

Diseño de un sistema de levantamiento artificial para un pozo de gas asociado a un yacimiento
de mantos de carbón

Diana Catherine Murillo Flórez

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Erik Giovany Montes Paez, M:Sc.

Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2017

A Dios y a mi mami Ángela Flórez Pinto.

AGRADECIMIENTOS

Antes de leer los agradecimientos recuerde:

1. El orden de los factores no altera el producto. 2. El espacio no es suficiente para escribir todo lo que se quiere. 3. Analice si se encuentra dentro de los grupos mencionados antes de hacer cualquier reclamo.

En especial agradezco a mi mamá que a pesar de todo lo que pasaba y decían siempre estuvo apoyándome para que continuara. A Leonardo Torres Ardila, por estar a mi lado en las malas, y hora a empezar a disfrutar las buenas. A mis hermanos Calla, Checho y Lina, porque juntos hemos caminado un largo camino con apuros, retos y obstáculos de los cuales hemos aprendido mucho y aún nos falta aprender más. A mis sobrinos Diego, Daniela, Santiago y Daniel por darle alegría a nuestras vidas.

A mis amigos, el grupo “Los mala influencia, antes los desbecados, antes los fantasmas...” ¿Por qué le cambiamos tanto el nombre? A las chicas del grupo “Bochinche 96”, Diosito nos ha vuelto a reunir y el leerlas me alegra el día. A la Universidad Industrial de Santander por la oportunidad de ser una de sus egresados.

A mis profes que además de ayudarme a llegar a este punto, con su lindo sarcasmo me daban ánimo para seguir: Erik Montes (Nunca deje de reírse) y Fernando E. Calvete (Un hombre muy sabio al que respeto mucho).

A todos mis compañeros (A Catalina, Diego Rangel, Claudio Mendoza, Martica Madera) los que compartimos trasnochos, preocupaciones y esos “La pase en tres raspado pero no quiero volver a ver esa materia”. A doña Viky, por sus cafés, aromáticas, vasitos de agua y ese saludo de “Buenos días ingeniera” que me daba esperanzas. Y a todos los que con su granito de arena hicieron esto posible.....

¡GOKÚ SE GRADUÓ!

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA UN POZO DE GAS SOCIADO A UN YACIMIENTO DE MANTOS DE CARBÓN.

AUTOR: DIANA CATHERINE MURILLO FLÓEZ

PALABRAS CLAVE: METANO, MANTOS DE CARBÓN, SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, MÉTODO DE SELECCIÓN, PRODUCCIÓN DE GAS.

DESCRIPCIÓN:

El tiempo útil de un pozo de gas asociado a mantos de carbón, se caracteriza por las altas tasas de agua que genera una carga de líquidos en el fondo del pozo implicando la disminución o nula producción de gas. Por esta razón, este proyecto provee una alternativa a la solución de este tipo de situaciones característica de estos yacimientos. El estudio inicia con una recopilación teórica que permite entender el fenómeno que se presenta, posteriormente se hace una descripción del yacimiento del caso estudiado. Con este conocimiento se procede a aplicar la metodología de selección TOPSIS para elegir el sistema de levantamiento artificial acorde con los requerimientos técnicos del pozo. Se desarrolla el diseño del sistema de levantamiento y se procede a hacer la respectiva evaluación financiera del proyecto. Se debe hacer la aclaración que durante la aplicación de la metodología de selección se encontró que dos de los sistemas de levantamiento artificial obtuvieron calificaciones muy cercanas, por lo cual, para definir el más acorde al proyecto que se estudió, se decidió elegir aquel que presenta menor cantidad de fallas, y por lo tanto, menores costo de mantenimiento y cambios en las bombas de subsuelo durante las operaciones, de acuerdo a trabajos posteriores con características similares.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Paez, M:Sc. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF AN ARTIFICIAL LIFT SYSTEM FOR A GAS WELL ASSOCIATED TO COALBED RESERVOIR.

AUTHOR: DIANA CATHERINE MURILLO FLÓEZ

KEYWORDS: METHANO, COALBED, ARTIFICIAL LIFT SYSTEM, SELECTION METHOD, GAS PRODUCTION.

DESCRIPTION:

The useful life of a gas well associated to coal bed reservoir, it is characterized by the high rates of water, which generates a load of liquids at the bottom of the well. That implies the decrease or null gas production. Therefore, this project provides an alternative to obtain the solution of this type of situations in this kind of reservoirs. The study begins with a theoretical compilation that allows understanding the event that is presenting. Furthermore, it present a reservoir description, these traits was using to the research. With this knowledge the study proceed to apply the selection methodology (TOPSIS) to choose the artificial lift system according to the technical requirements of the well. Then, the study develops the design of the ALS (artificial lift system) and makes the financial evaluation. It should be clarified that during the application of the selection methodology it was found that a couple of the systems of artificial lift systems obtained very close qualifications, so to define the one most according to the project, that was studied, it was deciding to choose the one that presented the smaller amount of failures, and therefore the lower maintenance costs and changes in bottom pumps during operations according to subsequent work with similar characteristics.

*Bachelor Thesis

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Paez, M:Sc. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

Tabla de contenido

Introducción.....	15
Objetivos	16
1. Descripción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, su producción y características del Caso Estudio.....	17
1.1. Geología de un CBM	17
1.2 Formación y clasificación de un yacimiento CBM.....	20
1.3 Permeabilidad de los yacimientos CBM.....	26
1.4 Proceso de adsorción de los carbones.....	29
1.5 Mecanismos de flujo y modelo de desorción del gas en un yacimiento CBM	35
1.6 Producción de en yacimientos CBM	37
1.7 Sistemas de levantamiento artificial aplicados a pozos CBM.....	46
1.8 Descripción del yacimiento	60
1.9 IPR Del agua en un yacimiento CBM	68
2 Aplicación de la metodología TOPSIS para la selección de un SLA para un pozo CBM	71
2.1 Importancia de las técnicas multicriterio en el proceso de planeación	71
2.2 Metodología TOPSIS.....	73
2.3 Aplicación de la metodología TOPSIS a la selección de un SLA para un pozo de gas CBM.....	78
3 Diseño de un SLA para el caso estudio.....	88
3.1 Análisis nodal	88
3.2 Diseño bombeo electrosumergible.....	92
3.3 Diseño bombeo mecánico	100
4 Análisis Económico.....	108
4.1 Flujo de caja	109
4.2 Valor presente neto, VPN	121
5 Recomendaciones	123
6 Conclusiones	124
Referencias Bibliográficas	127

Lista de figuras

<i>Figura 1.</i> Gas consolidado por la presión del agua rodeando la matriz de carbón.....	18
<i>Figura 2.</i> Proceso de carbonización.....	20
<i>Figura 3.</i> Incremento de la generación de gas según el rango del carbón y generación de metano.....	22
<i>Figura 4.</i> Face cleat y butt cleat en una estructura de carbón.....	27
<i>Figura 5.</i> Geometría de un cleat extraído de una imagen SEM. Carbón de la cuenca Bowen, Australia. 100 μm x 186 μm	30
<i>Figura 6.</i> Ejemplo de Isoterma de adsorción.....	35
<i>Figura 7.</i> Imagen de microscopía de la formación de burbujas de gas en un carbón sub-bituminoso.....	36
<i>Figura 8.</i> Transporte de fluidos a través de un yacimiento de mantos de carbón.	37
<i>Figura 9.</i> Regímenes de Flujo en una tubería de un pozo de gas.	40
<i>Figura 10.</i> Periodos de vida de un pozo CBM. Ejemplo de % de OGIP vs. % de P(i). Cuenca San Juan USA.	42
<i>Figura 11.</i> Etapas de producción característica de un pozo CBM.	45
<i>Figura 12.</i> Bomba de desplazamiento de doble válvula.....	49
<i>Figura 13.</i> Esquema Jet Pump.....	55
<i>Figura 14.</i> Ciclo de operación del Plunger Lift.....	58
<i>Figura 15.</i> Producción Estimada de Líquido Implementando Plunger Lift.	59

<i>Figura 16.</i> Ubicación de la Subcuenca Cesar-Ranchería-01.	60
<i>Figura 17.</i> Isoterma de Desorción SC_C-R-01.	64
<i>Figura 18.</i> IPR Pozo Caso Estudio.....	70
<i>Figura 19.</i> Metodología TOPSIS.....	74
<i>Figura 20.</i> Análisis Nodal en Fondo.....	90
<i>Figura 21.</i> Configuración del sistema de producción para un pozo de gas asociado a un yacimiento CBM.....	91
<i>Figura 22.</i> Altura alcanzada por etapa para una ESP D400.	96
<i>Figura 23.</i> Eficiencia por etapa para una ESP D400.....	97
<i>Figura 24.</i> Potencia requerida por etapa para una ESP D400.	98
<i>Figura 25.</i> Motor equipado con cubierta para refrigeración.	99
<i>Figura 22.</i> Estado Mecánico Inicial del Pozo. Adaptado de: Reporte.....	136

Lista de Tablas

Tabla 1. Rangos del carbón.....	21
Tabla 2. Valores aproximados para un CBM candidato para la extracción de metano.....	26
Tabla 3. Potencial CBM sub cuenca Cesar- Ranchería-01.....	61
Tabla 4. Propiedades físicas y químicas del carbón cuenca Cesar- Ranchería bloque la Guajira-Ranchería.....	62
Tabla 5. Analogía entre la cuenca Cesar- Ranchería y la cuenca Powder River (USA).....	65
Tabla 6. Composición del gas caso estudio.....	65
Tabla 7. Datos del yacimiento caso estudio.....	67
Tabla 8. Información para el cálculo IPR.....	69
Tabla 9. Alternativas de SLA aplicado a la metodología TOPSIS.....	84
Tabla 10. Calificación cuantitativa y su asociación numérica.....	85
Tabla 11. Datos suministrados para la selección del SLA apropiado para el caso estudio...	86
Tabla 12. Resultados de la aplicación de la metodología TOPSIS al caso estudio.....	87
Tabla 13. Relación de conjunto de varillas D86.....	104
Tabla 14. Comparativo de parámetros calculados y los generados por el software Qrod 3.0.....	107
Tabla 15. Parámetros bomba seleccionada.....	108

Tabla 16. Información para el cálculo del gas desorbido.....	111
Tabla 17. Cálculo del factor de recobro para dos escenarios.....	115
Tabla 18. Perspectiva del gas metano producido en 20 años para el caso estudio.....	116
Tabla 19. Costos de intervención por mantenimiento.....	118
Tabla 20. Costos de inactividad por año.....	119
Tabla 21. Egresos. Operación y mantenimiento para bombeo mecánico y bombeo electrosumergible.....	120
Tabla 22. Flujo de caja por año previsto para el proyecto caso estudio.....	121
Tabla 23. VPN evaluado en diferentes escenarios.....	123
Tabla 24. Información estado mecánico del pozo caso estudio.....	137
Tabla 25. Información perforados caso estudio.....	137
Tabla 26. Parámetros que influyen en la selección de un SLA para un pozo de gas asociado a un yacimiento CBM.....	138
Tabla 27. Matriz alternativas y criterios de evaluación para el bombeo mecánico.....	140
Tabla 28. Matriz alternativas y criterios de evaluación para el bombeo electrosumergible.	141
Tabla 29. Matriz alternativas y criterios de evaluación para el bombeo cavidades progresivas.....	142
Tabla 30. Matriz Alternativas y criterios de valuación para el bombeo hidráulico tipo jet...	143
Tabla 31. Matriz alternativas y criterios de evaluación para plunger lift.....	144
Tabla 32. Matriz alternativas y criterios de evaluación para gas lift.....	145

Tabla 33. Matriz Decisión TOPSIS.....	146
Tabla 34. Matriz Normalizada.....	147
Tabla 35. Ponderación de la matriz decisión.....	147
Tabla 36. Matriz ponderada.....	148
Tabla 37. Determinación de la solución ideal y de la solución negativa S'	148
Tabla 38. Separación de la alternativa ideal S^*	149
Tabla 39. Separación de la alternativa negativa S'	149

Lista de apéndices

Apéndice A. Estado mecánico del pozo caso estudio.....	136
Apéndice B. Parámetros que influyen en la selección de un SLA para un pozo de gas asociado a un yacimiento de mantos de carbón.....	138
Apéndice C. Parámetros y criterios de evaluación para cada uno de los SLA.....	140
Apéndice D. Resultados de la metodología TOPSIS.....	146
Apéndice E. Resultados de bombeo mecánico a aplicar.....	150

Introducción

Durante la extracción de gas en yacimientos no convencionales, el ingeniero se debe enfrentar a nuevos retos que le permiten ampliar su visión y conocimientos. La carga de líquidos en los pozos asociados a yacimientos de mantos de carbón ocurre a una edad muy temprana del pozo, generando la necesidad de buscar alternativas para extraer el agua que se acumula y que no permite que el metano, que se encuentra en los cleats y adsorbido en la matriz del carbón, fluya hacia el fondo del pozo. El proceso denominado “deliquification o dewatering” es el conjunto de acciones que se enfocan a generar soluciones para disminuir la carga de líquidos en estos pozos.

El presente trabajo inicia con una explicación de las características propias de los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón con el fin de seleccionar aquellas propiedades que influyan en el proceso de producción del gas. Con este análisis se seleccionó, mediante la metodología TOPSIS, un sistema de levantamiento artificial que permita extraer los líquidos del fondo de pozo. Posteriormente se generó el diseño para un pozo en particular y se hizo la evaluación financiera de dicho proyecto, basándose en la cantidad de gas que se puede extraer de los mantos de carbón que interactúan en el área de drenaje de dicho pozo.

El propósito es el iniciar la búsqueda de soluciones a la carga de líquidos propia en los pozos de gas que se producen de mantos de carbón, debido a que es una situación común en la producción de gas de estos yacimientos.

Objetivos

Objetivo general:

Diseñar un sistema de levantamiento artificial (SLA) para la extracción de líquidos que se acumulan en el fondo de un pozo de gas asociado a un yacimiento de mantos de carbón.

Objetivos específicos:

- Determinar las características necesarias de los yacimientos de gas en mantos de carbón, de sus fluidos de producción y del pozo que influyen en el diseño de un SLA.
- Seleccionar un sistema de levantamiento artificial apropiado para los pozos de gas asociados a yacimientos de mantos de carbón.
- Diseñar un sistema de levantamiento artificial para un pozo de gas asociado a mantos de carbón.
- Evaluar la factibilidad financiera del proyecto.

1. Descripción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, su producción y características del Caso Estudio.

Obtener metano de los mantos de carbón encierra un conjunto de retos en las actividades de perforación y producción de este tipo de pozos. Las propiedades de los yacimientos de mantos de carbón, los mecanismos de almacenamiento del gas, los fenómenos de transporte de los fluidos asociados, la declinación característica de este tipo de yacimientos y la disposición del agua producida, son retos que requieren de innovación y que contiene grandes cambios de los procedimientos convencionales.

1.1 Geología de un CBM

El carbón es una roca sedimentaria donde el 70 por ciento de su volumen, aproximadamente, es material orgánico, además de poseer una humedad inherente. El gas producido es generalmente una mezcla de metano con algunas trazas de propano, butano y en algunos casos hidrocarburos más pesados junto con nitrógeno y dióxido de carbono (McCulloch, Deul, & Jeran, 1974).

Los mantos de carbón son considerados formaciones acuíferas, donde la presión hidrostática del agua contenida en los cleats (grietas propias del carbón) consolida el gas sobre la matriz del carbón, proporcionando, de esta forma, el sello para este yacimiento no convencional, **Figura 1**. La mayor cantidad de gas presente en este tipo de yacimientos se encuentra adsorbido en la superficie de los poros de la matriz del carbón, no en su superficie externa (Seidle, 2011).

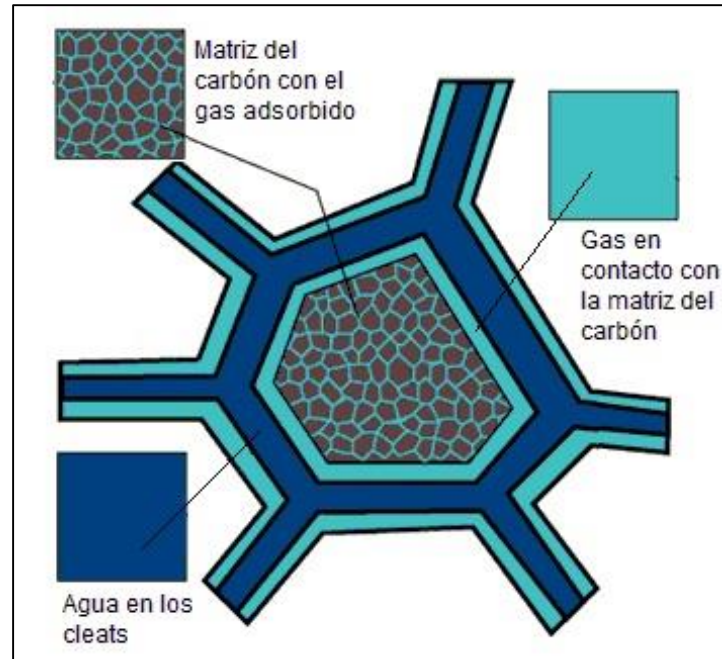


Figura 1. Gas consolidado por la presión del agua rodeando la matriz de carbón.

Adaptado de: <http://www.tridentexploration.ca/how-do-you-get-coalbed-methane/details>

1.1.1 Deposición del carbón. La mayoría de los yacimientos de carbón mineral se generan en ambientes pantanosos, asociados a deltas o estuarios. Los yacimientos económicamente productores de CBM (Coal Bed Methane), metano de mantos de carbón, normalmente se formaron en ambientes sedimentarios con las siguientes características:

- Presencia de vegetación abundante, normalmente de ambiente tropical (cálido y húmedo).
- El proceso en el que se sume la vegetación debe ser rápido, para que no se exponga a un proceso de oxidación en la superficie. Esto genera que la descomposición del material orgánico enterrado ocurre más lentamente o no se lleva a cabo, con lo cual, permite la formación de turba.

- El ambiente de subsidencia,¹ por el asentamiento de la cuenca sedimentaria, debe estar acorde con el crecimiento y sepultamiento de la vegetación.
- Intervalos de tiempo prolongados para cada una de las condiciones anteriormente descritas, donde se alterna la depositación de otro tipo de sedimentos (Corona, Tritila, & Benavides, 2006).

1.2. Formación y clasificación de yacimientos CBM.

La formación del carbón inicia con la sedimentación subacuática, caracterizada por el pobre contenido de oxígeno del material orgánico vegetal, lo que genera en primer lugar la turba. La carbonización o transformación de la turba en carbón se debe a la degradación bioquímica, ésta en conjunto con los procesos fisicoquímicos generados por el incremento de presión debido a los estratos de sobrecarga y al aumento de la temperatura propia del subsuelo genera la producción del metano y otros gases, **Figura 2**. La cantidad de hidrocarburos formados cambia con la composición y el grado de maduración de maceral². Los mantos de carbón se componen en gran medida por macerales (compuestos vegetales), que se clasifican en:

1.2.1 Vitrinita. Es el maceral más abundante del carbón. Se forma a partir de troncos, raíces, ramas y brotes de las plantas, los cuales crean estructuras con alto contenido de aromáticos y

¹ Subsidencia: Proceso de hundimiento vertical de una cuenca sedimentaria, consecuencia del peso de los sedimentos que se van depositando en ella de manera progresiva.

² Maceral: Constituyentes orgánicos individuales y discernibles del carbón al analizarlo bajo el microscopio.

oxígeno. Produce hidrocarburos gaseosos. Este tipo de carbones tienen la particularidad de formar un sistema de microfisuras.



Figura 2. Proceso de carbonización.

Adaptado de: Alexandri,2010.

1.2.2 Liptinita. Se origina de partes de la planta como esporas, polen, resinas, secreciones aceitosas, grasas y ceras, además de proteína bacteriana. Presentan estructuras químicas con altos contenidos de hidrógeno y alifáticos.

1.2.3 Inertinita. Se forma por la carbonización de las paredes celulares o troncos de las plantas. Producen carbono, aromáticos y, en menor medida, hidrógeno. Estos se originan por la falta de reactividad química, debido a los incendios forestales, a acción bacteriana y a la

oxidación del aire. No tienen potencial para producir hidrocarburos. Estos carbones no son propensos a formar fracturas (Suarez & Crelling, 2008).

El rango del carbón se define como una medida de la calidad y madurez térmica de la materia orgánica, el cual, está asociado con la generación del gas como subproducto del proceso de carbonización. El grado de madurez del carbón presenta una estimación del contenido de material volátil, a mayor grado de madurez, menor es el contenido de gas. La Asociación Americana de Ensayo de Materiales (ASTM), dividen los rangos del carbón en cuatro clases, los cuales tienen una subdivisión en 13 grupos como lo indica la **Tabla 1**.

Tabla 1.
Rangos del carbón.

Clase	Descripción	División
Lignito	Se forma por compresión de la turba, en la que aún se reconocen algunas estructuras vegetales.	Lignito A
		Lignito B
Sub-bituminoso	Es un carbón que se caracteriza por su alto contenido de material volátil (30-40%) y alto porcentaje de humedad (15-30%)	Sub-bituminoso A
		Sub-bituminoso B
		Sub-bituminoso C
Bituminoso	Se describe con un alto contenido de carbono (40-80%), menor porcentaje de material volátil (10-30%) y agua dentro de su matriz (5-10%).	Bajo Volátil Medio Volátil Alto volátil A Alto volátil B Alto volátil C
Antracita	Tiene el porcentaje más alto de carbono (>80%) y el material volátil y humedad es muy bajo.	Meta-Antracita Antracita Semiantracita

Adaptado de: (ASTM D.-1. , 2017)

El rango de carbón aumenta desde el lignito, el carbón más superficial que se encuentra, hasta la antracita, la cual, se encuentra a mayor profundidad. Al aumentar el rango del carbón se

observa que el contenido de carbono, la presencia de aromáticos y el poder calorífico aumentan. Por el contrario, el contenido de volátiles disminuye. Por esta razón, los rangos de carbón que se buscan para analizar si un yacimiento de mantos de carbón es propicio para iniciar la producción de metano se encuentra entre los sub-bituminosos y bituminosos, debido a que por su proceso de maduración generan más gas, **Figura 3**.

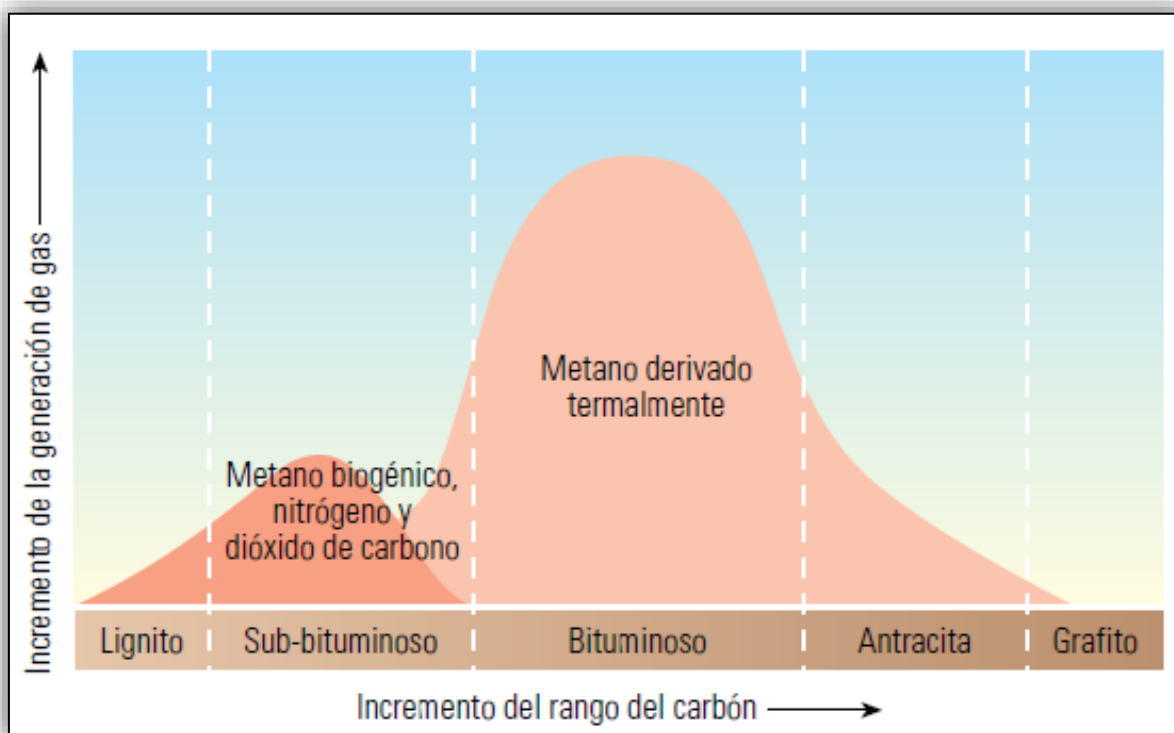


Figura 3. Incremento de la generación de gas según el rango del carbón y generación de metano.

Adaptado de: Al-jubori & all, 2009.

El almacenamiento de gases dentro de la matriz del manto de carbón también se relaciona con el rango del carbón (a mayor maduración del carbón hay un incremento en la adsorción del

gas³.La antracita posee la mayor capacidad de almacenamiento de gas, seguida de los carbones bituminosos (Al-jubori & all, 2009).

La reflectancia de vitrinita, el contenido de carbono fijo y el porcentaje de materia volátil son indicadores de la madurez del carbón en los rangos más altos (Bituminosos – Antracita). La relación que se observa entre las propiedades utilizadas para clasificar el carbón en su rango y la cantidad de metano almacenado en él, hace necesario identificar dichas propiedades del carbón entre las cuales encontramos las siguientes:

- *Contenido de humedad:* Es un factor que cambia su cantidad de forma constante durante las primeras etapas de maduración del carbón; se encuentran en los rangos lignito y Sub-bituminoso. Se determina por el porcentaje de pérdida de peso al calentar una muestra a temperaturas mayores a 105°C (221 °F). Este porcentaje representa la cantidad de agua pérdida. Esta agua fue químico-adsorbida por el carbón durante el proceso de pirólisis⁴ (ASTM D.-0. , 2003)

- *Contenido de volátiles:* Es una propiedad que indica la reactividad y la facilidad de ignición determinado por el porcentaje presente de productos gaseosos. Un contenido alto en volátiles (mayor al 30%) puede presentar problemas en los procesos de molienda del carbón, debido a que se pueden presentar igniciones espontáneas (ASTM D.-0. , 2002). Para el caso de

³ La adsorción de gas es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas de gases son retenidos en la superficie del sólido formando una o varias películas.

⁴ Pirólisis: Es el proceso de descomposición de la materia orgánica en una atmósfera exenta de oxígeno. Por este proceso se obtiene gases combustibles, aceites y residuos.

un yacimiento candidato para la extracción de metano, se hace necesario conocer la cantidad de este gas que se encuentra adsorbido en el carbón (ASTMD7569_10, 2017).

- *Contenido de cenizas*: Son el residuo sólido de una combustión completa de la materia orgánica y del proceso de oxidación del material mineral del carbón. Estas reacciones generan pérdida en el peso original de la muestra. Las cenizas definen la calidad del carbón⁵ en la combustión ya que determina la cantidad de materia que no reacciona como combustible en la muestra de carbón. Al incrementar el contenido de cenizas disminuye el poder calorífico del carbón (ASTMD3174_12, 2012).

- *Contenido de carbono fijo*: Se obtiene del porcentaje total de la masa estudiada al que se le resta los porcentajes de humedad, volátiles y cenizas del carbón. Este porcentaje estima la calidad del coque (ASTMD3172, 2013).

- *Reflectancia de vitrinita (%R_o)*: Es una herramienta que permite determinar la madurez térmica de la materia orgánica presente en las rocas con potencial de explotación de hidrocarburos. Sus valores típicos son de 0 al 3 %; normalmente las rocas generadoras poseen un porcentaje de 1,5 %R_o (ASTMD2798_11a, 2011).

- *Tipo de carbón*: Es la propiedad que mide la cantidad y el tipo de materiales no orgánicos presentes en el carbón. Se determina por medio de análisis cualitativos y petrográficos. La cantidad presente de material inorgánico afecta la formación de las fracturas naturales propias del carbón. Entre los elementos traza se encuentran el mercurio, Hg, el cual se determina con la

⁵ Calidad del carbón: Se define un carbón de alta calidad cuando un porcentaje alto de su masa reacciona como combustible.

norma ASTM D 6277. El contenido de arsénico, cadmio, plomo y selenio se determinan bajo la norma ASTM D 6357. La cantidad de azufre es determinante para conocer la acidez de los fluidos de producción, y por lo tanto, determinar los mejores materiales de los mecanismos que se den como solución para facilitar la extracción de los líquidos y del metano de los mantos de carbón (ASTMD4239_17, 2017).

El carbón se caracteriza por ser ligeramente *compresible* y su *permeabilidad* depende de los esfuerzos a los cuales se encuentra sometido el manto. Cuando se desarrolla operaciones de fracturamiento hidráulico se emplea poco volumen de fluido y gran cantidad de material propante debido a la particularidad del carbón de *embeber*⁶ el material de soporte. La *friabilidad* es la habilidad del material para resistir esfuerzos cortantes, el carbón es muy friable y esta característica es la responsable de la gran cantidad de sólidos que se obtienen en los caudales de producción. (Lea & Nickens, 2008).

La cantidad de sólidos disueltos (TDS) que se encuentran en el agua de formación en promedio es de 10.000 mg/l (3,5 libras de sólidos por barril de agua producido), frecuentemente el cloruro de sodio (NaCl) constituye una gran proporción del TDS, en algunos casos se encuentra bicarbonato (NaHCO₃), el cual representa un gran inconveniente debido a que no es soluble en el agua, y por lo tanto, se requiere para su eliminación el sistema el raspado mecánico o un tratamiento con un ácido fuerte (Simpson, Lea, & Cox, 2003). En general, un yacimiento

⁶ Embeber: Es la absorción del material propante o sustentador, utilizado en el fracturamiento hidráulico, por la formación en las caras de la fractura, debido a las cargas aplicadas.

CBM candidato para un estudio que se encamine a la extracción comercial de metano, debe cumplir como mínimo los rangos descritos en la **Tabla 2** (Seidle, 2011).

Tabla 2.

Valores aproximados para un CBM candidato para extracción de metano.

PROPIEDAD	Rangos Comunes
Edades Geológicas	Carbonífero, Pérmico, Jurásico, Cretácico y Terciario (Neogénicos y Paleogénicos)
Rango del Carbón	Sub-bituminoso, Bituminoso, Antracita
Permeabilidades	0,1 - 1000 mD
Contenido de Gas	200 – 300 ft ³ /Ton (Isoterma de Adsorción de gas)
Saturación de Gas	Valores cercanos al 20% (Depende de la Isoterma de adsorción)

Adaptado de: Seidle, 2011.

1.3 Permeabilidad de los yacimientos CBM

Los mantos de carbón son formaciones más compresibles que las areniscas y las calizas, por lo que su permeabilidad disminuye de forma rápida al incrementarse la profundidad a la que se encuentran. Debido a esta situación, se han desarrollado técnicas específicas de perforación de pozos y de estimulación, además que se debe hacer un control constante de su permeabilidad, fracturas y fallas del sistema del manto.

La facilidad con la que un fluido se mueve a través de los poros interconectados, fallas, fisuras y cleats de un manto de carbón normalmente se cuantifica en microdarcies cuando se habla de la permeabilidad dentro de la matriz del carbón y de milidarcies cuando se cuantifica la permeabilidad de las fracturas naturales de los yacimientos CBM. La permeabilidad en un CBM

depende del rango, tipo y pureza del carbón, de las saturaciones del gas y del agua, los esfuerzos in-situ y del contenido del gas adsorbido.

1.3.1 Sistema natural de fracturas de un CBM. El sistema de fracturas de un CBM es la principal vía que tiene este tipo de yacimientos para la producción de gas. El sistema de fracturas está bien definido y se puede decir que éstas tienen cierta uniformidad en su distribución. Hay dos subdivisiones en el sistema de fracturas. El primero es el Sistema Face Cleats (fracturas de perfil) el cual es continuo a lo largo del manto. En segundo lugar encontramos el sistema Butt Cleats, este es un sistema de fracturas discontinuo e inicia y termina al interceptar al sistema de Face Cleats. (Mandal & Tewari, 2004) **Figura 4.**

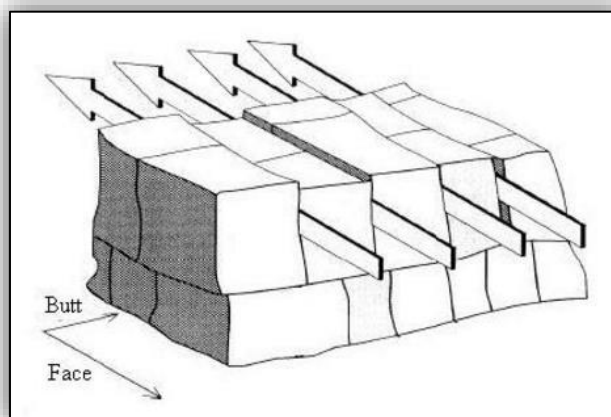


Figura 4. Face cleat y butt cleat en una estructura de carbón.

Adaptado de: http://eis.uow.edu.au/outburst/html/Factors/cleat_joints_pg2.html

Estos sistemas de fracturas se deben analizar como planos perpendiculares al plano de estratificación del manto de carbón. Por esta razón, los cambios en la permeabilidad de este sistema dependen de los esfuerzos horizontales que actúan en el manto. El sistema de Cleats es considerado como la principal permeabilidad de un CBM y en muchos casos se considera dentro

del análisis comercial para la producción de estos yacimientos (McCulloch, Deul, & Jeran, 1974).

Para la extracción de metano en CBM, conocer las propiedades de las fracturas naturales del yacimiento es esencial para planificar la exploración y el desarrollo de los pozos, debido a su influencia en el transporte y recuperación del metano. Los carbones con bajo contenido de cenizas tienden a tener distancias de bloques más pequeños comparados con los carbones con alto contenido de cenizas. Esto sugiere que el proceso de formación del carbón está relacionado con la composición del mismo y es clave para un mayor desarrollo de las fracturas. (Laubach, Marrett, & Olson, 1998).

Para la producción de metano en mantos de carbón, las fracturas naturales o cleats tienen gran importancia porque contribuyen con la permeabilidad de este tipo de yacimientos con respecto al flujo de gas y agua hacia los pozos. También son fundamentales en el éxito de la extracción del metano las técnicas de terminación de pozos (perforación horizontal, cavitación con openhole y fracturamiento hidráulico).

Los pozos horizontales y las fracturas hidráulicas inducidas deben orientarse de tal forma que maximice el contacto con el sistema de fracturas naturales permeables, se ha observado, que en las perforaciones horizontales realizadas en las que la cara del pozo sea perpendicular al face cleats el rendimiento en las tasas de producción de gas tiene incrementos entre 2 a 10 veces comparados con las tasas de producción de gas con las caras de los pozos paralelos a este sistema de cleats.

También se deben tener en cuenta los cambios en el sistema de fractura durante la producción. A diferencia de los depósitos fracturados convencionales, durante el drenaje de gas de los mantos

de carbón, la permeabilidad absoluta se ve afectada con: el cambio del esfuerzo efectivo, la presión del gas, la migración de finos y la contracción de la matriz (Meaney & Paterson, 1996).

El progreso en la comprensión de los orígenes de los cleats en estudios desarrollados en mecánica de fractura y cambios químicos en la estructura molecular del carbón durante el enterramiento podría conducir mejores predicciones de las características de los cleats, tales como, su conectividad, apertura, su grado de relleno mineral y de los patrones de orientación preferentes tanto en escalas locales como regionales, esto permite hacer un buen plan de perforación y espaciamiento entre los pozos (Gray, I., 2010; Laubach, Marrett, & Olson, 1998; Mandal & Tewari, 2004).

El carbón es un medio poroso heterogéneo y anisotrópico. Se caracteriza por tener tres tipos distintos de sistemas porosos: Macroporos, microporos y nanoporos. Los macroporos son las fracturas naturales o Cleats propias del carbón. En los cleats se contiene gas libre y agua, sirve como el principal conducto a la cara del pozo. Los microporos y nanoporos, como los mostrados den la **Figura 5**, hacen parte de la matriz propiamente dicha y contiene la gran mayoría del gas (McCulloch, Deul, & Jeran, 1974).

1.4 Proceso de adsorción de los carbones

La adsorción es un mecanismo muy eficiente para almacenar un gas, en el caso de los mantos de carbón un volumen dado de este puede almacenar gas en mayor medida que el mismo volumen de una arenisca a iguales condiciones de presión y temperatura. Por ello, la determinación del gas como recurso en un yacimiento CBM requiere de tecnología que permita analizar la cantidad de volumen de gas adsorbido por el manto. El carbón es considerado como un yacimiento heterogéneo, por lo cual, es indispensable el análisis de varias muestra representativas de cada

uno de los mantos para obtener resultados que permitan una buena caracterización del yacimiento.

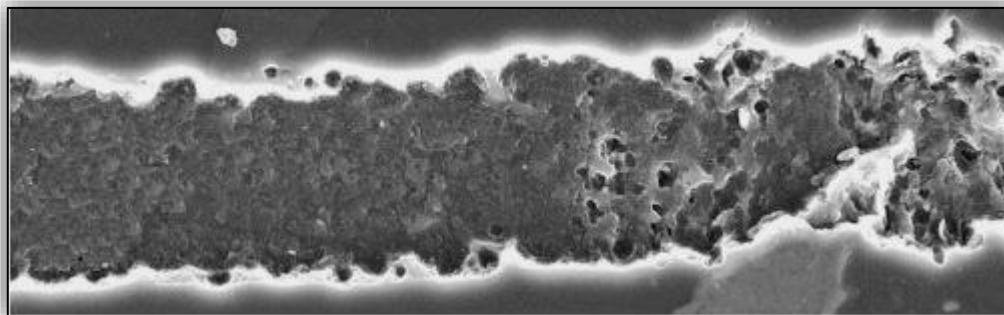


Figura 5. Geometría de un cleat extraído de una imagen SEM. Carbón de la cuenca Bowen, Australia. 100 μm x 186 μm .

Adaptado de: Bai, Chen, Aminossadati, Danesh, Pan, & Liu, 2016.

Las fuerzas que se ven involucradas en el proceso de adsorción son de dos tipos, la adsorción física y la química. La adsorción química se presenta por la formación de enlaces químicos entre la o las especies adsorbidas y los átomos o iones presentes en la superficie del sólido. La cantidad de gas adsorbida dependerá de características del sistema como la presión, el tipo de superficie, la temperatura, porosidad del adsorbente y la naturaleza del sistema gas-sólido.

La adsorción química se identifica como la unión de la molécula de gas a la superficie del sólido a través de la formación de un enlace químico fuerte. Este tipo de adsorción se caracteriza por:

- Es una interacción más fuerte que la adsorción física.
- Es exotérmica en la mayoría de los casos.

- La adsorción química es específica, y se encuentra asociada a la temperatura a la cual se lleve a cabo el proceso.
- Forma una monocapa debido a la formación de un enlace entre el gas y la superficie adsorbente. Se puede producir una adsorción física de entre otras capas del gas y la primera monocapa adsorbida químicamente. (Departamento de química física avanzada. Universidad de Valencia).

La adsorción física, que es la que se presenta entre la superficie del carbón y del metano, se caracteriza porque la molécula de gas se mantiene unida a la superficie del sólido por medio de fuerzas de Vander Waals y se identifica por:

- Es una interacción débil.
- Es un proceso exotérmico, la energía liberada es adsorbida en forma de vibración por la red del sólido y este cambio se puede medir por el incremento de la temperatura de la muestra.
- La molécula adsorbida mantiene su identidad, esto se debe a que la energía no es suficiente para romper sus enlaces pero su geometría si se distorsiona.
- Este tipo de adsorción se lleva a cabo por medio de multicapas, donde una capa de gas adsorbida puede adsorber otra.

La cantidad de gas adsorbida no se limita a una sola capa superficial al sólido, por el contrario, irá aumentando la cantidad de capas proporcionalmente al incremento de la presión del sistema.

En un sistema dado, a temperatura constante, al analizar la variación de la cantidad de gas adsorbida en relación al cambio de presión, se obtiene una gráfica a la que se le llama isoterma

de adsorción y su forma depende de la naturaleza del adsorbente⁷ y del adsorbato⁸. Hay varios tipos de isothermas de adsorción, pero entre ellos encontramos la isoterma tipo Langmuir, la cual es característica de los procesos en los que se presenta el llenado de microporos de la matriz, como es el caso de los carbones. Este modelo es el que más se ajusta a los datos de adsorción de todos los tipos de carbones, además, de ser un modelo fácil de usar.

La isoterma de Langmuir describe que la capacidad del carbón para adsorber metano se incrementa debido al aumento de la presión con la profundidad a la cual se encuentran los mantos de carbón. Pero es necesario hacer pruebas de desorción para saber el contenido de gas presente en los mantos, ya que el metano pudo ser adsorbido por el carbón a una presión y profundidad menores en el tiempo geológico del manto, y por lo tanto, la posición y presión actual a la que se encuentra el manto de carbón puede conllevar a hacer cálculos erróneos en el contenido de gas (Martín, 1990).

La isoterma de adsorción permite definir la relación entre la presión y la capacidad del carbón de adsorber metano a una temperatura constante. A una temperatura determinada, se presenta un equilibrio en donde la velocidad a la cual las moléculas de gas adsorbido que dejan los sitios de adsorción es la misma velocidad a la cual se une a estos lugares. La deducción matemática de este equilibrio conduce a la **ecuación 1**. (Ahmed, 2005).

$$\frac{V}{V_m} = \frac{BP}{1 + BP}$$

⁷ Adsorbente: Sólido que tiene la capacidad de retener en su superficie un componente gaseoso.

⁸ Adsorbato: Sustancia gaseosa que se concentra en la superficie de un sólido.

(1)

V: Volumen de gas adsorbido por unidad de peso de la cantidad de sólido analizado a una presión dada [SCF/Ton].

V_m : Capacidad máxima de volumen de una monocapa por unidad de peso del sólido [SCF/Ton].

B: Constante de Langmuir a T cte [1/Psi].

P: Presión [Psi].

La anterior ecuación es conocida como la ecuación de Langmuir. En esta ecuación B es la constante de Langmuir, a una temperatura determinada invariable, se genera por la proporción entre la constante de adsorción en el equilibrio y por la velocidad de adsorción o desorción de la cobertura de una monocapa completa de gas a una temperatura constante.

La ecuación de Langmuir se usa para construir la isoterma de desorción del metano en el carbón analizado. En la práctica experimental, se varía la presión manteniendo constante la temperatura. El modelo se ajusta a las características de presión y temperatura de adsorción de los mantos estudiados. Esto conlleva a que los datos de laboratorio de la muestra de carbón (triturado a la temperatura y a presiones menores o iguales a la del yacimiento) la isoterma obtenida proporciona una guía para conocer el contenido de gas en el manto en cualquier momento a medida que se produce el yacimiento (Rogers, Ramurthy, Rodvelt, & Mullen, 2008).

Para determinar la constante de Langmuir, B y la capacidad en volumen de la monocapa, V_{max} , se utiliza la **ecuación 2**, la cual es empírica y las variables se encuentran al graficar P/V vs. P, donde la pendiente es $(1/V_{max})$, y al encontrar el intercepto con el eje de las ordenadas, se

obtiene la constante de Langmuir, B (Rogerrrs, Ramurthy, Rodvelt, & Mullen, 2008) & (Martín, 1990).

$$\frac{P}{V} = \frac{1}{BV_{Max}} + \frac{P}{V_{Max}}$$

(2)

V: Volumen de gas adsorbido por unidad de peso de la cantidad de sólido analizado a una presión dada [SCF/Ton].

V_{max} : Capacidad máxima de volumen de una monocapa por unidad de peso del sólido [SCF/Ton].

B: Constante de Langmuir a T cte [1/Psi].

P: Presión [Psi].

Se debe tener en cuenta que otros gases como el dióxido de carbono y el nitrógeno también se encuentran presentes dentro de los mantos de carbón que afectan significativamente los resultados de los cálculos del OGIP. Al analizar las isothermas de adsorción del carbón para diferentes gases, con el fin de avanzar en el análisis de un posible recobro en edades más avanzadas de un campo de gas asociado a los mantos de carbón, cabe destacar que el dióxido de carbono tiene una afinidad más fuerte a la superficie del carbón y por ello se usa en este tipo de operaciones (Rogerrrs, Ramurthy, Rodvelt, & Mullen, 2008).

La isoterma de Langmuir presenta información muy útil que permite seleccionar el sistema de levantamiento artificial (SLA), teniendo en cuenta la cantidad de gas que se desadsorbe en un determinado tiempo de vida del pozo. Esto permite conocer la cantidad de gas que se produce en el intervalo de tiempo en el que se pretende solventar los costos del proyecto, permitiendo un mejor análisis técnico y financiero del mismo.

La isoterma de adsorción de la **Figura 6** muestra que el contenido de gas total G_c del carbón es de 355 Scf/Ton, el contenido de gas es menor que la capacidad de almacenamiento de gas que es de 440 Scf/Ton a la presión inicial del yacimiento, por lo tanto, el yacimiento debe alcanzar la presión crítica o de desorción, la cual determina la presión en la que los Cleats se encuentran saturados. Si se hace una analogía con los yacimientos convencionales esta presión sería la presión de burbuja. Si la presión del yacimiento CBM es mayor a la presión crítica, solo se producirá agua, por lo tanto es deseable llegar al punto de saturación de los Cleats para iniciar el proceso de producción del metano (Ahmed, 2005).

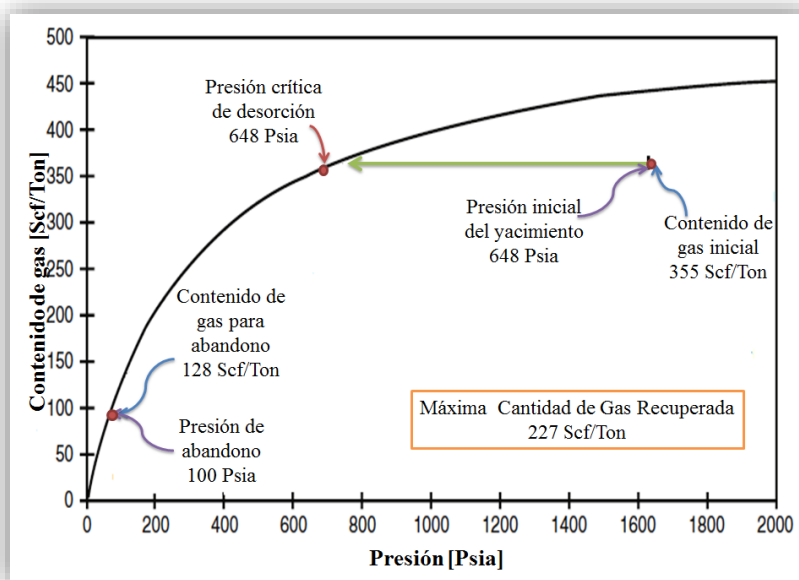


Figura 6. Ejemplo de Isoterma de adsorción.

Adaptado de: Ahmed, 2005.

1.5 Mecanismos de flujo y modelo de desorción del gas en un yacimiento CBM

1.5.1 Fases originales características de un yacimiento CBM. El agua que se encuentra en el sistema de poros, cleats y fracturas en el yacimiento original, se encuentra tanto como una fase

continua, o como una mezcla con el gas libre (8-12%). En el caso de la fase gaseosa la mayoría se encuentra adsorbida (80-90 % del gas en el yacimiento) y solo una mínima parte se encuentra disuelta en el agua, aproximadamente 1%, (Li, X., 2008; Liu, S., 2005)

En este punto la presión en el yacimiento es mayor que la presión crítica de desorción, cuando se alcanza esta presión, el gas que se encuentra en los poros de la matriz del carbón inicia su desorción, si la cantidad de gas en la matriz es grande, el metano forma burbujas **Figura 7** (LaReau, Pope, Buttry, Lamarre, Noecker, & MacDonald, 2007), pero si nos es muy grande, las moléculas de metano se disuelven en el agua; posteriormente el gas fluye en el sistema de cleats siguiendo la teoría de transferencia de masa en un fluido de dos fases, debido a que el metano es semisoluble en el agua y la cantidad de gas que se difunde en el agua es muy mínima.



Figura 7. Imagen de microscopía de la formación de burbujas de gas en un carbón sub-bituminoso.

Adaptado de: LaReau, Pope, Buttry, Lamarre, Noecker, & MacDonald, 2007.

La desorción se inicia a través de la deshidratación para permitir que la presión del yacimiento alcance valores por debajo de la presión crítica de desorción. El gas liberado se difunde a través

de la matriz del carbón (por los microporos) siguiendo la ley de difusión de Fick y finalmente a lo largo de cleats y fracturas hasta el pozo siguiendo la ley de Darcy, **Figura 8**.

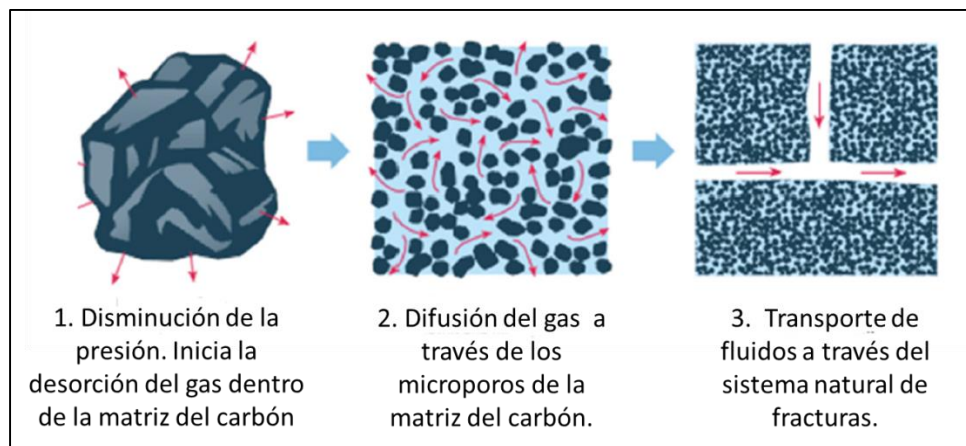


Figura 8. Transporte de fluidos a través de un yacimiento de mantos de carbón.

Adaptado de: Al- jubori & all, 2009.

1.6 Producción de en yacimientos CBM

Los mantos de carbón son considerados como formaciones acuíferas, por lo tanto, requieren ser deshidratados para alcanzar una tasa máxima de producción de gas antes de que inicie su declinación. El tiempo y la cantidad de producción máxima de gas y su posterior declinación varían considerablemente al comparar este tipo de yacimientos. La producción de gas va ligada a la extracción de líquidos que se desarrolle, para poder hacer un estudio al respecto se debe tener en cuenta los siguientes apartes para el desarrollo de un buen plan de producción.

Al elegir una tasa productiva de extracción de los líquidos, se debe buscar los siguientes objetivos:

- Disminuir la presión del yacimiento, para alcanzar la presión de desorción crítica.
- Reducir la saturación de agua.

- Aumentar la permeabilidad del gas, mejorando la capacidad de flujo del gas a través de los microporos y macroporos al pozo.
- Incrementar el caudal de gas.

Durante el uso del sistema de levantamiento artificial seleccionado se debe mantener en observación el nivel de líquido, debido a que el cambio en su nivel se presenta por el desequilibrio entre la cantidad de líquido que está aportando la formación y el caudal que está generando el SLA. Además, el proceso de dewatering crea una reducción en la presión en el fondo del pozo, lo que genera una perturbación en la presión y en el flujo de fluidos a través de los cleats y poros de la matriz, presentando una disminución en la presión de poro; a su vez, la sobre carga de los lecho superiores se mantiene constante haciendo que el esfuerzo efectivo en el lecho de carbón aumente, llevando al lecho de carbón a su límite elástico. Por lo tanto, los cleats, macroporos y microporos del manto de carbón, ya sean naturales o artificiales, contraen su tamaño disminuyendo la permeabilidad, reduciendo los caudales de gas y de líquidos. A su vez, el manto puede generar una gran cantidad de finos del carbón debido a una alta velocidad de deshidratación (Han, Ling, & Zhang, 2016).

Este conjunto de eventos indeseables se generan por una caída excesiva de la presión en un corto intervalo de tiempo, en especial la excesiva producción de finos del carbón que desencadena en el daño de los SLA y en el daño de la formación descrita en el párrafo anterior. Por ello, se debe hacer un buen análisis del yacimiento para acordar el caudal de producción que se debe mantener en los diferentes tiempos de vida del pozo.

Si se hace un buen análisis de la velocidad a la que deben extraer los fluidos, la formación de carbón entra en un proceso en el que se transforma de forma gradual (estado elástico) lo que hace

que los cleats y las fracturas se expandan de forma adecuada y por el contrario se mejore la permeabilidad (Han, Ling, & Zhang, 2016).

El monitoreo continuo permite el ajuste de los parámetros de funcionamiento de la bomba evitando que la cantidad de líquido llegue a un nivel crítico y genere daños en el SLA. Por ello se hace necesaria la implementación de sensores de nivel, cuyas lecturas permitirán al ingeniero encargado tomar decisiones como las de cambiar los parámetros operativos, o incluso detener el funcionamiento de la bomba. Por ello, se hace necesario que el SLA tenga la característica de poder operar con un flujo intermitente de los fluidos que aporta la formación.

1.6.1 Flujo multifásico en pozos de gas. Con el fin de analizar los efectos que produce la carga de líquidos en la producción de un pozo de gas se debe entender cómo las fases del líquido producido y del gas interactúan durante su flujo. Los regímenes de flujo se diferencian por la velocidad del gas y del líquido y sus respectivos caudales en un punto determinado de la tubería, **Figura 9**, (Bondurant, 2007) estos son:

1.6.1.1 Flujo burbuja. El tubo se encuentra casi por completo lleno de líquido. El gas se presenta en pequeñas burbujas, que suben por la tubería a través del líquido.

1.6.1.2 Flujo Slug. Las burbujas del gas se expanden a medida que se elevan y se agrupan en burbujas más grandes con formas que se asemejan a una bala. La fase continua sigue siendo la líquida. La película líquida alrededor de las burbujas en forma de bala puede deslizarse hacia el fondo del pozo. Las dos fases afectan de forma significativa el gradiente de presión.

1.6.1.3 Flujo transición slug-anular. El flujo cambia, desde una fase continua líquida a una fase continua de gas. Algunos líquidos se encuentran en forma de gotas dentro del gas. El gas domina el gradiente de presión, pero es significativo el aporte del líquido a este gradiente.

1.6.1.4 Flujo anular-niebla. La fase gas es continua y la mayoría del líquido se encuentra dentro del gas en forma de niebla. La pared de la tubería se encuentra recubierta por una delgada capa de líquido pero el gradiente de presión es completamente determinado por el flujo de gas.

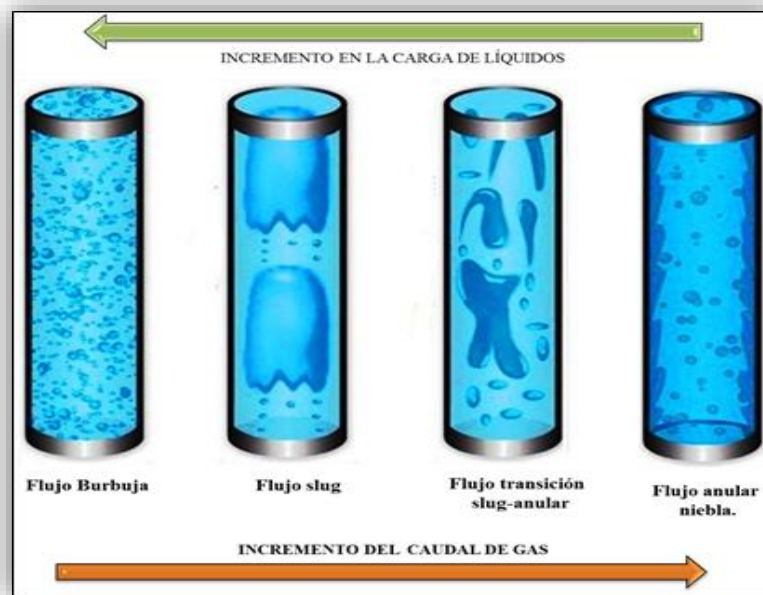


Figura 9. Regímenes de Flujo en una tubería de un pozo de gas.

Adaptado de: Bondurant, 2007

En el inicio de la vida del pozo de gas convencional se presentan altos flujos de gas, por lo cual, se presenta un régimen de flujo mixto dentro de la tubería, posiblemente un flujo anular niebla, esto se debe a la alta velocidad que posee el gas, muy por encima de la velocidad crítica. En los yacimientos CBM, este régimen cambia rápidamente debido a la disminución de la velocidad del gas que decrece rápidamente por la cantidad de agua que inicia a fluir del yacimiento, obteniendo un régimen de flujo burbuja e iniciando la carga de líquidos en el fondo del pozo aumentando la presión de fondo. El pozo reduce su producción o puede dejar de producir completamente debido al agua o líquidos que se acumula en el pozo, si no se remueven

constantemente. Al implementar un sistema de levantamiento artificial se busca minimizar la carga de fluidos para que el gas pueda fluir sin la restricción que le proporciona el líquido.

Los casos donde la relación gas-agua, GWR, es mínima y la velocidad del gas baja, se presenta en formaciones con permeabilidades bajas (formaciones apretadas), donde la carga de líquido es la responsable de la rápido descenso de la producción. En algunos casos se recurre a realizar un completamiento en el que el gas se produce a través del anular, entre el casing y el tubing, y el líquido fluye con ayuda de un SLA por la tubería de producción, pero para que esta configuración sea exitosa se debe seleccionar apropiadamente el SLA a implementar (Lea & Nickens, 2008).

1.6.2 Consideraciones antes y durante la producción de un pozo CBM y el proceso de extracción de líquidos (dewatering - deliquification). Al analizar la factibilidad económica de un proyecto de CBM, se debe tener en cuenta variables como la cantidad de agua que se va a producir, caudales, contenido químico, medios de eliminación, control y regulaciones ambientales. Los factores que más afectan la viabilidad de este tipo de proyectos son la remoción del agua del fondo del pozo y su disposición final. Por ello, es necesario contar con información de la relación gas/agua junto con sus respectivos datos de producción durante la vida del pozo (Lea & Nickens, 2008).

Al graficar el porcentaje del OGIP versus el porcentaje de la presión del yacimiento, se obtiene una gráfica donde se observan tres periodos de tiempo bien definidos para la descripción de la vida de un yacimiento CBM. **Figura 10** (Lea & Nickens, 2008). Al terminar la Región 1, aún se mantiene el 60% del valor de la presión inicial del yacimiento y se ha producido aproximadamente el 7% del OGIP. Este rango de tiempo se identifica por ser de poca fluidez en

relación al cambio de la presión en fondo. En la segunda región llamada de transición, el OGIP inicia con el 96% y finaliza con el 36%. En este periodo la presión del yacimiento cae desde un 7% hasta un 60%. Esta región es difícil de caracterizar, ya que en el inicio se comporta como la región 1 y al finalizar lo hace como la región 3. La región 3 describe la declinación de las reservas a una presión de yacimiento baja y estable (Lea & Nickens, 2008).

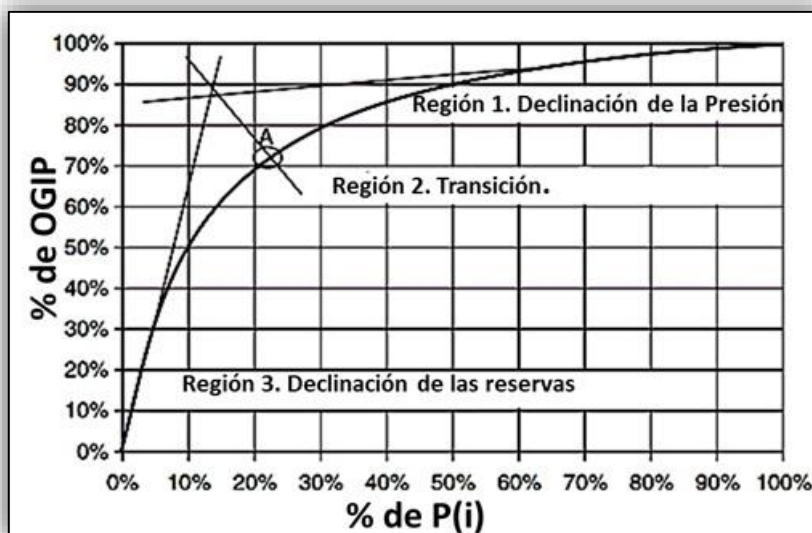


Figura 10. Periodos de vida de un pozo CBM. Ejemplo de % de OGIP vs. % de $P(i)$. Cuenca San Juan USA.

Adaptado de: Lea & Nickens, 2008

Esto muestra que, para obtener una producción exitosa de gas, se requiere de un monitoreo continuo de la presión de fondo. Es importante la obtención de la isoterma de Langmuir, debido a que la información que ofrece es necesaria para hacer este tipo de proyecciones en los campos CBM. Al analizar el comportamiento de los pozos antes y después del punto A, que se observa en la Figura 8, cuando la presión se encuentra por encima de este punto el pozo puede tolerar una cantidad apreciable de agua dentro del pozo y continuar la producción. Pasando el punto A,

es fundamental mantener la presión de fondo fluyente para maximizar la recuperación del metano, teniendo en cuenta que aún se tiene el 70% del OGIP en el yacimiento. Por este motivo, dentro de la planeación de un proyecto de CBM se debe prever las instalaciones necesarias para la operación de un pozo con bajas presiones (Lea & Nickens, 2008).

1.6.2.1 Evaluación de la formación. El material que compone la formación a producir permite determinar el tipo de sólidos libres que se pueden producir con los fluidos del pozo. Arenas, finos del carbón y otros tipos de sólidos pueden afectar de forma adversa la vida del sistema de levantamiento artificial que se elija. Es frecuente el taponamiento de las bombas si no se tiene en cuenta el operar con la velocidad requerida para remover los fluidos producidos, también se busca mover los sólidos suspendidos. Los finos del carbón tienden a suspenderse en la superficie de los fluidos si estos no se llevan junto con la producción a superficie. Por lo tanto, cuando la bomba se apaga al no tener el nivel de líquido necesario para su funcionamiento, estos sólidos suspendidos se alojan en la bomba produciendo el taponamiento.

En cuanto a los finos que entran en el pozo, se pueden reducir asegurando velocidades de succión o de entrada por debajo de 1/10 [ft/s], además esta práctica ayuda a minimizar los sólidos que el fluido debe transportar a través del pozo (Bassett L. &., 2006).

El poder identificar estos sólidos y mantener un control de los mismos afecta directamente en la viabilidad de los proyectos de extracción de metano de los mantos de carbón. Este problema puede ser eliminado aplicando tecnologías de estabilización de pozos que han sido desarrolladas para operaciones en pozos de gas asociados a yacimientos no convencionales.

1.6.2.2 Planificar un pozo CBM. Se debe tener en cuenta que durante la vida de este tipo de pozos ya sea vertical u horizontal, se debe contar con las características necesarias en fondo de

pozo para la instalación del SLA seleccionado, esto con el fin de mantener el proceso de extracción de líquidos. Además, se debe considerar, que al tener expuesta la mayor área posible del manto de carbón se produce mejores desempeños de producción. Por ello, se debe analizar este concepto al planificar el completamiento del pozo.

Es necesario analizar el manejo de los sólidos y finos producidos y el espacio que se requiere en fondo de pozo para este tipo de operaciones. Planear el espacio necesario para hacer futuras intervenciones de limpieza, estimulación, control de sólidos e implementación de sistemas de levantamiento artificial hace que los costos de un proyecto de pozos asociados a mantos de carbón sea viable (Bassett L. &., 2006). Cabe resaltar que la configuración más utilizada es la que produce el metano a través del espacio anular entre casing y el tubing, y el agua se obtiene por el tubing (Hollub, 1992).

1.6.2.3 Plan de Extracción de líquidos. La planeación beneficiará los costos de operación y mantenimiento de los proyectos de extracción de CBM. El plan de Extracción de líquidos se divide en tres partes (**Figura11**):

- En el inicio del proyecto, el volumen de agua producida puede ser muy alto y el caudal de gas no es suficiente para llevar esta agua a superficie, por lo cual, se necesita de la implementación de un sistema de levantamiento artificial que funcionará hasta el momento en el que la producción de agua decline. Por ello, el plan de extracción de líquidos (Dewatering) debe incluir los equipos que se instalaran, la fuerza electromotriz, fuentes de energía y lo necesario para sus respectivos mantenimientos. El flujo de gas en este periodo puede ser intermitente y bastante bajo.

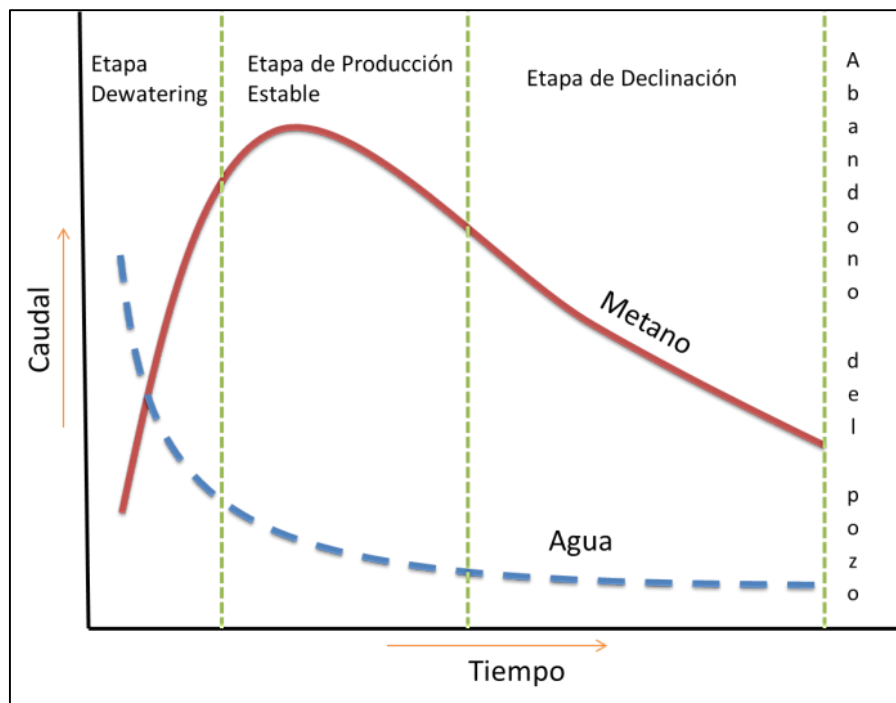


Figura 11. Etapas de producción característica de un pozo CBM.

Adaptado de: Han, Ling & Zhang 2016

- A medida que se aproxima a la segunda etapa de la vida del pozo, el flujo de metano se ha reducido al punto en el que se hace necesario aplicar un plan de manejo del agua en fondo. En esta etapa se debe hacer un análisis del estado mecánico del pozo y de las pérdidas de presión que se producen por las diferentes configuraciones que se pueden montar, además se debe de realizar una correcta selección del tipo de sistema de levantamiento artificial que se va a implementar y estudiar las posibles restricciones en superficie que aporta restricciones al flujo del metano. Se recomienda hacer análisis nodal con software especializado que permita elegir las mejores opciones.
- Cuando el yacimiento presenta bajas presiones se requiere que la bomba instalada trabaje a velocidades muy bajas, debido a que se puede presentar una evaporación del agua. Este vapor de agua repercutirá en el trabajo efectivo de la bomba con dificultades como bloqueo de

gases o cavitación. En esta fase, debido a que la cantidad de fluido disminuye, se requiere un equipo más pausado, como los equipos de superficie neumáticos o hidráulicos los cuales proporcionan un bombeo más suave (Lea & Nickens, 2008).

Debido a las grandes cantidades de agua producidas, la planeación para la disposición de las mismas es de suma importancia en este tipo de proyectos, teniendo en cuenta que el caudal de agua decrece con el tiempo. El tratamiento del agua y la cantidad producida determina los mecanismos a usar en su tratamiento y disposición. La presencia de los sólidos suspendidos, la cantidad de sólidos disueltos y la demanda de oxígeno del agua de producción, impacta directamente en los costos de campo de gas asociado a este tipo de yacimientos.

Uno de los principales indicadores a analizar en los costos de un proyecto CBM se basa en la relación gas-agua (Lawrence, 1993), esto se debe a que las operaciones en este tipo de procesos obtienen en promedio 0,31 barriles de agua producida por cada 1000 pies cúbicos de metano (Rogerrrs, Ramurthy, Rodvelt, & Mullen, 2008).

Otra característica propia de estos yacimientos, es el beneficio que se obtiene en la interferencia en los radios de drenaje que se produce entre pozos, debido a que se forma una asistencia mutua durante la remoción del agua y promueve una rápida producción de gas, fenómeno que se presenta especialmente en los pozos ubicados en el centro de un patrón de campo, por lo que se concluye que el desarrollo de un solo pozo es completamente poco práctico (Rogerrrs, Ramurthy, Rodvelt, & Mullen, 2008).

1.7 Sistemas de levantamiento artificial aplicados a pozos CBM.

La selección del SLA debe considerar las decisiones de operación que se van a implementar. En pozos de gas no convencional, uno de los objetivos que se debe tener en cuenta es que se busca

reducir la presión del yacimiento hasta alcanzar la presión crítica de desorción, ya que esta disminución de la presión permite la desorción del gas contenido en el yacimiento CBM.

Además, se debe observar que, durante la vida del pozo de gas CBM, la cantidad de agua producida va disminuyendo en el tiempo, por lo cual, se debe manejar un seguimiento del pozo para asegurar la cabeza de succión positiva de la bomba y la cantidad de finos del carbón, arena y otros sólidos, son los parámetros más relevantes en el proceso de selección (Bassett L. &., 2006) . Conocer el funcionamiento, las ventajas y desventajas de cada sistema de levantamiento es fundamental para una correcta selección.

1.7.1 Bombeo Mecánico. Es el sistema de levantamiento artificial más usado para remover líquidos que se encuentran en el fondo de los pozos de gas. Se recomienda evitar el ingreso de gas en la bomba de fondo pero permite su funcionamiento con pequeñas cantidades de gas. Es muy eficaz en pozos CBM verticales. Dentro de los aspectos positivos cabe resaltar la disponibilidad de los equipos, la facilidad de operación y la confianza de los operadores debido a la cantidad de tiempo que se ha usado este SLA.

Una de sus debilidades se presenta cuando el nivel de fluido baja demasiado e ingresa gas a la tubería en la que se está produciendo el líquido. Normalmente requiere NPSH⁹ mínimas de 32 psig para que no se presente el bloqueo por presencia de gas. Otra limitante es su necesidad de

⁹ NPSH (Net Positive Suction Head): Altura Neta Positiva en la Aspiración también conocido como ANPA (Altura Neta Positiva en la Aspiración) y CNPA (Carga Neta Positiva en Aspiración), es una cantidad utilizada en el análisis de la cavitación de una instalación hidráulica.

cambiar el sistema de poleas cuando se hace necesario disminuir o aumentar el volumen del fluido a extraer. También se puede presentar daño en la bomba y en las varillas debido al golpe de fluido. Otro inconveniente es que la bomba puede taponarse o desgastarse por la presencia de los finos del carbón. El manejo de gas en este tipo de bombas se hace de varias formas:

- Separación natural con la bomba situada por debajo de las perforaciones es el método más usado para la separación de gas del fluido a bombear.
- Implementación de separador Poor-boy y sus variaciones, estos basan su funcionamiento en hacer que los fluidos se desplacen hacia una zona baja a una velocidad aproximada de $\frac{1}{2}$ ft/s, para que las burbujas de gas puedan subir hacia el anular a una mayor velocidad y no ingresen en la bomba. Los sólidos pueden ocupar la parte inferior del separador, pero comúnmente se incluye en su diseño una válvula de alivio que expulsa los sólidos en cada estroque. Estos separadores poseen la limitante de caudal de producción (inferior a 200 BPD) debido a que se incrementa la concentración de gas alrededor del separador.
- Un separador empacado permite que la producción se dirija por encima de un empaque y salga por la parte superior permitiendo que los líquidos caigan sobre la entrada y el gas migre hacia el anular. El inconveniente es que los sólidos pueden retornar y caer en el empaque, lo cual es una desventaja debido a que hace difícil su remoción.
- La selección de fluidos busca que el líquido cargado de gas pase a través de una malla fina que separa las burbujas de gas. Esta malla también tamiza parte de los sólidos. Este método presenta serias deficiencias al tratar fluidos provenientes de yacimientos CBM ya que permite el paso de sólidos de menor tamaño que tendrán contacto con la bomba.

- Implementación de dispositivos que permiten abrir mecánicamente la válvula de desplazamiento para evitar el bloqueo de gas. Además del uso de otros dispositivos que permiten aliviar los efectos de golpe de fluido.
- Diseño e implementación de bombas con un radio de compresión alto (aproximadamente de 50:1, incluso mayores), a estos mecanismos se le incluye un espacio adicional alrededor de la varilla hueca de la válvula que permite que la arena y los sólidos puedan ser drenados (Simpson, Lea, & Cox, 2003), **Figura 12**.

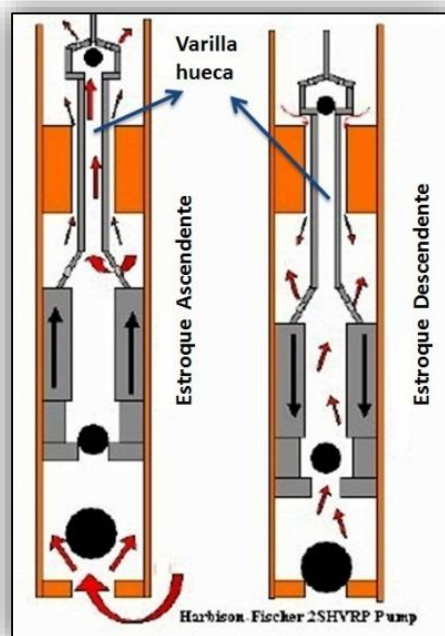


Figura 12. Bomba de desplazamiento de doble válvula.

Adaptada de: Simpson, Lea, & Cox, 2003

Cuando se usa este SLA en pozos de gas CBM no se usan los controladores de bombeo, debido a que durante los ciclos en los que la bomba se encuentra apagada, los sólidos se depositan en ella. La técnica más usada es dejar trabajar la bomba continuamente y hacer mantenimientos y reparaciones aproximadamente cada 6 o 9 meses, o hacer pruebas en las que se

deje la bomba en reposo por 1 o 2 horas en una semana y en la siguiente semana por 2 o 3 horas, estas acciones deben ser monitoreadas y buscan establecer un ciclo de parada que maximice la producción de agua, estas pruebas se deben hacer en varias ocasiones durante la vida del pozo.

1.7.2 Bombeo Electrosumergible. El sistema de bombeo electrosumergible o ESP, consta de un motor en fondo de pozo conectado a una sección de la junta, que a su vez está unida a una bomba centrífuga. Un cable eléctrico de alto voltaje provee de energía al motor, energía que proviene de un transformador de alto voltaje. El motor se refrigera con el fluido producido, pero en el caso que ingresen grandes cantidades de gas, la transferencia de calor desde el motor al fluido se reduce, lo cual produce daños en el motor. La bomba consta de una combinación de varios impulsores/difusores que generan la cabeza y la presión. La altura de cabeza requerida para llevar el líquido a superficie determina el número de pares impulsor/difusor a usar, y el caudal solicitado determina qué tipo de etapas usar.

La entrada de la bomba se encuentra en la parte inferior de la misma. En la entrada se puede instalar un separador rotativo de gas, cuya función es hacer que el gas se dirija al anular y el líquido ingrese en la bomba. En el caso de los yacimientos CBM, se debe tener cuidado en el diseño e instalación pensando en la alta probabilidad de ingreso de gas en la bomba. El gas dentro de una bomba electrosumergible puede impedir que el líquido bombeado llegue a superficie (Lea J., 1999; Lea & Nickens, 2008).

En el caso de los pozos CBM cuando se encuentra en la etapa de bajas tasas de producción de gas, se han hecho adaptaciones de pequeñas bombas para pozos de agua con motores sencillos y económicos con carcasas de plástico o acero inoxidable. Estas unidades producen los líquidos por un tiempo y se descartan cuando fallan o se desgastan. En el caso en que se necesite

implementar en un pozo más profundo y con altos caudales de gas, se usan los equipos diseñados para la industria del petróleo utilizando un revestimiento especial requerido para el manejo de sólidos o arena (Simpson, Lea, & Cox, 2003).

Los sólidos que causan mayor daño a estas bombas son las arenas de fracturación (debido a la abrasión que producen dentro de las bombas), por el contrario, los finos del carbón no inducen estos inconvenientes. En los casos en que se hace necesario el uso de ESP por el alto flujo de agua del pozo, se recomienda utilizar métodos de separación de gas y mecanismos para disminuir los sólidos. También presenta inconvenientes debido a la acumulación de sólidos que se presenta en la bomba cuando se detiene, al manejar un flujo intermitente de fluidos.

Los sólidos causan un desgaste radial excesivo en la bomba, lo que puede causar fugas a través de los prensa estopas¹⁰. Además de producir un desgaste excesivo en el impulsor y de la carcasa. La bomba ESP muestra un desgaste acelerado en presencia de sólidos lo que representa una gran desventaja en las aplicaciones a pozos CBM.

1.7.3 Bombeo por Cavidades Progresivas. Las unidades PCP constan de dos partes principales, un rotor de acero helicoidal en movimiento y un estator de elastómero doble, helicoidal y estacionario. El rotor se localiza dentro de los dos tramos del estator, lo cual, forma una serie de cavidades selladas. A medida que el rotor gira, las cavidades tienen un movimiento progresivo en dirección ascendente.

¹⁰ Estopas: Aros de material absorbente que se colocan en los ejes de las bombas para evitar las fugas de líquido o gas al exterior.

Se tienen dos variables de gran importancia que se deben considerar en el momento de seleccionar este tipo de bomba para las condiciones de un pozo, la primera es la capacidad de la bomba, la cual está determinada por el tamaño de las cavidades formadas entre el rotor y el estator. Cuando mayor es el tamaño de las cavidades se producen índices de flujo más altos a una profundidad y velocidad de rotación determinadas para el pozo. La segunda, es la idoneidad de operación a una profundidad establecida que se determinan por el número de líneas de sellado que se controlan con la longitud del rotor y el estator. Al tener una mayor longitud el estator y el rotor permiten que la PCP bombee desde profundidades mayores a una capacidad superior. Este sistema es comúnmente usado para fluidos viscosos y para pozos donde se tiene una gran cantidad de arena en la producción, además, se ha implementado en el levantamiento del agua producida en las operaciones de los campos CBM.

Entre sus ventajas encontramos que la bomba posee solo una parte móvil en el fondo del pozo. Tiene la capacidad de producir fluidos arenosos, abrasivos y normalmente no tiene problemas por taponamiento de sólidos. La velocidad de bombeo se puede ajustar de forma fácil a las condiciones del pozo cambiando las RPM de la bomba. Entre sus limitaciones encontramos que el material del estator puede ser susceptible al ataque químico, los elastómeros de los estatores se degradan al manejar altas temperaturas y está limitado a profundidades entre 4000 y 5000 ft (Simpson, Lea, & Cox, 2003).

Las PCP se usan para llevar el agua de producción a superficie en los campos CBM, debido a su buen manejo de sólidos. Sus principales inconvenientes son la compatibilidad química con elastómero, los finos del carbón y el manejo de la interferencia producida por el gas. Si el pozo produce altos volúmenes de gas (1-4 MMSCF/d) con pequeñas cantidades de producción de líquidos (aproximadamente de 30 BBL/d) dificulta su operación por el control del nivel de

fluido, por lo cual, este tipo de bombas no tienen un funcionamiento óptimo (Simpson, Lea, & Cox, 2003).

Se debe considerar el uso de separadores de gas, porque la cantidad de gas que pasa por la bomba afecta su eficiencia volumétrica. En el mercado se encuentran varios diseños de separadores, pero la mejor técnica de separación es ajustar la entrada de la bomba en un punto lejano a los perforados, lo cual permite que el gas se eleve en el espacio anular entre el casing y la tubería de producción antes de alcanzar la entrada de la bomba.

La mayoría de los operadores que se inclinan por su uso establecen PCP de alta en el inicio, para evitar que se tapen con los sólidos producidos y luego se selecciona una PCP de baja cuando disminuye la producción de agua con el fin de disminuir la potencia requerida e implementar mecanismos para la separación del gas, se ha demostrado que aproximadamente una mezcla de 50-50 de gas y líquido puede ser bombeada sin causar daños al rotor pero se puede presentar una compresión adiabática¹¹ que puede generar un incremento en la temperatura que puede afectar el elastómero (Debido al gas comprimido), además, se requiere una cabeza hidrostática alrededor de 60 pies de altura sobre la bomba (Simpson, Lea, & Cox, 2003).

La causa de numerosas fallas de las operaciones con PCP se deben a la presencia de CO₂ superiores al 8-10%. Si el porcentaje del CO₂ se encuentra por debajo de este rango, se debe

¹¹ Adiabático: En este caso el término adiabático se usa para hacer referencia a elementos que no permiten la transferencia de calor con el entorno, incrementando la temperatura afectando el elastómero de la bomba.

hacer una buena selección de los materiales del elastómero, pero lo recomendable es un porcentaje de CO₂ cercano al 4%.

Las bombas PCP pueden manejar sólidos, pero su rendimiento es mejor con los finos del carbón que con la arena debido a su abrasividad, debido a que puede incrustarse en el estator produciendo un desgaste acelerado o bloqueando el rotor, el problema con los finos del carbón se presenta por bloqueo de la bomba cuando se detiene por la disminución de la cabeza hidrostática.

La arena es un gran inconveniente den los pozos CBM debido a que algunos de estos pozos se fracturan en lugar de usar el completamiento por cavidades. También se debe tener en cuenta que los fluidos de producción en algunas ocasiones se tratan con aditivos para la inhibición de incrustaciones, control de corrosión u otros tratamientos que pueden dañar el equipo, por lo cual, se recomienda hacer pruebas de compatibilidad con los materiales del estator.

En cuanto al control de bombeo, es una falencia de este tipo de bombeo y debe evitarse debido a que tienen una deficiente capacidad de arranque en frío con sólidos apilados sobre la bomba y dentro de las cavidades produciendo daños en el estator. En estos casos se desmonta la bomba y se añade un lubricante tensoactivo para reiniciar el funcionamiento (Simpson, Lea, & Cox, 2003).

1.7.4 Bombeo Hidráulico - Jet Pumps. Este tipo de bombas usan un líquido de alta presión bombeado a través de un conjunto de boquillas, **Figura13**, que transfiere el impulso a los líquidos de la formación. Estas bombas poseen dos sartas de tubería (ya sea concéntrica o dual) sin empaque. Esto permite que la producción de gas se lleve a cabo por el espacio anular y el líquido a través de la bomba de chorro. Estas bombas se pueden configurar para mover hasta 75

Bbl/día. Para producir líquidos a una tasa menor a 15 Bbl/día es difícil de configurar porque se presentan problemas de cavitación (Simpson, Lea, & Cox, 2003).

En este tipo de bombeo requiere para un pozo de 1200 ft una NPSHr mínima de 86 psig lo cual es inconsistente con la presión de fondo en la mayoría de los pozos CBM, por esta razón, este tipo de bombeo solo se usa en la primera parte de la vida de los pozos cuando aún se cuenta con presiones significativas (Simpson, Lea, & Cox, 2003).

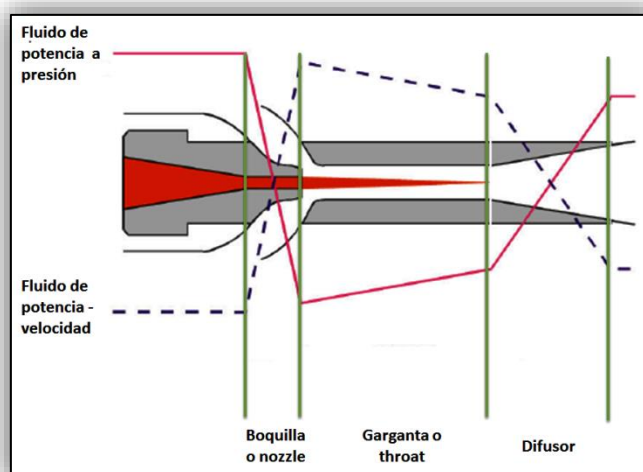


Figura 13. Esquema Jet Pump.

Adaptado de: Simpson, Lea, & Cox, 2003.

Estas bombas tienen un pobre manejo de los finos de carbón. Estos se acumulan en los puertos, ya que sus diámetros son muy pequeños, disminuyendo rápidamente la fluidez de los líquidos de la formación y presentado el fenómeno de cavitación. El control de bombeo se realiza mediante una válvula que se mantiene a presión constante y recicla parte del flujo de la bomba de superficie para mantener una presión de gas de alimento en la bomba de chorro. En bombas de superficie con arranque automático se usa un medidor de turbina en el volumen de

reciclaje para cerrar el proceso cuando el reciclo se incrementa. En algunos casos se utiliza un cronómetro para reiniciar el proceso (Lea & Nickens, 2008; Simpson, Lea, & Cox, 2003).

1.7.5 Gas Lift. Es el SLA que tiene gran semejanza con el flujo natural y se reconoce como uno de los métodos más versátiles. Dentro de sus ventajas se encuentran la flexibilidad de sus diseños según las tasas de producción, operaciones de intervención con wireline, manejo de sólidos, no presenta obstrucciones en el área del tubing, un compresor puede asistir a varios pozos ya sea múltiple o con pozos de diámetro reducido (Slimhole) y posee un perfil bajo del cabezal de pozo.

Dentro de sus desventajas se encuentran la necesidad de una fuente de gas a alta presión, poco rendimiento con líquidos de alta viscosidad y aunque reduce la densidad media de la mezcla agua-gas tiene el inconveniente de no poder disminuir la PWF a un valor tan bajo como la mayoría de los sistemas de levantamiento artificial. Se debe considerar este tipo de SLA cuando la PWF es baja y no produce las velocidades deseadas. Es recomendable diseñar el sistema para ingresar la cantidad suficiente de gas con el fin de mantener una tasa crítica para que no se produzca la carga de líquido en el fondo del pozo. Este SLA se usa cuando se produce una cantidad baja de líquidos (Jhonson & Coats, 1992; Lea & Nickens, 2008; Stephenson, 2000).

En un pozo de gas convencional, el principio físico fundamental que describe la acción del Gas Lift, es la reducción de la densidad del fluido, y por lo tanto, la disminución del peso de la columna de fluido, de tal modo que se produce un incremento en la presión diferencial entre el yacimiento y el pozo. Pero en los pozos CBM el principio que aplica es la expansión del gas inyectado, lo que produce el empuje del líquido posicionado sobre este gas, desplazando el

líquido con un régimen de flujo tipo Slug, en el cual el gas actúa como un pistón, reduciendo el peso de la columna del fluido e incrementando la presión diferencial (Lea & Nickens, 2008).

1.7.6 Plunger Lift. Es un método intermitente donde el émbolo se desplaza libremente por la tubería de producción, el cual se eleva por la presión del yacimiento y usa la gravedad para volver al fondo del pozo. La válvula motora instalada en superficie (debidamente calibrada para estar parcialmente cerrada), cierra el pozo e inicia el proceso de acumulación de gas en el anular y líquidos en el tubing, incrementando la presión, hasta alcanzar la máxima presión en el cabezal, momento en el que se emite una señal a la válvula motora abriendo la producción del pozo.

El émbolo o pistón asciende, debido a la presión del gas presurizado, arrastrando los líquidos que se encuentran en el fondo del pozo. El pistón sigue su carrera ascendente hasta llegar al cabezal, momento en el que se activa una señal que acciona la válvula motora para que se cierre y de inicio al nuevo ciclo, **Figura 14.**

El éxito en la operación depende de factores como la presión diferencial (pozo- Superficie), las tasas de líquido y de gas. La presencia de una alta relación gas-líquido permite un buen funcionamiento del plunger lift en este tipo de pozos. Cuando el pozo tiene una baja presión de fondo y alta producción de líquidos que dejan de fluir en el momento en el que no se puede desarrollar las velocidades superiores a la crítica dentro del tubing, al considerar implementar un plunger lift a estos pozos, se debe diseñar con ciclos rápidos para generar una producción de líquidos alta y continua. Se prefiere implementar este tipo de SLA cuando las presiones del pozo son bajas y la relación gas-líquido es alta (Beauregard, 1982).

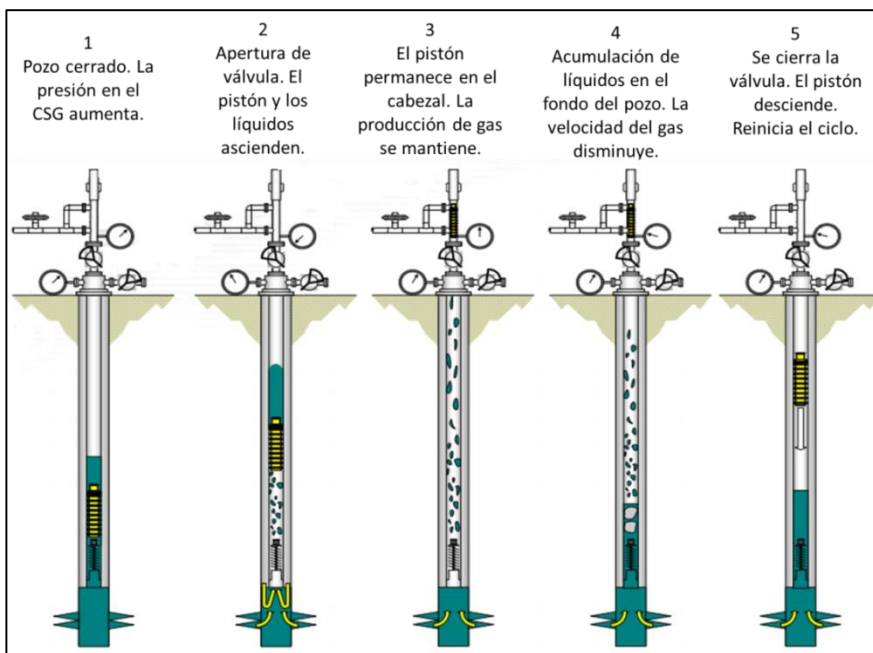


Figura 14. Ciclo de operación del Plunger Lift.

Adaptado de: http://oilproduction.net/files/Sesion-plunger%20asistido_jornada%20de%20produccion.pdf

El éxito en la operación depende de factores como la presión diferencial (pozo- Superficie), las tasas de líquido y de gas. La presencia de una alta relación gas-líquido permite un buen funcionamiento del plunger lift en este tipo de pozos. Cuando el pozo tiene una baja presión de fondo y alta producción de líquidos que dejan de fluir en el momento en el que no se puede desarrollar las velocidades superiores a la crítica dentro del tubing, al considerar implementar un plunger lift a estos pozos, se debe diseñar con ciclos rápidos para generar una producción de líquidos alta y continua. Se prefiere implementar este tipo de SLA cuando las presiones del pozo son bajas y la relación gas-líquido es alta (Beauregard, 1982).

Para un análisis inicial de su posible aplicación una regla empírica en la que se establece que el pozo debe tener una GLR de 400 Scf/Bbl, aproximadamente, por cada 1000 ft de profundidad.

Este no es un método definitivo debido a que no considera factores primordiales que afectan la implementación de este SLA tales como la presión de yacimiento y la presión de trabajo por acumulación, variables que representan la viabilidad de este tipo de proyectos (Lea & Nickens, 2008).

La producción de líquido estimada permite evaluar la posibilidad de implementar plunger lift al pozo analizado. La **Figura 15** expone la máxima cantidad del caudal de producción que este método puede generar, lo cual depende de la profundidad y del tamaño de la tubería.

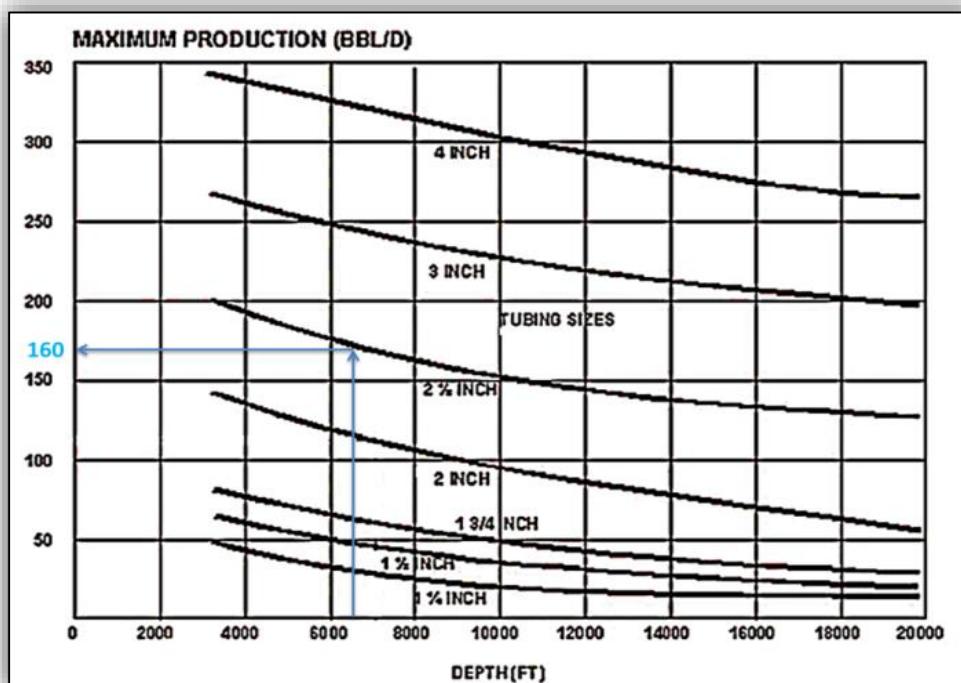


Figura 15. Producción Estimada de Líquido Implementando Plunger Lift.

Adaptado de: Lea & Nickens, 2008

La figura enseña la profundidad en el eje de las abscisas, y la recta vertical que representa la profundidad estudiada se encuentra con varias líneas curvas que representan los diferentes diámetros de la tubería de producción. En su punto de intersección se construye una recta

horizontal que finalmente señala en el eje de las ordenadas el valor del caudal máximo de producción de líquidos en barriles por día, Bbl/d.

1.8 Descripción del yacimiento

La cuenca Cesar-Ranchería se ubica entre los departamentos del Cesar y la Guajira a lo largo de la frontera con Venezuela. Geológicamente se localiza entre el Macizo de Santa Marta al noroeste y la Serranía del Perijá al Este-Noreste, limitada por la Falla Oca al norte y la Falla Bucaramanga-Santa Marta al sur, **Figura 16**. La cuenca se divide en dos por la Falla Cerrejón. En el presente trabajo se utilizó la información de la subcuenca Cesar-Ranchería-01 que se encuentra al Oeste de la Falla El Cerrejón (García, Mier, Arias, Cortes, Moreno, & Salazar, 2007).

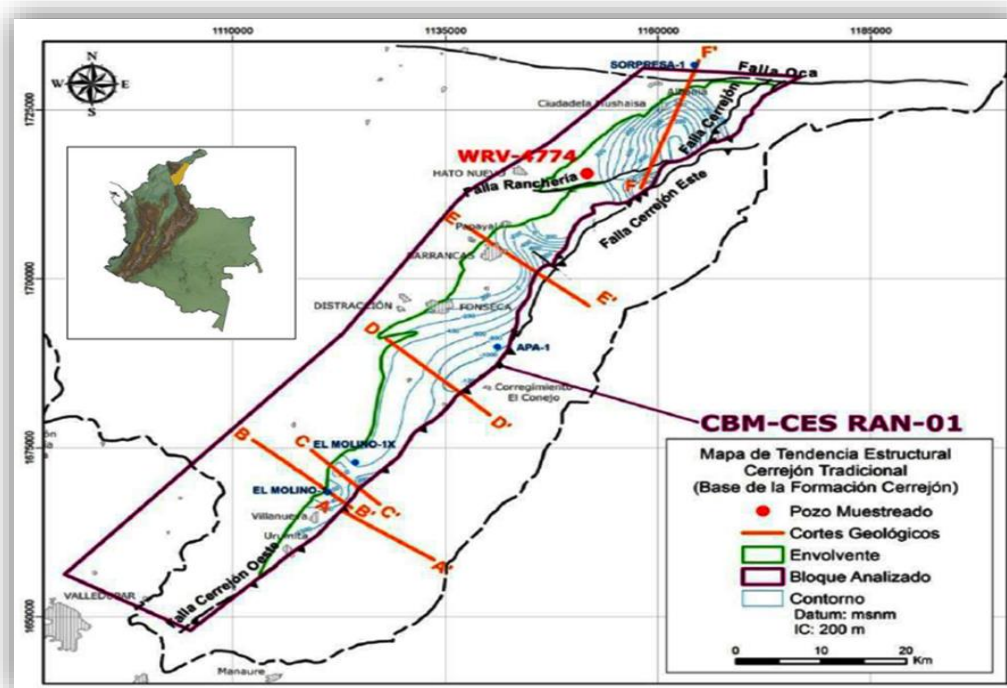


Figura 16. Ubicación de la Subcuenca Cesar-Ranchería-01.

Adaptado de: Sepúlveda, 2014.

Los carbones de que se encuentran localizados en la Formación Cerrejón de edad terciaria (Paleoceno) representada por una secuencia de 900 a 1100 m de espesor compuesta principalmente por lodolitas, arcillolitas y una gran cantidad de mantos de carbón distribuidos regularmente a lo largo de toda la secuencia estratigráfica (Morales, 2007). Los análisis de potencial para la explotación de metano asociado a mantos de carbón de la subcuenca Cesar-Ranchería-01 realizados por la ANH se resumen en la **Tabla 3**.

La Formación Cerrejón con base en la distribución y espesor de los mantos ha sido dividida en tres niveles: Inferior, Medio y Superior. Los carbones del nivel Superior se clasifican según la norma ASTM como Bituminosos altos en volátiles B y C. Y los carbones de los niveles inferiores como Bituminosos altos en volátiles A. Esta clasificación se basa en las propiedades físicas y químicas del carbón de esta zona, la cual se resume en la **Tabla 4** (Morales, 2007; Vargas, 2012).

Tabla 3.

Potencial CBM subcuenca Cesar-Ranchería-01 (Sepúlveda, 2014)

CRITERIO	FORMACIÓN CERREJÓN
Nombre del Bloque	CBM-CES-RAN-01
Área del Bloque (ha)	10223,3188
Edad	Paleoceno Tardío
Recursos de Carbón (X10 ⁹ ton)	13,0 - 28,0
Contenido de Gas Calculado (TCF)	3,79 - 8,18
Rango del carbón, Promedio %R _o	0,42 - 0,61
Contenido de Gas por Isoterma (ft ³ /Ton)	113 - 398
Origen del Gas (Dominante)	Termogénico y Biogénico

Tabla 4.

Propiedades físicas y químicas del carbón cuenca Cesar-Ranchería. Bloque la Guajira-Ranchería

Cuenca	Áreas	Humedad [%]	Cz [%]	MV [%]	CF [%]	St [%]	PC [BTU/Lb]
	Cerrejón Norte						
Cesar-Ranchería	Cerrejón Central	11,94	6,94	35,92	45,2	0,43	11,586
	Cerrejón Sur						

Nota: Cz: Ceniza, MV: Material Volátil, CF: Carbón Fijo, St: Contenido de Azufre, PC: Poder Calorífico.

Adaptado de: Morales, 2007; Vargas, 2012

En la Zona Carbonífera de La Guajira los carbones presentan concentraciones arsénico, selenio, plomo y cadmio. El arsénico y el mercurio son los elementos presentan relación con la presencia de azufre. El plomo, según el contenido de cenizas, indica una asociación de este elemento con los minerales del carbón del grupo de los sulfuros (Morales, 2007).

Esto indica la presencia de un carbón poco sulfuroso (%St=0,43), por lo cual, no se debe descartar al seleccionar el SLA que se pueda presentar corrosión por formación de H₂S, normalmente este tipo de ácido se presenta cuando el yacimiento ha sido intervenido con operaciones de fracturamiento debido a que el azufre se encuentra dentro de la matriz del carbón. Al analizar los daños en el SLA por corrosión en estos yacimientos, se hace referencia a que se presenta en mayor medida al CO₂, debido a que la fracción de este gas crece constantemente en la corriente de gas producida, lo que genera la corrosión por H₂CO₃ (Ácido Carbónico, pH≈6,3).

En la Zona Carbonífera de La Guajira los carbones presentan concentraciones arsénico, selenio, plomo y cadmio. El arsénico y el mercurio son los elementos presentan relación con la presencia de azufre. El plomo, según el contenido de cenizas, indica una asociación de este elemento con los minerales del carbón del grupo de los sulfuros (Morales, 2007). Esto indica la

presencia de un carbón poco sulfurado ($\%St=0,43$), por lo cual, no se debe descartar al seleccionar el SLA que se pueda presentar corrosión por formación de H_2S , normalmente este tipo de ácido se presenta cuando el yacimiento ha sido intervenido con operaciones de fracturamiento debido a que el azufre se encuentra dentro de la matriz del carbón. Al analizar los daños en el SLA por corrosión en estos yacimientos, se hace referencia a que se presenta en mayor medida al CO_2 , debido a que la fracción de este gas crece constantemente en la corriente de gas producida, lo que genera la corrosión por H_2CO_3 (Ácido Carbónico, $pH\approx 6,3$).

La formación Cerrejón se encuentra cubierta por depósitos aluviales de espesor variable, lo cual restringe la explotación a cielo abierto del carbón debido a que el espesor de estos yacimientos no superan los 98,42 ft, además, los depósitos aluviales se encuentran a profundidades entre los 0 y 1740 ft. Los mantos de carbón del caso estudio se encuentran, intercalados por areniscas, entre 3177 y 4607 ft. Presenta porosidades promedio de 16,3% y saturaciones de agua promedio del 54% (Rodríguez, 2014). La isoterma de desorción realizada para esta cuenca se detalla en la **Figura 17**.

La isoterma proporcionó datos como:

- Volumen de Langmuir: 552,9 [SCF/Ton]
- Presión de Langmuir: 717,9 [PSIA]
- Temperatura de la isoterma: 96,1 °F

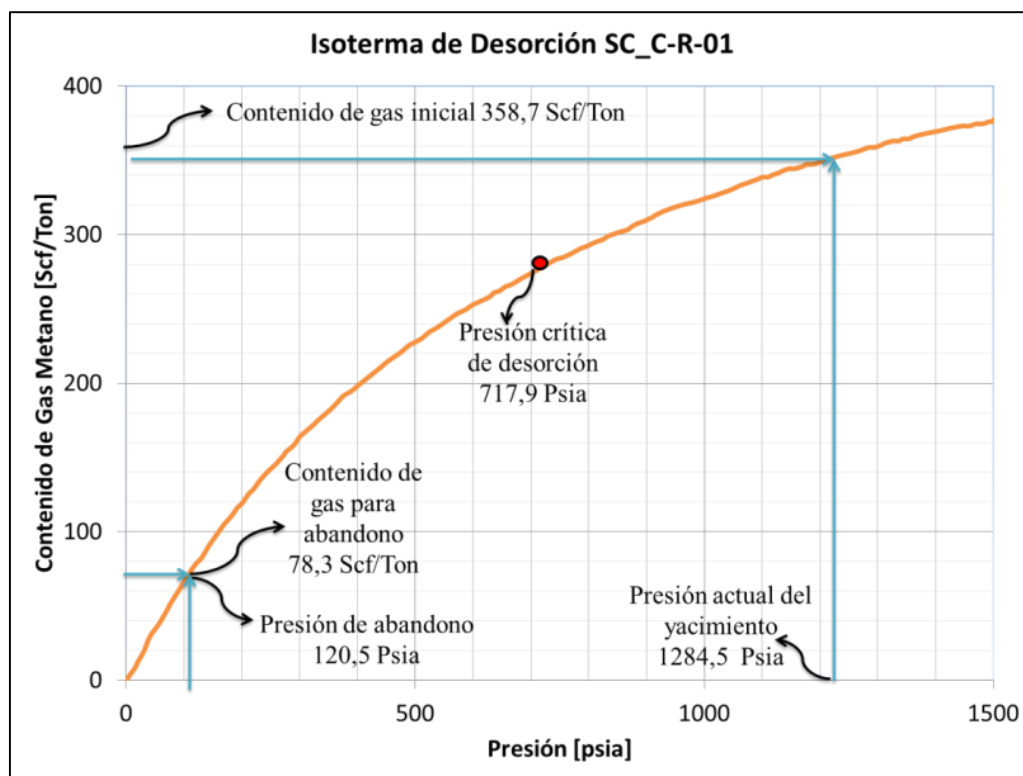


Figura 17. Isoterma de Desorción SC_C-R-01.

Adaptado de: Sepúlveda, 2014.

Al comparar la cuenca Cesar- Ranchería con cuencas que presentan una explotación avanzada del metano propio de mantos de carbón, se encuentra que la cuenca Powder River (USA) es la que presenta valores análogos en su descripción, **Tabla 5**, por ello, algunos análisis de producción se basaran en la experiencia adquirida en este campo. La composición del gas de un yacimiento CBM depende de la clasificación del carbón (Subituminoso-Bituminoso) y el origen del gas (Biogénico¹², Termogénico¹³). El componente principal de este tipo de gas es el metano,

¹² Gas biogénico: Proviene de la descomposición de materia orgánica por acción de las bacterias.

¹³ Gas termogénico: La descomposición de la materia orgánica controlada por la temperatura.

la fracción de C₂+ disminuye de forma constante a medida que el aumenta el grado del rango. Los carbones con mayor cantidad de humedad se encuentra en el rango de los bituminosos – Subbituminosos de alta volatilidad, como es el caso de los carbones de la formación Cerrejón. Los gases de procedencia Biogénica tienen la característica de contener casi en su totalidad composicional metano, como en el caso estudio, los carbones de procedencia Termogénica contienen C₂+ (desde porcentajes de composición de etano has trazas de butano), es muy infrecuente la generación de hidrocarburos líquidos en este tipo de yacimientos (Seidle, 2011).

Tabla 5.
Analogía entre la cuenca Cesar-Ranchería y cuenca Powder River, USA

CRITERIOS	POWDER RIVER	RANCHERÍA	CESAR
Edad de Formación	Paleoceno	Paleoceno	Paleoceno
Madurez Termal (%Ro) mínimo	0,3	0,4	0,5
Madurez Termal (%Ro) máximo	0,5	0,65	0,65
GIP/área (cf/m ²)	5,8	64,14	15,3
Espesor Neto Promedio (m)	80	79	32
Gas Biogénico	XX	XX	XX
Mezcla de Gas Biogénico y Termogénico			X

Nota: X: Recurso de Gas Secundario. XX: Recurso de Gas Principal.

Adaptado de: Sepúlveda, 2014

Las propiedades del gas CBM se calculan de acuerdo a la composición del gas del caso estudio relacionada en la **Tabla 6**.

Tabla 6.
Composición del gas caso estudio

Compuesto	%
Metano	84,72
CO ₂	3,96
N ₂	11,3
Total	100

Adaptado de: *Consortio EG- Carbón-Metano, 2016*

Es de suma importancia conocer la cantidad de agua que se encuentra en los cleats del yacimiento para obtener un caudal representativo que permita minimizar la carga de fluidos en el pozo con el fin de permitir la producción del metano que se desea recuperar. La herramienta utilizada para conocer la cantidad de agua en el yacimiento es a partir de un balance de masa. La formulación teórica para conocer la cantidad de agua remanente en el yacimiento se expresa en la **ecuación 3**.

$$7758,4Ah\phi S_w = 7758,4Ah\phi_i S_{wi} [1 + C_w(P_i - P)] \frac{1}{B_w} + W_e - W_p$$

Agua Remanente
Agua Inicial
Agua inyectada
Agua Producida

(3)

A: Área [acres]

h: Espesor de la formación [ft]

S_w : Saturación de agua. [Decimal]

S_{wi} : Saturación de agua inicial. [Decimal]

Φ : Porosidad. [Decimal]

Φ_i : Porosidad inicial. [Decimal]

B_w : Factor de volumen en formación del agua [rb/stb]

B_{wi} : Factor de volumen en formación del agua inicial [rb/stb]

C_w : Compresibilidad del agua, [PSIA -1]

W_e : Agua inyectada [stb]

W_p : Agua Producida [stb]

Para el caso estudio, teniendo en cuenta los datos suministrados en la **Tabla 7**, se obtuvo la cantidad de agua en el yacimiento o agua inicial. El resultado analizado para el área de drenaje del pozo del caso estudio se resumen en la solución de la **ecuación 4**.

$$W_i = 7758,4Ah\phi_i S_{wi} [1 + C_w(P_i - P)] \frac{1}{B_w}$$

(4)

W_i : Agua inicial en el yacimiento [STB]

Tabla 7.
Datos yacimiento caso estudio.

Propiedad	Valor	Unidades
Φ_i	0,163	Decimal
B_w	1	rb/stb
S_{wi}	0,54	decimal
C_w	3,20E-06	psia-1
P_i	1410,26	psia
P	1284,5	psia
W_e	0	stb
W_p	0	stb
A	69,87	acres
h	34,6	ft
Factor conversión	7758,4	cte

Fuente: Consorcio EG Carbón-Metano, 2016; García, Mier, Arias, Cortes, Moreno, & Salazar, 2007; Rodríguez, 2014; Vargas, 2012.

$$W_i = 7758,4(69,87 \text{ acres})(34,6 \text{ ft})(0,163)(0,54)[1 + (3,02E - 06 \text{ PSIA}^{-1}((1410,26 - 1284,5 \text{ PSIA})) \frac{1}{1 \frac{rb}{stb}}]$$

$$W_i = 1.651.562,87 \text{ STB}$$

Finalmente se decidió trabajar con el valor de 300 STB/día debido a la friabilidad de la formación (TDA Supply and Service S.A, 2013) y al caudal suministrado por la formación según el análisis del IPR.

1.9 IPR Del agua en un yacimiento CBM

La mayoría de yacimientos CBM son considerados como acuíferos, y por ello, la producción del gas metano se encuentra relacionada con la cantidad de agua a producir con el fin de minimizar la presión hidrostática que este líquido ejerce en el pozo. Debido a que el agua de estos yacimientos se encuentra alojada en los cleats, es un objetivo para los ingenieros analizar el caudal de agua proporcionado por la formación a la presión de fondo a la cual se encuentra operando el pozo. Para describir los yacimientos subsaturados la literatura recomienda el uso de la **ecuación 5** y **ecuación 6** (China University of Petroleum., 2012; Seidle, 2011; Zhou, Liang, Deng, & Zhou, 2017).

$$q_w = \frac{K_w h (P - P_{wf})}{141,2 B_w \mu_w} * \left(\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] + s \right)^{-1} \quad (5)$$

$$J = \frac{K_w h}{141,2 B_w \mu_w} * \left(\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] + s \right)^{-1} \quad (6)$$

P: Presión del yacimiento [PSIA]

Pwf: Presión de fondo fluyente [PSIA]

Bw: Factor de compresión del agua [rb/stb]

μ_w : Viscosidad del agua [cP]

Kw: permeabilidad del agua [mD]

h: Espesor de la zona perforada [ft]

re: Radio de drenaje [ft]

rw: Radio del Wellbore [ft]

S: daño

Los datos utilizados en el caso estudio se resumen en la **Tabla 8**, el IPR y su respectivo índice de productividad, se describen a continuación, **Figura18**.

Tabla 8.
Información para el cálculo del IPR

Propiedad	Valor	Unidades
P	1284,5	psia
B _w	1	RB/STB
μ_w	0,7	cP
K _w	56	mD
r _e	984,3	ft
r _w	2,446	ft
s	0	
h	34,6	ft

Fuente: Consorcio EG Carbón-Metano, 2016; García, Mier, Arias, Cortes, Moreno, & Salazar, 2007; Rodríguez, 2014; Vargas, 2012.

$$q_w \left[\frac{BBL}{Dia} \right] = \frac{(56 [mD])(34,6 [ft])(1284,5 [Psia] - P_{wf} [Psia])}{141,2 \left(1 \left[\frac{rb}{STB} \right] \right) (1,29 [cP])} * \left(\ln \left[\frac{984,3 [ft]}{2,446 [ft]} \right] + 0 \right)^{-1}$$

$$J = \frac{(56 [mD])(34,6 [ft])}{141,2 \left(1 \left[\frac{rb}{STB} \right] \right) (1,29 [cP])} * \left(\ln \left[\frac{984,3 [ft]}{2,446 [ft]} \right] + 0 \right)^{-1} = 1,77 \left[\frac{BBL}{Dia * Psia} \right]$$

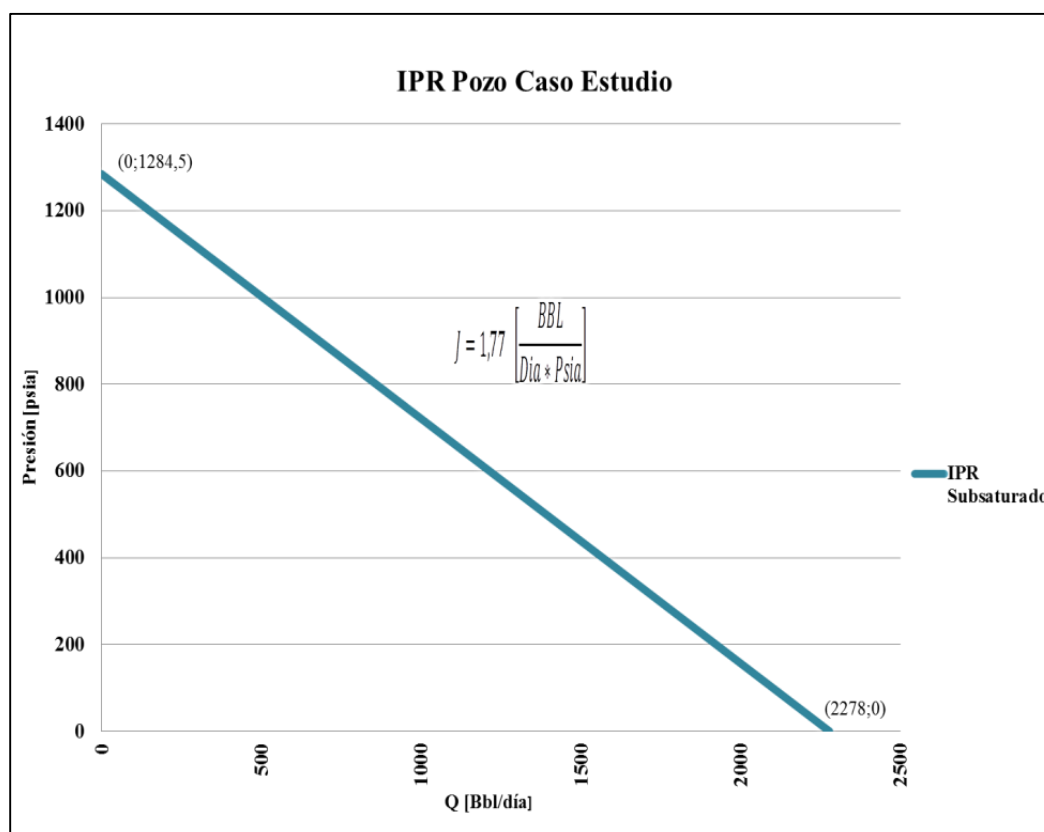


Figura 18. IPR Pozo Caso Estudio

Cuando el yacimiento inicia la desorción del metano, se recomienda hacer un análisis petrofísico con el fin de conocer las permeabilidades relativas del gas y del agua y poder hacer las correcciones respectivas a los diseños del sistema de levantamiento artificial que se

desarrolla con este IPR. El agua que se encuentra en los cleats de las formaciones CBM es la que se procede a extraer con el fin de permitir el flujo del metano al pozo cuando se inicia la desorción, y con este fin se diseña el SLA que permita este desalojo de este líquido con el menor daño que se pueda generar.

2 Aplicación de la metodología TOPSIS para la selección de un SLA para un pozo CBM

2.1 Importancia de las técnicas multicriterio en el proceso de planeación

La planeación estratégica se considera como un proceso de toma de decisiones en el que se intenta resolver un problema de elección entre varias posibilidades que pueden ser solución. El proceso de planeación implica varios puntos de análisis de varias variables, que pueden ser cualitativas o cuantitativas, para las cuales pueden existir técnicas precisas para su evaluación o se valoran según la experiencia del individuo que la está estudiando.

Para producir un método de toma de decisiones confiable se debe cumplir con un sustento teórico, debe ser fácil de entender, que pueda combinar variables objetivas y cualitativas, y además, permita hacer varias simulaciones cambiando los datos según avance en el tiempo de la situación a analizar.

Los métodos de decisión multicriterio se usan para realizar una evaluación y toma de decisión respecto a situaciones que por su naturaleza admiten un número finito de alternativas de solución teniendo en cuenta:

- *Conjunto de alternativas estable*: Son soluciones factibles que cumplen con las restricciones.
- *Familia de criterios de evaluación (atributos, objetivos)*: Permiten evaluar cada una de las alternativas según las ponderaciones (pesos) asignados por el individuo que evalúa. Deben reflejar una preferencia relativa de cada criterio.
- *Matriz de decisión de impactos*: Resume la evaluación de cada alternativa conforme a cada criterio. Valoración de cada una de las soluciones para cada uno de los atributos. La escala de medición puede ser cualitativa o cuantitativa y se pueden expresar en intervalos, ordinal, nominal o probabilística.
- *Metodología o modelo de agregación de preferencias*: Orden, clasificación, partición o jerarquización de los juicios para determinar la solución que en general recibe la mejor evaluación.
- *Proceso de toma de decisiones*: Es el análisis posterior que realiza el evaluador o evaluadores.

En general, no se presenta una alternativa que satisfaga y sea preferible en cada uno de los criterios. Se presentan alternativas factibles que cumplan las restricciones, que de alguna forma son mejores que otras en relación a algunos criterios o que son peores que otras con respecto a los demás atributos.

Una alternativa dominante es superior a otra por lo menos en un criterio e igual en los demás. Por el contrario, también se presentan alternativas dominadas, son inferiores a otra con respecto a un atributo. Esta última suele descartarse, excepto en los problemas en los que se busca un conjunto de ordenado de opciones. (Matinez, E. & Escudey, M., 1998)

2.2 Metodología TOPSIS

La selección adecuada de un Sistema de Levantamiento Artificial en la producción de hidrocarburos contempla varios parámetros que se deben analizar dependiendo de las características del pozo que se piensa intervenir. En el caso de los pozos de gas asociados a mantos de carbón, lo que se busca es definir el mejor SLA que permita solucionar el problema de altas tasas de producción de agua que se presenta en edades tempranas de este tipo de pozos.

Para hacer una correcta elección se busca integrar un método de decisión basado en atributos múltiples. El método TOPSIS (Technique of Order Preference by Similarity to Ideal Solution) es un método que considera tres tipos de atributos o criterios: criterios cualitativos, criterios cuantitativos y criterios de costos (Fatahi, Jalalifar, & Pourafshari, 2012).

En el desarrollo de este trabajo solo se tienen en cuenta los criterios cuantitativos y cualitativos, ya que la evaluación que se realiza es técnica, el análisis económico se basa en el sistema seleccionado que tenga un mejor acople al pozo analizado.

El método se basa en dos hipótesis alternativas:

- Alternativa ideal: Muestra el mejor de los niveles de todos los atributos considerados.
- Alternativa negativa: Señala la alternativa que representa el peor valor de los atributos considerados.

TOPSIS selecciona la alternativa que es más cercana a la solución ideal y la más lejana de la alternativa negativa. Para generar la selección utilizando la metodología TOPSIS se siguen los pasos enumerados en la **Figura 19** explicada inmediatamente después y desarrollada para el caso estudio en el **Apéndice D** (Fatahi, Jalalifar, & Pourafshari, 2012)

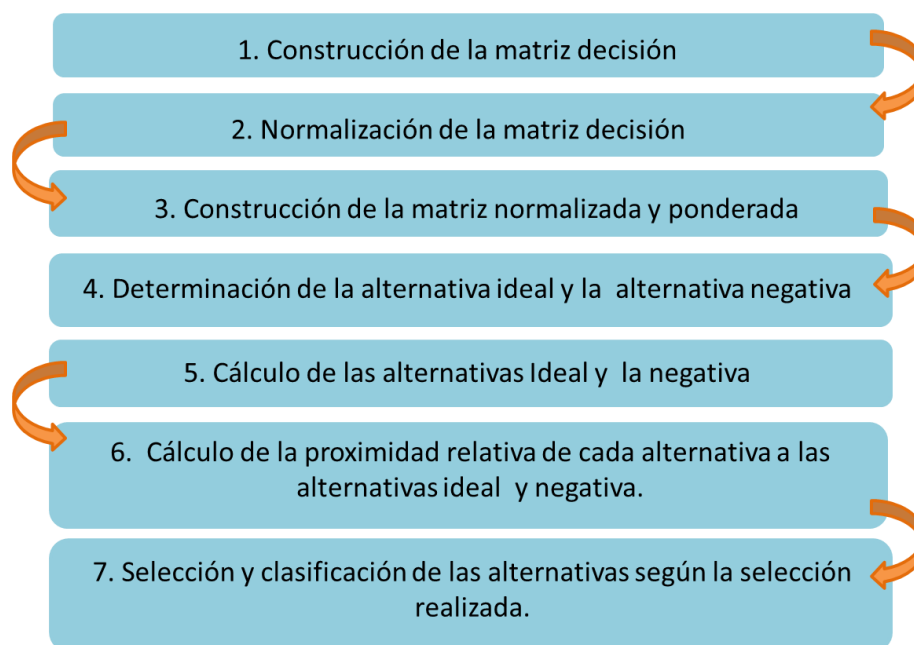


Figura 19. Metodología TOPSIS

1. Se asume que se tienen m alternativas u opciones y n atributos o criterios. A cada una de las opciones se les asigna una puntuación en cada uno de los criterios seleccionados. Para cada puntuación X_{ij} , el sufijo i representa la opción y j simboliza el criterio. Por lo tanto, se genera una matriz representada en la **ecuación 7**.

$$X = (x_{ij})_{m * n}$$

(7)

X_{ij} : Puntuación

m : Alternativas

n : Atributos o criterios

Además se asignan los símbolos:

J: Para el conjunto de atributos o criterios con mayor ventaja entre los mejores calificados.

J': Para el conjunto de atributos o criterios con menor ventaja entre los mejores calificados.

2. Se debe construir la matriz de decisión, la cual debe estar normalizada. Esta normalización pretende transformar diversas dimensiones de los atributos para generar criterios adimensionales, permitiendo una comparación de los mismos. La normalización se realiza con la **ecuación 8**.

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sum x_{ij}^2} \quad (8)$$

r_{ij} : Matriz normalizada

X_{ij} : Puntuación

$i=1,2,3,4,\dots,m$ opciones.

$J=1,2,3,4,\dots,n$ criterios.

3. Se construye la matriz decisión normalizada y ponderada. Se desarrolla un conjunto de calificaciones para cada criterio, las cuales se simbolizan con w_{ji} para cada $j=1,2,3,4,\dots,n$.

4. Se multiplica cada columna de la matriz de decisión normalizada por cada una de las calificaciones asociadas. De ésta forma se obtiene una nueva matriz descrita por la **ecuación 9**.

$$v_{ij} = w_{ij} * r_{ij} \quad (9)$$

v_{ij} : Matriz normalizada y ponderada.

W_{ij} : Conjunto de calificaciones

r_{ij} : Matriz normalizada

5. Se prosigue a la determinación de la alternativa ideal y de la alternativa negativa. Para la solución ideal se representa con las **ecuaciones 10 y 11**.

$$A^* = \{v_1^*, v_2^*, v_3^* \dots v_n^*\},$$

$$v^* = \{Max(v_{ij}) si j \in J; Min(v_{ij}) si j \in J' \}$$

(10)

A^* : Alternativa ideal

v_i : Datos de la matriz normalizada y ponderada

Para la solución negativa:

$$A' = \{v_1', v_2', v_3' \dots v_n'\}$$

$$v' = \{Max(v_{ij}) si j \in J; Min(v_{ij}) si j \in J' \}$$

(11)

A' : Alternativa negativa

v_i : Datos de la matriz normalizada y ponderada

6. Se calcula las medidas de separación para cada alternativa. La separación para la alternativa ideal se expresa con la **ecuación 12**:

$$S^* = [\sum_j (v_j^* - v_{ij})^2]^{\frac{1}{2}}, i = 1, 2, 3, 4, \dots, m$$

(12)

S*: Medidas de separación de las alternativas ideales

vi: Datos de la matriz normalizada y ponderada

De forma similar la separación de la alternativa negativa se calcula con la **ecuación 13**:

$$S' = [\sum_j (v_j' - v_{ij})^2]^{\frac{1}{2}}, i = 1, 2, 3, 4, \dots, m$$

(13)

S': Medidas de separación de la alternativa negativa

vi: Datos de la matriz normalizada y ponderada

7. Ahora se calcula la cercanía relativa a la solución ideal, **ecuación 14**. La selección de C* debe ser cercana a 1, porque este valor indica que es la mejor opción entre las alternativas, obteniendo el resultado del proceso (Fatahi, Jalalifar, & Pourafshari, 2012).

$$C^* = \frac{S_j'}{(S_i^* + S_j')}, 0 < C^* < 1$$

(14)

C*: Cercanía relativa a la solución ideal

S*: Medidas de separación de las alternativas ideales

S': Medidas de separación de la alternativa negativa

2.3 Aplicación de la metodología TOPSIS a la selección de un SLA para un pozo de gas

CBM

En un pozo de gas convencional, cuando sus fluidos se encaminan por el pozo y si su velocidad es alta, genera un flujo niebla en el que se encuentran finamente dispersos los líquidos producidos. Con el paso del tiempo el gas pierde velocidad debido a la disminución en la presión del yacimiento, lo que hace que los líquidos se acumulen en la cara del pozo impidiendo un tránsito efectivo del gas hacia el pozo, y por lo tanto, a superficie.

En los pozos CBM, la tasa de agua producida se incrementa rápidamente debido a la desorción que se presenta en el yacimiento al afectarse la presión en el mismo durante el inicio de la producción. Por esta razón, se presenta una rápida disminución en la velocidad del gas por debajo de su tasa crítica impidiendo que este arrastre estos líquidos, los cuales se acumulan en el fondo de pozo.

Los pozos de gas asociados a mantos de carbón presentan el inconveniente de producir altas cantidades de agua propia del yacimiento. Estos líquidos tienden a acumularse en el fondo de los pozos generando una obstrucción en los perforados que impide que el gas metano fluya hacia el pozo. El diseño de un sistema de levantamiento artificial se hace necesario para evacuar estos líquidos del fondo de pozo obteniendo una presión de fondo mayor que permita obtener una mayor cantidad de metano en superficie. La selección apropiada del sistema de levantamiento artificial y su diseño permite dar solución a esta problemática, haciendo viable la producción de metano procedente de este tipo de yacimientos.

Para la elaboración de este trabajo se inició con la selección de las características relevantes de este tipo de pozos (Caudales de trabajo, estado mecánico del pozo, particulares del fluido y del yacimiento) las cuales, se enfocaron para un pozo CBM.

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento, ya sea modificando las propiedades físicas del líquido a producir o suministrando energía al sistema por medio de la acción de una bomba, que enmarca unos rangos de operación y características propias, los cuales, se deben identificar para hacer la selección adecuada para el proyecto que se estudia.

2.3.1 Parámetros que influyen en la selección de un SLA para un pozo CBM. Hay numerosos factores que afectan la selección de un sistema de levantamiento específico, estos factores se enmarcan dentro de los siguientes grupos:

- Características de la producción
- Propiedades de los fluidos
- Características del pozo (Estado mecánico), esta información se encuentra relacionada en el **Apéndice A**.
- Características del yacimiento
- Locación y fuentes de energía disponibles

Los parámetros utilizados se resumen en el **Apéndice B**. A continuación se da una breve explicación de los fundamentos por los cuales se seleccionaron estos atributos o parámetros.

2.3.1.1 Tasa de Producción de líquidos, *QL*. El caudal de los líquidos producidos es uno de los factores fundamentales en la selección de un SLA. De este parámetro depende el diseño del sistema seleccionado, con el fin de realizar el proceso de extracción de líquidos (dewatering) en un tiempo reducido para permitir la producción del CBM. Para el caso estudio se decidió

emplear un caudal de 300 Bbl/día, debido a que en un caso anterior en el que se probó la extracción del agua con una bomba PCP se probó varios caudales y se decidió operar con un caudal de 326 Bbl/día, buscando que la diferencia de presiones entre la el yacimiento y el pozo minimizara el daño a la formación generado por la migración de finos debido a la friabilidad del carbón (Han, Ling, & Zhang, 2016; TDA Supply and Service S.A, 2013).

2.3.1.2 Presión de Fondo Fluyendo, PWF. La capacidad que posee el pozo para producir el líquido de la formación es un factor crítico en la selección del SLA. Esta capacidad depende de las características del yacimiento (presión del yacimiento, porosidad, permeabilidad, etc.) y de los mecanismos de transporte de los fluidos a través del yacimiento.

2.3.1.3 Temperatura, T. La temperatura es un factor base en los SLA que poseen piezas en base a polímeros, ya que estos poseen una deficiencia en su uso a temperaturas mayores a los 350 °F.

2.3.1.4 Relación gas-líquido, GLR. Esta propiedad atiene gran influencia en la selección del sistema de levantamiento artificial, en especial en el diseño del mecanismo de levantamiento. Es común que todos los sistemas reduzcan sus eficiencias cuando los índices de este parámetro se incrementan. Algunos de estos sistemas requieren que el gas sea extraído en los tiempos intermedios a los ciclos, otros necesitan de un bypass alrededor del SLA para extraer el gas.

2.3.1.5 Periodo de vida del pozo CBM, PVP. Este parámetro se basa en la fase del tiempo de vida del pozo según la isoterma de adsorción del carbón. Dependiendo de la fase se incrementa la relación gas-líquido y permite tomar decisiones en la selección final del SLA, como la variación en la velocidad de funcionamiento cuando las condiciones de producción del pozo cambian.

2.3.1.6 Viscosidad del líquido producido, μL . Por lo general en los yacimientos CBM el líquido producido es agua, la cual dependiendo de los minerales y, en algunas ocasiones, trazas de hidrocarburos líquidos, incrementa o disminuye su viscosidad.

2.3.1.7 Presencia de fluidos corrosivos. Los yacimientos de mantos de carbón en Colombia, poseen menos del 1 % de contenido de azufre, el cual, puede generar ácidos que corroen los equipos. Además, se debe tener en cuenta que el CO₂ está igualmente presente. En estos casos, se debe analizar la acidez del fluido producido para asegurar que en el caso de hacer producción de gas por el anular el daño del casing no sea significativo. Algunos diseños de SLA ingresa una tubería de producción doble concéntrica, lo cual permite producir el gas por este nuevo anular y los fluidos por la tubería de producción de un diámetro menor, esta tubería concéntrica busca aislar el casing de los fluidos corrosivos por medio del empaque.

2.3.1.8 Sólidos disueltos totales, TDS. Los finos del carbón son pequeñas partículas que se producen por la friabilidad del carbón, frecuentemente se encuentran dentro de sus cleats y sus tamaños usualmente abarca desde las decenas de nanómetros y decenas de micras. Entre su composición se encuentra carbón y fracciones de arcilla (caolinita, ilita, pirita y calcita), el contenido de minerales varía según la muestra que se analice. Debido a la presencia de estos finos durante la producción de fluidos se puede presentar asentamiento o taponamiento en los cleats, fracturas hidráulicas y en los SLA debido a la gravedad o a las restricciones que se presenten dentro del yacimiento y dentro del sistema de producción, produciendo una disminución en la permeabilidad del yacimiento, daño en la formación o bloqueos en el SLA (Han, Ling, & Zhang, 2016; Tianhang B. , Zhongwei, Saiied, Zhejun, Jishan, & & Ling, 2015). La producción de escamas reduce el diámetro interno de la tubería de producción, y por lo tanto decrece la eficiencia del SLA. Estos finos se presentan debido a la friabilidad del carbón, por

ejemplo en la cuenca San Juan (USA) en las pruebas de friabilidad del carbón esta presenta un valor de 15 psi (Lea & Nickens, 2008).

2.3.1.8 Contenido de arena. La generación de erosión en los equipos debida a la cantidad de arena que se produce junto a los fluidos que provienen del yacimiento, determina el uso de algunos materiales.

2.3.1.9 Profundidad del pozo. Algunos SLA presentan deficiencias en su operación cuando se incrementa la profundidad de los pozos debido a su principio físico de funcionamiento o a la presencia de piezas poliméricas que presentan fallas al incrementar la temperatura debido a la profundidad a la que debe trabajar.

2.3.1.10 Inclinación del pozo. Una alta inclinación con la vertical del pozo reduce la eficiencia de producción de los pozos, debido a que no generan los mismos gradientes de dos fases que existen en un pozo vertical. Además todos los sistemas requerirán de mayor energía para la producción de los fluidos en un pozo con alta inclinación.

2.3.1.11 Diámetro interno del Casing, IDcsg. El tamaño del casing o del liner de producción es determinante debido a su diámetro interno en la zona donde se pretende instalar el SLA o para el diseño de la producción de alguno de los fluidos por el anular. Las tuberías con terminaciones múltiples tienen restricciones en su uso debido al tamaño interno del casing, incluso limita el diámetro de una tubería de producción simple.

2.3.1.12 Flujo intermitente de fluidos, FIF. Debido a que la carga de líquidos en un pozo asociado a un yacimiento CBM no es constante, se hace necesario implementar dentro del diseño del SLA la automatización que permita detener el funcionamiento del SLA, hasta que el pozo logre la carga de líquidos necesaria para que el sistema pueda funcionar. Esto hace que la

presencia de finos del carbón, obstruya algunos equipos durante estos periodos de pausa lo que hace necesario tomar medidas que prevengan este tipo de taponamientos. Además es necesario que el equipo posea un método fácil que permita reiniciar su marcha.

2.3.1.13 Tubería de producción, TP. La presencia de tubería de producción múltiple hace difícil el diseño del SLA. Si es necesario el uso de este tipo de tuberías para la separación de los fluidos de producción, se debe tener en cuenta para la implementación de ellas dentro del diseño o analizar otra forma de hacer la separación en fondo del líquido y del gas a producir.

2.3.1.14 Tipo de completamiento, TC. Se debe tener en cuenta si el SLA necesita la implementación de un empaque que separe el anular de los fluidos de producción.

2.3.1.15 Energía eléctrica, EE. Los requerimientos del consumo de energía eléctrica es base en el cálculo de los costos que se generan al implementar un SLA, si no existe una fuente de energía, ya sea directamente de las conexiones eléctricas del campo o generada a partir de gas, la adaptación del SLA se puede volver inviable. Otras fuentes de energía como el diesel o gasolina tienen costos adicionales como su espacio de almacenamiento y transporte. Algunos diseños permite la adaptación de paneles solares.

2.3.1.16 Espacio. Es debe tener en cuenta el espacio disponible para los equipos necesarios en superficie además de las consideraciones en seguridad de los equipos, el espacio entre pozos y futuras operaciones de mantenimiento.

En el **Apéndice B**, encontramos los datos mínimos con sus respectivos valores posibles, con los cuales se va a evaluar el pozo estudio, y para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial mencionados en la **Tabla 9**, se evaluó y reunió los intervalos de operación a los cuales su operación es aceptada en cada uno de los parámetros anteriormente descritos. Esto se llevó a

cabo por medio de una recopilación bibliográfica. Estos rangos de operación se pueden observar

Apéndice C.

Tabla 9.
*Alternativas de SLA aplicado a la metodología
TOPSIS*

SLA	ID
Bombeo mecánico	BM
Bomba Electrosumergible	ESP
Bomba de Cavidades Progresivas	PCP
Bombeo Hidráulico - Jet pump	BH
Plunger Lift	PL
Gas Lift	GL

En el presente trabajo se analizaron las ventajas y desventajas que los SLA presentan al enfocarse en un plan de diseño para un pozo de gas asociado a un yacimiento de mantos de carbón, en la **Tabla 9** se encuentra el listado de los SLA que se analizaron, debido a que son los que se han aplicado a nivel mundial en pozos relacionados a los yacimientos CBM, estos SLA son los que ingresan a la metodología TOPSIS como alternativas.

La calificación de cada uno de los parámetros se divide en seis categorías dependiendo de los rangos a los que operan los SLA. Cada una de estas calificaciones cualitativas tiene asociado un valor numérico, **Tabla 10**, que fue el usado dentro de la metodología TOPSIS para llevar a cabo la selección del SLA a aplicar. Las calificaciones cualitativas son:

- *Excelente*: Esta calificación representa el rango en el cual el SLA ofrece un mejor funcionamiento, teniendo en cuenta su vida útil y su eficiencia de operación.

- *Bueno:* El SLA presenta un alto grado de aplicabilidad, un periodo de vida útil prolongado y una alta eficiencia de operación.
- *Aceptable:* Se presentan los rangos en el que el SLA es aplicable, con muy buenas eficiencias de operación.
- *Limitado:* El SLA funciona dentro de este intervalo de operación, con algunas dificultades en la operación, lo cual fomenta la modificación moderada de sus diseños.
- *Deficiente:* En este intervalo el SLA puede operar pero presenta gran cantidad de restricciones.
- *No aplica:* El SLA no se debe implementar bajo ninguna circunstancia.

Tabla 10.

Calificación cuantitativa y su asociación numérica

Calificación Cuantitativa	Valor Numérico
Excelente	5
Bueno	4
Aceptable	3
Limitado	2
Deficiente	1
No aplica	0

La calificación obtenida por cada uno de los SLA evaluado en cada parámetro se ingresó en la *matriz evaluación*. Se hizo el ingreso de los datos necesarios para la selección del SLA para el pozo del caso estudio, los cuales se encuentran relacionados en la **Tabla 11**.

Tabla 11.

Datos suministrados para la selección del SLA apropiado para el caso estudio

Parámetro	ID	Unidad	Valor
Tasa de Producción de agua	Qw	Bbl	300
Presión de Fondo Fluyendo	PWF	psia	1118
Temperatura	T	°F	150
Relación Gas Líquido	RGL	SCF/BBl	0
Periodo de Vida del Pozo CBM	PVP	Selección	R1
Viscosidad Líquido producido	μ L	cP	0,7
Presencia de Fluidos Corrosivos	Corrosivo	Selección	Si
Solidos Disueltos Totales	TDS	Selección	M
Contenido de Arena	Arena	ppm	500
Profundidad del Pozo	Prof	ft	4684
Inclinación del pozo (con respecto a la vertical)	° inclin	°	0
Diámetro Interno Casing	ID csg	in	4,67
Pozo Genera Carga intermitente de fluidos	FIF	Selección	Si
Tubería de producción	TP	Selección	S
Tipo de Completamiento	TC	Selección	SE
Energía Eléctrica	EE	Selección	C
Espacio	Espacio	Selección	A

Nota: Para cualquier valor numérico del cual no se tenga información, se debe colocar X

Posteriormente se aplicó la metodología TOPSIS (descrita paso a paso con sus resultados en el **Apéndice D**) donde se obtuvo la clasificación de los SLA en orden de viabilidad para el caso estudio se relaciona en la **Tabla 12**.

La metodología TOPSIS implementada entrega los resultados finales en una clasificación cuantitativa, que se puede describir de forma cualitativa teniendo en cuenta los siguientes

porcentajes: No aplicable (0–30%), Deficiente (31-50%), Limitado (51-65%), Aceptable (51-65%), Bueno (66-80%) y Excelente (81-90%).

Tabla 12.

Resultados de la aplicación de la metodología TOPSIS al caso estudio

SLA	ID	VALOR		CALIFICACIÓN
		C*	%	
Bomba Electrosumergible	ESP	0,81	81	Excelente
Bombeo mecánico	BM	0,80	80	Bueno
Bomba de Cavidades Progresivas	PCP	0,65	65	Aceptable
Gas Lift	GL	0,55	55	Limitado
Plunger Lift	PL	0,41	41	Deficiente
Bombeo Hidráulico - Jet pumps	BH	0,34	34	Deficiente

Nota: La selección de C* debe ser cercana a 1, porque este valor indica que es la mejor opción entre las alternativas

Para el caso analizado teniendo en cuenta los porcentajes y su evaluación cuantitativa, se recomendó el uso del bombeo electrosumergible, ya que posee un porcentaje de aplicabilidad del 81%, lo que indica una buena opción a implementar. Se debe observar que el porcentaje generado para el bombeo mecánico es del 80%, que representa una opción muy eficiente que se debe considerar.

Al observar los resultados de la metodología TOPSIS, en la que la diferencia entre el porcentaje de clasificación del bombeo electrosumergible y el bombeo mecánico no es muy amplia, se procedió al diseño de estos dos sistemas de levantamiento artificial para compararlos posteriormente según los requerimientos económicos y de mantenimiento con el fin de dar una conclusión más viable para el caso estudio.

3 Diseño de un SLA para el caso estudio

La producción de gas de los yacimientos CBM tiene dos aspectos que interfieren en el efectivo funcionamiento de los equipos, el ingreso del metano en las bombas y los inconvenientes que se presentan por la acumulación de los finos del carbón en los equipos ya que por su tamaño no decanta al fondo del pozo y se mantienen suspendidos en el agua producida ($10\mu\text{m} - 10\text{ nm}$); (Tianhang B. , Zhongwei, Saiied, Zhejum, & Jishan, 2015).

Para los diseños de los dos sistemas de levantamiento artificial se decidió localizar las bombas después de los perforados para evitar la presencia de altas tasas de gas al avanzar la vida del pozo. Esta decisión se tomó con el fin de eliminar una de las dos desventajas anteriormente descritas (Lea & Nickens, 2008). El inconveniente que se presenta con los finos del carbón se solventa con un mantenimiento efectivo que busque maximizar la vida útil de los componentes del SLA seleccionado (Pant, 2013).

3.1 Análisis nodal

El análisis nodal en un sistema de producción permite determinar el comportamiento del pozo productor. Este método consiste en subdividir el sistema de producción en nodos solución que permita calcular las caídas de presión desde el yacimiento hasta superficie permitiendo determinar las curvas de potencial del pozo y demanda del mismo y de los equipos en superficie.

Este análisis permite cambiar algunas variables con el fin de encontrar la mejor decisión que mejore la eficiencia de flujo de los fluidos de producción, en el caso estudio se hace el análisis al agua como fluido de producción, debido a que el SLA que se desea implementar busca disminuir la cantidad del agua que hay en el pozo con el fin de propiciar la producción de metano. El análisis nodal se divide en tres componentes básicos; Flujo en el medio poroso, flujo a través de la tubería vertical y flujo a través de la tubería horizontal (Hirschfeld, 2009).

Los componentes aguas arriba del nodo es la sección que definirá las características que permiten encontrar la curva Inflow, mientras que los componentes aguas abajo del nodo describirá la curva outflow. Se debe tener información que describa la relación entre el caudal y la caída de presión de los componentes de cada sistema.

El flujo a través dl sistema puede ser determinado cuando se satisfacen los siguientes requerimientos:

- El flujo de entrada del nodo es igual al flujo de salida del mismo.
- Solo existe una presión en el nodo.

La caída de presión ΔP varía con el caudal, por lo cual, un gráfico de la presión en el nodo contra el caudal producirá dos curvas, las cuales se interceptan en el punto en el que se satisfacen los dos anteriores requerimientos (Hirschfeld, 2009).

Para calcular las pérdidas de presión en la tubería de producción y en la tubería vertical se seleccionó la correlación empírica Beggs & Brill (Brown, 1980). El análisis nodal generado en fondo de pozo se muestra en la **Figura 20**, en donde se observan las condiciones iniciales del sistema y se señala la curva outflow deseada para un caudal de 300 Bbl/d con una tubería de 2-7/8 “.

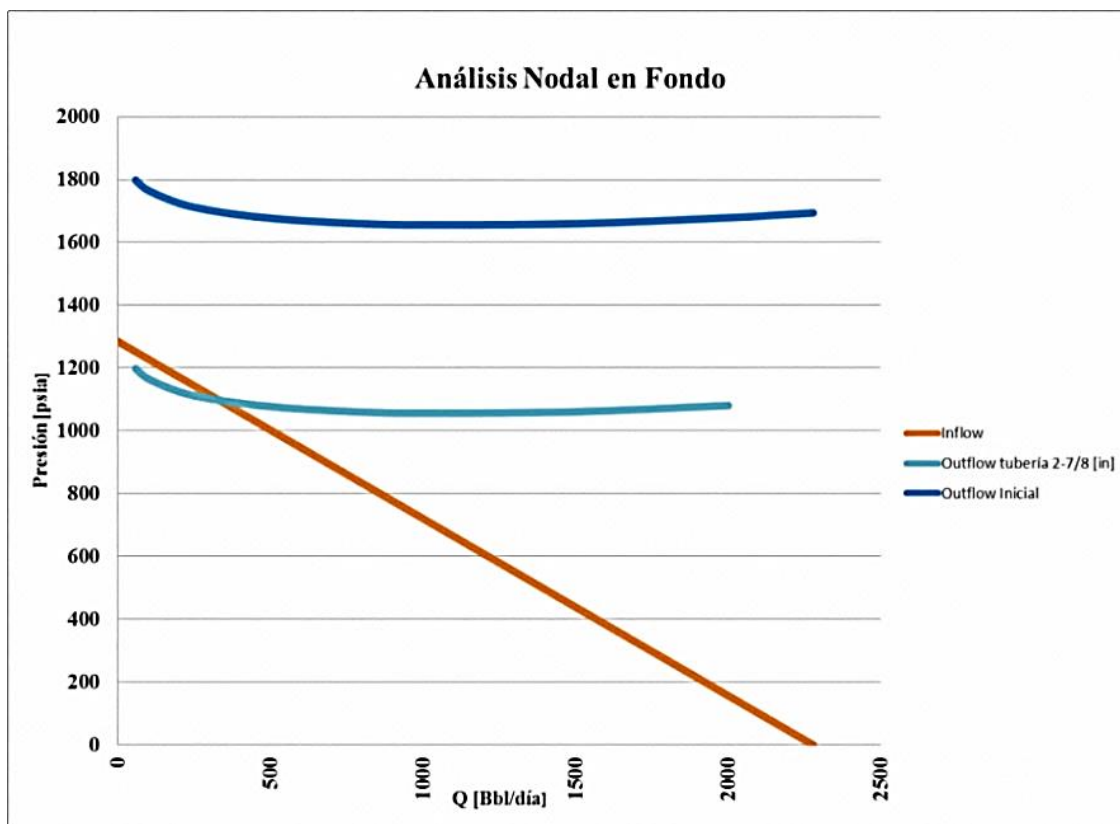


Figura 20. Análisis Nodal en Fondo.

Se destaca que la etapa de dewatering en la que se encuentra el pozo, es la que se caracteriza por la alta producción de agua y una mínima cantidad de producción de gas (La presión actual del yacimiento es de 1284,5 Psia y la presión crítica de desorción es de 717,9 Psia), debido a que la configuración de producción que se usó en el proyecto es en la que el gas se produce por el anular y el agua a través de la tubería de producción **Figura 21**, el IPR que se analiza para ejecutar los diseños del sistema de levantamiento es el del agua, para minimizar los daños en la bomba y la producción de gas por el tubing se hace instalación de la bombas en fondo como se mencionó anteriormente en este capítulo.

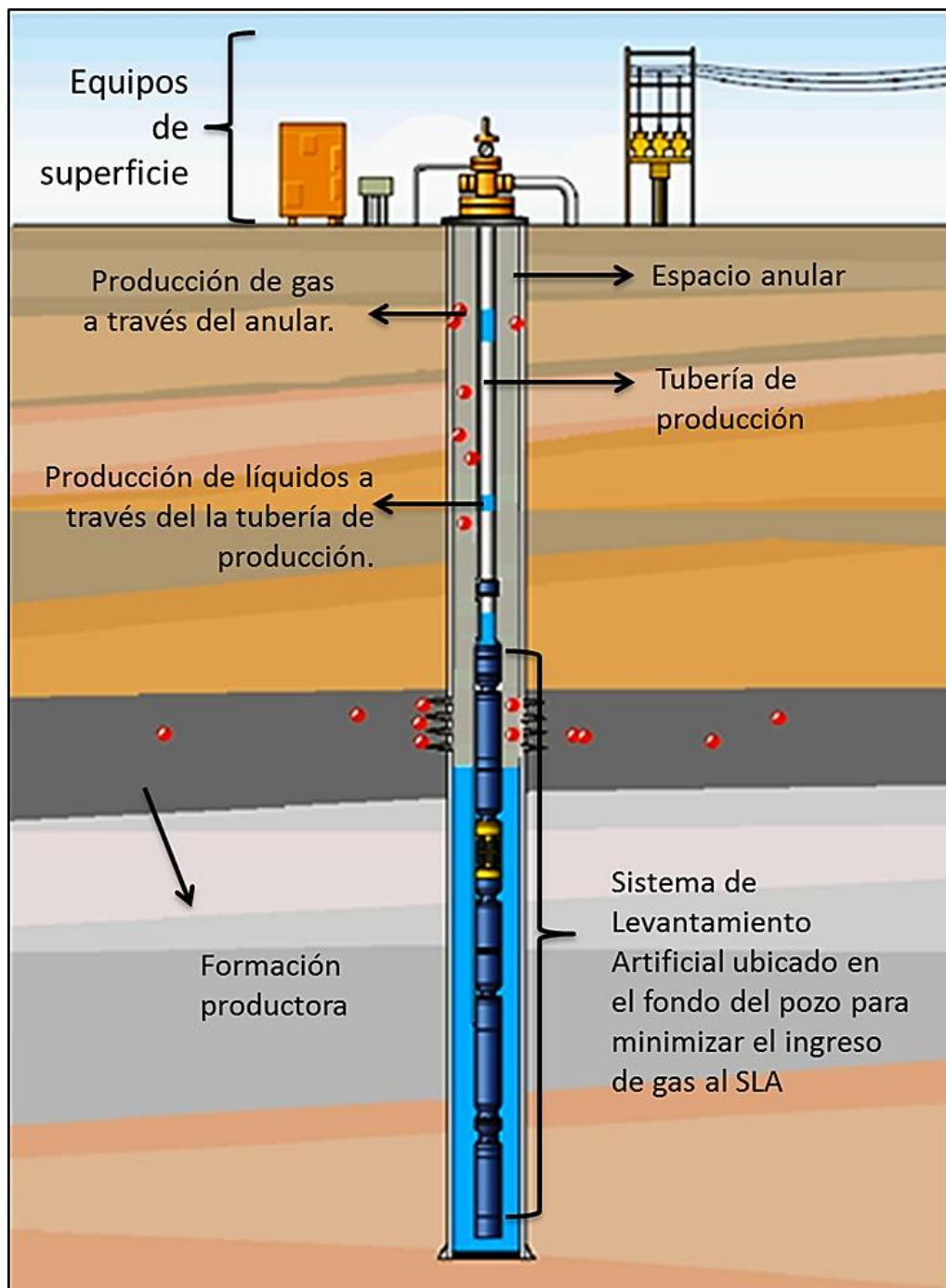


Figura 21. Configuración del sistema de producción para un pozo de gas asociado a un yacimiento CBM.

Adaptado de: (Alexandri, 2010).

3.2 Diseño bombeo electrosumergible

El bombeo electrosumergible es aplicado en pozos entre 500 a 5000 ft, por lo que garantiza un buen funcionamiento para el caso estudio. En esta clase de pozos el proceso de bombeo se complica si no se tiene en cuenta, desde el inicio, las precauciones que se deben tomar en este tipo de yacimientos, con el fin de minimizar los costos asociados a mantenimientos. Este SLA es uno de los más usados en los pozos de la cuenca Powder River (USA) donde el 75% de los pozos productores poseen este tipo de SLA (Bassett, L., 2009).

Al diseñar un sistema de levantamiento artificial basado en el bombeo electrosumergible para un pozo de gas asociado a un yacimiento CBM, se debe hacer énfasis en tres pautas concretas: la refrigeración adecuada del motor, el control de sólidos y la operación exitosa en condiciones de turbulencia y flujo multifásico. Además, se debe tener en cuenta que en este tipo de yacimientos el caudal de líquido a producir se encuentra constantemente en declive, por lo cual, se evita una configuración “flotante”¹⁴. En estos casos se usa la configuración denominada Bomba de Compresión. Este tipo de bomba permite la regulación según disminuya el caudal a producir. También, tiene un mejor rendimiento en presencia de gas o en condiciones abrasivas (Bassett L. &, 2010)

¹⁴ Configuración Flotante: Es en la que el impulsor tiene la posibilidad de moverse ligeramente en el eje vertical, con el fin de evitar el contacto protegiendo del desgaste, pero al reducir el caudal la bomba debe ser retirada y redimensionada a las nuevas condiciones.

3.2.1 Cabeza dinámica total de la bomba, TDH. Permite determinar el requerimiento en etapas de la bomba requerido en la selección de la misma, **ecuación 20.**

3.2.1.1 Presión en cabeza de Pozo (H1). Se encuentra a partir de la presión del separador y de las pérdidas por presión a lo largo de la línea de flujo en superficie, **ecuación 15.**

$$H_1[ft] = \frac{P_{wh-f}[psi] * 2,31 \left[\frac{ft}{psi} \right]}{\gamma_l} = \frac{150[psi] * 2,31 \left[\frac{ft}{psi} \right]}{0,99} = 350 [ft]$$

(15)

H1: Requerimiento en cabeza de pozo para que el fluido alcance las facilidades de superficie [ft]

PWH-F: Presión necesaria en la tubería de superficie entre la cabeza de pozo y las facilidades [PSI]

γ_l :Gravedad Específica del líquido.

3.2.1.2 Presión hidrostática neta (H2). Es la presión hidrostática que actúa sobre la bomba, debido a la columna de líquido que se encuentra entre el casing y el tubing del pozo. Se calcula a partir de la TVD (profundidad vertical) del nivel de líquido dinámico y del gradiente de presión del fluido, **ecuación 16.**

$$P_h[psi] = 0,052 \left[\frac{gal * psi}{lb * ft} \right] * \rho_l \left[\frac{lb}{gal} \right] * h[ft] = 0,052 \left[\frac{gal * psi}{lb * ft} \right] * 8,33 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 3248[ft]$$

$$= 1406,9 [psi]$$

(16)

Ph: Presión hidrostática [PSI]

ρ_l : Densidad del líquido [lb/gal]

h: Distancia desde la bomba al nivel del líquido[ft]¹⁵

La presión hidrostática neta es, **ecuación 17**:

$$H_2[ft] = \frac{P_H[psi] * 2,31 \left[\frac{ft}{psi} \right]}{\gamma_l} = \frac{1339,06[psi] * 2,31 \left[\frac{ft}{psi} \right]}{0,99} = 3421,1 [ft]$$

(17)

H₂: Presión hidrostática neta [ft]

PH: Presión hidrostática [PSI]

γ_l : Gravedad Específica del líquido.

3.2.1.3 Pérdidas de presión por fricción (H3). Es la pérdida de presión generada por la fricción en la tubería de producción para un caudal determinado, **ecuación 18 y 19**.

$$\Delta h_{fr} \left[\frac{ft}{1000ft} \right] = 0,2083 * \left(\frac{100}{C} \right)^{1,85} \frac{Q^{1,85} \left[\frac{gal}{min} \right]^{1,85}}{ID^{4,86} [in]^{4,86}}$$

(18)

¹⁵ h=Profundidad de la bomba-nivel de líquido=[PSI]

$$\Delta h_{fr} \left[\frac{ft}{1000ft} \right] = 0,2083 * \left(\frac{100}{120} \right)^{1,85} \frac{8,75^{1,85} \left[\frac{gal}{min} \right]^{1,85}}{2,44^{4,86} [in]^{4,86}} = 0,64 \left[\frac{ft}{1000ft} \right]$$

Δh_{fr} : Pérdidas de carga por fricción [ft/1000ft]

C: Calidad de la tubería, en este caso se toma un valor de 120 por ser tubería nueva.

Q: Caudal [Gal/min]

ID: Diámetro interno de la tubería de producción [In]

$$H_3 [ft] = \Delta h_{fr} \left[\frac{ft}{1000ft} \right] * \frac{L_{tbg} [ft]}{1000} = 0,64 \left[\frac{ft}{1000ft} \right] * \frac{(4630) [ft]}{1000} = 2,96 [ft]$$

(19)

H3: Pérdidas de presión por fricción [ft]

L_{tbg} : Longitud de la tubería de producción [ft]

$$TDH [ft] = H_1 + H_2 + H_3 = 364,73 [ft] + 3256,05 [ft] + 2,95 [ft] = 3774 [ft]$$

(20)

H1: Requerimiento en cabeza de pozo para que el fluido alcance las facilidades de superficie [ft]

H2: Presión hidrostática neta [ft]

H3: Pérdidas de presión por fricción [ft]

3.2.2 Selección de la bomba. El criterio más significativo en la selección de la bomba ESP es que diámetro de la bomba elegida sea menor y lo suficiente para ingresar dentro del casing. Los números de serie de las bombas electrosumergibles indican sus diámetros

externos. Debido a que el diámetro externo del casing es de 5 ½”, con un grado N-80 y peso de 17#ft, su diámetro interno es de 4,767” de acuerdo con las especificaciones API para casing (API, 2006). Cada una de las etapas de la bomba seleccionada es descrita por las **Figuras 22, 23 y 24**:

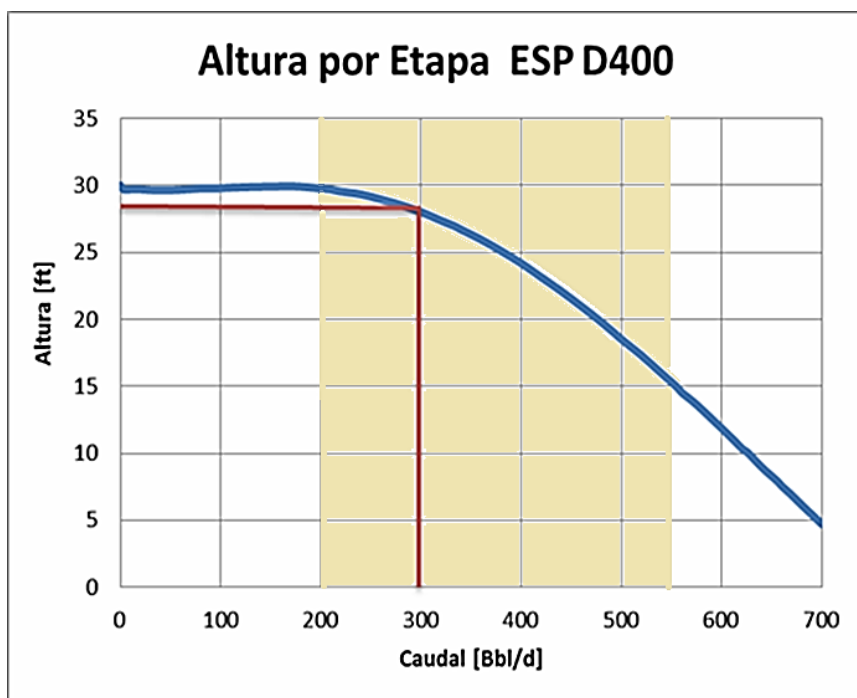


Figura 22. Altura alcanzada por etapa para una ESP D400.

Adaptado de: Schlumberger, 2002

3.2.3 Número de Etapas. El Número de etapas para el caso estudio se obtuvo con la **ecuación 21** (Takacs, 2009).

$$Etapas = \frac{TDH[ft]}{Cabeza\ por\ etapa[ft]} = \frac{3774[ft]}{28[ft]} \cong 134\ Etapas$$

(21)

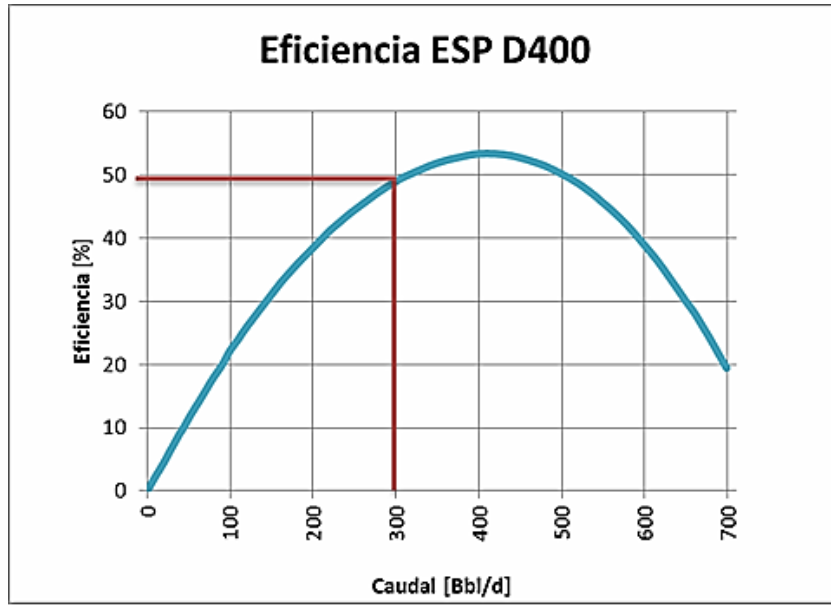


Figura 23. Eficiencia por etapa para una ESP D400.

Adaptado de: Schlumberger, 2002

3.2.4 Potencia Requerida. La potencia real requerida por la bomba seleccionada se encuentra con las curvas de rendimiento de la bomba, donde se muestra la potencia requerida para una de las etapas en función de la velocidad de bombeo. Con la respectiva lectura de potencia al caudal deseado se calcula la potencia total necesaria, **ecuación 22**. La potencia total de la bomba, BHP; debe ser menor que la potencia máxima permitida en el eje de la bomba, esta información la entrega el fabricante (Takacs, 2009).

$$\begin{aligned}
 BHP_{bomba} &= \frac{BHP}{Etapa} \left[\frac{HP}{Etapa} \right] * \text{Número de etapas} * \gamma_l \\
 &= 0,12 \left[\frac{HP}{Etapa} \right] * 149 [\# \text{Etapas}] * 0,99 = 17,88[HP] = 13,33[kW]
 \end{aligned}$$

(22)

BHP/Etapa: La potencia necesaria para que funcione una de las etapas [HP/Etapa]

Yl: Gravedad Específica del líquido producido.

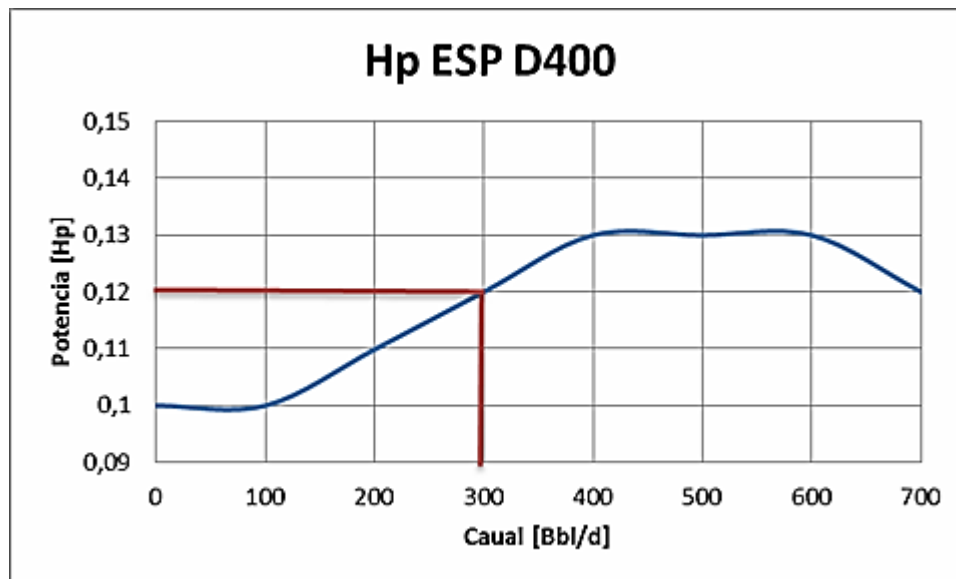


Figura 24. Potencia requerida por etapa para una ESP D400.

Adaptado de: Schlumberger, 2002

Se toma el valor de 149 etapas debido a que es el valor máximo de etapas para dicha referencia que se acerca a los cálculos realizados para un caudal de 300 Bblw/día. El anterior valor de etapas suministrado por este tipo de bomba es de 130, lo cual no permite alcanzar el valor deseado de caudal.

3.2.5 Protector. Las bombas de compresión desarrollan cargas axiales elevadas en las etapas de la bomba, debido a que los impulsores se encuentran fijos axialmente al eje. Las fuerzas de empuje que se desarrollan sobre los impulsores se transfieren al cojinete de empuje del protector. Para calcular estas fuerzas se requiere de los valores de empuje medidos para la etapa entregados por el proveedor de la bomba, estos valores tienen unidades de

Lb/etapa. También se hace necesario analizar los diagramas de rendimiento del aceite del motor, el cual cambia con la temperatura a la cual se encontrará la bomba, seleccionándose un protector con mayor capacidad que la que se calcula.

3.2.6 Motor. La refrigeración del motor es de gran importancia para asegurar la vida útil del mismo. En el caso de los mantos de carbón en el que la producción de líquidos es en su mayoría agua, es una ventaja debido a que su capacidad calorífica es superior comparada con la de los crudos y, por lo tanto, su capacidad de enfriamiento del motor es mayor.

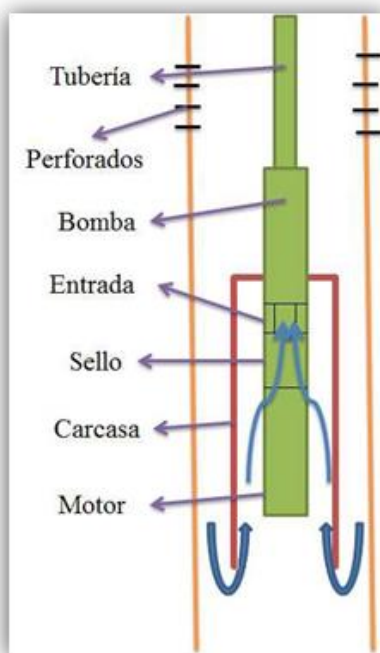


Figura 25. Motor equipado con cubierta para refrigeración.

Adaptado de: Lea & Nickens, 2008.

Pero, debido a la posición del equipo ESP por debajo de los perforados, el motor no recibe el enfriamiento suficiente, por lo cual, se recomienda que el motor esté equipado con una

cubierta que permita a los líquidos producidos pasar por el motor antes de ingresar a la bomba, **Figura 25** (Lea & Nickens, 2008).

3.3 Diseño bombeo mecánico

Es el principal sistema de levantamiento artificial utilizado para los pozos de gas asociados a los yacimientos de mantos de carbón en su etapa inicial. Para estos casos requiere una NPSH mayor que permita tener libre la bomba del bloqueo por gas. Además, cuando el nivel de fluido disminuye considerablemente, es común que parte de la producción de gas ingrese por el tubing. Normalmente, se recomienda mantener una NPSH mínima de 32 psig para evitar el bloqueo por gas (Bassett L. &. 2006).

El bombeo mecánico también se limita en este tipo de pozos por su capacidad para estabilizar la producción siendo necesario el cambio de poleas para incrementar o disminuir el volumen del fluido. Además, la bomba puede desgastarse o taparse, debido a la presencia de los finos del carbón, los cuales, no pueden ser expulsados del barril de la bomba.

Durante mucho tiempo en la industria se diseñaba el bombeo mecánico a partir de la producción deseada, la profundidad y las tabulaciones de las bombas. A partir de estas herramientas se obtenía el diámetro del pistón, la velocidad de bombeo y la carrera del balancín. Posteriormente se calculaba el tamaño del balancín y los requerimientos de energía del motor. Esta metodología generaba sistemas sobredimensionados o con eficiencias muy bajas.

Actualmente se hace uso de software que permite hacer un mayor refinado de los parámetros, permitiendo al ingeniero analizar distintos escenarios y determinar la mejor alternativa. Aun así se debe tener en cuenta los siguientes aspectos para seleccionar los escenarios que se van a evaluar.

- Se debe observar que la sarta de varillas en el tope debe soportar un mayor peso que las que se encuentran a mayor profundidad, por lo tanto, se recomienda que el diámetro de la sarta de varillas debe ir reduciendo, usando sargas combinadas.
- La carga sobre el pistón, F_o , permite tener una referencia de la sumergencia del fluido sobre la bomba. Es necesario conocer las cargas máximas y mínimas en las varillas, debido a que estos elementos son un componente crítico en la eficiencia del sistema. (Oil Production, 2017).

Los componentes críticos del sistema deben ser diseñados y evaluados para no superar los límites mecánicos de los mismos y garantizar la confiabilidad del SLA. Los componentes críticos en un sistema de Bombeo mecánico son: La unidad de bombeo, las varillas (más crítico) y la profundidad de la bomba.

3.3.1 Cálculo de parámetros operativos para el bombeo mecánico

3.3.1.1 Presión de descarga, P_d .

$$P_d = Ph_{pb} + P_{tbg} = \left(0,052 * 8,33 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 4634 [ft] \right) + 90 [psi] = 2097,26 [psi]$$

(23)

P_d : Presión de descarga [Psi], **ecuación 23.**

PH_{pb} : Presión hidrostática a la profundidad de la bomba [Psi].

P_{tbg} : Presión en el tubing [Psi]

En el cálculo no se tuvo en cuenta las pérdidas de presión por fricción.

3.3.1.2 Presión de succión, P_s .

$$P_s = Ph_{psum}[psi] + P_{csg}[psi] = \left(0,052 * 8,33 \left[\frac{Lb}{gal}\right] * 3244,3[ft]\right) + 131[psi]$$

$$= 1536,3[psi]$$

(24)

P_s : Presión de succión[Psi], **ecuación 24.**

PH_{psum} : Presión hidrostática a la profundidad utilizando la sumergencia [Psi].

P_{csg} : Presión en el casing [Psi]

3.3.1.3 Fuerza de descarga, F_d .

$$F_d = P_d[psi] * A_{pistón}[in^2] = 2097,26[psi] * 1,767[in^2] = 3706,17[Lbf]$$

(25)

P_d : Presión de Descarga [Psi] **ecuación 25.**

$A_{pistón}$: Área del Pistón [in^2]

3.3.1.4 Fuerza de succión, F_s .

$$F_s = P_s[psi] * A_{pistón}[in^2] = 1536,3[psi] * 1,767[in^2] = 2714,86[Lbs]$$

(26)

P_s : Presión de succión [Psi] **ecuación 26.**

$A_{\text{pistón}}$: Área del Pistón [in²]

3.3.1.5 *Peso del fluido sobre la bomba*

$$F_o = F_d - F_s = 3706,17[\text{Lbf}] - 2714,86[\text{Lbf}] = 991,3[\text{Lbf}]$$

(27)

F_o : Fuerza que ejerce el fluido sobre la bomba [Lbf], **ecuación 27**.

F_d : Fuerza de descarga [Lbf]

F_s : Fuerza de succión [Lbf]

3.3.1.6 Factor de aceleración. Durante el ciclo de bombeo las varillas se ven sometidas a grandes esfuerzos debido a que deben mover su propio peso y el de la columna de fluidos sobre la bomba. Es necesario el cálculo del factor de aceleración, el cual, relaciona la aceleración y las cargas dinámicas, **ecuación 28**.

$$\delta = \pm \frac{C[\text{in}] * N^2[\text{GPM}]^2}{70500} = \pm \frac{100[\text{in}] * 15,52^2[\text{GPM}]^2}{70500} = \pm 0,34$$

(28)

δ : Factor de aceleración

C: Carrera en superficie [in]

N: Velocidad de Bombeo [GPM]

3.3.1.7 Carga Máxima en el vástago de pulido (Peak Polished Rod Load). Para encontrar W_r , que es necesario conocer la información de los diámetros, pesos en el aire y porcentajes de

la cantidad de varillas que se va a usar, a continuación en la **Tabla 13** se muestra la información que se procedió a usar en la **ecuación 29**.

Tabla 13.

Relación de conjunto de varilla D86

Diámetro	%	Decimal	W air [Lb/ft]
1	46,3	0,463	2,904
7/8	26,7	0,267	2,224
3/4	27	0,27	1,634

Nota: Longitud 4630 ft

$$\begin{aligned}
 W_r &= L_{sv} * (\langle d_1 * \%_1 \rangle + \langle d_2 * \%_2 \rangle + \langle d_3 * \%_3 \rangle) \\
 &= 4630 * \left(\langle 1[in] * 0,463 \rangle + \left\langle \frac{7}{8} * 0,267 \right\rangle + \left\langle \frac{3}{4} * 0,27 \right\rangle \right) = 11017,2[Lbf]
 \end{aligned}$$

(29)

W_r : Peso total de las varillas en el aire [Lb/ft]

L_{sv} : Longitud de sarta de varillas [ft].

d_n : Diámetro de las varillas [in]

$\%n$:Porcentaje de la longitud de la sarta de varillas [decimal]

$$\begin{aligned}
 PPRL &= F_o[lbf] + +W_r[Lbf](1 - \delta) = 991,3[lbf] + 11017,2[Lbf] * (1 - 0,34) \\
 &= 15772,73[Lbf]
 \end{aligned}$$

(30)

PPRL: Carga máxima en el vástago de pulido [Lbf], **ecuación 30**.

F_o : Fuerza que ejerce el fluido sobre la bomba [Lbf]

W_r : Peso total de las varillas en el aire.

δ : Factor de aceleración

3.3.1.8 Carga Mínima en el vástago de pulido (*Minimum Polished Rod Load*).

$$\begin{aligned} MPRL &= W_r * (1 - (0,128 * \gamma_l) - \delta) = 11017,27[Lbf] * (1 - (0,128 * 0,99) - 0,34) \\ &= 5856,9[Lbf] \end{aligned}$$

(31)

MPRL: Carga mínima en el vástago de pulido [Lbf], **ecuación 31**.

γ_l : Gravedad específica del líquido

δ : Factor de aceleración

3.2.1.9 Carrera Neta de Pistón. Para el desarrollo de este cálculo se deben encontrar primero los estiramientos de las varillas y del tubing y el sobre-recorrido del pistón.

$$\begin{aligned} e_r[in] &= F_o[Lbf] * E_r \left[\frac{in}{Lbf * ft} \right] * L_{sv}[ft] \\ &= 991,3[Lbf] * (4,94 * 10^{-7}) \left[\frac{in}{Lbf * ft} \right] * 4645,33[ft] = 2,27[in] \end{aligned}$$

(32)

e_r : Estiramiento de las varillas [in], **ecuación 32**

F_o : Fuerza que ejerce el fluido sobre la bomba [Lbf]

E_r : Constante elástica de varillas [in/Lb*ft]

L_{sv} : Longitud de sarta de varillas [ft].

$$\begin{aligned}
 e_t[in] &= F_o[Lbf] * E_t \left[\frac{in}{Lbf * ft} \right] * L_{tbg}[ft] \\
 &= 991,3[Lbf] * (2,21 * 10^{-7}) \left[\frac{in}{Lbf * ft} \right] * 4630[ft] = 1,01[in]
 \end{aligned}$$

(33)

e_t : Estiramiento del tubing [in], **ecuación 33**.

F_o : Fuerza que ejerce el fluido sobre la bomba [Lbf]

E_t : Constante elástica del tubing [in/Lb*ft]

L_{tbg} : Longitud del tubing[ft].

$$e_o[in] = 1,36 * 10^{-6} * L_{sv}^2[ft^2] * \delta = 1,36 * 10^{-6} * 21579090,8[ft^2] * 0,34 = 10[in]$$

(34)

e_o : Sobrerecorrido del pistón [in], **ecuación 34**.

L_{sv} : Longitud de la sarta de varillas [ft].

δ : Factor de aceleración de Mills.

$$CNP = C - (e_r - e_t) + e_o = 100[in] - (2,27[in] - 1,01[in]) + 10[in] = 106,74[in]$$

(35)

CNP : Carrera neta del pistón [in], **ecuación 35**.

C : Carrera medida en superficie [in]

er: Estiramiento de las varillas [in]

et: Estiramiento del tubing [in]

eo: Sobrerecorrido del pistón [in]

Se hizo el comparativo de estos datos calculados con los resultados del programa QRod 3.0 de la empresa Echometer Company, el cual, tiene licencia para uso libre (GNU). En la **Tabla 14** se presenta la comparación de los datos calculados según el protocolo anterior a la introducción de software y el resultado obtenido con el programa QRod 3.0.

Tabla 14.

Comparativo de parámetros calculados y los generados por el software Qrod 3.0

Parámetro	Excel	Qrod 3.0	
Φ Pistón [in]	1,5	1,5	1,5
Sarta de Varillas	D76	D76	D65
Fo [lb]	991,3	1696,4	1,696,4
Carga Máxima [lb]	15772,7	14082,6	11579,7
Carga Mínima [lb]	5857,0	3062,5	2292,1
Sobrecarrera [in]	10,0	11,58	12,37
Carrera del pistón [in]	106,7	103,5	101,89

La selección de la bomba se hará a partir de los datos suministrados por este software de la mejor opción, generada a partir del cambio de la sarta de varillas y del diámetro del pistón, del cual se adjunta el reporte en el **Apéndice E**. En la **Tabla 15** se relacionaron de los parámetros de la bomba elegida.

Tabla 15.
Parámetros bomba seleccionada

Parámetro	Valor
Tipo de Balancín	CWConv
Carrera del Balancín [in]	100
Velocidad de bombeo [SPM]	16,04
Φ Pistón [in]	1,5
Sarta de Varillas	D65
Fo [lb]	1,696,4
Carga Máxima [lb]	11579,7
Carga Mínima [lb]	2292,1
Sobrecarrera [in]	12,37
Carrera del pistón [in]	101,89
Torque Máximo [in/lb]	279
Eficiencia de la Bomba [%]	70
Carga de las Varillas en Superficie [%]	82,8
Capacidad Mín. Potencia Motor [HP]	45,46
Potencia en Barra Pulida [HP]	12,58
Carga en Válvula Viajera [lb]	7,202
Carga en Válvula Fija [lb]	5,506

4 Análisis Económico

Este capítulo se enfoca en el análisis de la posible rentabilidad que pueda tener el proyecto a largo plazo, teniendo en cuenta el tiempo de vida promedio que tienen este tipo de pozos, debido a que no se tienen curvas de declinación ni datos de producción que permitan calcular la producción por ser un proyecto nuevo. Se hizo un balance de los costos que acarrearán la instalación de los dos sistemas de levantamiento artificial para proceder a la selección de la mejor opción para el caso estudio.

Debido a estas decisiones, el análisis financiero se enfoca en buscar una producción acorde con la que se registra en este tipo de pozos en cuencas que poseen similitud con la estudiada, esto con el fin de asegurar la viabilidad financiera de la explotación de dicho recurso, buscando analizar

un volumen crítico de producción (depende de las características geológicas de la cuenca) y lograr que los costos logísticos sean los más bajos posibles.

4.1 Flujo de caja

Son los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo en un periodo determinado. Este es un indicador de la liquidez de una empresa. Para el caso estudio, el flujo de caja es la herramienta que permitió analizar la viabilidad del proyecto de inversión. La **ecuación 36** permite obtener el flujo de caja.

$$FLUJO DE CAJA = INGRESOS[US\$] - EGRESOS[US\$] - IMPUESTOS[US\$]$$

(36)

4.1.1 Ingresos. En el caso estudio, por ser un proyecto que hasta ahora se inicia y del cual no se tienen curvas de declinación de los fluidos del pozo, para hacer la evaluación de los ingresos se procedió a hacer el balance de masa del gas que se encuentra en el área de drenaje del pozo. Posteriormente, se calculó el factor de recobro, teniendo en cuenta este volumen de gas y su poder calorífico se estimó los ingresos que se pueden obtener, este valor se dividió entre los 20 años que son el tiempo de vida promedio de los pozos CBM, y con este valor se efectúa el análisis para encontrar los ingresos del flujo de caja.

El balance de masa gas que se aplica en los yacimientos CBM está dado por la **ecuación 37** (Seidle, 2011).

$$G_p = G_i - 1,3597(10)^{-3} Ah \rho_B V_{Ldaf} (1 - a - w) \frac{P}{P - P_l} - 0,04356 Ah \Phi (1 - S_w) \frac{1}{B_g}$$

Gas Producido
Gas Inicial
Gas Desadorbido
Gas Libre en Cleats

(37)

G_p : Gas producido [mmscf]

G_i : Gas inicial in place [mmscf]

A: Área de drenaje, [acres]

h: Espesor del manto, [ft]

ρ_B : Densidad promedio masa de carbón, [g/cm³]

V_{Ldaf} : Constante de Volumen Seco Langmuir sin cenizas, [scf/ton]

a: Fracción promedio de ceniza, [decimal]

w: Promedio de humedad en equilibrio, [decimal]

P: Presión actual del yacimiento [Psia]

P_l: Constante de Presión de Langmuir, [Psia]

Φ : Porosidad, [decimal]

S_w : Saturación actual de agua promedio, [decimal]

B_g : Factor de formación volumétrico de gas, [ft³/scf]

Debido a que el caso estudio se encuentra en la primera fase de vida del pozo, se debe calcular la cantidad de gas libre que se encuentra dentro de los cleats, este volumen se debe tuvo en cuenta en la selección del sistema de levantamiento y sus posteriores diseños, este volumen se obtiene del balance de masa para el gas, **ecuación 38** (Seidle, 2011) para la cual se usó las características relacionadas en la **Tabla 16**.

Tabla 16.

Información para el cálculo del gas desadorbido

Propiedad	Valor	Unidades
A	68,87	acres
h	34,6	ft
ρ_B	1,39	g/cm ³
V_{Ldaf}	360	Scf/Ton
a	0,0694	Decimal
w	0,1194	Decimal
P	1269,8	Psia
P_1	717,9	Psia

(García, Mier, Arias, Cortes, Moreno, & Salazar, 2007), (Consortio EG Carbón-Metano, 2016), (Vargas, 2012), (Rodríguez, 2014), (Sepúlveda, 2014)

$$G_{lc} = 0,04356Ah\Phi(1 - S_w) \frac{1}{B_g}$$

(38)

G_{lc} : Gas libre en los cleats, [mmscf]

A: Área de drenaje, [acres]

h: Espesor del manto, [ft]

Φ : Porosidad, [decimal]

S_w : Saturación de agua promedio, [decimal]

B_g : Factor volumétrico de gas, [ft³/scf]

$$G_{lc} = 0,04356(69,87 \text{ acres})(34,6 \text{ ft})(0,163)(1 - 0,54) \frac{1}{(0,01165 \frac{\text{ft}^3}{\text{scf}})}$$

$$G_{lc} = 1237,69 \text{ [mmscf]}$$

$$G_D = 1,3597(10)^{-3} Ah\rho_B V_{Ldaf} (1 - a - w) \frac{P}{P - P_l}$$

(39)

G_D : Gas Desadsorbido [mmscf], **ecuación 39**.

A: Área de drenaje, [acres]

h: Espesor del manto, [ft]

ρ_B : Densidad promedio masa de carbón, [g/cm³]

V_{Ldaf} : Volumen Gas Adsorbido, [scf/ton]

a: Fracción promedio de ceniza, [decimal]

w: Promedio de humedad en equilibrio, [decimal]

P: Presión del yacimiento [Psia]

P_l : Constante de Presión de Langmuir, [Psia]

$$G_D = 1,3597(10)^{-3} (68,87 \text{ [acres]})(34,6 \text{ [ft]})(1,39 \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right])(360 \left[\frac{\text{Scf}}{\text{Ton}} \right]) \{1 - 0,0694 - 0,1194\} \frac{1269,8 \text{ [Psia]}}{(1269,8 \text{ [Psia]} - (717,9 \text{ [Psia]})}$$

$$G_D = 1,07 * 10^5 [MMScf]$$

$$G_i = G_{lc} + G_D$$

(40)

G_i : Gas inicial in place [mmscf], **ecuación 40**.

G_{lc} : Gas libre en los cleats, [mmscf]

G_D : Gas Desadsorbido [mmscf]

$$G_i = 1237,69 [mmscf] + 1,07 * 10^5 [MMScf]$$

$$G_i = 1237,69 [mmscf] + 1,07 * 10^5 [MMScf]$$

$$G_i = 1,07 * 10^5 [MMScf]$$

Donde se puede observar que la cantidad de gas libre en los cleats es mínima en comparación al gas que se encuentra adsorbido en la matriz del carbón.

$$\frac{G_{lc}}{G_d} = \frac{1237,69 [mmscf]}{1,07 * 10^5 [MMScf]} = 0,22\%$$

Para tener un valor aproximado de la cantidad de metano que se puede recuperar del pozo, es necesario hacer un análisis del factor de recobro, **ecuación 41**, el cual se calcula a partir de la propiedades del yacimiento, constantes de la isoterma de Langmuir y del exponente de recobro, el cual, para mantos de carbón se encuentra dentro del rango de 0,5 a 0,85. Como no se tiene información sobre este rango para el caso estudio, se analizará para el peor escenario ($a=0,5$) y el mejor escenario ($a=0,85$) (Ahmed, 2005), los datos se presentan en la **Tabla 17**.

$$FR = 1 - \left[\left(\frac{V_m}{G_c} \right) \left(\frac{bP}{1 + bP} \right) \right]^a$$

(41)

RF: Factor de recobro [%]

V_m y b : Constantes de Langmuir

V : Gas contenido a la presión analizada [Scf/Ton]

G_c : Contenido de Gas a la presión crítica de desorción [Scf/Ton]

P : Presión del Reservorio [Psi]

a : Exponente de recobro.

El factor de recobro de un pozo CBM se limita a la presión en la que el pozo inicia una producción muy alta de CO₂, porque su tratamiento comienza a ser económicamente inviable. En las operaciones de producción de yacimientos CBM, normalmente este punto se alcanza cuando la presión del yacimiento se encuentra entre los 200 - 100 psi.

Teniendo en cuenta que la cuenca que se estudió posee un yacimiento de mantos de carbón catalogado como profundo (A profundidades mayores a 3000 ft), la producción diaria má alta registrada para este tipo de yacimientos se encuentra entre 5 – 6 MMscf/día para pozos horizontales, para pozos verticales, como el caso estudio, la producción máxima por día se encuentra en el rango de 1-2 MMscf/día (Mavor, Pratt & De Bruyn, 1999; Thalur, 2017).

Tabla 17.

Cálculo del factor de recobro para dos escenarios

a _d = 0,5		a _r = 0,85	
Escenario Desfavorable		Escenario favorable	
P [Psi]	RF [%]	P [Psi]	RF [%]
700	0,44	700	0,75
650	1,77	650	3,00
600	3,26	600	5,48
550	4,93	550	8,24
500	6,83	500	11,34
450	9,00	450	14,82
400	11,52	400	18,78
350	14,46	350	23,32
300	17,97	300	28,59
250	22,22	250	34,77
200	27,52	200	42,14
150	34,36	150	51,11
100	43,71	100	62,35
50	57,97	50	77,09

Por lo cual, podemos afirmar que el método presentado anteriormente es aplicable al análisis económico de un pozo horizontal. Para generar el análisis del pozo del caso estudio se decidió continuar con el factor de recobro a una presión de 500 psi debido a que es el factor de recobro que más se aproximó a la producción promedio para un pozo vertical CBM, el gas que se producirá en los 20 años de vida del pozo Se muestra en la **Tabla 18**.

Tabla 18.
Perspectiva del gas metano producido en 20 años para el caso estudio

Escenario Desfavorable		Escenario Favorable	
FR %	Gas Producido [MMscf]	FR %	Gas Producido [MMscf]
6,83	7,31E+03	11,34	1,21E+04

*Análisis realizado a 150 psi

** $G_i = 10,7E+05$

Al dividir el gas producido en los 20 años de vida del pozo se obtuvo, **ecuación 42**:

$$Gas\ a\ producir_{por\ año} = \frac{Gas\ producido\ en\ el\ tiempo\ de\ vida\ del\ pozo}{\# de\ años\ en\ producción} \quad (42)$$

Para el escenario menos favorable:

$$Gas\ a\ producir_{por\ año} = \frac{7,31 * 10^3 [MMscf]}{20 [años]} = 3,66 * 10^2 \left[\frac{MMscf}{año} \right]$$

$$Gas\ a\ producir_{por\ día} = \frac{3,66 * 10^2 [MMscf]}{365 [días]} = 1,003 \left[\frac{MMscf}{día} \right]$$

Para el escenario favorable:

$$Gas\ a\ producir_{por\ año} = \frac{1,21 * 10^4 [MMscf]}{20 [años]} = 6,05 * 10^2 \left[\frac{MMscf}{año} \right]$$

$$Gas\ a\ producir_{por\ día} = \frac{6,05 * 10^2 [MMscf]}{365 [días]} = 1,66 \left[\frac{MMscf}{día} \right]$$

El precio del metano en el mercado internacional se cotiza basado en la calidad Henry Hub Louisiana, el promedio desde enero del 2015 al 20 de septiembre del 2017 es de 2,688 US\$/MMBTU (EIA, 20-09-2017), se decidió que las entradas por año de producción del pozo en el caso estudio son de:

Para el escenario menos favorable:

$$\frac{3,66 * 10^2 [MMSCF]}{1 [\text{año}]} * \frac{1028 [MMBTU]}{1 * [MMSCF]} * \frac{2,68 [US\$]}{1 [MMBTU]} = 1.008.345 \left[\frac{US\$}{\text{año}} \right]$$

Para el escenario favorable:

$$\frac{6,05 * 10^2 [MMSCF]}{1 [\text{año}]} * \frac{1028 [MMBTU]}{1 * [MMSCF]} * \frac{2,68 [US\$]}{1 [MMBTU]} = 1.666.799 \left[\frac{US\$}{\text{año}} \right]$$

4.1.2 Egresos. Son las salidas de dinero de la empresa necesarias para la continuidad de la labor productiva de la organización. Estos incluyen las inversiones y los costos.

4.1.2.1 Inversión inicial. Es el flujo de caja inicial que se considera necesario para poner en marcha un proyecto, el cual, se espera que sea un desembolso capitalizable y recuperable en términos económicos o en términos investigativos, **ecuación 43**. Para este tipo de proyectos esta inversión está asociada a la operación, equipo, movilización, herramientas, materiales y personal que intervienen en el desarrollo inicial del proyecto y se describe por:

$$Inversión\ Inicial\ [US\$] = AEW O[US\$] + Mov[US\$] + HE[US\$] + CO[US\$]$$

(43)

AEWO: Alquiler del equipo de Work Over [US\$]

Mov: Movilización [US\$]

HE: Herramientas Especiales [US\$]

CO: Costos de Operación [US\$]

En el caso estudiado los valores a incluir dentro de la inversión inicial por la perforación del pozo entregado por la empresa operadora son:

$$\text{Inversión Inicial [US\$]} = 3.207.821 \text{ [US\$]}$$

4.1.2.2 Costos. El costo es el gasto económico que representa la extracción o producción del objeto a comercializar o la prestación de un servicio. Para el caso de la extracción de gas, los costos asociados son:

- Costos de Operación: Costo de inversión del SLA, costo de instalación, costo de energía por año.
- Costos de mantenimiento del equipo: costos de intervención por mantenimiento **Tabla 19**, Costo de inactividad por año, **Tabla 20**.

Tabla 19

Costos de intervención por mantenimiento

Parámetro	BM	ESP
Costo de intervención [US\$]	10.000,00	10.000,00
Costos de reparación de la bomba [US\$]	17.913,00	14.840,00
Costos de otros servicios al pozo [US\$]	414,00	1.614,00
Total [US\$]	28.327,00	26.454,00

Adaptado de: Drummond Ltd Colombia & Weatherford Colombia Ltd, 2013

Tabla 20.

Costos de inactividad por año

Parámetro	BM	ESP
Fallos por año	1,46	12,17
Costos de intervención por mantenimiento [US\$]	28.327,00	26.454,00
Total [US\$]	41.357,42	321.945,18

Adaptado de: Drummond Ltd Colombia & Weatherford Colombia Ltd, 2013

La cantidad de fallas por año de los equipos depende de las características del yacimiento que se está desarrollando, los datos anteriormente relacionados, se extraen de la práctica en los campos Pribbenow y en El descanso (Las dos localizadas en el departamento del Cesar en Colombia).

Teniendo en cuenta los valores totales de la cantidad de fallas por año y el valor de los mantenimientos respectivos, se llegó a la conclusión que aunque la metodología TOPSIS presentó como primera opción operacional al sistema Electrosumergible, el análisis de costos por mantenimiento de los dos sistemas comparados sugiere que se seleccione finalmente el SLA por bombeo mecánico. Se decidió descartar el bombeo electrosumergible se debido a los altos costos de inactividad, el cual presenta un promedio de 12,17 fallas por año, lo que genera un alto incremento en este tipo de egresos (Drummond Ltd Colombia & Weatherford Colombia Ltd, 2013).

Finalmente, se muestra la relación total de costos por año para cada uno de las dos opciones de SLA, **Tabla 21**. El cálculo del flujo de caja solo se realizó con el SLA por bombeo mecánico por las razones anteriormente expuestas.

Tabla 21.

Egresos. Operación y mantenimiento para bombeo mecánico y bombeo con electrosumergible

Parámetro	BM	ESP
Costo inicial de inversión SLA [US\$]	187.806	71.050
Costos de instalación [US\$]	6.214	9.114
Costo por año energía [US\$]	24.780	25.696
Costo operación por año [US\$]	39.600	46.800
Costos de intervención por mantenimiento por año [US\$]	41.357	321.945
Total [US\$]	299.757	474.605

(Drummond Ltd Colombia & Weatherford Colombia Ltd, 2013)

4.1.2.3 Impuestos. Son obligaciones regidas por el derecho público. Los impuestos son cargas obligatorias que las empresas deben pagar para financiar el estado. En esta industria se debe contribuir por:

- **Regalías:** Son el derecho que tiene el Estado sobre el producto resultante de la explotación de los recursos nacionales y se paga al estado en función de la actividad financiera en un año. Al convertir la cantidad de gas extraída por año a barriles de petróleo equivalentes (1 barril de petróleo equivalente= 5700 Pies cúbicos de gas), se estableció un porcentaje de regalías del 25% (Ley 76, 2002).

Para el escenario menos favorable se obtuvo:

$$\frac{3,66 * 10^2 [MMscf]}{[Año]} * \frac{1 * 10^6 [scf]}{[MMscf]} * \frac{1 [bbl_{eqoil}]}{570 [scf]} = 6,42 * 10^4 \left[\frac{bbl_{eqoil}}{Año} \right]$$

$$6,42 * 10^4 \left[\frac{bbl_{eqoil}}{Año} \right] * 0,25 [\% regalías] = 1,61 * 10^4 \left[\frac{bbl_{eqoil}}{Año} \right]$$

Se calculó el valor en dólares de este porcentaje de regalías:

$$1,61 * 10^4 \left[\frac{bbl_{eqoil}}{Año} \right] * \frac{5700 [scf]}{[bbl_{eqoil}]} * \frac{1 [MMscf]}{1 * 10^6 [scf]} = 91,5 \left[\frac{MMscf}{Año} \right]$$

$$91,5 \left[\frac{MMscf}{Año} \right] * \frac{1028 [MMBTU]}{[MMscf]} * \frac{2,68 [US\$]}{[MMBTU]} = 252.086,16 \left[\frac{US\$}{Año} \right]$$

Para el escenario favorable se obtuvo:

$$\frac{6,05 * 10^2 [MMscf]}{[Año]} * \frac{1 * 10^6 [scf]}{[MMscf]} * \frac{1 [bbl_{eqoil}]}{570 [scf]} = 1,06 * 10^5 \left[\frac{bbl_{eqoil}}{Año} \right]$$

$$1,06 * 10^5 \left[\frac{bbl_{eqoil}}{Año} \right] * 0,25 [\% regalías] = 2,65 * 10^4 \left[\frac{bbl_{eqoil}}{Año} \right]$$

Se calculó el valor en dólares de este porcentaje de regalías:

$$2,65 * 10^4 \left[\frac{bbl_{eqoil}}{Año} \right] * \frac{5700 [scf]}{[bbl_{eqoil}]} * \frac{1 [MMscf]}{1 * 10^6 [scf]} = 1,51 * 10^2 \left[\frac{MMscf}{Año} \right]$$

$$1,51 * 10^2 \left[\frac{MMscf}{Año} \right] * \frac{1028 [MMBTU]}{[MMscf]} * \frac{2,68 [US\$]}{[MMBTU]} = 416.699,8 \left[\frac{US\$}{Año} \right]$$

Estos valores en dólares por año se usaron para calcular el flujo de caja, **Tabla 22**, en el cual, solo se realizó para el valor de los egresos del SLA por bombeo mecánico.

Tabla 22.

Flujo de caja por año previsto para el proyecto. Caso estudio.

Parámetro	Escenario desfavorable	Escenario favorable
Ingresos [US\$/año]	1.008.345	1.666.799
Egresos [US\$/año]	299.757	299.757
Impuestos [US\$/año]	252.086	416.700
Total del flujo de caja [US\$/año]	456.502	950342

4.2 Valor presente neto, VPN

El valor presente neto, ofrece información del monto de dinero, en el valor presente, que rinde un negocio después de recuperar la inversión. Este indicador está relacionado a una tasa de descuento determinada. (Moiix, R. & Pacific Rubiales Energy, 2014)

$$VPN_{15} = -Inversión + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + td)^t}$$

VPN_{td} : Valor presente neto

td : Tasa de interés de oportunidad [decimal]

FC_t : Flujo de caja del año corriente

t : año corriente

Para interpretar este índice financiero se debe tener en cuenta:

- $VPN > 0$, indica que las inversiones del proyecto rentan a una tasa superior a la tasa de interés de oportunidad, por lo tanto, el proyecto es viable y se recomienda realizarse.
- $VPN < 0$, muestra que el valor presente de los egresos es superior al de los ingresos, esto quiere decir que la inversión rentan a una tasa inferior a la tasa de interés de oportunidad. El proyecto no debe realizarse.
- $VPN = 0$, los dineros invertidos en el proyecto rentan exactamente la tasa de interés de oportunidad, esto quiere decir que no se obtienen beneficios del proyecto y es indiferente si se realiza o no.

En la **Tabla 23** se presenta el VPN evaluado a 1, 5, 10 y 20 años para los dos escenarios (FR= 6,83% y FR=11,34%).

Tabla 23
VPN evaluado en diferentes escenarios

VPN	Escenario	Escenario desfavorable.	Escenario favorable.
VPN 20 años [US\$]		678.638	6.831.069
VPN 10 años [US\$]		-402.814	4.037.633
VPN 5 años [US\$]		-1.477.319	1.262.139

VPN 1 años [US\$]	-2.792.819	-2.135.854
td=10%		

El escenario favorable señala que el proyecto inicia sus ganancias en el cuarto año; el escenario desfavorable indica que sus ganancias iniciarían en el treceavo año.

5 Recomendaciones

Para obtener mejores resultados en la aplicación de la metodología TOPSIS, se recomienda incluir dentro de los parámetros de evaluación de cada uno de los SLA tener un análisis de los tiempos de vida (Run Life) de cada bomba en las condiciones generadas por este tipo de yacimientos y así tener dentro de la metodología un estimativo económico.

Es importante obtener el balance de masa de agua que se debe extraer de este tipo de yacimientos para hacer una evaluación del tiempo en el que se estima iniciaría la disminución de la producción de agua y la etapa de producción de gas, y tener un valor estimado para el diseño de los equipos que se van a implementar en el tratamiento del agua de producción en superficie y su posterior disposición.

El análisis petrofísico de las muestras de los diferentes carbones colombianos es base fundamental para el cálculo de las reservas de gas y la cantidad de agua que se debe extraer del yacimiento para obtener una producción efectiva, por lo cual se recomienda hacer dichos análisis.

Se recomienda hacer un comparativo entre los diferentes modelos matemáticos que permiten correlacionar la permeabilidad de los mantos de carbón, con el fin de señalar las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos hasta ahora propuestos.

Crear un software para la selección del SLA basado en la metodología TOPSIS, es apropiado para los pozos asociados a los yacimientos CBM, sería una herramienta de gran utilidad para el desarrollo de este tipo de campos en el país.

Se aconseja hacer un estudio amplio en el que se lleven a cabo las pruebas necesarias para la obtención de las isothermas de desorción de gases para los mantos de carbón colombianos, (teniendo en cuenta que la porosidad efectiva cambia con la profundidad a la que se encuentra el manto) a la temperatura a la que se encuentra el manto, ya que el proceso de desorción del metano y los demás gases asociados se llevará a cabo a la temperatura de estos yacimientos.

Se recomienda hacer un estudio en el que se compare la cantidad de producción de finos de carbón al inicio de la vida de un pozo de gas CBM sin realizar fracturamiento hidráulico y comparar la cantidad de finos de carbón que esta actividad genera y realizar un análisis de los tiempos de falla de las bombas utilizadas para el levantamiento de líquidos asociados a este tipo de yacimientos. Se persuade a realizar el fracturamiento hidráulico en el momento en el que el yacimiento se encuentra cercano a la presión de desorción del metano.

6 Conclusiones

Es de suma importancia obtener los datos más representativos del yacimiento, propiedades de los fluidos y descripción del estado mecánico de los pozos, para generar un buen análisis del plan de operación a seguir durante la vida productiva de un pozo CBM.

La metodología TOPSIS aplicada a los casos a estudiar, permite evaluar de forma acertada la interacción de los SLA con las características que presentan los pozos CBM a evaluar, en especial, permite hacer una diagnóstico según el tiempo de vida del pozo. La producción de finos, el incremento en la producción del gas y la disminución de la producción de agua, son elementos de suma importancia al momento de seleccionar un SLA apropiado para este tipo de pozos.

Al tener porcentajes de selección muy cercanos en la evaluación con la metodología TOPSIS es recomendable evaluar económicamente los sistemas de levantamiento artificial que mostraron calificaciones similares, ya que los resultados concluyentes son los obtenidos en el análisis económico, el cual, analiza los fallos de los SLA y los costos asociados a su operación. En el caso estudio se evidenció que en la evaluación técnica el SLA con mayor calificación fue bombeo electrosumergible y en segundo lugar lo ocupó el bombeo mecánico, pero al hacer la evaluación de económica se optó por elegir el bombeo mecánico ya que los costos demuestran tener un manejo más viable y el tiempo de vida del bombeo electrosumergible, en el caso estudio, es muy corto.

Las isotermas de adsorción de los gases presentes en el yacimiento, es fundamental para la evaluación del OGIP que se puede producir. Por ello, se hace necesario un estudio particular de cada uno de los mantos de carbón que se desean desarrollar, ya que estas isotermas permiten

conocer la presión a la cual se debe abandonar el proyecto por ser inviable debido al incremento en la producción de CO₂ y mínima producción de metano.

Por ser un proyecto en la fase inicial de desarrollo no se tienen documentación de la producción de gas que se pueda generar, por ello, se decidió trabajar con un valor promedio de producción característico de los yacimientos CBM profundos. Se evidenció que en el escenario menos favorable el proyecto inicia su rendimiento a los 13 años de producción, y el escenario favorable, el rendimiento se observa al finalizar el cuarto año de producción.

Referencias Bibliográficas

- Ahmed, T. &. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. (Elsevier, Ed.) Massachusetts: Gulf Professional Publishing.
- Alexandri, R. (2010). *El Gas Asociado a los Yacimientos de Carbón Mineral GAC*. Pachuca de Soto, Hidalgo, México: Academia de Ingeniería de México.
- Al-jubori, A., & all, e. (2009). Metano en capas de carbón: Energía limpia para el mundo. *Olfield Review. Schlumberger.*, p. 6.
- ANH & UIS. (2007). *Informe Prospectividad de la Cuenca Cesar Ranchería*. Recuperado de: Informe UIS-ANH.
- API, A. P. (2006). *API Specification 5CT. Petroleum and Natural Gas Industries Steel Pipes for Uses as Casing or Tubing for Wells*. Washington D.C. USA: American Petroleum Institute.
- ASTM, D.-0. (2002). *Standar Test Method for Volatile Matter in the Analysis Sample of Coal and Coke*. Pensilvania, USA: ASTM, American Society for Testing and Materials.
- ASTM, D.-0. (2003). *Standar Test Method for Moisture on the Analysis Sample of Coal and Coke*. Pensilvania, USA: ASTM, American Society for Testing and Materials.
- ASTM, D.-1. (2017). *Standar Calsification of Coals Rank*. Pensilvania, USA: ASTM American Society for Testing and Materials.

- ASTMD2798_11a. (2011). *Standard Test Method for Microscopical Determination of the Vitrinite Reflectance of Coal*. Pensilvania, USA: ASTM.
- ASTMD3172. (2013). *Standar Practice for Proximate Analysis of Coal and Coke*. Pensilvania, USA: ASTM, American Society for Testing and Materials.
- ASTMD3174_12. (2012). *Standar Test Method for ASH in the Analysis SAmple of Coal and Coke from Coal*. Pensilvania, USA: ASTM, American Society for Testing and Materials.
- ASTMD4239_17. (2017). *Standar Test Method for Sulfur in the Analysis Sample of Coal and Coke Using High Temperature Tube Furnace Combustion*. Pensilvania, USA: ASTM .
- ASTMD7569_10. (2017). *Standar Practice for Determination of Gas Content of Coal_ Direct Desorption Method*. Pensilvania, USA: ASTM, American Society for Testing and Materials.
- Bai, T., Chen, Z., Aminossadati, S., Danesh, N., Pan, Z., & Liu, J. &. (2016). Impact of flow regimes on coal fines generation during coal ceam gas production process. *American Rock Mechanics Association, ARMA.*, pp. 2-4.
- Bassett, L. &. (2006). Guidelines to successful dewatering of CBM wells. *SPE Society of Petroleum Engineers.Iinternational*(SPE 104290).
- Bassett, L. &. (2010). Case History Using ESP's to De-water Horizontal Wells. *Society of Petroleum Engineers.Iinternational*(SPE 133464)
- Bassett, L. (2009). Successful Strategies for Dewatering Well Using ESP's. *SPE International*(SPE_125419), pp: 1-5.

- Bates, R., Cosad, C., Fielder, L., Hudson, S., & Romero, G. &. (2004). Examinando los Pozos Productores: Supervisión de los Sistemas ESP. *Oilfield Review*, pp. 1-12.
- Beauregard, E. F. (1982). Introduction to Plunger Lift: Application, Advantages and Limitations. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 10882), pp. 1-7.
- Bondurant, A. V. (2007). Getting the Last Gasp: Desliquification of Challenging Gas Wells. *International Petroleum Technology Conference*(IPTC 11651),pp. 1-10.
- Bratu, C. (2005). Progressing Cavity Pump Behaviour in Multiphase Conditions. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 95272), pp. 1-11.
- Brown, K. B. (1980). *The technology of Artificial Lift Methods* (Vol. 2b y 4). Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books.
- Chava, G. K. (2008). *Analyzing Pressure and Temperature Data from Smart Plungers to Optimize Lift Cycles*. Texas, USA: Texas A&M University.
- China University of Petroleum. (2012). New Inflow Performance Relationship for Coalbed Methane Wells. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 152163), p. 11.
- Clegg, J. D., & Bucaram, S. M. (1993). Recommendations and Comparison for Selecting Artificial-Lift Methods. *Society of Petroleum Engineers. Distinguished Author Series*.(SPE 24834), pp. 1-11.
- Consortio EG Carbón-Metano. (2016). *Estrategias para el Aprovechamiento del Gas Metano Asociado a los Mantos de Carbón en Explotaciones Bajo Tierra*. Bogotá: Unidad de Planeamiento Minero Energético, UPME.

Corona, R., Tritila, J., & Benavides, M. (2006). Geología, estructura y composición de los principales yacimientos de carbón mineral en México: Revisión de algunas tipologías de depósitos minerales de Méico. *Boletín de la sociedad geológica mexicana: Volumen conmemorativo del centenario.*, LVII(4), pp. 141-160.

Departamento de química física avanzada. Universidad de Valencia. (s.f.). *Superficies sólidas: adsorción y catálisis heterogénea*. Recuperado el 11 de abril de 2017, de http://www.uv.es/tunon/pdf_doc/Superficies_Solidas_A.pdf

Economides, M., Hill, D., & Economides, C. (1994). *Petroleum Production Systems*. New Jersey, USA: Prentice Hall, Inc.

EIA, E. I. (20-09-2017). *Data Henry Hub Natural GAS Price*. https://www.eia.gov/dnav/ng/NG_PRI_FUT_S1_D.htm: EIA .

Fatahi, E., Jalalifar, H., & Pourafshari, P. &. (2012). Selection of the Best Lift Method for one of the Iranian Oil Field Using Multiple Attribute Decision Making Methods. *International Journal of Engineering and Technology*, 2(2), pp. 1-7.

García, M., Mier, R., Arias, A., Cortes, Y., Moreno, M., & Salazar, O. &. (2007). *Prospectividad de la Cuenca Cesar Ranchería*. Bucaramanga, Colombia: ANH-UIS.

Gray, I. (1987). Reservoir engineering in coals seams: The physical process of gas storage and movement in coal seams. Parte I. *Petroleum engineering society*, pp. 28-34.

Gray, I. (2010). Variations in permeability of coals. The importance of stress path. *Society of Petroleum Engineers*.(SPE 132814), pp. 5-12.

- Harpalani, S. &. (1989). Flow methane in deep coals seams. *Rock at great depth, mury & founaintraux*. (ELSEVIER, Ed.) *International Journal of Coal Geology*.
- Hearn, W. (2010). Gas Well Deliquification. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 138672), pp. 1-13.
- Hirschfeld, M. (2009). Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. *Oilproduction.net*, p. 9.
- Hollub, V. &. (1992). *A guide to coalbed methane operations*. Birmingham, Alabama , USA: Gas Research Institute.
- Jhonson, K. J., & Coats, A. &. (1992). Gas Lift Technology Applied to Dewatering of Coalbed Methane Wells in the Black Warrior Basing. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 030982), pp.1-7.
- Krawiec, M. B., Finn, C. M., & Cockbill, J. R. (2008). Dewatering Coalbed Methane Wells Using ESPCP's. *Petroleum Society Journals. PETSOC. Canadian International Petroleum Conference*(PETSOC-2008-201-EA), pp. 1-3.
- LaReau, B., Pope, J., Buttry, D., Lamarre, R., Noecker, B., & MacDonald, S. &. (2007). Video microscoy of methane gas production from CBM coals. (S. o. Engineers, Ed.) *OnePetro*, pp. 1-3.
- Laubach, S. E., Marrett, R. A., & Olson, J. E. (1998). Characteristics and origins of coal cleat: A review. (ELSEVIER, Ed.) *International Journal of Coal Geology*., pp. 175-207.

- Lawrence, A. W. (1993). Coalbed methane produced: water treatment and disposal. In G. R. Institute (Ed.), *Quarterly Review of methane from coal seams technology.*, pp. 6-17. Eagle, ID, USA: PaleoPublications.
- Lea, J. F. (1999). Selection of Artificial Lift. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 52157), pp. 1-30.
- Lea, J., & Nickens, H. &. (2008). *Gas well Desliquification* ((Segunda Edición). ed.). Burlington,MA, USA.: Gulf Professional Publishing, ELSEVIER.
- Ley 76. (2002). *Ley 76 del 2002*. Bogotá, Colombia.
- Li, X., Shi, D. X., Hu, A., & Chen, D. &. (2012). *Transport mechanicsm of desorbed gas in coalbed methane reervoirs*. (Vol. 39). Online English edition of the chinese language journal.
- Mandal, D., & Tewari, D. &. (2004). Analysis of micro-fractures in coal for coal bed methane exploitation in Jharia coal field. *5th Conference & Expositition on Petroleum Geophysics*. (pp. 904-909). Hyderabad, India: ONGC(Oil and Natural Gas Corporation Limited).
- Martín, J. (1990). *Adsorción física de gases y vapores por carbones*. Alicante, España: Universidad de Alicante. Espagrafic.
- Matinez, E. & Escudey, M. (1998). *Evaluación y decisión multicriterio. Reflexiones y experiencias*. Santiago de Chile: Universidad de Santiago de Chile.
- McCulloch, C., Deul, M., & Jeran, P. (1974). *Cleat in bituminous coalbeds: Bureau of mines report of investigation*. Pittsburgh: Mining and safety research center.

- Meaney, K., & Paterson, L. (1996). Relative Permeability in Coal. *Society of Petroleum Engineers Inc.*(SPE 36986), pp. 231-233.
- Morales, W. &. (2007). Estudio de Algunos Elementos Traza en Carbones de la Cuenca Cesar-Ranchería, Colombia. *Boletín de Ciencias de la Tierra*(20), pp. 1-16.
- Muñoz, A. F. (2007). *Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos MAduros. Diseño de un Herramienta Software de Selección.* (U. I. Santander, Ed.) Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Oil Production. (2017). Memorias Curso Introducción a la Optimización del Sistema Bombeo Mecánico Basado en la Automatización. *Introducción a la Optimización del Sistema Bombeo Mecánico Basado en la Automatización.* Oil Production Campus Virtual.
- Oyewole, P. O. (2008). Artificial Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well with Some Liquid Production. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 115950), pp. 1-14.
- Palmer, I., & Moschovidis, J. &. (2008). Coal Failure and Consequences for Coalbed Methane Wells. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 96872), pp. 1-11.
- Pant, H. (2013). Best Pumping Practices to Optimize Dewatering in CBM Wells: Lessons Learned Developing Raniganj East Field, India. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 167096), pp. 1-11.
- Rodriguez, G. (2014). *análisis de la Microsismicidad Generada en un Yacimiento de Hidrocarburos por una Operación de Fracturamiento Hidráulico Mediante el Uso Integral de Técnicas de Sismica Pasiva.* Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.

- Rogers, R., Ramurthy, M., & Rodvelt, G. &. (2008). *Coalbed Methane: Principles and Practices*. Texas: Haliburton Company.
- Seidle, J. (2011). *Fundamentals of Coalbed Methane. Reservoir Engineering*. Tulsa, Oklahoma, USA: Penn Well Corporation.
- Sepúlveda, V. (2014). *Yacimientos de Gas Asociado a Mantos de Carbón (Coal Bed Methane) CBM*. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Bogotá, Colombia: ANH Colombia.
- Simpson, D., Lea, J., & Cox, J. (2003). Coal Bed Methane Production. *Society Petroleum Engineers Inc(SPE 80900)*, pp. 1-10.
- Stephenson, G. B. (2000). Gas Well Dewatering: A Coordinate Approach. *SPE Society of Petroleum Engineers(SPE 58984)*, pp. 1-7.
- Suarez, I., & Crelling, J. (2008). *Applied coal petrology: The role of petrology in coal utilization*. Elsevier.
- Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pump Manual: Design, Operation and Maintenance*. Burlington, MA, USA: Elsevier.
- TDA Supply and Service S.A. (2013). *Reporte Diario de Operaciones PCP*._Recuperado de: Informe TDA (Técnicos Diesel Asociados).
- Tianhang, B., Zhongwei, C., Saied, A., Zhejun, P., Jishan, L., & & Ling, L. (2015). Characterization of Coal Fines Generation: A Microscale Investigation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering.*, pp. 1-14.

- Tianhang, B., Zhongwei, C., Saied, M., Zhejum, P., & Jishan, L. L. (2015). Characterization of Coal Fines Generation: A Micro-Scale Investigation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, pp. 1-14.
- Vargas, C. (2012). Evaluating Total Yet-to-Find Hydrocarbón Volume in Colombia. (U. N. Bogotá), Ed.) *Earth Sciences Reserarch Joyrnal*, 16, pp. 95-109.
- Weatherford Colombia Ltd & Drummond Ltd Colombia. (2013). Successful Strategi Through Artificial Lift Systems to DEvelop Coalbed Methane Production in Colombia. *Society of Petroleum Engineers*(SPE 165047), p. 9.
- Zhou, J., Liang, G., Deng, T., & Zhou, S. &. (2017). Coalbed Methane Production System Simulation and Deliverability Forecasting. *International Journal of Chemical Engieering*, 2017(ID 8267529), p.13.

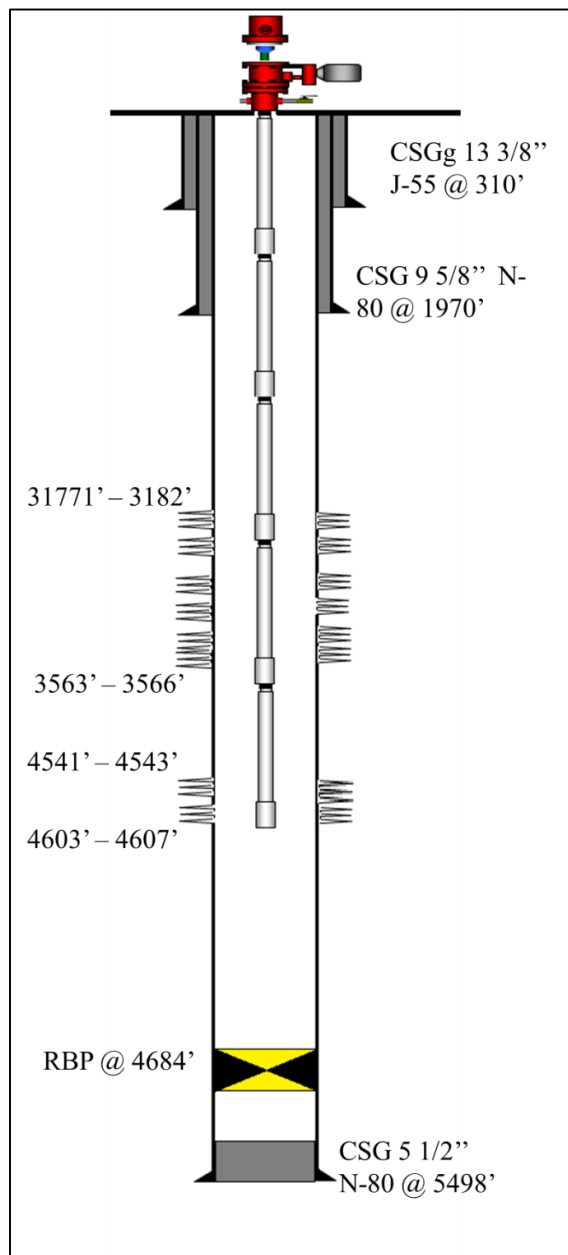
Apéndice A. Estado mecánico del pozo caso estudio

Figura 22. Estado Mecánico Inicial del Pozo.

Adaptado de: Reporte TDA Supply an Service S.A., 2013

A continuación se describe el estado mecánico del pozo Caso Estudio, **Tabla 24**, y la información de los perforados, **Tabla 25**.

Tabla 24.

Información estado mecánico del pozo caso estudio

Casing o tubing	Tamaño	Peso [#ft]	Grado	ID [In]	Profundidad [ft]
Casing	13 3/8	61	J 55	-	310,4
Casing	9 5/8"	36	N 80	-	1970
Casing	5 1/2"	17	N 80	-	5498,00
Tubing	2 7/8"	6.5	N80	2,441	-

Adaptado de: Reporte TDA Supply an Service S.A., 2013

Tabla 25.

Información perforados caso estudio

Desde [ft]	Hasta [ft]	Espesor [ft]
3177	3182	4,7
3224	3229	4,7
3397	3395	2,3
3464	3473	9,3
3549	3557	8,3
3563	3566	3
4541	4543	2
4603	4607,9	4,9

Adaptado de: Reporte TDA Supply an Service S.A., 2013

Apéndice B. Parámetros que influyen en la selección de un SLA para un pozo de gas asociado a un yacimiento de mantos de carbón.

Tabla 26.

Parámetros que influyen en la selección de un SLA para un pozo de gas asociado a un yacimiento de mantos de carbón.

Parámetro	ID	Unidad	Valor	Convenciones
Tasa de Producción de Líquidos	Q _L	Bbl	Numérico	Variable cuantitativa
Presión de Fondo Fluyendo	PWF	psia	Numérico	Variable cuantitativa
Temperatura	T	°F	Numérico	Variable cuantitativa
Relación Gas Líquido	GLR	SCF/Bbl	Numérico	Variable cuantitativa
Periodo de Vida del Pozo CBM	PVP	Selección	R1	Región 1. Declinación de la presión
			R2	Región 2. Transición
			R3	Región 3. Declinación de las reservas
Viscosidad Líquido Producido	μL	cP	Numérico	Variable cuantitativa
Presencia de Fluidos Corrosivos	Corrosivo	Selección	Si	Si hay presencia de fluidos corrosivos
			No	No hay presencia de fluidos corrosivos
			X	No hay información
			A	A: Alto (TDS > 35000 mg/l)
Solidos Disueltos Totales	TDS	Selección	MA	MA: Medio-Alto (20000 < TDS < 35000 mg/l)
			M	M: Medio (1000 < TDS < 20000 mg/l)
			B	B: Bajo (TDS < 1000 mg/l)
			X	X: No hay información
Contenido de Arena	Arena	ppm	Numérico	Variable cuantitativa
Profundidad del Pozo	Prof	ft	Numérico	Variable cuantitativa
Inclinación del pozo (con respecto a la vertical)	° inclin	°	Numérico	Variable cuantitativa
Diámetro Interno Casing	ID csg	in	Numérico	Variable cuantitativa
			Si	Si hay posibilidad de diseñar para flujo intermitente de fluidos.
Opera para flujo intermitente de fluidos	FIF	Selección	No	No hay posibilidad de diseñar para flujo intermitente de fluidos.

Continuación...

Parámetro	ID	Unidad	Valor	Convenciones
Tubería de producción	TP	Selección	S	Tubería única de producción
			M	Dos o más tuberías de producción
			X	No hay información
Tipo de Completamiento	TC	Selección	CE	Con empaque en fondo
			SE	Sin empaque en fondo
			X	No hay información
			C	Comprada
Energía Eléctrica	EE	Selección	G	Generada
			N	No se cuenta con energía eléctrica- NEE
			X	No hay información
			A	Amplio
Espacio	Espacio	Selección	M	Medio
			I	Insuficiente
			X	No hay información

Nota: Para cualquier valor numérico del cual no se tenga información, se debe colocar X

Apéndice C. Parámetros y criterios de evaluación para cada uno de los SLA

Tabla 27.

Matriz alternativas y criterios de evaluación para el bombeo mecánico

Parámetros a Evaluar	No aplica (0)	Deficiente (1)	Limitado (2)	Aceptable (3)	Bueno (4)	Excelente (5)
Tasa de Producción de agua	>10000	>4000	<1000	>500	>300	>50
Presión de Fondo Fluyendo	>4000	>500	>300	>200	>100; <50	>50
Temperatura	>600	>500	>300	>200	>100	>50
Relación Gas Líquido	>600	>500	>300	>200	>100	>50
Periodo de Vida del Pozo CBM	⊃	⊃	R3	R2	R1	⊃
Viscosidad Líquido producido	>7000	>5000	>3000	>1000	>500	>0,1
Presencia de Fluidos Corrosivos	⊃	⊃	Si	⊃	⊃	No
Solidos Disueltos Totales	⊃	⊃	Alto	Media- alto	Medio	Bajo
Contenido de Arena	>1000	>500	>200	>50	>10	>=0
Profundidad del Pozo	>10000	>7000	>5000	>3000	>2500	>0
Inclinación del pozo (con respecto a la vertical)	>45	⊃	>20	>10	>5	>=0
Diámetro Interno Casing	>=8,535	⊃	>=5,92	<3,92	>=4,67	>=3,92
Opera Flujo intermitente	⊃	⊃	⊃	No	Si	⊃
Tubería de Producción	⊃	Múltiple	⊃	⊃	⊃	Simple
Tipo de Completamiento	⊃	⊃	Con Empaque	⊃	⊃	Sin Empaque
Disposición de Energía Eléctrica	⊃	N	⊃	⊃	Generada	Comprada
Espacio	⊃	Insuficiente	⊃	Medio	⊃	Amplio

Tabla 28.

Matriz alternativas y criterios de evaluación para el bombeo Electrosumergible

Parámetros a Evaluar	No aplica (0)	Deficiente (1)	Limitado (2)	Aceptable (3)	Bueno (4)	Excelente (5)
Tasa de Producción de agua	<100	<200	<300	<1000	>10000	<10000
Presión de Fondo Fluyendo	∩	∩	∩	≥14	≥300	≥500
Temperatura	>450	>350	>325	>250	>150	>0
Relación Gas Líquido	>5000	>4000	>1500	>500	>50	≥0
Periodo de Vida del Pozo CBM	∩	∩	∩	R3	R2	R1
Viscosidad Líquido producido	>5000	>200	>100	>50	>10	>0,1
Presencia de Fluidos Corrosivos	∩	∩	Si	∩	∩	No
Sólidos Disueltos Totales	Alto	Media-alto	Medio	Bajo	∩	∩
Contenido de Arena	>500	>200	>100	>50	>20	≥0
Profundidad del Pozo	>15000	>12000	>10000	>7500	>5000	≥1
Inclinación del pozo (con respecto a la vertical)	>80	∩	>70	>40	>10	≥0
Diámetro Interno Casing	<3,92	≥3,92	∩	∩	≥4,67	≥5,92
Opera Flujo intermitente	∩	∩	∩	Si	∩	No
Tubería de Producción	∩	∩	∩	Múltiple	∩	Simple
Tipo de Completamiento	∩	∩	Con Empaque	∩	∩	Sin Empaque
Disposición de Energía Eléctrica	∩	N	∩	Generada	Comprada	∩
Espacio	∩	∩	∩	Insuficiente	Medio	Amplio

Tabla 29.

Matriz alternativas y criterios de evaluación para el bombeo Cavidades Progresivas

Parámetros a Evaluar	No aplica (0)	Deficiente (1)	Limitado (2)	Aceptable (3)	Bueno (4)	Excelente (5)
Tasa de Producción de agua	>5500	>4500	>3500	>2500	>1500	>100
Presión de Fondo Fluyendo	∩	∩	>=14	>100	>200	>1000
Temperatura	>350	>280	>250	∩	>150	>1
Relación Gas Líquido	>500	>300	∩	>150	>50	>=0
Periodo de Vida del Pozo CBM	∩	R3	R2	R1	∩	∩
Viscosidad Líquido producido	>6000	<100	<500	<1000	<5000	<=6000
Presencia de Fluidos Corrosivos	∩	Si	∩	∩	∩	No
Sólidos Disueltos Totales	Alto	Media-alto	Medio	Bajo	∩	∩
Contenido de Arena	>10000	>8000	>500	>200	>50	>=0
Profundidad del Pozo	>9800	>7500	>5000	>3000	>2500	>=1
Inclinación del pozo (con respecto a la vertical)	>11	∩	>9	∩	>4	>=0
Diámetro Interno Casing	>8,535	∩	>=6,625	<3,92	>=3,92	>=4,67
Opera Flujo intermitente	∩	Si	∩	No	∩	∩
Tubería de Producción	∩		Múltiple Con	∩	∩	Simple Sin
Tipo de Completamiento	∩	∩	Empaque	∩	∩	Empaque
Disposición de Energía Eléctrica	∩	N	∩	Generada	Comprada	∩
Espacio	∩	∩	∩	Insuficiente	Medio	Amplio

Tabla 30.

Matriz alternativas y criterios de evaluación para el bombeo hidráulico tipo jet

Parámetros a Evaluar	No aplica (0)	Deficiente (1)	Limitado (2)	Aceptable (3)	Bueno (4)	Excelente (5)
Tasa de Producción de agua	>75	<15	>=15	>30	>40	>50
Presión de Fondo Fluyendo	∩	∩	<=200	>200	>500	>1000
Temperatura	>600	>550	<50	>250	>150	>=50
Relación Gas Líquido	>500	>400	>300	>200	>100	>=0
Periodo de Vida del Pozo CBM	∩	R3	R2	∩	R1	∩
Viscosidad Líquido producido	>1000	>800	>500	>200	>10	>0
Presencia de Fluidos Corrosivos	∩	∩	Si	∩	∩	No
Solidos Disueltos Totales	∩	Alto	Media-alto	Medio	Bajo	∩
Contenido de Arena	>200	∩	>100	>12	>3	>=0
Profundidad del Pozo	<2000	>2000	>5000	[>7500] y [>17000]	>10000	>12000
Inclinación del pozo (con respecto a la vertical)	>90	∩	>20	∩	>10	>=0
Diámetro Interno Caising	>8,535	=8,535	>=5,92	>=4,67	>=3,92	<3,92
Opera Flujo intermitente	∩	Si	∩	∩	No	∩
Tubería de Producción	∩	Simple	∩	∩	∩	Múltiple
Tipo de Completamiento	∩	∩	Sin Empaque	∩	∩	Con Empaque
Disposición de Energía Eléctrica	∩	N	Generada	Comprada	∩	∩
Espacio	∩	∩	Insuficiente	∩	Medio	Amplio

Tabla 31.

Matriz alternativas y criterios de evaluación para plunger lift

Parámetros a Evaluar	No aplica (0)	Deficiente (1)	Limitado (2)	Aceptable (3)	Bueno (4)	Excelente (5)
Tasa de Producción de agua	>250	<10	>10	>50	>100	>150
Presión de Fondo Fluyendo	<450	∩	∩	>=450	∩	∩
Temperatura	>500	>420	>350	>200	>100	<=100
Relación Gas Líquido	<10	>=10	>50	>500	>1000	>=5000
Periodo de Vida del Pozo CBM	R1	R2	∩	∩	R3	∩
Viscosidad Líquido producido	>1000	>800	>500	>0,1	>10	>1
Presencia de Fluidos Corrosivos	∩	∩	Si	∩	∩	No
Solidos Disueltos Totales	∩	∩	Alto	Medio- alto	Medio	Bajo
Contenido de Arena	>1000	>500	>200	>50	>10	>=0
Profundidad del Pozo	> 10000	>9000	[>8000] y [<500]	>5000	>1000	>500
Inclinación del pozo (con respecto a la vertical)	>70	>35	>30	>20	>5	>=0
Diámetro Interno Casing	>=4,67	>=5,92	>=3,92	∩	<=2,259	<=1,867
Opera Flujo intermitente	∩	∩	∩	∩	No	Si
Tubería de Producción	∩	Múltiple	∩	∩	∩	Simple
Tipo de Completamiento	∩	Sin Empaque	∩	∩	Con Empaque	∩
Disposición de Energía Eléctrica	∩	∩	∩	N	Generada	Comprada
Espacio	∩	∩	Insuficiente	Medio	Amplio	∩

Tabla 32.

Matriz alternativas y criterios de evaluación para gas lift

Parámetros a Evaluar	No aplica (0)	Deficiente (1)	Limitado (2)	Aceptable (3)	Bueno (4)	Excelente (5)
Tasa de Producción de agua	>5000	>4000	>1000	>500	>150	<150
Presión de Fondo Fluyendo	<500	>500	>600	>800	>1000	>2000
Temperatura	>500	>400	>280	>200	>=150	<150
Relación Gas Líquido	<50	>50	>150	>500	>1000	>5000
Periodo de Vida del Pozo CBM	R1	∩	R2	∩	R3	∩
Viscosidad Líquido producido	>600	<20	>500	>20	>70	>40
Presencia de Fluidos Corrosivos	∩	∩	∩	Si	∩	No
Sólidos Disueltos Totales	∩	∩	Alto	Medio- alto	Medio	Bajo
Contenido de Arena	>12000	>5000	>1000	>500	>200	<=200
Profundidad del Pozo	>18500	>15000	<2500	>=2500	>7500	>10000
Inclinación del pozo (con respecto a la vertical)	∩	>75	>65	>45	>30	>=0
Diámetro Interno Casing	∩	<3,92	=3,92	>=4,67	>=5,92	∩
Opera Flujo intermitente	∩	∩	∩	No	∩	Si
Tubería de Producción	∩	∩	∩	∩	Múltiple	Simple
Tipo de Completamiento	∩	∩	∩	Sin Empaque	∩	Con Empaque
Disposición de Energía Eléctrica	∩	N	∩	∩	Generada	Comprada
Espacio	∩	∩	∩	Insuficiente	Medio	Amplio

(Brown, 1980), (Bassett L. &, 2010), (Bassett L. , 2009), (Bates, Cosad, Fielder, Hudson, & Romero, 2004), (Beauregard, 1982), (Bratu, 2005), (Chava, 2008), (Clegg & Bucaram, 1993), (Fatahi, Jalalifar, & Pourafshari, 2012), (Krawiec, Finn, & Cockbill, 2008), (Lea J. F., 1999), (Lea & Nickens, 2008), (Oyewole, 2008), (Pant, 2013), (Simpson, Lea, & Cox, 2003), (Weatherford Colombia Ltd & Drummond Ltd Colombia., 2013).

Apéndice D. Resultados de la metodología TOPSIS

A continuación se incluye el paso a paso de la metodología TOPSIS implementada en la selección del sistema de levantamiento artificial con las matrices generadas.

1. Construcción de la matriz decisión

Tabla 33.

Matriz decisión TOPSIS

PARÁMETROS	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO						ΣX^2_{ij}
	BM	ESP	PCP	BH	PL	GL	
Qw	5	3	5	0	0	4	289
PWF	1	5	2	5	3	1	289
T	5	5	5	5	5	5	900
RGL	5	5	5	5	0	0	400
PVP	4	5	3	4	0	0	256
μ L	5	5	1	5	3	1	400
Corrosivo	2	2	1	2	2	3	144
TDS	4	2	4	2	4	4	400
Arena	2	1	3	0	2	4	144
Prof	3	5	3	1	4	3	361
° inclin	5	5	5	5	5	5	900
ID csg	4	4	4	3	0	3	324
FIF	4	3	1	1	5	5	361
TP	5	5	5	1	5	5	676
TC	5	5	5	2	2	3	484
EE	5	4	4	3	5	5	676
Espacio	5	5	5	5	4	5	841

2. Normalización de la matriz decisión

Tabla 34.
Matriz decisión normalizada

PARÁMETROS	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO					
	BM	ESP	PCP	BH	PL	GL
Qw	0,017301	0,0103806	0,017301	0	0	0,0138408
PWF	0,0034602	0,017301	0,0069204	0,017301	0,0103806	0,0034602
T	0,0055556	0,0055556	0,0055556	0,0055556	0,0055556	0,0055556
RGL	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0	0
PVP	0,015625	0,0195313	0,0117188	0,015625	0	0
μL	0,0125	0,0125	0,0025	0,0125	0,0075	0,0025
Corrosivo	0,0138889	0,0138889	0,0069444	0,0138889	0,0138889	0,0208333
ST	0,01	0,005	0,01	0,005	0,01	0,01
Arena	0,0138889	0,0069444	0,0208333	0	0,0138889	0,0277778
Prof	0,0083102	0,0138504	0,0083102	0,0027701	0,0110803	0,0083102
° inclin	0,0055556	0,0055556	0,0055556	0,0055556	0,0055556	0,0055556
ID csg	0,0123457	0,0123457	0,0123457	0,0092593	0	0,0092593
FIF	0,0110803	0,0083102	0,0027701	0,0027701	0,0138504	0,0138504
TP	0,0073964	0,0073964	0,0073964	0,0014793	0,0073964	0,0073964
TC	0,0103306	0,0103306	0,0103306	0,0041322	0,0041322	0,0061983
EE	0,0073964	0,0059172	0,0059172	0,0044379	0,0073964	0,0073964
Espacio	0,0059453	0,0059453	0,0059453	0,0059453	0,0047562	0,0059453

3. Ponderación de la matriz decisión

Tabla 35.
Ponderación de la Matriz decisión

PARÁMETROS	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO						m	6	1/ln(m)	0,558111
	BM	ESP	PCP	BH	PL	GL	$\Sigma (P_{ij} * \ln P_{ij})$	E_j	d_j	W_j
Qw	-0,0043	-0,0023	-0,0043	0,0000	-0,0032	-0,0140	0,0078	0,9922	0,0587	
PWF	-0,0006	-0,0043	-0,0014	-0,0043	-0,0023	-0,0006	-0,0134	0,0075	0,9925	0,0588
T	-0,0011	-0,0011	-0,0011	-0,0011	-0,0011	-0,0011	-0,0064	0,0036	0,9964	0,0590
RGL	-0,0029	-0,0029	0,0000	-0,0029	0,0000	0,0000	-0,0086	0,0048	0,9952	0,0589
PVP	-0,0038	-0,0050	-0,0026	-0,0038	0,0000	0,0000	-0,0151	0,0084	0,9916	0,0587
μL	-0,0029	-0,0029	-0,0004	-0,0029	-0,0015	-0,0004	-0,0109	0,0061	0,9939	0,0588
Corrosivo	-0,0032	-0,0032	-0,0014	-0,0032	-0,0032	-0,0054	-0,0198	0,0110	0,9890	0,0585
ST	-0,0022	-0,0009	-0,0022	-0,0009	-0,0022	-0,0022	-0,0106	0,0059	0,9941	0,0588
Arena	-0,0032	-0,0014	-0,0054	0,0000	-0,0032	-0,0078	-0,0210	0,0117	0,9883	0,0585
Prof	-0,0017	-0,0032	-0,0017	-0,0005	-0,0025	-0,0017	-0,0114	0,0063	0,9937	0,0588
° inclin	-0,0011	-0,0011	-0,0011	-0,0011	0,0000	-0,0011	-0,0053	0,0030	0,9970	0,0590
ID csg	-0,0028	-0,0028	-0,0028	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0124	0,0069	0,9931	0,0588
FIF	-0,0025	-0,0017	-0,0005	-0,0005	-0,0032	-0,0032	-0,0116	0,0065	0,9935	0,0588
TP	-0,0015	-0,0015	-0,0015	-0,0002	-0,0015	-0,0015	-0,0078	0,0043	0,9957	0,0589
TC	-0,0023	-0,0023	-0,0023	-0,0008	-0,0008	-0,0012	-0,0095	0,0053	0,9947	0,0589
EE	-0,0015	-0,0012	-0,0012	-0,0008	-0,0015	-0,0015	-0,0076	0,0043	0,9957	0,0589
Espacio	-0,0012	-0,0012	-0,0012	-0,0012	-0,0009	-0,0012	-0,0067	0,0037	0,9963	0,0590
								Σd_j	16,8928	

Tabla 36.
Matriz Ponderada

PARÁMETROS	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO						$(\Sigma(X^2))^{1/2}$
	BM	ESP	PCP	BH	PL	GL	
Qw	25	9	25	0	0	16	8,6603
PWF	1	25	4	25	9	1	8,0623
T	25	25	25	25	25	25	12,2474
RGL	25	25	25	25	0	0	10,0000
PVP	16	25	9	16	0	0	8,1240
μ L	25	25	1	25	9	1	9,2736
Corrosivo	4	4	1	4	4	9	5,0990
ST	16	4	16	4	16	16	8,4853
Arena	4	1	9	0	4	16	5,8310
Prof	9	25	9	1	16	9	8,3066
° inclin	25	25	25	25	25	25	12,2474
ID csg	16	16	16	9	0	9	8,1240
FIF	16	9	1	1	25	25	8,7750
TP	25	25	25	1	25	25	11,2250
TC	25	25	25	4	4	9	9,5917
EE	25	16	16	9	25	25	10,7703
Espacio	25	25	25	25	16	25	11,8743

4. Determinación de la alternativa ideal y de la alternativa negativa

5. Cálculo de las alternativas ideal y negativa

Tabla 37

Determinación de la solución ideal y la solución negativa

PARÁMETROS	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO						SLN IDEAL	SLN NEGATIVA
	BM	ESP	PCP	BH	PL	GL	A*	A'
Qw	0,0339097	0,0203458	0,0339097	0	0	0,0271277	0,033909662	0
PWF	0,0072875	0,0364375	0,014575	0,0364375	0,0218625	0,0072875	0,036437542	0,007287508
T	0,0240805	0,0240805	0,0240805	0,0240805	0,0240805	0,0240805	0,02408048	0,02408048
RGL	0,0294571	0,0294571	0,0294571	0,0294571	0	0	0,029457114	0
PVP	0,0289007	0,0361259	0,0216756	0,0289007	0	0	0,036125927	0
μ L	0,0317223	0,0317223	0,0063445	0,0317223	0,0190334	0,0063445	0,031722253	0,006344451
Corrosivo	0,0229628	0,0229628	0,0114814	0,0229628	0,0229628	0,0344442	0,034444159	0,011481386
ST	0,027741	0,0138705	0,027741	0,0138705	0,027741	0,027741	0,027741042	0,013870521
Arena	0,0200661	0,0100331	0,0300992	0	0,0200661	0,0401323	0,040132251	0
Prof	0,0212437	0,0354062	0,0212437	0,0070812	0,028325	0,0212437	0,035406226	0,007081245
° inclin	0,0240949	0,0240949	0,0240949	0,0240949	0,0240949	0,0240949	0,02409491	0,02409491
ID csg	0,0289451	0,0289451	0,0289451	0,0217088	0	0,0217088	0,02894513	0
FIF	0,0268096	0,0201072	0,0067024	0,0067024	0,033512	0,033512	0,033512046	0,006702409
TP	0,0262542	0,0262542	0,0262542	0,0052508	0,0262542	0,0262542	0,026254163	0,005250833
TC	0,0306949	0,0306949	0,0306949	0,012278	0,012278	0,0184169	0,030694891	0,012277956
EE	0,0273642	0,0218914	0,0218914	0,0164185	0,0273642	0,0273642	0,027364192	0,016418515
Espacio	0,0248334	0,0248334	0,0248334	0,0248334	0,0198667	0,0248334	0,024833356	0,019866685

6. Cálculo de la proximidad relativa de cada alternativa a las alternativas ideal y negativa

Tabla 38
Separación de la alternativa ideal S*

PARÁMETROS	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO					
	BM	ESP	PCP	BH	PL	GL
Qw	0	0,000184	0	0,0011499	0,0011499	4,599E-05
PWF	0,0008497	0	0,000478	0	0,0002124	0,0008497
T	0	0	0	0	0	0
RGL	0	0	0	0	0,0008677	0,0008677
PVP	5,22E-05	0	0,0002088	5,22E-05	0,0013051	0,0013051
μL	0	0	0,000644	0	0,000161	0,000644
Corrosivo	0,0001318	0,0001318	0,0005273	0,0001318	0,0001318	0
ST	0	0,0001924	0	0,0001924	0	0
Arena	0,0004026	0,000906	0,0001007	0,0016106	0,0004026	0
Prof	0,0002006	0	0,0002006	0,0008023	5,014E-05	0,0002006
° inclin	0	0	0	0	0	0
ID csg	0	0	0	5,236E-05	0,0008378	5,236E-05
FIF	4,492E-05	0,0001797	0,0007188	0,0007188	0	0
TP	0	0	0	0,0004411	0	0
TC	0	0	0	0,0003392	0,0003392	0,0001507
EE	0	2,995E-05	2,995E-05	0,0001198	0	0
Espacio	0	0	0	0	2,467E-05	0
Σdj	0,0016819	0,0016238	0,0029081	0,0056104	0,0054824	0,0041162

Tabla 39.
Separación alternativa negativa S'

PARÁMETROS	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO					
	BM	ESP	PCP	BH	PL	GL
Qw	0,0011499	0,000414	0,0011499	0	0	0,0007359
PWF	0	0,0008497	5,311E-05	0,0008497	0,0002124	0
T	0	0	0	0	0	0
RGL	0,0008677	0,0008677	0,0008677	0,0008677	0	0
PVP	0,0008353	0,0013051	0,0004698	0,0008353	0	0
μL	0,000644	0,000644	0	0,000644	0,000161	0
Corrosivo	0,0001318	0,0001318	0	0,0001318	0,0001318	0,0005273
ST	0,0001924	0	0,0001924	0	0,0001924	0,0001924
Arena	0,0004026	0,0001007	0,000906	0	0,0004026	0,0016106
Prof	0,0002006	0,0008023	0,0002006	0	0,0004513	0,0002006
° inclin	0	0	0	0	0	0
ID csg	0,0008378	0,0008378	0,0008378	0,0004713	0	0,0004713
FIF	0,0004043	0,0001797	0	0	0,0007188	0,0007188
TP	0,0004411	0,0004411	0,0004411	0	0,0004411	0,0004411
TC	0,0003392	0,0003392	0,0003392	0	0	3,769E-05
EE	0,0001198	2,995E-05	2,995E-05	0	0,0001198	0,0001198
Espacio	2,467E-05	2,467E-05	2,467E-05	2,467E-05	0	2,467E-05
Σdj	0,0065912	0,0069678	0,0055122	0,0038245	0,0028313	0,0050801

7. Selección y clasificación de las alternativas según la selección realizada. Ver **Tabla 12** en la página 87.

Apéndice E. Resultados de bombeo mecánico a aplicar

Programa QRod

CBM

Resultados

Caudal (100% eficiencia bomba)	428.6 BBL/D
Caudal (70% eficiencia bomba)	300.0 BBL/D
Varillas en cada sección	41.7%, 58.3%
Carga de las varillas en superficie	82.8 %
Capacidad (API) mín balancín	320-119-100
Capacidad mínima potencia motor	45.46 HP
Potencia en Barra Pulida	12.58 HP
Carga válvula viajera	7,202 lb
Carga válvula fija	5,506 lb

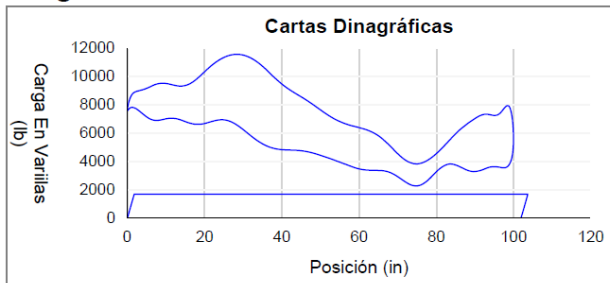
Parametros de Entrada

Tipo de Balancín	CWConv
Profundidad de la Bomba	4,636 ft
Caudal deseado	300.00 bbl/día
Velocidad de bombeo (SPM)	16.04 SPM
Carrera del balancín	100.00 in
Diámetro del Pistón (D)	1.500 in
Diámetro de la Tubería	2.875" (6.40 lb/ft) 2.441" ID
Tubería anclada	No
Tipo de varillas	Varillas de acero
Número API de las varillas	65
API Clase de varillas	D

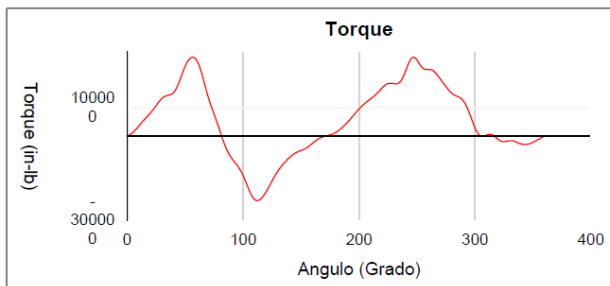
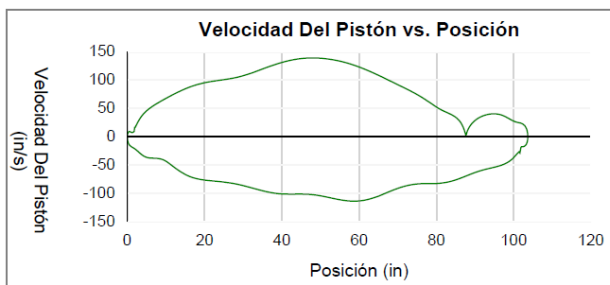
Valores de Ajuste Predeterminados

Peso total barras de lastre	0.0 lb
Gravedad específica del fluido	0.99 Sp.Gr.H2O
Presión de la tubería	90.00 psi
Presión del revestidor	131.00 psi
Factor de amortiguamiento	0.10
Eficiencia del balancín	70 %
Eficiencia de la bomba	70.00 %
Presión de entrada de la bomba	1,117.33 psi

Diagramas



Carga Máxima	11,579.7 lb	Carga Mínima	2,292.1 lb	Fo	1,696.4 lb
Carrera del pistón	101.89 in	Elongación	8.73 in	Sobrecarrera	2.37 in
Fo/Skr	0.087	Kr	194 lb/in	Kt	964 lb/in



Torque máximo	279 Kin-lb
Momento de Contrapesas	429 Kin-lb
Efecto de Contrapesas	6,405.0 lb