

**PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DEL METODO DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL A UTILIZAR EN EL CAMPO RECETOR**

JULIO NOLFER CARRANZA PEREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

**PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DEL METODO DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL A UTILIZAR EN EL CAMPO RECETOR**

JULIO NOLFER CARRANZA PEREZ

**Monografía como requisito para optar el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director

**MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios que con su infinito poder me iluminó para poder realizar uno de mis más grandes anhelos y culminar con gran satisfacción esta etapa de mi vida alcanzando un logro muy importante para mi vida tanto profesional como personal.

A mi esposa e hijos quienes con su comprensión permitieron que lograra este gran reto y quienes se convirtieron en el motor para continuar en la búsqueda de un futuro mejor.

A mi madre quien con sus buenos ejemplos logró que cada día luchara por alcanzar una meta cada vez más alta

A mi padre que aunque ya no esté con nosotros me llenó de fortaleza y permitió que me convirtiera en una persona honesta y trabajadora.

A mis hermanos quienes siempre me han acompañado en todas las etapas de mi vida y con quienes he compartido momentos difíciles pero también de grandes alegrías

Con Cariño, Julio

AGRADECIMIENTOS

A mi Director, el ingeniero **Fernando Enrique Calvete González** quien con su gran experiencia, me brindó su colaboración y apoyo para la elaboración del presente trabajo

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	14
1. TIPOS DE YACIMIENTO	17
1.1 EMPUJE POR GAS EN SOLUCION	17
1.2 EMPUJE ACTIVO DE AGUA	19
1.3 EMPUJE POR EXPANSION DE CAPA DE GAS	21
1.4 EMPUJE POR GRAVEDAD	22
2. INDICE DE PRODUCTIVIDAD	24
2.1 EL IPR	28
2.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACION DEL IPR	33
2.3 ZONA DE PERMEABILIDAD CONSTANTE	33
2.4 FORMACION ESTRATIFICADA	35
2.5 EFECTOS SOBRE EL IPR	35
2.6 EFECTOS SOBRE EL GOR	37
2.7 PREDICCION DEL IPR: CAMPO POR EMPUJE CON GAS DISUELTO	39
2.8 METODO VOGEL	39
2.9 METODO DE FETKOVICH	40
3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	42
3.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	43
3.2 BOMBEO HIDRAULICO	46
3.3 GAS LIFT	54
3.4 BOMBEO MECANICO	58
3.5 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	64
4. SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	68
4.1 RELACION DE VARIABLES CON LOS RANGOS DE APLICACIÓN	70
4.1.1 Bombeo electro sumergible.	70
4.1.2 Bombeo hidráulico.	73
4.1.3 Gas lift.	76
4.1.4 Bombeo mecánico.	79
4.1.5 Bombeo por cavidades progresivas.	82
5. METODOLOGIA DE SELECCIÓN	86

5.1 INFORMACION REQUERIDA	86
5.2 EVALUACION CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	87
5.3 ASIGNACION DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES DE EVALUACION	87
5.4 METODO TOPSIS	90
5.5 ALGORITMO DE TOPSIS	91
6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA AL CAMPO RECETOR	96
6.1 DESCRIPCION GEOGRAFICA DEL CAMPO	96
6.2 CARACTERISTICAS FISICAS DEL YACIMIENTO	97
7. CONCLUSIONES	107
8. RECOMENDACIONES	109
BIBLIOGRAFIA	110

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción pozos A y B antes y después del tratamiento	31
Tabla 2. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Electro Sumergible.	70
Tabla 3. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Bombeo Electro Sumergible.	72
Tabla 4. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Electro Sumergible.	73
Tabla 5. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico.	74
Tabla 6. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Bombeo Hidráulico.	75
Tabla 7. Características de las facilidades de superficie para Hidráulico.	76
Tabla 8. Características de yacimiento, producción y pozo para Gas lift	77
Tabla 9. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Gas lift.	78
Tabla 10. Características de las facilidades de superficie para Gas lift	78
Tabla 11. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico.	80
Tabla 12. Características de los fluidos producidos para Bombeo Mecánico.	81
Tabla 13. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Mecánico.	81
Tabla 14. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo por Cavidades Progresivas.	82
Tabla 15. Características de los fluidos producidos para Bombeo por Cavidades Progresivas.	84
Tabla 16. Características de las facilidades de superficie para Bombeo por Cavidades Progresivas.	85
Tabla 17. Valor de los rangos del screening	87
Tabla 18. Matriz de decisión	91

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Empuje por gas en solución. Ejemplo de un yacimiento virgen	18
Figura 2. Comportamientos de la presión en yacimientos que tienen gas en solución	19
Figura 3. Contacto agua-petróleo en un yacimiento, cuyo mecanismo preponderante de producción será el acuífero, si es lo suficientemente activo.	20
Figura 4. Esquema que muestra un yacimiento productor por gravedad, ayudado quizás por casquete de gas y, posiblemente, el acuífero.	23
Figura 5. Índice de productividad	24
Figura 6. Gráfica de la Tasa de Producción contra el drawdown: (Índice de productividad constante.	26
Figura 7. Representación gráfica del IP.	27
Figura 8. Gráfica de la tasa de producción contra el drawdown: Caso general	28
Figura 9. Relación del comportamiento del flujo de entrada	29
Figura 10. IPR que muestra que la formación es incapaz de tener la tasa de producción deseada	30
Figura 11. IPR que indica una formación capaz de producir la tasa deseada	30
Figura 12. La estimulación a la formación fue un fracaso a pesar del aumento en la tasa de producción	32
Figura 13. La estimulación a la formación tuvo éxito, no obstante la tasa de producción similar antes y después	32
Figura 14. IPR compuesto para una formación estratificada	36
Figura 15. Curva típica del IPR	37
Figura 16. GOR contra la tasa de producción: el mínimo mostrado puede deberse a la estratificación de la formación.	38
Figura 17. Curva IPR adimensional presentada por Vogel	40
Figura 18. Instalación típica de fondo BES	44
Figura 19. Instalación batería central bombeo hidráulico	49
Figura 20. Perfil de presión y velocidad bomba hidráulica tipo pistón	50
Figura 21. Bomba hidráulica tipo pistón	52
Figura 22. Tipos de LAG	56
Figura 23. Sistema típico de LAG, las flechas indican el recorrido del gas en el sistema.	57
Figura 24. Instalación típica bombeo mecánico	59
Figura 25. Instalación de una b	62
Figura 26. Instalación de una BCP	65
Figura 27. Criterios de evaluación para seleccionar un SLA	86
Figura 28. Pasos del método topsis	91
Figura 29. Ubicación campo Recetor	96
Figura 30. Promedio propiedades físicas campo Recetor	97
Figura 31. IPR Pozo 1 Campo Recetor	98
Figura 32. IPR Pozo 2 Campo Recetor	98

Figura 33. IPR Pozo 3 Campo Recetor	98
Figura 34. IPR Pozo 4 Campo Recetor	99
Figura 35. IPR Pozo 5 Campo Recetor	99
Figura 36. IPR Pozo 6 Campo Recetor	99
Figura 37. IPR Pozo 7 Campo Recetor	100
Figura 38. PBU Pozo 1 Campo Recetor	100
Figura 39. Pruebas de Producción Pozos Campo Recetor	100
Figura 40. Ordenación de preferencias	105

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DEL METODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A UTILIZAR EN EL CAMPO RECETOR*

AUTOR: JULIO NOLFER CARRANZA PEREZ**

PALABRAS CLAVES: Levantamiento Artificial, Topsis, Optimo, Selección, Metodología

DESCRIPCION

Al inicio de su etapa productiva la mayoría de los pozos fluye de forma natural hasta las baterías, pero a medida que se realiza su explotación la presión del yacimiento disminuye hasta el punto de no tener la presión suficiente para llegar a superficie, es por esto que para extraer las reservas recuperables remanentes es necesario la utilización de los sistemas de levantamiento artificial. Dado el elevado porcentaje de pozos que producen mediante sistemas artificiales de producción a nivel mundial es importante disponer de herramientas que asistan al ingeniero en la selección óptima del método de levantamiento artificial, permitiendo reducir los costos de operación y mantenimiento ya que el levantamiento sería más eficiente, de igual forma incrementar la producción de crudos ya que se adapta a la capacidad de aporte de fluidos y de energía del yacimiento.

Uno de los principales objetivos de la ingeniería de producción en la industria petrolera es maximizar la producción de hidrocarburos de una manera técnica y económicamente eficiente razón por la cual es denominada el corazón de la industria petrolera. Los ingenieros de producción para cumplir con estos objetivos deben seleccionar, diseñar y operar el equipo de producción de los pozos de una manera eficiente durante toda la vida productiva del yacimiento, monitoreando el comportamiento de producción de los pozos para realizar los cambios necesarios que permita mantener la operación eficiente del equipo de producción seleccionado.

La metodología de selección del sistema de levantamiento artificial óptimo para el campo Recetor se basa en el modelo matemático multicriterio Topsis, Esta técnica está basada en el concepto intuitivo de que la alternativa seleccionada debe tener la distancia Euclidiana más corta posible una solución ideal y estar lo más lejos posible respecto a otra solución anti-ideal, cuando dichas alternativas son consideradas como vectores en un espacio n-dimensional.

* Monografía

** Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Director: MSc. Fernando Enrique Calvete González

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL FOR SELECTION OF ARTIFICIAL LIFTING METHOD TO BE USED IN THE FIELD RECETOR*

Author: Julio Carranza NOLFER PEREZ**

KEYWORDS: Artificial Lift, TOPSIS, Optimo, Selection, Methodology

DESCRIPTION:

At the beginning of their productive stage most of the wells flows naturally to the batteries, but as they operate in the reservoir pressure decreases to the point of not having enough pressure to reach surface, is why to remove remaining recoverable reserves using artificial lift systems required. Given the high percentage of wells that produced by artificial production systems worldwide it is important to have tools that assist engineers in selecting the optimal method of artificial lift, thereby reducing operating costs and maintenance since the uprising would be more efficient , likewise increase the production of raw as it adapts to the ability of fluid intake and energy reservoir.

One of the main objectives of production engineering in the oil industry is to maximize the production of hydrocarbons from a technically and economically efficient why it is called the heart of the oil industry. Production engineers to meet these objectives must select, design and operate the equipment production wells in an efficient manner throughout the productive life of the reservoir, monitoring the production performance of wells to make necessary changes so as to maintain the efficient operation of selected production equipment.

The methodology of system selection optimum artificial lift for recetor field is based on the multi mathematical model TOPSIS, This technique is based on the intuitive concept that the selected alternative should have the Euclidean distance as short as possible an ideal solution and be as farthest compared to other anti-ideal solution when such alternatives are considered as vectors in an n-dimensional space.

* Monograph

** Specialization in Management of Hydrocarbons, Faculty of Physical and Chemical Engineering , School of Petroleum Engineering , Industrial University of Santander. Director: MSc. Fernando Enrique Calvete

INTRODUCCION

Durante la primera etapa de vida productiva la mayoría de los pozos son capaces de producir mediante flujo natural, pero a medida que disminuye la presión del yacimiento se hace indispensable la implementación de un sistema de levantamiento artificial que sustituya esta presión para que los pozos vuelvan a producir las tasas deseadas.

En el campo recetor existen pozos con baja tasa de producción y algunos cerrados por baja presión en cabeza de pozo lo que impide que los fluidos puedan llegar hasta la batería minimizando la posibilidad de cumplir con metas de producción establecidas. La selección de un sistema de levantamiento artificial que garantice la óptima operación del campo se hace indispensable para alcanzar las metas propuestas, optimizando la producción de los pozos que aún se encuentran en flujo natural y generando recobro adicional de los pozos que se encuentran cerrados por baja presión, ya que se lograría llevar estos fluidos hasta la batería, maximizando la producción del campo.

Los diferentes criterios presentes en un pozo influyen significativamente en la selección de un sistema de levantamiento artificial, para lo cual el presente trabajo propone la aplicación de un método matemático multicriterio, el cual se implementó mediante una pequeña aplicación en Microsoft Excel con las fórmulas propuestas en la metodología, teniendo en cuenta el peso dado por los expertos para cada criterio y como base los screening realizados para cada uno de los métodos de levantamiento artificial, dando como resultado el sistema de levantamiento artificial más óptimo a utilizar en el campo recetor.

En la actualidad los métodos de levantamiento artificial más empleados a nivel mundial son bombeo electro-sumergible, bombeo mecánico, gas lift, bombeo hidráulico y bombeo por cavidades progresivas. Es indispensable conocer los

conceptos técnicos y de funcionamiento, así como ventajas, desventajas y aplicabilidad de cada sistema de levantamiento artificial lo cual nos ayuda a determinar el método más adecuado para el campo en estudio. De igual forma se requiere de la aplicación de una metodología que minimice el proceso de selección y que garantice el óptimo funcionamiento del sistema seleccionado.

En el desarrollo el presente trabajo se realiza una descripción detallada de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial existentes así como sus principales ventajas desventajas, características técnicas y principios de operación. Adicionalmente se describen los diferentes tipos de yacimiento y conceptos de índice de productividad e IPR los cuales son indispensable para la selección de un sistema de levantamiento artificial

En el presente trabajo se aplica el método matemático multicriterio tophis (Technique for Order Performance by Similarity to Idea Solution) para seleccionar el sistema de levantamiento artificial más adecuado para el campo Recetor. El cual consiste en determinar la distancia Euclidiana más corta posible a una solución ideal y estar lo más lejos posible respecto a otra solución anti-ideal, cuando dichas alternativas son consideradas como vectores en un espacio n-dimensional.

Para la implementación de la aplicación se utilizaron datos de los diferentes pozos del campo en estudio descritos en el desarrollo del trabajo, los cuales se tomaron como referencia para determinar los diferentes criterios a tener en cuenta en el desarrollo de la metodología.

Es de gran importancia el uso adecuado de la información suministrada para evitar errores al momento de implementar la metodología y de esta forma garantizar la selección óptima del sistema de levantamiento artificial a utilizar.

Para la aplicación del modelo es necesario utilizar la información suministrada exacta, para cada uno de los criterios tenidos en cuenta así como los pesos dados por los expertos, ya que de la calidad de la información depende la veracidad de la selección del sistema, garantizando de esta forma que el sistema seleccionado es el que mejor se adapta a las condiciones del campo, optimizando la producción.

En la actualidad el campo no cuenta con un sistema de levantamiento artificial por lo que se crea la necesidad de implementar una base de datos con información técnica y económica de los diferentes SLA existentes en el mundo para tenerlos como referencia en la toma de decisiones.

1. TIPOS DE YACIMIENTO

Para realizar un adecuado diseño de levantamiento artificial, es necesario conocer el mecanismo de producción del yacimiento. El tipo de yacimiento influye directamente en la tasa de producción y en el tipo de instalación de levantamiento artificial¹

1.1 EMPUJE POR GAS EN SOLUCION

Este es el caso de un yacimiento saturado en el cual la presión del yacimiento se encuentra a un valor igual o menor a la presión de burbuja del fluido, de forma que al producirlo continuamente se libera y expande gas. El factor de recobro de este tipo de empuje es de aproximadamente 20%.

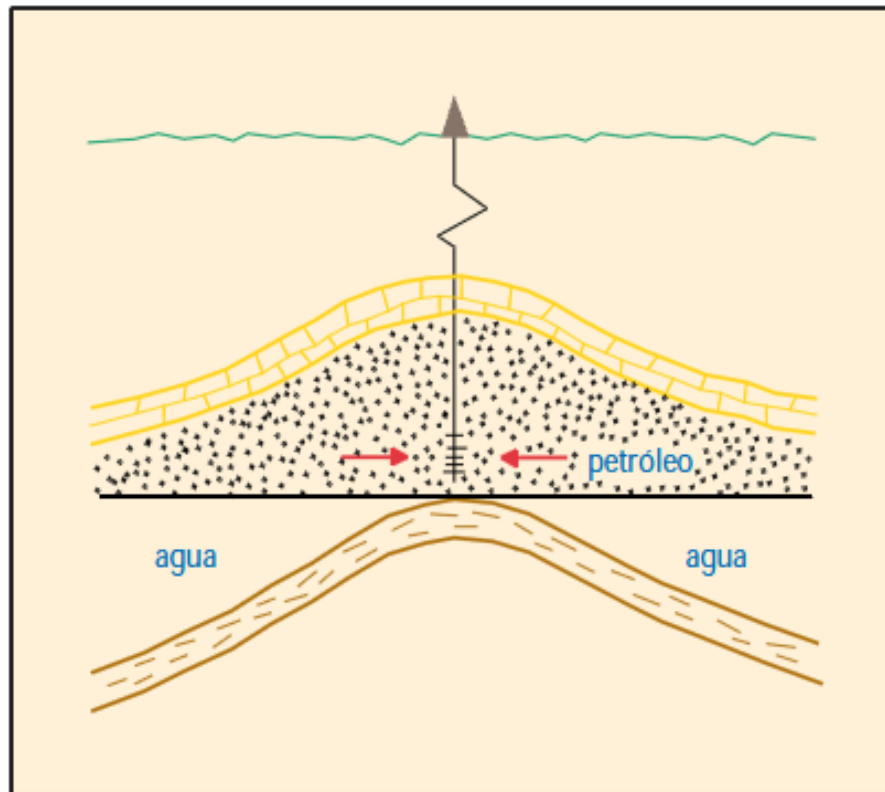
Las principales características de este tipo de yacimiento son: Volumen constante (No hay cambio en el tamaño inicial del yacimiento. No hay intrusión de agua para este particular tipo de empuje). Existe flujo en dos fases a presiones por debajo del punto de burbuja (P_b). El gas liberado permanece en la fase de Aceite resultando en un flujo simultáneo de aceite y gas. La producción de aceite es el resultado de la expansión volumétrica del gas en solución y la expulsión volumétrica del aceite. Este tipo de empuje aprovecha un proceso rápido de liberación de gas. El aceite es reemplazado por el gas en volúmenes básicos iguales, pero la presión declina y se desarrolla una gran fase gaseosa. Es de particular importancia la rápida declinación de la presión, la rápida declinación del IP y el incremento en el GOR.²

¹ Caída de Presión, IPR. En línea. Disponible en: "<http://www.slideshare.net/daviddesing/principios-de-produccion-caida-de-presion-ipr>"

² SANTOS, Nicolás. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Variables de Producción. Universidad Industrial de Santander. Colombia. 2012

Ejemplo de un yacimiento virgen, cuyo mecanismo de producción será del tipo de gas disuelto inicialmente en el petróleo. Eventualmente, durante la vida productiva de los pozos se desarrollará la capa o casquete de gas .ver Figura 1.

Figura 1. Empuje por gas en solución. Ejemplo de un yacimiento virgen

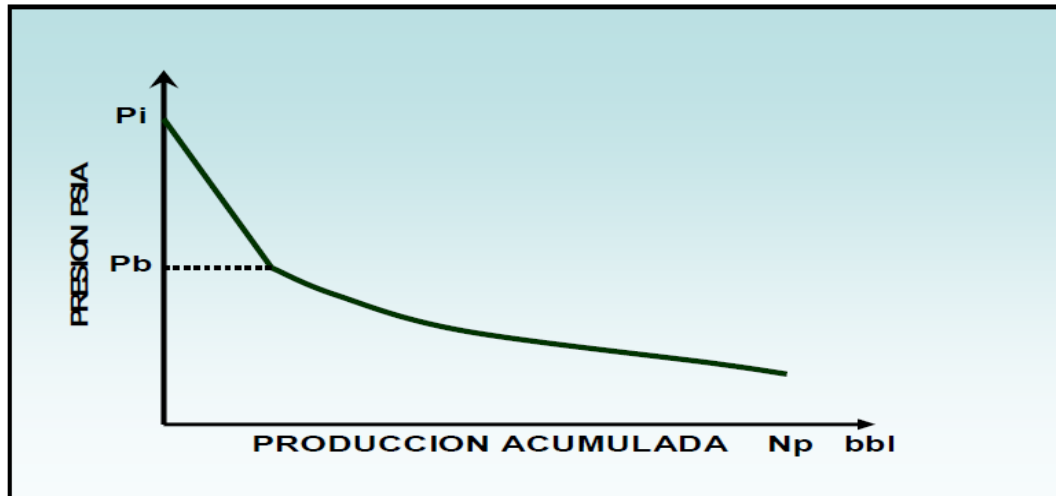


Fuente: El pozo Ilustrado

Se representa gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación de la presión contra la producción acumulativa de petróleo. En la fig. 2 se muestra la caída de presión rápida hasta llegar a la presión de burbujeo y luego la misma declina más lentamente debido a la expansión del gas al liberarse del petróleo. Igualmente se representa gráficamente las variaciones en la relación gas-petróleo contra la producción acumulativa de petróleo³.

³ RIVERO, José Luis. Libro de Petróleo. 2007

Figura 2. Comportamientos de la presión en yacimientos que tienen gas en solución



Fuente: Libro de Petróleo

1.2 EMPUJE ACTIVO DE AGUA

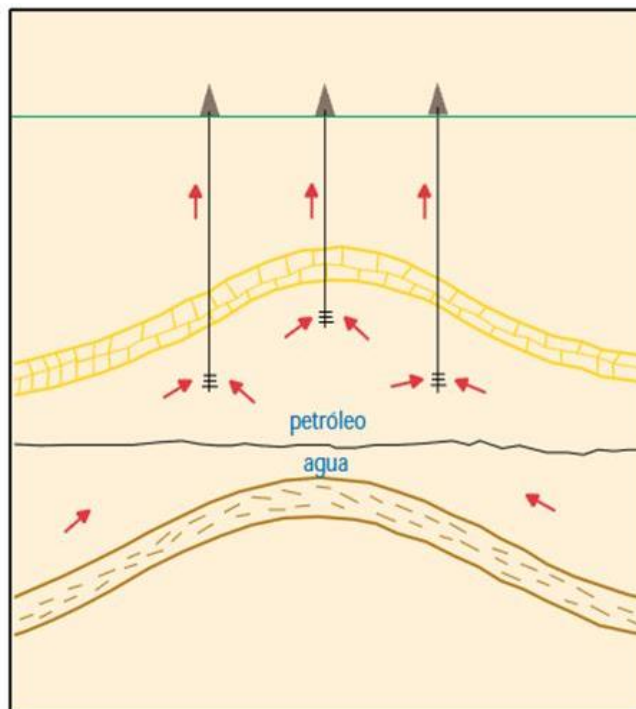
Generalmente puede producirse por flujo natural si su presión es lo suficientemente alta para vencer la columna hidrostática ejercida por los mismos fluidos de formación. Esta presión puede mantenerse debido a que debajo de la zona de aceite se encuentra una gran cantidad de agua bajo presión (zona acuífera), la cual empuja el aceite hacia el tope de la estructura. Como la energía del yacimiento se agota a medida que éste se produce, es necesario realizar un programa de mantenimiento de presión.

En yacimientos con empuje activo de agua, se presenta un IP constante, pero en algunos casos cambia debido a cambios en la permeabilidad del aceite y del agua y cuando la presión de flujo está por debajo del punto de burbuja. La mayoría de los cambios en el IP son causados por un incremento en la saturación de gas libre alrededor de la cara del pozo, lo cual incrementa la permeabilidad del gas y disminuye la permeabilidad del aceite. Los yacimientos por empuje de agua son los más eficientes productores.

El empuje por agua es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción del petróleo. Su presencia y actuación efectiva puede lograr que se produzca hasta 60 % y quizás más del petróleo en sitio.

Sin embargo, este tipo de mecanismo requiere que se mantenga una relación muy ajustada entre el régimen de producción de petróleo que se establezca para el yacimiento y el volumen de agua que debe moverse en el yacimiento. El frente o contacto agua petróleo debe mantenerse unido para que el espacio que va dejando el petróleo producido vaya siendo ocupado uniformemente por el agua. Por otro lado, se debe mantener la presión en el yacimiento a un cierto nivel para evitar el desprendimiento de gas e inducción de un casquete de gas.⁴

Figura 3. Contacto agua-petróleo en un yacimiento, cuyo mecanismo preponderante de producción será el acuífero, si es lo suficientemente activo.



Fuente: El pozo Ilustrado

⁴ BARBERII, Efraín E. El Pozo Ilustrado 1985

1.3 EMPUJE POR EXPANSION DE CAPA DE GAS

La clase de mecanismo manejada en estos reservorios puede también ser referida como a una segregación o drenaje gravitacional. El reservorio está en un estado de segregación - una zona de aceite desplazada por una capa de gas. Bajo estas condiciones el gas natural contenido en el yacimiento se encuentra en cantidad suficiente para saturar la zona de aceite y formar una capa de gas libre encima de la capa de aceite. Este gas se encuentra bajo presión (comprimido) entre la formación impermeable y la zona de aceite saturado ubicada en la parte inferior de la estructura geológica. Cuando el pozo es completado y cañoneado en la zona inferior el gas ejerce una presión sobre el aceite, haciéndolo fluir hacia la superficie.

La eficiencia de recobro en este tipo de yacimiento alcanza valores hasta del 50% bajo condiciones geológicas favorables.⁵

En este tipo de yacimiento, bajo las condiciones originales de presión y temperatura, existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. La presión y la temperatura, bajo condiciones normales, están relacionadas con la profundidad.

Al poner el pozo a producir controladamente, la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión en el cabezal del pozo (presión de flujo) hace que el petróleo y el gas disuelto en éste lleguen a la superficie.

Generalmente, el control del volumen de flujo en la superficie se hace mediante la instalación de un estrangulador o reductor de diámetro de la tubería de producción en el cabezal del pozo.

⁵ ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Universidad Surcolombiana. Colombia. 2006.

Este dispositivo puede ser del tipo graduable o del tipo fijo. El orificio puede tener un diámetro de 0,4 a 38 milímetros o más, y los incrementos de diámetro se especifican de 0,4 en 0,4 milímetros.

El estrangulador se emplea para mantener el régimen de producción más eficiente de acuerdo con la energía natural del yacimiento, de manera que la relación gas petróleo (RGP, m^3/m^3) lograda durante el período de extracción primaria redonde en el más alto porcentaje de petróleo en sitio producido del yacimiento.⁶

Figura 4. Yacimiento cuyo mecanismo principal de producción es el casquete de gas y como coadyutorio el gas disuelto en el petróleo.

Fuente: El pozo Ilustrado

1.4 EMPUJE POR GRAVEDAD

Este mecanismo de empuje se produce cuando existe suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio.

Generalmente no poseen capa de gas, pero la recuperación será mayor si existe alguna.

La presión tiende a mantenerse.

La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 25 al 80% del POES

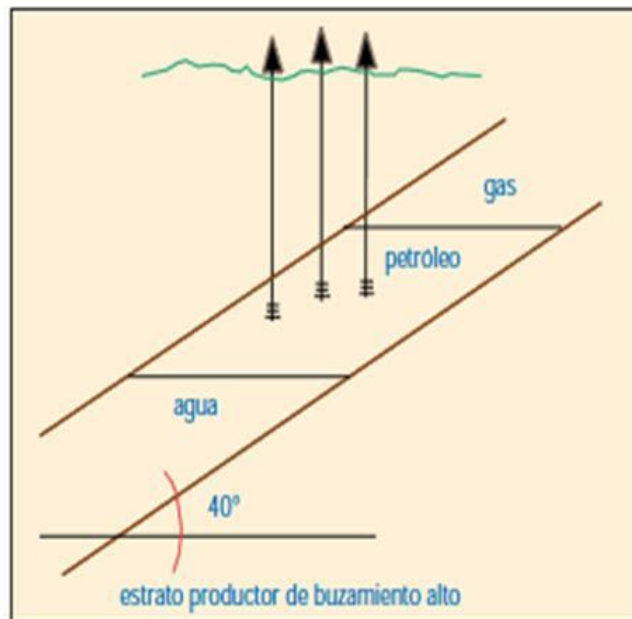
Es el mecanismo de empuje primario más eficiente.

⁶ BARBERII, Efraín E. El Pozo Ilustrado. 1985

Ocurre únicamente bajo condiciones especiales en las cuales el yacimiento tiene alto buzamiento y favorece la segregación por gravedad del petróleo y gas.

Esta segregación; es un flujo contracorriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad. Con el tiempo y dependiendo del volumen del yacimiento, es posible que se forme una capa de gas secundaria en el tope de la estructura, ayudando al drenaje total del yacimiento.

Figura 4. Esquema que muestra un yacimiento productor por gravedad, ayudado quizás por casquete de gas y, posiblemente, el acuífero.



Fuente: El pozo Ilustrado

2. INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Es una relación que modela el comportamiento del influjo del pozo, es decir la capacidad que posee un pozo para aportar fluidos (IP), Se simboliza con la letra J.

$$J = \frac{Q_o + Q_w}{P_s - P_{wf}} \frac{bls/dia}{lb/pulg^2}$$

Ecuación 1

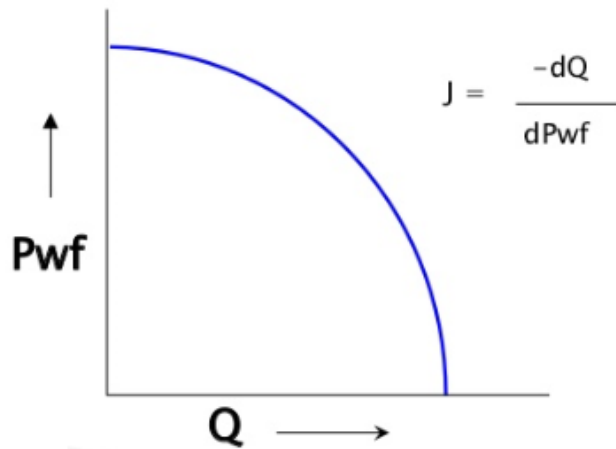
Q_o: Tasa de Producción de aceite (BPD)

Q_w: Tasa de Producción de agua (BPD)

P_s: Presión estática del Yacimiento (PSI)

P_{wf}: Presión de fondo fluyendo (PSI)

Figura 5. Índice de productividad



Fuente: <http://www.slideshare.net/daviddesing/principios-de-produccion-caida-de-presion-ipr>

El comportamiento del Índice de Productividad de un pozo, está dado a cambiar con el tiempo y la producción acumulada.

A menos que se indique otra cosa, el Índice de Productividad se basa en la producción neta de líquidos (producción de aceite más producción de agua).

El Índice de productividad específico, designad por J_s es el número total de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada lb/pulg² de drawdown y por cada pie de espesor de la formación productora. Es decir

$$J_s = \frac{I+Q_w}{h} = \frac{q}{h P_s - P_{wf}} \frac{bls/dia}{lb/pulg^2} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde h es el espesor de la capa productora en pies.

Para el flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal y uniforme se tiene las siguientes ecuaciones:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{0.007082kh}{B_0 \mu \ln r_e/r_w} \frac{bls/dia}{lb/pulg^2} \quad \text{Ecuación}$$

3

Y

$$J_s = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{0.007082kh}{B_0 \mu \ln r_e/r_w} \frac{bls/dia}{lb/pulg^2} \quad \text{Ecuación}$$

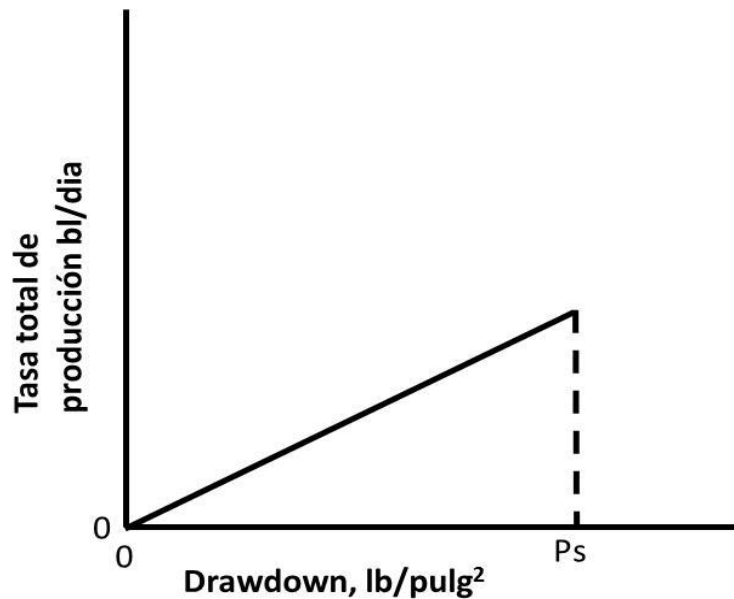
4

Si el valor del IP del pozo se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede escribir la ecuación en la forma siguiente

$$q = J\Delta P \quad \text{Ecuación 5}$$

En donde ΔP es el drawdown. Según esta expresión la relación entre q y ΔP es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J

Figura 6. Gráfica de la Tasa de Producción contra el drawdown: (Índice de productividad constante).

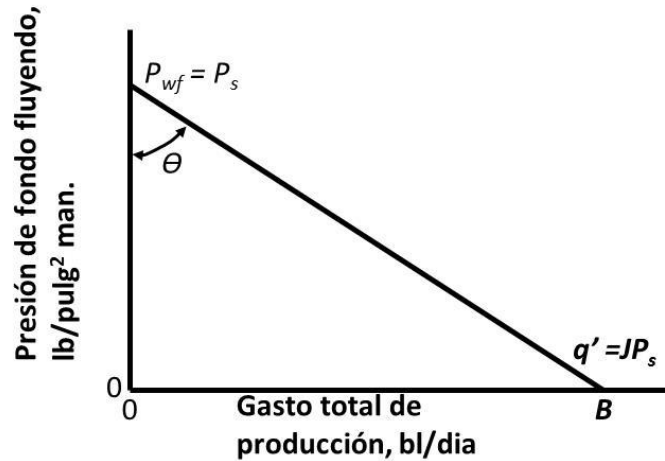


Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

En un momento de la vida del yacimiento, P_s tiene un valor específico, por lo que si J es constante, al graficar P_{wf} contra q se obtiene una línea recta. El ángulo que forma esta línea con el eje de presión es tal que:

$$\tan\theta = \frac{OB}{OA} = J \quad \text{Ecuación 6}$$

Figura 7. Representación gráfica del IP.

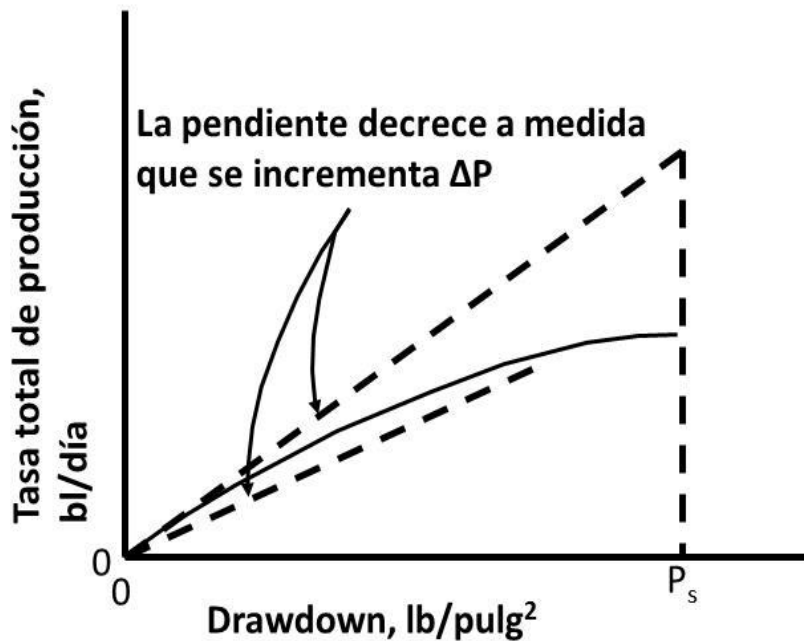


Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

El valor de q en el punto B , es decir J_{P_s} , se llama potencial del pozo y se representa con el símbolo q' . Se debe hacer énfasis en que la figura 8 se refiere al comportamiento de la formación, es decir, a la reacción de la formación a un drawdown de presión en el pozo, de tal manera que al referirse al potencial del pozo, se está hablando en realidad del potencial de la formación representado cuando la BHP fluyendo es cero.

En las figuras 7 y 8 se asumió que el IP es independiente de la producción lo que originó que la producción de la formación se comporte como una línea recta; este resultado está de acuerdo a la ecuación 3 de flujo radial. Casi siempre se puede esperar que la línea sea curva. A partir de la definición de la ecuación 1 para IP, la dirección de la curvatura es tal que el valor de J decrece al incrementarse los valores de ΔP , o de q (figuras 9 y 10)

Figura 8. Gráfica de la tasa de producción contra el drawdown: Caso general



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

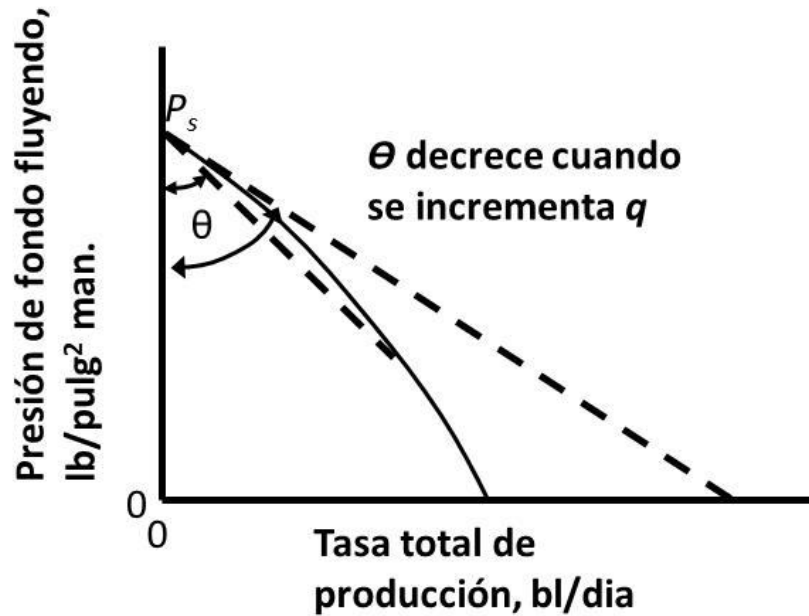
2.1 EL IPR

La curva de desempeño IPR (por sus siglas en inglés: *Inflow Performance Relationship*) se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert⁷ fue el primer autor en proponer esta relación para indicar el potencial de un pozo. Gilbert definió el IPR en un rango de presión que abarca desde la presión promedio del yacimiento hasta la presión atmosférica.

Para relacionar los casos, Gilbert usa el término *relación del comportamiento de flujo de entrada* (IPR) con el objeto de describir la curva de BHP fluyendo graficada contra la producción total (Figura 10) para cualquier pozo en particular.

⁷ GILBERT W. Flowing and Gas Lift well performance". API drill production practice. 1954

Figura 9. Relación del comportamiento del flujo de entrada

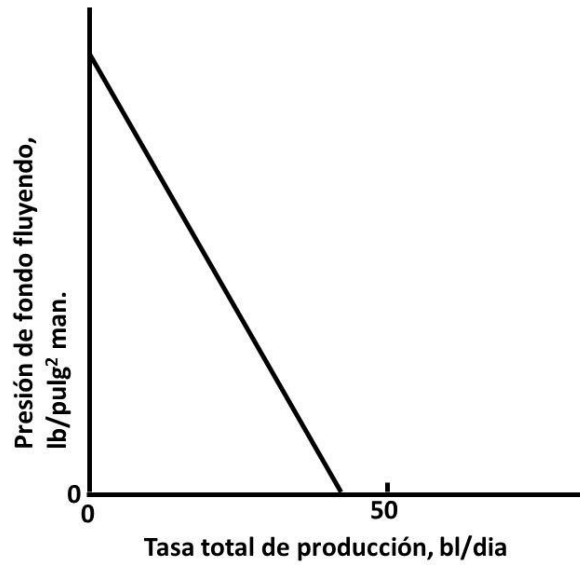


Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

Para ilustrar la importancia del conocimiento del IPR de un pozo, se analizarán dos ejemplos: Para el primer caso se tiene un pozo con una producción de 50 bl/día de aceite (se supone que el pozo produce sin agua). Para poder mantener la tasa requerida, se ha instalado una bomba en el pozo. Durante los primeros años de su vida el pozo ha producido sin dificultad los 50 bl/día. Sin embargo, la producción recientemente ha disminuido por cualquiera de estas dos situaciones: la formación ya no es capaz de producir 50 bl/día, o existe un defecto mecánico en el equipo del pozo que ocasiona una baja eficiencia de bombeo (desde el fondo del pozo hasta la superficie). La operación de sacar y reemplazar la bomba es costosa y no es aconsejable a menos que exista la garantía que al realizar el trabajo el pozo pueda producir nuevamente los 50 bl/día.

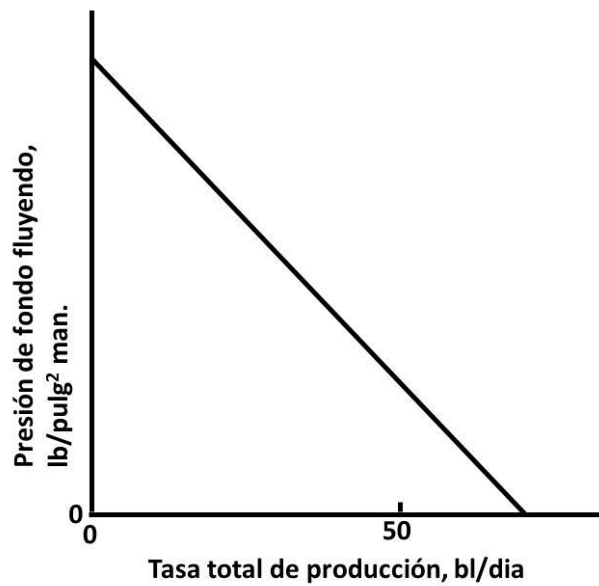
El primer paso a seguir en este caso es determinar el IPR del pozo. El resultado puede ser cualquiera de los mostrados en las figuras 11 y 12.

Figura 10. IPR que muestra que la formación es incapaz de tener la tasa de producción deseada



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

Figura 11. IPR que indica una formación capaz de producir la tasa deseada



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

Si el IPR fuera como el ilustrado en la figura 11 el pozo bajo ningún cambio de bomba producirá los 50 bl/día, debe ser necesario realizar trabajos de estimulación de la formación como fracturación o procesos de acidificación. Si por otra parte, el IPR es como se ilustra en la figura 12 es seguro que la reparación mecánica en el equipo del pozo permitirá que la producción sea la deseada.

Como un segundo ejemplo de la importancia del conocimiento del IPR, se supondrá un programa de estimulación de la formación en alguno de los pozos y, para medir el éxito de este programa, se usan tasas de producción de antes y después del tratamiento. En la Tabla 1 se consideran los resultados de dos pozos.

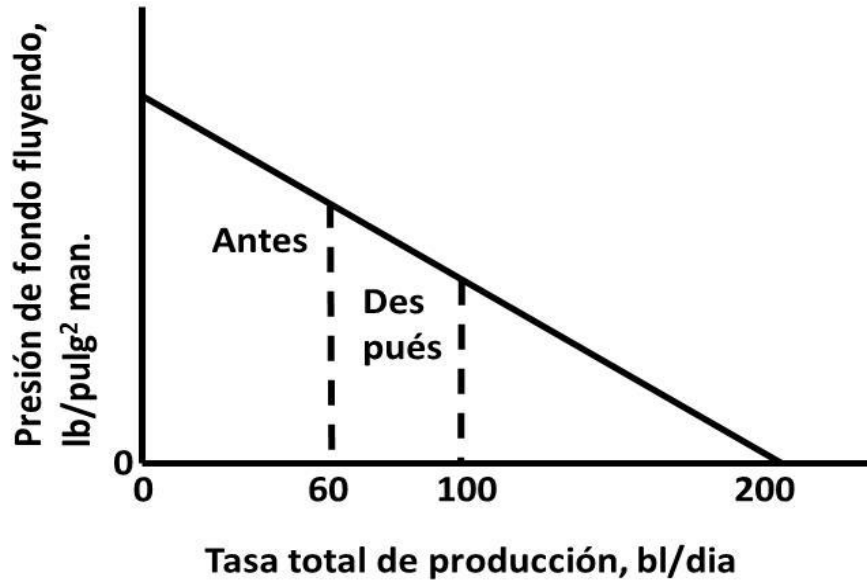
Tabla 1. Producción pozos A y B antes y después del tratamiento

Tasa de producción uniforme, bl/día		
Pozo	Antes del tratamiento	Una semana después del tratamiento
A	60, fluyendo	100, fluyendo
B	35, con bombeo	36, con bombeo

Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

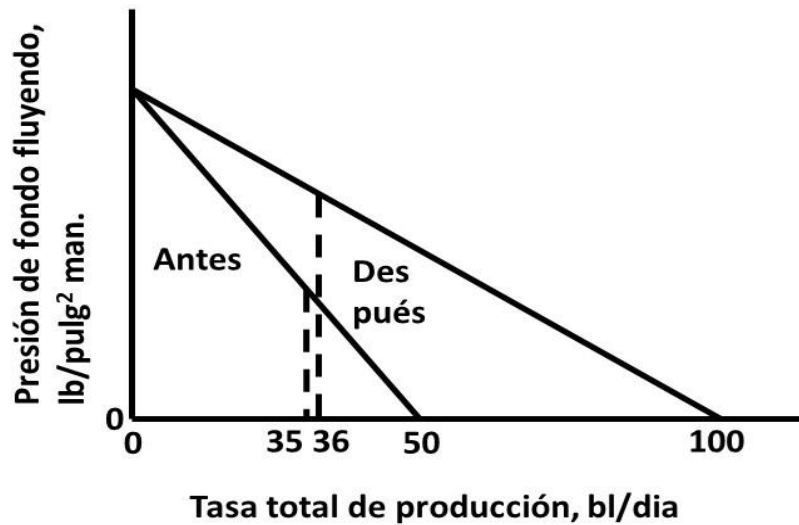
El tratamiento ha tenido éxito en el pozo A, pero no en el pozo B. No se cuenta con suficiente evidencia para sustentar esta conclusión; los IPR anteriores y posteriores de los pozos son ilustrados en las figuras 13 y 14.

Figura 12. La estimulación a la formación fue un fracaso a pesar del aumento en la tasa de producción



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

Figura 13. La estimulación a la formación tuvo éxito, no obstante la tasa de producción similar antes y después



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

El tratamiento no ha producido ningún efecto en el IPR del pozo A, es decir, el comportamiento del flujo de entrada a la formación no ha mejorado en forma alguna, por lo que se considera que el tratamiento no tuvo éxito. El incremento de la producción de 60 a 100 bl/día fue debido al azar y pudo producirse al remover alguna obstrucción que tenía la tubería.

Por otra parte, el tratamiento en el pozo B aumentó sustancialmente el potencial de la formación y fue un éxito indudable. Entonces ¿por qué las tasas antes y después fueron casi idénticas? Hay varias razones posibles: No se instaló la bomba en forma apropiada, pudo haberse dañado la bomba, pudo aumentar el GOR de la formación como consecuencia del tratamiento, dando como resultado una reducción en la eficiencia de la bomba. Para complicar aún más este punto, cuando se cierra un pozo para aplicarle un tratamiento, se aprovecha el momento para cambiar la bomba u otro equipo en el pozo y, generalmente, para limpiar y reactivar el pozo, de manera que cualquier incremento o disminución en la tasa de producción puede ser el resultado directo del mantenimiento y no tener ninguna relación con el tratamiento para estimular la formación.

2.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACION DEL IPR

Veremos los efectos consecuentes de la presencia de gas libre en la formación para llegar a algunas conclusiones en relación con la dependencia de las RGL durante un drawdown. La producción se considera libre de agua.

2.3 ZONA DE PERMEABILIDAD CONSTANTE

Partiendo de la ecuación de flujo radial, es evidente que la mayor parte de la caída de presión (BHP fluyendo) en una formación productora se encuentra en la vecindad del pozo. Aproximadamente más del 50% de la caída de presión se presenta dentro de los 20 pies cercanos al pozo y el aceite dentro de este radio de

20 pies constituye únicamente el 0,046% del aceite contenido dentro del radio de drenaje de pozo.

Cuando la BHP fluyendo está por debajo del punto de burbuja del aceite, a medida que una masa de aceite se mueve hacia el pozo, la presión de éste cae de manera uniforme, permitiendo que se libere el gas. La saturación del gas libre en la vecindad del cuerpo de aceite se incrementa uniformemente, así la permeabilidad relativa al gas se incrementa de manera uniforme en detrimento de la permeabilidad relativa al aceite. Mientras más grande sea el drawdown, es decir mientras más baja sea la presión en la cara del pozo, más marcado será el efecto, de manera que sería razonable esperar que el IP (el cual depende de la permeabilidad efectiva del aceite) disminuya y el GOR (el cual está en función de la permeabilidad efectiva del gas) se incremente al aumentar el drawdown. Este argumento lleva a la conclusión de una IPR de forma curvada, como el de la figura 10, siempre que la BHP fluyendo esté por debajo de la presión del punto de burbuja.

El drawdown puede tener efecto considerable en el GOR producido no sólo debido al incremento de la permeabilidad efectiva del gas con un BHP decreciente, sino también porque todo el aceite de la vecindad del pozo contribuye con gas libre además del gas libre que entra en el contorno del pozo procedente de lugares apartados de la formación. Mientras más grande sea el drawdown, mayor será la contribución de gas libre a partir del aceite de las cercanías del pozo y mayor será el GOR producido. En ciertas circunstancias, el GOR producido puede disminuir primero y, después aumentar cuando se incremente la producción de tal manera que alguna producción diferente de cero generará un mínimo GOR producido.

Para las presiones fluyendo cercanas al punto de burbuja (es decir, saturaciones de gas menores de la crítica dentro de la formación) y formaciones altamente

permeables, el efecto de la producción sobre el IP y el GOR puede considerarse inexistente o muy pequeños siempre y cuando se mantenga un flujo Darcy.

Por último, mientras el valor de BHP fluyendo se mantenga sobre la presión de saturación, no habrá gas libre en la formación y el IP se mantendrá constante, es decir, la parte de IPR aplicable a los valores de la BHP fluyendo mayor que la presión de saturación será una línea recta.

2.4 FORMACION ESTRATIFICADA

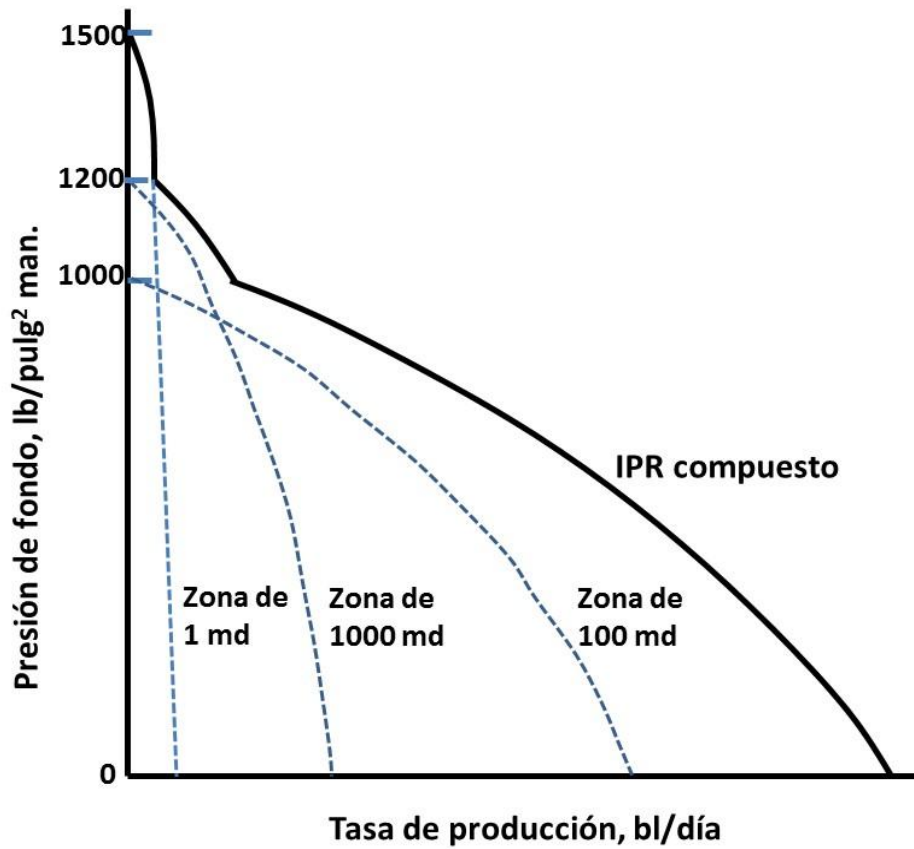
Prácticamente cualquier formación productora está estratificada hasta cierto grado, es decir, contiene capas de permeabilidad diferente. Para ilustrar lo efectos que tal estratificación puede tener sobre la forma del IPR y la dependencia del GOR en la producción, se considerará un ejemplo en el cual hay tres zonas diferentes que tienen permeabilidades de 10, 100 y 1 md, respectivamente. Se supone que no hay comunicación vertical entre las zonas excepto a través del mismo pozo. Evidentemente, la producción de esta formación se drenará en la zona de 100 md, con el resultado de que la presión estática en esta zona caerá debajo de la presión de las otras dos; la zona de 1 md es la que tiene la presión estática más alta.

2.5 EFECTOS SOBRE EL IPR

Considerando que se ha alcanzado cierta etapa en la cual la presión en la zona de 100 md es de 1000 psi; en la de 10 md es de 1200 psi y en la de 1 md es de 1500 psi. El pozo se prueba ahora a varias producciones para establecer el IPR. Si los IPRs individuales de las tres zonas son los que se indican en la figura 15 el IPR compuesto, que es la suma de estas tres curvas, tendrá la forma mostrada. Se puede concluir que muchos pozos, debido a la estratificación y al agotamiento diferencial subsecuente de las zonas de producción, muestran una curva del IPR

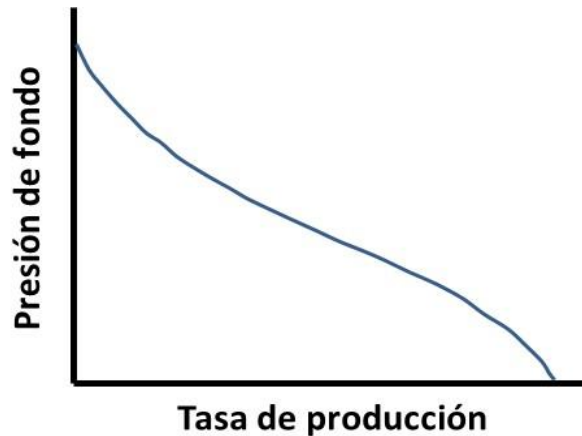
compuesto del tipo ilustrado en la figura 16, es decir, un IP mejorado con la producción en incremento en las tasas bajas, pero un IP que decae con tasas de producción mayores.

Figura 14. IPR compuesto para una formación estratificada



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

Figura 15. Curva típica del IPR



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

2.6 EFECTOS SOBRE EL GOR

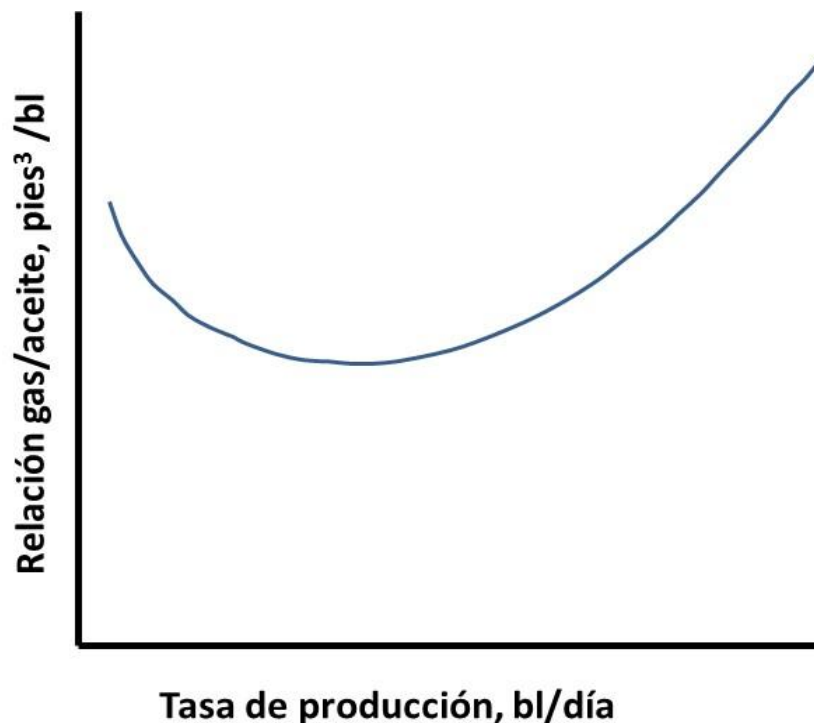
Para cualquier saturación de aceite dada, la relación entre la permeabilidad efectiva al gas y la permeabilidad efectiva al aceite es mayor y mientras mayor sea el grado de cementación y consolidación, la permeabilidad será más baja. Si se ha obtenido suficiente producción de una formación estratificada para asegurar un grado notable de agotamiento diferencial, y si se ha hecho una serie de pruebas de producción en un pozo ya terminado en esta formación, con las tasas variando desde virtualmente cero hasta el potencial máximo, entonces, para tasas bajas de BHP fluyendo será alta y únicamente las capas de alta presión contribuirán a la producción. Estas capas serán las de mayor consolidación y cementación, es decir, con los valores más altos de la relación de permeabilidad gas/aceite. En otras palabras los estratos que producen tasas bajas son los que producen un GOR alto.

Conforme aumenta gradualmente la producción del pozo, los estratos menos consolidados empezarán a producir uno por uno, con GOR progresivamente menores, entonces, la relación total de la producción disminuirá cuando se

incremente la tasa. Sin embargo, si las capas altamente explotadas producen con relaciones elevadas debido a las altas saturaciones de gas libre, el GOR total empezará finalmente a elevarse cuando la tasa de producción se incremente, y este ascenso continuará hasta que la zona más permeable haya entrado en producción, como consecuencia de efecto de “la vecindad del pozo” analizada previamente.

Se espera que un pozo que produce en una formación estratificada mostrará un mínimo en su GOR cuando se incremente la tasa de producción, como se observa en la figura 17

Figura 16. GOR contra la tasa de producción: el mínimo mostrado puede deberse a la estratificación de la formación.



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

2.7 PREDICCIÓN DEL IPR: CAMPO POR EMPUJE CON GAS DISUELTO

Existen dos problemas diferentes por resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra tasa en un momento determinado, es decir, en una etapa particular de la extracción. El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continúa la producción.

2.8 METODO VOGEL

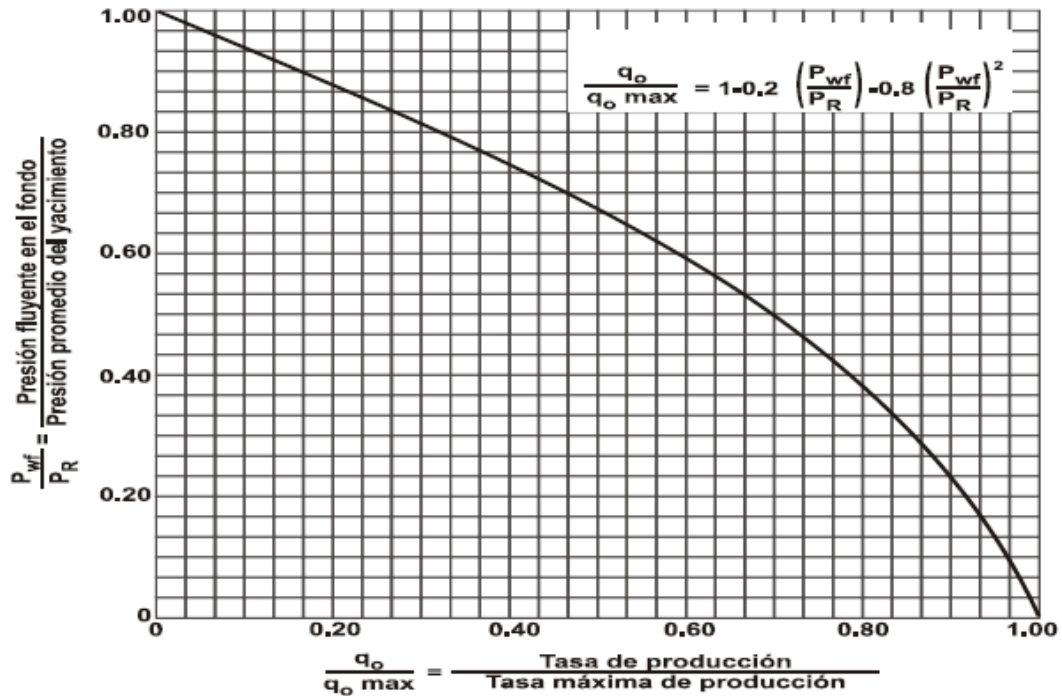
Método empírico para determinar el IPR, se basó en datos de 21 condiciones de yacimientos, variación de permeabilidades relativas, variación de datos PVT del petróleo, variación del GOR y viscosidades del aceite.

Desarrollado para yacimientos de crudo saturados, empuje de gas en solución o producción por debajo del punto de burbuja. No es aplicable para situaciones de crudos pesados y alto valor de daño (skin).⁸

$$\frac{q_o}{q_o \text{ max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} = -0.80 \frac{P_{wf}}{P_r}^2 \quad \text{Ecuación 7}$$

⁸ VOGEL, "Inflow Performance Relationships in Solution-Gas Drive Wells". J Pet Tech. 1968

Figura 17. Curva IPR adimensional presentada por Vogel



Fuente: Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal

2.9 METODO DE FETKOVICH

Muestra que no hay linealidad en los IPR de los pozos productores de petróleo. Se postula que el flujo no Darcy es la razón para este comportamiento.

Fetkovitch concluyó que esto es válido inclusive cuando $P_{wf} > P_b$.

Sobre la base de experimentos de campo Fetkovitch sugirió que el IPR para un pozo petrolero es:

$$Q_o = J'(P_s^2 - P_{wf}^2)n \quad \text{Ecuación 8}$$

* n es un componente empírico en el rango de $0.568 < n < 1.0^*$

La no linealidad del IPR se puede deber al flujo no Darcy (turbulencia) o a los efectos del flujo en dos fases (permeabilidades relativas)⁹

⁹ FETKOVICH, M.J. The Isochronal Testing of Oil Wells. Paper SPE 4529. 1973

3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un sistema de levantamiento artificial (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

De forma general, los métodos de levantamiento artificial pueden ser clasificados en las siguientes categorías

- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (Por ejemplo reducción de densidad).

- Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

Los sistemas de levantamiento también pueden ser clasificados como convencionales como Gas lift, Bombeo Mecánico, Bombeo Electro sumergible (ESP), Bombeo por cavidades progresivas (PCP), y Bombeo Hidráulico, y no

convencionales, como el Plunger Lift, Chamber lift, RECOIL, y sistemas combinados.¹⁰

3.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

Es un método de levantamiento artificial altamente eficiente, este método puede utilizarse para producir fluidos de alta viscosidad, crudos con gas y pozos con alta temperatura, sin embargo es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

El método de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible (BES) tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

El Sistema BES representa uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

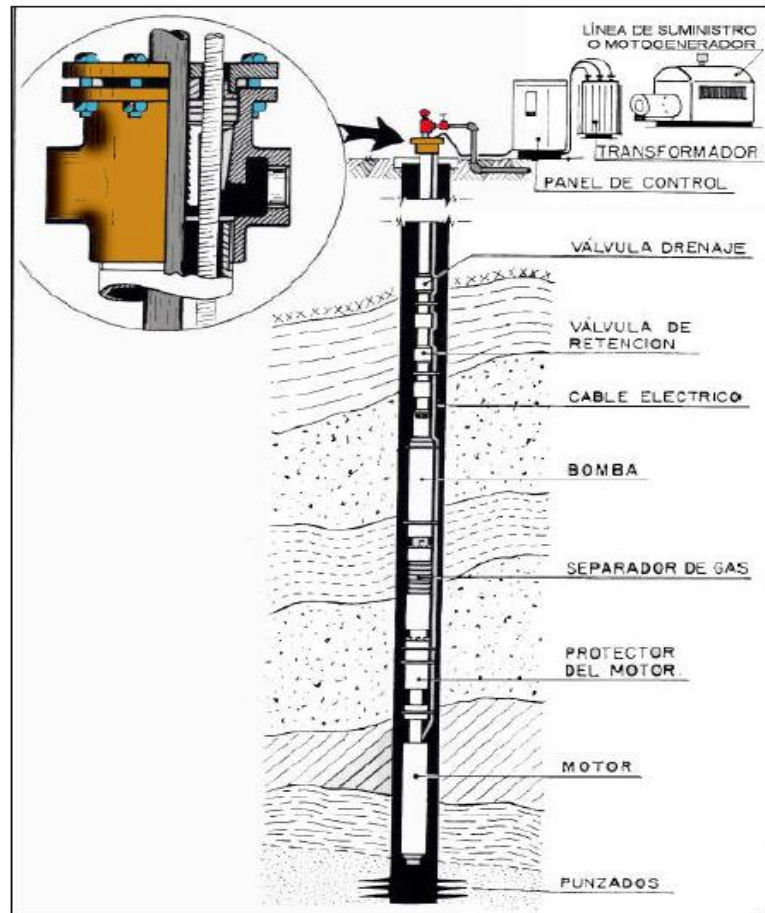
Su ventaja principal es que realmente no tiene casi instalaciones de superficie a excepción de un control de velocidad del motor. La motorización es eléctrica exclusivamente y el motor se encuentra en la bomba misma al fondo del pozo.

¹⁰ Disponible en <http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistemas-de-levantamiento-artificial.html>

En cuanto al costo de instalación, es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas.¹¹

Una instalación típica de fondo, de bombeo electrosumergible, consiste en un motor eléctrico de inducción trifásico de dos polos, una sección sellante o protector, un separador de gas o succión y una bomba centrífuga multietapa como se observa en la figura 18.

Figura 18. Instalación típica de fondo BES



Fuente: Manual de producción PAE. 2002

¹¹ PINTO, Ciro Abraham. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bombeo Electrosumergible. Universidad Industrial de Santander. 2013

Los componentes básicos del sistema para BES son:

Equipo de fondo

- Motor
- Cable de potencia
- Protector
- Sección de entrada o intake
- Bomba
- Sistema de control y monitoreo

Equipo de superficie

- Ensamblaje de cabeza de pozo
- Caja de empalme
- Panel de control
- Transformador
- Variador de frecuencia
- Cable eléctrico

Ventajas del BES

- Amplio rango de volúmenes
- Se puede utilizar con baja presión de fondo
- Pozos verticales o desviados
- Amplia confiabilidad en aplicaciones costa afuera
- Operaciones bajo condiciones extremas (temperatura, corrosión, abrasión) con la utilización de materiales y construcciones especiales
- La utilización de variadores amplía el rango de aplicación de un mismo equipo

Desventajas del BES

- Límite de temperatura del cable de potencia
- Elastómeros utilizados en el equipo
- Temperatura del motor
- Altos GOR pueden afectar el funcionamiento del equipo
- Alto contenido de sólidos puede causar rápido desgaste y disminución en el run life
- Altos dog leg alteran la instalación y operación
- En caso de falla requiere de taladro o estructura
- No aplicable para completamientos múltiples
- Requiere energía eléctrica con altos voltajes

El tiempo de espera entre fallas (*MTBF, Mean Time Between Failure*) es un factor a tener en cuenta en la operación de los sistemas de bombeo electrosumergible y depende de la tasa de producción, el proveedor del equipo, condiciones ambientales y los requisitos de operación. Tiene valores típicos entre 6 y 5 años en los ambientes más amigables . Algunos factores que influyen sobre este valor son:

- El uso de procedimientos de campo inadecuados.
- Monitoreo continuo de las presiones y tasas de producción.
- Arranque y parada controlada de los equipos

3.2 BOMBEO HIDRAULICO

Es un sistema de levantamiento artificial de petróleo que usa el mismo petróleo de producción, a alta presión, para proveer la fuerza a una bomba hidráulica colocada en el fondo del pozo para aumentar su producción.

La ventaja de este sistema es, sobre todo, su eficiencia, y el control sobre la producción, ya que se puede conseguir una relación de 1: 1 en cuanto a la producción en relación al fluido bombeado por el sistema hidráulico, es decir un barril de producción por barril bombeado por el sistema.

El bombeo hidráulico o Power Oil, utiliza bombas fijas y bombas libres, siendo el sistema de bomba libre el más económico porque se eliminan costos de extracción de la bomba.

El petróleo antes de ser utilizado en este proceso de bombeo debe ser sometido a diferentes procesos; inyección de químicos, tanques de lavado y tanques de reposo para poder eliminar gas, agua y sólidos del mismo.¹²

En el sistema de bombeo hidráulico, el crudo (o agua) se toma del tanque de almacenamiento y se alimenta a la bomba Triple/Múltiple. El fluido de potencia, ahora con la presión aumentada por la bomba triple, está controlada por las válvulas en la estación de control y distribuida en uno o más pozos. El fluido de potencia pasa a través de las válvulas del cabezal del pozo y es dirigido a la bomba hoyo abajo. En una instalación de bomba de pistón, este fluido de potencia acciona el motor que a su vez acciona la bomba. El fluido de potencia regresa a la superficie con el crudo producido y es enviado por tubería a tanque de almacenamiento.

Todos los sistemas de bombeo hidráulico incorporan los segmentos funcionales siguientes:

¹² MATULEVICH, Alejandro. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bombeo Hidráulico. Universidad Industrial de Santander. 2013

Almacenamiento del fluido de potencia: El sistema de tanque depurador donde el crudo de potencia mezclado y la producción regresan del (los) pozo(s) con el crudo que la bomba triple toma de la parte superior del tanque.

Máquina motriz: Motor eléctrico, de gas o diesel.

Bomba superficial: Bombas triple/múltiple de alta presión están diseñadas especialmente para este fin.

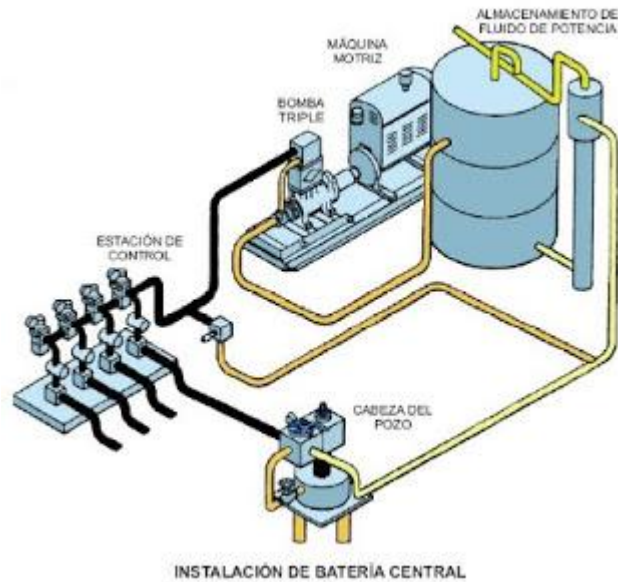
Estación de control: El fluido de potencia se puede dirigir a un múltiple de distribución a cualquier distancia de la planta y de allí se puede controlar la velocidad de la bomba de cada pozo de entre muchos.

Cabezal del pozo: La ausencia del equipo móvil permite muchas disposiciones de cabezales de pozo; arriba o abajo del suelo, arriba o abajo del agua, etc.

Configuraciones subterráneas: Una variedad de sistemas hoyo abajo se pueden utilizar. Dos tipos básicos son el de "tubería de revestimiento libre" y el "libre paralelo".

Bomba hoyo abajo: El principio de operación del diseño de una bomba de pistón hoyo abajo es extremadamente simple. El motor es accionado por el fluido de potencia controlado por la válvula del motor. El pistón del motor lleva una varilla (que acciona hidráulicamente la válvula) que conecta al pistón de la bomba. El diseño Kobe utiliza varillas y pistones que son huecos de modo que la misma presión del fluido de potencia se ejerce en las mismas áreas superior e inferior, de modo que el conjunto está siempre en equilibrio hidráulico total.

Figura 19. Instalación batería central bombeo hidráulico



Fuente: http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_4374.html

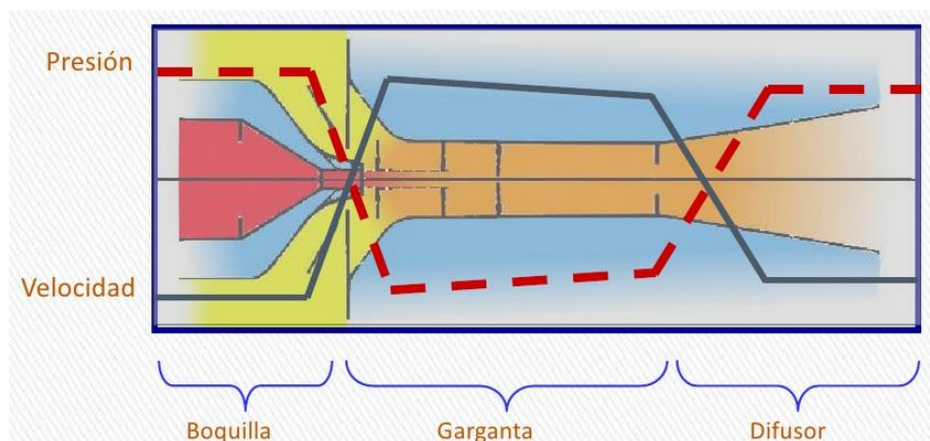
Bombeo hidráulico tipo jet (chorro)

El bombeo hidráulico tipo Jet, es un mecanismo de producción de pozos petroleros, que actúa mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción. La bomba de subsuelo actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o presión sobre los fluidos producidos.

La bomba de subsuelo tipo Jet, logra su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos. La alta presión del fluido motriz enviado desde la superficie pasa a través de una boquilla donde su energía potencial o presión es convertida en energía cinética en la forma de chorro de fluido a gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.

No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz. Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación.

Figura 20. Perfil de presión y velocidad bomba hidráulica tipo pistón



Fuente: <http://es.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-hidraulico-tipo-je-tgr-3>

Ventajas

- Flexibilidad en la rata de producción.
- Cálculo de la P_{wf} en condiciones fluyentes por el programa de diseño.
- La bomba Jet no tiene partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- Puede ser instalada en pozos desviados.
- Pueden ser fácilmente operadas a control remoto.
- Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.

- Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente. Esta ventaja es muy importante porque reduce los requerimientos de los equipos de reacondicionamiento (workover) para hacer el mantenimiento a los equipos de subsuelo.
- La bomba Jet es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.
- Muy apropiadas para instalación de medidores de presión debido a su baja vibración.
- Muy apropiadas para zonas urbanas o cerca de zonas urbanas, plataformas costa afuera y zonas ambientalmente sensibles.
- Puede manejar fluidos contaminados con CO₂, SO₂, gas y arena.

Desventajas

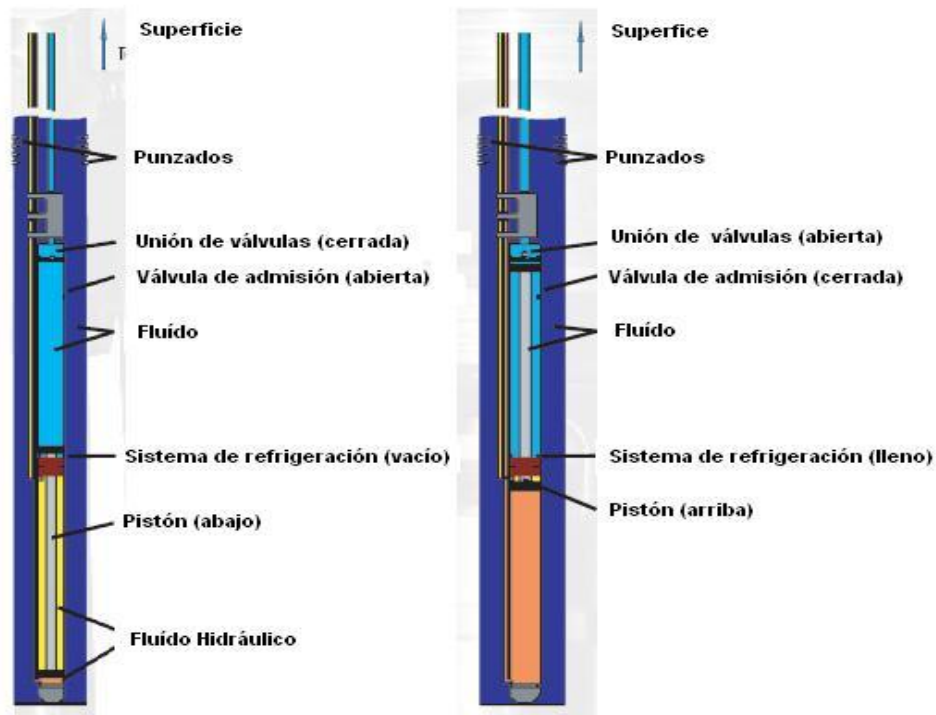
- Requiere alto caballaje (mayor de 200 HP)
- Requiere alta presión de fondo fluyente
- El diseño de la bomba es bastante complejo por las variadas combinaciones geométricas disponibles.
- La eficiencia de las bombas jet es baja (26% a 33%).
- Mayor riesgo en las instalaciones de superficie por la presencia de altas presiones.
- Falta de conocimiento en operaciones e ingeniería.
- Su rango de producción es muy bajo
- Requiere de vigilancia continua para su normal desarrollo.
- No puede funcionar hasta la depleción del pozo. Se podrá requerir de otro método
- Bueno para pozos de baja producción. Menor a 200 BOPD
- Se requiere comunicación entre el tubing y el casing para una buena operación.

- En pozos donde se tiene un alto corte de agua se requiere inyectar químicos para bajar emulsión producida por la jet en los tanques de almacenamiento.

Bombeo hidráulico tipo pistón

Las bombas de pistones están formadas por un conjunto de pequeños pistones que van subiendo y bajando de forma alternativa de un modo parecido a los pistones de un motor a partir de un movimiento rotativo del eje. Estas bombas disponen de varios conjuntos pistón-cilindro de forma que mientras unos pistones están aspirando líquido, otros lo están impulsando, consiguiendo así un flujo menos pulsante; siendo más continuo cuantos más pistones haya en la bomba; el líquido pasa al interior del cilindro en su carrera de expansión y posteriormente es expulsándolo en su carrera de compresión, produciendo así el caudal.

Figura 21. Bomba hidráulica tipo pistón



Fuente: http://www.petrolnews.net/pics/Lit_Pum_sup_img1.JPG

La eficiencia de las bombas de pistones es, en general, mayor que cualquier otro tipo, venciendo, generalmente, presiones de trabajo más elevadas que las bombas de engranajes o de paletas.

Las tolerancias muy ajustadas de estas bombas las hacen muy sensibles a la contaminación del líquido. Según la disposición de los pistones con relación al eje que los acciona, estas bombas pueden clasificarse en tres tipos:

- Axiales: los pistones son paralelos entre si y también paralelos al eje.
- Radiales: los pistones son perpendiculares al eje, en forma de radios.
- Transversales: los pistones, perpendiculares al eje, son accionados por bielas.

Ventajas

- Pueden ser usados en pozos profundos (+/- 18000 pies).
- No requieren taladro para remover el equipo de subsuelo.
- Puede ser utilizado en pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles.
- Varios pozos pueden ser controlados y operados desde una instalación central de control.
- Puede manejar bajas concentraciones de arena.

Desventajas

- Costo inicial alto
- Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo, por la presencia de altas presiones.
- Altos costos en la reparación del equipo.
- No es recomendable en pozos de alto GOR.
- Problemas de corrosión.
- El diseño es complejo.

- Requiere de suficiente cantidad de flujo motriz. Si es aceite del pozo puede reducir la productividad.
- Existen problemas de tratamiento donde se utiliza agua en el sistema de flujo motriz.

3.3 GAS LIFT

El Levantamiento Artificial por Inyección de Gas es un método de producción que utiliza gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía. El principio de este método es reducir el peso de la columna Hidrostática inyectando gas dentro del pozo (puede ser al anular o al tubing pero no al yacimiento), el cual se mezcla y disuelve con los fluidos que se deseen producir y reduce su peso aumentando la producción ante una caída en la presión en el fondo del hoyo y por consiguiente una mayor presión diferencial. Esto hace que se necesite menos energía para levantar el fluido (al ser éste menos pesado), y que el mismo pueda ser llevado hasta la superficie. La inyección de gas puede hacerse de dos maneras

Inyección de gas por flujo continuo

Se considera una extensión del método de producción por flujo natural, consiste en suplir el gas de la formación mediante la inyección continua de gas en la columna de fluidos, con la finalidad de aligerar el peso de ésta.

Inyección de gas por flujo discontinuo

Se inyecta cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción, con el propósito de desplazar, hasta la superficie, la columna o tapón de fluido que apoya la arena por encima del punto de inyección.

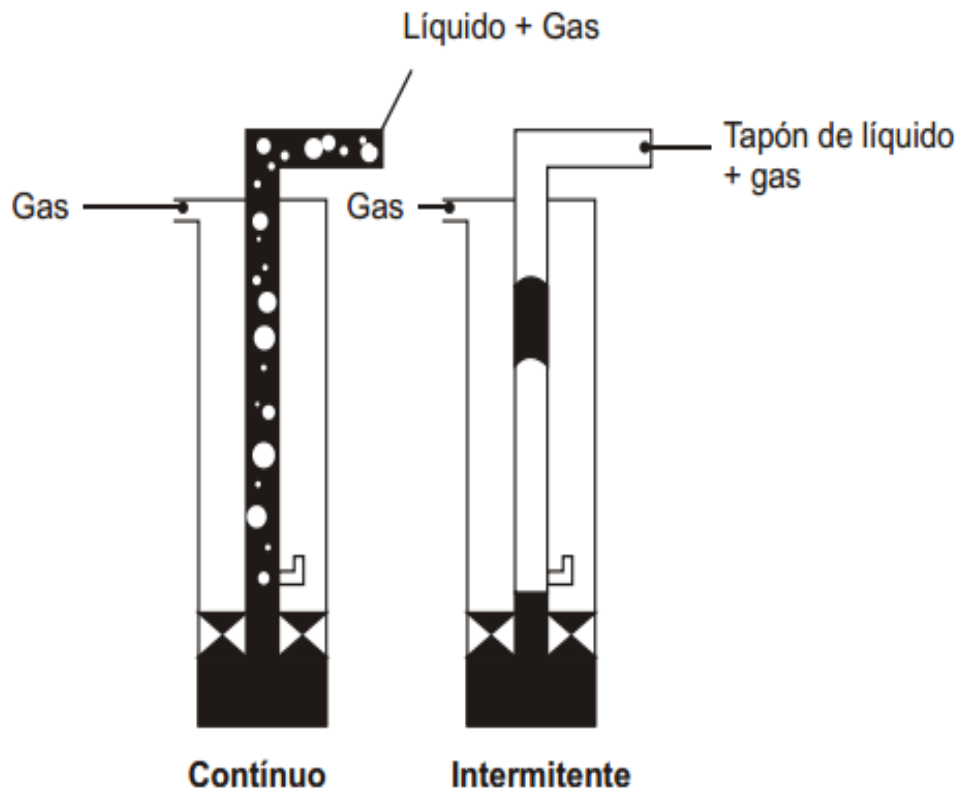
Existen diferentes tipos de instalaciones para este método, los cuales se clasifican dependiendo de si el pozo se encuentra equipado o no, con empacadura y/o válvula fija.¹³

La eficiencia de levantamiento a nivel de pozo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, la eficiencia aumenta en la medida que se inyecta por el punto más profundo posible la tasa de gas adecuada, de acuerdo al comportamiento de producción del pozo.

La válvula operadora se debe colocar a la máxima profundidad operacionalmente posible, la cual está a dos ó tres tubos por encima de la empacadura superior. Cuando se dispone de suficiente presión en el sistema para vencer el peso de la columna estática de líquido que se encuentra inicialmente sobre la válvula operadora se coloca una válvula a la mencionada profundidad, sin necesidad de utilizar válvulas que descarguen previamente el líquido utilizado para controlar al pozo. En caso contrario se deben utilizar varias válvulas por encima de la operadora conocidas con el nombre de válvulas de descarga, ya que ellas descargarán por etapas el líquido que se encuentra por encima de la válvula operadora. Un espaciamiento correcto de estas válvulas y adecuada selección de las mismas permitirán descubrir la válvula operadora para inyectar así el gas por el punto más profundo posible.

¹³ VASPER, Adam SPE, Schlumberger. Auto, Natural, or In-Situ Gas-Lift Systems Explained. Society of Petroleum Engineers. 2008

Figura 22. Tipos de LAG



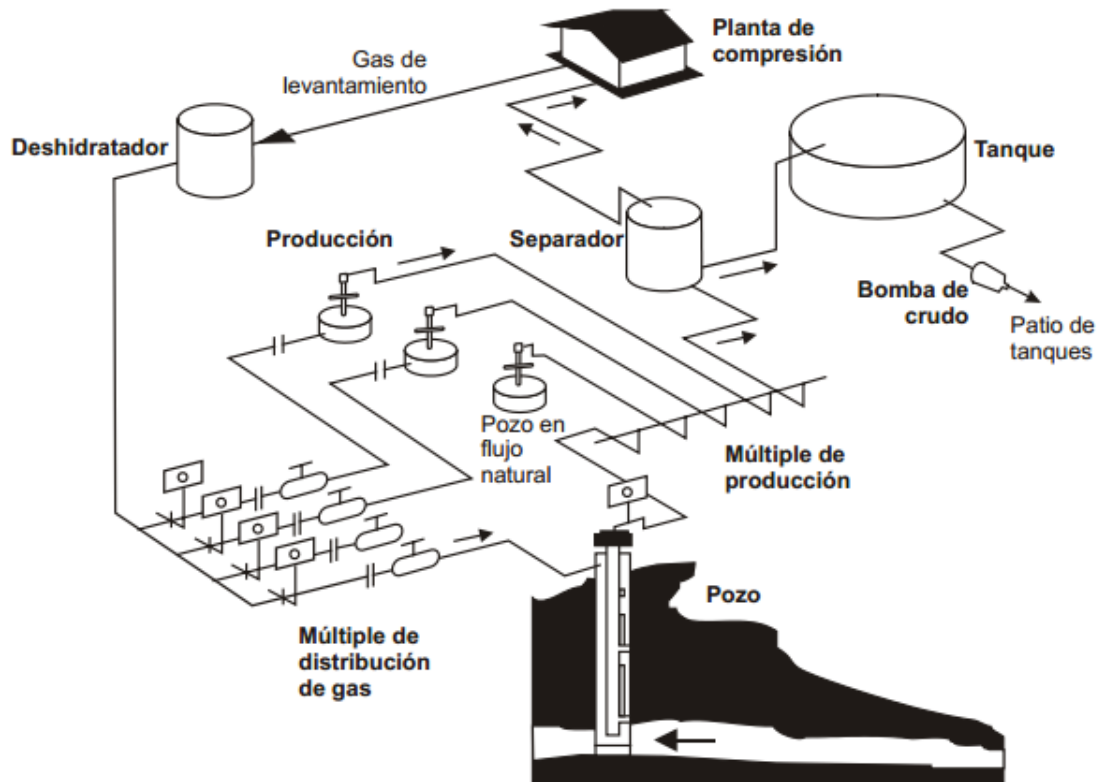
Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Curso taller "gas lift básico". 2004

El sistema de LAG está formado por un sistema de compresión, una red de distribución de gas a alta presión, equipos de medición y control del gas comprimido, los pozos conjuntamente con sus mandriles, válvulas de descarga y válvula operadora, y la red de recolección del gas a baja presión.

El gas a alta presión proviene del sistema de compresión de donde se envía a los pozos a través de una red de distribución, luego el gas de levantamiento conjuntamente con los fluidos producidos a través de los pozos, es recolectado por las estaciones de flujo donde el gas separado es enviado al sistema de compresión a través de un sistema de recolección de gas a baja presión.¹⁴

¹⁴ MAGGILOLO, Ricardo. Curso taller "gas lift básico".2004

Figura 23. Sistema típico de LAG, las flechas indican el recorrido del gas en el sistema.



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Curso taller "gas lift básico". 2004

Ventajas

- El número relativamente pequeño de partes móviles en un sistema de gas lift, permite un levantamiento más duradero en comparación con las otras formas de levantamiento artificial.
- Los costos de operación son generalmente mucho menores
- El levantamiento artificial con gas, es el que más se aproxima al flujo natural.
- Se usa en pozos con completamiento múltiple
- Las válvulas que se utilizan en este sistema son recuperadas por medio de cable de acero (wire line), lo que implica la no utilización de equipos de workover

- El costo inicial de los equipos de subsuelo son generalmente menores que los otros métodos de levantamiento artificial.
- Flexibilidad a la de las otras formas de levantamiento, ya que las instalaciones a gas pueden ser diseñadas para levantar desde uno a miles de barriles diarios.
- No se afecta si los pozos son desviados.
- La producción de arena junto con los fluidos producidos no afectan el equipo ni las instalaciones de gas lift.

Desventajas

- Disponibilidad suficiente de gas.
- El espaciamiento excesivo entre los pozos, puede dificultar el uso de una fuente centralizada de gas a alta presión.
- Cuando el gas que se va a utilizar en el levantamiento es muy corrosivo, puede obstaculizar seriamente las operaciones de levantamiento si no es tratado correctamente

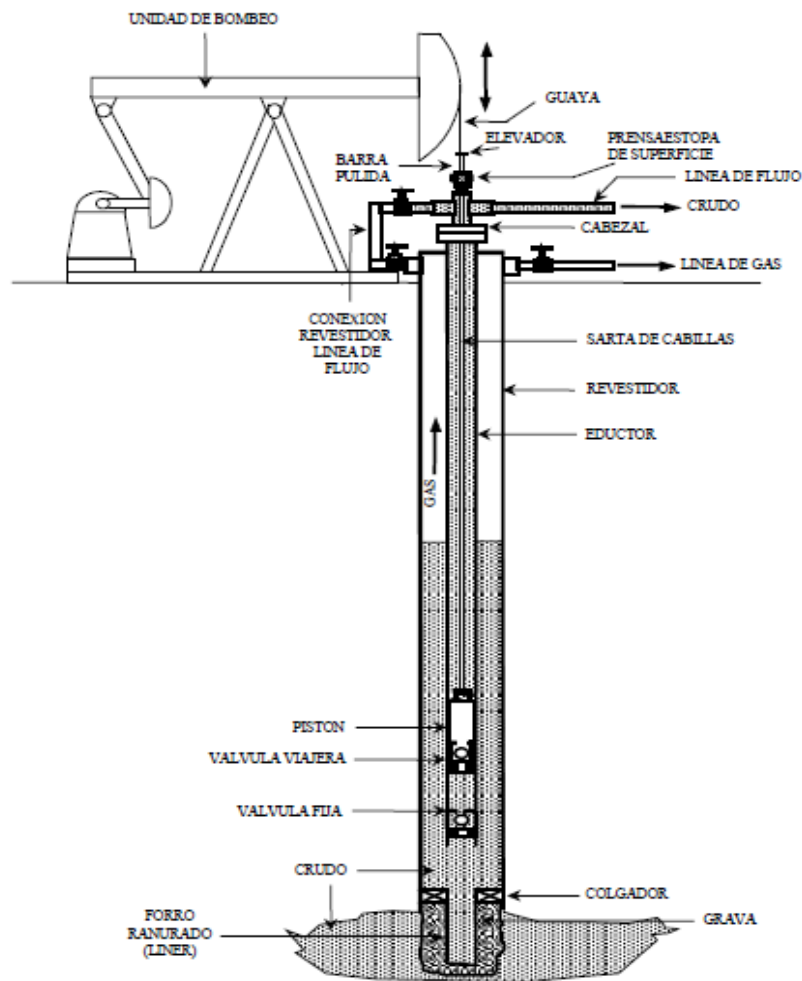
3.4 BOMBEO MECANICO

Es uno de los métodos más antiguos de levantamiento artificial, siendo el más usado en el ámbito mundial y nacional, tanto en la producción de crudos pesados como en la de extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos.

El método consiste en la instalación de una bomba de subsuelo de acción reciprocante que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de cabillas; esta energía proviene a su vez de un motor eléctrico o de combustión interna al cual moviliza la unidad de superficie mediante sistema de engranajes y correas. El movimiento rotativo en la unidad de superficie se convierte en movimiento reciprocante en el subsuelo.

Mueve hacia abajo y produce un punto de compresión cuando la presión interna es superior a la que exista en la válvula viajera, esta se abra y el fluido es trasferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite al ciclo de bombeo. No obstante hay que tener presente que la tubería debe ser capaz de soportar la presión debido a la columna de flujo sobre la bomba.¹⁵

Figura 24. Instalación típica bombeo mecánico



Fuente: CIED, Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. 2002

¹⁵ BROMN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol.2. Oklahoma: Penn well. 1977

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico básicamente consta de los siguientes elementos.

Equipo de superficie

- Base de la unidad.
- Generador de potencia.
- Convertidor de potencia.
- Balancín.
- Barra lisa.
- Instalación de la barra lisa.
- Equipo de cabeza de pozo.

Equipo de subsuelo

- Varillas de bombeo.
- Bomba de subsuelo (a su vez consta de barril o cuerpo de la bomba, pistón, válvula fija y válvula viajera).
- Ancla de gas (opcional)

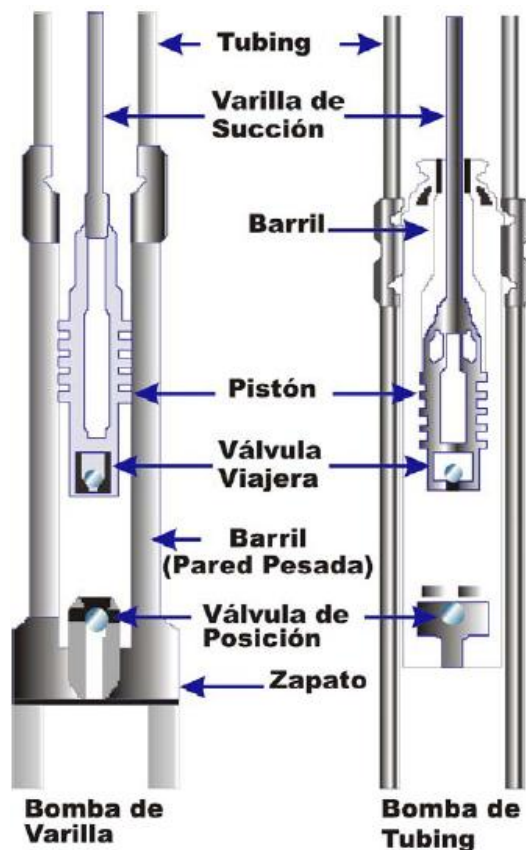
Las unidades de bombeo mecánico se clasifican según su geometría en tres tipos principales: unidades convencionales, las cuales tienen el apoyo en el punto medio del balancín; unidades neumáticas, cuyo punto de apoyo se ubica en el extremo delantero del balancín; y las unidades Mark II, que tienen el apoyo en el extremo trasero del balancín.

Las bombas instaladas en el sistema mecánico constan de un pistón dentro de un barril con válvulas de entrada y salida de fluido, y pueden ser de acción simple o de acción doble. Las bombas de acción simple son usadas generalmente en combinación con sistemas de empuje mecánico, mientras que las de acción doble se emplean con mayor frecuencia con sistemas de empuje hidráulico.

Las bombas de pistón son eficientes y técnicamente simples. Las tasas de producción se pueden adaptar fácilmente ajustando la velocidad del motor y las presiones mínimas alcanzables en fondo son muy bajas. Los fluidos viscosos generalmente no son un problema, sin embargo, las partes móviles y las superficies deslizantes hacen que este método tenga una tolerancia limitada a la producción de sólidos y las limitadas tasas hacen que este método solo sea aplicable para pozos de baja a media tasa.

Hay dos tipos principales de diseño para estas bombas: bombas de tubing y bombas de inserto o varilla. La bomba de tubing tiene una mayor capacidad, pero su mantenimiento requiere sacar el tubing. La bomba de inserto es usada con mayor frecuencia, ya que puede ser recuperada sacando las varillas. Esta también proporciona una mayor razón de compresión y por lo tanto tiene menos dificultad para el manejo de gas. La diferencia en estas dos configuraciones la podemos observar en la figura 26

Figura 25. Instalación de una b



Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Ventajas

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto valor residual de equipo de superficie.
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Permite alcanzar un alto grado de depleción.
- Varias alternativas para la fuente de poder (motor diésel o eléctrico)
- Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.
- Tolerancias a altas temperaturas.
- Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.

- Aplicables a huecos estrechos y completamientos múltiples.
- Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.
- Fácil aplicación de tratamientos contra corrosión y la formación de scales
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.
- Permite una operación más eficiente mediante el uso de unidades con doble sistema de válvulas, lo que permite bombear tanto en la carrera ascendente, como en la descendente.

Desventajas

- Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
- Requiere de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
- Presenta mayor desgaste de la varillas en pozos desviados.
- Problemas de fricción en pozos tortuosos.
- Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- Limitado por profundidad (debido a la resistencia de las varillas de succión).
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- Susceptible a la formación de parafinas.
- El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la corrosión
- Poca resistencia al contenido de H₂S
- En pozos de diámetro pequeño, se limita el caudal a producir, por el tamaño del equipo de subsuelo.

Con respecto a las desventajas enunciadas, se han implementado a lo largo del tiempo una serie de prácticas que permiten superarlas. En cuanto a las limitaciones por caudal, se utilizan bombas de carrera larga y de diámetro mayor y bombas multietapa o multibarril para manejar crudos pesados y con arena. Se pueden utilizar también plásticos reforzados como material de construcción de las

varillas para reducir el peso, simplificar el mantenimiento, limitar la corrosión o reducir la elongación de las mismas. Igualmente se recomienda en la mayoría de los casos la instalación de separadores de gas en fondo, para mejorar la eficiencia volumétrica del sistema.¹⁶

3.5 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Las bombas de Cuidad Progresiva son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El efecto de bombeo se obtiene a través de cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator. El movimiento es transmitido por medio de una sarta de cabillas desde la superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor – reductor acoplado a las cabillas.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a bajas velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas o sólidos en suspensión, así como también son ideales para manejar crudos pesados y extrapesados.¹⁷

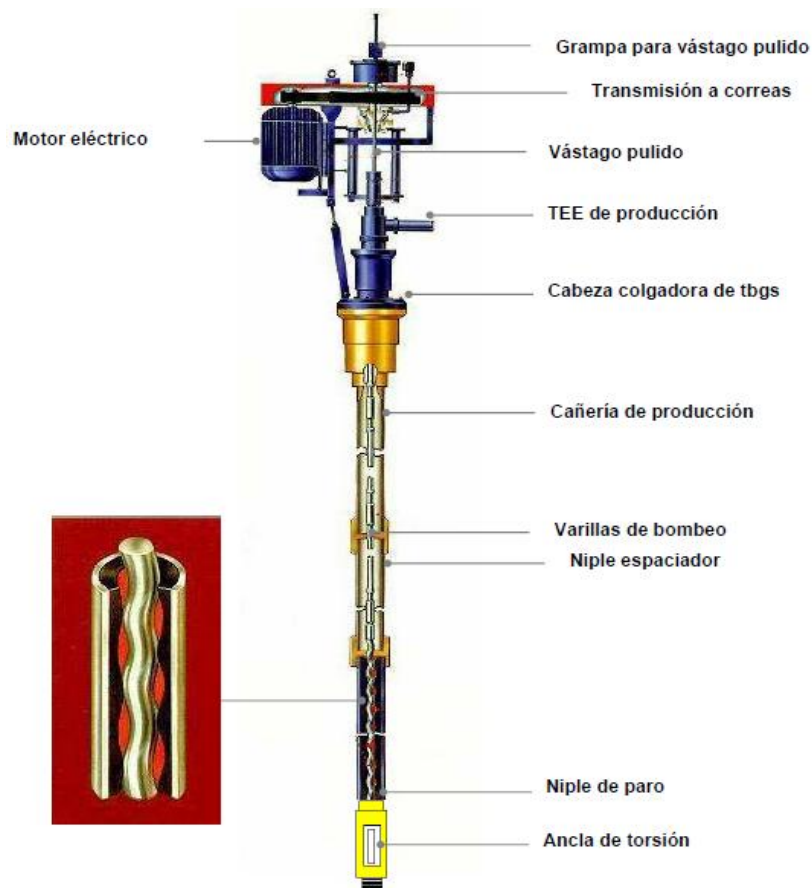
A grandes rasgos, la Bomba de Cuidades Progresivas (BCP) está compuesta por el Rotor y el Estator. El Rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de Cabillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al Rotor. El Estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado Elastómero.

¹⁶ MONTES, Erik. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bombeo Mecánico. Universidad Industrial de Santander. 2013

¹⁷ MARQUES S. David A., RONDÓN A. María A. Tesis de Pregrado Estudio Para El Mejoramiento de la Productividad de los Pozos del Área Mayor De Socororo, Mediante la Aplicación de Métodos de Levantamiento Artificial, Universidad Central de Venezuela. 2002

El funcionamiento de las BCP está basado en el principio ideado por René Moineau (no debe confundirse con la bomba de Arquímedes ya que son principios totalmente diferentes), la BCP utiliza un Rotor de forma helicoidal de n lóbulos dentro de un Estator en forma de helicoides de $n+1$ lóbulos. Las dimensiones del Rotor y el Estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga.

Figura 26. Instalación de una BCP



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. OilProduction.net. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008.

En la sarta de cabillas se encuentran además los acoples de cabillas y (opcionalmente) los centralizadores de cabillas, los cuales se utilizan para prevenir el roce excesivo entre los acoples y la tubería de producción en pozos con marcadas desviaciones (“pata de perro” o “dog legs”), con ángulos de inclinación muy grandes o en pozos horizontales.

Debajo de la BCP se coloca el Niple de Paro, el cual sirve para espaciar el Rotor con respecto al Estator. Opcionalmente y si se requiere, al Niple de Paro puede conectarse un Ancla de gas, una Empacadura, un Filtro de Arena, un Ancla Anti-Torque, etc¹⁸.

El bombeo por cavidades progresivas básicamente consta de los siguientes componentes

Equipo de Subsuelo

- El estator.
- El elastómero.
- El rotor.
- El niple de paro.
- Otros equipos de subsuelo (accesorios)

Equipos de Superficie

- Cabezales de rotación.
- Motovariadores mecánicos.
- Motorreductores.
- Variadores de frecuencia

¹⁸ CHACIN, Nelvy. Workshop International. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. Venezuela 2003

Ventajas

- Alta tolerancia a la producción de sólidos (hasta un 90%).
- Buena eficiencia energética.
- Bajos costos capitales y de operación.
- Buen manejo de fluidos viscosos y de crudos con elevadas relaciones gas-líquido.
- Bajo perfil en superficie.
- Fácil instalación a corto plazo (por ejemplo, para campañas de exploración).
- No posee válvulas internas ni trampas de gas.
- Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo.

Desventajas

- Tasa de producción limitada.
- Baja tolerancia a las altas temperaturas.
- Se requiere de una unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
- No es compatible con CO₂, ni demás fluidos de tipo ácido.
- Difícil detección de fallas en subsuelo.
- No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero, ya que éstos lo pueden deteriorar.

4. SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Un screening es una recopilación de datos, donde se muestra de forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad o se cumplirá una determinada condición. Para el presente caso, representa la jerarquización de las variables bajo las cuales se analizarán los Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) y los rangos de aplicación para cada uno de ellos.

Este screening se basa esencialmente en los SLA empleados con mayor frecuencia en la industria; entre ellos tenemos los SLA convencionales (Bombeo Electro Sumergible, Bombeo Hidráulico, Gas lift, Bombeo Mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas).

Para realizar este proceso se seleccionaron una serie de variables y características técnicas propias de cada sistema de levantamiento, las cuales fueron sometidas a un proceso de refinamiento a partir de información consultada en textos referencia, artículos técnicos y trabajos de grado dedicados al área de levantamiento artificial, y validados finalmente a través de la comparación y semejanza entre todos los datos recopilados.

El screening realizado para cada método partió el agrupamiento de variables en tres grandes conjuntos:

- Características de yacimiento, producción y pozo.
- Características de los fluidos producidos.
- Características de las facilidades de superficie.

Para la selección de estas variables y determinación de los diferentes grupos se tuvo en cuenta las características físicas del campo y yacimiento en estudio

tomando como referencia tesis de grado realizadas con el mismo objetivo para otros campos ¹⁹

Para cuantificar el grado de aplicación de cada método de levantamiento bajo determinadas condiciones, se estipuló una catalogación cualitativa a partir de los rangos en que mejor se desempeñan cada uno de estos métodos. Esta denominación se describe a continuación.

No Aplicable: Bajo ninguna circunstancia se debe utilizar el método dentro de este rango, dado que el sistema no está diseñado para dichas condiciones, por lo tanto, el sistema no funcionaría o tendría una vida útil excesivamente corta

Limitado: Dentro de este rango el sistema puede operar, pero presentaría una serie de restricciones, que podrían llevar a la necesidad de un diseño especial del sistema para adaptarlo a las condiciones solicitadas.

Aceptable: El sistema funciona dentro de este rango sin mayores modificaciones en su diseño, pero presenta una baja eficiencia de operación.

Bueno: El sistema es altamente aplicable dentro de este rango y presenta una mayor eficiencia de operación que las obtenidas en los rangos descritos anteriormente.

Excelente: Presenta un alto grado de aplicabilidad del sistema y por lo tanto, un período prolongado de vida útil dentro de este rango, el sistema en cuestión presentará una alta eficiencia de operación.

¹⁹ MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

Optimo: Es el rango en el cual el sistema de levantamiento artificial presenta su mejor funcionamiento, tanto en su eficiencia de operación, como en su período de vida útil y por lo tanto es el rango más aconsejado para su implementación.²⁰

4.1 RELACION DE VARIABLES CON LOS RANGOS DE APLICACIÓN

4.1.1 Bombeo electro sumergible.

La principal ventaja del ESP es sin duda alguna la facilidad que tiene para levantar elevadas tasas de producción, lo que hace que este SLA sea muy atractivo incluso cuando otras condiciones existentes sean desfavorables, como por ejemplo, BS&W muy altos.

Tabla 2. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Electro Sumergible.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos					1	> 1
Tasa de Producción (BPD)	<100 y >60000	100 a 200	201 a 300 y 50001 a 60000	301 a 1000 y 30001 a 50000	1001 a 10000 y 20001 a 30000	10001 a 20000

²⁰ MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Profundidad del pozo (ft)	>15000	12501 a 15000	10001 a 12000	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000
Tamaño Casing (In ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7
Grado de Inclinación Pozo con respecto a la vertical (°)	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogled (ft/100ft)			>10		4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>450	351 a 450	326 a 350	251 a 325	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)				14 a 300	301 a 500	>500
Tipo de Completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 3. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Bombeo Electro Sumergible.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW				91 a 99,9	71 a 90	0,1 a 70
Viscosidad del fluido producido (cp)	>5000	201 a 5000	101 a 200	51 a 100	11 a 50	0,1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	6 a 15	0 a 5
GOR (scf/stb)	>5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado			Acidos Solventes Inhibidores			Sin Tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 4. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Electro Sumergible.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicabl e	Limitad o	Aceptable	Bueno	Excelent e	Optimo
Tipo de Locación				Remoto	Offshore	Onshor e
Energía Eléctrica	Generad a					Compra da
Espacio				Reducido	Amplio	Standar d

Tomado de: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

4.1.2 Bombeo hidráulico.

Es el sistema que se aplica a mayor profundidad, posee una gran capacidad en el manejo de altas tasas de fluido y se puede aplicar a pozos con alto grado de desviación. Se ve seriamente afectado por la presencia de arena.

Tabla 5. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos			1		2	>2
Tasa de Producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	1 a 50 y 2001 a 10000	51 a 100 y 1001 a 2000	101 a 150 y 501 a 1000	151 a 500
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño Casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Grado de Inclinación Pozo con respecto a la vertical (°)			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogled (ft/100ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600		251 a 550	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	501 a 1000
Tipo de Completamie				Múltiple		Simple

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
nto						
Tipo de Recobro			Secundario y Terciario		Primario	

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 6. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Bombeo Hidráulico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	>1000	801 a 1000	501 a 800	201 a 500	0,1 a 1 y 11 a 200	1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>200		101 a 200	11 a 100	3 a 10	0 a 2
GOR (scf/stb)	>500	401 a 500	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tratamiento Aplicado			Acidos	Sin tratamiento	Inhibidores	Solventes

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 7. Características de las facilidades de superficie para Hidráulico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación			Offshore y Remotos			Onshore
Energía Eléctrica				Comprada Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Standard

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

4.1.3 Gas lift.

La alta relación gas aceite es uno de sus principales requerimientos para su buen funcionamiento, maneja altas tasas de fluido y se ve seriamente afectado por diámetros de casing pequeños que impiden una buena instalación de la tubería y válvulas.

Tabla 8. Características de yacimiento, producción y pozo para Gas lift

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicabl e	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos	1		2 a 15		16 a 25	>25
Tasa de Producción (BPD)	1 a 100 y >35000	101 a 500 y 3001 a 35000	501 a 1000	1001 a 5000 y 20001 a 30000	5001 a 10000 y 15001 a 20000	10001 a 15000
Profundidad del pozo (ft)	18500	15001 a 18500	1 a 2500	2501 a 7500	7501 a 10000	10001 a 15000
Tamaño Casing (In ID)	2 3/8		4 1/2	5 1/2	7	>7
Grado de Inclinación Pozo con respecto a la vertical (°)		76 a 90	66 a 75	46 a 65	31 a 45	0 a 30
Severidad Dogled (ft/100ft)		>80	71 a 80	61 a 70	51 a 60	0 a 50
Temperatura (°F)	>500	401 a 500	281 a 400	201 a 280	1 a 100 y 151 a 200	101 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	14 a 500	501 a 650	651 a 850	851 a 1000	1001 a 2000	>2000
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro	Secunda-rio		Terciario			Primario

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 9. Características de las propiedades de los fluidos producidos para Gas lift.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW	>90	81 a 90	41 a 80	21 a 40	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	0,1 a 5 y >800	6 a 10 y 601 a 800	11 a 20 y 501 a 600	21 a 30 y 201 a 500	31 a 40 y 71 a 200	41 a 70
Presencia de fluidos corrosivos					Si	No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>12000	5001 a 12000	1001 a 5000	501 a 1000	201 a 500	0 a 200
GOR (scf/stb)	0 a 50	51 a 150	151 a 500	501 a 1000	1001 a 5000	>5000
Presencia de Contaminantes				Severa y Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado		Acidos	Solventes Inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 10. Características de las facilidades de superficie para Gas lift

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación		Remotos			Onshore	Offshore

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Energía Eléctrica				Comprada Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Standard

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

4.1.4 Bombeo mecánico.

Una de sus principales ventajas se debe al manejo de fluidos de alta viscosidad y su resistencia a altas temperaturas de operación, aun cuando es el SLA más sensible a la corrosión. El factor de mayor importancia que generalmente motiva a los ingenieros de producción a seleccionar el bombeo mecánico como alternativa de levantamiento, es la vasta experiencia de campo con que se cuenta para su instalación, operación y mantenimiento.

Tabla 11. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos					1	>1
Tasa de Producción (BPD)	>10000	4001 a 10000	1001 a 4000	1 a 10 y 501 a 1000	11 a 50 y 301 a 500	50 a 300
Profundidad del pozo (ft)	>14000	100001 a 14000	7001 a 1000	3001 a 7000	2501 a 3000	1 a 2500
Tamaño Casing (In ID)	>9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7		5 1/2	4 1/2
Grado de Inclinación Pozo con respecto a la vertical (°)	>45		21 a 45	11 a 20	6 a 10	0 a 5
Severidad Dogled (ft/100ft)	>20	11 a 20	6 a 10		4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	401 a 550	251 a 400	151 a 250	1 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	>400	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 50 y 101 a 200	51 a 100
Tipo de Completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 12. Características de los fluidos producidos para Bombeo Mecánico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW	>95	61 a 95	46 a 60	26 a 45	16 a 25	0,1 a 15
Viscosidad del fluido producido (cp)	>7000	5001 a 7000	3001 a 5000	0,1 a 20 y 1001 a 3000	21 a 100 y 501 a 1000	101 a 500
Presencia de fluidos corrosivos	Si					No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>1000	501 a 1000	201 a 500	51 a 200	11 a 50	0 a 10
GOR (scf/stb)	>700	401 a 700	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de Contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamiento Aplicado		Acidos			Inibidores y Solventes	Sin tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 13. Características de las facilidades de superficie para Bombeo Mecánico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación	Offshore		Remotos		Onshore	

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Energía Eléctrica				Generada	Comprada	
Espacio	Limitado			Standard		Amplio

Tomado de: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

4.1.5 Bombeo por cavidades progresivas.

Este sistema se ha caracterizado por presentar un muy buen manejo tanto de crudos pesados y viscosos, como por una alta tolerancia al contenido de sólidos.

Tabla 14. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo por Cavidades Progresivas.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos					1	>1
Tasa de Producción (BPD)	1 a 5 y >5500	4501 a 5500	3501 a 4500	6 a 100 y 2501 a 3500	101 a 1500 y 2001 a 2500	1501 a 2000
Profundidad del pozo (ft)	>9800	7501 a 9800	5001 a 7500	3501 a 5000	2501 a 3500	1 a 2500
Tamaño Casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7		5 ½ y 2 3/8	4 ½

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Grado de Inclinación Pozo con respecto a la vertical (°)	11 a 90	9 a 10			4 a 8	0 a 3
Severidad Dogled (ft/100ft)	>10	5 a 10			3 a 4	0 a 2
Temperatura (°F)	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y > 1000	500 a 1000
Tipo de Completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 15. Características de los fluidos producidos para Bombeo por Cavidades Progresivas.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW	>90	56 a 90	41 a 55	16 a 40	7 a 15	0,1 a 6
A Viscosidad del fluido producido (cp)	>12000	0 a 100 y 10001 a 12000	101 a 500 y 8001 a 10000	501 a 1000 y 6001 a 8000	1001 a 5000	5001 a 6000
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>10000	8001 a 10000	501 a 8000	201 a 500	51 a 200	0 a 50
GOR (scf/stb)	>500	301 a 500		151 a 300	51 a 150	0 a 50
Presencia de Contaminantes				Severa	Media Leve	Nula
Tratamiento Aplicado	Solventes	Acidos	Inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

Tabla 16. Características de las facilidades de superficie para Bombeo por Cavidades Progresivas.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación		Offshore		Remotos		Onshore
Energía Eléctrica	Generada			Comprada		
Espacio				Reducido	Amplio	Standard

Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

5. METODOLOGIA DE SELECCIÓN

Partiendo del screening visto en el anterior capítulo se presenta a continuación paso a paso la metodología utilizada para seleccionar el método de levantamiento artificial más adecuado para el campo Recetor de acuerdo a los criterios descritos anteriormente.

Inicialmente se realiza una valoración de los criterios a tener en cuenta para la selección del SLA a utilizar para lo cual un grupo de expertos realiza una valoración de cada uno de ellos con base en los screening presentados anteriormente.

5.1 INFORMACION REQUERIDA

Para la aplicación de la metodología desarrollada se requiere del conocimiento de las variables expuesta en la figura 27. Los datos ingresados se almacenan en la columna Datos campo precedida por la columna criterio donde se encuentran los nombres de cada una de las variables a evaluar.

Figura 27. Criterios de evaluación para seleccionar un SLA

CRITERIOS	DATOS CAMPO
Numero de Pozos	
Tasa de producción (BPD)	
Profundidad del pozo	
Tamaño del casing (In ID)	
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	
Severidad Dogled (ft/100 ft)	
Temperatura (°F)	
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	
Tipo de Completamiento	
Tipo de Recobro	
BSW	
Viscosidad del fluido producido (cp)	
Presencia de fluidos corrosivos	
Contenido de arena abrasiva (ppm)	
GOR (scf/stb)	
Presencia de contaminantes	
Tratamiento aplicado	
Tipo de locación	
Energía eléctrica	
Espacio	

Fuente: El autor

5.2 EVALUACION CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Para cada uno de los rangos definidos en el screening del capítulo anterior se asignó por convención un valor numérico entre 0 y 5 que lo identifica y a la vez permite comparar el desempeño de un sistema con respecto a los demás mediante la cuantificación del desempeño frente a cada variable en particular. Estos rangos se presentan en la tabla 17

Tabla 17. Valor de los rangos del screening

Rango	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Valor Numérico	0	1	2	3	4	5

Tomado de: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

5.3 ASIGNACION DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES DE EVALUACION

Para la asignación de los porcentajes a cada variable se tuvieron en cuenta los siguientes análisis:

Se clasificaron en tres grupos, dependiendo de la importancia y disponibilidad que se tiene de cada una de estas al momento de implementar un sistema de levantamiento artificial.

Clase 1: “Variables Determinantes”; son aquellas que tienen una mayor influencia sobre las demás y sobre a selección del sistema de levantamiento como tal, dado que no es viable adaptarlas o cambiarlas a una condición en particular por razones físicas y económicas. Esta clase está conformada por 4 variables: Tasa de flujo, Profundidad, BSW y GOR.

Clase 2: “Variables Limitantes”; son aquellas que delimitan la eficiencia y el funcionamiento de un sistema de levantamiento y resaltan las fortalezas y debilidades de un sistema respecto a otro. A esta clase se asignaron 9 variables las cuales varía de un sistema de levantamiento a otro.

Clase 3: “Variables complementarias”; son aquellas que si bien no son críticas en el proceso de selección, si ayudan a tener un mayor grado de confiabilidad con respecto a la decisión final. Dentro de esta clase se incluyen las 7 variables que completan el total de 20 establecidas inicialmente. Al igual que las variables de la clase 2, varían de un sistema a otro.

Para poder estimar el valor numérico en términos porcentuales para cada categoría de variables, es necesario hacer un estudio exhaustivo de una cantidad considerable de casos de campo. Para este fin, se tomaron como referencia los ejemplos propuestos por autores como Brown²¹, Bucaram²² y Kahali²³, entre muchos otros. El procedimiento utilizado para definir con mayor certeza los porcentajes más apropiados, se fundamentó en el método de prueba y error, y en el análisis de resultados. Es decir, se seleccionan e introducen en el sistema una serie de datos de un caso citado en algunos de estos estudios, se realiza una evaluación preliminar para ver cuál SLA se ajusta mejor a dichas condiciones.

Posteriormente se hizo un análisis de la frecuencia con que cada variable era tomada como referencia para la selección de cada SLA, lo que permitió cuantificar la importancia relativa que tiene cada variable con respecto a las demás. A partir de esta cuantificación, se hizo la distribución de porcentajes por clases, de acuerdo a la importancia y relevancia de las variables pertenecientes a cada grupo de la siguiente forma:

²¹ BROWN, Kermit E. *Overview of Artificial Lift. Society of Petroleum Engineers*. N° 09979

²² BUCARAM, S. M. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods. Society of Petroleum Engineers*. N° 24843.

²³ HAHALI, K. *Artificial Lift Methods for Marginal Fields. Society of Petroleum Engineers*. N° 21696

Clase 1: 42%, sobre una base del 100%, la cual representa La totalidad de los casos en los cuales, por lo menos una de las variables contempladas en la presente metodología fue utilizada como criterio de selección.

Clase 2: 40,5%, sobre la base del 100%.

Clase 3: 17,5%, sobre la misma base, con lo cual se verifica que los tres porcentajes asignados sumen entre si, el 100%.

Finalmente se estableció que todas las variables pertenecientes a una misma clase, tendrán igual importancia relativa, razón por la cual, la distribución interna del porcentaje dentro de cada clase debe ser equitativa, obteniéndose como resultado los siguientes porcentajes iniciales por variable:

Variable Clase 1: 10,5% (4 variables = 42%)

Variable Clase 2: 4,5% (9 variables = 40,5%)

Variable Clase 3: 2,5% (7 variables = 17,5%)

En la medida en que los sistemas de levantamiento artificial presentan principios de operación diferentes, es e esperarse que las diversas variables tengan también grados de influencia diferentes para la selección entre un sistema y otro, razón por la cual las variables asignadas a las clases 2 y 3 podrán cambiar de una clase a otra dependiendo de método de levantamiento a evaluar. Por otra parte, dada la importancia generalizada de las variables de la clase 1, éstas serán siempre las mismas para todos los sistemas de levantamiento²⁴.

Una vez obtenido los valores de cada criterio se realiza la selección del sistema de levantamiento artificial adecuado para el campo mediante la implementación de un método de decisión multicriterio el cual se describe a continuación paso a paso.

²⁴ MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

5.4 METODO TOPSIS

Una de las técnicas analíticas para la evaluación multicriterio y multiatributo en la toma de decisiones es denominada TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to an Ideal Solution). Esta técnica está basada en el concepto intuitivo de que la alternativa seleccionada debe tener la distancia Euclidiana más corta posible a una solución ideal y estar lo más lejos posible respecto a otra solución anti-ideal, cuando dichas alternativas son consideradas como vectores en un espacio n-dimensional.

El método TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution) es un método para ordenar preferencias por similitud a una solución ideal, fue desarrollado por Hwang y Yoon²⁵ en 1981 y mejorada por los propios autores en 1987 y 1992, también trabajaron Zeleny²⁶, Lai et al²⁷ y muchos más.

TOPSIS es un método de decisión multicriterio para identificar las soluciones de un conjunto finito de alternativas. El principio básico es que la alternativa elegida debe tener la menor distancia a la solución ideal positiva y la mayor distancia a la solución ideal negativa. Una solución ideal se define como una colección de puntuaciones o valores en todos los atributos considerados, pudiendo suceder que tal solución sea inalcanzable. El vector compuesto por los mejores valores del j-ésimo atributo respecto a todas las alternativas posibles es quien recibe el nombre de “solución ideal positiva”; recíprocamente, la “solución ideal negativa” será aquella cuyo vector contenga los peores valores en todos los atributos.

²⁵ C.L. Hwang, K. Yoon, *Multiple Attribute Decision Methods and Applications*, Springer, Berlin Heidelberg, 1981.

²⁶ M. Zeleny, *Multiple Criteria Decision Making*, McGraw-Hill, New York, 1982

²⁷ Y.J. Lai, T.Y. Liu, C.L. Hwang, TOPSIS for MODM, *European Journal of Operational Research* 76 (3), 486-500, 1994.

Así, puede ocurrir que una alternativa seleccionada desde el punto de vista de su distancia euclidiana más corta respecto a la solución ideal, deba competir con otra alternativa que se encuentra lo más lejos posible de la solución anti-ideal. Por ello, y a fin de definir la solución ideal, la técnica TOPSIS define un índice de similitud (o de proximidad relativa) que se construye combinando la proximidad al ideal y la lejanía respecto al anti-ideal.²⁸

5.5 ALGORITMO DE TOPSIS

Paso 1: Establecimiento de la matriz de decisión

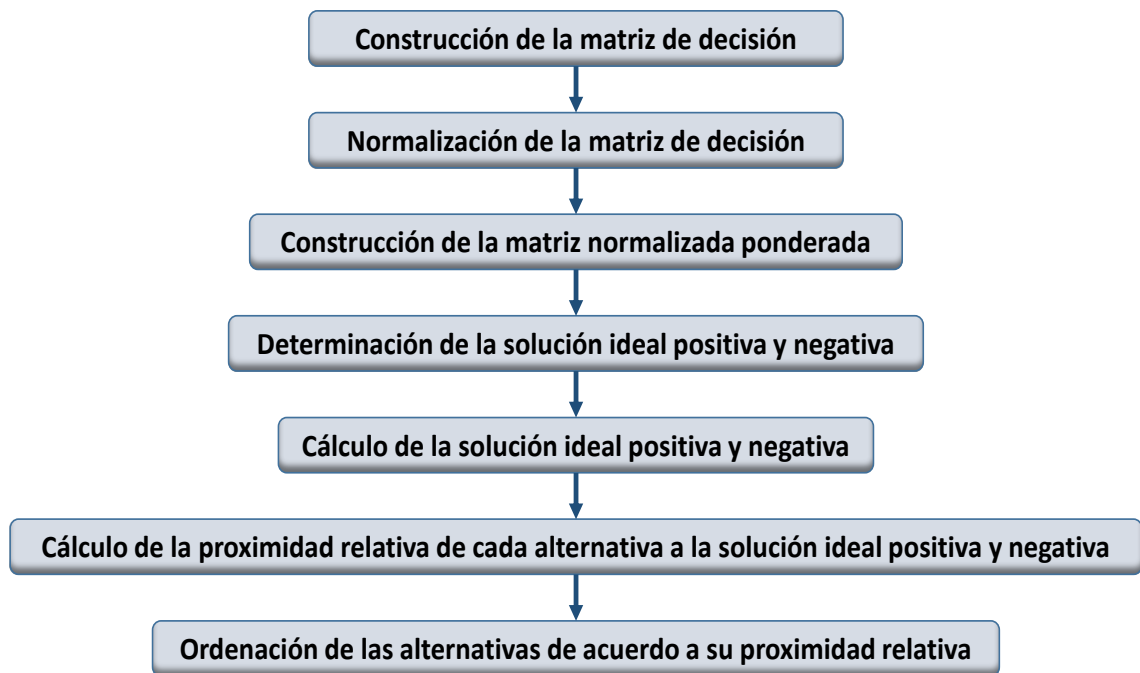
El método TOPSIS evalúa la siguiente matriz de decisión que se refiere a m alternativas A_i , $i = 1, \dots, m$, las cuales son evaluadas en función de n criterios C_j , $j=1, \dots, n$:

Tabla 18. Matriz de decisión

	w_1	w_2	...	w_j	...	w_n
	C_1	C_2	...	C_j	...	C_n
A_1	x_{11}	x_{12}	...	x_{1j}	...	x_{1n}
A_2	x_{21}	x_{22}	...	x_{2j}	...	x_{2n}
...
A_m	x_{m1}	x_{m2}	...	x_{mj}	...	x_{mn}

Figura 28. Pasos del método topsis

²⁸ Mehrdad Alemi, Hossein Jalalifar, Gholamreza Kamali and Mansour Kalbasi. A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model. Journal of Petroleum and Gas Engineering Vol. 1(1), pp 009-015, March 2010



Fuente: García, Cascales María de Socorro. Tesis Doctoral. Métodos para la comparación de alternativas mediante un Sistema de Ayuda a la Decisión (S.A.D.) y “Soft Computing”

Donde x_{ij} denota la valoración de la i -ésima alternativa en términos del j -ésimo criterio. Y donde $W = [w_1, w_2, \dots, w_n]$ es el vector de pesos asociado con C_j .

Paso 2: Normalización de la matriz de decisión

En el método TOPSIS primero convierte las dimensiones de los distintos criterios en criterios no dimensionales. Un elemento n de la matriz de decisión normalizada

$N = n_{ij} \text{ } m \times n$ se calcula como sigue:

$$n_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}}, j = 1, \dots, n; i = 1, \dots, m$$

Paso 3: Construcción de la matriz normalizada ponderada

El valor normalizado ponderado v_{ij} de la matriz de decisión normalizada ponderada $V = v_{ij}^{m \times n}$ se calcula como:

$$v_{ij} = w_j \otimes n_{ij}, j = 1, \dots, n, i = 1, \dots, m,$$

Donde, w_j tal que $1 \in \sum_{j=1}^n w_j$ es el peso del j -ésimo atributo o criterio, si hablamos del caso crisp se verifica la igualdad. Es bien conocido que los pesos de los criterios en un problema de decisión no tienen el mismo significado y no todos tienen la misma importancia. Estos pesos pueden obtenerse de diferentes modos: mediante asignación de un grupo de expertos, mediante el método AHP, etc. En la presente monografía utilizaremos la encuesta a un grupo de expertos en sistemas de levantamiento artificial para la obtención de los pesos dados a los diferentes criterios de selección.

Paso 4: Determinar la solución ideal positiva (SIP) y la solución ideal negativa (SIN)

El conjunto de valores ideal positivo A^+ y el conjunto de valores ideal negativo A^- se determina como:

$$A^+ = v_1^+, \dots, v_n^+ = \max_i v_{ij}, j \in J \quad \min_i v_{ij}, j \in J' \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$A^- = v_1^-, \dots, v_n^- = \min_i v_{ij}, j \in J \quad \max_i v_{ij}, j \in J' \quad i = 1, 2, \dots, m$$

Donde J está asociado con los criterios de beneficio y J' está asociado con los criterios de costes

Paso 5: Cálculo de las medidas de distancia

La separación de cada alternativa de la solución ideal positiva A^+ está dada como:

$$d_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^+)^2}, i = 1, \dots, m$$

Y la separación de cada alternativa de la solución ideal negativa A^- es como sigue

$$d_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^-)^2}, i = 1, \dots, m$$

En este caso se utiliza la distancia Euclídea m-multidimensional.

Paso 6: Cálculo de la proximidad relativa a la solución ideal

La proximidad relativa R_i a la solución ideal puede expresarse como sigue:

$$R_i = \frac{d_i^-}{d_i^+ + d_i^-}, i = 1, \dots, m$$

- Si $R_i = 1 \rightarrow A_i = A^+$
- Si $R_i = 0 \rightarrow A_i = A^-$

Cuanto más próximo es el valor de R_i a 1, implica una mayor prioridad de la alternativa i-ésima.

Paso 7: Ordenación de preferencias

Se ordenan las mejores alternativas de acuerdo con R_i en orden descendente.²⁹

Dependiendo de dicho valor, se da también una clasificación cualitativa de los SLA como se describe a continuación.

0 a 30%	=	No Aplicable.
31 a 50%	=	Limitado.
51 a 65%	=	Aceptable.
66 a 80%	=	Bueno.
81 a 90%	=	Excelente.
91 a 100%	=	Optimo.

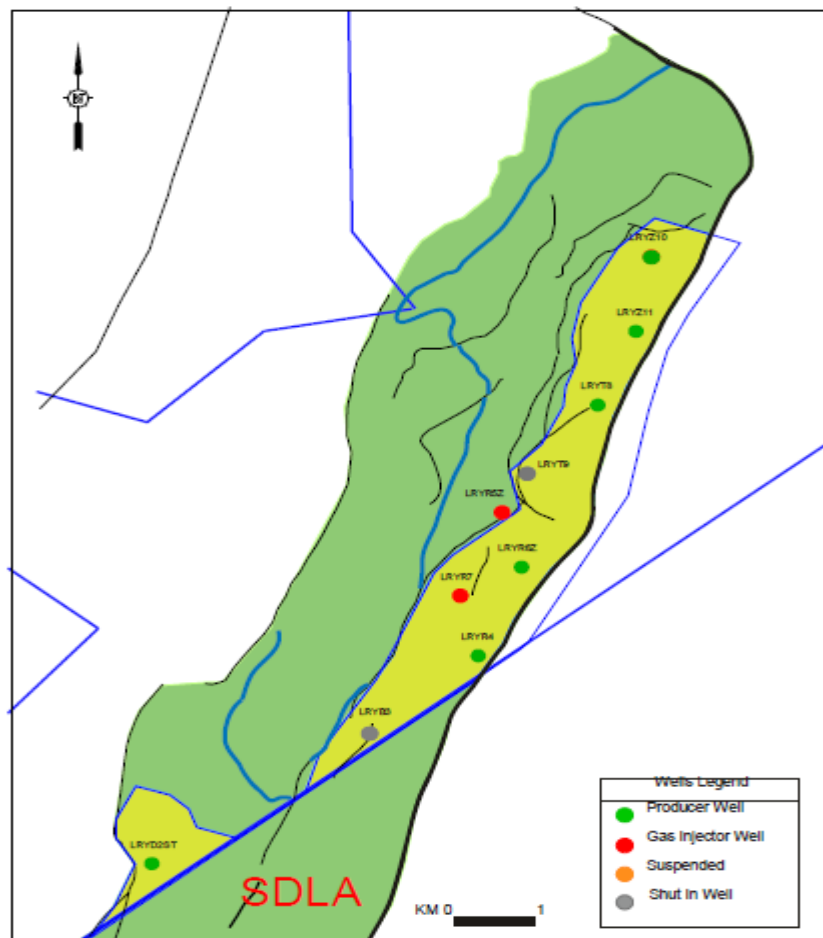
²⁹ Garcia, Cascales María de Socorro. Tesis Doctoral. Métodos para la comparación de alternativas mediante un Sistema de Ayuda a la Decisión (S.A.D.) y “Soft Computing”. Universidad Politécnica de Cartagena. 2009

6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA AL CAMPO RECETOR

6.1 DESCRIPCION GEOGRAFICA DEL CAMPO

El Campo Recetor se encuentra ubicado en el piedemonte llanero en los municipios de Yopal y Aguazul, su altitud promedio es de 830 msnm, cuenta con 8 pozos productores y 2 inyectores con distancias aproximadas entre pozos de 6 Km, la distancia mayor entre las facilidades de procesamiento y el pozo más alejado es de 12 km aproximadamente, el terreno es montañoso, en las estribaciones de la cordillera oriental.

Figura 29. Ubicación campo Recetor



6.2 CARACTERISTICAS FISICAS DEL YACIMIENTO

La profundidad promedio de las zonas productoras es de 18.0000 pies, en la actualidad el nivel de fluido para todos los pozos productores se encuentra en superficie, gravedad API promedio 48°, gravedad específica promedio 0,700, viscosidad promedio 1,415 cp. Las formaciones productoras son Mirador y Mirador Imbricado. En la actualidad se encuentran en producción 7 pozos.

Para desarrollar la metodología fueron suministrados los siguientes datos:

Figura 30. Promedio propiedades físicas campo Recetor

CRITERIOS	DATOS CAMPO
Numero de Pozos	7
Tasa de producción (BPD)	1072
Profundidad del pozo/Nivel de fluido (ft)	18000/0
Tamaño del casing (In ID)	7 5/8
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	90
Severidad Dogled (ft/100 ft)	12,16
Temperatura (°F)	234
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	6139
Tipo de Completamiento	Simple
Tipo de Recobro	Primario
BSW	22%
Viscosidad del fluido producido (cp)	1,415
Presencia de fluidos corrosivos	No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	200
GOR (scf/stb)	44027
Presencia de contaminantes	No
Tratamiento aplicado	No
Tipo de locación	Onshore
Energía eléctrica	Generada
Espacio	Standard

Figura 31. IPR Pozo 1 Campo Recetor

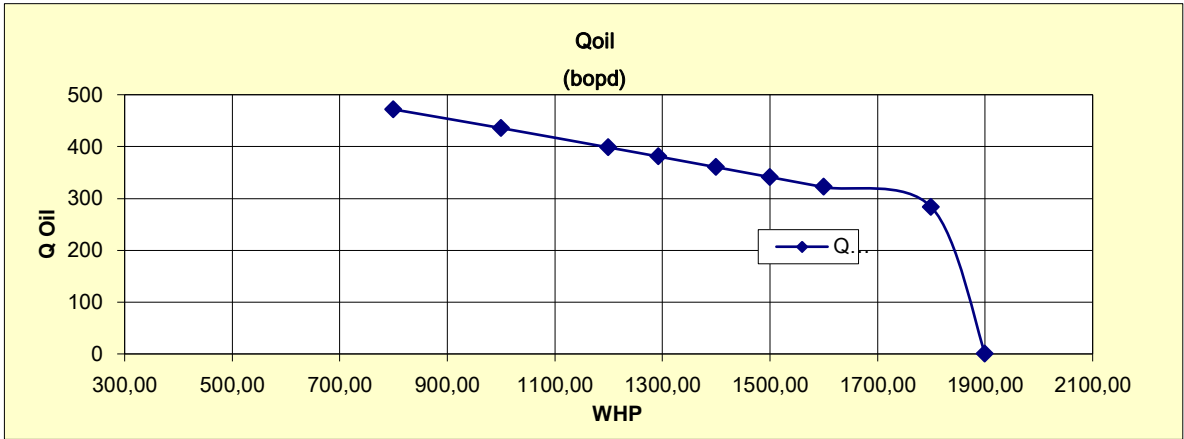


Figura 32. IPR Pozo 2 Campo Recetor

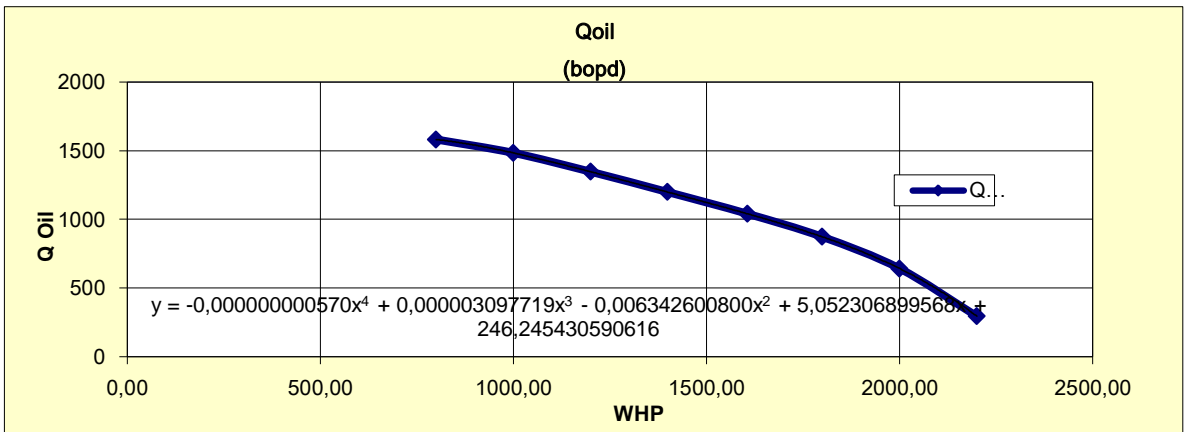


Figura 33. IPR Pozo 3 Campo Recetor

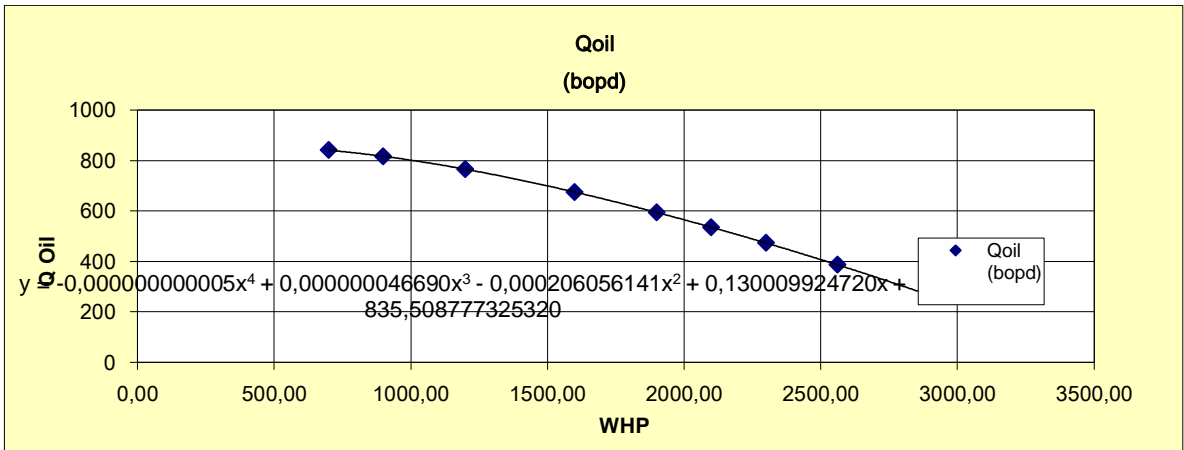


Figura 34. IPR Pozo 4 Campo Recetor

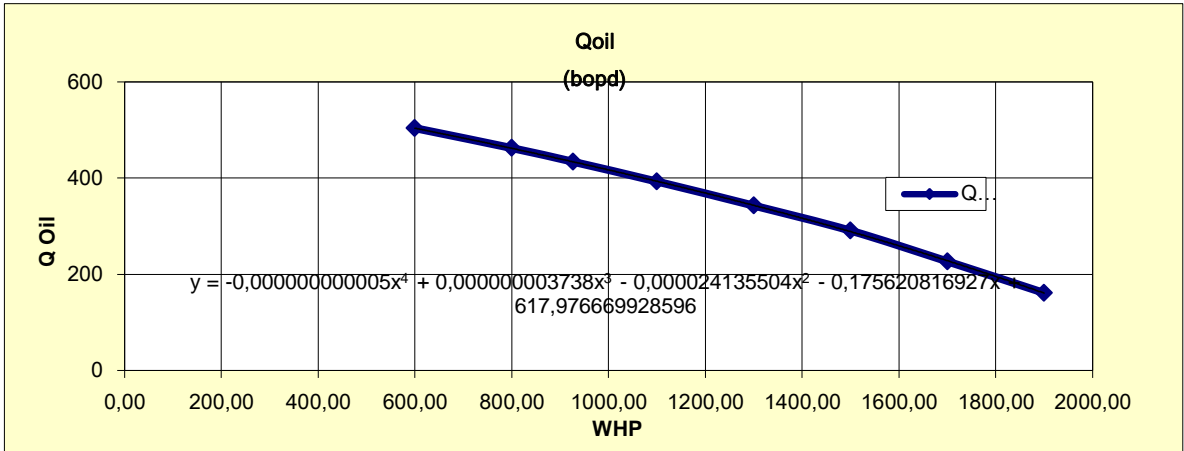


Figura 35. IPR Pozo 5 Campo Recetor

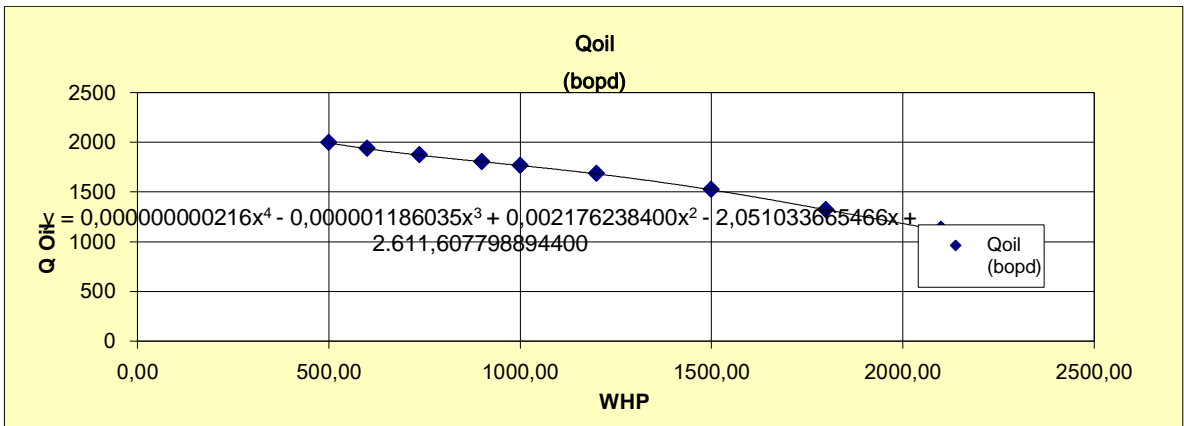


Figura 36. IPR Pozo 6 Campo Recetor

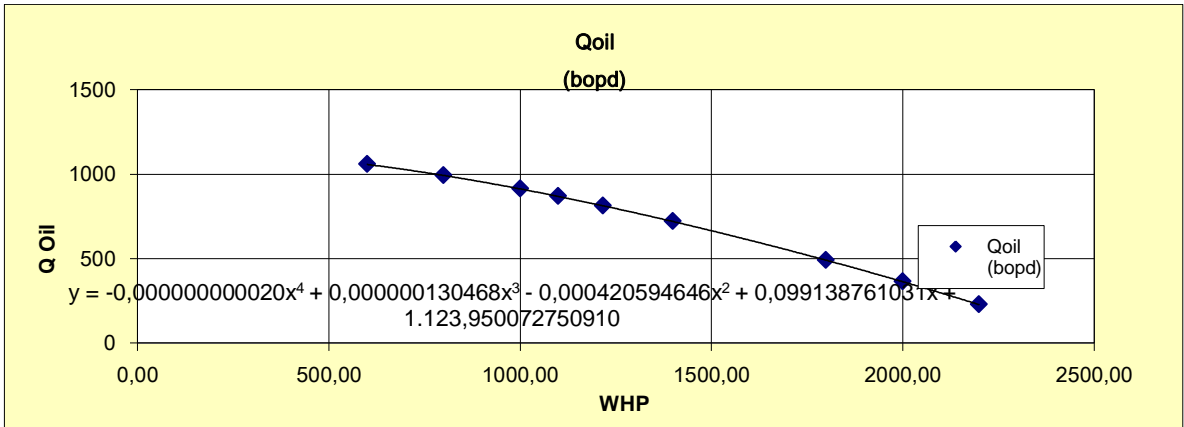


Figura 37. IPR Pozo 7 Campo Recetor

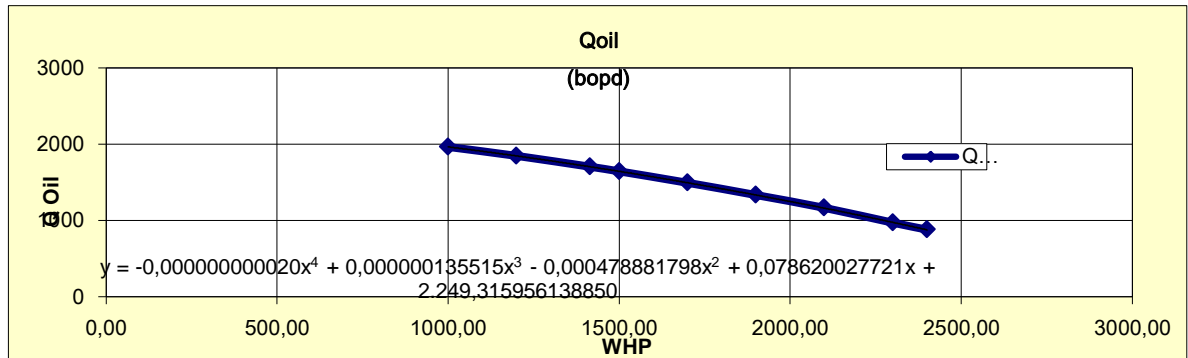


Figura 38. PBU Pozo 1 Campo Recetor

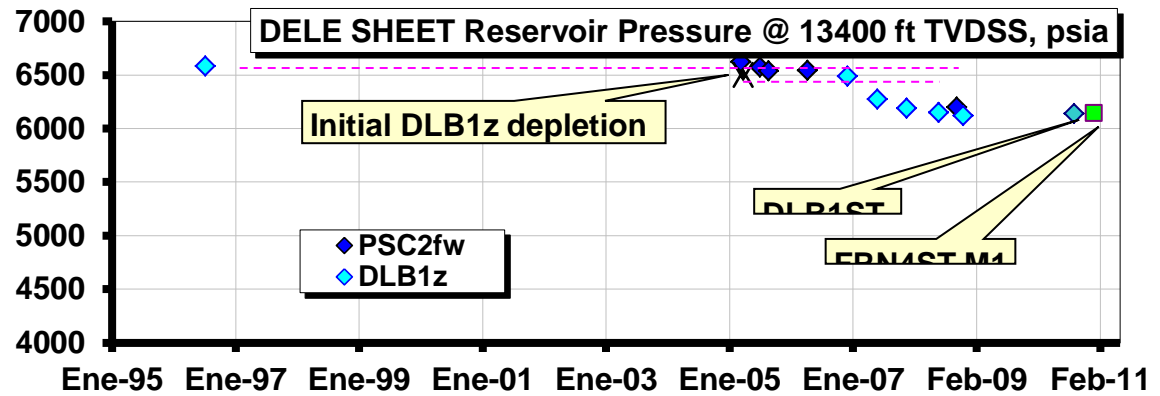


Figura 39. Pruebas de Producción Pozos Campo Recetor

LAST WELLTEST RESULTS RECETOR & PIEDEMONTE ENERO DE 2014

No	TEST DATE	CHOKE /64"	WHFP PSI	WHFT °F	Q Net Oil BPD	Q Net gas MMSCF/D	Q Net water BPD	BFPD	GOR	GLR	CI-PPM	API 60*	BS&W %
1	16-dic-13	65	880	107	548	4,736	39	587	8.642	8.068	730	46,1	10,14
2	16-dic-13	350	1208	174	971	48,982	360	1.331	50.445	36.801	1.429	42,3	27,04
3	11-dic-12	65	2501	170	446	65,488	75	521	146.834	125.697	209	39,5	14,34
4	19-dic-13	300	1324	177	1.247	60,192	560	1.807	48.269	33.310	4.068	39,9	30,98
5	18-dic-13	85	1539	111	1.099	41,555	105	1.204	37.812	34.514	4.415	46,4	8,71
20	20-ene-14	50	1373	167	1.457	19,080	26	1.483	13.095	12.866	209	48,3	1,75
21	07-dic-12	15	1266	114	227	0,702	346	573	3.093	1.225	8.761	47,5	60,39
	Promedios		1442	146	856	34,391	216	1072	44027	36069	2832	44	22

Paso 1: Establecimiento de la matriz de decisión

Una vez obtenido los datos de los expertos se procede a establecer la matriz de decisión obteniendo los siguientes resultados

CRITERIOS	SRP	PCP	HP	GAS LIFT	ESP
Numero de Pozos	5	5	5	5	5
Tasa de producción (BPD)	2	4	4	4,33333333	5
Profundidad del pozo	5	5	5	5	5
Tamaño del casing (In ID)	2	4	3	5	5
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	1	4	4	5	4
Severidad Dogled (ft/100 ft)	1	4	4	5	4
Temperatura (°F)	4	4	4	5	4
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	1	5	5	5	5
Tipo de Completamiento	5	5	5	5	5
Tipo de Recobro	5	5	4	5	5
BSW	5	5	3	5	5
Viscosidad del fluido producido (cp)	3	4	5	5	5
Presencia de fluidos corrosivos	5	5	5	5	5
Contenido de arena abrasiva (ppm)	5	5	5	5	5
GOR (scf/stb)	0	5	0	5	4
Presencia de contaminantes	5	5	5	5	5
Tratamiento aplicado	5	5	3	5	5
Tipo de locación	5	5	5	5	5
Energía eléctrica	3	4	4	5	4
Espacio	5	5	5	5	5

Paso 2: Normalización de la matriz de decisión

Continuando con la aplicación del método topsis se obtuvieron los siguientes resultados

CRITERIOS	SRP	PCP	HP	GAS LIFT	ESP
Numero de Pozos	0,447213595	0,4472136	0,4472136	0,4472136	0,447213595
Tasa de producción (BPD)	0,223918011	0,44783602	0,44783602	0,48515569	0,559795028
Profundidad del pozo	0,447213595	0,4472136	0,4472136	0,4472136	0,447213595
Tamaño del casing (In ID)	0,22501758	0,45003516	0,33752637	0,56254395	0,56254395
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	0,116247639	0,46499055	0,46499055	0,58123819	0,464990555
Severidad Dogled (ft/100 ft)	0,116247639	0,46499055	0,46499055	0,58123819	0,464990555
Temperatura (°F)	0,423999152	0,42399915	0,42399915	0,52999894	0,423999152
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	0,099503719	0,4975186	0,4975186	0,4975186	0,497518595
Tipo de Completamiento	0,447213595	0,4472136	0,4472136	0,4472136	0,447213595
Tipo de Recobro	0,464238345	0,46423835	0,37139068	0,46423835	0,464238345
BSW	0,478913143	0,47891314	0,28734789	0,47891314	0,478913143
Viscosidad del fluido producido (cp)	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5
Presencia de fluidos corrosivos	0,447213595	0,4472136	0,4472136	0,4472136	0,447213595
Contenido de arena abrasiva (ppm)	0,447213595	0,4472136	0,4472136	0,4472136	0,447213595
GOR (scf/stb)	0	0,61545745	0	0,61545745	0,492365964
Presencia de contaminantes	0,447213595	0,4472136	0,4472136	0,4472136	0,447213595
Tratamiento aplicado	0,478913143	0,47891314	0,28734789	0,47891314	0,478913143
Tipo de locación	0,447213595	0,4472136	0,4472136	0,4472136	0,447213595
Energía eléctrica	0,331294578	0,4417261	0,4417261	0,55215763	0,441726104
Espacio	0,447213595	0,4472136	0,4472136	0,4472136	0,447213595

Paso 3: Construcción de la matriz normalizada ponderada

Al realizar los respectivos cálculos se obtuvo los siguientes resultados

CRITERIOS	SRP	PCP	HP	GAS LIFT	ESP
Numero de Pozos	1,475804865	1,47580487	1,47580487	1,47580487	1,475804865
Tasa de producción (BPD)	0,86581631	1,73163262	1,73163262	1,87593534	2,164540776
Profundidad del pozo	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977
Tamaño del casing (In ID)	0,855066805	1,71013361	1,28260021	2,13766701	2,137667012
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	0,418491499	1,673966	1,673966	2,0924575	1,673965998
Severidad Dogled (ft/100 ft)	0,418491499	1,673966	1,673966	2,0924575	1,673965998
Temperatura (°F)	1,780796438	1,78079644	1,78079644	2,22599555	1,780796438
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	0,41791562	2,0895781	2,0895781	2,0895781	2,089578099
Tipo de Completamiento	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977
Tipo de Recobro	2,228344058	2,22834406	1,78267525	2,22834406	2,228344058
BSW	2,203000456	2,20300046	1,32180027	2,20300046	2,203000456
Viscosidad del fluido producido (cp)	1,32	1,76	2,2	2,2	2,2
Presencia de fluidos corrosivos	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977
Contenido de arena abrasiva (ppm)	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977
GOR (scf/stb)	0	1,72328087	0	1,72328087	1,378624699
Presencia de contaminantes	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977
Tratamiento aplicado	2,203000456	2,20300046	1,32180027	2,20300046	2,203000456
Tipo de locación	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977
Energía eléctrica	1,325178313	1,76690442	1,76690442	2,20863052	1,766904417
Espacio	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977

Paso 4: Determinar la solución ideal positiva (SIP) y la solución ideal negativa (SIN)

Una vez normalizada y ponderada la matriz se procede a realizar el cálculo para hallar la solución ideal positiva e ideal negativa, a continuación se presentan los resultados.

CRITERIOS	SRP	PCP	HP	GAS LIFT	ESP	MAX	MIN
Numero de Pozos	1,475804865	1,47580487	1,47580487	1,47580487	1,475804865	1,47580487	1,47580487
Tasa de producción (BPD)	0,86581631	1,73163262	1,73163262	1,87593534	2,164540776	2,16454078	0,86581631
Profundidad del pozo	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977	2,23606798	2,23606798
Tamaño del casing (In ID)	0,855066805	1,71013361	1,28260021	2,13766701	2,137667012	2,13766701	0,8550668
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	0,418491499	1,673966	1,673966	2,0924575	1,673965998	2,0924575	0,4184915
Severidad Dogled (ft/100 ft)	0,418491499	1,673966	1,673966	2,0924575	1,673965998	2,0924575	0,4184915
Temperatura (°F)	1,780796438	1,78079644	1,78079644	2,22599555	1,780796438	2,22599555	1,78079644
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	0,41791562	2,0895781	2,0895781	2,0895781	2,089578099	2,0895781	0,41791562
Tipo de Completamiento	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977	2,23606798	2,23606798
Tipo de Recobro	2,228344058	2,22834406	1,78267525	2,22834406	2,228344058	2,22834406	1,78267525
BSW	2,203000456	2,20300046	1,32180027	2,20300046	2,203000456	2,20300046	1,32180027
Viscosidad del fluido producido (cp)	1,32	1,76	2,2	2,2	2,2	2,2	1,32
Presencia de fluidos corrosivos	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977	2,23606798	2,23606798
Contenido de arena abrasiva (ppm)	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977	2,23606798	2,23606798
GOR (scf/stb)	0	1,72328087	0	1,72328087	1,378624699	1,72328087	0
Presencia de contaminantes	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977	2,23606798	2,23606798
Tratamiento aplicado	2,203000456	2,20300046	1,32180027	2,20300046	2,203000456	2,20300046	1,32180027
Tipo de locación	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977	2,23606798	2,23606798
Energía eléctrica	1,325178313	1,76690442	1,76690442	2,20863052	1,766904417	2,20863052	1,32517831
Espacio	2,236067977	2,23606798	2,23606798	2,23606798	2,236067977	2,23606798	2,23606798

Paso 5: Cálculo de las medidas de distancia

Se realizaron los respectivos cálculos para determinar la separación de la solución ideal positiva y negativa obteniendo los siguientes resultados

DETERMINAR SEPARACION DE LA SOLUCION IDEAL							
CRITERIOS	SRP	PCP	HP	GAS LIFT	ESP		
Numero de Pozos	0	0	0	0	0		0
Tasa de producción (BPD)	1,686685237	0,18740947	0,18740947	0,0832931			0
Profundidad del pozo	0	0	0	0			0
Tamaño del casing (In ID)	1,645063291	0,18278481	0,73113924				0
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	2,802162162	0,17513514	0,17513514				0,175135135
Severidad Dogled (ft/100 ft)	2,802162162	0,17513514	0,17513514				0,175135135
Temperatura (°F)	0,198202247	0,19820225	0,19820225				0,198202247
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	2,794455446	0	0	0			0
Tipo de Completamiento	0	0	0	0			0
Tipo de Recobro	0	0	0,19862069				0
BSW	0	0	0,77651376				0
Viscosidad del fluido producido (cp)	0,7744	0,1936		0			0
Presencia de fluidos corrosivos	0	0	0	0			0
Contenido de arena abrasiva (ppm)	0	0	0	0			0
GOR (scf/stb)	2,96969697	0	2,96969697				0,118787879
Presencia de contaminantes	0	0	0	0			0
Tratamiento aplicado	0	0	0,77651376				0
Tipo de locación	0	0	0	0			0
Energía eléctrica	0,780487805	0,19512195	0,19512195				0,195121951
Espacio	0	0	0	0			0
S*	4,056268645	1,14341102	2,52655662	0,28860544			0,928645437

DETERMINAR SEPARACION DE LA SOLUCION IDEAL NEGATIVA					
CRITERIOS	SRP	PCP	HP	GAS LIFT	ESP
Numero de Pozos	0	0	0	0	0
Tasa de producción (BPD)	0	0,74963788	0,74963788	1,02034045	1,686685237
Profundidad del pozo	0	0	0	0	0
Tamaño del casing (In ID)	0	0,73113924	0,18278481	1,64506329	1,645063291
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	0	1,57621622	1,57621622	2,80216216	1,576216216
Severidad Dogled (ft/100 ft)	0	1,57621622	1,57621622	2,80216216	1,576216216
Temperatura (°F)	0	0	0	0,19820225	0
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	0	2,79445545	2,79445545	2,79445545	2,794455446
Tipo de Completamiento	0	0	0	0	0
Tipo de Recobro	0,19862069	0,19862069	0	0,19862069	0,19862069
BSW	0,776513761	0,77651376	0	0,77651376	0,776513761
Viscosidad del fluido producido (cp)	0	0,1936	0,7744	0,7744	0,7744
Presencia de fluidos corrosivos	0	0	0	0	0
Contenido de arena abrasiva (ppm)	0	0	0	0	0
GOR (scf/stb)	0	2,96969697	0	2,96969697	1,900606061
Presencia de contaminantes	0	0	0	0	0
Tratamiento aplicado	0,776513761	0,77651376	0	0,77651376	0,776513761
Tipo de locación	0	0	0	0	0
Energía eléctrica	0	0,19512195	0,19512195	0,7804878	0,195121951
Espacio	0	0	0	0	0
Si'	1,323498475	3,54086601	2,80157679	4,18791341	3,728325714

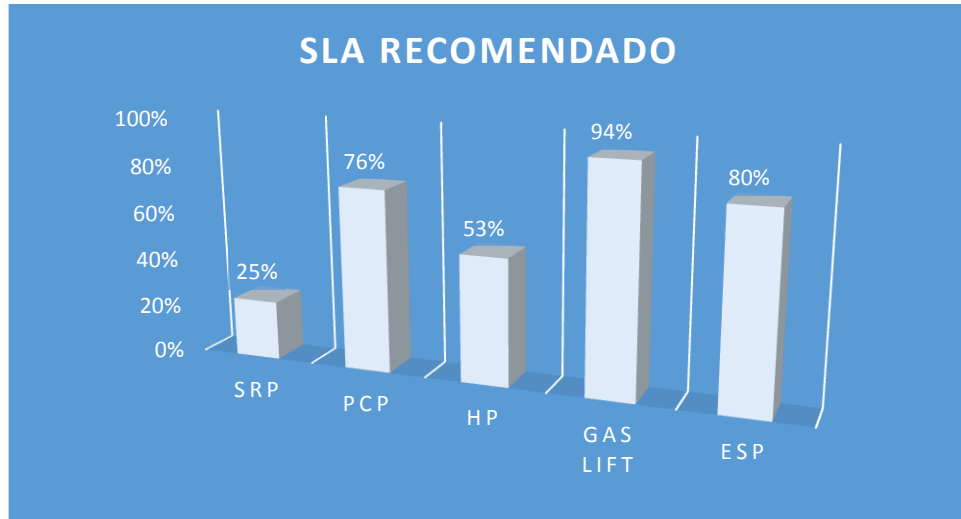
Paso 6: Cálculo de la proximidad relativa a la solución ideal

Al realizar los respectivos cálculos obtenemos el SLA que nos da como solución para implementar en el campo Recetor

SOLUCION	SRP	PCP	HP	GAS LIFT	ESP
S*	4,056268645	1,14341102	2,52655662	0,28860544	0,928645437
Si'	1,323498475	3,54086601	2,80157679	4,18791341	3,728325714
S*+Si'	5,37976712	4,68427703	5,32813341	4,47651885	4,656971151
Si'/(S*+Si')	0,246014083	0,75590448	0,5258083	0,93552905	0,800590253
	25%	76%	53%	94%	80%

Paso 7: Ordenación de preferencias

Figura 40. Ordenación de preferencias



Como podemos observar la metodología nos arroja como resultado el SLA con Gas lift como el sistema más adecuado para el campo Recetor con una calificación de óptimo, seguido del Bombeo Electro Sumergible y Bombeo por Cavidades Progresivas en la categoría de bueno.

Cabe destacar que para la implementación del SLA con Gas lift se cuenta con gas suficiente para la operación del sistema y con planta compresora la cual en el momento se está utilizando para la inyección de gas en pozos que sirven como soporte al yacimiento y además se cuenta con líneas instaladas hasta la cabeza de los pozos, las cuales con algunos arreglos servirían como medio de transporte del gas a utilizar en la implementación del SLA con Gas Lift.

El Bombeo Electro Sumergible presenta desventajas como la no existencia de líneas eléctricas hasta la cabeza de pozo, indispensables para el funcionamiento del sistema, de igual forma el acceso hasta las locaciones es complicado por la

topología del terreno lo que incrementa los costos si se considera instalar generación local.

El Bombeo por Cavidades Progresivas al igual que el Electro Sumergible requiere de energía eléctrica para su implementación.

Basados en los datos obtenidos en la aplicación de la metodología tophis, las características físicas del campo y del yacimiento, la disponibilidad de recursos y competencia del personal operativo; se recomienda la implementación del SLA por gas lift como el más adecuado para el campo Recetor. Igualmente se tomó como referencia otros campos similares³⁰ donde se ha implementado con éxito este tipo de levantamiento artificial.³¹

Para la implementación del SLA por gas lift el campo ya cuenta con la planta compresora y las líneas de distribución hasta los pozos por cuanto esto redundaría en una disminución en los costos por cuanto no se requiere la construcción de líneas, ni la instalación de nuevos equipos como compresores y sistemas utilitarios.

En cuanto a conocimiento de la empresa en la operación de campos con gas no se requiere de capacitación adicional para el personal de operaciones y mantenimiento ya que en la actualidad el personal está en capacidad de operar la planta compresora y sólo se requiere capacitación en las instalaciones y operación de cabeza de pozo.

³⁰ Ehsan Fatahi, Hossein Jalalifar, Pyman Pourafshari and Babak Moradi. Selection of the best artificial lift method for one of the Iranian oil field using multiple attribute decision making methods. International Journal of Engineering and Technology Volume 2 No.2, ISSN 2049-3444, February 2012

³¹ Mehrdad Alemi, Hossein Jalalifar, Gholamreza Kamali and Mansour Kalbasi. A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model. Journal of Petroleum and Gas Engineering Vol. 1(1), pp 009-015, March 2010

7. CONCLUSIONES

Para seleccionar el sistema de levantamiento artificial más adecuado para un campo es necesario conocer el tipo de yacimiento, la profundidad de los pozos, el BS&W, la relación gas aceite y la tasa de producción requerida por la compañía operadora. Es muy importante la adecuada utilización de todos los datos suministrados de forma correcta para obtener unos resultados confiables y que garanticen que realmente se está seleccionando el SLA adecuado. El mal manejo de la información conlleva a resultados incorrectos y por consiguiente una selección inadecuada.

Es muy importante conocer la tasa de producción requerida para cada pozo determinando el índice de productividad lo cual se realiza analizando las curvas IPR de los pozos del campo.

Los sistemas de levantamiento artificial poseen diversas características y diferentes formas de operación las cuales se adaptan a cada campo en particular de acuerdo a las características de cada uno. Para esto se realizó un estudio detallado de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial junto con sus ventajas, desventajas, rangos de operación, aplicabilidad, equipos que lo conforman y principios de operación.

La toma de decisión multicriterio es un proceso que consiste en encontrar la mejor alternativa entre un conjunto de alternativas factibles. El método Topsis (Technique for Order Performance by similarity to idea solution) Técnica para ordenar las preferencias mediante similitud a la solución ideal, basa su principio en que la alternativa elegida debe tener la menor distancia a la solución ideal positiva y la mayor distancia a la solución ideal negativa.

Para la implementación de la metodología topsis se realizó en Microsoft Excel una pequeña aplicación con las fórmulas propuestas realizando vínculos con los diferentes criterios y su respectiva valoración por parte de los expertos de tal forma que es posible utilizar la herramienta realizada, para la aplicación de la metodología a cualquier campo o pozo en particular.

8. RECOMENDACIONES

Dado que en el campo no existe un sistema de levantamiento artificial, se requiere la implementación de una base de datos con información técnica y económica de cada uno de los SLA existentes en el mundo de tal forma que sirva como soporte para la investigación y toma de decisiones en cuanto a la selección de un sistema de levantamiento artificial óptimo.

Realizar un estudio en particular para cada uno de los pozos existentes en el campo, dado que en la actualidad los pozos se encuentran fluyendo naturalmente, por lo cual no se ha seleccionado un SLA. La implementación de un SLA llevará a optimizar la producción obteniendo mejores resultados e incrementando la producción.

Realizar un rediseño con las condiciones reales de operación una vez implementado el SLA con el fin de analizar y realizar optimización al sistema.

Para la aplicación del modelo es necesario utilizar la información suministrada exacta, para cada uno de los criterios tenidos en cuenta así como los pesos dados por los expertos, ya que de la calidad de la información depende la veracidad de la selección del sistema.

BIBLIOGRAFIA

- BARBERII, Efraín E. El Pozo Ilustrado 1985
- BROMN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol.2. Oklahoma: Penn well. 1977
- C.L. Hwang, K. Yoon, Multiple Attribute Decision Methods and Applications, Springer, Berlin Heidelberg, 1981.
- ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Universidad Surcolombiana. Colombia. 2006.
- FETKOVICH, M.J. The Isochronal Testing of Oil Wells. Paper SPE 4529. 1973
- GARCÍA, Cascales María del Socorro. Tesis Doctoral. Métodos para la comparación de alternativas mediante un Sistema de Ayuda a la Decisión (S.A.D.) y “Soft Computing”. Universidad Politécnica de Cartagena. 2009
- GILBERT W. Flowing and Gas Lift well performance”. API drill production practice. 1954
- PINTO, Ciro Abraham. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bombeo Electrosumergible. Universidad Industrial de Santander. 2013.
- MARQUES S. David A., RONDÓN A. María A. Tesis de Pregrado Estudio Para El Mejoramiento de la Productividad de los Pozos del Área Mayor De Socororo, Mediante la Aplicación de Métodos de Levantamiento Artificial, Universidad Central de Venezuela. 2002

- MATULEVICH, Alejandro. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bombeo Hidráulico. Universidad Industrial de Santander. 2013
- MEHRDAD Alemi, HOSSEIN Jalalifar, GHOLAMREZA Kamali and MANSOUR Kalbasi. A prediction to the best artificial lift method selection on the basis of TOPSIS model. Journal of Petroleum and Gas Engineering Vol. 1(1), pp 009-015, March 2010
- M. Zeleny, Multiple Criteria Decision Making, McGraw-Hill, New York, 1982
- VASPER, Adam SPE, Schlumberger. Auto, Natural, or In-Situ Gas-Lift Systems Explained. Society of Petroleum Engineers. 2008
- RIVERO, José Luis. Libro de Petróleo. 2007
- SANTOS, Nicolás. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Variables de Producción. Universidad Industrial de Santander. Colombia. 2012
- VOGEL, "Inflow Performance Relationships in Solution-Gas Drive Wells". J Pet Tech. 1968
- Y.J. Lai, T.Y. Liu, C.L. Hwang, TOPSIS for MODM, European Journal of Operational Research 76 (3), 486-500, 1994.

Web grafía

- INSTIPETROL, Instituto de Automatización Petrolera. Principios de Producción, Caída de Presión, IPR. En línea. Disponible en:<http://www.slideshare.net/daviddesing/principios-de-produccion-caida-de-presion-ipr>
- OIL-MAIL-BLOGSPOT. Sistemas de Levantamiento Artificial. En línea. Disponible en: <http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistemas-de-levantamiento-artificial.html>