ 64.874,75	\$ 21.207,67
9	\$ 85.892,72	\$ 22.177,59	\$ 63.715,13	\$ 18.111,82
10	\$ 84.357,42	\$ 21.781,17	\$ 62.576,24	\$ 15.467,89
11	\$ 82.849,56	\$ 21.391,84	\$ 61.457,71	\$ 13.209,92
12	\$ 81.368,65	\$ 21.009,47	\$ 60.359,18	\$ 11.281,56
13	\$ 79.914,21	\$ 20.633,93	\$ 59.280,27	\$ 9.634,70
14	\$ 78.485,77	\$ 20.265,11	\$ 58.220,66	\$ 8.228,25
15	\$ 77.082,86	\$ 19.902,88	\$ 57.179,98	\$ 7.027,10
16	\$ 75.705,03	\$ 19.547,12	\$ 56.157,91	\$ 6.001,30
17	\$ 74.351,82	\$ 19.197,72	\$ 55.154,10	\$ 5.125,24
18	\$ 73.022,81	\$ 18.854,57	\$ 54.168,24	\$ 4.377,07
19	\$ 71.717,55	\$ 18.517,55	\$ 53.200,00	\$ 3.738,12
20	\$ 70.435,62	\$ 18.186,55	\$ 52.249,07	\$ 3.192,43
21	\$ 69.176,61	\$ 17.861,47	\$ 51.315,13	\$ 2.726,41
22	\$ 67.940,10	\$ 17.542,20	\$ 50.397,89	\$ 2.328,41
23	\$ 66.725,69	\$ 17.228,64	\$ 49.497,05	\$ 1.988,52
24	\$ 65.532,99	\$ 16.920,69	\$ 48.612,30	\$ 1.698,24
Sumatoria	\$1.080.343,37	\$ 524.825,80	\$ 555.517,57	\$ 182.636,79

Fuente: Elaboración propia

Tabla 16. Flujo de caja y VPN para el escenario 2

Escenario 2				
Período (Mes)	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Flujo de caja (USD)	VPN (USD)
0	\$ -	\$ 245.880,00	-\$ 245.880,00	-\$ 245.880,00
1	\$ 141.750,00	\$ 25.620,00	\$ 116.130,00	\$ 100.982,61
2	\$ 139.216,26	\$ 25.162,05	\$ 114.054,21	\$ 86.241,37
3	\$ 136.727,82	\$ 24.712,29	\$ 112.015,53	\$ 73.652,03
4	\$ 134.283,85	\$ 24.270,56	\$ 110.013,29	\$ 62.900,45
5	\$ 131.883,57	\$ 23.836,73	\$ 108.046,84	\$ 53.718,37
6	\$ 129.526,19	\$ 23.410,66	\$ 106.115,53	\$ 45.876,67
7	\$ 127.210,95	\$ 22.992,20	\$ 104.218,75	\$ 39.179,69
8	\$ 124.937,10	\$ 22.581,22	\$ 102.355,88	\$ 33.460,32
9	\$ 122.703,89	\$ 22.177,59	\$ 100.526,30	\$ 28.575,85
10	\$ 120.510,60	\$ 21.781,17	\$ 98.729,42	\$ 24.404,40
11	\$ 118.356,51	\$ 21.391,84	\$ 96.964,66	\$ 20.841,90
12	\$ 116.240,92	\$ 21.009,47	\$ 95.231,45	\$ 17.799,44
13	\$ 114.163,15	\$ 20.633,93	\$ 93.529,22	\$ 15.201,11
14	\$ 112.122,52	\$ 20.265,11	\$ 91.857,42	\$ 12.982,09
15	\$ 110.118,37	\$ 19.902,88	\$ 90.215,49	\$ 11.086,99
16	\$ 108.150,04	\$ 19.547,12	\$ 88.602,92	\$ 9.468,53
17	\$ 106.216,89	\$ 19.197,72	\$ 87.019,17	\$ 8.086,33
18	\$ 104.318,30	\$ 18.854,57	\$ 85.463,73	\$ 6.905,91
19	\$ 102.453,64	\$ 18.517,55	\$ 83.936,09	\$ 5.897,80
20	\$ 100.622,32	\$ 18.186,55	\$ 82.435,76	\$ 5.036,85
21	\$ 98.823,72	\$ 17.861,47	\$ 80.962,25	\$ 4.301,58
22	\$ 97.057,28	\$ 17.542,20	\$ 79.515,08	\$ 3.673,64
23	\$ 95.322,41	\$ 17.228,64	\$ 78.093,77	\$ 3.137,37
24	\$ 93.618,56	\$ 16.920,69	\$ 76.697,87	\$ 2.679,39
Sumatoria	\$ 1.543.347,67	\$ 524.825,80	\$ 1.018.521,87	\$ 341.753,11

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17. Flujo de caja y VPN para el escenario 3

Escenario 3				
Período (Mes)	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Flujo de caja (USD)	VPN (USD)
0	\$ -	\$ 245.880,00	-\$ 245.880,00	-\$ 245.880,00
1	\$ 184.275,00	\$ 25.620,00	\$ 158.655,00	\$ 137.960,87
2	\$ 180.981,14	\$ 25.162,05	\$ 155.819,09	\$ 117.821,62
3	\$ 177.746,16	\$ 24.712,29	\$ 153.033,88	\$ 100.622,26
4	\$ 174.569,01	\$ 24.270,56	\$ 150.298,44	\$ 85.933,62
5	\$ 171.448,64	\$ 23.836,73	\$ 147.611,91	\$ 73.389,21
6	\$ 168.384,05	\$ 23.410,66	\$ 144.973,39	\$ 62.676,00
7	\$ 165.374,24	\$ 22.992,20	\$ 142.382,04	\$ 53.526,68
8	\$ 162.418,23	\$ 22.581,22	\$ 139.837,01	\$ 45.712,97
9	\$ 159.515,06	\$ 22.177,59	\$ 137.337,46	\$ 39.039,88
10	\$ 156.663,77	\$ 21.781,17	\$ 134.882,60	\$ 33.340,92
11	\$ 153.863,46	\$ 21.391,84	\$ 132.471,62	\$ 28.473,88
12	\$ 151.113,20	\$ 21.009,47	\$ 130.103,73	\$ 24.317,32
13	\$ 148.412,10	\$ 20.633,93	\$ 127.778,17	\$ 20.767,52
14	\$ 145.759,28	\$ 20.265,11	\$ 125.494,17	\$ 17.735,92
15	\$ 143.153,88	\$ 19.902,88	\$ 123.251,00	\$ 15.146,87
16	\$ 140.595,05	\$ 19.547,12	\$ 121.047,93	\$ 12.935,76
17	\$ 138.081,96	\$ 19.197,72	\$ 118.884,24	\$ 11.047,42
18	\$ 135.613,79	\$ 18.854,57	\$ 116.759,22	\$ 9.434,74
19	\$ 133.189,73	\$ 18.517,55	\$ 114.672,19	\$ 8.057,48
20	\$ 130.809,01	\$ 18.186,55	\$ 112.622,46	\$ 6.881,26
21	\$ 128.470,84	\$ 17.861,47	\$ 110.609,37	\$ 5.876,75
22	\$ 126.174,47	\$ 17.542,20	\$ 108.632,26	\$ 5.018,87
23	\$ 123.919,14	\$ 17.228,64	\$ 106.690,49	\$ 4.286,23
24	\$ 121.704,12	\$ 16.920,69	\$ 104.783,43	\$ 3.660,53
Sumatoria	\$ 2.006.351,97	\$ 524.825,80	\$ 1.481.526,17	\$ 556.935,21

Fuente: Elaboración propia

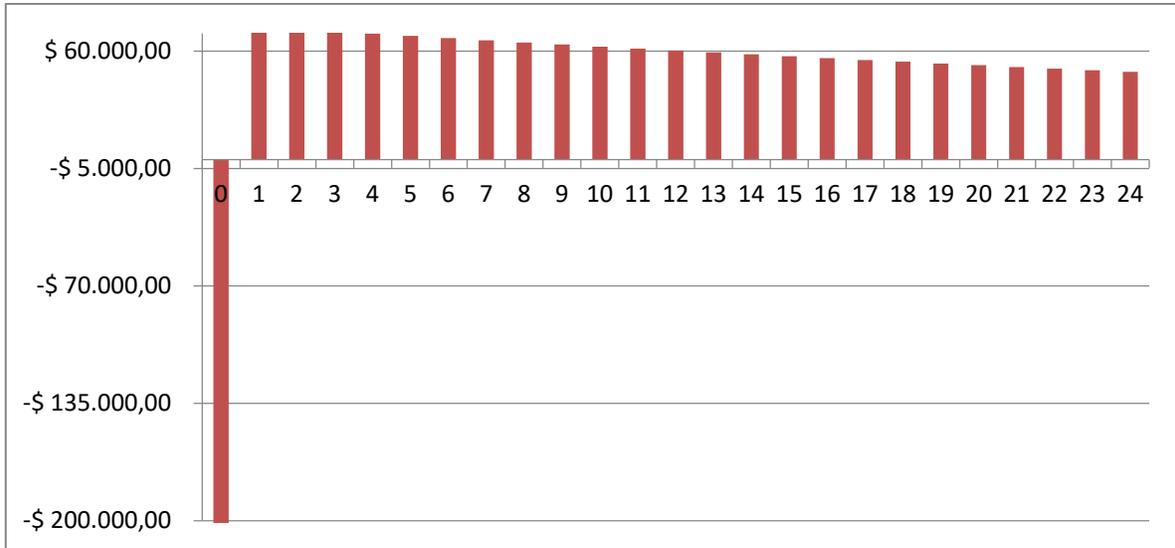


Figura 6. Representación gráfica del flujo de caja para el escenario 1

Fuente: Elaboración propia

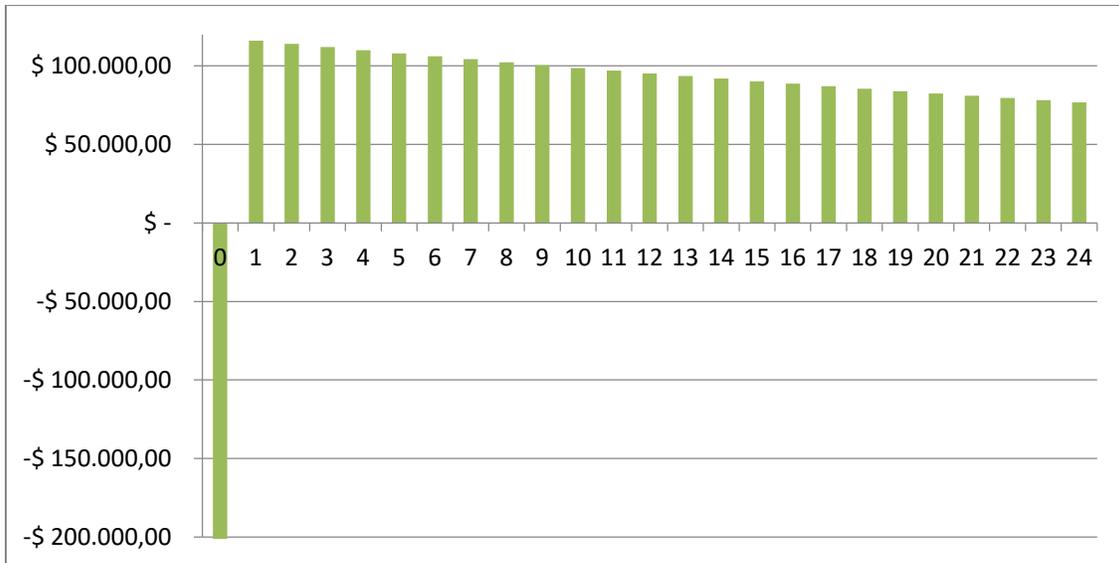


Figura 7. Representación gráfica del flujo de caja para el escenario 2

Fuente: Elaboración propia

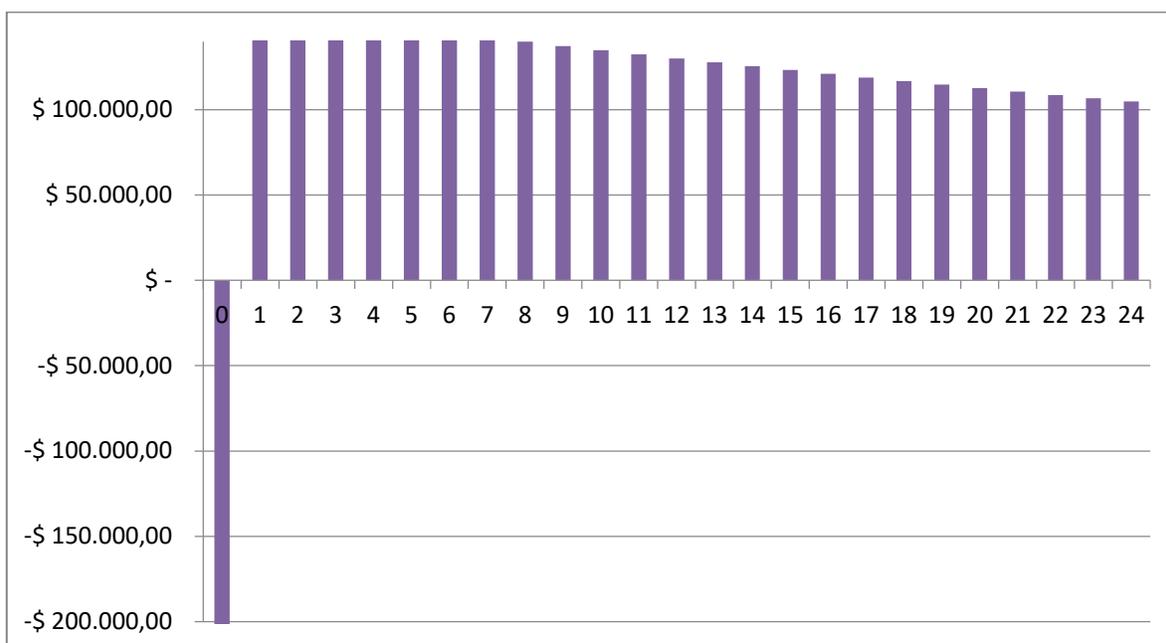


Figura 8. Representación gráfica del flujo de caja para el escenario 3

Fuente: Elaboración propia

En manera de resumen se presenta la siguiente tabla que ilustra los diferentes VPN para los 3 escenarios.

Tabla 18. VPN para los 3 escenarios

Escenario	VPN (USD)
1	\$ 182.636,79
2	\$ 341.753,11
3	\$ 556.935,21

Fuente: Elaboración propia

Como se pudo observar todos tienen un VPN mayor a cero, es decir que aún en el peor de los escenarios, \$ 35 USD como precio por barril de crudo, el proyecto es viable para ese pozo.

En la siguiente tabla se expondrán las Tasas Internas de Retorno para cada uno de los escenarios:

Tabla 19. TIR para los 3 escenarios

Escenario	TIR (%)
1	28
2	45
3	63

Fuente: Elaboración propia

La TIR debe ser mayor que la TIO que se asuma, en este caso es del 15%, así que en todos los escenarios el proyecto es rentable.

Para terminar la evaluación financiera, se debe hacer el Payback de los 3 escenarios, en la siguiente tabla se consolidan los resultados de los flujos de caja acumulados:

Tabla 20. Flujos de caja acumulada para los 3 escenarios

Período (Mes)	Escenario 1 (USD)	Escenario 2 (USD)	Escenario 3 (USD)
0	-\$ 245.880,00	-\$ 245.880,00	-\$ 245.880,00
1	-\$ 172.275,00	-\$ 129.750,00	-\$ 87.225,00
2	-\$ 99.985,67	-\$ 15.695,79	\$ 68.594,09
3	-\$ 28.988,48	\$ 96.319,74	\$ 221.627,97
4	\$ 40.739,65	\$ 206.333,03	\$ 371.926,41
5	\$ 109.221,42	\$ 314.379,87	\$ 519.538,32
6	\$ 176.479,09	\$ 420.495,40	\$ 664.511,71
7	\$ 242.534,56	\$ 524.714,16	\$ 806.893,75
8	\$ 307.409,31	\$ 627.070,03	\$ 946.730,76
9	\$ 371.124,44	\$ 727.596,33	\$ 1.084.068,22
10	\$ 433.700,68	\$ 826.325,75	\$ 1.218.950,82
11	\$ 495.158,39	\$ 923.290,41	\$ 1.351.422,44
12	\$ 555.517,57	\$ 1.018.521,87	\$ 1.481.526,17
13	\$ 614.797,84	\$ 1.112.051,09	\$ 1.609.304,33
14	\$ 673.018,50	\$ 1.203.908,50	\$ 1.734.798,50
15	\$ 730.198,48	\$ 1.294.123,99	\$ 1.858.049,51
16	\$ 786.356,39	\$ 1.382.726,91	\$ 1.979.097,44
17	\$ 841.510,49	\$ 1.469.746,09	\$ 2.097.981,68
18	\$ 895.678,74	\$ 1.555.209,82	\$ 2.214.740,90
19	\$ 948.878,74	\$ 1.639.145,91	\$ 2.329.413,09
20	\$ 1.001.127,81	\$ 1.721.581,67	\$ 2.442.035,54
21	\$ 1.052.442,94	\$ 1.802.543,93	\$ 2.552.644,91
22	\$ 1.102.840,83	\$ 1.882.059,00	\$ 2.661.277,17
23	\$ 1.152.337,88	\$ 1.960.152,77	\$ 2.767.967,66
24	\$ 1.200.950,18	\$ 2.036.850,64	\$ 2.872.751,10

Fuente: Elaboración propia

El payback corresponde en este caso, al mes en el cual el flujo de caja acumulado se hace igual a cero. Para el escenario 1 corresponde al mes 4, para el escenario 2 es el mes 3 y para el escenario 3 es el 2º mes. Es decir, el proyecto en el caso

más pesimista recuperará la inversión cuando apenas haya avanzado en una sexta parte.

Como resultado del análisis económico se concluye que, el VPN hecho en un período de 24 meses es favorable para cualquiera de los 3 escenarios, es decir, para dar vía libre al proyecto. Para el escenario 1 que es el pesimista dio como resultado 182.636,79 USD; para el escenario 2 un total de 341.753,11 USD; y para el escenario 3 fue de 556.935,21 USD. Como se pudo corroborar el VPN en los 3 casos fue muy superior a 0, es decir que incluso en el peor de los escenarios, con el precio del barril de crudo a 35 USD el proyecto sería viable. Esto se constató porque los flujos de caja fueron positivos antes del primer trimestre en todos los casos.

La TIR para los tres casos también fue favorable, considerando que esta debía ser mayor que la TIO (15% para este caso) para que el proyecto fuera rentable. En el escenario 1 fue de 28%, en el escenario 2 de 45% y en el escenario 3 de 63%.

La producción incremental, derivada del análisis nodal, arrojó que en el primer mes sería de 3000 barriles, esto quiere decir que, en un período corto, exactamente de 2 meses (escenario 3), 3 meses (escenario 2) y 2 meses (escenario 1) se recuperaría el total de la inversión (245.880 USD).

La evaluación financiera en su totalidad es muy satisfactoria debido a dos factores principales: la producción incremental de petróleo producto del workover realizado al pozo y por supuesto el proceso de inyección de polímeros que está siendo aplicado con anterioridad; y como segundo factor se resalta la baja inversión que se debe hacer para implementación del Gas Lift Continuo en un pozo. Este SLA resulta siendo uno de los más económicos y eficientes que se puede implementar en un campo con estas características.

CONCLUSIONES

Las metodologías TOPSIS y SE son métodos analíticos óptimos que permiten seleccionar el SLA más adecuado para cada pozo. De igual manera, se infiere que las variables más relevantes para la selección son: Profundidad del pozo, tasa de producción, relación gas-petróleo (GOR), viscosidad del fluido producido, presión de fondo fluyente, temperatura de fondo, tipo de completamiento, *dog leg severity*, desviación, localización del campo, fuente de energía, presencia de fluidos corrosivos, contenido de arena, manejo de erosión, grado de afectación de los contaminantes, manejo de gas, diámetro de la tubería de revestimiento, tipo de recobro, BSW, tratamientos aplicados y eficiencia del sistema.

El resultado de la aplicación de la metodología propuesta fue el levantamiento de gas continuo, puesto que los datos del campo de estudio se ajustaban en un 95% a los rangos presentados para las variables.

El análisis financiero demostró que la aplicación del sistema de levantamiento de gas continuo es viable y rentable económicamente. Las utilidades derivadas de la implementación de este SLA son principalmente por el incremento en la producción y los altos ingresos que se generan, incluso con un escenario pesimista en cuanto al precio del barril de crudo a nivel mundial.

RECOMENDACIONES

Darle continuación a este trabajo de grado, suministrando datos del pozo o en su defecto datos promedio del campo, relacionados con la roca-fluido, ya que, con ellos es posible hacer un análisis detallado acerca de los beneficios de aplicar un proyecto de inyección de polímeros.

Hacer una aplicación con los rangos óptimos establecidos en esta tesis a la Cuenca de Campos, además de la aplicación del Levantamiento por Gas continuo en el pozo descrito.

Hacer la evaluación financiera para los otros sistemas de levantamiento que fueron sujeto de estudio en este proyecto, ya que es posible que alguno de ellos, resulte más viable financieramente si se tienen en cuenta ciertas recomendaciones y límites operativos propios del sistema.

Realizar estudios con los diferentes rangos de aplicación, a saber: inviable, viable, viable con recomendaciones y óptimos para poder realizar analogías a otros campos.

BIBLIOGRAFÍA

- Abidin, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). *Polymers for enhanced oil recovery technology*. Procedia Chemistry.
- Alemi, M., Jalalifar, H., Kamali, G., & Kalbasi, M. (2010). *A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model*. Journal of Petroleum and Gas Engineering.
- Aliyev, E. (2013). *Developement of expert system for artificial lift selection*. Ankara, Turkey: Middle East Technical University.
- Alzate, D. (2016). *Interpretación de los mecanismos fenomenológicos del proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) en un yacimiento de hidrocarburos* (Doctoral dissertation, Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín).
- Aktas, F., Clemens, L., Castanier, L., & Kovscek, A. (2008). *Viscous oil displacement with aqueous associative polymers*.
- Amado, C. (2012). Ingeniería conceptual para la aplicación del sistema gas lift en el campo Escuela Colorado.
- Amao, M. (2014). Artificial Lift Methods and Surface Operations.
- Bastos, G. (2015). Bacia de Campos: Sumário Geológico e setores em oferta. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, décima terceira rodada de licitações, 13.
- Bastos, G. & Prates, I. (2017). Bacia de Campos: Sumário Geológico e setores em oferta. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, décima quarta rodada de licitações, 14.
- Beggs, H. D. (1991). *Production optimization using NODAL TM analysis*. Oil & Gas Consultants International. Inc, Tulsa.
- Boyun, G., Xinghui, L., Xuehao, T. (2017). *Petroleum Production Engineering* (Second Edition). Gulf Professional Publishing.
- Brown, K. E. (1980). *The technology of artificial lift methods* (Vol. 2a). Tulsa: Petroleum Publishing Co Books.
- Brown, K.E. (1984). *Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems Analysis. Technology of Artificial Lift Methods*. PennWeli Publishing Co., Tulsa.
- Brown, K. E., & Lea, J. F. (1985, October 1). Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. Society of Petroleum Engineers.

Bruhn, C. H., Pinto, A. C., Johann, P. R., Branco, C., Salomão, M. C., & Freire, E. B. (2017). Campos and Santos Basins: 40 Years of Reservoir Characterization and Management of Shallow-to Ultra-Deep Water, Post-and Pre-Salt Reservoirs-Historical Overview and Future Challenges. In OTC Brasil. Offshore Technology Conference.

Carrillo, J. A. (2002). *Una metodología para el diseño de una familia coherente de criterios para la selección de los sistemas de levantamiento artificial*. Universidad Central de Venezuela.

Castillo, I. C. (2018). *Evaluación técnico-financiera de la sarta de varilla hueca implementada para el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el pozo-a del campo Yaguará* (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).

Castro, H. X., & Rodríguez, D. S. (2017). *Desarrollo de un simulador para el dimensionamiento y análisis comparativo entre el bombeo hidráulico tipo jet y el bombeo por cavidades progresivas para la producción de crudos pesados* (Bachelor's thesis, Quito, 2017.).

Chacín, N. (2003). *Bombeo de Cavidad Progresiva, Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. Manual para operadores Esp Oil*. El Tigre, Venezuela.

Chamorro, J. D., & Salas, D. J. (2016). Estudio Técnico para la optimización del sistema de levantamiento artificial por BES en el campo MDC (Bachelor's thesis, Quito).

Chang, H. L. (1978). *Polymer flooding technology yesterday, today, and tomorrow*. Journal of Petroleum Technology.

Cholet, H. (1998). *Las bombas a cavidades progresivas*. Éditions Technip.

Clegg, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W. (1993). *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. Society of Petroleum Engineers.

Clegg, J. D. (1988). *High-Rate Artificial Lift*. Society of Petroleum Engineers.

Clemente, P. (2013). Petroleum geology of the Campos and Santos basins, Lower Cretaceous Brazilian sector of the South Atlantic margin. Centre for Energy Resources Engineering (CERE).

Cline, W. B., & Garford, D. W. (1978). *High Capacity Artificial Lift Alternatives In The Offshore Environment*. Society of Petroleum Engineers.

Craig, F. F. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. Society of Petroleum Engineers.

Dawson, R., & Lantz, R. B. (1972). *Inaccessible pore volume in polymer flooding*. Society of Petroleum Engineers Journal.

De Castro, R. D., Mohriak, W. U., Medeiros, F. A. & Mansur K. (2006). Ponto de interesse geológico: Bacia de Campos. DRM-RJ e PETROBRAS.

De Ghetto, G., & Giunta, P. (1994). *Jet Pump Testing in Italian Heavy Oils*. Society of Petroleum Engineers.

Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V., & Yen, T. F. (1989). *Enhanced oil recovery, II: Processes and operations*. Elsevier.

Escobar, V. D., Sánchez, O. I., Restrepo, D. P., & Lopera, S. H. (2004). *Nueva metodología de laboratorio para evaluar la efectividad de tratamientos de permeabilidad relativa*. Energética; núm. 32.

Espin, D. A., Gasbarri, S., & Chacin, J. E. (1994). *Expert System for Selection of Optimum Artificial Lift Method*. Society of Petroleum Engineers.

Ferreira, V.M. (2016). Avaliação de Métodos de Recuperação Melhorada de Petróleo para Campos Marítimos no Brasil: o Caso da Bacia de Campos

Figuroa, O. O., & Tibaduisa, D. A. (2016). *Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3* (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).

Garza, R., & González, C. (2004). Técnicas multicriteriales para la toma de decisiones empresariales.

Guardado, L. R., Wolff, B., & Brandlo, J. A. S. L. (1997). Campos Basin, Brazil, a Model for Producing Atlantic Type Basins. Offshore Technology Conference.

Heinze, L. R., Winkler, H. W., & Lea, J. F. (1995). *Decision Tree for Selection of Artificial Lift Method*. Society of Petroleum Engineers.

Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de bombeo de cavidades progresivas*. OilProduction. net.

Huertas, A., & Manzano, M. (2002). Teoría de conjuntos. Recuperado de: <https://pendientedemigracion.ucm.es/info/pslogica/teoriaconjuntos.pdf>.

Jaramillo, J. S. (2011). *Estudio del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo Parahuacu para incrementar la producción* (Bachelor's thesis, QUITO: 2011).

Jiménez, F. (2007). Ingeniería Económica. Editorial Tecnológica de Costa Rica.

Jiménez, M. A. (2009). *Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (Surfactantes, Polímeros y Miscelares) mediante analogías*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.

- Jiménez, M. A. (2015). *Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímeros a partir de fenómenos de interacción roca/fluido presentes*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced oil recovery*. Nueva Jersey, Estados Unidos de América: Prentice-Hall, Inc.
- Lea, J. F., & Nickens, H. V. (1999). *Selection of artificial lift*. In SPE Mid-Continent Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.
- Lea, J., Nickens, H. V., & Wells, M. (2003). *Gas well deliquification: Solutions to gas well liquid loading problems*.
- Liu, D. (2007). *Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electrosumergible (BES) en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco* (Doctoral dissertation, Tesis de Grado, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas).
- Maggiolo, R. (2004). *Gas Lift Basico*. Maracaibo: ESP OIL.
- Maidamisa, A. A., (2018). *Contractor Pre-qualification Selection by TOPSIS Method*. International Journal of Science and Research (IJSR).
- Maus, L. D. (1978). *Artificial lift system for marine drilling riser*. U.S. Patent No. 4,099,583. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office
- Melani, L. H. (2015). *Caracterização petrofísica de reservatório carbonático*. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica.
- Muñoz, A. F. & Torres, E. (2007). *Evaluación Técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros*. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis UIS.
- Pancharoen, M. (2009). *Physical properties of associative polymer solutions*. Master of Science Thesis, Stanford: Department of Energy Resources Engineering of Stanford University.
- Papaterra, G. E. Z. (2010). *Pré-sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil*. Master thesis, UFRJ.
- París de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Pérez, F. (1996). *Recuperación Mejorada de Petróleo*. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Pizzinelli, C. S., Masserano, F., Dresda, S., Cimino, R., Braccalenti, E., & El Rahman, A. A. (2015). *Polymer injection: EOR application in North African field from lab analysis to project start-up*. In Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. Offshore Mediterranean Conference.

Platas D. A. (2016). Metodología para la selección de un sistema artificial de producción en pozos costa afuera mediante curvas de desempeño. Universidad Nacional Autónoma de México.

Ramírez, M. (2004). *Bombeo electrosumergible: Analisis, diseño, optimización y trouble shooting*

.Rico, M. B., & Gomis, A. M. (2012). *Tecnología de polímeros. Procesado y propiedades*. Universidad de Alicante.

Riccomini, C., Sant'Anna L. G., y Tassinari, C. C. G. (2012). Pre-sal: geología y exploración. *Revista USP*, (95), 33-42.

Rojas, J. J. (2013). *Estudio para implementar recuperación mejorada por inyección de Polímeros en un Campo del Oriente Ecuatoriano* (Bachelor's thesis, Quito).

Romero-Zerón, L. (2012). *Advances in enhanced oil recovery processes*. In Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes and Bioremediation of Oil-Contaminated Sites. InTech.

Rosa, A. J., de Souza Carvalho, R., & Xavier, J. A. D. (2006). *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Interciência.

Perfoblogger (2014) Métodos de producción de petróleo. Recuperado de http://perfob.blogspot.com/2014/09/metodos-de-produccion.html

Pizzinelli, C. S., Masserano, F., Dresda, S., Cimino, R., Braccalenti, E., & El Rahman, A. A. (2015, June). *Polymer injection: EOR application in North African field from lab analysis to project start-up*. In Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. Offshore Mediterranean Conference.

San Andrés, M., Chércoles, R., De la Roja, J. M., & Gómez, M. (2010). *Factores responsables de la degradación química de los polímeros. Efectos provocados por la radiación lumínica sobre algunos materiales utilizados en conservación: primeros resultados*. Proceedings XI Jornada de Conservación de Arte Contemporáneo (GEIIC), Madrid.

Saveth, K. J., & Klein, S. T. (1989). *The Progressing Cavity Pump: Principle and Capabilities*. Society of Petroleum Engineers.

Schlumberger Well Completions and Productivity. (1999). *Optimization Project. Gas Lift Design and Technology*

Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. (2015). *Status of polymer-flooding technology*. Society of Petroleum Engineers.

Solipet. (2009). *Manual de bombeo hidráulico*.

Sorbie K. (1991). *Polymer Improved Oil Recovery*. Blackie, Glasgow-London.

Souza, L.S., y Sgarbi, G.N.C. (2019). Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural. *Boletín de Geología*, 41(1), 175-195.

Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). *EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*. Society of Petroleum Engineers.

Valentin, E. P., & Hoffmann, F. C. (1988, January 1). OPUS: An Expert Advisor for Artificial Lift. Society of Petroleum Engineers.

Vidal, J. C. (2010). *Teoría de Conjuntos*. Lecture Notes, Universitat de València.

Wang, D., Seright, R. S., Shao, Z., & Wang, J. (2008). *Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding at the Daqing Oilfield*. Society of Petroleum Engineers.

Willhite, G. P., Green, D. W., & Paul, G. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. SPE Dallas, TX.

Winter, W.R.; Jahnert, R.J. & França, A.B. (2007). Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 15 (2): 511-529

Zhou, W., Banerjee, R., & Proano, E. (2016). *Nodal Analysis for Unconventional Reservoirs--Principles and Application*. Society of Petroleum Engineers.

ANEXOS

ANEXO 1. FUNDAMENTACIÓN CONCEPTUAL DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA- INYECCIÓN DE POLÍMEROS

1.1. GENERALIDADES DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)

Según Pancharoen (2009), dependiendo la vida de producción del yacimiento, sus etapas de recobro pueden clasificarse en:

- La etapa primaria, se refiere al recobro mediante mecanismo de accionamiento natural.
- La etapa secundaria, incluye la inyección de fluidos externos al yacimiento (agua y gas) como mecanismo de sostenimiento de presión, generalmente después de la inyección de estos fluidos, aproximadamente el 70% del petróleo queda en el yacimiento.

La inyección de agua se limita a aceites ligeros, es decir con una viscosidad in situ relativamente baja. No obstante, existe un gran número de campos petroleros con un crudo altamente viscoso, que tienen factores de recobro relativamente bajos a causa de las relaciones de movilidad desfavorables. En la inyección de agua de este tipo de campos la movilidad del aceite es menor, lo que conduce a un desplazamiento inestable (Aktas, Clemens, Castanier y Kovsky, 2008).

- La etapa terciaria, también llamada recobro mejorado o EOR, involucra la inyección de fluidos diferentes a los que están presentes en el yacimiento, estos procesos fueron desarrollados para incrementar el factor de recobro después de que el yacimiento haya sido depletado por recuperación primaria o recuperación secundaria (Donaldson, 1989) (Pancharoen, 2009). Los fluidos inyectados complementan la energía natural del yacimiento haciendo que el petróleo se desplace hacia un pozo productor, logrando con la interacción roca-fluido en el yacimiento, condiciones favorables para la recuperación adicional de aceite como la disminución de la tensión interfacial, la reducción de la viscosidad del aceite, el aumento de la viscosidad del fluido desplazante, la modificación de la humectabilidad y la alteración de las permeabilidades efectivas. (Paris de Ferrer, 2001). Los métodos EOR se clasifican en forma general en: Procesos térmicos, procesos químicos, procesos de inyección de gases miscibles o solventes, entre otros.

Rosa et al. (2006), clasifican los métodos EOR como se muestra en la Figura 9:



Figura 9. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada de petróleo.

Fuente: Adaptado de Rosa, de Souza Carvalho y Xavier (2006). Engenharia de reservatórios de petróleo. Interciência.

Los métodos químicos se caracterizan por presentar variaciones en los fluidos inyectados con el fin de mejorar la recuperación de petróleo. Lo anterior se hace mediante la inyección de productos químicos como polímeros, álcalis, surfactantes o una mezcla de ellos.

Existen otros procesos que incluyen métodos EOR con otras prácticas como inyección de agua, mantenimiento de presión, perforación inter-espaciada (infill) y pozos horizontales, entre otros métodos de producción, lo anterior se ha denominado IOR (Improved Oil Recovery) (Alzate, 2016).

1.1.1. FACTORES QUE INCIDEN EN LA RECUPERACIÓN DE ACEITE

El aceite recuperado está en función de los siguientes factores:

- **Aceite original in situ (N):** El aceite original in situ (oil-in-place) al tiempo inicial de la inyección de agua u otro fluido, depende del volumen poroso inundable y la saturación de aceite. El volumen poroso inundable está condicionado por el espesor neto, determinado a partir de la permeabilidad y la porosidad (Alzate, 2016).

$$N = \frac{V_b \Phi (1 - S_{wc})}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 7})$$

Dónde:

V_b : es el volumen bruto de la roca yacimiento (es el producto del área transversal por el espesor). B_{oi} .

Φ : es la fracción del volumen de la roca que es porosa

S_{wc} : es la saturación de agua irreducible o connata expresada como una fracción del volumen poroso.

B_{oi} : es el factor volumétrico en la formación en condiciones iniciales. BY/BN .

Es importante que haya una cantidad considerable de aceite para que pueda ser desplazado por el fluido inyectado.

- **Eficiencia de barrido volumétrico (E_v):** Se refiere a la efectividad del fluido de desplazamiento para contactar el yacimiento en un sentido volumétrico (Romero-Zerón, 2012). La eficiencia de barrido volumétrico también conocida como conformidad indica la eficacia con que el fluido desplaza el petróleo hacia los pozos de producción (Willhite, Green y Paul, 1998). Esta depende de las propiedades de flujo relativas del aceite, el agua y/o fluido de inyección, del patrón de inyección, la distribución de presión entre los pozos productores e inyectores, y la permeabilidad direccional (Alzate, 2016).
- **Eficiencia de barrido horizontal:** Es la fracción del área de una malla de inyección que es barrida o invadida por el agua; es función de la razón de movilidades entre el fluido inyectado y el fluido desplazado (Rosa et al., 2006).
- **Eficiencia de desplazamiento (E_D):** Es la fracción de la saturación de aceite original que ha sido desplazada de los poros por el agua (Rosa et al., 2006).

$$E_D = \frac{\text{Saturación de aceite al inicio de la inyección} - \text{Saturación de aceite residual}}{\text{Saturación de aceite inicial}} \quad (\text{Ec. 8})$$

$$E_D = \text{Saturación de aceite inicial} - \text{Saturación del aceite residual} \quad (\text{Ec. 9})$$

Si la inyección de agua se realiza cuando el yacimiento está subsaturado la eficiencia se calcula:

$$E_D = \frac{\text{Saturación de aceite inicial} - \text{Saturación de aceite residual}}{\text{Saturación de aceite inicial}} \quad (\text{Ec. 10})$$

El aceite recuperado por cualquier método de recobro mejorado (ND), puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$N_D = N \times E_A \times E_V \times E_D \quad (\text{Ec. 11})$$

- **Eficiencia de desplazamiento vertical (E_v):** Es una medida de la uniformidad bidimensional del yacimiento. Se refiere al área de sección transversal que hace contacto con el fluido desplazante (Craig, 1982).

- **Factor de contacto:** Es la fracción del volumen barrido que fue alcanzado o contactado por el fluido inyectado (Rosa et al., 2006). La ecuación que lo define es:

$$\text{Factor de contacto} = \frac{\text{Volumen del yacimiento contactado por el agua}}{\text{Volumen barrido total del yacimiento}} \quad (\text{Ec. 12})$$

Normalmente, la región barrida en su totalidad no es contactada por el agua, por la presencia de fallas y de lentes y la heterogeneidad del yacimiento. El factor de contacto se aproxima al 100% en un yacimiento de arena limpia y homogénea, los valores entre el 75% y el 90% se consideran comunes en los yacimientos típicos. El factor de contacto se relaciona con M, en el hecho de que, si un yacimiento disminuye el M, el factor de contacto incrementará (Rosa et al., 2006).

- **Heterogeneidad vertical:** Los yacimientos en la mayoría de las ocasiones exhiben diferentes capas en su sección vertical con grandes contrastes en sus propiedades. Esto puede ser consecuencia del cambio en el ambiente y la fuente de depositación o en la segregación de partículas. La inyección de agua en un sistema estratificado fluiría de manera preferencial en las capas más permeables y su movimiento será más rápido (Alzate, 2016).
- **Heterogeneidad areal:** Incluye la variación areal de las propiedades de la formación (h, k, ϕ , Swc), también factores geométricos como la conductividad de fracturas, la posición o condiciones límites debido a la presencia de una capa de gas o agua. (Alzate, 2016).
- **Número capilar:** El número capilar se define como la relación entre las fuerzas viscosas y la fuerza de tensión interfacial (Alzate, 2016). Las ecuaciones son:

$$N_c = \frac{\mu \vartheta}{\sigma} \quad (\text{Ec. 13})$$

$$N_c = \left(\frac{k_o}{\sigma \phi} \right) \left(\frac{\Delta P}{L} \right) \quad (\text{Ec. 14})$$

Dónde:

μ = viscosidad del fluido desplazante

ϑ = velocidad de los fluidos en los poros

σ = tensión interfacial (TIF)

ϕ = Porosidad

K_o = Permeabilidad efectiva del fluido desplazado

$\Delta P/L$ = Gradiente de presión

La experiencia ha demostrado que al final de un proceso de inyección de agua si se presentan bajos números capilares queda una cantidad importante de petróleo en el yacimiento atrapado por fuerzas capilares en la escala de poros (Romero-Zerón, 2012). La saturación de aceite residual se disminuye aumentando el número capilar. Lo anterior se puede lograr

umentando el gradiente de presión y la viscosidad del fluido desplazante, y disminuyendo la tensión interfacial. (Alzate, 2016).

1.2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Según Lake (1989) los polímeros han sido utilizados en la producción de petróleo en tres formas:

1. Como tratamientos de pozo cercanos para mejorar el rendimiento de los inyectoros de agua o los productores de agua mediante el bloqueo de las zonas de alta conductividad.
2. Como agentes que pueden estar entrecruzados in situ para tapar zonas de alta conductividad a profundidad en el yacimiento. Estos procesos requieren que el polímero se inyecte con un catión de metal inorgánico que reticulará posteriormente las moléculas de polímero inyectadas con las que ya están unidas a las superficies sólidas.
3. Como agentes para reducir la movilidad del agua o la relación de movilidad agua-aceite.

La inyección de polímeros es un método químico de recuperación mejorada, utilizado en el mundo desde hace aproximadamente 40 años. Al mejorar la relación de movilidad, este método aumenta la recuperación del petróleo no barrido en un 5- 30% del petróleo in-situ, sin cambiar la saturación de aceite residual Sor (París de Ferrer, 2001). Además del aumento de la producción de petróleo, la inyección de polímeros provoca una disminución de la producción de agua.

El objetivo de este proceso es viscosificar el agua inyectada mediante el uso de soluciones poliméricas, con el fin de aumentar la eficiencia de barrido disminuyendo la movilidad hasta un valor de 1, evitando así la falta de uniformidad en el frente de desplazamiento.

De acuerdo a Pizzinelli et al. (2015) la reducción de movilidad es posible por estos procesos:

- El polímero al hincharse y expandirse atrapa en su red moléculas de agua, provocando el aumento de la viscosidad de la solución.
- El polímero es adsorbido por la roca, lo que provoca una reducción en la permeabilidad relativa del agua.

Durante el proceso se desplaza una solución de agua con un tapón de polímeros de 200 a 1000 ppm, de alto peso molecular (2 a 5 MM). Esta mezcla es altamente viscosa incluso si está disuelta (París de Ferrer, 2001). La eficiencia del proceso está en el rango de 0,7 a 1,75 lb de polímero por barril de producción de petróleo incremental (Abidin, Puspasari y Nugroho, 2012).

Debido a que el agua de formación afecta de manera desfavorable las propiedades de los polímeros, el bache de inyección en la mayoría de ocasiones,

es antecedido por una solución de baja salinidad (preflush). Posterior a la inyección de la píldora de polímero, es inyectada otra solución de baja salinidad, por último, se inyecta agua para desplazar la solución (Lake, 1989).

En las aplicaciones de campo, comúnmente el polímero no es inyectado a una concentración constante, sino en una secuencia que va disminuyendo paulatinamente su concentración. Lo anterior se hace con el objetivo de reducir la cantidad de polímero utilizado, además de evitar o disminuir la digitación viscosa de fluido de baja concentración dentro de regiones de concentraciones más altas. (Rosa et al., 2006)

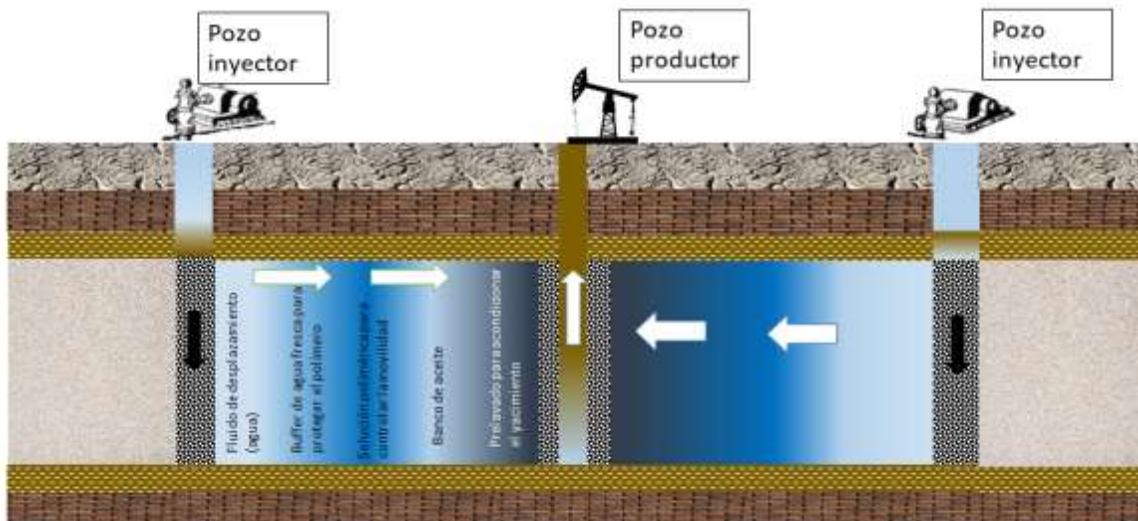


Figura 10. Diagrama esquemático de la secuencia de la inyección de polímeros.

Fuente: Adaptado de Lake, L. W. (1989). Enhanced oil recovery.

1.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS POLÍMEROS

Según Donaldson, Chilingarian y Yen (1989), los polímeros son compuestos químicos formados por moléculas asociadas en un patrón que se repite a lo largo de estos. Las moléculas asociadas, conocidas como monómeros, se combinan a partir de la reacción de polimerización.

Estos químicos orgánicos son solubles en agua debido a los enlaces de hidrógeno entre las moléculas de agua y sus cadenas laterales polares; son de alto peso molecular, cuya inyección a bajas concentraciones aumenta de manera considerable la viscosidad de la solución acuosa (Donaldson et al., 1989 y Willhite et al., 1998).

Los polímeros pueden ser homopolímeros (un monómero), dímeros (dos monómeros), entre otros. Otro término comúnmente usado para representar la unión de dos o más monómeros diferentes es co-polímero o co-monómero (Donaldson et al., 1989).

Según su origen, se clasifican en naturales y sintéticos. Generalmente los polímeros sintéticos contienen entre uno y tres tipos diferentes de unidades que se repiten, mientras que los naturales o biopolímeros tienen estructuras más complejas (Rico y Gomis, 2012).

Los polímeros frecuentemente usados en los procesos de inyección de polímeros son:

POLIACRILAMIDAS (PAM)

Son polímeros sintéticos y son los que con mayor frecuencia se utilizan en los procesos de inyección de polímeros. (Abidin et al., 2012). Se producen por la combinación de carbono, hidrogeno, oxígeno y nitrógeno en una unidad básica, llamada monómero de amida (Rosa et al., 2006). Estas unidades básicas se polimerizan y crean moléculas de polímero de cadena larga, únicas en sus fuertes enlaces de hidrógeno, linealidad, alto peso molecular y alto grado de viscosidad no newtoniana que mejora la recuperación de petróleo (Donaldson et al., 1989).

Además de su efecto en la viscosidad, las poliacrilamidas modifican la permeabilidad de la roca-reservorio, en consecuencia, disminuyen la movilidad del fluido inyectado y mejoran la eficiencia de barrido (París de Ferrer, 2001). Asimismo, numerosas pruebas de laboratorio han reportado que este tipo de polímeros conservan su estabilidad térmica a temperaturas de hasta 248 °F por periodos relativamente extensos de tiempo y que son resistentes a ataques biológicos (Rojas, 2013).

Sin embargo, si su peso molecular es demasiado alto, tienden a taponar las gargantas de poro de diámetros reducidos en la cara de la formación (Jiménez, 2015). Además, responden negativamente a los esfuerzos mecánicos, por esta razón es necesario reducir las condiciones en las facilidades de superficie que puedan afectarlas, como el uso innecesario de bombas, válvulas, restricciones de flujo, entre otras. Por otra parte, según Rosa et al. (2006), el alto contenido de oxígeno, la salinidad y la dureza en el agua de mezcla (y de formación), reducen la viscosidad de la solución. De manera que para evitar la desestabilización del polímero se debe considerar preparar las soluciones con agua fresca (sólidos totales disueltos menores de 10 000 ppm) (Chang, 1978).

Las formas de suministro son variadas, en muchos proyectos de campo son adicionadas como polvo sólido, actualmente en forma de emulsión líquida por conveniencia (Donaldson et al., 1989).

La molécula de poliacrilamida puede modificarse por co-polimerización con sustituyentes iónicos o por hidrólisis parcial (Lake, 1989). Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM), son polímeros de cadena lineal que surgen a partir de la hidrolisis parcial de la poliacrilamida, al producirse un cambio solamente en los grupos amidas por grupos carboxilatos (Rosa et al., 2006).

Según Willhite et al. (1998), el grado de hidrólisis es la fracción de grupos amida que se convierten por hidrólisis. La importancia de esta variable química es significativa, normalmente los grados varían entre 30-35%, estos determinan la

optimización de las propiedades del polímero tales como la viscosidad, la solubilidad en el agua y la retención de la molécula en la superficie de la roca (Lake, 1989). Por ejemplo, a medida que aumenta el grado de hidrólisis, la solubilidad en el agua aumenta y la viscosidad de la solución de polímero a una concentración determinada disminuye (Donaldson et al., 1989), sin embargo, si el grado es demasiado alto, el polímero será sensible a la salinidad y a la dureza o si la hidrólisis es demasiado baja, el polímero se convierte insoluble en agua (Pancharoen, 2009).

El aumento de la viscosidad de las soluciones al agregar este polímero, radica en el grado de la hidrolisis, en su peso molecular que varía entre 2- 30 millones y en la repulsión aniónica entre las moléculas del polímero y entre segmentos en la misma molécula, que provocan que se alarguen y adhieran entre ellas (Lake,1989).

Las HPAM son generalmente empleadas en proyectos de campo, dado que su precio las hace competitivas para ser usados en procesos de producción a gran escala, también porque exhiben una viscoelasticidad significativamente mayor que las soluciones de xantano (Sheng, Leonhardt, Azri, 2015). Por otra parte, son relativamente resistentes a ataques bacterianos, a la degradación térmica, a exposiciones por largo tiempo en el yacimiento y estables en ambientes básicos, cualidades que son necesarias en el químico al momento de ser aplicado (Rosa et al., 2006).

Sin embargo, son sensibles a la salinidad, a la presencia de aceites o surfactantes u otras sustancias químicas y en presencia de Ca^{2+} o Mg^{2+} en el agua tienden a precipitarse (Abidin et al., 2012 y Rosa et al., 2006)

Se produce generalmente como polvos que fluyen libremente o como emulsiones autoinversivas (Abidin et al., 2012).

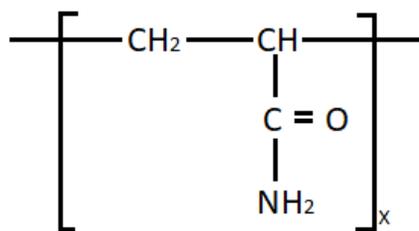


Figura 11. Diagrama esquemático de la estructura de la poliacrilamida.

Fuente: Adaptado de Willhite, G. P., Green, D. W., y Paul, G. (1998). Enhanced Oil Recovery. SPE Dallas, TX.

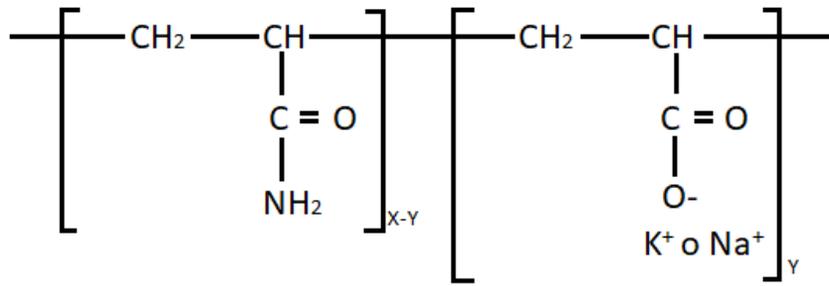


Figura 12. Diagrama esquemático de la estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

Fuente: Adaptado de Willhite, G. P., Green, D. W., y Paul, G. (1998). Enhanced Oil Recovery. SPE Dallas, TX.

POLISACÁRIDOS

Son polímeros naturales o biopolímeros. El polisacárido es un carbohidrato natural, constituido básicamente por tres monómeros sacáridos que son la manosa, la glucosa y un ácido (Rosa et al., 2006).

La goma xantano es un limo extracelular, formado por el resto de las superficies de las capas desarrolladas por el microorganismo, que lo protegen de la deshidratación y del ataque de otras bacterias durante la fermentación bacteriana de la glucosa. Los microorganismos son convertidos en polisacáridos por el tratamiento del cultivo con alcohol isopropílico, lavado y secado (Rosa et al., 2006). Normalmente las cepas bacterianas utilizadas para la elaboración del polímero son elegidas según su “rendimiento (cantidad de producto producido durante la fermentación) y la funcionalidad del polímero (inyectividad y alta viscosidad no newtoniana)” (Donaldson et al., 1989).

En cuanto a las características de flujo, los polisacáridos tienen un peso molecular aproximado de 2 millones, lo que los hace comparativamente más limitados que las poliacrilamidas -en términos de viscosidad- al momento de considerarse su uso en procesos de recuperación mejorada a condiciones de yacimientos no convencionales, tales como el petróleo viscoso (Pancharoen, 2009); la reducción de la permeabilidad asociada a este polímero es considerablemente menor que la de las poliacrilamidas (Rojas, 2013).

Los manipulación de los polisacáridos no requiere de mayor complejidad, ya que toleran los efectos de cizallamiento, de hecho demandan un alto grado de cizalla para solubilizar el polímero y para su manipulación en bombas de inyección y equipos relacionados (Rosa et al., 2006 y Chang, 1978); son menos sensibles a la degradación de la viscosidad al mezclarse con aguas que tienen altos contenidos de iones divalentes y de salinidad que las poliacrilamidas. Gracias a su compleja estructura con cadenas laterales que cubren la columna vertebral de la molécula del polímero, cuentan con protección contra el ataque enzimático y la escisión de la cadena principal; son relativamente compatibles con la mayoría de los agentes tensoactivos y otros aditivos utilizados como fluidos de inyección en las

formulaciones de recuperación terciaria de aceite (Abidin et al., 2012) y son resistente a temperaturas cercanas a 200 °F (Rojas, 2013).

Las desventajas de las soluciones de goma xantano son, en primer lugar, que tienen menos habilidades viscosificantes que las poliacrilamidas en agua fresca, son sensibles al ataque bacteriano tanto en la superficie como en el yacimiento (Jiménez, 2015), y pueden ocasionar problemas de obstrucción de poros y de inyectividad causados por residuos celulares, la reticulación de polímeros o la formación de geles. Con la finalidad de solucionar estos problemas es necesario filtrar o realizar un procesamiento adicional y tratar con biocidas a la solución polimérica, medidas que conllevan a un incremento del costo del proceso (Chang, 1978).

Los problemas anteriormente mencionados como la obstrucción de poros, sumados al alto costo de la goma xantano y a los costosos tratamientos adicionales requeridos durante la inyección como la filtración y la aplicación de biocidas han conducido a que las pruebas de campo realizadas a gran escala sean escasas (Chang, 1978).

Los polisacáridos generalmente se producen como broths y formas de concentrados que se pueden diluir fácilmente en el campo sin un equipo de mezcla sofisticado. (Abidin et al., 2012).

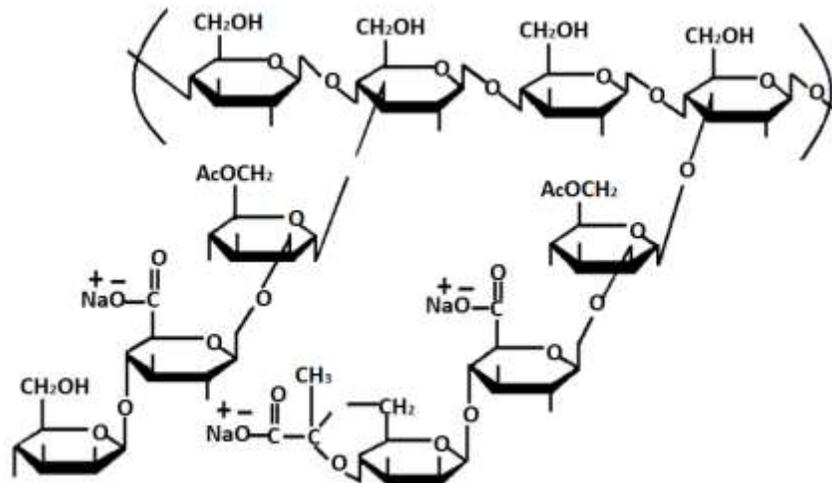


Figura 13. Diagrama esquemático de la estructura de la goma xantano.

Fuente: Adaptado de Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V., y Yen, T. F. (1989). *Enhanced oil recovery, II: Processes and operations*. Elsevier.

FORMAS DE APLICACIÓN DE LOS POLÍMEROS

Lake (1989) expresa que existen tres formas físicas que presentan los polímeros: polvos, broths y emulsiones. Los polvos son los más antiguos, pueden transportarse y almacenarse fácilmente a un costo reducido. Al mezclarlos con agua tienden a formar capas de hidratación viscosa alrededor de las partículas lo que conlleva a entorpecer la solución.

Los broths son suspensiones acuosas de aproximadamente 10% en peso de polímero en agua. Son más fáciles de mezclar que los polvos, pero tienen costo superior debido a los grandes volúmenes de agua que se deben almacenar y transportar. Son bastante viscosos por lo que requieren de instalaciones especiales para mezclarlos que limita la concentración del polímero en los broths.

Las emulsiones contienen hasta el 35% en peso, están suspendidas en la fase de aceite mediante el uso de un agente tensoactivo. Cuando la emulsión se invierte, es decir, queda aceite en agua, la concentración deseada de polímero se puede mezclar con agua.

Normalmente, los equipos necesarios para la aplicación de polímeros coinciden con los equipos ya instalados para la inyección de agua convencional, solo difieren en los equipos de mezclado y filtración.

1.2.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN Y DISEÑO

La evaluación de los yacimientos candidatos para la implementación de un proyecto de inyección de polímeros, debe considerar algunos factores como las propiedades del fluido del yacimiento y la roca. Por lo tanto, los criterios de selección y diseño sirven como guía para descartar los prospectos menos favorables identificando los candidatos mejores potencialmente.

París de Ferrer (2001) afirma que las características que debe tener el crudo para la inyección de polímeros son: gravedad API mayor a 25°, viscosidad menor a 150 cp y composición no crítica. Las características óptimas del yacimiento son: saturación del petróleo menor a 10% del volumen poroso (VP) del petróleo móvil, el espesor neto no crítico, profundidad menor a 9000 pies, razón de movilidad entre 2 y 40, permeabilidad mayor a 20 md, yacimiento moderadamente heterogéneo con un factor de heterogeneidad de 0,5 a 0,85 y una temperatura menor a 175°F. El proceso de inyección se debe ajustar a los siguientes parámetros: condiciones apropiadas de inyectividad, baja salinidad del agua, los yacimientos deben ser preferiblemente de areniscas, aunque pueden ser carbonatos y se deben evitar las calizas con alta porosidad, las fracturas extensivas, altos contrastes de permeabilidad, alta saturación de petróleo móvil, el alto contenido de arcilla y calcio y yacimientos con empuje fuerte de agua y con capa de gas.

Sheng et al. (2015) se basaron en datos de proyectos de campo y conocimientos técnicos de la inyección de polímeros para seleccionar los parámetros y sus valores óptimos para llevar a cabo el proceso. Las variables más críticas según los

autores para ser tenidas en cuenta son: la temperatura del yacimiento, la salinidad del agua de formación, el contenido de arcilla, la viscosidad del aceite, los contenidos divalentes y la permeabilidad de la formación. Para empezar, se afirma que los depósitos de arenisca son los mejores candidatos y que los yacimientos carbonatados presentan algunos problemas con los polímeros aniónicos (HPAM), ya que los anteriores tienen una alta adsorción en carbonatos, además los depósitos heterogéneos de carbonato presentan una matriz de baja permeabilidad por ende las moléculas grandes de polímeros serían incapaces de entrar. Otro aporte de los autores mencionados es el hecho de asegurar que la salinidad y los divalentes del agua del yacimiento debe ser tenidos en cuenta al momento del screening en vez de los del agua de formación como se ha hecho antes. Adicionalmente proponen que la salinidad y los divalentes en el agua de formación antes de la inyección de polímero sean menores a 50000ppm y 100ppm respectivamente.

En la temperatura del yacimiento concuerdan con otros autores como Taber, Martin y Seright (1997) en un valor máximo de 93,3°C. Para la permeabilidad de la formación proponen el valor de 50md. La viscosidad API la establecen en un valor de 150cp, pero no es un criterio necesario de evaluar. Al valorar la saturación del aceite sugieren que se debe hacer una relación de diferencia entre la saturación de aceite antes de iniciar la inyección de polímeros y la saturación de aceite residual luego del proyecto y esta debe ser mayor a 5%. En consecuencia (So-Sor)>0,05. Para terminar, el mantenimiento de presión es también un mecanismo importante en la inyección de polímeros, por lo tanto, si hay un acuífero fuerte se necesita menos mantenimiento de presión así que un acuífero hará que el proceso sea menos beneficioso.

DISEÑO DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Sorbie (1991) analizó el proceso de identificación de yacimientos candidatos para la inyección de polímeros mediante criterios de selección. Al evaluar los detalles de la inyección en un yacimiento específico se enfatiza en:

1. Estudios de campo: Consisten en una buena descripción del yacimiento, esto juega un papel más importante para los procesos EOR e IOR que para la inyección de agua por la complejidad de los mecanismos involucrados. Es importante en este punto reexaminar el historial de producción del yacimiento, ya que puede servir para mejorar la predicción de la inyección; también se incluye la inyección de un trazador que es una de las mejores pruebas auxiliares para mejorar la descripción del yacimiento. Allí se inyectan trazadores utilizando un rango de posibles sustancias químicas entre ellas NO_3^- , SO_4^{2-} , SCN^- o trazadores radioactivos. A través de estas pruebas se puede acceder a saber los tiempos de comunicación y tránsito de pozo a pozo, datos sobre estratificación a gran escala, una estimación del área de barrido y una de dispersión en capa, además de acuerdo a Pizzinelli et al. (2015) sirve para comprender la conectividad de pozo y para confirmar el tiempo de avance del polímero después de la puesta en marcha del proceso EOR.

Además, el estudio de los equipos necesarios para llevar a cabo la inyección de polímeros tales como los equipos de almacenamiento, filtración, mezclado, y bombeo. Para terminar, se encuentra una prueba de inyectividad de polímero que se realiza para establecer si la capacidad de inyección del polímero es suficiente o satisfactoria o si por el contrario se experimenta una acumulación de presión durante la inyección y una caída después del cierre, lo que significa que analiza de manera detallada el comportamiento in situ del polímero en el yacimiento.

2. Pruebas de laboratorio: Básicamente hay tres tipos de experimentos que se llevan a cabo para la seleccionar la solución de polímero adecuada. Las pruebas de compatibilidad/selección son las primeras para la selección de la solución e implican compatibilidad de polímero/salmuera, filtración, sensibilidad a otros aditivos, etc. Si un polímero falla en dichas pruebas debe ser descartado de los polímeros candidatos, a menos de que haya una solución que repare el problema. Antes de llegar a estas pruebas hay que hacer las siguientes: Disolución del polímero, que trata básicamente de la disolución satisfactoria del polímero en la salmuera de inyección y su dispersión a nivel molecular, esta es clave para indicar en qué forma sería suministrado el polímero; la habilidad de viscosificación, en donde el objetivo es que la solución polimérica exhiba un “poder de viscosificación” (Sorbie, 1991) satisfactorio en la solución salina de inyección a condiciones de yacimiento; el envejecimiento a corto plazo, esta prueba debe hacerse a una temperatura ambiente durante unos pocos días y la solución de polímero debe estar acompañada de otro aditivo principal; también se encuentran las pruebas de filtrabilidad del núcleo, las pruebas de estabilidad química son muy importantes ya que con ellas se puede determinar la eficiencia del proceso de inyección, además de garantizar que el polímero tenga una vida útil larga; y por último está la prueba de estabilidad mecánica, en donde el objetivo principal el seleccionar el polímero que en condiciones de flujo severo sea más estable, es decir que la macromolécula no se degrade.

Siguiendo con las pruebas de laboratorio principales, se encuentran los datos del flujo de polímero a través del núcleo en donde se miden las cantidades que pueden usarse en la simulación numérica. Las principales mediciones que se hacen aquí son, en orden decreciente de importancia las áreas de adsorción/retención y la reducción de la permeabilidad, la reología de polímero in situ y la medición de los parámetros de transporte, aquí la principal medida es la del Volumen de Poro Inaccesible (IPV) del polímero con respecto al trazador. La última prueba de laboratorio es la de los datos de rendimiento del polímero (desplazamiento del aceite), su principal objetivo es revisar cómo cambia la relación de movilidad y si es favorable o no.

3. Simulación de yacimientos: El fin de la simulación es hacer predicciones confiables de los escenarios que se pueden presentar en la inyección. La simulación en la inyección de polímeros tendría cuatro pasos: simulaciones preliminares de evaluación 2D, ajuste histórico de la inyección de agua, simulación de inyección de trazador en 2D y 3D y más simulaciones de polímero en 3D.

Para llevar a cabo de la manera más adecuada el proceso de inyección de polímeros, adicional a los parámetros del yacimiento anteriormente mencionados se deben tener en cuenta algunas características que involucran directamente a los polímeros. Según Wang, Seright, Shao y Wang (2008) las más relevantes son:

VISCOSIDAD DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA

La viscosidad de la solución polimérica es un criterio clave para mejorar la relación de movilidad. Esta se puede ver afectada por varios factores, el primero es el peso molecular del polímero que tiene una relación directa con ella; el segundo es la concentración que mientras aumenta la viscosidad y la eficiencia de barrido también aumenta; el tercero es el grado de hidrólisis en este caso el de HPAM que aumenta con el incremento de la viscosidad; el cuarto es la temperatura, esta es inversa a esta característica y el último es la salinidad y la dureza del agua del yacimiento que aumentan mientras la viscosidad disminuye para los polímeros aniónicos.

PESO MOLECULAR DEL POLÍMERO

Como ya se mencionó anteriormente el peso molecular tiene una relación directa de proporcionalidad con la viscosidad. Los autores también hacen mención de la ventaja de tener un polímero con un alto peso molecular en el sentido de que puede ayudar a una recuperación de petróleo más alta. En consecuencia, para recuperar un volumen de aceite, se necesita menos polímero si cuenta con un alto peso molecular. Pero, al momento de la elección del polímero con el peso molecular más alto se debe examinar que no presente entrapamiento mecánico significativo en las zonas de menor permeabilidad, por esa razón existe un umbral de peso molecular por encima del cual ya se presentan obstrucción de las gargantas de los poros.

CONCENTRACIÓN DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA

Bons, como se citó en Jiménez (2015), describe que cuanto más anticipado en la vida de una inyección de agua se inicia una inyección de polímero, es más eficaz éste segundo proceso.

Dos factores tienden a afectar las ventajas de la aplicación de una inyección de polímero prematuro en la vida de un proyecto de inyección de agua; en primer lugar, el inyectar polímeros en la vida temprana ocasiona que sea más difícil evaluar la recuperación final de petróleo por cada uno de los dos procesos y la eficiencia económica por causa del polímero, más allá de lo que hubiera sido recuperar únicamente por la inyección de agua. En segundo lugar, la descripción y dinámica del yacimiento asociado a problemas operacionales durante la inyección de agua.

1.2.3. FLUJO DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO

Jiménez (2015) manifiesta que el flujo de soluciones poliméricas a través de medios porosos es un proceso complejo debido a los efectos de los cambios de viscosidad del fluido y a la reducción de la permeabilidad de la roca al paso del agua, como consecuencia de la creación de zonas de bloqueo al flujo de la propia solución y de la adsorción del polímero a la roca reservorio (Rosa et al., 2006).

Existen formas de medir la efectividad de la inyección de polímeros, a continuación, se describen detalladamente.

FACTOR DE RESISTENCIA

El factor de resistencia permite conocer cuantitativamente la reducción de las movilidades (Rosa et al., 2006). Se define como el cociente de la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica, ambas medidas a la misma saturación residual de petróleo cuando se desplaza a través de un núcleo.

$$R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad (\text{Ec. 15})$$

La anterior ecuación también se puede expresar como:

$$R = \frac{k_w/\mu_w}{k_p/\mu_p} \quad (\text{Ec. 16})$$

Dónde:

k_p : es la permeabilidad efectiva de la solución polimérica en el núcleo.

μ_p : es la viscosidad aparente de la solución polimérica.

Como la movilidad del agua siempre va a ser mayor que la del polímero, entonces R será mayor que 1. Los valores frecuentes de R se encuentran entre el rango de 4 y 8.

FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL

La resistencia residual caracteriza la modificación en la resistencia al flujo del agua, como en última instancia determina la efectividad del tratamiento. (Escobar, Sánchez, Restrepo y Lopera, 2004). Esta es de gran importancia económica debido a que no se necesitaría inyectar polímero durante todo el proyecto, ya que su efecto permanecerá por mucho tiempo después de que haya cesado inyección del volumen de polímero, según afirma Pérez (1996). En conclusión, es de gran importancia porque describe el efecto de la reducción de la permeabilidad (Chang, 1978). El factor de resistencia residual se define como el cociente de la movilidad del agua antes y después del paso de la solución de polímero.

$$R_r = \frac{\lambda_w(\text{antes del paso de la sol.de polímero})}{\lambda_w(\text{después del paso de la sol.de polímero})} \text{ (Ec. 17)}$$

Dónde:

R_r : factor de resistencia residual

λ_w : movilidad del agua

1.2.3.1. PROPIEDADES DEL FLUJO DE POLÍMEROS A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO

REDUCCIÓN DE LA MOVILIDAD

Al inyectar agua convencionalmente en un yacimiento esta busca los caminos menos resistentes al flujo, es decir los de mayor permeabilidad. Si el aceite tiene una viscosidad mayor que el agua inyectada, esta tiende a desplazarse más rápido causando digitación y una baja eficiencia de desplazamiento. Para que haya un desplazamiento óptimo, la relación de movilidades debe ser menor a 1. La inyección de polímeros se presenta como una alternativa para disminuir la relación de movilidad al aumentar la viscosidad del agua inyectada y reducir la permeabilidad al agua del yacimiento. Lo anterior se debe a la retención, la adsorción y el entrapamiento del polímero (París de Ferrer, 2001 y Sorbie, 1991).

La razón de movilidad generalmente se define como:

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\left(\frac{\mu_o}{k_o}\right)}{\left(\frac{\mu_w}{k_w}\right)}$$

RETENCIÓN DEL POLÍMERO

Sorbie (1991) afirma que puede haber interacciones significativas entre las moléculas de polímero transportadas y el medio poroso. Tales interacciones provocarán que el medio poroso retenga al polímero y conducirá a la formación de un banco de fluido de inyección total o parcialmente carente de polímero. En consecuencia, el banco de fluido tiende a reducir la viscosidad del fluido inyectado, conduciendo a una disminución de la eficacia de la inyección de polímero. La retención puede provocar reducción de la permeabilidad, sin embargo, disminuirá la recuperación de petróleo. La retención es una de las características a tener en cuenta en el momento de examinar la viabilidad económica del proyecto.

Sorbie (1991) propone tres mecanismos principales de retención:

- **Adsorción de polímeros:** Se refiere a la interacción entre las macromoléculas de polímeros y la superficie rocosa, debido a la fuerza de atracción de los átomos o de la molécula sobre la superficie rocosa. Esta interacción se debe principalmente a la adsorción física –la unión de Van der Waal y de hidrógeno-. El grado de adsorción de las moléculas depende

de dos elementos fundamentales, el primero es la naturaleza química de las moléculas y de la superficie rocosa y el segundo es la proximidad de las moléculas a la superficie (Rojas, 2013). Se ha concluido que el carbonato de calcio presenta una mayor afinidad por el polímero que la sílice (areniscas). En general, la adsorción aumenta al incrementarse la concentración del polímero y por la salinidad del agua de formación. Es menor bajo condiciones dinámicas que estáticas, porque existen ciertas restricciones al flujo de la solución polimérica en algunas regiones del medio poroso (Jiménez, 2015).

- **Entrampamiento mecánico de polímero:** Este mecanismo ocurre debido a que existen rutas de gargantas estrechas dentro de la gran red de poros, en donde quedan atrapadas algunas moléculas de la solución polimérica. A partir de ello, estos poros se bloquean ocasionando una disminución en el flujo de fluidos. Debido a la naturaleza hidrofílica de la molécula y a que aún existe cierto espacio libre dentro del canal para el flujo, existirá una restricción al flujo de agua, pero el petróleo podrá fluir en dicho canal. (Stright, como se citó en Jiménez, 2015).
- **Retención hidrodinámica de polímero:** Es el mecanismo menos estudiado. Su definición surge de las observaciones en experimentos de retención en núcleos hechos en 1973 por Maerker, en donde después que se alcanzó un estado estable, el nivel total de retención cambiaba cuando la tasa de flujo de fluido era ajustada a otro valor. Por esta razón se concluyó que a bajas permeabilidades, las retenciones eran irreversibles y son resultado principalmente de los mecanismos de adsorción (Donaldson et al., 1989).

VOLUMEN POROSO INACCESIBLE (VPI)

Las características de propagación de las soluciones poliméricas difieren de las del agua en la adsorción y el volumen poroso inaccesible (Chang, 1978).

Según Dawson y Lantz (1972) debido a la adsorción, una reducción del polímero disuelto tiene lugar en el borde frontal del banco polimérico, provocando el empobrecimiento en concentración y tamaño del banco y el retraso del afloramiento del borde frontal.

Por otra parte, la fracción del volumen poroso interconectado que no permite el flujo de la solución polimérica conocida como volumen poroso inaccesible (VPI), afecta la propagación del polímero dado que, según estudios de laboratorio por Dawson y Lantz (1972) este es aproximadamente un 30% del volumen poroso total conectado, por lo tanto, el avance del banco de polímero será mayor al calculado tomando como base el volumen poroso total conectado. Este fenómeno ocurre en medios porosos inyectados con poliácridamidas y biopolímeros ya que los radios de entrada de los poros son menores a los de la molécula de alto peso molecular.

La unión de los efectos anteriormente explicados genera un banco que es tanto más pequeño como desplazado hacia adelante (Dawson y Lantz, 1972).

1.2.3.2. FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE POLÍMEROS A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO

TEMPERATURA DE YACIMIENTO

Las elevadas temperaturas comunes en el fondo de pozo y en el yacimiento, promueven en los polímeros la modificación de su composición y la degradación de sus propiedades. Lo anterior influye en la disminución de la viscosidad de las soluciones poliméricas y en consecuencia en la reducción de la eficiencia de barrido. De tal manera que los análisis de laboratorio previos a la implementación de la inyección son indispensables para establecer factores determinantes como la temperatura a la que se someterá el polímero, el tiempo en el que se mantendrá la condición anterior y para estimar sus efectos sobre la disolución y las posibles dificultades en el yacimiento (Jiménez, 2015).

SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN Y CONTENIDO DE IONES DE ALTA VALENCIA

Altos contenidos de sales presentes en el agua de formación y en el agua usada para la preparación del bache de inyección alteran considerablemente las propiedades de las macromoléculas de polímero (Chang, 1978) y, por consiguiente, a las propiedades del flujo del polímero a través del medio poroso como la reducción movilidad, la adsorción del polímero y la reducción de la permeabilidad. Este factor tiene efectos perjudiciales principalmente en las soluciones que contienen poliacrilamidas, mientras que las de goma Xantano son menos sensibles (Rojas, 2013).

Según Chang (1978) la adición de tan solo cantidades reducidas de cloruro de sodio en las soluciones poliméricas puede reducir bruscamente la viscosidad e inducir a la desestabilización severa por esfuerzos de corte en soluciones con poliacrilamidas. A pesar de que la viscosidad y la extensión del polímero adsorbido en la roca dependen de la salinidad, este factor tiene un efecto reducido en la permeabilidad.

Jiménez (2015), Willhite et al. (1998), Sheng et al. (2015) coinciden en que el agua de formación habitualmente contiene altas concentraciones de iones divalentes y monovalentes, específicamente de Ca^{++} , Mg^{++} y Na^{+} . En gran medida estas altas concentraciones también provocan alteraciones en las propiedades del polímero en el medio poroso y su floculación. Siendo el calcio el que causa mayor reducción de la eficacia de la solución de polímeros. De igual forma la presencia del ión férrico (Fe^{+}) también resulta problemática en las salmueras de yacimiento al gelificar a las poliacrilamidas (Willhite et al., 1998).

La salinidad, la composición iónica y la dureza en las soluciones no deben exceder los niveles de tolerancia de los polímeros, para evitar modificar sus propiedades (Donaldson et al., 1989) y el uso de mayores cantidades para alcanzar resultados equivalentes (Chang, 1978). Si estas llegan a excederlos, se deben utilizar sistemas de ablandamiento del agua de intercambio de iones ácidos débiles o realizar pre-lavados en formaciones con aguas salinas (Donaldson et al., 1989 y Rojas, 2013).

MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO

Además de mejorar el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento, uno de los propósitos de los métodos de recuperación mejorada es restaurar y mantener la presión de formación. Si el yacimiento que va a ser sometido a la inyección de polímeros recibe aporte de energía de un acuífero activo o de una capa de gas, la presión aportada por este método de recuperación puede resultar innecesaria y los costos injustificables. Además, al colindar el yacimiento con un acuífero, el polímero puede presentar desviaciones hacia este reduciendo la eficiencia del proceso (Sheng et al., 2015). Frente a la presencia de una capa de gas la inyección tampoco sería favorable, pues el aceite movilizado podría llenar la capa de gas (Jiménez, 2009).

HIDRATABILIDAD

En aplicaciones de campo, dependiendo la forma de suministro del polímero, surgen diferentes problemas con su manejo. Frecuentemente los polvos secos son difíciles de mezclar y pueden formar “ojos de pez” (povos secos rodeados de polímero húmedo) o microgeles. Para evitar lo anterior es necesario humedecer el polvo lenta y completamente.

Para solucionar los problemas de dispersión de los polvos secos se utilizan agentes tensoactivos y agentes de revestimiento que permiten una mejor hidratación de cada partícula de polímero individual. Sin embargo, se debe tener cuidado de asegurar que el tratamiento elegido no perjudique la funcionalidad del polímero (Donaldson et al., 1989).

TIPO DE FORMACIÓN

La mayoría de los proyectos de inyección de polímeros se realizan en formaciones de arenisca. En yacimientos carbonatados, los polímeros aniónicos como las HPAM, tienden a adherirse, además en los carbonatados heterogéneos de baja permeabilidad las macromoléculas pueden tener problemas de circulación. Otro factor de estos yacimientos es su alto contenido de carbonato de calcio y magnesio. Sin embargo, ya se han llevado a cabo proyectos de inyección en este tipo de yacimientos que han arrojado resultados alentadores. Se debe tener en cuenta que los yacimientos vugulares y altamente fracturados constituyen yacimientos poco favorables para la aplicación (Chang, 1978 y Sheng et al., 2015).

PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN

Las bajas permeabilidades del yacimiento pueden constituirse como un problema en la inyección de polímeros debido en primer lugar a que reduce la velocidad de la inyección haciendo más demorada la llegada del frente de inyección al pozo productor, aumentando los costos y en segundo lugar a que las poliacrilamidas se verían sometidas a degradación mecánica alrededor de los pozos de inyección. Las heterogeneidades en la permeabilidad de las capas estratificadas traen consigo el avance prematuro del agua, es decir poco rendimiento en la inyección de la misma incluso si la viscosidad del aceite no es alta. (Chang, 1978).

SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL (SOR)

Con el propósito de que el proceso de inyección de polímeros sea eficaz, la saturación de aceite residual (Sor) comparada con la saturación de petróleo antes de la inundación debe ser menor en un orden similar al valor de 6,7%, que representa de manera aproximada la recuperación incremental lograda con este método de inyección. (Sheng et al., 2015).

PROFUNDIDAD DEL ESPESOR NETO

Se deben evitar los yacimientos someros y profundos. Los espesores profundos debido a que generalmente están asociados a altas temperaturas y altas salinidades y los someros a que combinados con bajas permeabilidades requieren de pruebas de inyektividad para determinar la presión de inyección óptima.

1.2.4. PROBLEMAS DE LA INYECCIÓN DE POLIMEROS

DEGRADACIÓN

La degradación en un material, se refiere a las transformaciones en su composición original y en sus propiedades. En polímeros, la degradación puede ser de tipo físico (decoloración, erosión superficial, formación de grietas, etc.) o químico (escisión de cadenas, cambios en sustituyentes laterales, reacciones de entrecruzamiento, etc.) (San Andrés, Chércoles, De la Roja, y Gómez, 2010). Esta toma lugar debido a la sensibilidad de los polímeros ante efectos de cizalla, altas temperaturas, presencia de sustancias químicas y microbios.

Parte del éxito del proceso de inyección de polímeros consiste en mantener la estabilidad del polímero escogido a condiciones de yacimiento durante el tiempo de residencia requerido y de las técnicas especiales y equipos utilizados para prevenir o minimizar la degradación de este (Willhite et al., 1998).

DEGRADACIÓN QUÍMICA

La degradación química ocurre al exponer al polímero a condiciones de oxidación (oxígeno y agentes oxidantes) en ambientes que contienen iones de metales de transición (especialmente iones férricos). Esta actúa tanto en biopolímeros como en polímeros sintéticos, produciendo rupturas en la estructura química de las moléculas que componen al polímero (Sydansk, como se citó en Jiménez, 2015) y puede empeorarse por la temperatura, el envejecimiento y la exposición a ciertos rangos de espectro de luz (Chang, 1978).

Normalmente tiene lugar en presencia de inhibidores de corrosión, biocidas, sólidos suspendidos y como resultado de la hidrólisis en condiciones ácidas y básicas (Chang, 1978).

Para proteger al polímero de los efectos de la degradación se utilizan minimizadores y eliminadores de oxígeno como el metanol y la tiourea (Sheng et al, 2015).

DEGRADACIÓN MECÁNICA

La degradación mecánica se produce cuando la solución polimérica se somete a altas velocidades de cizallamiento y a tensiones de alargamiento que provocan la ruptura de las moléculas que constituyen el polímero (Sheng et al, 2015). Generalmente toma lugar de manera instantánea en las regiones de alto flujo como la zona próxima a la cara del pozo y en equipos de manejo de polímeros.

Mientras que las soluciones de goma xantano son estables al cizallamiento, las soluciones de poliácridamidas son degradables (Donaldson et al., 1989). Estudios de Maerker indican que si bien la degradación de la viscosidad por cizallamiento a bajas concentraciones de poliácridamidas es moderada (5% de pérdida), el efecto en el screen factor es crítico (90% de pérdida) (Chang, 1978). Sin embargo, a concentraciones considerablemente altas esta degradación reduce severamente la viscosidad de la solución. En condiciones de altas salinidades, alto contenido de iones de calcio y bajas permeabilidades la degradación puede ser aún más dañina (Sheng et al., 2015).

Para prevenir los efectos de la degradación, se utilizan screw pumps para transportar la solución de polímero, plunger pump para inyectar la solución a altas presiones, y fluómetros electromagnéticos para medir caudales (Sheng et al., 2015).

DEGRADACIÓN BIOLÓGICA

La degradación biológica o microbiana (por levaduras, hongos, bacterias) es un problema que afecta potencialmente a los biopolímeros. Esta degradación se produce principalmente en yacimientos someros y en tanques y tuberías, ya que los sistemas típicos de inyección no están diseñados para prevenirlo y generalmente el agua residual en puntos muertos favorece la proliferación de colonias bacterianas. En las poliácridamidas este es un problema de menor

proporción, incluso si se usa este polímero de forma sólida, es inexistente (Jiménez, 2009 y Donaldson et al., 1989).

Las bacterias crecen favorablemente en ambientes con pH neutro, a temperaturas moderadamente elevadas, en presencia de nutrientes y dependiendo de la especie, con O₂ disponible. En los yacimientos, las bacterias anaeróbicas causan cambios en la composición del crudo, obstruyen los poros de la formación y degradan al biopolímero provocando el deterioro de su viscosidad (Willhite et al., 1998). Las bacterias aeróbicas, además de degradar el polímero, causan problemas de inyectividad (Donaldson et al., 1989).

Para controlar el crecimiento bacteriano tanto en laboratorio como en campo se utilizan bactericidas mezclados con la solución polimérica. Generalmente se usan aminas, policlorofenol, amonio cuaternario y formaldehído (Donaldson et al., 1989 y Willhite et al., 1998).

DEGRADACIÓN TÉRMICA

Las temperaturas elevadas a las que se expone el polímero promueven la modificación de su composición y la degradación de sus propiedades.

La degradación térmica depende de la composición química del agua de yacimiento y del agua de mezcla, del pH, de la química del polímero y de su fabricante (Donaldson et al., 1989 y Chang, 1978). Por ejemplo, según Donaldson et al. (1989) si las soluciones de poliacrilamidas y de goma xantano están protegidas contra la degradación catalítica por oxígeno, pueden conservar su estabilidad a temperaturas mayores a 200 °F.

Aunque a diferencia de las soluciones de goma xantano, las soluciones de poliacrilamidas conservan su estabilidad a temperaturas superiores a 225 °F, ninguna de las dos sigue siendo estable después exponerse prolongadamente a temperaturas por encima de 250 °F. Con el propósito de estabilizar las soluciones de polímeros a temperaturas de yacimiento, durante todo el proceso de inyección, comúnmente se adicionan químicos protectores como la tiourea, el alcohol isopropílico, purgas de nitrógeno, sulfatos, propilenglicol, formaldehído y acetona (Donaldson et al., 1989).

1.2.5. COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LOS POLÍMEROS

La reología estudia el flujo y la deformación de los fluidos, su objetivo principal es establecer la relación que existe entre el esfuerzo de corte y el gradiente de velocidad. Según Sorbie (1991), la viscosidad de un fluido es, en términos generales, su resistencia al corte.

La rata de corte (shear rate) se define como la relación a la cual una partícula de fluido se desliza respecto a la otra, lo anterior dividido entre la distancia que las separa. En otras palabras, es el gradiente de velocidad del fluido. Su ecuación sería la siguiente:

$$\gamma = \frac{\partial v}{\partial r} \quad (\text{Ec. 18})$$

El esfuerzo de corte es la fuerza requerida para mantener el flujo de un fluido. Lo que quiere decir que es una fuerza por unidad de área como también un momento de flujo a través de un área dada. La ecuación que lo representa es:

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (\text{Ec. 19})$$

Debido a su naturaleza y a los altos pesos moleculares que poseen, los polímeros en solución tienen un flujo No-Newtoniano. Donaldson et al. (1989) asegura que los polímeros sufren adelgazamiento por cizallamiento, esto quiere decir que a medida que aumenta la tasa de corte la viscosidad relativa disminuye. Además afirma que la viscosidad de las soluciones de polímeros disminuye con el aumento de la temperatura.

Teniendo en cuenta los flujos a través de la formación desde el pozo, los caudales en los pozos inyectoros y productores son relativamente bajos y disminuyen a medida que aumenta la distancia del pozo. Lejos del pozo, la solución polimérica se propaga con una tasa de corte muy baja, por lo tanto, es posible que se logren relaciones de movilidad muy favorables. (Pancharoen, 2009).

El modelo de la Ley de Potencia describe la relación entre la viscosidad y la tasa de corte. La ecuación es la siguiente:

$$\mu = K_{pl}(\gamma)^{n_{pl}-1} \quad (\text{Ec. 20})$$

Dónde:

K_{pl} =coeficiente de la ley de la potencia

n_{pl} =exponente de la ley de la potencia (es menor que 1 en los fluidos no-Newtonianos)

Los anteriores coeficientes dependen del peso molecular y de la concentración del polímero.

ANEXO 2. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La fuerza de empuje que desplaza al petróleo del yacimiento hasta la superficie proviene de la energía natural de los fluidos que se encuentran comprimidos en el yacimiento. Si la diferencia entre la presión de fondo y la de las instalaciones de superficie es grande (siendo mayor la presión de fondo), el pozo fluirá naturalmente (Liu, 2007). El declive de presión del yacimiento durante la producción puede provocar la interrupción del flujo por energía natural o la disminución de la tasa de producción. Para transportar los fluidos desde el pozo hasta las facilidades de superficie a una tasa deseada, se hace necesaria la implementación de los sistemas de levantamiento artificial (Aliyev, 2013).

Los sistemas de levantamiento artificial aportan energía externa a la formación, con el propósito de mantener la presión hidrostática de fondo de pozo reducida y por consiguiente aumentar el *drawdown*, de tal forma que se provoque el inicio o la mejora de la producción del pozo (Brown, 1980, Aliyev, 2013 y Alemi et al., 2010).

Según Aliyev (2013), estos sistemas se pueden clasificar en dos grupos dependiendo la forma en la que operan:

- Métodos que transfieren energía al sistema con bombas de fondo de pozo, como: bombeo hidráulico, bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas, bombeo electro sumergible.
- Métodos que modifican las propiedades del fluido (disminuyen la densidad de la columna de fluido) como: el plunger lift, levantamiento por gas y sus variaciones.

A pesar de lo que ya se mencionó, el mantenimiento de flujo óptimo no solamente se aplica en los campos que ingresan a la fase de declive de la producción petrolera, sino que los beneficios que conlleva esto como mayor productividad y mantenimiento de la producción en niveles altos, desde los sistemas de flujo natural a partir de los primeros años juegan un papel importante para la acumulación de reservas. (Cline y Garford, 1978).

Los sistemas de levantamiento artificial se utilizan alrededor de todo el mundo en un 85% de los pozos, por esto su impacto tanto en la eficiencia en general como la rentabilidad de las operaciones de producción no puede menospreciarse. La selección de un método de levantamiento en específico está a cargo, en la mayoría de las veces, de los ingenieros de producción que escogen el que está disponible, tanto en términos de sus experiencias pasadas como de conocimientos actuales y la tecnología. (Espin et al., 1994).

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, por lo tanto, una serie de características como, las propiedades del yacimiento y de los fluidos, la configuración de los pozos, las restricciones de las instalaciones de superficie y los rangos de operación propios, deben ser debidamente identificados

para tenerlos en cuenta en la selección del sistema de levantamiento más adecuado (Boyun, Xinghui y Xuehao, 2017).

2.1. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

El principio de las bombas de cavidades progresivas (BCP), fue desarrollado en la década de 1930 por René Moineau. Durante los años 50, el principio de las BCP fue aplicado en la perforación petrolífera en el accionamiento de brocas mediante la presión del fluido de perforación. A partir de los años 70, este tipo de bombeo comenzó a ser utilizado para levantar crudos pesados desde el fondo de pozo (Cholet, 1998).

Hacia el año 2001, había aproximadamente 60.000 aplicaciones de BCP como método de levantamiento artificial en campos petrolíferos de todo el mundo (ABB, como se citó en Lea, Nickens y Wells, 2003). Su aplicación es principalmente prolífica en países como Canadá, Venezuela, Rusia y China (Chacín, 2003).

Gracias a las modificaciones en el diseño y en los materiales, las BCP se constituyen en una alternativa eficiente para una amplia gama de aplicaciones: crudos pesados (<18 °API) con altos cortes de arena; crudos medianos (18-30 °API) con restricción por altos % de H₂S; crudos livianos (>30 °API) con restricción por contenidos aromáticos; crudos con alto contenido de agua; fluidos abrasivos y tasas de fluidos relativamente altas asociadas a recuperación secundaria (Hirschfeldt, 2008).

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo. Están constituidas por un rotor individual de acero grueso de forma helicoidal que gira excéntricamente dentro de un estator revestido internamente por un material elastomérico de doble línea moldeado en forma de hélice (Hirschfeldt, 2008).

El movimiento rotativo y el ajuste compresivo entre el rotor y el estator, forman una serie de cavidades selladas hidráulicamente, idénticas en forma y volumen que se abren y cierran de manera progresiva y se desplazan desde el extremo de succión (fondo del estator) hasta el extremo de descarga del estator permitiendo el bombeo permanente del fluido (Saveth y Klein, 1989, Lea et al., 2003 y Hirschfeldt, 2008). Entre mayor sea el número de veces que se repitan las líneas de sellado que separan las cavidades en etapas, así mismo se incrementará la presión de manera lineal (Saveth y Klein, 1989).

COMPONENTES

Los componentes de superficie se encargan de proveer y transmitir la energía necesaria para el funcionamiento del sistema por medio de motores eléctricos o hidráulicos a las varillas para que estas activen la bomba de subsuelo; soporta el peso del equipo de fondo y la carga axial del equipo de fondo y sirve de barrera para evitar la fuga de fluidos en superficie (Lea et al., 2003 y Castillo, 2018).

- **Cabezal de rotación:** Es un equipo de accionamiento mecánico que recibe energía del motor. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soporta: las cargas axiales del sistema (peso de la sarta de varillas y la producida por el diferencial de presión que levanta la bomba), el sistema de freno, la caja reductora y el sistema de empaques que provee sello en el cabezal para evitar derrames conocido como “stuffing box” (Chacín, 2003, Castillo, 2018).
- **Sistema de transmisión:** Se encarga de transferir la energía del motor al cabezal de rotación (que es transferida a su vez en forma de torque y velocidad a la sarta de varillas) (Lea et al., 2003). Además, soporta al motor cuando es obligado a trabajar a bajas revoluciones, para evitar daños por disipación de calor. Los tres tipos de sistemas más usados constan de correas y poleas; transmisión a engranajes y transmisión hidráulica (Hirschfeldt, 2008).
- **Tee de producción:** Este dispositivo dirige el fluido producido proveniente de la tubería de producción a la línea de flujo de superficie.
- **Motor:** Provee la potencia necesaria para accionar la bomba de fondo de pozo. Generalmente son instalados motores eléctricos, motores hidráulicos, a gas, a gasolina o motores diésel, siendo los motores eléctricos los más utilizados debido a su eficiencia de operación y capacidad de automatización (Lea et al., 2003).
- **Barra pulida:** Es un tubo de acero inoxidable, que conecta a la sarta de varillas con el cabezal giratorio mediante una grapa ubicada en la parte superior del cabezal (Castillo, 2018).

Los componentes del subsuelo son la parte principal de este sistema de levantamiento, contienen a la bomba de fondo de pozo (rotor-estator).

- **Varillas:** Es el conjunto de varillas conectadas mediante juntas, que se ubican dentro de la tubería de producción. Se encargan transmitir la potencia en forma de torque desde la superficie (barra lisa) hasta el equipo de fondo (rotor). Están sometidas a esfuerzos de torsión (torque hidráulico, torque por fricción de la bomba, torque resistivo) y cargas axiales (peso aparente de la sarta y el peso de columna hidráulica) (Castillo, 2018).
- **Rotor:** Es la única pieza móvil de la bomba, recibe el movimiento rotativo generado por el cabezal, transmitido por su conexión a la sarta de varillas (Hirschfeldt, 2008). Es una varilla individual diseñada en forma helicoidal, generalmente fabricada en materiales de alta resistencia, como en acero aleado o en metal. Dependiendo el material elegido para la fabricación de la varilla, el porcentaje de sólidos y su naturaleza abrasiva y los costos, la varilla se reviste por sustancias como cromo endurecido, carburo de tungsteno, boro, níquel y cerámica, que la protegen contra la abrasión de los sólidos y reducen la abrasión entre el rotor/estator. (Lea et al., 2003).

- **Estator:** Externamente está integrado por una camisa de acero que forma parte del extremo inferior de la tubería de producción y protege al revestimiento interno conformado por un elastómero sintético moldeado en un perfil de doble hélice.

Los elastómeros son la base de este sistema de levantamiento ya que son los elementos más delicados de la instalación y los que proveen la interferencia entre el rotor y el estator. En su fabricación se utiliza una amplia variedad de materiales elastoméricos que tienen resistencia química a una amplia gama de fluidos, resistencia térmica, capacidad elástica y resistencia a la fatiga mecánica. La mayoría de elastómeros son fabricados en base nitrílica, hidrogenación catalítica o fluorocarbono (Chacín, 2003). A pesar de los avances en la fabricación de los elastómeros, existen limitaciones que incluyen la gravedad del petróleo (<40 API), la temperatura (<350 ° F), la concentración de CO₂ (<2% en solución), la concentración de H₂S (<15% en solución) y la compatibilidad sustancias utilizadas en tratamientos y algunos químicos EOR (Lea et al., 2003).

- **Tubing:** Es el conjunto de tubería que dirigen los fluidos de producción desde el fondo de pozo hasta superficie. Sirve como guía a la sarta de varillas.
- **Ancla anti-torque:** Debido al movimiento de rotación de la sarta de varillas (hacia la derecha) y a las vibraciones generadas por la fricción rotor-estator, la tubería tiende a girar en su sentido de desenroscamiento (hacia la derecha). Este dispositivo mecánico, evita el desenrosque de la tubería y del estator. Se instala en la parte inferior del niple de paro y se fija al revestidor mediante cuñas (Chacín, 2003).
- **Niple de paro:** Es un componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Sirve como punto tope al rotor, para espaciar el rotor respecto al estator (destina un espacio libre que permite la elongación del rotor y de la sarta de varillas); en caso de rotura o desconexión de los componentes móviles, no permite que los elementos desconectados lleguen a fondo de pozo, además permite conectar accesorios como: ancla de gas, filtro de arena, ancla antitorque, etc (Chacín, 2003).

Según Chacín (2003), Heinze, Winckler y Lea (1995), Lea y Nickens (1999), Hirschfeldt (2008) y Lea et al. (2003), las ventajas y desventajas de este sistema de levantamiento son:

VENTAJAS

- Económicamente requiere una inversión inicial relativamente baja; es de bajos costos de instalación, operación y mantenimiento.
- Su impacto auditivo y visual es reducido. No requiere espacios amplios para su instalación.
- Buen manejo de sólidos y parafina.

- Buen manejo de crudos medianos y pesados.
- Producen de bajas a medianas tasas.
- Puede instalarse en pozos relativamente profundos, verticales, inclinados, altamente desviados, horizontales y con alto contenido de agua.
- Buena eficiencia energética (el requerimiento de energía disminuye a medida que aumenta la producción).
- Debido a las bajas velocidades de operación, la bomba puede mantenerse durante largos periodos de operación en el fondo del pozo, salvo que esté sujeta a ataque químico, desgaste excesivo o se instale a profundidades superiores a 4000 o 6000 pie.
- Tolera altos porcentajes de gas libre, la bomba no se bloquea con el gas. Sin embargo, el elastómero del estator puede recalentarse.
- Buen manejo de fluidos arenosos y abrasivos. No suele obstruirse por sólidos, parafinas, yeso o scale.
- Instalación sencilla y operación silenciosa.
- Bajo mantenimiento.

DESVENTAJAS

- Su capacidad de desplazamiento real varía entre 2000 bls/día y 4000 bls/día.
- Su aplicación se limita a profundidades entre 6000-15000 pies; a temperaturas de fondo de pozo menores a 350 °F.
- Tasa de producción limitada por la profundidad.
- Los compuestos de caucho en el fondo de pozo pueden hincharse o deteriorarse al someterse a altas temperaturas o en presencia prolongada de gases como el H₂S o de los fluidos de producción.
- Debido a que es una tecnología relativamente nueva, la experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema es limitado.
- Los componentes de la bomba (rotor-estator) no son intercambiables y son incompatibles entre diferentes modelos y marcas.
- El estator tiende a dañarse cuando la bomba trabaja en seco.
- En pozos desviados, el contacto entre la sarta de varillas y el tubing de producción causa desgaste.
- La presencia de gas libre disminuye la eficiencia de la bomba.
- Se requiere de una unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo
- Difícil detección de fallas en subsuelo.

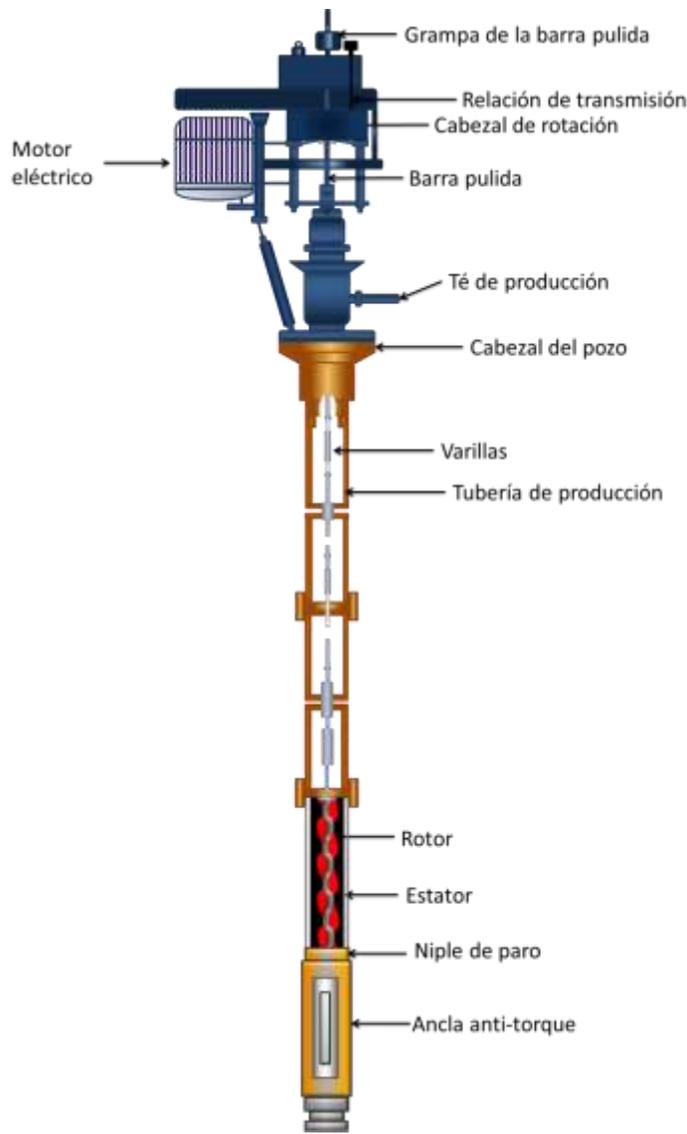


Figura 14. Elementos del bombeo de cavidades progresivas.

Fuente: Adaptado de Hirschfeldt, 2008. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas.

2.2. BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

Las bombas sumergibles eléctricas (BES) han sido reconocidas durante los últimos años como un sistema de levantamiento artificial de gran velocidad y su uso ha venido incrementándose. Si las condiciones son las adecuadas puede producir hasta 80.000 barriles de fluido por día. El capital inicial a menudo es atractivo y mucho más bajo que otros SLA. Las BES ayudan a las empresas operadoras a maximizar las tasas de flujo de producción a la vez que reducen la inversión. Además, es común para la producción de crudos pesados y extrapesados. La flexibilidad de esta tecnología lleva a producir bajo muchas

condiciones entre ellas: abrasivas, alto GOR, altas temperaturas, viscosidad y profundidades mayores. (Clegg, 1988 y Liu, 2007)

Los primeros ESP se introdujeron en Rusia. El uso de los mismos se dio en los Estados Unidos en el año de 1926.

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El principio de funcionamiento de la bomba centrífuga ubicada en el subsuelo es la rotación, ésta permite que los fluidos asciendan desde el fondo hasta la superficie del pozo. Desde la superficie se alimenta a través de un cable eléctrico que transmite energía a un motor ubicado en el fondo del pozo, que a su vez proporciona la potencia para que la bomba opere. Por lo anterior, este sistema de levantamiento requiere alto suministro de energía, potencia y control en comparación con otros métodos (Figueroa y Tibaduisa, 2016).

Las bombas sumergibles eléctricas se dividen en dos partes: Componentes de superficie y de fondo.

Según Ramírez (2004) las descripciones de los equipos de fondo son las siguientes:

Sensor: Es un dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y enviar señales a superficie a través de un cable eléctrico. Este se conecta al motor a través de un cable de alimentación y un cable de señal. Además de detectar las presiones de succión también interpreta temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión, vibración, corriente de fuga y flujo.

Motor: La función del motor como ya se mencionó anteriormente es la de impulsar la bomba para que lleve los fluidos hasta superficie. El motor es eléctrico y trifásico (se encuentra lleno de aceite para enfriamiento y lubricación). Sus componentes son: rotor, estator, cojinetes del motor, eje, zapata del motor, bloque aislante, aceite dieléctrico, carcasa y bujes.

Sección sellante: Conecta la flecha del motor con la de las bombas. Entre sus funciones están el evitar la migración de fluidos dentro de los motores, equalizar la presión del anular con el aceite dieléctrico y aislar el fluido del pozo a través de una serie cámaras.

Separador de gas: Es necesario en pozos donde el volumen de gas libre sea muy alto. Existen dos tipos, el primero es el estático en donde el gas que es absorbido por el separador continúa su elevación por el anular, mientras a los demás fluidos se le empuja hacia una cámara inferior para que luego logren ser expulsados de forma ascendente, y el segundo es el centrífugo que a través de un proceso de centrifugación separa al gas haciéndolo que se pegue a la flecha para que sea direccionado por el anular.

Bomba: Es de tipo centrífugo de múltiples etapas, cada una consta de un impulsor y un difusor. El número de etapas determina la carga total generada y la potencia que se requiere.

De acuerdo a Jaramillo (2011) los equipos de superficie son:

Transformador: Se usa para convertir el voltaje de la red de distribución al requerido por los equipos de superficie y para alimentar al motor del fondo. El transformador es necesario para regular el voltaje tanto de los tableros de control como del variador de frecuencia. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de transformadores monofásicos.

Tablero de control: Suministra la potencia eléctrica que demanda el motor. Es desde donde se controlan la operación de todos los equipos de fondo y monitorea todo el sistema de producción. Hay tres tipos de tableros: el arrancador director (switchboard), el arrancador suave (soft starter) y el variador de frecuencia o controlador de velocidad variable (VSD).

Caja de venteo: Se instala por seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control. Las tareas de esta son: proporcionar un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo, dar el paso a la atmósfera del gas que viene desde el fondo del pozo por el cable de potencia y facilitar puntos de prueba accesibles para la revisión eléctrica de los equipos de fondo.

Cabezal de pozo: Su diseño está dado para que soporte el peso de todo el equipo de subsuelo y para mantener el control del pozo en el anular y el tubing. Desde allí se instala el cable de potencia con un sello. Incluye estranguladores ajustables, colgadores de la tubería de producción y válvulas de alivio.

Este SLA cuenta con algunas ventajas sobre otros, pero a pesar ampliamente usado, tiene algunas limitaciones que se mencionarán a continuación:

VENTAJAS

- Puede producir volúmenes altos de fluido.
- Necesita poco espacio para su instalación.
- Es aplicable en off-shore
- Facilidad para llevar a cabo el tratamiento de corrosión y de incrustaciones.
- Tiene buena capacidad para tratar crudos livianos y pesados.
- Cuenta con una eficiencia alta.
- Su operación es simple.
- Es aplicable en pozos desviados.

DESVANTAJAS

- Solamente es aplicable si cuenta con energía eléctrica.
- Tiene baja capacidad para manejar gas libre.

- Es infructuoso en pozos con baja producción y poca profundidad.
- La necesidad del cable hace que la profundidad sea muy limitada debido a los costos y a la insuficiencia de potencia que podría llegar a tener el fondo del pozo.
- La producción de gas y sólidos genera problemas.
- Presenta limitaciones en el tamaño del revestimiento.
- Es un equipo costoso lo que conlleva a una inversión inicial muy alta.
- Con crudos muy viscosos baja su eficiencia.

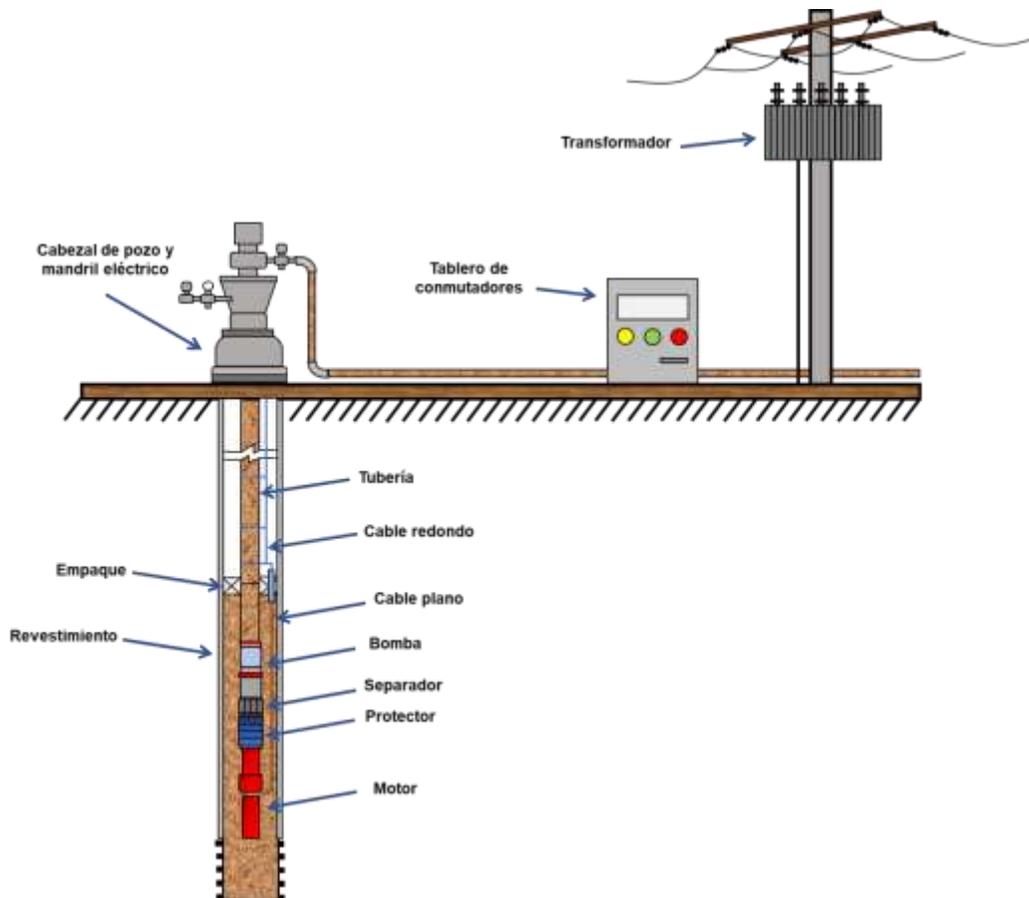


Figura 15. Elementos del Bombeo Electro-sumergible.

Adaptado de: Amao, 2014. Artificial lift methods and surface operations.

2.3. LEVANTAMIENTO POR GAS

Este sistema de levantamiento comenzó a ser usado desde la década de 1920. Actualmente, es el segundo sistema más utilizado en el mundo, principalmente en pozos costa afuera (Aliyev, 2013 y Clegg et al., 1993).

En el Levantamiento por Gas se complementa el flujo natural mediante la inyección de un volumen de gas comprimido a alta presión en la columna de fluidos de producción. Dicha inyección tiene dos impactos que provocan el levantamiento de los fluidos de fondo de pozo a superficie: La expansión de la

fase líquida (por propiedades PVT) y la disminución de la densidad del petróleo crudo, que reduce la presión hidrostática y la resistencia al flujo de los fluidos (Aliyev, 2013).

Una instalación de levantamiento por gas, como la de los demás sistemas, se compone del equipo de superficie y de subsuelo, cuyos componentes dependen del tipo de levantamiento por gas implementado en el campo (Schlumberger Well Completions and Productivity, 1999, Carrillo, 2002 y Muñoz y Torres, 2007).

El equipo de superficie consta de:

- Ensamblaje de cabeza de pozo.
- Choque (para flujo continuo).
- Choque de control de tiempo en los ciclos (para flujo intermitente).
- Compresores de gas o fuente de gas de alta presión.
- Líneas de distribución de gas.
- Separadores (gas/aceite/agua).
- Equipos de medición y control (registradores de presión y medidores de gas).

Al equipo de subsuelo lo conforman:

- Mandriles: Son secciones de piezas tubulares ensambladas a la tubería de producción que funcionan como medio para insertar y proteger las válvulas de inyección.
- Válvulas: Permiten el paso en una sola dirección del gas que se encuentra en el anular a la tubería de producción (o viceversa en el gas continuo anular), a la presión y el volumen requerido a condiciones de pozo. Su funcionamiento es regulado por la presión del gas en el anular y por la presión del fluido en la tubería, a medida que cambian las condiciones en el pozo, las válvulas se abren o cierran.
- Sarta de producción y tubería de revestimiento.
- Empaque de subsuelo: Aíslan el anular de la tubería.

Existen dos tipos básicos de levantamiento por gas utilizados en la industria: el levantamiento por gas continuo y el intermitente.

La mayoría de los pozos con levantamiento por gas son producidos por Levantamiento por gas continuo, este método es una prolongación del flujo natural del pozo. Funciona mediante la inyección continua de una corriente controlada de gas en la columna de fluidos, para producirla bajo condiciones de flujo continuo. El gas es inyectado en un punto inferior al nivel estático del fluido mediante válvula de operación, el fluido que se encuentra por encima de la válvula abierta, es mezclado con la columna de gas inyectada, lo que provoca la reducción de su densidad y su levantamiento hacia la superficie. A medida que el pozo es descargado, las válvulas están diseñadas para cerrarse cuando la relación entre la extracción del pozo y la presión de inyección disponible permiten que se inyecte el

gas necesario por medio de la válvula inferior (hasta llegar a la válvula de mayor profundidad posible). En este tipo de levantamiento, la inyección de un volumen continuo de gas inyectado conlleva a una producción estable y fija de grandes volúmenes de líquido (Schlumberger Well Completions and Productivity, 1999, Heinze et al., 1995 y Maggiolo, 2004).

Es utilizado principalmente en pozos con alto índice de productividad y de alta presión estática; para la producción de grandes volúmenes, entre 100 y 30000 bopd. El levantamiento por gas continuo es la mejor opción para formaciones con presencia de acuífero, yacimientos sometidos a inyección de agua o con altos índices de GOR (Clegg et al., 1993).

VENTAJAS

- Las altas tasas de GOR son útiles.
- Permite producir altos volúmenes de fluido.
- Excelente manejo de arena y sólidos.
- El equipo puede ser centralizado.
- Las válvulas pueden ser recuperadas por el cable o la tubería.
- Puede ser implementado en pozos desviados con mínimos problemas y en ambientes offshore.

DESVENTAJAS

- El suministro de gas debe mantenerse durante toda la vida útil del pozo (el suministro deficiente de gas puede detener la producción).
- Se requiere una gran cantidad de gas a alta presión para lograr alcanzar la profundidad deseada.
- Frecuentemente requiere alta inversión capital, el costo de operación de energía es grande. Igualmente, el costo de los compresores es considerable y el manejo de altas cantidades de gas contribuye al uso de un mayor número de separadores.
- Ineficiente en sistemas con bajo volumen.
- Baja eficiencia energética.
- Problemas de congelación y formación de hidratos (en manifold) en las líneas de superficie en climas extremadamente fríos.

En el levantamiento por gas intermitente, la inyección de gas dentro de la columna de fluidos ocurre en forma cíclica. En este sistema el flujo es interrumpido durante un tiempo determinado, para permitir la acumulación de líquido dentro de la tubería que será levantada de manera intermitente. Al mismo tiempo, el gas se acumula dentro del anular, hasta que la presión en el anular supera a la presión de apertura de la válvula de operación (casi siempre la válvula ubicada a mayor profundidad). La apertura de la válvula, permite que, el volumen de gas acumulado, entre a la tubería y desplace al slug de fluido. A medida que el slug sube por la tubería, las válvulas superiores a la válvula de operación pueden abrirse para aportar energía. Cuando ya se ha inyectado suficiente gas para transportar hasta superficie el slug, el controlador de superficie se cierra, la

inyección se detiene y las válvulas de inyección también se cierran, para dar lugar nuevamente a la acumulación de fluidos (Schlumberger Well Completions and Productivity, 1999 y Maggiolo, 2004).

El levantamiento intermitente de gas generalmente es recomendado en: pozos con bajos índices de productividad y alta presión hidrostática de fondo (BHP); en pozos con altos índices de productividad y baja presión hidrostática de fondo; cuando la presión del yacimiento se ha reducido y por lo tanto también se ha reducido la tasa de producción (aproximadamente menor a 200 bopd); donde ya está instalado un sistema de levantamiento por gas y donde hay un suministro de gas a alta presión a bajo costo (Clegg, J. D. et al., 1993).

VENTAJAS

- Se puede usar en pozos offshore.
- El equipo puede ser centralizado.
- Las válvulas pueden ser recuperadas por el cable o la tubería.
- Buen manejo en pozos de alto GOR.
- Buena opción para pozos con un mal dogleg, que producen algo de arena.

DESVENTAJAS

- Debe tener una fuente de gas permanente.
- Está limitado a pozos de bajo volumen
- Necesidad de "encendido / apagado" de gas a alta presión, que presenta un problema de manejo de gas en la superficie y provoca un aumento en la presión del fondo de pozo que no puede tolerarse en muchos pozos que producen arena.
- No es capaz de producir a una velocidad tan alta como la elevación de gas de flujo continuo.
- La elevación intermitente de gas requiere ajustes frecuentes.

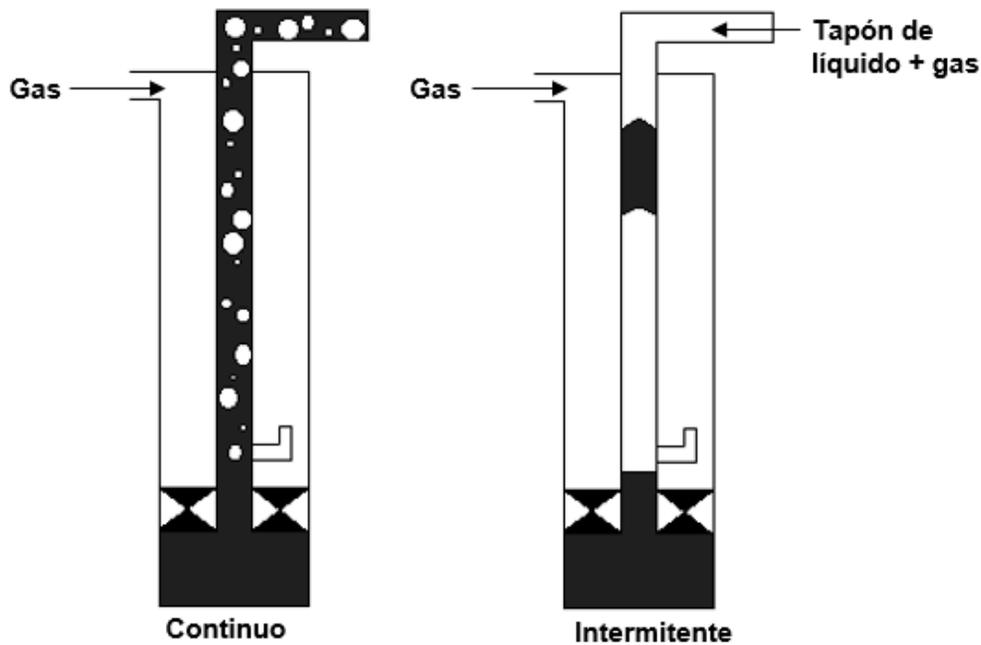


Figura 16. Tipos de levantamiento por gas.

Fuente: Adaptado de Maggiolo (2004). Gas Lift Basico. Maracaibo: ESP OIL.

2.4. BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

El bombeo hidráulico tipo jet consiste en la producción de aceite a partir de la mezcla del fluido de yacimiento con un fluido a alta presión bombeado desde la superficie hasta el fondo del pozo. Este método se ha utilizado por más de 20 años en todo el mundo. Pero, a pesar de su simplicidad, no es ampliamente difundido, especialmente en aceites pesados. (De Ghetto y Riva, 1994). Este método no tiene ninguna bomba en movimiento, por lo tanto, el gas y la arena libres no crean problemas para la bomba de subsuelo. Su eficiencia está entre 20% y 30%, es decir es baja. En este sistema se inyecta fluido de energía a través de la tubería a la bomba. La velocidad del fluido de potencia aumenta en la boquilla y se mezcla con el fluido producido en la garganta de la bomba. Por lo anterior, la presión del fluido de potencia se transfiere al fluido producido aumentando su energía cinética (Aliyev, 2013).

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Brown (1984) afirma que su funcionamiento se da de la siguiente manera: el fluido de potencia ingresa a la parte superior de la bomba desde la tubería y pasa a través de la boquilla, donde prácticamente toda la presión total del fluido de potencia se convierte en un cabezal de velocidad. El jet de la boquilla se descarga en la cámara de entrada de producción, que está conectada a la entrada de la bomba para fluidos de formación. El fluido de potencia arrastra el fluido de producción y esta combinación entra a la garganta de la bomba. Allí se hace una mezcla completa en donde el fluido de potencia le transfiere energía e impulso al

fluido de producción. Lo anterior conlleva a que el fluido resultante sea capaz de vencer el gradiente del retorno de producción.

El bombeo hidráulico tipo jet tiene equipo superficial y subsuperficial

Solipet (2009) describe los siguientes componentes:

EQUIPO DE SUPERFICIE:

Tanque de almacenamiento de fluido motriz: en este tanque está contenido el fluido motriz que se inyecta al pozo. El fluido motriz debe garantizar que la bomba sea eficiente, que se eleve la presión de descarga de la bomba de fondo y que se mejore la productividad. El fluido motriz puede ser petróleo crudo o agua tratada.

Bombas booster: este tipo de bombas proporciona la energía necesaria para succionar y transportar el fluido motriz desde el tanque hasta la bomba de alta potencia enviando el fluido con la presión suficiente para que funcione de manera correcta.

Bombas de alta potencia: es la que proporciona la potencia requerida para la inyección del fluido motriz hasta la bomba hidráulica del subsuelo. También son llamadas bombas tríplex vertical o una bomba HPS. Son accionadas por un motor eléctrico o de combustión interna.

Tuberías: se necesitan dos tipos de tuberías para el recorrido del fluido, ya que no siempre está en el mismo caudal, estas son: la tubería de alta presión que se utiliza para transportar el fluido de inyección desde la planta hasta el cabezal de pozo; y la tubería de baja presión que se instala desde la salida de producción del pozo hasta la instalación de almacenamiento.

Cabezal de pozo: en el bombeo hidráulico se usan los cabezales de cuatro vías y el tipo árbol de navidad. El cabezal de pozo tiene una válvula maestra que está conectada con el tubing y el casing a través de líneas de inyección y producción.

EQUIPO SUBSUPERFICIAL:

Bombas jet: en estas bombas lo que más se resalta es que no poseen partes móviles, el bombeo se da por la transferencia de energía entre las dos corrientes de fluido, el fluido motriz pasa a través de la boquilla de la bomba, luego debido a la reducción de la presión por la alta velocidad del fluido motriz, el fluido producido se introduce en la garganta y se mezcla con el fluido mencionado anteriormente, por último en el difusor se convierte la energía potencial en cinética y luego en alta presión haciendo que el fluido producido llegue hasta la superficie. La gran ventaja de que no haya partes móviles es que soportan los fluidos abrasivos y la corrosión de los fluidos. Las bombas jets pueden ser de circulación estándar y circulación inversa. En la de circulación estándar el fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y se produce por el anular (tubería de producción-tubería de revestimiento), en cambio en la circulación inversa la inyección se da por el anular y la producción por el tubing.

Castro y Rodríguez (2017) mencionan las siguientes ventajas y desventajas en el sistema de bombeo hidráulico tipo jet:

VENTAJAS

- Flexibilidad en la tasa de producción.
- Cálculo de la Pwf en condiciones fluyentes.
- La bomba jet, por no tener partes móviles, tiene larga duración y menor tiempo en mantenimiento.
- Se puede instalar en pozos desviados.
- Bombea todo tipo de crudos.
- Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente.
- Se puede optimizar fácilmente cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.
- Puede manejar fluidos corrosivos y abrasivos.

DESVENTAJAS

- Las bombas jet requieren de una alta potencia.
- Tienen una eficiencia menor a 33%.
- Requieren tener un nivel de sumergencia del 20% para desempeñarse adecuadamente.

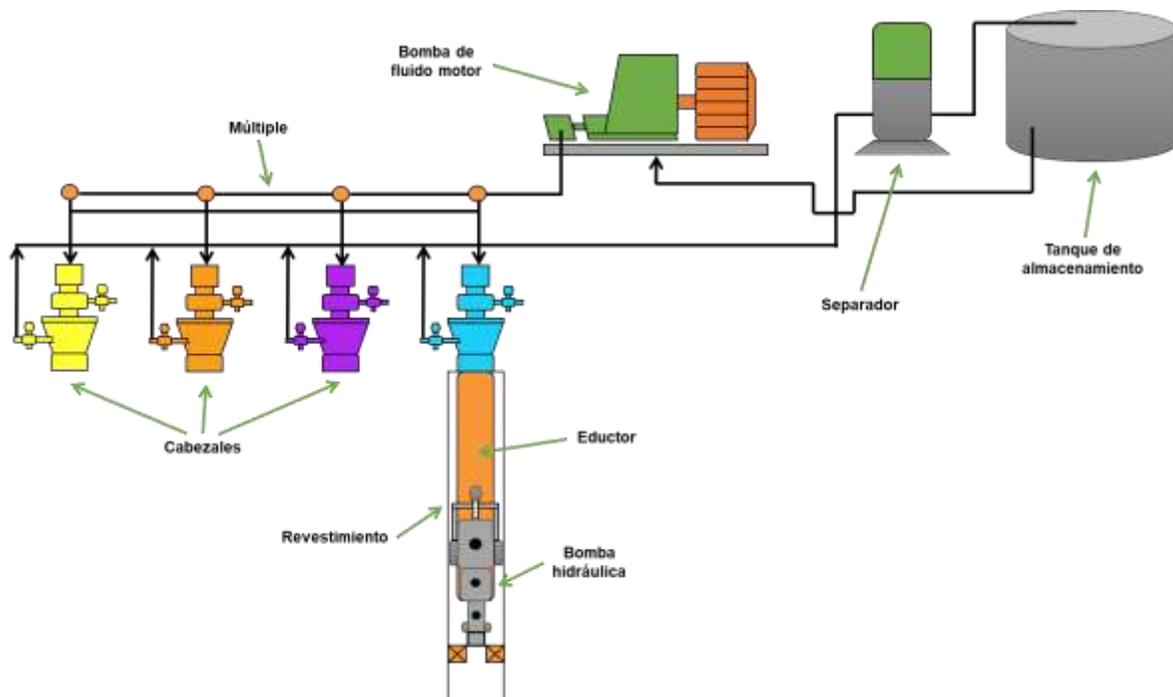


Figura 17. Elementos del bombeo hidráulico tipo jet.

Fuente: Adaptado de Perfoblogger, 2014. Métodos de producción de petróleo.

ANEXO 3. GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL

Los fluidos de interés en la industria petrolera son transportados desde el yacimiento (medio poroso), a través de las terminaciones, la tubería de producción y sus restricciones, las válvulas de presión superficiales, la estrangulación de superficie, las líneas de flujo, hasta los separadores en lo que se conoce como sistema de producción (Zhou, Banerjee y Proano, 2016 y Beggs, 1991).

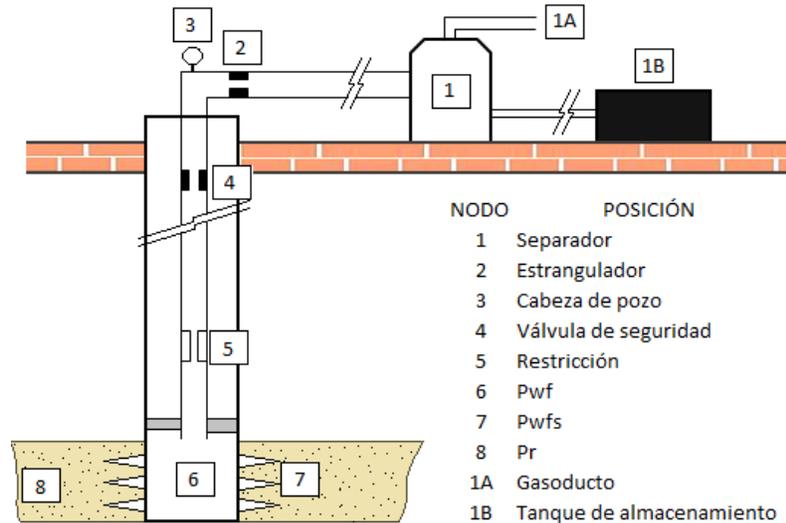


Figura 18. Localización de nodos en el sistema de producción.

Fuente: Adaptado de Beggs, 1991. Production Optimization Using Nodal Analysis.

El movimiento y levantamiento de los fluidos requiere energía para superar las pérdidas de presión por fricción que ocurren a lo largo del sistema de producción. Estas pérdidas o caídas de presión varían en función de la complejidad del sistema de producción (de la restricción al flujo), de las características y la composición de los fluidos y del caudal de flujo transportado. De manera que, la cantidad de fluidos que fluyen desde el yacimiento, depende de las caídas de presión en la tubería y viceversa, por lo tanto, en el diseño final de un sistema de producción, debe analizarse como una unidad el comportamiento del yacimiento y el de las tuberías (Beggs, 1991).

La pérdida total de energía del sistema puede expresarse como la sumatoria de las pérdidas en cada uno de los componentes, o como la diferencia entre las presiones fijas del sistema que no son función del caudal, es decir entre la presión inicial en el yacimiento (P_{yto}) y la presión final de salida del sistema, que suele ser la del separador (P_{sep}). La Figura 16 ilustra los componentes donde ocurren las pérdidas de presión a través del sistema de producción anteriormente descrito (Beggs, 1991).

El análisis nodal es una técnica que evalúa el rendimiento de sistemas de producción integrados, a partir de la división de los mismos en segmentos que

permiten analizar las caídas de presión en el pozo y el yacimiento, detectar los puntos de restricción al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción, con el fin de optimizar al sistema (Zhou, Banerjee y Proano, 2016, Beggs, 1991 y Brown y Lea, 1985)

El proceso del análisis nodal inicia con la selección de un nodo o punto específico del sistema de producción, donde ocurren cambios de presión. Como consecuencia de la selección del nodo, el sistema se segmenta en dos partes, los componentes aguas arriba del nodo (upstream) o que lo anteceden comprenden la sección de entrada (Inflow), mientras que la sección de salida (Outflow) se conforma por los componentes aguas abajo del nodo (downstream). La presión del nodo puede ser calculada en ambas direcciones mediante las expresiones mostradas a continuación, las cuales toman como punto de referencia las presiones fijas nombradas anteriormente (Beggs, 1991).

$$\text{Inflow: } P_{\text{yto}} - \sum \Delta P \text{ (Componentes aguas abajo)} = P_{\text{nodo}}$$

$$\text{Outflow: } P_{\text{sep}} + \sum \Delta P \text{ (Componentes aguas arriba)} = P_{\text{nodo}}$$

Dónde:

P_{yto} es la presión del yacimiento.

P_{sep} es la presión del separador.

Para cada uno de los posibles nodos, existe una relación entre el caudal que circula por este y la caída de presión que debe satisfacer los siguientes requisitos:

1. El caudal que entra al nodo es equivalente al flujo que sale del nodo.
2. Solo existe una presión en el nodo para un determinado caudal.

Debido a dicha relación, la presión del nodo vs. Caudal puede ser graficado, mediante dos curvas que representan las capacidades de entrada y de salida (Inflow y Outflow, respectivamente), cuya intersección satisface los requisitos expuestos previamente y representa el punto de operación para el sistema propuesto (Beggs, 1991).

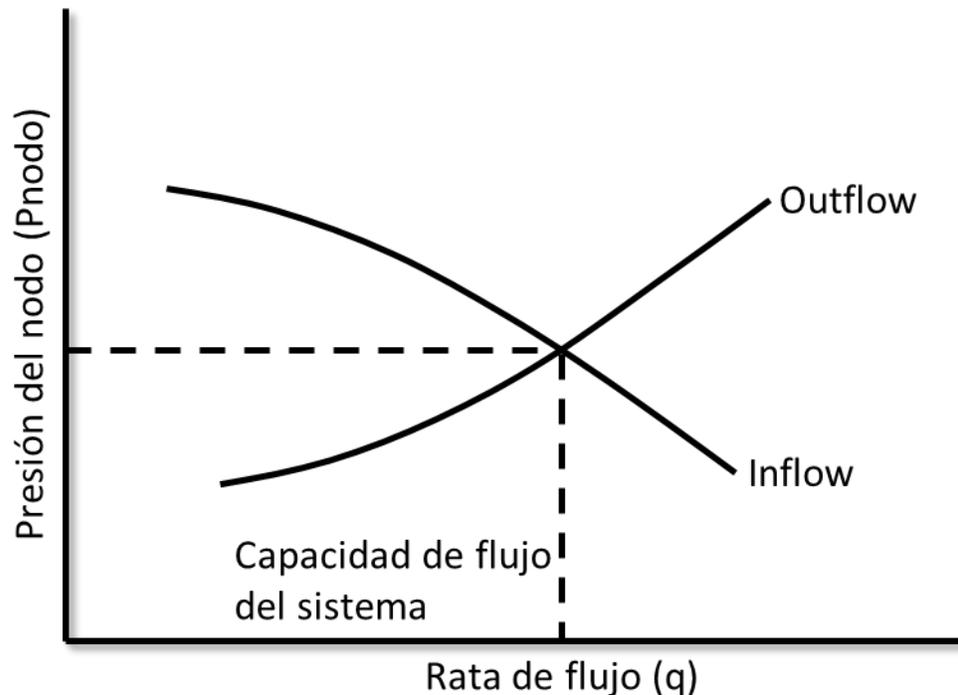


Figura 19. Representación gráfica de las curvas Inflow y Outflow

Fuente: Adaptado de Beggs, 1991. Production Optimization Using Nodal Analysis.

El efecto de cualquier cambio en alguno de los componentes o en una de las presiones fijas, como resultado de la depleción del yacimiento o del cambio de las condiciones del separador, en la capacidad de producción, puede ser evaluado recalculando la relación entre la presión del nodo y el caudal y graficando las modificaciones. Dependiendo la ubicación del componente cuyas características cambian, asimismo se desplazarán las curvas, es decir, si el cambio ocurre en un componente que antecede al nodo, solo la curva de entrada se desplazará, sin embargo, el desplazamiento de cualquiera de las curvas, modifica el punto de intersección entre ellas (Beggs, 1991).

Cuando el nodo es ubicado en el fondo de pozo, es decir, que la presión corresponde a la P_{wf} , la representación gráfica de la presión vs caudal, tiene dos curvas: Oferta y Demanda. La primera corresponde a la presión con la cual un caudal específico entra al nodo, y la segunda a la energía que necesita el pozo para transportar los fluidos desde el nodo hasta la superficie (Figueroa y Tibaduisa, 2016).

La curva de Demanda también se denomina Inflow Performance Relationships (IPR) y la Curva de Oferta, Vertical Lift Performance (VLP). La figura 17 ilustra la intersección de las dos curvas mencionadas anteriormente, dicho punto de encuentro representa la capacidad de producción del pozo a una presión de fondo dada. Cuando no existe un punto de intersección entre las curvas, se puede concluir que, el pozo no fluye naturalmente y requiere por ende un sistema de levantamiento artificial (Figueroa y Tibaduisa, 2016) (Platas, 2016).

Beggs (1991) destaca las siguientes aplicaciones del análisis nodal:

Predecir el comportamiento de flujo a condiciones actuales y al variar condiciones en algunos de los nodos del sistema.

Dimensionamiento de la tubería de producción y de las líneas de superficie.

Dimensionamiento de choques, válvulas y equipos en general.

Diseño y selección de los equipos del sistema de levantamiento artificial.

Predecir el impacto de la depleción en la capacidad de producción.

Evaluar el efecto de la estimulación de la formación sobre la capacidad de producción.