

**SELECCIÓN, DISEÑO Y PRUEBA DE NUEVOS SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. APLICACIÓN AL CAMPO
COLORADO.**

JULIAN ALBERTO GIL HERNANDEZ

JOSE RAFAEL ROLON HERNANDEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2009

**SELECCIÓN, DISEÑO Y PRUEBA DE NUEVOS SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. APLICACIÓN AL CAMPO
COLORADO.**

JULIAN ALBERTO GIL HERNANDEZ

JOSE RAFAEL ROLON HERNANDEZ

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de ingeniero
de petróleos**

Director

MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE

Ingeniero de Petróleos

Codirector

Ing. JAVIER DURAN SERRANO

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2009

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1. INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR.....	3
1.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	4
1.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMA DEL IPR.....	12
1.2.1 Zona de Permeabilidad Constante.....	12
1.2.2 Formación Estratificada.....	13
2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	17
2.1 CLASIFICACIÓN.....	17
2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES.....	18
2.2.1 GAS LIFT.....	18
2.2.2 BOMBEO MECANICO.....	24
2.2.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	28
2.2.4 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.....	31
3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES Y COMBINADOS.....	35
3.1. PLUNGER LIFT.....	36
3.1.1. Descripción del sistema.....	36
3.1.2 Instalaciones utilizadas en Plunger lift.....	42

3.1.3 Criterios para la selección de los posos.....	43
3.2. CHAMBER LIFT.....	45
3.2.1. Descripción del sistema.....	45
3.2.2. Instalacion de un sistema de Chamber lift.....	47
3.2.3. Diseño de la longitud del chamber.....	51
3.3. RECOIL.....	54
3.3.1. Descripción del equipo	56
3.3.2. Criterios para la implementación del sistema.....	59
3.4. ESP CON GAS LIFT (ELECTROGAS).....	61
3.4.1. Descripción del sistema.....	61
3.4.2. Tipos de instalaciones del sistema combinado (ELECTROGAS).....	64
3.4.3. Aplicaciones del sistema Electrogas.....	65
3.5. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS (ESPCP).....	68
3.5.1 Descripción del sistema.....	68
4. SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	73
4.1. FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	75
4.2. RELACION DE VARIABLE CON LOS RANGOS DE APLICACIÓN.....	80
4.2.1 PLUNGER LIFT.....	80

4.2.2 CHAMBER LIFT.....	83
4.2.3 RECOIL.....	86
5. METODOLOGIA DE SELECCIÓN.....	90
5.1. INFORMACION REQUERIDA.....	91
5.2. EVALUACION CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	92
5.3. ASIGNACION DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES DE EVALUACION.....	94
5.4. FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA.....	97
5.5. PONDERACION Y SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MÁS APROPIADOS.....	100
5.6. INCERTIDUMBRE POR OMISION DE DATOS.....	102
5.7. CRITERIO DE SELECCIÓN FINAL.....	103
6. HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN “MUTOR 1.1”.....	104
6.1 INSTALACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	104
6.2 ENTRADA DE DATOS.....	104
6.2.1 Ingreso manual de datos.....	105
6.2.2. Guardar datos.....	108
6.2.3 Cargar datos.....	108
6.3 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES.....	108

7. APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE AL CAMPO COLORADO.....	112
7.1 GENERALIDADES CAMPO COLORADO.....	109
7.2 SELECCIÓN DE POZOS E IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES A LOS CUALES SERÁ APLICADO LA HERRAMIENTA SOFTWARE.....	116
7.3 EJECUCION DEL PROGRAMA Y ANALISIS DE RESULTADOS.....	120
7.3.1 ANALISIS DE POZO POR POZO.....	120
7.3.2 Comparación de la selección entre sistemas convencionales con sistemas no convencionales.....	127
7.4 PROCESO PARA EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE PLUNGER LIFT.....	128
7.4.1 Diseño mecánico del Plunger.....	128
7.4.2 Tipos de instalaciones de superficies.....	131
7.4.3 Tipos de instalaciones de fondo.....	137
7.4.4 Calculo de máximo ciclos por día.....	139
7.4.5 Calculo de requerimiento de gas por ciclo.....	140
CONCLUSIONES.....	146
RECOMENDACIONES.....	148
BIBLIOGRAFIA.....	149
ANEXOS.....	151

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Línea recta de IPR.....	5
FIGURA 2. Curvatura que presenta el IPR para flujo bifásico.....	6
FIGURA 3. Grafica de IPR en papel Log- Log para un pozo de gas.....	7
FIGURA 4. Grafica de la ecuación de IPR dada por Vogel.....	8
FIGURA 5. Grafica del comportamiento de flujo para el pozo UIS No. 3.....	10
FIGURA 6. IPR de un pozo de aceite subsaturado produciendo a presión de fondo fluyendo por debajo del punto de burbuja.....	11
FIGURA 7. IPR compuesto para una formación estratificada.....	14
FIGURA 8. Curva generalizada del IPR para cualquier formación.....	15
FIGURA 9. Tendencia en el comportamiento del GOR Vs. La tasa de producción: el mínimo mostrado puede deberse a la estratificación de la formación.....	16
FIGURA 10. Esquema típico de gas lift.....	20
FIGURA 11. Esquema típico Bombeo mecánico.....	26
FIGURA 12. Esquema típico Bombeo electrosumergible.....	29
FIGURA 13. Configuración interna de una bomba de cavidades progresivas.....	31
FIGURA 13a. Esquema típico bombeo por cavidades progresivas.....	32
FIGURA 14. Esquema de un ciclo con Plunger lift.....	37

FIGURA 15. Esquema de Plunger lift asistido.....	38
FIGURA 16. Esquema típico de Plunger lift.....	41
FIGURA 17. Instalación típica de chamber de dos empaques.....	49
FIGURA 18. Instalación típica de chamber insertado.....	50
FIGURA 19. Esquema de un sistema RECOIL.....	55
FIGURA 20. Foto del sistema RECOIL en Argentina.....	58
FIGURA 21. Foto del sistema RECOIL en Perú.....	58
FIGURA 22. Foto del sistema RECOIL en Venezuela.....	59
FIGURA 23. Perfiles de presión para un sistema normal y uno combinado.....	62
FIGURA 24. Tipos de instalaciones para sistema Electrogas.....	65
FIGURA 25. Esquema de ESPCP.....	71
FIGURA 26. Matriz de evaluación.....	89
FIGURA 27. Tabla de Parámetros.....	94
FIGURA 28. Botón SLA no convencionales.....	105
FIGURA 29. Botón de inicio para nueva selección.....	106
FIGURA 30. Ventana INGRESO DE DATOS.....	107
FIGURA 31. Ventana SELECCIÓN FINAL.....	109
FIGURA 32. Ventana SELECCIÓN FINAL-Ayuda.....	109
FIGURA 33. Ventana CRITERIOS DE SELECCIÓN FINAL.....	110

FIGURA 34. Ventana CRITERIOS DE SELECCIÓN FINAL-Ayuda.....	111
FIGURA 35. Ubicación Geográfica del Campo Colorado.....	112
FIGURA 36. Columna estratigráfica Cuenca Valle medio del Magdalena.....	113
FIGURA 37. Historia de Producción del Campo Colorado.....	115
FIGURA 38. Selección Final para el pozo UIS1.....	120
FIGURA 39. Criterios de Selección para Plunger Lift pozo UIS 1.....	122
FIGURA 40. Selección Final para el pozo UIS 2.....	123
FIGURA 41. Criterios de Selección para el pozo UIS 2 para Plunger Lift.....	124
FIGURA 42. Selección Final para el pozo UIS 3.....	125
FIGURA 43. Selección Final para el pozo UIS 3 para sistemas convencionales.....	127
FIGURA 44. Instalación de superficie de Plunger para pozos con exceso de gas de formación.....	132
FIGURA 45. Instalación de superficie de Plunger para pozos con insuficiente gas de formación.....	133
FIGURA 46. Instalación de superficie de Plunger para pozos con exceso gas de formación y el liquido es producido por el sistema de baja presión.....	134
FIGURA 47. Instalación de superficie de Plunger para pozos con exceso gas de formación y el liquido es producido por el sistema de baja presión.....	134
FIGURA 48. Instalación de superficie de Plunger para pozos con exceso gas de formación y el gas es producido por el casing.....	135

FIGURA 49. Instalación de superficie de Plunger para pozos con exceso gas de formación y el gas es producido por el casing.....	136
FIGURA 50. Instalación de fondo para un sistema autónomo.....	137
FIGURA 51. Instalación de fondo para un sistema asistido.....	137
FIGURA 52. Instalación de fondo para un sistema asistido.....	138
FIGURA 53. Instalación de fondo para un sistema asistido A.....	138
FIGURA 54. Requerimiento de gas por ciclo para un sistema de Plunger Lift.....	140
FIGURA 55. Instalación de superficie y fondo propuesta para el pozo UIS 3.....	140

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Datos del comportamiento de flujo para el pozo UIS No. 3.....	9
TABLA 2 .Características de yacimiento, producción y pozo. Plunger Lift.....	81
TABLA 3. Características de los fluidos. Plunger Lift.....	82
TABLA 4. Características de las facilidades de superficie. Plunger Lift.....	83
TABLA 5. Características de yacimiento, producción y pozo. Chamber Lift.....	84
TABLA 6 .Características de los fluidos. Chamber Lift.....	85
TABLA 7 .Características de las facilidades de superficie. Chamber Lift.....	86
TABLA 8. Características de yacimiento, producción y pozo. Recoil.....	87
TABLA 9 .Características de los fluidos. Recoil.....	88
TABLA 10. Características de las facilidades de superficie. Recoil.....	89
TABLA 11. Valores numéricos de los rangos del screening.....	92
TABLA 12. Información de los pozos a analizar en la herramienta software.....	119
TABLA 13. Clasificación de Plunger.....	131
TABLA 14. Selección del equipo de Plunger dependiendo de las características del pozo.....	142

TABLA 15. Datos del pozo UIS 3..... 143

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Tabla Parámetros Completa.....	154
ANEXO B. Ventanas Selección Final.....	157

RESUMEN

TITULO: SELECCIÓN, DISEÑO Y PRUEBA DE NUEVOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. APLICACIÓN CAMPO COLORADO*

AUTORES: JULIAN ALBERTO GIL HERNANDEZ
JOSE RAFAEL ROLON HERNANDEZ**

PALABRAS CLAVES: Levantamiento Artificial, Screening, Campo Maduro, Selección, MUTOR.

DESCRIPCION

Para explotar un campo maduro se requiere de un análisis cuidadoso de los posibles sistemas de levantamiento artificial (SLA) que se pueden implementar en un campo determinado.

La selección del sistema de levantamiento artificial (SLA) es muy importante en el desarrollo de un campo de petróleo. Por ello se debe conocer los parámetros técnicos que caracterizan a cada sistema en particular, con el propósito de conocer sus rangos de aplicabilidad y de esta manera hacer una buena selección de acuerdo a las condiciones que presente el campo al cual se le va a implementar.

Este estudio es la continuación de un estudio previo de selección de SLA convencionales (MUTOR). En este caso se consideran los SLA no convencionales con el objetivo de complementar la herramienta anterior y hacerla mas robusta. Continuando con la metodología de la herramienta MUTOR original se construye un Screening que relacione los SLA no convencionales con sus respectivas propiedades, y con el desarrollo de una adecuada metodología de selección se complementa la herramienta MUTOR original.

En este sentido el desarrollo de una herramienta software de selección ayudara a realizar esta selección de una forma más rápida y eficiente de los tres sistemas de levantamiento artificial no convencionales considerados en este trabajo, los cuales son Plunger lift, chamber lift y RECOIL. La ejecución de esta herramienta para el Campo Colorado arrojo resultados buenos y coherentes.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Tutor: M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gonzales, Javier Duran Serrano

ABSTRACT

TITLE: SELECTION, DESIGN AND TEST OF NEW ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS. APPLICATION COLORADO FIELD.

AUTHORS: JULIAN ALBERTO GIL HERNANDEZ

JOSE RAFAEL ROLON HERNANDEZ

KEY WORDS: Artificial Lift, Screening, Mature Field, Selection, MUTOR.

DESCRIPTION

To exploit a mature field requires a careful analysis of the possible systems of artificial lift (SLA) that can be implemented in a given field.

Selection of artificial lift system (SLA) is very important in developing an oil field. We therefore must know the technical parameters that characterize each particular system, in order to understand their range of applications and thus make a good choice according to the present the field to which it will implement.

This study is a continuation of a previous study of conventional selection of SLA (MUTOR). In this case we consider the non-conventional SLA in order to complement the previous tool and make it more robust. Continuing with the methodology of the tool MUTOR original is built a Screening linking SLA unconventional with their respective properties, and developing an appropriate methodology for selecting the tool is complemented MUTOR original.

In this regard the development of a software selection tool to help make this selection in a more rapid and efficient of the three systems are considered non-conventional artificial lift in this work, which are Plunger lift, lift chamber and Recoil. The implementation of this tool for the Colorado Field results were good and consistent.

* Degree Porject.

** Faculty of Engineering Physical Chemistry. School of Engineering Petróleos.
Tutor: M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gonzales, Javier Duran Serrano

INTRODUCCIÓN

El objetivo actual de la industria petrolera no está centrado en dirigir todos los recursos a la búsqueda de grandes yacimientos. El comportamiento de la industria ha cambiado ya que las empresas más grandes del mundo gastan cada vez menos en exploración y han empezado a dirigir sus esfuerzos a proyectos y áreas que antes no les interesaban. El cambio tiene justificaciones geológicas, económicas y estratégicas, y todas ellas surgen del hecho que cada vez es más difícil, arriesgado y costoso encontrar grandes yacimientos de petróleo.

Por esto el objetivo principal en la actualidad está encaminado a incrementar las reservas y la rentabilidad de los campos que ya están en producción. Es allí donde aparecen aquellos campos maduros que, a pesar de encontrarse en su etapa de declinación, tienen un gran potencial si se optimiza su operación y se les incorporan algunas tecnologías que tiempo atrás no existían o resultaban costosas.

Otros factores importantes en la tendencia de retomar campos maduros que tiempo atrás fueron abandonados por su avanzado estado de depleción, bajo índice de productividad y escasa energía, es la creciente demanda de hidrocarburos por parte de las naciones industrializadas y en desarrollo. El retomar estos campos representaría un impacto menor que el asociado a la exploración de nuevos proyectos, dado que ya se cuenta con la información del campo, además de una infraestructura base que puede ser aprovechada.

Para obtener el mejor desempeño se debe seleccionar el sistema de levantamiento artificial más adecuado dependiendo de las características de cada campo.

Actualmente los sistemas de levantamiento artificial más empleados a nivel mundial son el bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo electro sumergible, cavidades progresivas y gas lift, y se han empleado sistemas combinados con el fin de obtener un mejor manejo de las condiciones variables de los yacimientos, así como por los altos índices de agotamiento de algunos campos han surgido sistemas no convencionales como son Plunger lift, Chamber lift, RECOIL entre otros. Es por esto que un conocimiento adecuado de parámetros técnicos de funcionamiento debe ser conocido con el fin de seleccionar la opción más eficiente según las condiciones del campo en el cual se deseen implementar, así como el desarrollo de una herramienta de selección para hacer el proceso de una manera más rápida.

1. INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR.

Antes de seleccionar un método de levantamiento artificial para ser implementado en un campo en particular es necesario comprender los factores que afectan el flujo de los fluidos desde la formación hacia el pozo así como la relaciones entre los mismos, para poder predecir las posibles tasas de flujo y la presión del fondo fluyente, que finalmente serán el factor clave para la elección del sistema de levantamiento.

La tasa de producción de un pozo es una de las variables de mayor importancia en la selección del sistema de levantamiento, la cual, no puede ser asignada arbitrariamente dado que depende fundamentalmente de la capacidad de flujo de la formación de interés, más que del sistema de levantamiento artificial instalado.

Es importante tener en cuenta que hay dos variables en un pozo cuyos efectos deben ser estudiados por separado: la tasa de producción total durante una etapa particular de la historia del pozo y la producción acumulativa obtenida del mismo. El comportamiento y la forma de las curvas de IPR dependen en gran parte de estas variables.

En el presente capítulo se analizarán las características y comportamientos de la curva de IPR además de algunos métodos que se han desarrollado para construir estas curvas.

1.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD¹

La expresión IPR por sus siglas en ingles *Inflow Performance Relationship* es usada para definir la relación entre la tasa de aceite en superficie q y la presión de fondo fluyendo P_{wf} .

La presión de flujo referida por lo general a la profundidad media de las perforaciones, P_{wf} , se conoce también como FBHP (Flowing Bottom Hole Pressure) y la diferencia entre ésta y la presión estática del yacimiento P_s , se conoce como Drawdown. Esta se representa en la ecuación 1.

$$\text{Drawdown} = \Delta P = P_s - P_{wf} \quad \text{Ecuación 1}$$

La ecuación de IPR más utilizada es la de la línea recta, la cual indica que la tasa es directamente proporcional a la caída de presión en el yacimiento. La constante de proporcionalidad es llamada índice de productividad, J , definido por la relación de la tasa con la caída de presión en el yacimiento. La línea recta solo se aplica para pozos subsaturados es decir que las condiciones de pozo se encuentren por encima de la línea de saturación. La ecuación se puede escribir de la siguiente manera

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \left[\frac{\text{bbl/dto}}{\text{lb/ft}^2} \right] \quad \text{Ecuación 2}$$

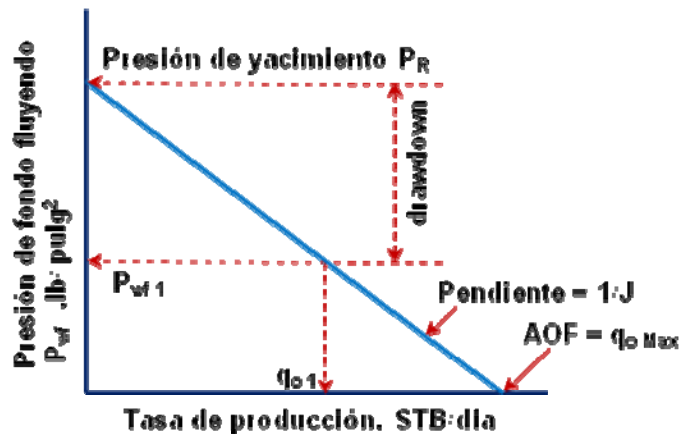
La figura 1 muestra una grafica de una línea recta de IPR y en la cual se pueden evidenciar varias características importantes:

- Por convención, la tasa se ubica en el eje X, y la presión de fondo fluyendo se ubica en el eje Y.

¹ **GOLAN, Curtis**. Well Performance. Segunda edición.1993.

- Cuando la presión de fondo fluyendo es igual al promedio de la presión del yacimiento ($\Delta P=0$) la tasa es cero y no hay flujo entrando a la cara del pozo debido a la ausencia de cualquier caída de presión.
- La tasa máxima de flujo, q_{max} o *Absolute Open Flow*, AOF, se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es igual a cero. Aunque en la práctica no es una condición en la cual el pozo puede producir, es útil la definición y ha sido usada en la industria del petróleo, particularmente para comparar el comportamiento o potencial de diferentes pozos en el mismo campo.
- La pendiente de la línea recta es igual al inverso del índice de productividad (Pendiente = $1/J$)

Figura 1. Línea recta de IPR

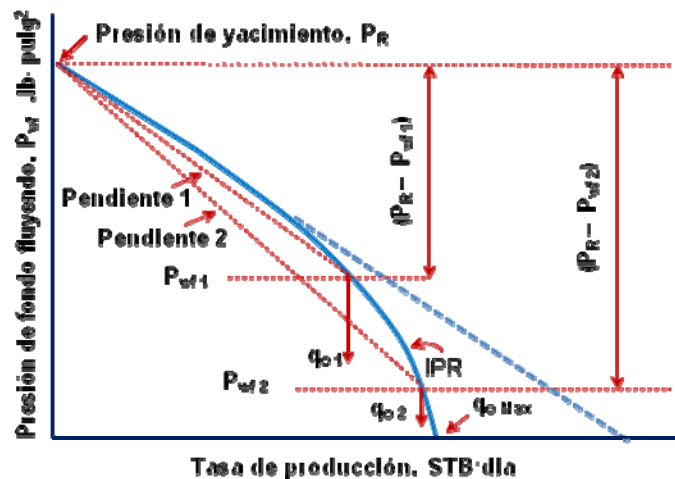


Fuente: GOLAN, CURTIS. Well Performance. Segunda edición. 1991. Modificada.

El índice de productividad es un concepto muy útil para describir el potencial relativo de un pozo, ya que combina todas las propiedades de roca y fluido, así como las consideraciones geométricas. Un índice de productividad constante expresa que la relación de la tasa con la caída de presión es siempre la misma para varias tasas.

Una limitación de la línea recta del IPR es la suposición que el aceite es subsaturado. Obviamente, esta condición no aplica para pozos de gas o de aceite saturado. Para estos pozos el comportamiento observado de la tasa con la caída de presión no es lineal, mostrando una curvatura pronunciada a altas tasas. En términos de índice de productividad, J disminuye al incrementar la presión. La figura 2 ilustra la continua variación de J con la caída de presión. Note que J no está representado por la tangente a la curva, pero esta definido como se puede expresar en la ecuación 2.

Figura 2. Curvatura que presenta el IPR para flujo bifásico



Fuente: GOLAN, CURTIS. Well Performance. Segunda edición. 1991. Modificada.

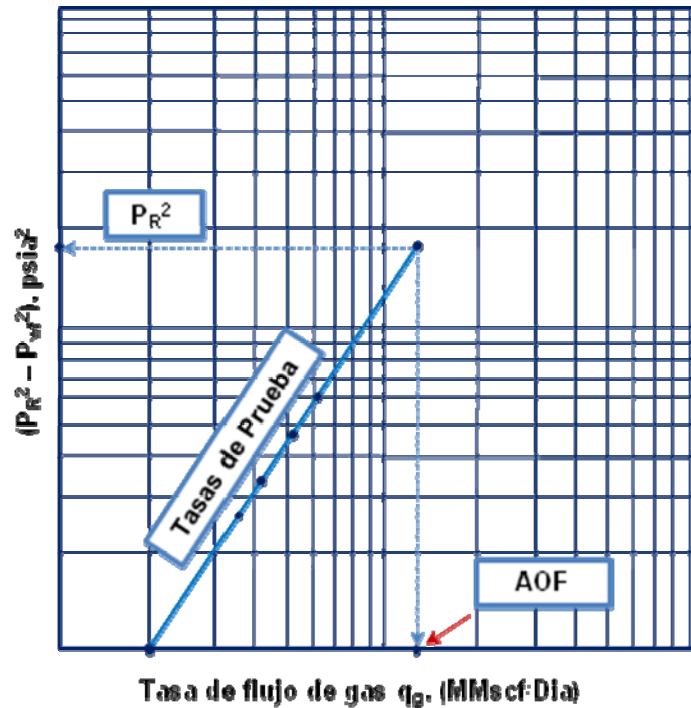
Se han sugerido varias ecuaciones para representar el comportamiento no lineal del IPR para el flujo de gas y flujo bifásico. Las observaciones de Bureau resultaron en la simple pero exacta relación tanto para gas como para aceite saturado.

$$q = C(P_i^2 - P_{wf}^2)^n$$

Ecuación 3

Los rangos de la exponente n están entre 0.5 y 1. Una gráfica de la tasa versus $P_R^2 - P_{wf}^2$ en un papel log-log resulta en una línea recta con pendiente de $1/n$, como se muestra en la figura 3.

Figura 3. Grafica de IPR en papel Log- Log para un pozo de gas.



Fuente: GOLAN, CURTIS. Well Performance. Segunda edición. 1991. Modificada.

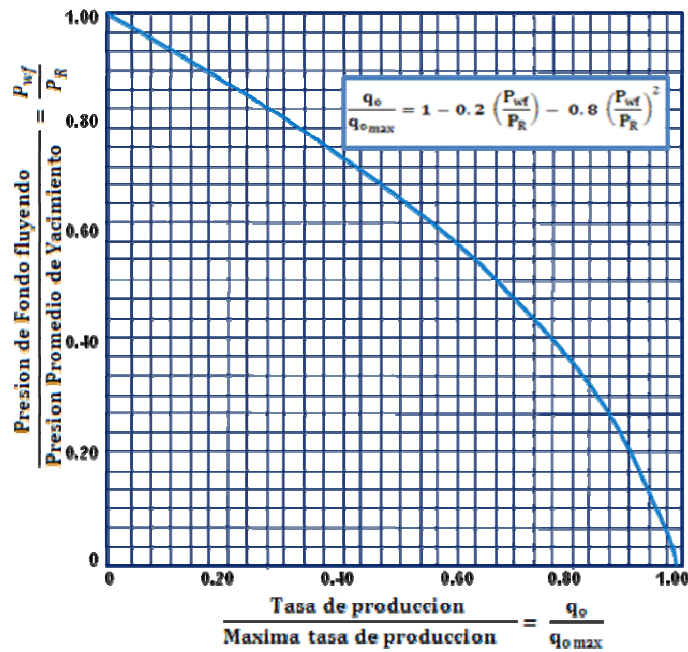
La ecuación 3 se denomina como ecuación de contrapresión, y generalmente ha sido utilizada en pozos de gas.

Una ecuación tradicional usada para describir el comportamiento de producción en pozos de aceite saturado es la ecuación de Vogel

$$q_o/q_{o\max} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde $q_{o\max}$ es la máxima tasa de aceite “Absolute Open Flow” (AOF) cuando la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , es igual a cero. La figura 4 muestra una grafica cartesiana de la ecuación 4.

Figura 4. Grafica de la ecuación de IPR dada por Vogel.



Fuente: GOLAN, CURTIS. Well Performance. Segunda edición. 1991. Modificada.

El uso de la ecuación de Vogel es ilustrado mediante el siguiente ejemplo.

Ejemplo 1. Uso de la ecuación de IPR dada por Vogel. En el pozo A1 se probó la arena A, a una tasa de 200 STB/D con una presión de fondo fluyendo de 3220 psia. La presión del punto de burbuja se calculó con una correlación usando datos

medidos en superficie cuando el pozo se encontraba produciendo a una baja tasa. Se estimó que el punto de burbuja era de 3980, lo cual indica que el pozo esta drenando aceite saturado, la presión inicial de yacimiento era de 4000 psia. Grafique el IPR utilizando la ecuación de Vogel.

Solución

Primero, se calcula la tasa máxima de aceite, $q_{o\max}$, sustituyendo los datos de la prueba en la ecuación de Vogel:

$$q_{o\max} = 200 / \left[1 - 0.2 \left(\frac{3220}{4000} \right) - 0.8 \left(\frac{3220}{4000} \right)^2 \right]$$

$$= 625 \text{ STB/D.}$$

Ahora se calculan varias tasas a unas caídas de presión específicas con el objetivo de tener los puntos suficientes para dibujar la curva de IPR. La tabla 1 muestra algunos valores calculados para este ejemplo.

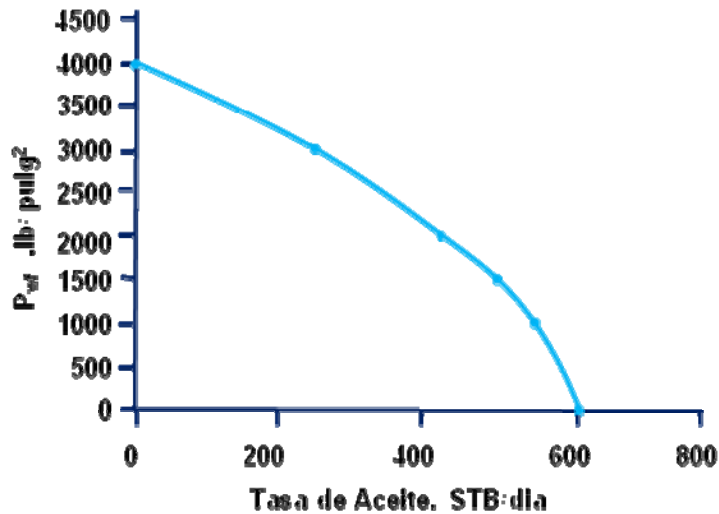
Tabla 1. Datos del comportamiento de flujo para el pozo UIS No. 3.

P_{wf} (psia)	q_o (STB/D)
4000	0
3000	250
2000	437
1500	508
1000	562

Fuente: GOLAN, CURTIS. Well Performance. Segunda edición. 1991. Modificada.

La figura 5 muestra la grafica de IPR para los puntos calculados en la tabla anterior.

Figura 5. Grafica del comportamiento de flujo para el pozo UIS No. 3.



Fuente: GOLAN, CURTIS. Well Performance. Segunda edición. 1991. Modificada.

La principal contribución de la ecuación de Vogel fue la idea de normalizar la ecuación del IPR e incluir el AOF ($q_{o\max}$) como la constante primordial que se debe calcular.

Si se normaliza la ecuación 3 queda de la siguiente manera:

$$q_o/q_{o\max} = [1 - (P_{wf}/P_R)^2]^n \quad \text{Ecuación 5}$$

La ecuación anterior es una mejor alternativa que la ecuación de Vogel para pozos de aceite saturado porque es más simple y además considera el efecto de altas velocidades de flujo (turbulento) con la inclusión del exponente n

La ecuación 5 y la ecuación propuesta por Vogel son cercanamente iguales si $n=1$, lo cual fue observado por Fetkovich. Para $n=1$, la ecuación 5 se convierte en:

$$q_o/q_{o\max} = [1 - (P_{wf}/P_R)^2] \quad \text{Ecuación 6}$$

En la figura 6 se ilustra el IPR para pozos que producen de yacimientos que se encuentran por encima de la presión del punto de burbuja pero con presiones de fondo fluyendo por debajo del punto de burbuja. En la figura 6 se observa una línea recta a presiones por encima del punto de burbuja y una curvatura cuando está por debajo. Considerando solo la línea recta, región por encima del punto de burbuja, para $P_b \leq P_{wf} \leq P_R$, la ecuación del IPR es:

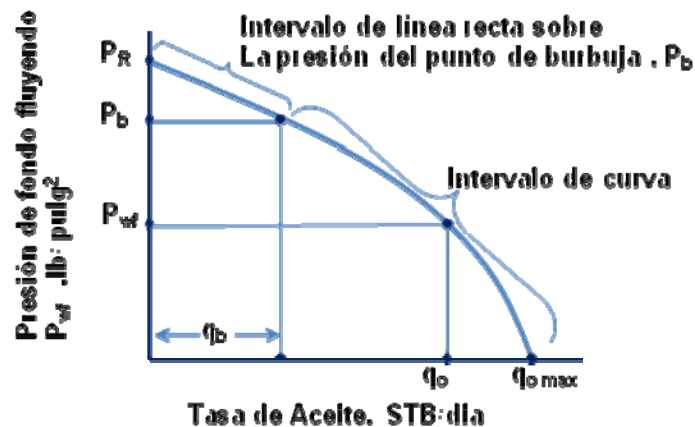
$$q_o = J(P_R - P_{wf}) \quad \text{Ecuación 7}$$

Si la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja, entonces se podrá utilizar la siguiente ecuación de IPR para calcular q_o .

$$q_o = J(P_R - P_b) + \left(\frac{J}{2P_b}\right)(P_b^2 - P_{wf}^2), \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde J es el índice de productividad cuando la presión de fondo fluyendo está por encima de la presión de burbuja P_b , dado por la ecuación 7.

Figura 6. IPR de un pozo de aceite subsaturado produciendo a presión de fondo fluyendo por debajo del punto de burbuja.



Fuente: GOLAN, CURTIS. Well Performance. Segunda edición. 1991 Modificada.

1.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMA DEL IPR²

1.2.1 Zona de permeabilidad constante

En una zona donde las permeabilidades K_x , K_y , y K_z no varían independientemente del punto donde se quieran determinar, la mayor caída de presión (P_{wf}) en una formación productora se encuentra en la vecindad del pozo. Aproximadamente más del 50% de la caída de presión se presenta dentro de un radio de 20ft cercanos al pozo (estando el aceite dentro de este radio), lo cual únicamente el 0.046% del aceite contenido dentro del radio de drenaje del pozo.

Si la P_{wf} del pozo está por debajo del punto de burbuja, a medida que una cantidad de masa de aceite se mueve hacia el pozo, la presión de este cae de manera uniforme, permitiendo que se libere gas.

La saturación del gas libre en la vecindad del cuerpo de aceite se incrementa uniformemente, aumentando así la permeabilidad relativa al gas, y disminuyendo la permeabilidad relativa del aceite.

Mientras más grande sea la caída de presión, es decir, mientras más baja sea la presión en la cara del pozo, más notorio será este 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 relativa del gas) se incremente en la medida que aumente el drawdown. Este argumento lleva a la conclusión de un IPR de forma curvada, como el de la figura 2, siempre que la P_{wf} esté por debajo de la presión del punto de burbuja.

El drawdown puede tener un efecto considerable en el GOR, no solo por el incremento de la permeabilidad relativa del gas con una P_{wf} decreciente, sino también porque todo el aceite en la vecindad del pozo contribuye al incremento del

² NIND, T. E. W. Principles of oil well production. New York: McGraw Hill. 1964

gas libre, además del que entra al contorno del pozo precedente de lugares apartados de la formación, por lo tanto, a mayor drawdown mayor será la contribución de gas libre a partir del aceite de las cercanías del pozo. En ciertas circunstancias el GOR producido puede disminuir primero y después aumentar cuando se incremente la producción.

Para las presiones cercanas al punto de burbuja (saturaciones de gas menores de la saturación crítica dentro de la formación) y, también, para formaciones de diferente permeabilidad, el efecto de la producción sobre el índice de productividad y el GOR pueden considerarse inexistente o muy pequeño, siempre y cuando se mantenga un flujo tipo Darcy.

Por último, mientras el valor de P_{wf} se mantenga sobre la presión de saturación, se asume que no hay gas libre en la formación y el IP se mantiene constante, es decir, la tendencia del IPR aplicable a los valores de la P_{wf} mayor que la presión de saturación mantendrá una línea recta.

1.2.2 Formación estratificada

Prácticamente, toda formación productora esta estratificada en mayor o menor grado, es decir, contienen capas de permeabilidad diferente. Para ilustrar el efecto que esta estratificación puede tener sobre la forma del IPR y la dependencia del GOR en la producción, se puede considerar por ejemplo, un caso en el cual hay tres zonas diferentes que tienen permeabilidades de 1, 10, 100 y respectivamente. Se supone que no hay comunicación vertical entre las zonas, excepto a través del mismo pozo. En la figura 7 se ilustra gráficamente el efecto que presentan capas de diferente permeabilidad sobre el IPR.

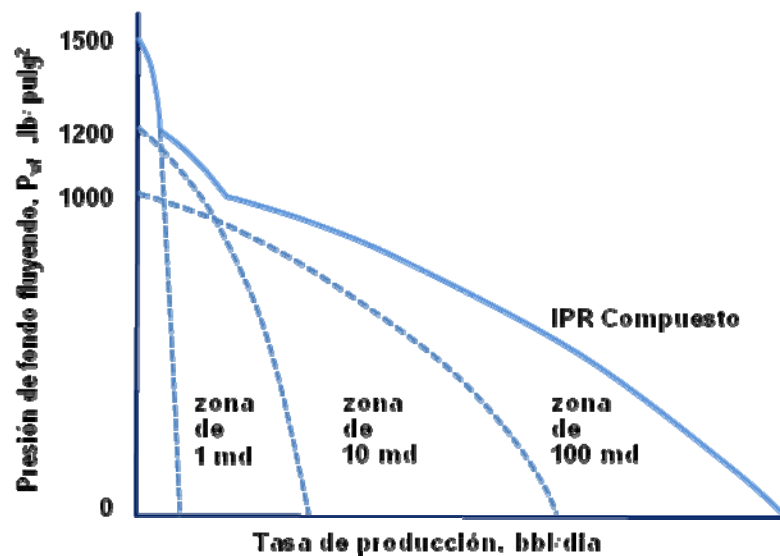
1.2.2.1 Efecto sobre el IPR

Si se considera que se ha alcanzado una etapa en la cual la presión en la zona de 100 md es de 1000psi y en la de 1md es de 1500psi. 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 7, el IPR compuesto, que es promedio de estas tres curvas, tendrá la forma mostrada.

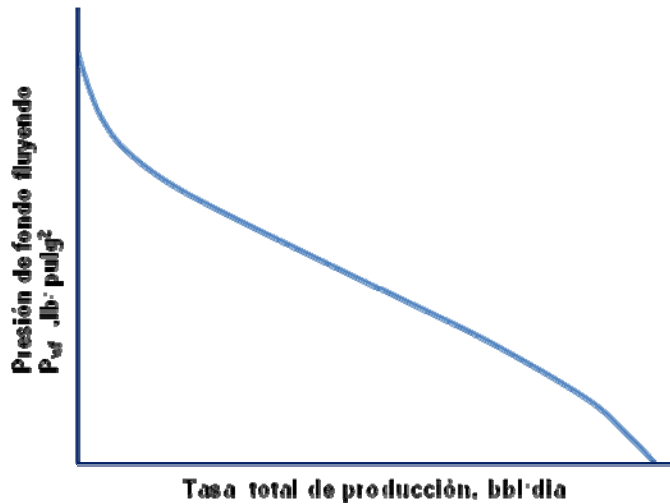
Como generalización, se puede concluir que muchos pozos, debido a la estratificación y al agotamiento diferencial subsecuente en las zonas de producción, muestran una curva del IPR compuesto del tipo ilustrado en la figura 8, con un IP mejorado con la producción que incrementa para bajas tasas, pero que decae para tasas de producción mayores.

Figura 7. IPR compuesto para una formación estratificada



Fuente: NIND, T.E.W. fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1964. Modificada.

Figura 8. Curva generalizada del IPR para cualquier formación



Fuente: NIND, T.E.W. fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1964. Modificada.

1.2.2.2 Efectos sobre el GOR

Para cualquier saturación de aceite, es conocido que la relación entre la permeabilidad efectiva del gas y la permeabilidad efectiva del aceite aumenta proporcionalmente con el grado de cementación y consolidación, es decir, para una permeabilidad 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 cero hasta el potencial máximo, entonces, para tasas bajas la P_{wf} será alta y únicamente las capas de alta presión contribuirán a la producción. Estas capas serán las de mayor consolidación y cementación. En otras palabras, los estratos que producen tasas bajas son los que producen un GOR alto.

A medida que 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 más explotadas producen GOR elevados, debido a las altas saturaciones de gas libre, la relación gas/aceite empezara 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 del efecto de “la vecindad del pozo” que se analizó previamente. De acuerdo a esto, se espera que un pozo que produce en una formación estratificada muestre un mínimo en su GOR cuando se incremente la tasa de producción, tal y como se puede observar en la figura 9

Figura 9. Tendencia en el comportamiento del GOR Vs. 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. 1964. Modificada.

2. 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.

2.1 CLASIFICACIÓN

De forma general, los métodos de levantamiento artificial pueden ser clasificados en las siguientes dos 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. Este estudio se enfocará en las características de los sistemas de levantamiento no convencionales nombrados previamente.

2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES

2.2.1 GAS LIFT³

Los dos sistemas básicos de levantamiento con gas lift son levantamiento continuo y levantamiento intermitente.

El principio de operación de levantamiento continuo es la inyección de gas a través de la más profunda de una serie de válvulas GLVs (Gas lift Valve) ubicadas a lo largo de una tubería de producción; el efecto de este gas inyectado es el de disminuir la densidad de los fluidos producidos permitiéndole llegar hasta superficie con la tasa de producción deseada. Este sistema es una prolongación del flujo natural del pozo.

Como su nombre lo indica en el levantamiento intermitente la inyección ocurre durante un cierto intervalo de tiempo y después se detiene. Después de que cierto periodo de tiempo ha transcurrido se repite la inyección y comienza de nuevo el ciclo.

El equipo requerido para la implementación de gas lift en un pozo es el siguiente:

Equipo de superficie

- Ensamblaje de la cabeza del pozo.

³ **HERRERA, D. Cristóbal. Y ORTIZ, S. Juliana.** Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial Combinado de Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Neumático: Electrogas. Tesis de grado. UIS. 2002.

- Choke (para flujo continuo).
- Choke con control en el ciclo de tiempo (Para flujo intermitente)
- Compresores.
- Separador.

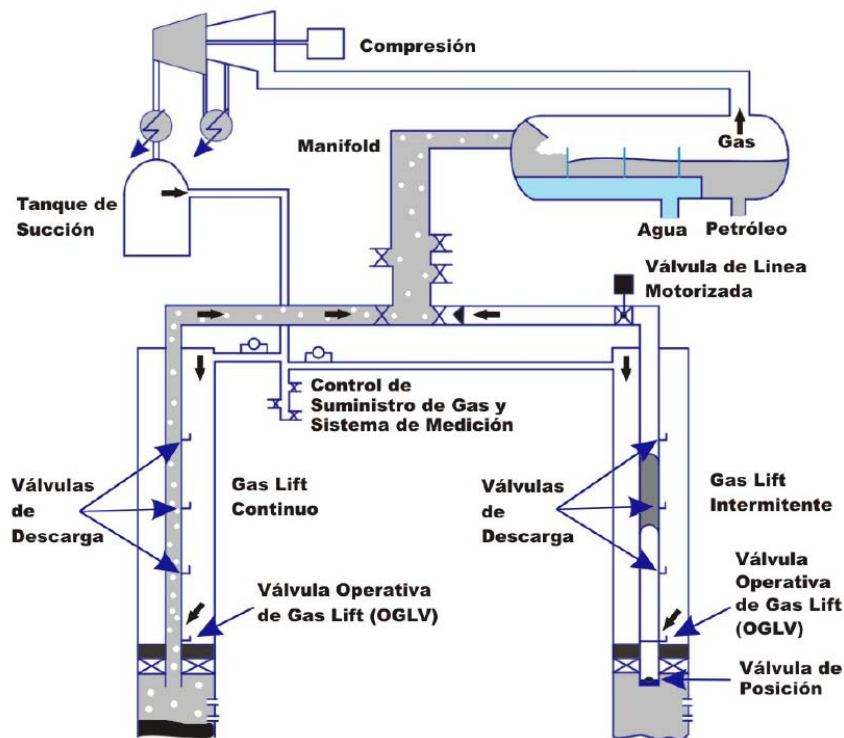
Equipo de subsuelo

- Mandriles de gas lift.
- Válvulas de gas lift.
- Empaque de subsuelo.

Un esquema típico de gas lift puede ser observado en la figura 10.

El gas de levantamiento es bombeado generalmente por el anular del pozo e inyectado en el tubing a través de una válvula de gas lift (Gas lift valve, GLV). Estas válvulas normalmente contienen una válvula cheque para prevenir la entrada en contracorriente del fluido producido o de tratamiento hacia el anular, para propósitos de seguridad y eficiencia del sistema. En algunos diseños de pozo, el gas es suministrado a través del tubing, recuperando la producción a través del anular o bien de un segundo tubing el cual puede ser concéntrico o paralelo al tubing de suministro.

Figura 10. Esquema típico de gas lift.



Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de grado 2007.

Con el fin de alcanzar la máxima reducción de cabeza hidrostática, el punto de inyección de gas debe estar ubicado a la mayor profundidad disponible. Una excepción para esta regla está en los casos en los que la presión de tubería de producción excede la presión de saturación del gas bajo condiciones de circulación. En estos casos el gas inyectado se disolvería en el líquido producido, y de esta forma, perdería su habilidad para reducir la densidad de la columna de fluido

En pozos con bajo índice de productividad, el gas lift continuo no puede ser implementado ya que la afluencia del pozo se dificulta debido a la presión de operación del sistema. En estos casos el levantamiento intermitente puede ser más eficiente. El levantamiento intermitente opera cerrando el suministro de gas para permitirle al pozo fluir hacia el cabezal de producción. Solamente cuando ha entrado suficiente líquido en la tubería, se abre el suministro de gas y se produce un bache de líquido. Esto puede ser mucho más eficiente bajo estas condiciones de pozo que el gas lift continuo.

Cuando se incorpora un pozo a un sistema de producción después de su terminación, con el pozo lleno de fluidos de completamiento o después de un largo cierre donde los fluidos se hayan segregado, la presión normal de gas lift no es suficiente para alcanzar la profundidad máxima de las válvulas. En este caso, generalmente es necesario vaciar por etapas tanto el tubing como el casing llenos con líquido. Esto se consigue aplicando presión de gas a una serie de GLVs (Válvulas de descarga periódica) instaladas progresivamente de arriba hacia abajo. Estas válvulas de descarga están diseñadas para abrirse a una presión predeterminada y luego cerrarse de nuevo a una presión ligeramente más baja, con el propósito de que manipulando la presión de inyección, se haga circular el gas a través de estas de arriba hacia abajo.

Las válvulas de operación se diseñan específicamente para la circulación continua, mientras que las válvulas de descarga están diseñadas únicamente para permitir descargas periódicas.

La profundidad máxima de la GLV de operación (OGLV) está limitada por:

- Máxima presión de suministro de gas y tasa de entrega.
- Presión de cabeza de tubería fluyendo a la tasa de flujo prevista.
- Profundidad del empaque (profundidad máxima del mandril más profundo para las válvulas de gas lift).

- Diferencial de presión requerido para mantener las válvulas superiores (De descarga) cerradas, y por lo tanto mantener estables la presión en la OGLV.
- Peligro de colapso en el tubing y la clasificación por resistencia al estallido que posea el casing.

Un sistema de gas lift requiere adicionalmente de los siguientes componentes:

- Tratamiento del gas, compresión, facilidades de medición y control de flujo, y suministro de gas de arrancada.
- Tubería de producción (tubing) equipada con mandriles de gas lift.
- Acceso para wireline o coiled tubing para la instalación y mantenimiento de las GLVs (El cual puede ser instalado durante el completamiento inicial del pozo).
- Protección contra los reventones en el anular.

En la mayoría de los pozos con este sistema de levantamiento, parte de sistema de prevención contra reventones proviene de las válvulas cheque de las GLVs. Sin embargo, en aquellos pozos donde esta medida no se considera suficiente, se requiere de alguna protección adicional. Esta puede incluir cheques dobles en las GLVs o "válvulas cheque" adicionales en superficie.

Las GLVs están clasificadas así:

- Válvula controlada por presión del casing, también llamada "válvula de presión" o válvula operada a "presión de inyección". Las presiones de apertura y de cierre dependen principalmente de la presión en el casing, lo cual, suministra el mejor control de presión para los completamientos con un solo tubing.
- Válvula controlada por la presión en el tubing, también llamada "Válvula de fluido" o válvula operada a "presión de producción". Las presiones de

apertura y de cierre dependen principalmente de la sarta de producción. Esto es particularmente útil para completamientos de gas lift dobles.

- Válvula de respuesta proporcional. Estas válvulas se adaptan automáticamente a los cambios en la presión de producción.
- Válvula de nova (venturi). Se alcanza una tasa de inyección constante en la OGLV.

Ventajas

- Es un sistema seguro de operar.
- Presenta alta tolerancia a los sólidos (Aunque las velocidades de erosión en el tubing y el árbol de navidad pueden ser críticas).
- Habilidad para manejar altas tasas de producción.
- Requiere de poco espacio en superficie.
- Generalmente puede ser reacondicionado con wireline.
- Acceso completo a través del tubing a las GLVs inferiores.
- No es limitado por la desviación de los pozos.
- Relativamente resistente a la corrosión.
- Muy flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente, chamber lift o plunger lift a medida que declina el yacimiento.
- La fuente de potencia puede ser ubicada en locaciones remotas.
- Fácil de obtener presiones y gradientes en profundidad.
- No es problema en pozos con empuje de gas.

Desventajas

- Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos capitales de compresión y tratamiento del gas.
- Requiere de un volumen de gas para su arranque, el cual no siempre está disponible.

- Presenta dificultad para manejar crudos pesados y viscosos o emulsionados.
- Potencial para la formación de hidratos en superficie o en las GLVs.
- Requiere monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como supervisión ingenieril.
- Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.
- Posible necesidad de casing y tubing muy fuertes debido a las altas presiones de gas en el anular.
- Problemas con líneas sucias en superficie.
- Puede presenta problemas de seguridad si se manejan presiones de gas muy altas.

2.2.2 BOMBEO MECANICO⁴

El levantamiento por bombeo mecánico es el sistema más empleado en el mundo. Este sistema consiste en el levantamiento del fluido a través de una sarta de varillas las cuales son movidas por la transmisión de potencia de una bomba reciprocante con dos válvulas cheque (una viajera y la otra estacionaria).

Básicamente, el equipo de levantamiento artificial para bombeo mecánico consta de los siguientes componentes:

Equipo de superficie

- Base de la unidad.
- Generador de potencia.

⁴ **MUÑOZ, Álvaro. Y TORRES, Edgar.** Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado. UIS. 2007

- Convertidor de potencia.
- Balancín.
- Unidad de contra balance.
- Barra lisa.
- Instalación de la barra lisa.
- Equipo de cabeza de pozo.

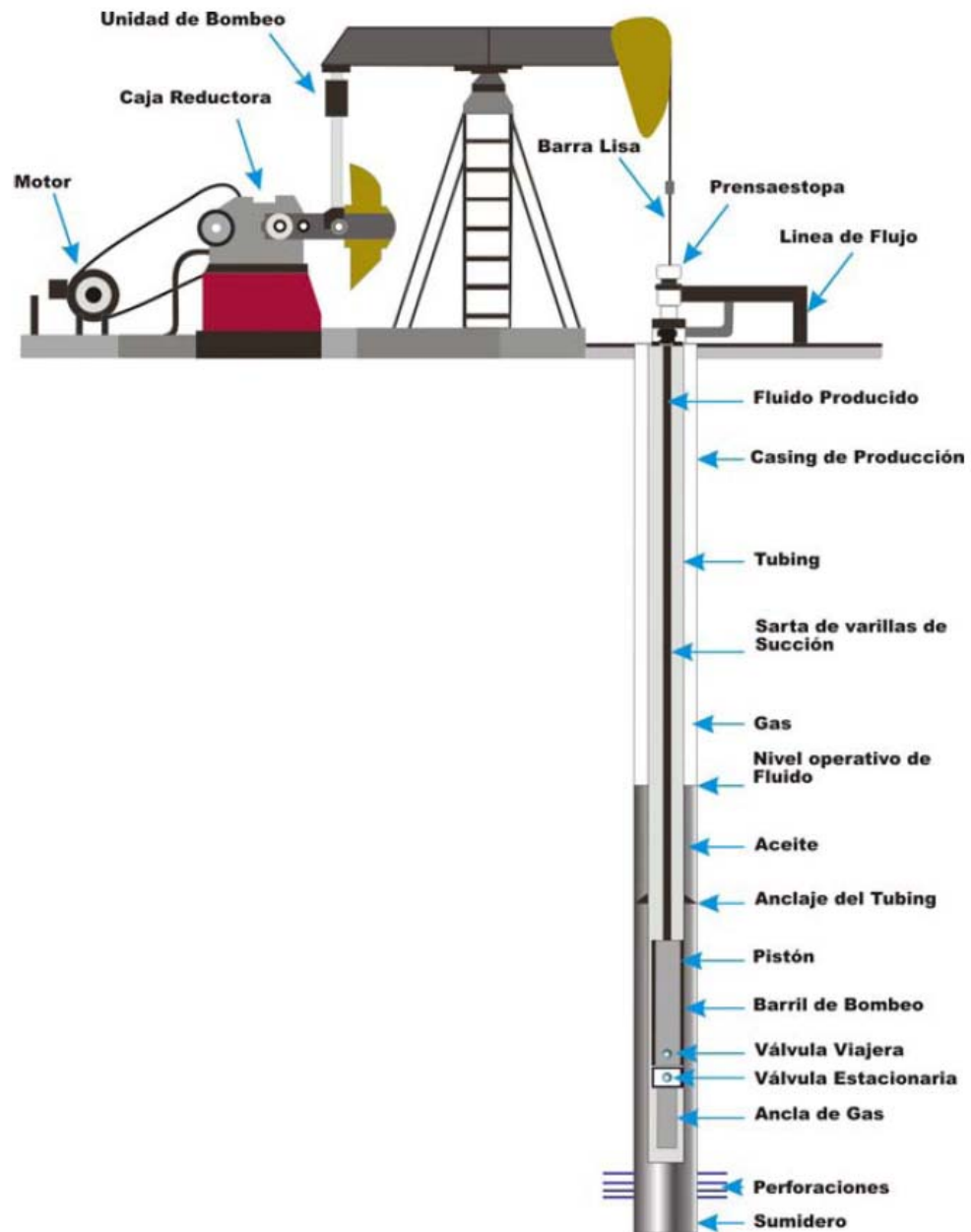
Equipo de subsuelo

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

La 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.

El levantamiento del crudo se realiza mediante la acción de las bombas de subsuelo, las cuales son accionadas por la sarta de varillas que les transmiten la potencia requerida, generada en superficie. Estas bombas consisten esencialmente 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.

Figura 11. Esquema típico Bombeo mecánico



Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de grado. 2007.

Ventajas

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto conocimiento en todas las aplicaciones (Crudos pesados y livianos).
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Permite alcanzar un alto grado de depleción.
- Varias alternativas para la fuente de poder (motor diesel o eléctrico).
- Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.
- Tolera altas temperaturas.
- Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.
- Aplicable a huecos estrechos y completamiento múltiples.
- Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de escamas.
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.

Desventajas

- Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
- Requieren de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
- Presenta mayor desgaste de las varillas en pozos desviados.
- Problemas de fricción en pozos tortuosos.
- Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- Limitado por la profundidad.
- 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 de subsuelo

2.2.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El principio de este sistema de bombeo⁵ es la operación basada en la operación continua de una bomba centrífuga multietapa cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción, alimentado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria. Una vez se transforma la tensión primaria la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo desde el transformador. El motor genera la fuerza para que transmita a la bomba, compuesta por etapas cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y difusor estacionario los cuales imparten un movimiento rotacional al líquido para llevarlo hasta superficie.

Equipo de superficie

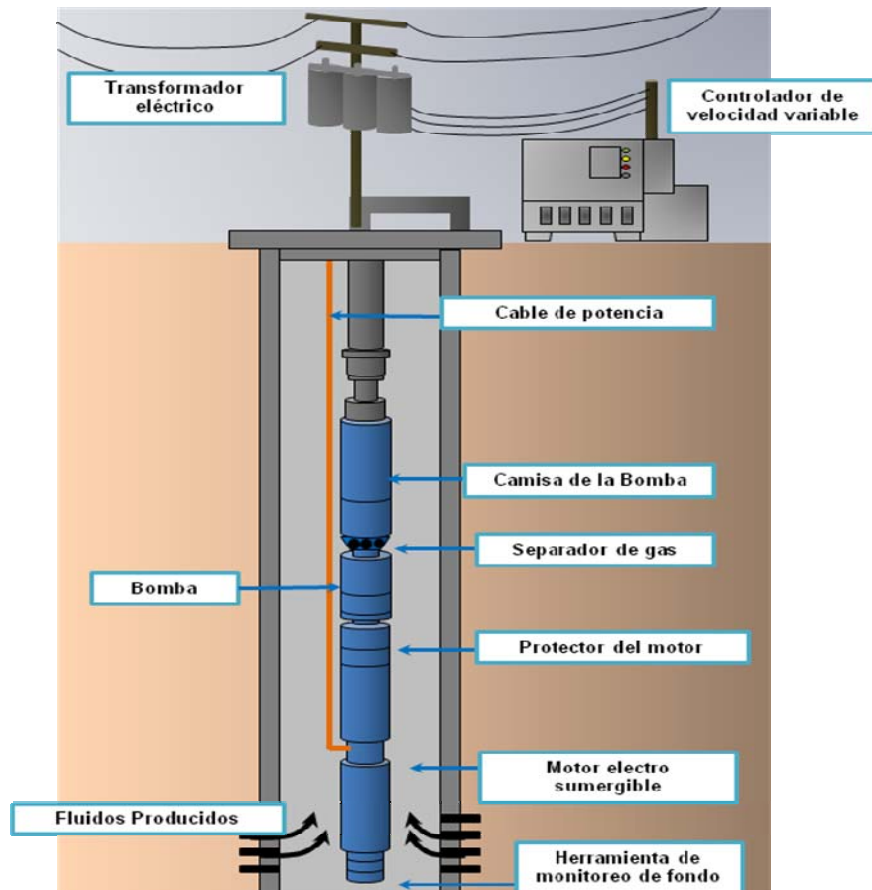
- Ensamblaje de cabeza de pozo.
- Caja de empalme.
- Panel de controles.
- Transformador.
- Variador de frecuencia.
- Cable eléctrico.

⁵ HERRERA, D. Cristóbal. Y ORTIZ, S. Juliana. Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial Combinado de Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Neumático: Electrogas. UIS. Tesis de grado. 2002.

Equipos de subsuelo

- Unidad de bombeo centrífugo.
- Camisa de la bomba.
- Separador de gas (opcional).
- Unidad sellante protectora del motor.
- Motor eléctrico.
- Herramienta de monitoreo de fondo (opcional).

Figura 12. Esquema típico Bombeo electrosumergible



Fuente: ESP System. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 2 de Febrero). Disponible en internet: <\\www.bakerhughes.com/>. Modificado.

Ventajas

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Presenta una alta eficiencia (70%).
- El sistema no se ve afectado por la desviación.
- Sistema fácil de controlar.
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable a plataformas costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de escamas.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

Desventajas

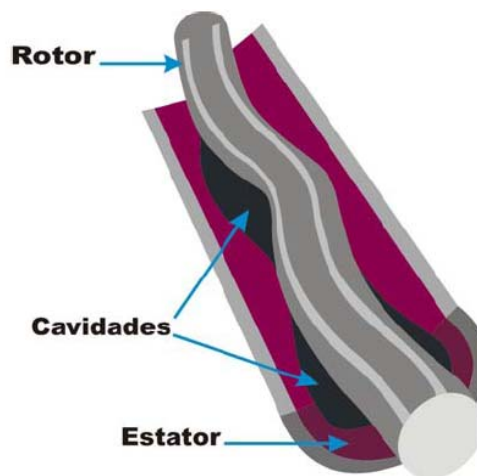
- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas-liquido (sin separador).
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con la tubería.
- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- Las unidades son costosas, para ser remplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido a costos de cable y capacidad de la bomba.

2.2.4 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

2.2.4.1 Descripción del sistema

Su operación está basada en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas⁶ estilo tornillo sin fin, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de superficie o subsuelo. Cuando el motor está ubicado en la superficie la transmisión de energía a la bomba se da a través de un eje y/o varillas que comunican el motor y la bomba desde la superficie hasta el subsuelo. Pero cuando el motor esta en el fondo, se lleva un cable desde superficie el cual les proporcionara la energía al motor para que opere y mueva la bomba.

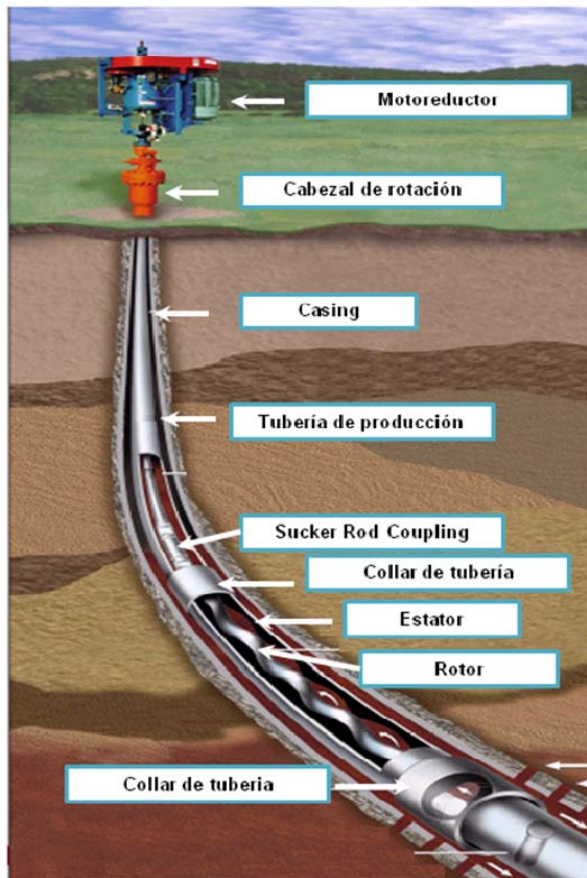
Figura 13. Configuración interna de una bomba de cavidades progresivas



Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de grado. 2007.

⁶ 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. 2007

Figura 13a. Esquema típico Bombeo por cavidades progresivas



Fuente: PCP System. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 2 de Febrero). Disponible en internet: <http://www.weatherford.com/>. Modificado.

La bomba está compuesta por un rotor (tornillo sin fin) y un estator (camisa). El rotor gira dentro del estator formando cavidades que progresan desde el extremo de succión hasta el extremo de descarga de la bomba que, ayudado por el sello continuo entre las hélices del rotor y el estator mantienen el fluido en movimiento permanente, a una velocidad fija directamente proporcional a la velocidad de rotación de la bomba.

La conformación normal del equipo PCP convencional consta de:

Equipo de superficie

- Motor eléctrico.
- Caja reductora de velocidades.
- Caja de empaques.
- Cabezal de pozo.

Equipo de subsuelo

- Bomba (Rotor y estator).
- Varillas de succión.

Ventajas

- Alta tolerancia a la producción de sólidos.
- 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.
- No posee válvulas internas ni trampas de gas.
- Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo.

Desventajas

- Tasa de producción limitada.

- Baja tolerancia a 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 estos lo pueden deteriorar.

3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES Y COMBINADOS

Los sistemas de levantamiento artificial convencionales presentados en el capítulo anterior son los más empleados alrededor del mundo, debido principalmente al conocimiento que se tiene de su funcionamiento, la experiencia que se cuenta para su diseño y operación, y la relativa facilidad con que se consiguen en el mercado las unidades y repuestos utilizados.

Sin embargo por las diversas condiciones que se pueden presentar en un campo, se han realizado variaciones a los sistemas de levantamiento artificial convencionales con el fin de aumentar la eficiencia al momento de aplicar estos a un campo en particular. Por lo anterior se han desarrollado los sistemas de levantamiento artificial no convencionales que buscan adaptarse a condiciones donde los sistemas convencionales se ven limitados. Así como los sistemas combinados buscan complementar las desventajas de un método con las fortalezas de otro buscando optimizar la eficiencia en la operación de la extracción de crudo.

A continuación se presentará una descripción de los sistemas no convencionales: Plunger lift, chamber lift y Recoil, así como también de sistemas combinados: ESPCP y ESP con gas lift.

3.1 PLUNGER LIFT

3.1.1 Descripción del sistema

El principio de funcionamiento del Plunger Lift⁷ está fundamentado básicamente en el movimiento de un pistón libre que actúa como una interface mecánica entre el gas de formación y el líquido producido aumentando la eficiencia del pozo.

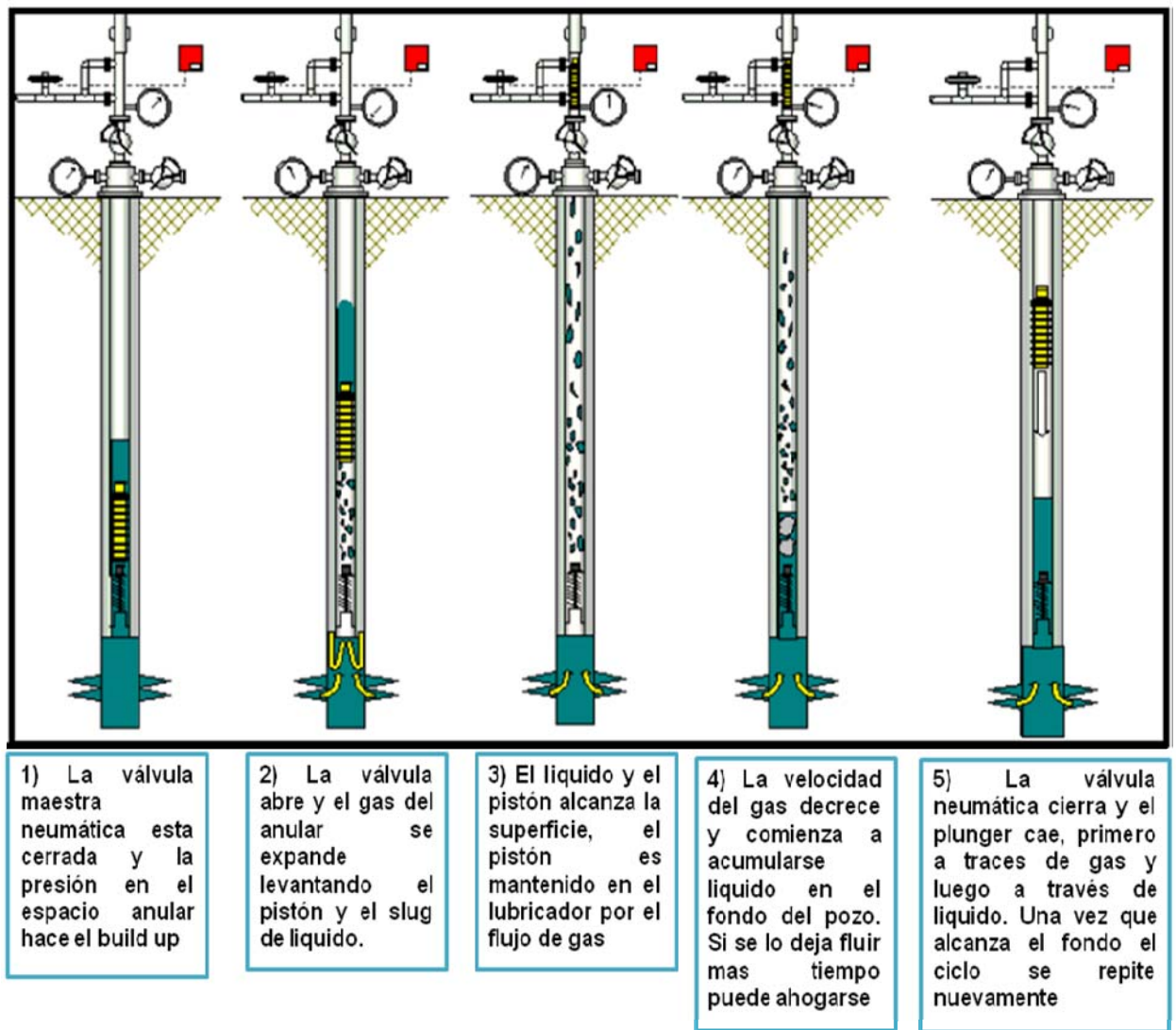
La principal operación de estos sistemas está basada en la hipótesis de que los pozos no poseen empaques y tienen comunicación entre el tubing y el casing en la parte inferior de la sarta de producción. Esta consideración no es excluyente para la utilización del sistema Plunger Lift, pero su no cumplimiento requiere de análisis especiales.

La operación del sistema se inicia con el cierre en la línea de producción mediante una válvula motora, accionada por un controlador automático programable, permitiendo que el gas de formación se acumule en el espacio anular por segregación natural. Después de que la presión del anular aumenta hasta un cierto valor, se abre la línea de producción. La rápida transferencia de gas desde el casing al tubing, en adición al gas de formación, crea una alta velocidad instantánea que provoca un salto de presión entre el pistón y el líquido.

El pistón debe viajar desde el fondo de la tubería (Nipple de Asiento) hasta la superficie, elevando una determinada cantidad de líquido en cada carrera ascendente, para luego volver a descender completando un ciclo (Figura 14). Sin esta interface mecánica, sólo sería elevada una porción del líquido.

⁷ **ALBA, Mario.** Evaluación del sistema Plunger Lift en el Lote X. Congreso Peruano de Petróleo. INGEPEP 99 EXPL-6-MA-13. 1999.

Figura 14. Esquema de un ciclo con plunger lift

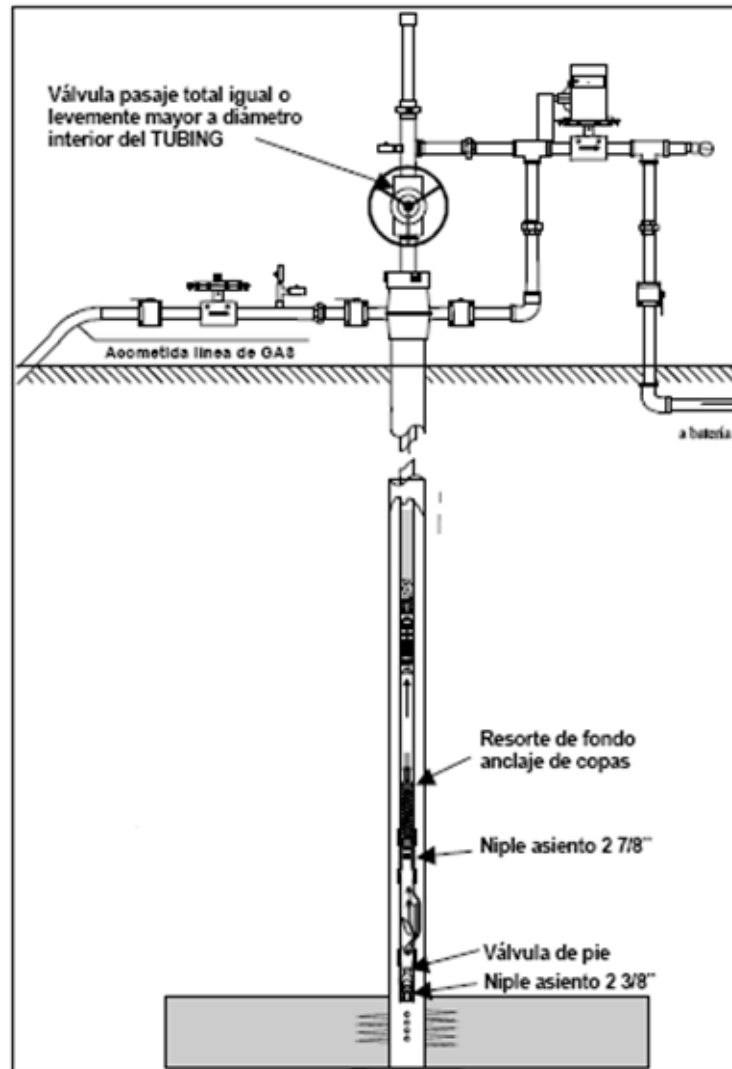


Fuente: BIZZOTO, Pablo y DE MARZIO, Luciana. Aplicación de los diferentes tipos de Plunger lift en el yacimiento cerro dragón. Pan American Energy. 2001.

El Plunger Lift es un sistema de extracción el cual, en su versión autónoma, aprovecha la energía propia del yacimiento para producir petróleo y gas. Cuando no se dispone en el pozo productor, de la energía suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie, se puede utilizar una fuente de energía exterior, generalmente

gas a presión, esta última aplicación se conoce como versión asistida del Plunger Lift (figura 15)

Figura 15. Esquema de plunger lift asistido



Fuente: ALBA, Mario. Evaluación del sistema Plunger Lift en el Lote X. Congreso Peruano de Petróleo. INGEPET 99 EXPL-6-MA-13. 1999.

Equipo de superficie

- **Controlador**

Puede ser de diferentes tipos. La tarea principal es abrir o cerrar la válvula maestra. Esto permite el control de las presiones del pozo y la remoción efectiva del fluido.

- **Válvula Maestra**

Son válvulas de operación neumática que se utilizan para controlar la producción y la inyección (en los pozos asistidos) y son operadas por el controlador. Como accesorios de las válvulas se incluye un conjunto de separación y regulación para que el gas de instrumentos tenga la calidad y presión adecuada.

- **Lubricador**

Es el elemento que amortigua la llegada del pistón a superficie. Consiste básicamente de un resorte, una placa de tope y una tapa removible para la inspección del resorte. Normalmente lleva incorporado un sensor de arribos de pistón y un “catcher” de bola o leva con resorte, que atrapa el pistón para su cambio o por necesidad operativa. Se instala directamente sobre la válvula maestra.

- **Pistón**

Es el dispositivo que viaja libremente desde el fondo del pozo hasta la superficie, el cual forma una interface mecánica entre la fase de gas y la fase de fluido en el pozo. Existen varios tipos de pistón, que operan con el mismo principio básico. Las variaciones van dirigidas a la eficiencia del sello y la fricción. Normalmente cada pistón tiene ciertas ventajas en una

situación dada. La función principal del pistón no es formar un sello hidráulico, sino una gran burbuja o bolsa de gas que empuja el colchón de líquido.

Equipo de subsuelo

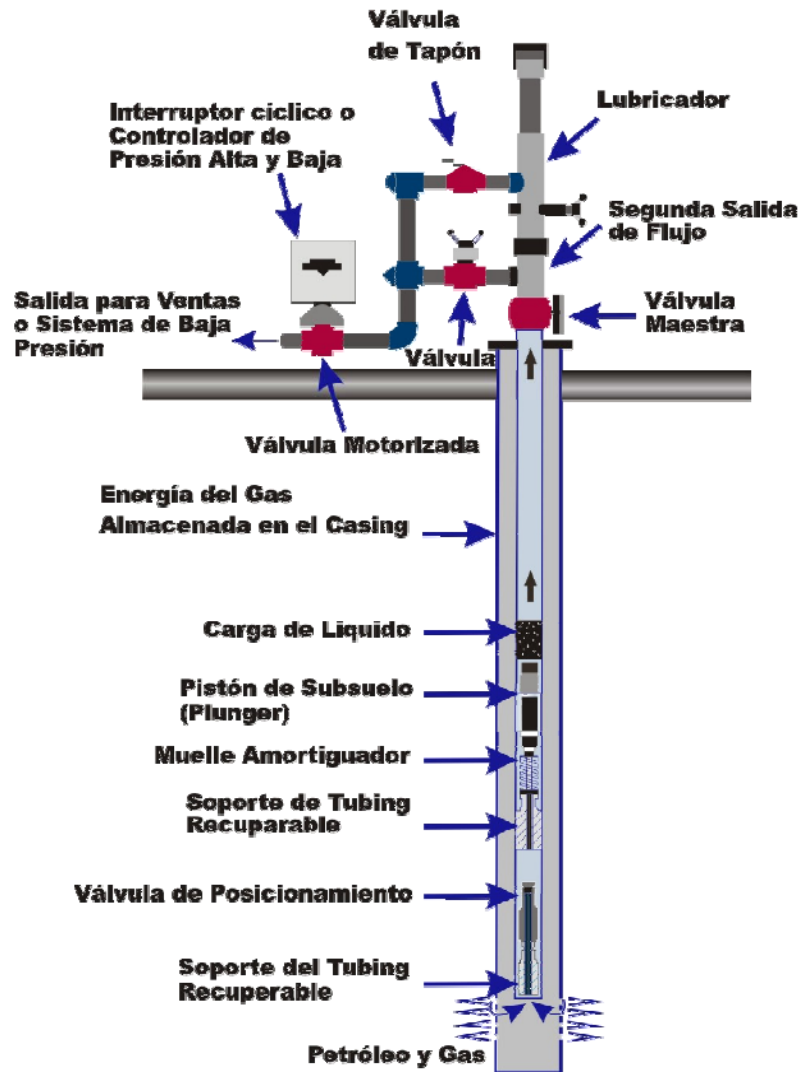
El ensamble de fondo consiste de un accesorio de tope y resorte. Su función es la de proporcionar un amortiguador en el extremo inferior del viaje del pistón. Las combinaciones dependen del tipo de tubería y el sistema mecánico de conexión del pozo. Está conformado por:

- Resorte de Fondo (Bumper Spring).- Este resorte va sobre el tope o cámara de válvula fija para actuar como amortiguador cuando el pistón llega al fondo. Cuenta con un cuello de pesca para su recuperación con equipo de wireline.
- Tope de Fondo. Es el tope para el resorte, el cual puede ser cualquiera de los tres elementos siguientes:
- Tope collar (Collar Lock).- Este dispositivo llega al espacio creado por las uniones de la tubería en el collar. Se instala y se recupera con equipo de wireline.
- Tope de la tubería (Tubing Stop).- Este tope con asiento ajustable permite instalarlo en el fondo del tubing a la profundidad que el operador requiera. Puede ser colocado y retirado del tubing con equipo de wireline.
- Válvula de pie (standing valve).- Esta es una válvula fija de bomba normal con un cuello de pesca en un extremo para recuperarlo con equipo de

wireline. Cuenta con anillo “NO GO” que llega a un nipple de asiento de bomba normal.

Un esquema de la instalación de plunger lift se observa en la figura 16

Figura 16. Esquema típico de Plunger lift



Fuente: 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

3.1.2 Instalaciones utilizadas en Plunger lift⁷

Dependen fundamentalmente de la cantidad de intervalos perforados, de la energía del yacimiento y si la cantidad de gas producido por el pozo es suficiente o no para elevar el pistón y fluido hasta la superficie.

Las instalaciones de Plunger Lift pueden clasificarse en tres tipos:

- Plunger lift convencional sin empaque ni válvulas de gas lift. Es la instalación más común, aplicable a pozos con suficiente gas de formación para elevar el fluido. La ventaja de no usar empaque es que el anular tiene un buen espacio para almacenar gas suficiente para impulsar el pistón y el líquido encima de él hasta la superficie, ayudando así a los pozos con baja productividad. Sin embargo, en caso de necesitar inyección intermitente de gas dentro del casing esto provocará una contrapresión a la formación reduciendo el flujo de petróleo al pozo.
- Plunger lift con empaque, válvula de pie con retención y válvulas de gas lift. Esta instalación es utilizada en pozos con pocos intervalos perforados y que tienen energía suficiente para fluir. La válvula de gas lift es para los casos que el pozo no tenga energía para fluir solo y tenga que ser ayudado con inyección de gas.
- Plunger Lift con líneas paralelas (BLT). Esta instalación es utilizada en pozos de baja presión de yacimiento y con bajo aporte de gas. Con la finalidad de no contra presionar la formación, la inyección de gas se efectúa

por una la línea paralela comunicándola con el tubing a través de una válvula de gas lift.

3.1.3 Criterios para la selección de los pozos⁷

Para seleccionar los pozos candidatos para la aplicación de un sistema Plunger lift, se deben tener en cuenta los siguientes criterios técnico-operativos

- Pozos de alto GOR y de baja productividad, en los cuales el sistema de bombeo mecánico tenga baja eficiencia por la interferencia frecuente de gas al operarlos con niveles de sumergencia muy bajos.
- Relación gas-liquido (GRL) actual e histórica de los pozos con un rango de 300 a 500 ft³/bbl/1000ft. Es fundamental poder predecir si el pozo tendrá la suficiente presión de gas para levantar el pistón y liquido.
- Que el restablecimiento de presión en el casing sea mayor de 250 psi en 3 horas
- La contrapresión de la línea no debe ser muy alta porque disminuye la velocidad de flujo y por consiguiente requerirá un mayor consumo de gas para elevar el pistón y liquido a superficie.
- No considerar pozos que producen arena. El pistón puede correr el riesgo de pegarse o que la arena obstruya el cierre de la válvula motora de producción.
- Que la presión neta, identificada como la presión del casing menos la máxima presión en la línea durante el ciclo de operación, sea suficiente

para levantar los volúmenes de producción esperados. Como regla práctica se considera que la cabeza hidrostática a levantar por el plunger (columna de líquido en el tubing) está en el orden del 50 a 60% de la presión neta.

- Dependiendo de la producción del pozo, seleccionar pistón con o sin bypass.

Ventajas

- Específicamente diseñado para el uso en pozos de baja tasa con problemas de carga de líquido.
- Buena confiabilidad, combinada con un fácil mantenimiento y bajos costos de instalación y operación.
- Fácil de recuperar, sin estructura ni equipo de intervención.
- Ayuda a mantener el tubing libre de parafinas y escamas.
- Aplicable para pozos con alto GOR.
- Control de sólidos.
- Disminuye la presión de fondo fluyendo, aumentando la producción.
- Buen desempeño en pozos desviados.

Desventajas

- Bajas tasas de producción.
- No permite alcanzar la depleción total del yacimiento.
- Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación.
- Alto riesgo para las instalaciones en superficie, asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera.
- Requiere de una relación gas- líquido (GLR) mínima para que funcione el sistema.

3.2 CHAMBER LIFT ⁸

3.2.1 Descripción del sistema

El Chamber lift o levantamiento con cámara de acumulación es una modificación del gas lift, que opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso de crudo a la cámara y la inyección de gas desde superficie para desplazar el crudo acumulado.

Cuando la válvula de control en superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara a través del orificio de la válvula estacionaria. La válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y exterior del tubo “mosquito” permanezcan iguales. Conforme la producción se acumula en el interior de la cámara, la contrapresión de la formación aumenta, de manera que la tasa de producción de la formación disminuye constantemente.

A un tiempo preseleccionado, el cual, es ajustado mediante un temporizador en superficie en ciclos regulares, se abre la válvula de control y se inyecta gas dentro del espacio anular, entre el casing y el tubing arriba del empaque. La presión del casing se eleva y alcanza finalmente un nivel con el cual la válvula de operación se abre. Así se permite que el gas baje por el espacio anular entre el tubo mosquito (Stinger) y el tubing.

La válvula igualadora y la válvula estacionaria se cierran bruscamente debido al alto diferencial de presión. El gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia el tubo mosquito, el cual a su vez lo introduce dentro del tubing.

El Chamber lift es una forma de gas lift intermitente (GL). Existen dos razones para seleccionar chamber lift en un pozo.

⁸ **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. 1994. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift.

- Para profundidades menores que la inyección de gas, a bajas presiones BHP y con un intervalo grande de perforaciones o hueco abierto.
- Para obtener la menor presión promedio posible fluyendo BHP por reducción de la presión de cabeza del fluido.

Aunque existen numerosas variaciones en el diseño físico del chamber lift, los dos tipos fundamentales son de dos empaques y el tipo botella insertada para coleccionar los fluidos del pozo.

El chamber lift de dos empaques utiliza el anular para acumular los fluidos del pozo, el tipo insertado de chamber lift es usualmente fabricado a partir de una tubería larga que puede ser corrida dentro del casing o hueco abierto.

La locación del Chamber lift y tamaño relativo para el nivel de trabajo de fluido, inyección y venteo de gas, inyección de gas suplementaria para el levantamiento del bache, pueden ser la diferencia entre la eficiencia o ineficiencia de la utilización del sistema.

Equipo de superficie

- Ensamblaje de la cabeza del pozo.
- Choke con control en el ciclo de tiempo.
- Compresores.
- Separador.

Equipo de subsuelo

- Puerto de entrada de gas
- Válvula de pie.
- Empaque de subsuelo.
- Puertos de alivio

3.2.2 Instalación de un sistema de Chamber lift

Con mucha frecuencia la implementación e instalación de chamber lift puede incrementar la tasa de producción total de un pozo. Un sistema de chamber lift es una instalación ideal para ser instalada en un pozo con baja presión de fondo y un alto IP, es decir, que es un sistema que funciona eficientemente a pozos los cuales producirán grandes volúmenes de fluido si se crea una alta diferencia de presión en la cara de al arena productora.

El propósito de este sistema es utilizar el volumen del casing para almacenar fluidos. Un sistema de Chamber lift insertado también puede ser implementado para aportar mayor volumen de almacenamiento por unidad de longitud en el tubing.

Supóngase que se quieren almacenar 4 bbl de liquido en un tubing de diámetro nominal de 2 pulgadas y que este liquido tiene un gradiente de 0.40 psi/ft. Ya que 4 bbl llenarían aproximadamente 1000ft de tubería de 2 pulgadas, esta columna podría ejercer una presión de cabeza hidrostática de $(0.40)(1000)=400$ psig. El propósito del chamber es permitir esta misma acumulación de 4 bbl en un tamaño grande de tubería (casing). Por ejemplo se asume que se dejan llenar con fluidos el casing y el tubing conteniendo 5 veces mayor volumen que el tubing de 2 pulgadas. Los 4 bbl que llenaban 1000 ft de tubing de 2 pulgadas ahora llenarían solo $1000/5 = 200$ ft en el chamber de acumulación, estos 200 ft ejercerán una presión de cabeza hidrostática de $(0.4)(200)=80$ psig. La ventaja del chamber es bastante notoria ya que existe una diferencia de $400 - 80 = 320$ psig. En la BHP requerida para llenar los 4 bbl del bache dentro de los 2 pulgadas de tubing, lo que significa que una presión de fondo fluyendo mucho menor podría ser obtenida con el chamber en comparación con la instalación solamente de tubing.

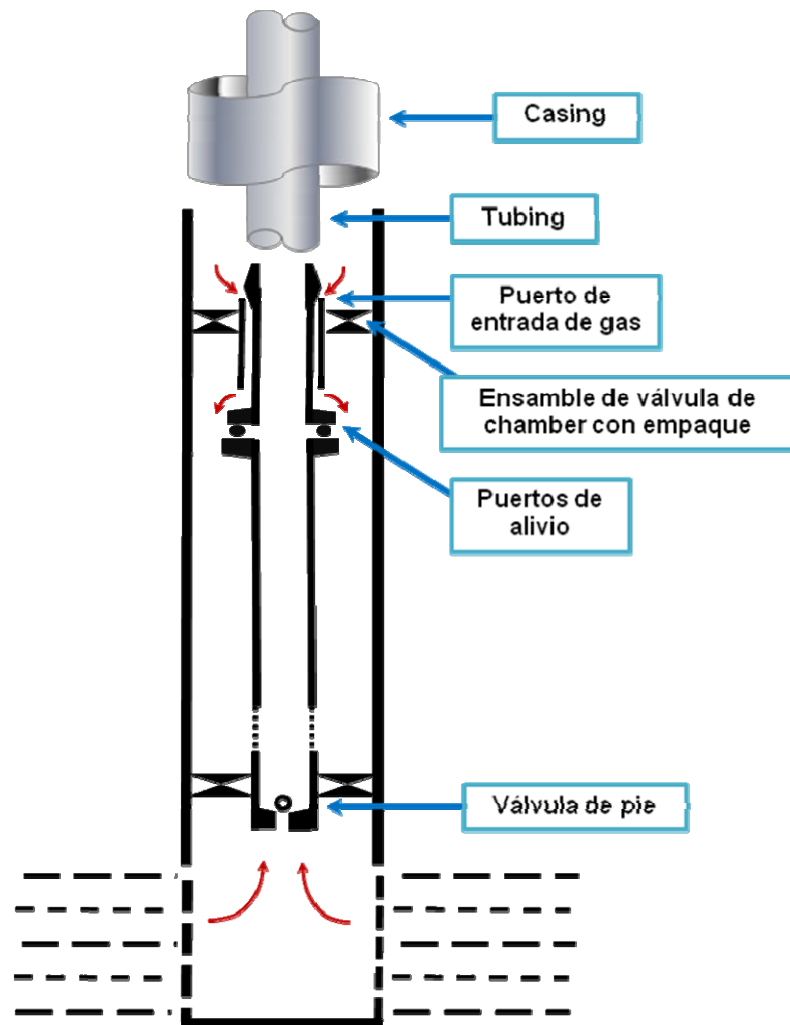
En muchos casos un gran bache de líquido puede ser acumulado en el chamber. Al comienzo de una operación con chamber es muy probable que la tasa de inyección disminuya la relación gas líquido (GLR), por lo tanto, un chamber no solo recuperará más líquido por día si no que también podría disminuir la inyección.

En particular algunas instalaciones de chamber lift han tenido tasas de producción de 400 – 500 BPD a partir de formaciones ubicadas a profundidades de 11000ft, también se han reportado tasas de producción de 600 – 700 BPD de sistemas ubicados entre 6000 – 7000 ft. En todos estos casos, los sistemas de chamber lift han operado con altas presiones de gas (1000psig) y han tenido ciclos rápidos de entre 15 y 20 minutos.

En casos de presiones de fondo fluyendo bajas (menor a 100 psig) se han reducido por la implementación de chamber lift. Hay algunos casos donde el chamber ha sido utilizado para el levantamiento en pozos con prácticamente ningún valor de P_{wf} . En este caso el chamber ha sido insertado debajo de las perforaciones y los fluidos por gravedad caen y llenan el chamber.

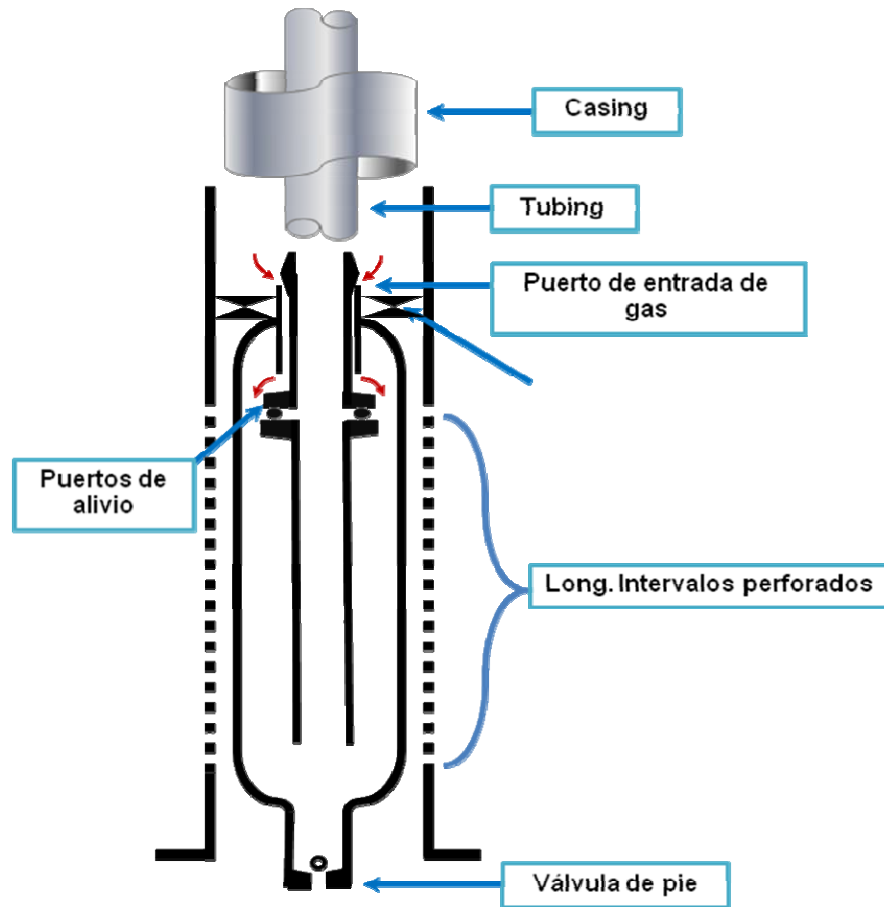
Hay dos principales tipos de chamber lift que se pueden implementar. La primera es una instalación de dos empaques como es mostrada en la figura 17, el cual utiliza el anular casing-tubing para acumular fluidos y se implementa cuando se requiera un gran volumen de almacenamiento por unidad de longitud. El otro tipo de chamber es el chamber insertado, el cual es mostrado en la figura 18. Este tipo de instalación se implementa cuando se quiere tomar el máximo provecho de la P_{wf} .

Figura 17. Instalación típica de chamber de dos empaques.



Fuente: WINKLER, H.W. Re-Examine Insert Chamber-Lift for High Rate, Low BHP, Gassy Wells.SPE 52120. 1999. Modificada.

Figura 18. Instalación típica de chamber insertado



Fuente: WINKLER, H.W. Re-Examine Insert Chamber-Lift for High Rate, Low BHP, Gassy Wells.SPE 52120. 1999. Modificada.

La siguiente secuencia ocurre en una operación típica de chamber (se asume que el ciclo está comenzando tan pronto como la descarga de líquido es llevada a superficie)

- 1) La presión de fondo fluyendo es incrementada por la entrada de fluidos del pozo, dentro del espacio anular casing-tubing (chamber) debido a la apertura de la válvula de pie.

- 2) Los puertos de alivio se abren, permitiendo que el gas en solución atrapado en el anular casing-tubing escape por el tubing desde un punto cerca al tope del chamber. De lo contrario el gas podría ser comprimido en la parte superior del chamber, restringiendo la entrada de líquido.
- 3) El chamber continúa llenándose con el fluido hasta que la descarga de líquido total sea acumulada.
- 4) Desde superficie se inyecta gas dentro del pozo, abriendo las válvulas de operación de gas lift las cuales permiten que la inyección de gas entre sobre el tope del líquido acumulado en el chamber. Como resultado de la contra presión se cierran los puertos de alivio y la válvula de pie.
- 5) El bache de líquido acumulado es impulsado por un efecto pistón generado por el gas inyectado, desde el chamber al tubing y luego a superficie.
- 6) Una vez que el bache de líquido es producido en superficie, la válvula de pie y los puertos de alivio son reabiertos, y los fluidos comienzan nuevamente a llenar el chamber.
- 7) Se repite el ciclo.

3.2.3 Diseño de la longitud del Chamber

La longitud correcta del chamber debe ser diseñada para permitir el llenado de la cantidad de líquido correcta que va a entrar al tubing al momento del levantamiento. La fórmula para determinar la longitud del chamber es:

$$L_c = \frac{P_{vo} - [P_w + (P_{vo} - P_t)]}{G_s (R_{ct} + 1)}$$

Ecuación 9

Donde

L_c = Longitud del chamber, ft

P_{vo} = Presión de apertura de válvula en profundidad, psi

P_w = Presión en el tope del bache debido a la presión del separador, psig

P_t = Presión de la cabeza de fluido en psig cuando se transfiere al tubing en el momento del levantamiento (usualmente está entre $(P_{vo} - 150)$ psi a $(P_{vo} - 250)$ psi)

G_s = Gradiente del fluido del pozo, psi/ft

R_{ct} = Relación volúmenes de casing y tubing

A continuación se ilustra un ejemplo para el diseño de la longitud del chamber.

Ejemplo:

Presión de apertura de válvula en profundidad = 600psi.

Presión de separador = 50 psi (Puede usarse 50psi en el tope del bache como aproximación).

Cabeza de fluido a ser levantada = 450 psi

Gradiente del fluido del pozo = 0.4 psi/ft

Relación de volumen casing-tubing = 4.3

$$L_c = \frac{600 - [50 + (600 - 450)]}{0.4 (4.3 + 1)} = 189 \text{ ft}$$

Ecuación 9

Ventajas

- Sistema apropiado para pozos con índices de productividad bajos y muy bajos.
- Tiene bajos costos de instalación y operación.
- Permite producir de una manera económicamente viable tasas bajas de producción.
- Maneja contenidos de gas y agua relativamente altos, siempre y cuando los ciclos de apertura y cierre, se manejen cuidadosamente.

Desventajas

- Presenta problemas por la caída o retroceso del fluido que permanece en contacto con las paredes de la tubería tras la salida del bache de crudo (fallback).
- Requiere de espacio suficiente dentro del revestimiento para la instalación de la cámara de acumulación.
- Su eficiencia disminuye al disminuir la presión estática.

Es importante tener en cuenta que existe una frecuencia óptima de los ciclos de apertura y cierre de las válvulas para una serie de condiciones dadas, la cual, produce la mayor eficiencia del sistema. Para períodos cortos de inyección de gas (aproximadamente 10 minutos), la frecuencia óptima está entre los 20 y 40 ciclos por día. Para ciclos más largos (superiores a 25 minutos), la frecuencia óptima se reduce alrededor de 10 a 20 ciclos por día. En ambos casos, el valor está directamente relacionado con el valor del IP.

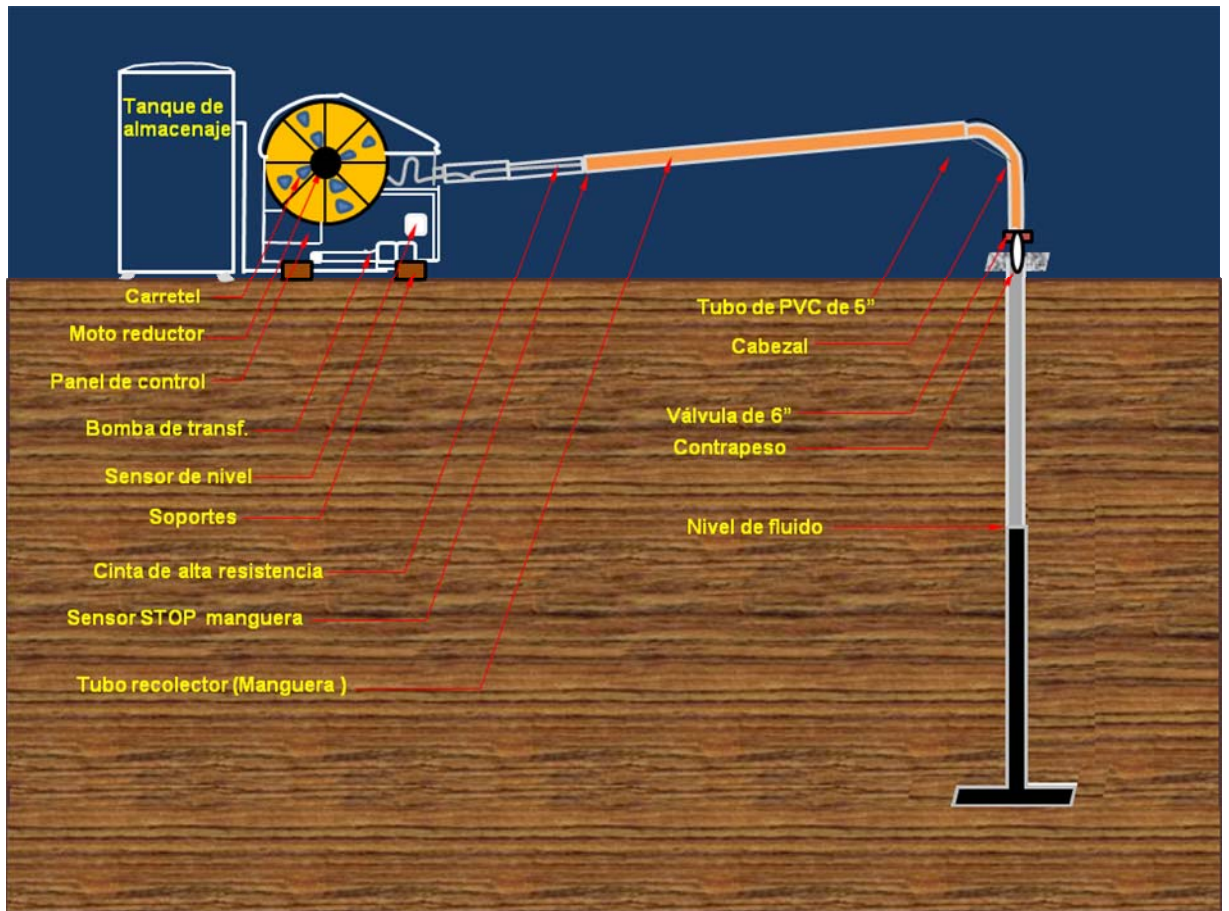
3.3 RECOIL⁹

El equipo RECOIL es un sistema de extracción de petróleo, el cual no utiliza accesorios convencionales, ya que su instalación se realiza en superficie directamente al casing.

La unidad RECOIL posee un motor eléctrico mediante el cual, una cinta de alta resistencia baja un tubo flexible recolector dentro de un pozo libre de herramientas y equipos de subsuelo. Se debe instalar un programa lógico que controla el funcionamiento del sistema y permita asegurar que el tubo recolector se sumerja totalmente dentro del nivel de fluido que tenga el pozo. Al llegar al fluido se reduce la velocidad de descenso, permitiendo que el tubo recolector se sumerja lentamente 50 pies por debajo de la fase de petróleo y por encima del nivel de agua. El sistema se detiene un tiempo preestablecido durante el cual el tubo recolector completa su llenado. Luego el motor invierte el sentido de su movimiento, y la cinta eleva al tubo con el fluido hasta la superficie, donde en el brazo de descarga realiza su vaciamiento por gravedad, hasta un tanque transitorio incluido en el equipo. Una vez superada la cantidad de almacenamiento del mismo, de aproximadamente un barril, un sensor flotante activa la bomba que transfiere el fluido a una línea de conducción o hacia un tanque de superficie y se reinicia el ciclo. En la figura 19 se puede observar un esquema típico para una instalación del equipo RECOIL

⁹ Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.

Figura 19. Esquema de un sistema RECOIL



Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.

Entre las aplicaciones del equipo de RECOIL podemos encontrar algunas como:

- Activar la producción en pozos abandonados temporalmente.
- Reemplazar equipos de extracción tradicionales en pozos de baja producción.
- Realizar prueba de pozos.

3.3.1 Descripción del equipo

- **Sistema de transferencia y almacenaje**

Este sistema está constituido por varios componentes y elementos que cumplen con la función de transferir el producto recolectado por el sistema de recolección hasta la deposición final. Los componentes que componen el sistema son:

- a) Bomba de Transferencia.
- b) Motor eléctrico de accionamiento de la Bomba
- c) Reductor de accionamiento.
- d) Tanque de recolección.
- e) Filtro tipo canasto.
- f) Sensor de nivel de Tanque de recolección.
- g) Venteo anti gas explosivo
- h) Nivel de accionamiento externo para tanque y/o tubería.

- **Sistema de tracción de cinta**

Este sistema está constituido por varios componentes y elementos que cumplen con la función de suministrar el movimiento y la guía a la cinta que transporta la manguera de recolección del fluido desde el pozo. Los componentes de este sistema son:

- a) Motorreductor con freno de seguridad.
- b) Acoplamiento de cadena.
- c) Carretel de tracción.
- d) Equipo basculante de cinta.

- **Sistema de transporte de recolección**

La función de este sistema es proveer todos los elementos de guía y soporte para el sistema de recolección. Los componentes que integran este sistema son:

- a) Cabezal con rodillos.
- b) Tubo de P.V.C. de 5"
- c) Cinta transportadora
- d) Equipo de guía de cinta con descarga
- e) Sensor stop de manguera

- **Sistema de recolección**

La función de este sistema es recolectar el fluido acumulado en el casing. Los componentes del sistema son:

- a) Manguera con válvula de retención.
- b) Contrapeso.
- c) Válvula de 6".

- **Sistema de control y alimentación eléctrica**

La función de este sistema es el suministro, protección, distribución eléctrica y la programación de las operaciones de todos los equipos. Los componentes del sistema son:

- a) Tablero eléctrico.
- b) P.L.C.

Figura 20. Foto del sistema RECOIL en Comodoro Rivadavia Argentina.



Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.

Figura 21. Foto del sistema RECOIL en Perú.



Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.

Figura 22. Foto del sistema RECOIL Provincia de Santa Cruz- Argentina



Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.

3.3.2 Criterios para la implementación del sistema

Para el correcto funcionamiento del equipo RECOIL se debe tener en cuenta que la tecnología se debe aplicar preferiblemente en pozos de las siguientes características:

- Pozos con producción de fluido inferior o igual a 53 BPD, activos, inactivos o abandonados.
- Pozos con nivel de fluido máximo, menores o iguales a 5000 pies de profundidad.
- Pozos con bajo GOR, normalmente menor de 300 scf/bbl.
- Pozos que no produzcan por inyección de agua.
- Pozos que produzcan crudo con Gravedad API mayor o igual a 16° API.

Ventajas

- Bajo riesgo de accidentes e incidentes ambientales, ya que no usa altas presiones.
- Fácil para modificar las condiciones de operación según la profundidad y producción del pozo (velocidades de descenso y ascenso de la manguera y número de ciclos por día).
- Buena alternativa de extracción para pozos someros de bajo aporte productivo.
- Menor inversión inicial por el equipo en relación a los otros sistemas de levantamiento.
- Factible para ser controlado y supervisado a distancia, ya que cuenta con un PLC como parte del panel de control.
- No requiere intervenciones de equipos de varilleo, ni de fluidos a presión para el levantamiento.
- No usa tubing, ni varillas que requieran limpieza o reemplazo debido a problemas de parafina, corrosión, etc.
- No usa bombas en subsuelo.
- Fácil armado y desarmado del equipo (Aproximadamente dos (2) horas).
- No necesita intervención de Pulling (Equipo de workover o varilleo).
- Reducción del límite económico del campo petrolero.

Desventajas.

- Profundidad de trabajo limitada.
- Capacidad extractiva limitada que disminuye al aumentar la profundidad, debido a que demanda mayor tiempo para cada ciclo.
- No es recomendable como equipo portátil por su baja capacidad extractiva.
- Se debe tener cuidado con los equipos electrónicos que se utilizan.

- El equipamiento es susceptible a ser robado, debido a sus pequeñas dimensiones y a que sus elementos pueden tener aplicación doméstica (válvulas, motores, bombas de transferencia, PLC, mangueras, cintas, etc.)
- Poco tiempo de aplicación
- Solo se puede aplicar a crudos con una gravedad API mayor o igual a 16.

3.4 ESP CON GAS LIFT (ELECTROGAS)

3.4.1 Descripción del sistema

La combinación del sistema de bombeo electrosumergible con gas lift recibe el nombre de “Electrogas”¹⁰. Esta tecnología de levantamiento artificial es el resultado de la integración de estos dos sistemas que en la actualidad debido a su alto desarrollo tecnológico y conocimiento en la industria, se han convertido en opciones claves a la hora de implementar un método de levantamiento artificial.

El objetivo de esta combinación es aprovechar al máximo las ventajas de cada uno de los sistemas involucrados disminuyendo la incidencia de las limitaciones en el comportamiento de la producción.

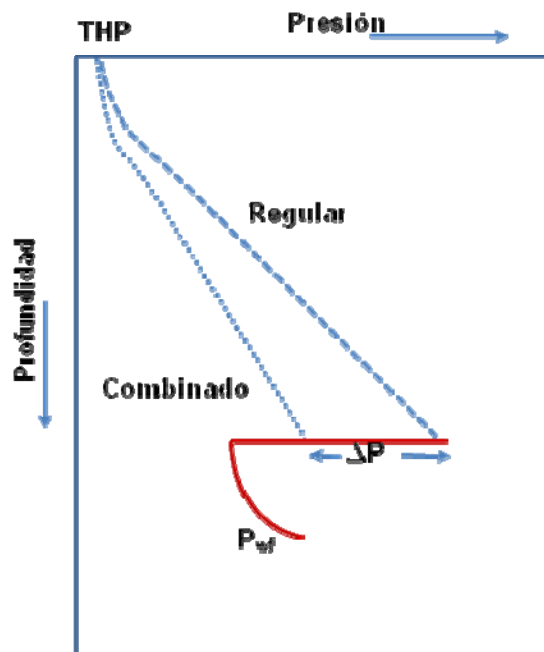
La diferencia existente entre la presión de descarga y succión de la bomba electrosumergible, ΔP_{bomba} , es un indicador de la energía suministrada por el sistema para levantar la cabeza dinámica de fluido hasta superficie. El tamaño y consumo de energía del equipo electrosumergible está en función de esta diferencia de presión, por lo tanto, al disminuir esta diferencia se reducen los costos generados por estas variables.

¹⁰ **HERRERA, D. Cristóbal. Y ORTIZ, S. Juliana.** Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial Combinado de Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Neumático: Electrogas. Tesis de grado. UIS. 2002.

En el caso de gas lift, la inyección continua de gas en la tubería de producción promueve el movimiento ascendente de fluido debido a la expansión del gas inyectado, a la vez que disminuye el peso de la columna de fluido por encima del punto de inyección.

En el sistema combinado, la reducción del peso de la columna de fluido, causada por la inyección del gas, trae como consecuencia una disminución en el requerimiento de potencia de la bomba electrosumergible debido a una menor diferencia entre la presión de succión y la de descarga necesaria para levantar la cabeza dinámica de fluido. Esta diferencia de presión, entre el gradiente normal de un sistema de bombeo electrosumergible y uno combinado con gas lift, se puede apreciar claramente en la figura 23.

Figura 23. Perfiles de presión para un sistema normal y uno combinado.



Fuente. BORJA, Hubert. Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. SPE 53966. 1999. Modificado.

Equipos necesarios para el sistema electrogas

- **Equipo de superficie:** El equipo requerido para la aplicación del sistema combinado es exactamente el mismo equipo que se requiere para operar ambos sistemas por separado. Estos equipos fueron descritos detalladamente en el capítulo 2. En algunas situaciones, debido a la aplicación combinada, el gas lift provee una gran flexibilidad al sistema permitiendo operar el bombeo electrosumergible sin el controlador de velocidad variable, lo cual representa un ahorro de costos adicional, esto debido a la posibilidad de variar la tasa de inyección de gas.

Equipo de subsuelo: adicional a los equipos de subsuelo que fueron nombrados en el capítulo 2 se deben tener en cuenta los siguientes componentes:

- Válvula de camisa deslizante (Sliding Sleeve Valve, SSV): Consiste en una sección de tubería la cual permite o impide, de acuerdo a la necesidad de la operación, la comunicación entre la tubería de producción y el revestimiento cuando sea necesario. Es una herramienta de gran utilidad cuando se desea usar los sistemas por separado. Cuando entra en funcionamiento el sistema electrosumergible esta válvula se abre, y se cierra cuando se inyecta el gas.
- Tapón ciego (Blanking plug): Se instala en el nipple entre las camisas deslizantes para conducir el fluido a través de la bomba electrosumergible. Para activar la operación del gas lift, el tapón ciego se retira, las camisas deslizantes se cierran y se instalan las válvulas para la inyección de gas
- Bloque Y: Es una sección de tubería en forma de Y que permite la instalación de herramientas como las SSV's y el paso de sarta de registros

sin interferir con la operación de la bomba. Como se explicó anteriormente esta herramienta es necesaria cuando se desea operar los dos sistemas por separado. Es tal vez la herramienta más importante desde el punto de vista de la funcionalidad de los dos sistemas por separado.

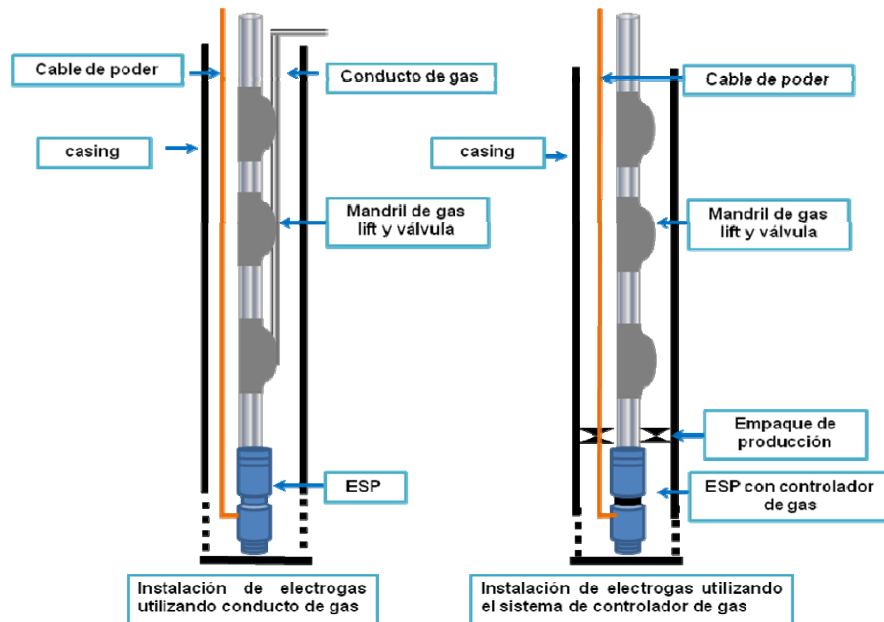
- Válvula de seguridad de subsuelo (subsurface safety valve, SSSV): Es usada en el sistema combinado para permitir que la tubería de producción este plenamente abierta. En posición abierta, se pueden pasar herramientas con cable y coiled tubing hasta el final de la tubería para diferentes usos. También algunas veces son requeridas para abrir y cerrar zonas o para estimulación acida.

3.4.2 Tipos de instalaciones del sistema combinado (Electrogas)

En las aplicaciones sobresalen varias clases de instalaciones las cuales se pueden agrupar en dos categorías: de acuerdo a la tubería mediante la cual se inyecte el gas y de acuerdo a los valores de índice de productividad y presión del yacimiento. A continuación se describe cada una de ellas:

- **De acuerdo a la tubería que se use para inyectar el gas.** El gas puede ser inyectado a través del espacio anular (tubería de revestimiento) o a través de un conducto paralelo a la tubería de producción o a través de una tubería flexible de diámetro pequeño del tipo coiled tubing, como se muestra en la figura 24.

Figura 24. Tipos de instalaciones para sistema electrogas.



Fuente: BORJA, Hubert. Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. SPE 53966. 1999. Modificada.

- **De acuerdo al índice de productividad y presión del yacimiento.** La forma en la que se diferencia cada una de las instalaciones es la presencia de empaque, el cual previene el paso de gas en la sección de operación de la bomba electrosumergible, con el fin de garantizar la integridad de su operación.

3.4.3 Aplicaciones del sistema Electrogas

La combinación del bombeo electrosumergible con el gas lift tiene numerosas posibilidades para optimizar la tasa de producción y garantizar un sistema de apoyo en caso de que el principal falle, sobre todo en sistemas de difícil acceso como en zonas con condiciones climáticas hostiles. El sistema puede ser aplicado

con solo uno de sus componentes, pero su mejor desempeño técnico y económico se obtiene al aplicar los combinados.

3.4.3.1 GAS LIFT COMO SISTEMA DE APOYO

Como se mencionó anteriormente muchos sistemas de bombeo electrosumergible pueden estar localizados en regiones de acceso difícil. A raíz de esto, se pueden perder varios días de producción mientras llegan los equipos necesarios para reparar el equipo. Si el pozo está equipado con un sistema de apoyo de levantamiento de gas lift se puede mantener produciendo mientras se repara así se produzca en menores cantidades.

El flujo de los fluidos de producción del pozo a través de la bomba electrosumergible, durante este período, pueden ser prevenidos mediante la instalación de una camisa deslizante (sliding sleeve) por encima de la bomba. La camisa se abre mediante la acción de un mecanismo con cable antes de que el gas sea inyectado por el espacio anular.

Si en la instalación del electrogas se instalan válvulas recuperables por cable en los bolsillos de los mandriles, se recomiendan que estas sean operadas por presión de revestimiento, ya que si se utilizan válvulas operadas por presión de fluido, los cambios de presión dentro de la tubería pueden causar que estas se abran.

El diseño para un sistema de levantamiento con gas lift con válvulas accionadas por presión de revestimiento será el mismo que el de una instalación sin empaque y entonces, la camisa deslizante abierta representara el fin de la tubería. Cuando se quiere descargar una instalación de electrogas se debe descargar por el sistema de gas lift. En estas operaciones la camisa deslizante no estaría abierta mientras se termine de descargar el pozo.

3.4.3.2 Descarga y estabilización de la producción

En pozos arenados o cargados con un fluido de control de alto peso se recomienda usar el gas lift, siempre y cuando las condiciones de productividad y presión de yacimiento, antes citadas, lo permitan. Por ejemplo los pozos con baja presión de fondo y alta productividad no son candidatos para operaciones de gas lift a no ser que se instale una bomba electrosumergible para operar simultáneamente. Si se presenta el caso de la combinación es recomendable no pasar el fluido descargado a través de la ESP para no dañarla por la presencia de sólidos y ripios de la perforación o del completamiento que hayan quedado en fondo de pozo. Lo ideal en este caso es usar el gas lift hasta que se haya estabilizado y descargado el pozo.

La aplicación de gas lift en esta operación es muy útil en crudos pesado, ya que se requiere menor consumo de energía para levantar un fluido liviano que uno de baja gravedad API..

Ventajas

- Sumar en un solo sistema la flexibilidad del bombeo electrosumergible como sistema primario y el gas lift como sistema secundario.
- Se tiene en cuenta un área de trabajo la cual permite una operación sin sobrecargar las capacidades del sistema.
- No hay necesidad de cambiar equipos conforme cambia la producción del pozo.
- Extender y optimizar la vida útil de los equipos involucrados en el sistema.
- Se puede aprovechar la facilidad de inyectar químicos en la corriente de gas.
- Reducir significativamente los costos de operación, los cuales se traducen en ahorro de dinero o en la compra de equipos más sofisticados.

- Se tiene un sistema de apoyo (Sistema secundario), en caso de que el sistema primario presente fallas en su operación.
- Se resuelven las limitaciones mecánicas como las de los tamaños de tubería debido a la acción conjunta de los dos sistemas. Esto es importante en el caso de tubería de diámetro pequeño las cuales bajo otras condiciones presentarían limitaciones en el caudal de inyección requerido.

Desventajas

- La principal desventaja que presenta la aplicación del sistema electrogas es que la aplicación conjunta de los dos sistemas de levantamiento artificial genera mayor complejidad en la operación del campo, lo cual se traduce en la necesidad de personal capacitado para el manejo de los dos sistemas.

3.5 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS (ESPCP)

3.5.1 Descripción del sistema

Este sistema de bombeo (ESPCP)¹¹ es similar al método de bombeo electro sumergible descrito en el capítulo segundo, con la diferencia de que en lugar de la bomba centrífuga, se utiliza una bomba de cavidades progresivas.

Opera de manera muy similar al bombeo electro sumergible, pero con algunas diferencias, tales como:

- La bomba es de cavidad progresiva y no centrífuga.

¹¹ **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

- Se requiere una caja de velocidades con reductor para ajustar la velocidad del motor a los requerimientos de menor velocidad de la bomba de cavidades progresivas.
- Una junta o eje flexible es requerida debido a la excentricidad de la bomba de cavidades progresivas.

La configuración de la herramienta de subsuelo es la mostrada en la Figura 21, mientras que el equipo de superficie es, en efecto, el mismo que el utilizado para el bombeo electro sumergible.

Debido a que la aplicación principal para el ESPCP es la producción de crudos pesados, en general, el manejo de gas no será un problema, debido a las bajas cantidades de gas asociadas a estos tipos de crudos; de cualquier forma, el ESPCP pueden manejar cantidades limitadas de gas libre sin dificultad, aunque se pueden instalar separadores de gas en fondo, si lo que se desea es maximizar la eficiencia del sistema.

Preferiblemente, se debe utilizar una bomba de cavidades progresivas multilóbulo, es decir, con más de dos cavidades por sección transversal, con el fin de reducir la vibración y, de esta forma, aumentar vida útil de la caja de velocidades y el motor, al mismo tiempo que se consiguen tasas de producción más altas.

Esta configuración de ESP con cavidades progresivas es ideal para usar en pozos horizontales. Con menos varillas en el sistema, se elimina las pérdidas de fricción en el tubing y en las varillas. El PCP tiene más resistencia para producción de arenas y provee alta eficiencia de producción de fluidos viscosos.

Equipo de superficie

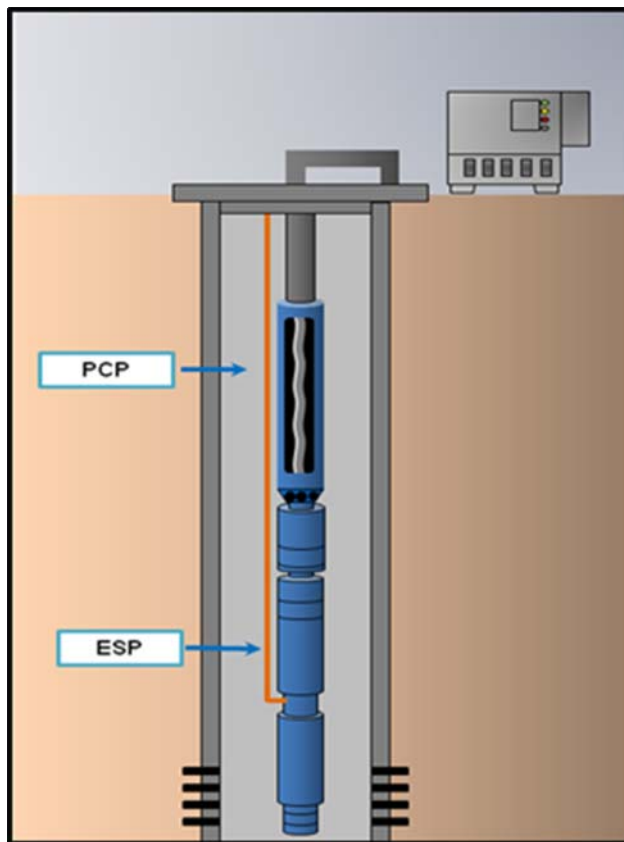
- Ensamblaje de cabeza de pozo.

- Caja de empalme.
- Panel de controles.
- Transformador.
- Variador de frecuencia.
- Cable eléctrico.
-

Equipos de subsuelo

- Unidad de bombeo centrifugo.
- Camisa de la bomba.
- Separador de gas (opcional).
- Unidad sellante protectora del motor.
- Motor eléctrico.
- caja de velocidades con reductor
- Bomba PCP (Rotor y estator).
- Herramienta de monitoreo de fondo (opcional).

Figura 25. Esquema de ESPCP



Fuente: ESPCP System. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 6 de Febrero 2009). Disponible en internet: <http://www.bakerhughes.com/>. Modificado.

Ventajas

- Buena tolerancia a la arena.
- Alta eficiencia (Mayor al 70%).
- No está afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos relacionados con el sistema.
- Buen manejo de crudos pesados.
- Es un sistema fácil de operar.

Desventajas

- Tiene un menor tiempo de espera entre fallas (MTBF) que el bombeo electrosumergible.
- Riesgo de fallas en el cable eléctrico
- Se requiere de un equipo de workover en caso de falla del sistema.
- Tasa limitada (hasta 2500 bpd en casing de 4 1/2 pulgadas).

Con el fin de eliminar algunas de las dificultades, la industria ha trabajado en nuevas opciones, tales como la utilización de bombas recuperables con coiled tubing o wireline, lo que eventualmente eliminaría la utilización de un equipo de workover para reemplazar las bombas en caso de falla.

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 este caso en particular, representa la jerarquización de las variables bajo las cuales se analizarán los sistemas de levantamiento artificial y los rangos de aplicación para cada uno de ellos.

En el presente capítulo se mostrará una recopilación de datos de manera organizada acerca de los sistemas de levantamiento artificial no convencionales mostrada en el capítulo previo, con el fin de mostrar los rangos de aplicabilidad de cada uno de ellos, así como las condiciones en las cuales no poseen un óptimo rendimiento.

La recopilación de información acerca de los sistemas no convencionales nombrados previamente se hace difícil, ya que estos sistemas no se aplican con mucha frecuencia en comparación con los sistemas convencionales, y la información disponible en la literatura es escasa. Sin embargo el objeto de esta investigación es presentar un screening basado en la información encontrada en textos de referencia, artículos técnicos y trabajos de grado dedicados a esta área, para proponer los posibles rangos de operación de estos sistemas no convencionales. A continuación, se presenta el screening realizado durante esta investigación para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial no convencionales, el cual será empleado más adelante en el desarrollo de la metodología de selección. El screening para los SLA combinados no fue realizado, ni tampoco se tuvo en cuenta en el desarrollo de la herramienta por ser sistemas que funcionan a altas tasas de flujo, y el propósito de este estudio es el desarrollo de una herramienta de selección de SLA no convencionales que se adapten muy

bien a condiciones de bajas tasas de flujo, que son las condiciones que presenta el Campo Escuela Colorado.

Para realizar este proceso se seleccionaron una serie de variables y características técnicas propias de cada sistema de levantamiento, basados en proyectos anteriores sobre selección de sistemas de levantamiento artificial convencionales.

El screening realizado para cada método partió del agrupamiento de variables en tres grandes conjuntos. Estos grupos son:

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

Para cuantificar el grado de aplicación de cada método de levantamiento se asigna una calificación cualitativa y cuantitativa dependiendo del comportamiento del sistema para un rango específico de una variable en particular. Las calificaciones cualitativas se presentan a continuación.

No Aplicable: *Bajo* ninguna circunstancia se debe utilizar el método de levantamiento 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: Además de presentar un alto grado de aplicabilidad del sistema y por lo tanto, un periodo prolongado de vida útil dentro de este rango, el sistema en cuestión presentará una buena eficiencia de operación.

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

4.1. FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Existen numerosos factores que afectan la selección de un método particular de levantamiento artificial. Entre los mas relevantes se encuentran: características de producción, propiedades del fluido, características del hueco, facilidades de superficie, locación, fuentes de energía disponible, problemas operativos, tipo de completamiento, entre otros. A continuación se definirán algunas de estas características, utilizadas en la selección de los sistemas de levantamiento.

Información de yacimiento y pozo: Aquí se encuentran las variables que describen el estado mecánico actual del pozo, así como también las condiciones bajo las cuales se desea poner en producción. Estas son descritas a continuación.

- **Presión de Fondo Fluyendo:** Es la presión que suministra la formación al fluido producido en la cara del pozo, tomada a la profundidad media de la zona cañoneada; en caso que exista más de un intervalo productor, se elige la presión del más profundo. Debe ingresarse en libras por pulgada cuadrada absolutas (psia).

- Tasa de producción de líquido: la tasa total de producción de líquido es el factor que controla la selección de un método de levantamiento. Es la tasa de flujo total que se espera obtener de un pozo particular. Las unidades que se deben utilizar para esta variable son barriles de fluido por día (BPD).
- Número de pozos: Se refiere al número total de pozos que se desea poner en producción y en los cuales se aplicará el SLA seleccionado. Se debe ingresar un número entero.
- Profundidad de perforaciones: Se debe considerar la profundidad medida del pozo sobre la profundidad vertical. En caso que no se cuente con la profundidad medida, se puede usar la profundidad vertical para realizar una aproximación, aunque este valor no ofrece la misma confiabilidad. Los diseños de Chamber lift son capaces de levantar a grandes profundidades incrementando el volumen del bache. Los diseños de gas lift intermitente son ineficientes debido al escurrimiento de líquido pero es aplicable para esto el diseño de plunger lift debido a que disminuye considerablemente los problemas de escurrimiento. Se debe suministrar en pies (ft).
- Profundidad de Nivel de líquido: Se refiere a la profundidad a la cual se encuentra ubicado el nivel de líquido. Esta variable solo es utilizada por el sistema RECOIL. Se debe suministrar en pies (ft).
- Diámetro del Casing: Es el diámetro interior de la tubería de revestimiento, a través de la cual se bajara el equipo de subsuelo del SLA que se desea implementar. Esta variable está limitada por el tamaño del hueco en las etapas preliminares en un programa de perforación. Muchas variables determinan el tamaño del casing para un pozo particular en un área en particular, tales como los problemas en el hueco (zonas anormales de

presión, pegadas, pérdidas de circulación, entre otras), precio de la tubería y la disponibilidad. Debe suministrarse en pulgadas (in).

- Grado de inclinación del pozo: Hace referencia al grado de desviación del pozo con respecto a la vertical, medido en su parte más inclinada, donde el valor de la desviación tiende a ser constante. Para huecos altamente desviados todos los tipos de levantamiento artificial requerirán de potencia adicional. Se debe ingresar en grados (°).
- Severidad Dogleg: Es una desviación súbita y no planeada de la trayectoria de perforación, dando como resultado secciones angulares dentro del pozo, las cuales dificultan el revestimiento del mismo, así como la instalación y operación de algunos SLA, y puede ser causal del cierre y abandono del pozo. Se mide en pies de desviación por cada 100 pies verticales (ft/100ft).
- Temperatura: Se debe usar principalmente la temperatura del fluido producido en la cara del pozo, para la zona productora de mayor profundidad si se conoce, o en su defecto, calcularla utilizando la temperatura del fluido en superficie y el gradiente de temperatura. De no conocerse el gradiente o la temperatura del fondo, se puede utilizar la temperatura del fluido en superficie para hacer una evaluación aproximada. Altas temperaturas en el fondo de pozo reducirán el tiempo de vida de operación de algunos tipos de SLA. Por ejemplo el motor y el cable de la bomba electrosomergible se ven altamente afectados por las altas temperaturas. Se deben tener precauciones cuando la temperatura de fondo excede los 300°F. Se debe suministrar en grados fahrenheit (°F)
- Tipo de completamiento: Hace referencia al número de tuberías de producción que han sido instaladas dentro del revestimiento del pozo. Puede ser sencillo, para una sola tubería y múltiple para 2 o más.

- Tipo de Recobro: En esta parte se debe considerar la siguiente clasificación de los métodos de recobro: Primario, para el flujo natural y los SLA por si solos; Secundario, para la inyección de agua y gas; y Terciario, para todos los métodos de recobro térmicos y químicos.

Información de los fluidos: Se refiere a la caracterización de los fluidos que se obtendrán del pozo. Son descritas a continuación.

- BSW: Es el porcentaje de agua y sólidos contenidos dentro de un volumen dado de fluido producido.
- Viscosidad del fluido producido: Es la viscosidad del fluido que se desea levantar con el SLA, entendiéndose que dicho fluido estará conformado por una determinada fracción de agua y otra de aceite. Se debe medir a condiciones de presión y temperatura de pozo para que el resultado obtenido sea verdaderamente significativo. La unidad utilizada es el centipoise (cp).
- Presencia de Fluidos Corrosivos: La corrosión en el fondo de pozo es causada por la electrolisis entre diferentes tipos de metales. Generalmente la corrosión causa daños en los equipos disminuyendo así el tiempo de vida de sus partes. Se debe especificar si el fluido producido presenta carácter corrosivo o no, el cual puede deberse principalmente al contenido de sustancias como H_2S y CO_2 . Para esta variable se selecciona una lista ya predeterminada eligiendo si o no según las condiciones.
- Contenido de Arena Abrasiva: Se refiere a la cantidad de arena producida junto con el fluido de producción, dentro de un volumen de muestra. La

producción de abrasivos tales como arena causa problemas de erosión para todos los tipos de SLA. Se mide en partes por millón (ppm).

- GOR: Es la relación entre la cantidad de gas obtenido en superficie y la cantidad de aceite producido. Se debe medir a condiciones estándar. Las unidades utilizadas son pies cúbicos de gas por cada barril de petróleo producido (SCF/STB).
- Presencia de contaminantes: Se debe especificar la gravedad del daño causado por la acción de depósitos orgánicos e inorgánicos, tales como parafinas, asfáltenos, escamas, etc.
- Tratamientos aplicados: Se debe indicar los tipos de tratamientos que se desea realizar simultáneamente con la operación del SLA, con el objetivo de determinar cuáles de ellos genera un menor impacto sobre las facilidades de superficie y subsuelo

Información de las facilidades de superficie: Describe las condiciones de superficie con las cuales se cuenta para la instalación y operación del SLA. Estas son descritas a continuación.

- Tipo de Locación: Indica las condiciones geográficas en las cuales se encuentra ubicado el campo al cual se le está realizando el análisis, puede ser: en tierra firme (onshore), costa afuera (offshore) o en puntos remotos y de difícil acceso.
- Energía Eléctrica: Hace referencia a la fuente de energía eléctrica. Puede ser comprada o generada.

- Espacio: Debe especificarse si el espacio con que se cuenta para las instalaciones de las facilidades de superficie del SLA es amplio, estándar o reducido.

4.2. RELACIÓN DE VARIABLES CON LOS RANGOS DE APLICACIÓN.

4.2.1 PLUNGER LIFT

Una de sus principales ventajas es que permite el control de la formación de parafinas, además se puede aplicar en pozo de gas lift con problemas de escurrimiento de fluidos, así como en pozos de gas con problemas de carga de líquido. Cuenta con una instalación sencilla que no requiere condiciones especiales de completamiento.

Tabla 2 .Características de yacimiento, producción y pozo. Plunger Lift.

Variables	RANGOS				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Numero de pozos				1	>1
Tasa de producción (BPD)	<1	1 a 10	10 a 100	101 a 300	301 a 400
Profundidad del pozo	>15000	10001 a 15000	1 a 4500	4500 a 8000	8000 a 10000
Tamaño de casing (In ID)	2 3/8	4 ½	5 1/2	7	>7
Grado de inclinación del pozo con respecto a la vertical(°)	>60	50 a 60	30 a 49	11 a 29	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100ft)	>20	11 a 20	6 a 10	4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>500	400 a 500	300 a 399	121 a 299	<120
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)	14 a 400	401 a 650	650 a 800	801 a 1000	>1000
Tipo de completamiento			Múltiple		Simple
Tipo de Recobro	Secundario				Primario

Fuente: ALBA, Mario. Evaluación del sistema Plunger Lift en el Lote X. Congreso Peruano de Petroleo. INGEPET 99 EXPL-6-MA-13. 1999; BROWN, Kermit. Overview of artificial lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada.

Tabla 3. Características de los fluidos. Plunger Lift.

Variables	RANGOS				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
BSW (%)	>90	90 a 75	75 a 36	35 a 16	0.1 a 15
Viscosidad de fluido producido (cp)	>800	601 a 800	301 a 600	300 a 101	0.1 a 100
Presencia de fluidos corrosivos				Si	no
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	6 a 50	0 a 5
GOR (scf/stb)	0 a 50	50 a 500	501 a 1000	1001 a 5000	>5000
Presencia de contaminantes			Severa y media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados	Ácidos		Sin tratamiento		Inhibidores y solventes

Fuente: ALBA, Mario. Evaluación del sistema Plunger Lift en el Lote X. Congreso Peruano de Petroleo. INGEPET 99 EXPL-6-MA-13. 1999; BROWN, Kermit. Overview of artificial lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada.

Tabla 4. Características de las facilidades de superficie. Plunger Lift.

Variables	RANGOS				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tipo de locación				Onshore	Offshore
Energía eléctrica				Comprada o generada	
Espacio				Reducido	estándar

Fuente: ALBA, Mario. Evaluación del sistema Plunger Lift en el Lote X. Congreso Peruano de Petroleo. INGEPET 99 EXPL-6-MA-13. 1999; BROWN, Kermit. Overview of artificial lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada.

4.2.2 CHAMBER LIFT

Es una modificación del sistema gas lift el cual permite disminuir el requerimiento de gas de inyección, además permite producir tasas de fluido relativamente bajas de manera económica.

Tabla 5. Características de yacimiento, producción y pozo. Sistema Chamber Lift.

Variables	RANGOS				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Numero de pozos	1		2 a 15	16 a 25	>25
Tasa de producción (BPD)	1 a 49	50 a 149	150 a 499	500 a 599	>600
Profundidad del pozo	>11000	7001 a 11000	1 a 2500	2501 a 5999	6000 a 7000
Tamaño del casing (In ID)	2 3/8	4 ½	5 ½	7	>7
Grado de inclinación del pozo con respecto a la vertical(°)	76 a 90	66 a 75	46 a 65	31 a 45	0 a 30
Severidad Dogleg (ft/100ft)	>80	71 a 80	61 a 70	51 a 60	0 a 50
Temperatura (°F)	>350	281 a 350	201 a 280	1 a 100 151 a 200	101 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)	14 a 400	401 a 650	650 a 800	801 a 1000	>1000
Tipo de completamiento			Múltiple		Simple
Tipo de Recobro	Secundario		terciario		primario

Fuente: BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift; BROWN, Kermit. Overview of artificial lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada.

Tabla 6 .Características de los fluidos. Chamber Lift.

Variables	RANGOS				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
BSW (%)	>90	81 a 90	41 a 80	11 a 40	0.1 a 10
Viscosidad de fluido producido (cp)	>800	601 a 800	301 a 600	101 a 300	0.1 a 100
Presencia de fluidos corrosivos				Si	no
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>300	151 a 300	61 a 150	21 a 60	0 a 20
GOR (scf/stb)	0 a 50	51 a 150	151 a 1000	1001 a 5000	>5000
Presencia de contaminantes			Severa y media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados		Ácidos	Solventes e inhibidores		Sin Tratamiento

Fuente: BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift; BROWN, Kermit. Overview of artificial lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada.

Tabla 7 .Características de las facilidades de superficie. Chamber Lift.

Variables	RANGOS				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tipo de locación		Remoto	offshore		onshore
Energía eléctrica				Comprada generada	
Espacio			Reducido	Amplio	Estándar

Fuente: BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift; BROWN, Kermit. Overview of artificial lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada.

4.2.3 RECOIL

Es un sistema de levantamiento que no requiere variaciones en fondo ya que su instalación se realiza toda en superficie, es ideal para pozos marginales o que se encuentren inactivos. Requiere de una baja inversión⁹ para su puesta en funcionamiento y los costos por mantenimiento no son elevados.

Tabla 8.Características de yacimiento, producción y pozo. Recoil.

	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Numero de pozos				1	>1
Tasa de producción (BPD)	< 1	1 a 10	11 a 19	20 a 50	50 a 53
Profundidad del pozo	>4800	3901 a 4800	2501 a 3900	1501 a 2500	750 a 1500
Tamaño del casing (In ID)	< 2 ½	3 ½ y >7	5 ½ y 7	5 ½	4 ½
Grado de inclinación del pozo con respecto a la vertical(°)	>80	61 a 80	41 a 60	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100ft)	>25	15 a 25	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>300	249 a 300	200 a 250	126 a 200	1 a 125
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)	>4000	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 200
Tipo de completamiento			múltiple		Simple
Tipo de Recobro		Terciario	Secundario		Primario

Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.

Tabla 9 .Características de los fluidos. Recoil.

Variables	RANGOS				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
BSW (%)			91 a 99.9	71 a 90	0.1 a 70
Viscosidad de fluido producido (cp)	>800	400 a 800	201 a 400	51 a 200	1 a 50
Presencia de fluidos corrosivos		Si			No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>800	501 a 800	301 a 500	51 a 300	0 a 50
GOR (scf/stb)	>400	300 a 400	201 a 300	51 a 200	< 50
Presencia de contaminantes				Media a leve	Nula
Tratamientos aplicados	Ácidos	Solventes e inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.

Tabla 10. Características de las facilidades de superficie. Recoil.

Variables	RANGOS				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tipo de locación	Offshore				Onshore
Energía eléctrica				comprada	
Espacio			reducido	amplio	estándar

Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.

5. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

A continuación se presenta la metodología que se llevará a cabo para la selección final del SLA no convencional que mejor se adapte a las condiciones específicas del campo y los pozos en estudio.

Inicialmente se comparan los datos de cada una de las variables del campo en estudio con los datos que se mostraron en el screening, y dependiendo de la similitud de estos datos con los del screening se genera un puntaje para cada variable. Posteriormente se realiza una ponderación a partir de la relación del puntaje obtenido, con un porcentaje de influencia que es asignado a cada variable. Este porcentaje de influencia es asignado debido a que hay variables que tienen mayor importancia dependiendo del SLA no convencional que se esté evaluando. Luego de hacer la ponderación, se consolidan las limitaciones y no viabilidades para finalmente con estos tres criterios obtener una ponderación total, que será la que indique cual SLA no convencional es el más apropiado para las condiciones del campo. Teniendo en cuenta que se maneja una gran cantidad de datos se hace indispensable el uso de sistemas informáticos para el manejo de datos con el fin de realizar los cálculos y comparaciones respectivos.

La base de esta metodología pertenece a una metodología desarrollada en otro proyecto¹² sobre selección de SLA convencionales. En este estudio se tuvo en cuenta la misma metodología, ya que este trabajo complementa el proyecto del cual se tomo la metodología.

¹² **MUÑOZ, Álvaro. Y TORRES, Edgar.** Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado. UIS. 2007

5.1 INFORMACIÓN REQUERIDA

Para aplicar esta metodología se requiere el conocimiento de las variables expuesta en la figura 26. Los datos que se ingresan se almacenan en una matriz, la cual, posee en su primera columna, los nombres abreviados de las variables, y en la segunda, el espacio para los valores correspondientes a cada variable.

Figura 26. Matriz de evaluación.

Propiedades	Nombre de la propiedad	Datos de entrada
Q	Caudal	
Nw	Numero de pozos	
Dep	Profundidad de perforaciones	
Prof Niv	Profundidad de nivel de fluido	
Csg	Tamaño de casing	
Inc	Grado de inclinación	
Dog	Severidad Dog-leg	
Pwf	Presión de fondo	
T	Temperatura	
Comp	Tipo de completamiento	
Recov	Tipo de recobro	
BSW	%BSW	
Visc	Viscosidad de fluido	
Fcor	Presencia de fluidos corrosivos	
Sand	Contenido de arena	
GOR	Relación gas-aceite	
Cont	Tipo de contaminante	
Treat	Tratamientos aplicados	
Loc	Tipo de locación	
Ener	Energía	
Space	Espacio	

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Tesis de grado. UIS. 2007. Modificada

El número total de variables que se requiere es de 21 y para alcanzar un mejor resultado se recomienda utilizarlas todas, sin embargo el programa ofrece una flexibilidad con el objeto que si no se conoce alguna variable, esta pueda ser omitida. Los pesos de cada una de estas variables no es la misma para todas. Se debe aclarar que para el caso del sistema RECOIL no se tiene en cuenta la profundidad de las perforaciones sino la profundidad de nivel. Por el contrario para los sistemas de chamber lift y plunger lift se tiene en cuenta la profundidad de las perforaciones y no se considera la profundidad del nivel de fluido. Por lo anterior para cada sistema por separado en el proceso de selección se consideran 20 variables, sin embargo para realizar un proceso de selección para un pozo en particular se debe tener un conocimiento de todas las variables.

5.2 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Para cada uno de los rangos que se definieron en el screening del capítulo 4 se asignó por convención un valor numérico entre 0 y 4 que identifica a cada rango y que permite comparar el desempeño para cada variable. Estos rangos se presentan en la tabla 11.

Tabla 11. Valores numéricos de los rangos del screening.

Rango	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Valor Numérico	0	1	2	3	4

Fuente. MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Tesis de grado. UIS. 2007. Modificada

Con la información del screening y los valores numéricos de la tabla anterior, se ha elaborado una tabla llamada “Parámetros”, la cual contiene los rangos de clasificación de las propiedades para cada SLA no convencional y los valores numéricos correspondientes a cada rango, además contiene la asignación de influencia para cada variable dependiendo del SLA por medio de porcentajes. El significado de cada una de las propiedades fue presentado en el capítulo 4. En la figura 27 se presenta una tabla de parámetros para un SLA.

Para determinar el desempeño que tendría un SLA para determinadas condiciones de operación de un pozo, se toman todas las variables almacenadas en la matriz evaluación y se comparan con los rangos establecidos en el screening, de acuerdo al rango en el que encajen los valores de la matriz evaluación, se le asigna un valor numérico correspondiente. El valor anterior se almacena en una matriz llamada puntaje, que permitirá más tarde a obtener el ponderado final.

Figura 27. Tabla de parámetros del sistema Plunger lift.

Clase	Propiedades	% Base	No Aplicable (0)		Limitado (1)		Aceptable (2)		Bueno (3)		Excelente (4)	
Clase	Propiedades	% Base	No Aplicable (0)		Limitado (1)		Aceptable (2)		Bueno (3)		Excelente (4)	
	Ponderacion		0	0	1	1	2	2	3	3	4	4
1	Q	10,5		1	1	10	11	100	101	300	301	400
3	Nw	2,5							1	1	1	
1	Dep	10,5	15000		10001	15000	1	4500	4501	8000	8001	10000
2	Csg	4,5	2 3/8	2 3/8	4 1/2	4 1/2	5 1/2	5 1/2	7	7	7	
2	Inc	4,5	60		50	60	30	49	11	29	0	10
3	Dog	2,5	20		10	11	6	10	4	5	0	3
2	Pwf	4,5	14	400	401	650	651	800	801	1000	1000	
2	T	4,5	500		400	500	300	399	120	299		120
2	Comp	4,5					Múltiple	Múltiple			Simple	Simple
3	Recov	2,5	Secundario	Secundario							Primario	Primario
1	BSW	10,5	90		90	76	75	36	35	16	0,1	15
2	Visc	4,5	800		601	800	301	600	101	300	0,1	100
2	Fcor	4,5							Si	Si	No	No
3	Sand	2,5	200		101	200	51	100	6	50	0	5
1	GOR	10,5	0	50	51	500	501	1000	1001	5000	5000	
3	Cont	2,5					Severa	Media	Leve	Leve	Nula	Nula
2	Treat	4,5	Ácidos	Ácidos			Sin Tratamiento	Sin Tratamiento			Inhibidores	Solventes
3	Loc	2,5							Onshore	Onshore	Offshore	Offshore
2	Ener	4,5							Comprada	Generada		
3	Space	2,5					Ámplio	Ámplio	Reducido	Reducido	Standard	Standard

Fuente. MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros.UIS. Tesis de grado. 2007. Modificada

5.3 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES DE EVALUACIÓN.¹³

Para asignar los porcentajes a las variables de acuerdo a cada SLA se tuvo en cuenta el siguiente análisis:

En primer lugar, se hizo una clasificación en tres grupos, teniendo en cuenta la importancia de cada variable al momento de implementar un SLA. Esta clasificación se muestra a continuación:

¹³ MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros.UIS. 2007. Modificada.

- Clase 1: “Variables Determinantes”; son aquellas que tienen una mayor influencia sobre las otras variables y sobre la selección del SLA, dado que no es viable cambiarlas a una condición específica por razones físicas y económicas. En la tabla parámetro se identifican con el número 1. En esta clase están: tasa de flujo, profundidad, BSW y GOR. Para el caso de RECOIL no se utiliza la variable profundidad, sino profundidad de nivel.
- Clase 2: “Variables limitantes”; son aquellas que delimitan la eficiencia y el funcionamiento de un SLA y resaltan las fortalezas y debilidades de un sistema con respecto a otro. A esta clase pertenecen 9 variables, las cuales se identifican en la figura 27 con el número 2 y varían de un SLA a otro.
- Clase 3: “Variables complementarias”: son aquellas que no tienen una gran influencia en el proceso de selección, pero si ayudan a una mayor confiabilidad en el proceso. Dentro de esta clase se encuentran 7 variables, su número en la tabla de parámetro es 3. Igual que para las variables de clase 2 varían de un SLA a otro.

Para poder estimar el valor numérico en términos porcentuales para cada categoría de variables, es necesario hacer un estudio de una cantidad considerable de casos de campos. El procedimiento utilizado para el desarrollo de la herramienta original “MUTOR” con el fin de definir los porcentajes más apropiados, se fundamentó en el método de prueba y error y en el análisis de resultados¹⁴¹⁵. 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

¹⁴ **BROWN**, Kermit E. Overview of artificial lift. Society of petroleum engineers. N°09979. 1982.

¹⁵ **BUCARAM**, S. M. Recommendations and comparisons for selecting artificial lift methods. Society of petroleum engineers. N° 24843. 1993

las demás. A partir de esta cuantificación, se hizo una distribución de porcentajes por clases, de acuerdo a la importancia de las variables pertenecientes a cada grupo, de la siguiente forma:

- 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 sí, el 100% esperado.

El procedimiento anterior para determinar los porcentajes de influencia de cada una de las variables fue el mismo que se tuvo en cuenta para la herramienta original "MUTOR". Se tuvo en cuenta el mismo procedimiento, debido a que este proyecto es la complementación del proyecto original de "MUTOR" y se consideró mantener las bases de dicho programa.

Por último se estableció que las variables pertenecientes a una misma clase tienen el mismo porcentaje, luego el porcentaje para las variables de cada clase se calcula dividiendo el porcentaje de la clase sobre el número de variables pertenecientes a ella. De acuerdo a la clase los porcentajes para cada variable son:

- 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%).

Para el caso de la herramienta "MUTOR 1.1" se implementaron los mismos porcentajes obtenidos para el desarrollo de la herramienta "MUTOR" original

debido a que el estudio base para el cálculo de estos porcentajes considera sistemas de levantamiento de flujo intermitente, que tienen el mismo principio de los SLA no convencionales. Otra razón por la que se utilizaron los mismos porcentajes, es porque se decidió mantener las bases del programa original, asumiendo los mismos aspectos.

Los valores de porcentaje asignado para cada variable dentro de cada sistema, se almacenan en una matriz llamada porcentaje, con la misma estructura de la matriz puntaje y cuyos valores iniciales son tomadas en la tabla parámetros.

5.4 FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA

En caso de que no se disponga de toda la información necesaria para realizar la selección por medio de esta herramienta, se considero dar un cierto grado de flexibilidad a la herramienta, permitiendo que se realice la selección omitiendo algunas variables. Esta omisión puede ser de una o más variables, aunque supondría una inconsistencia respecto a la asignación de los porcentajes de las variables, ya que un determinado porcentaje no estaría siendo considerado en la toma de decisión final.

Para superar este inconveniente se utilizó una estrategia de estadística aplicada, utilizada en el área de análisis y toma de decisiones bajo riesgo, conocida como “Regla de decisión de Bayes¹⁶”. Por consiguiente en ausencia de una o más variables se debe realizar una redistribución del porcentaje total dentro de las variables con las que se cuente, y que cumplan con las siguientes condiciones:

- La distribución de los porcentajes no puede hacerse de forma lineal, ya que cada variable debe recibir una fracción de porcentaje perdido de acuerdo a

¹⁶ HILLIER, Frederick S., y LIBERMAN, J. Gerald. Investigación de operaciones. 2004.

su importancia sobre la decisión final, la cuál, esta dada por el porcentaje inicial de cada variable.

- La suma de los incrementos o fracciones ganados por todas las variables con que se cuenta debe ser igual al porcentaje total correspondiente a las variables omitidas.
- Para asegurar que la proporcionalidad ante los valores de porcentaje de las variables de las tres clases se mantenga, se definen 3 parámetros que representan la relación existente entre las variables de las tres categorías de importancia y los cuales deben ser constantes tanto antes como después de la redistribución.

$$R_{12} = \frac{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 1}}}{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 2}}} \quad R_{23} = \frac{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 2}}}{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 3}}} \quad R_{13} = \frac{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 1}}}{\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{clase 3}}}$$

Ecuación 10

- La suma de todos los porcentajes finales después de la redistribución debe ser igual a 100%.

Teniendo en cuenta todo lo anterior se desarrolló el siguiente procedimiento para la redistribución:

1. Cuando se realiza la comparación del vector evaluación con los rangos para cada variable contenidos en la tabla parámetros se verifica si el valor existe o ha sido omitido. Si existe el valor se le asigna un valor en la matriz puntaje dependiendo al rango que pertenezca, sino se deja en blanco en la matriz puntaje y se le asigna un valor de cero en la matriz porcentaje.
2. Se calcula el porcentaje correspondiente a las variables con las que se cuenta, sumando los porcentajes asignados a todas las variables. A este valor se le llama porcentaje de trabajo. Se calcula mediante la siguiente ecuación n° 11. Donde la sumatoria va desde 0 hasta 19, considerando de

esta forma las 20 variables tenidas en cuenta para cada sistema en particular.

$$\text{porcentaje de trabajo} = \sum_0^{15} \text{porcentaje}[i,j] \quad \text{Ecuación 11}$$

3. Se calcula el porcentaje correspondientes a las variables omitidas, haciendo la diferencia entre el 100% y el porcentaje de trabajo. Este valor es conocido como porcentaje perdido y es la cantidad que debe ser distribuida entre las variables no omitidas. Este valor se almacena en un vector llamado incertidumbre, el cual será empleado más adelante para hallar la desviación de los resultados con respecto a la inclusión de los datos solicitados por el programa.

$$\text{incertidumbre [j]} = \text{porcentaje perdido} = 100 - \text{porcentaje de trabajo}$$

Ecuación 12

4. Para cada variable no omitida se calcula un factor de consumo, como la relación entre el porcentaje base de dicha variable y el porcentaje de trabajo. Este factor representa la fracción del porcentaje perdido que recibirá la variable durante la redistribución.

$$\text{Factor de consumo} = \frac{\text{Porcentaje}[i,j]}{\text{porcentaje de trabajo}} \quad \text{Ecuación 13}$$

5. Se calcula el valor neto del incremento de porcentaje que debe recibir cada variable, multiplicando el factor de consumo por el valor perdido.

$$\text{Incremento} = \text{Factor de Consumo} * \text{porcentaje perdido} \quad \text{Ecuación 14}$$

- Finalmente se calcula el nuevo porcentaje de influencia que tendrá cada variable adicionando el incremento anteriormente calculado al porcentaje de trabajo inicial

$$porcentajes[t, f]_{nuevo} = porcentajes[t, f] + incremento \quad \text{Ecuación 15}$$

Los nuevos porcentajes reemplazan progresivamente los valores almacenados en la matriz porcentaje para todas las variables en todos los SLA, de tal manera que al final la suma total debe dar 100%.

5.5 PONDERACIÓN Y SELECCIÓN DEL SISTEMA MÁS APROPIADO.

Luego de que se cuenta con los puntajes obtenidos por los diversos SLA para todas sus variables, y los porcentajes ajustados para proporcionar un análisis confiable, el paso a seguir consiste en ponderar y unificar la información. Para ello se toma el desempeño general de cada SLA, el cual depende de la ponderación de cada variable de cada sistema. Esta ponderación individual se almacena en una matriz llamada Ponderado, el cálculo de este se indica a continuación:

$$Ponderado[t, f] = \frac{Puntaje[t, f] \cdot porcentajes[t, f]}{4} \quad \text{Ecuación 16}$$

Luego de tener cada ponderado individual, se suman todos y se obtiene un ponderado total que es almacenado en un vector llamado ponderado total.

$$PondTotal[f] = \sum_0^{19} Ponderado[t, f] \quad \text{Ecuación 17}$$

Otro criterio que se debe considerar para la consolidación de la información es la viabilidad del sistema, que es representada por las variables cuyos valores en la matriz puntaje son diferentes a cero. Para este fin se recorre la matriz puntaje en

busca de los valores ceros y se almacena la suma de los porcentajes correspondientes a tales valores dentro de una matriz llamada ceros.

$$ceros[1,j] = \sum_0^{19} porcentajes[t,j] \quad \forall \quad puntajes[t,j] = 0 \quad \text{Ecuación 18}$$

Para determinar el porcentaje de viabilidad para cada método de levantamiento, se calcula la diferencia entre el 100% y el valor almacenado en la segunda fila de la matriz ceros.

El tercer criterio que se utiliza , es el porcentaje de no limitación del SLA, es decir, la cantidad de casos viables en los cuales dichos sistemas funcionan sin restricciones de ningún tipo, y que dentro de la metodología están representados por las variables cuyo valor en la matriz puntaje es igual a 1.

$$Unos[1,j] = \sum_0^{19} porcentajes[t,j] \quad \forall \quad punyajes[t,j] = 1 \quad \text{Ecuación 19}$$

Para determinar el porcentaje de funcionamiento para cada SLA, al 100% se le sustrae el porcentaje total por no viabilidad y el porcentaje total por limitaciones.

Considerando todos los criterios mencionados, se llega finalmente a la definición de un valor criterio que unifica los tres y será el criterio mediante el cual se identifique el mejor SLA para un caso en particular. Este criterio se define como Ponderado Final y se almacena en un vector llamado "Pond final".

$$PondFinal[j] = PondTotal[j] * X_1 + (100 - ceros[1,j] * X_2 - Unos[1,j]) * X_3$$

Ecuación 20

Como se observa en la ecuación 20, a cada uno de los tres criterios mencionados se le multiplica por un factor X_n que representa la importancia o valor relativo de cada criterio dentro de la decisión final. Este factor está definido como una fracción entre cero y uno, de tal forma que la suma de los tres de igual a 1.

Los valores de estas tres fracciones se han definido así:

$$X_1 = 0,5; \quad X_2 = 0,35; \quad X_3 = 0,15$$

Estos valores fueron obtenidos de la comparación estadística y cuantitativa de los tres criterios, al determinar el grado de interrelación entre los mismos¹⁷. El valor X_1 es mayor que el de los otros dos factores, dado que relaciona mayor cantidad de información y de cierta forma contiene a los otros dos. Por otra parte X_2 recibe un valor mayor que el de X_3 ya que estadísticamente los valores de viabilidad ejercen una mayor influencia sobre la decisión final que la ejercida por los de limitación.

Luego de haber hallado los ponderados finales para todos los SLA, se ordenan dichos sistemas de mayor a menor valor a partir del ponderado final, entendiéndose que el método de levantamiento con mayor ponderado final será el más recomendado y el de menor ponderado será el menos recomendado.

5.6 INCERTIDUMBRE POR OMISIÓN DE DATOS

Este valor cobra importancia a medida que se empieza a desconocer la información del caso a evaluar, y por lo tanto, empiecen a faltar datos de entrada. Por esta razón, aún cuando esta metodología permite obtener resultados sin considerar la carga de todos los datos, es conveniente tener en cuenta la incertidumbre que esta ausencia induce a dichos resultados. Teniendo en cuenta

¹⁷ **MUÑOZ, Álvaro. Y TORRES, Edgar.** Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado. UIS. 2007

el grupo al cual pertenece cada una de las variables omitidas, y el *porcentaje de influencia* asignado inicialmente a las variables de cada grupo, se determina el porcentaje de influencia que tendría cada una de estas variables si se tuviera en cuenta, el cual, se convierte finalmente en el *porcentaje de incertidumbre*.

5.7 CRITERIO DE SELECCIÓN FINAL

Hace referencia al “Desempeño Global”, las “Condiciones de No aplicabilidad” y las “Condiciones de Limitación” simultáneamente, constituyéndose así, en un único valor de gran significado, el cuál, es utilizado como parámetro para ordenar los SLA, y determinar cuál o cuáles son los más adecuados para ser implementados, así como cuáles de ellos no son recomendables para las condiciones evaluadas. Los valores de los criterios de selección final para todos los SLA son almacenados en el vector Ponderado Total, se miden como “% de posibilidad de éxito” y oscilan en un rango de 0 a 100%.

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

0 a 20% = No aplicable.

21 a 40% = Limitado.

41 a 60%= Aceptable.

61a 80% = Bueno.

81 a 100% = Excelente.

6. HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN “MUTOR 1.1”

La herramienta sistematizada para la evaluación y selección de los sistemas de levantamiento artificial no convencionales “MUTOR 1.1” es un software que complementa la herramienta MUTOR que originalmente solo permitía seleccionar sistemas de levantamiento artificial convencionales, es decir, es una aplicación particular dentro de la herramienta original. Esta mejora del software del programa MUTOR original permite identificar tanto los sistemas de levantamiento artificial convencionales como los no convencionales más adecuados a una serie de condiciones dadas por el usuario para un pozo de petróleo.

6.1 INSTALACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA

Al insertar el disco con la herramienta software MUTOR 1.1, se ingresa al disco y se selecciona la carpeta programas requeridos/ NetFramework2_0 y se hace clic sobre los dos archivos que se encuentran en esta carpeta. Una vez instalados los programas requeridos, se ingresa a la carpeta instalador y se selecciona la opción setup.exe.

Este software no requiere de licencias especiales ya que es de libre distribución, diseñado con fines académicos y como mecanismo de ayuda para aplicaciones de campo sencillas a través de una interface amigable y didáctica.

6.2 ENTRADA DE DATOS

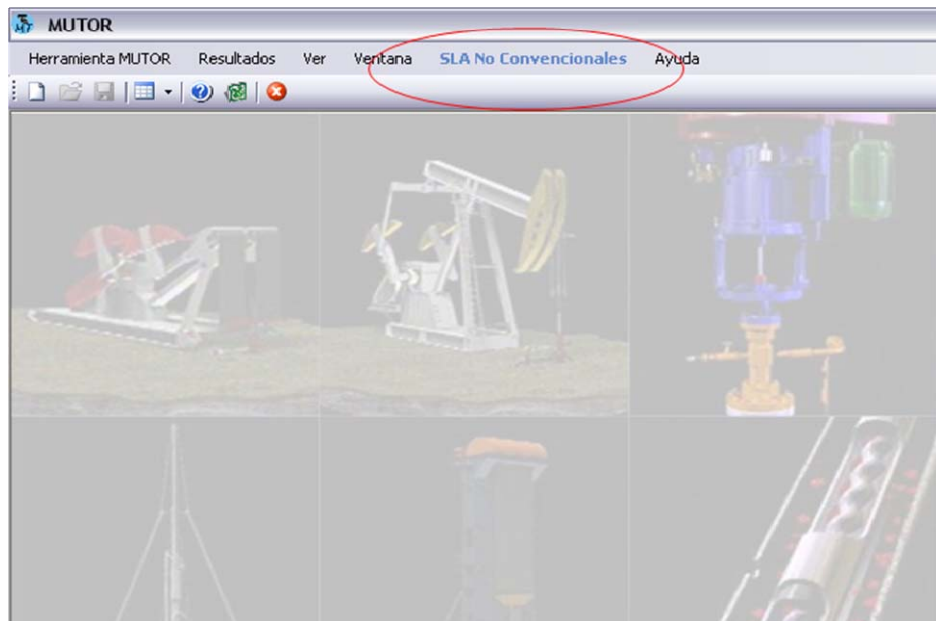
Para la entrada de datos, el usuario debe tener mucho cuidado en las unidades que fueron manejadas para la realización de la herramienta. En el capítulo 4 se describieron cada uno de las variables que maneja el programa y las unidades en las que se debe ingresar cada una de las variables.

Es importante que el usuario tenga claridad sobre la naturaleza de los datos que se ingresan con el fin de no conducir a evaluaciones incoherentes y para asegurar una selección que este acorde con las condiciones de campo que el usuario ingrese al programa.

6.2.1 Ingreso manual de datos

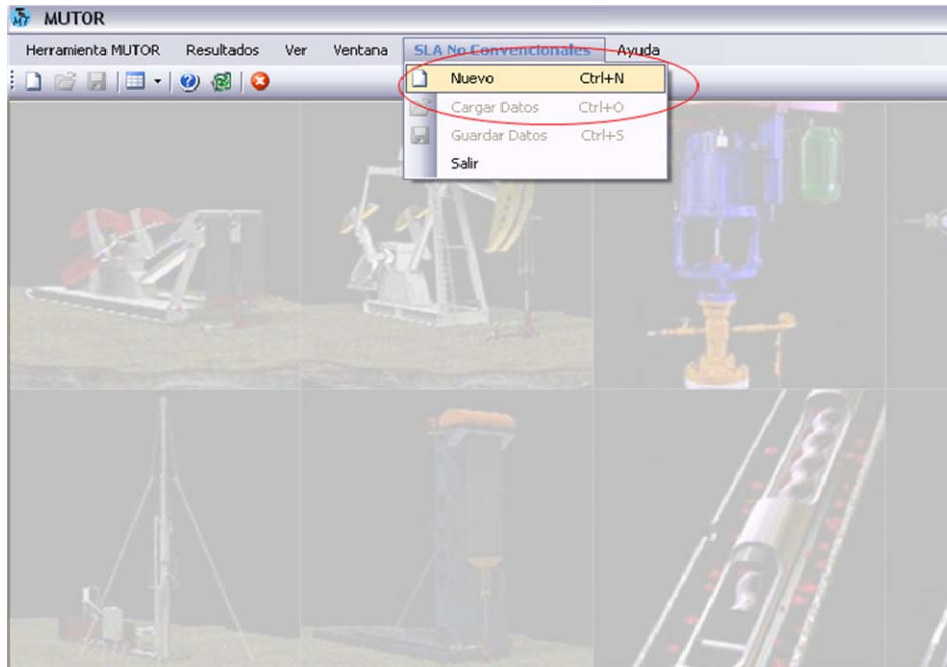
En el software “MUTOR 1.1” si se desea acceder a la opción de evaluar SLA no convencionales se debe elegir botón “No Convencionales” que se encuentra en el menú del programa para habilitar los sistemas de levantamiento artificial no convencionales. Al presionar este botón se despliega una lista y se hace clic sobre nuevo como se observa en las figuras 28 y 29.

Figura 28. Botón SLA no convencionales



Fuente: Herramienta Software MUTOR 1.1

Figura 29. Botón de inicio para nueva selección



Fuente: Herramienta Software MUTOR 1.1

Para Ingresar los datos se implementa el formato que suministra el programa para la entrada de datos, llenando uno a uno cada uno de los campos requeridos. Este formato se puede apreciar en la figura 30. Se debe tener en cuenta que para la entrada de datos existe dos tipos de entradas diferentes, el de ingreso manual y el de selección de una lista ya predeterminada.

Para el caso del ingreso manual, se debe digitar el valor correspondiente a cada variable, teniendo en cuenta que no se deben introducir valores de cero o valores que estén fuera del rango para cada variable. En caso que no tener en cuenta lo anterior, el programa mostrara un icono de alerta a la izquierda indicando los rangos para este campo. Si no se conoce algún rango se debe dejar vacío, exceptuando los campos marcados con asterisco (*), debido a que son variables de clase 1 y por lo tanto son obligatorias.

En los campos para selección de una lista predeterminada se debe escoger la opción correspondiente de la lista desplegada, en caso de no tener información sobre la variable se debe dejar el valor <Desconocido>.

Se debe utilizar los botones “Siguiente” y “Anterior” para ir hacia delante o atrás en los 3 formatos de datos de entrada.

Figura 30. Ventana INGRESO DE DATOS

MUTOR

INFORMACIÓN DE YACIMIENTO Y POZO

Tasa de Producción: *	<input type="text"/>	BPD
Numero de Pozos:	<input type="text"/>	
Profundidad del Pozo: *	<input type="text"/>	ft
Profundidad de Nivel: * **	<input type="text"/>	ft
Diámetro del Casing:	<Desconocido> ▼	in ID
Grado de Inclinación del Pozo:	<input type="text"/>	°
Severidad Dogleg:	<input type="text"/>	ft / 100ft
Presión de Fondo Fluyendo:	<input type="text"/>	psi
Temperatura:	<input type="text"/>	°F
Tipo de Completamiento:	<Desconocido> ▼	
Tipo de Recobro:	<Desconocido> ▼	

Los campos con * son necesarios para la ejecución del programa.
**** Variable utilizada sólo para el Sistema RECOIL.**

Siguiente

Fuente: Herramienta Software MUTOR 1.1

6.2.2. Guardar datos

Por medio de esta función el usuario puede guardar de manera parcial o total los datos ingresados para un caso en particular, los cuales le pueden ser útiles para una posterior evaluación. Para ello se dirige a la barra de herramienta y hacer clic sobre el icono “SLA No convencionales” y luego hacer clic en guardar datos.

6.2.3 Cargar datos

Es una manera diferente para ingresar los datos al sistema. De esta manera el usuario accede a información ya utilizada y que ha sido guardada, pudiendo modificarla si se desea. Para utilizar esta opción se accede al botón “SLA No convencionales” de la barra de herramientas y se le hace clic en cargar datos.

6.3 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES

Una vez que el usuario ha ingresado los datos al programa, se hace clic sobre el botón Evaluar, que se encuentra en el último formato de los datos de entrada.

Posteriormente el programa muestra dos ventanas. Una ventana con el título de SELECCIÓN FINAL, la cual muestra los distintos SLA no convencionales ordenados desde el sistema que más aplica según las condiciones del campo en la posición uno, hasta el menos aplicable en la posición tres, así como los resultados del análisis de los diferentes criterios utilizados para esta selección.

La segunda ventana que se despliega corresponde a una ayuda que brinda el sistema, en la cual se describe el significado de cada uno de los criterios que influyen en la selección del SLA no convencional.

Figura 31. Ventana SELECCIÓN FINAL

POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL
1	Plunger	90,2	80,5	0	0	0	0	7	Excelente
2	Chamber	76,3	63,9	1	11,2	0	0	7	Bueno
3	Recoil	64,6	57,5	3	25,2	2	9,6	7	Bueno

Fuente: Herramienta software MUTOR 1.1

Figura 32. Ventana SELECCIÓN FINAL-Ayuda

CSF DG CNA % NA CL % L % I NIVEL

CSF = Criterio De Selección Final: Hace referencia al Desempeño Global, las Condiciones de Limitación y las Condiciones de No Aplicabilidad para cada SLA, unificados en un solo valor, el cual se utiliza como criterio de selección. Su rango está entre 0 y 100 % de posibilidades de éxito en la instalación y operación del sistema.

Fuente: Herramienta software MUTOR original.

Para ver información detallada de la selección de cada uno de los SLA no convencionales, el usuario puede hacer clic. Al hacer clic en el link VER para cualquier sistema se despliegan dos ventanas; la primera ventana “CRITERIOS

DE SELECCIÓN”, el cual contiene la información para cada variable, como lo son: clase a cual pertenece, desempeño por variable, y el porcentaje de influencia que tiene cada variable sobre la selección.

Figura 33. Ventana CRITERIOS DE SELECCIÓN FINAL

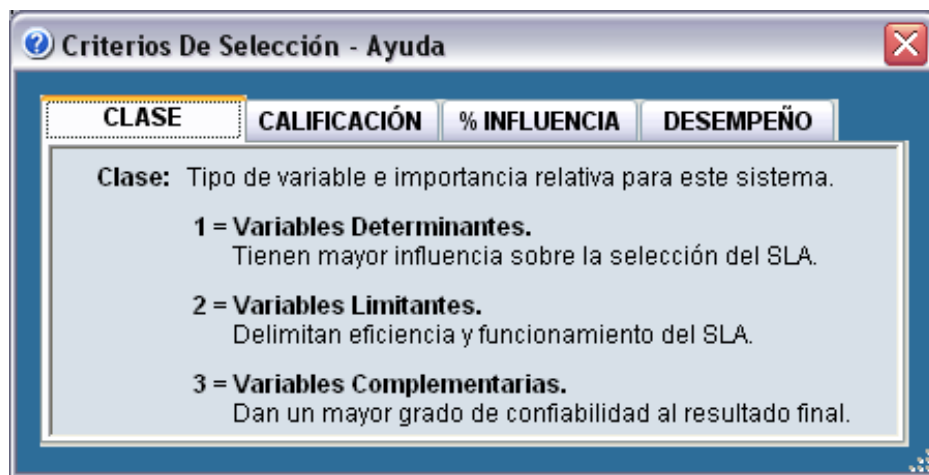
VARIABLE	CLASE	CALIFICACIÓN	% INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
Tasa de Producción (BPD)	1	2	11,2	5,6
Número de Pozos	3	4	2,6	2,6
Profundidad del Pozo (ft)	1	3	11,2	8,4
Diámetro del Casing (in ID)	2	2	4,8	2,4
Grado de Inclinación del Pozo (°)	2	~	0	0
Severidad Dogleg (ft/100ft)	3	~	0	0
Presión de Fondo Fluyendo (psi)	2	4	4,8	4,8
Temperatura (°F)	2	3	4,8	3,6
Tipo de Completamiento	2	4	4,8	4,8
Tipo de Recobro	3	4	2,6	2,6
BSW (%)	1	4	11,2	11,2
Viscosidad del Fluido Producido (cp)	2	4	4,8	4,8
Presencia de Fluidos Corrosivos	2	4	4,8	4,8
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	3	4	2,6	2,6
GOR (SCF/STB)	1	3	11,2	8,4
Presencia de Contaminantes	3	2	2,6	1,3
Tratamientos Aplicados	2	4	4,8	4,8
Tipo de Locación	3	3	2,6	2,0
Energía Eléctrica	2	3	4,8	3,6
Espacio	3	2	2,6	1,3

[Convenciones](#)

Fuente: Herramienta software MUTOR 1.1

La segunda ventana, muestra una ayuda de la ventana de CRITERIOS DE SELECCIÓN, donde se presenta un concepto de los criterios que se muestran en la ventana de SELECCIÓN FINAL.

Figura 34. Ventana CRITERIOS DE SELECCIÓN FINAL-Ayuda



Fuente: Herramienta software MUTOR original

El usuario debe tener en cuenta que para los SLA no convencionales solo dispone de las herramientas que se despliegan en el botón de los “SLA No convencionales”.

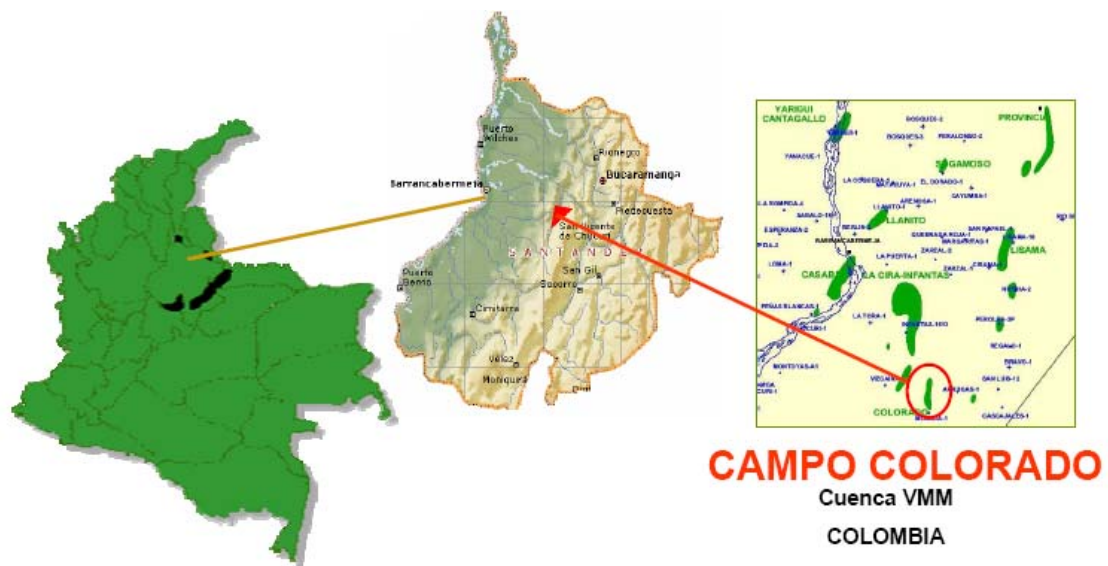
En la siguiente capítulo se valorará la eficiencia de la aplicación con datos de pozos de un campo Colombiano.

7. APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE AL CAMPO COLORADO

7.1 GENERALIDADES CAMPO COLORADO

El Campo Colorado está localizado en la cuenca del valle medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander).

Figura 35. Ubicación Geográfica del Campo Colorado.

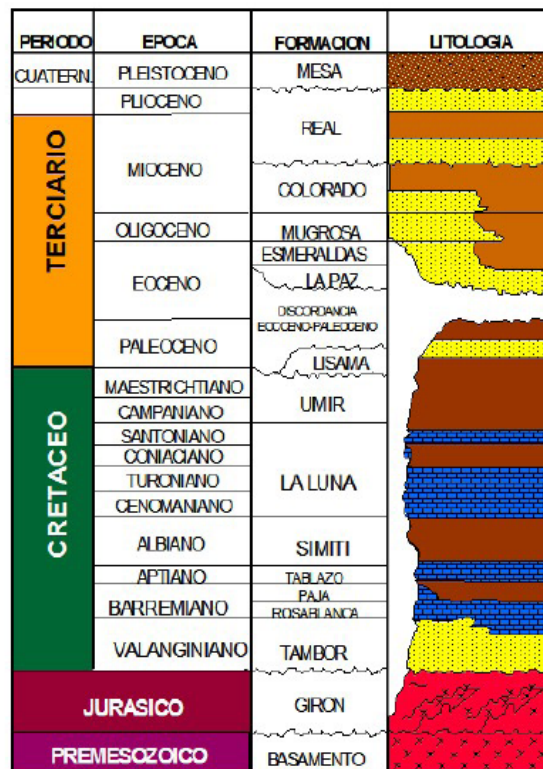


Fuente: Proyecto Campo Escuela-Convenio UIS. Ecopetrol S.A.

El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal alargado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que

buzas hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW-NE. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en la cuenca (ver figura 36)

Figura 36.Columna estratigráfica Cuenca Valle medio del Magdalena



Fuente. Información técnica del Campo Escuela Colorado. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 17 de mayo). Disponible en internet: <http://www.uis.edu.co/portal/campo_escuela/eventos/primer_simposio/presentacion2.pdf/>

Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el campo colorado con una porosidad promedio de 12.9% para

la zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2 y 41.3 pies, respectivamente.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies) hacen que la producción acumulada de los pozos sea baja también.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36° a 42°API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la zona B a 1900 pies MD y 2208 psi en la zona C. El mecanismo de producción predominante en este campo es empuje por gas en solución.

En cuanto a sus fases de desarrollo y explotación, la etapa de exploración fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company-Troco (perforó 15 pozos). Entre 1953 y 1964 fue la Empresa colombiana de Petróleos-ECOPETROL quien desarrollo completamente el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El Campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafina.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989. Desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio de 20 BOPD.

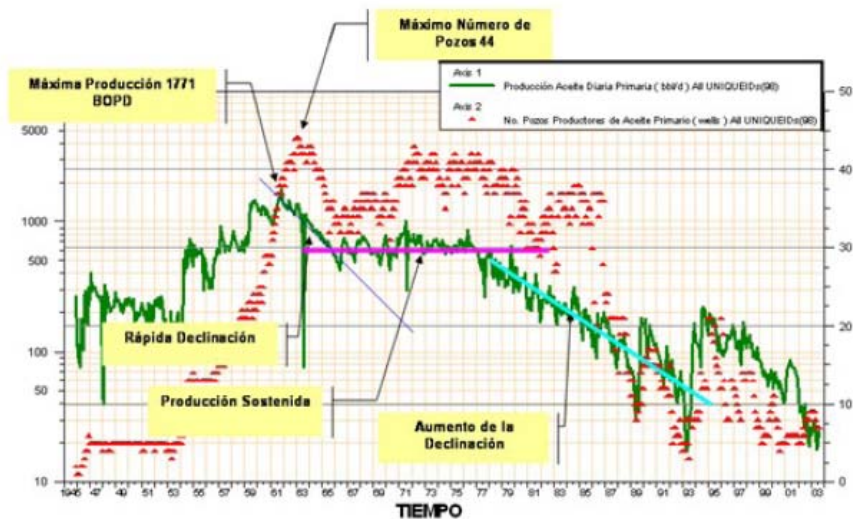
De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de

ellos, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 han producido más de doscientos mil barriles.

El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanza en 1963 con un total de 44 pozos. Históricamente se realizaron campañas de workover intentando recuperar la producción de la arena, pero la continua declinación de los pozos por la precipitación de parafinas repercutía rápidamente sobre la pérdida de los trabajos realizados.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 59 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.6 MMBls con un factor de recobro actual de 14.57%. En la actualidad, el campo tiene 7 pozos activos con una producción entre 20 BOPD y 30 BOPD.

Figura 37. Historia de Producción del Campo Colorado.



Fuente. Información técnica del Campo Escuela Colorado. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 17 de mayo). Disponible en internet: <http://www.uis.edu.co/porta/campo_escuela/eventos/primer_simposio/presentacion2.pdf/>

En síntesis, este campo está clasificado como un campo maduro, debido a que presenta los siguientes factores:

- Su producción se encuentra ya en la etapa estabilizada de su curva de declinación, y es excesivamente baja comparada con la tasa inicial.
- Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (para este caso, gas en solución)
- Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo.

7.2 SELECCIÓN DE POZOS E IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES A LOS CUALES SERÁ APLICADO LA HERRAMIENTA SOFTWARE

Para determinar cual sistema de levantamiento artificial se ajusta mejor a las condiciones del campo Colorado se identificaron 7 pozos activos, a los cuales será aplicada la herramienta. Para cada pozo se necesitó realizar una búsqueda de cada una de las variables para ser ingresadas al software con el fin de realizar la selección. Estos 7 pozos fueron los mismos tenidos en cuenta para la aplicación de la herramienta MUTOR original.

Para el pozo UIS 1 se encontraron los siguientes datos:

1. A partir de los diagramas de completamiento de pozo, se obtuvo:

Profundidad: 5829 ft

Diámetro de revestimiento: 5 ½" ID

Tipo de completamiento: Simple

Grado de Inclinación: No se encontró (Estos datos no fueron medidos cuando se realizó la perforación).

Tipo de Recobro: Primario.

Severidad Dogleg: No disponible.

2. De informes de Ingeniería y producción se obtuvo:

Numero de pozos: 7

Tipo de Locación: Onshore

Espacio: Amplio

Energía Eléctrica: Comprada.

Temperatura: 198°F

Viscosidad: 1.64 cp.

3. De estudios de reactivación y mantenimiento de pozos se obtuvo:

Tasa de producción: 18 BOPD

GOR: 200 Scf/STB.

Presencia de contaminantes: Severa.

Tratamientos Aplicados: Solventes.

BSW: 10%

Contenido de arena: 1 ppm.

4. Del informe de toma de registros y niveles de fluidos y de esfuerzos en los pozos del campo, se obtuvo:

Pwf: 1639 psi.

5. De acuerdo a los informes históricos de fluidos de campo, se encontró que tanto en crudo, como en agua, no se ha reportado presencia de H₂S ni, CO₂ durante la historia de producción.

Presencia de fluidos corrosivos: NO.

Debe notarse que no fueron presentadas las 20 variables que requiere el software, sin embargo se pueden ingresar las variables encontradas sin ningún problema porque existe una flexibilidad que permite manejar este inconveniente. Aunque hay que tener en cuenta que estas variables omitidas influyen determinación del SLA.

Las variables omitidas para este caso son: Grado de inclinación y Severidad Dogleg.

Realizando un análisis similar al del pozo UIS 1, se recopilaron los datos para los demás 6 pozos. Estos pozos fueron denominados como UIS 2, UIS 3, UIS4, UIS5, UIS 6 y UIS 7. Los valores de las variables para cada pozo son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 12. Información de los pozos a analizar en la herramienta software.

Variable	Campo Colorado						
	UIS 1	UIS 2	UIS 3	UIS 4	UIS 5	UIS 6	UIS 7
Q(BPD)	18	10	16	23	15	7	7
Nw	7	7	7	7	7	7	7
Dep (ft)	5829	5605	5823	3451	5944	3280	5027
Csg (in ID)	5 ½	4 1/2	5 1/2	5 1/2	4 1/2	4 1/2	4 1/2
Prof niv.	2141	1240	489	2727.14	1644	3345.9	1241
Inc (°)	-	-	-	-	-	-	-
Dog	-	-	-	-	-	-	-
Pwf (psi)	1639	1590	2132	890	1571	294	1249
T(°F)	198	186	155	175	199	130	190
Comp	Simple	simple	simple	simple	simple	simple	simple
Recov	Primario	primario	primario	primario	primario	primario	primario
BSW (%)	10	5	0,3	20	15	25	0,1
Visc (cp)	2,18	0,44	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
Fcor	No	No	No	No	No	No	No
Sand	1	1	1	1	1	1	1
GOR	200	66	1200	350	500	550	400
Cont	Severa	severa	severa	severa	severa	severa	severa
Treat	Solventes	Solventes	Solventes	Solventes	Solventes	Solventes	Solventes
Loc	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore
Ener	Comprada	comprada	comprada	comprada	comprada	comprada	comprada
Space	Amplio	Amplio	Amplio	Amplio	Amplio	Amplio	Amplio

Fuente: Informes de Ingeniería de yacimientos y producción- Ecopetrol S.A.

7.3 EJECUCIÓN DEL PROGRAMA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.3.1 Análisis de pozo por pozo.

Con el objetivo de determinar cual Sistema de levantamiento artificial no convencional se ajusta de una mejor manera a las condiciones del Campo Colorado, se analizará pozo por pozo con el fin de observar el comportamiento individual para poder dar un resultado total para el campo.

Para realizar este análisis individual se cargaron uno por uno los datos de los 7 pozos en el software de selección. A continuación se muestran los resultados obtenidos.

Análisis del pozo UIS 1

Del software se obtuvo el siguiente resultado para el pozo UIS 1.

Figura 38. Selección Final para el pozo UIS1.



POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL	
1	Plunger	85,7	74,8	0	0	1	11,2	7	Excelente	Ver...
2	Recoil	84,4	74,4	1	2,6	2	9,6	7	Excelente	Ver...
3	Chamber	79,1	69,6	1	11,2	0	0	7	Bueno	Ver...

[Convenciones](#)

Fuente: Herramienta Software MUTOR 1.1

Como se observa en la figura anterior los SLA se encuentran ordenados de mayor a menor de acuerdo al valor para la celda de CSF (criterio de selección final). De acuerdo al resultado obtenido se muestra en primer lugar a Plunger Lift, con un CSF de 85,7. Para tal puntaje, el software califica de manera cualitativa al sistema

como “Excelente”. El desempeño Global del sistema es de 74,8%, y presenta un porcentaje de “No Aplicabilidad” igual a cero. Con relación al porcentaje de limitación, el resultado arrojado es de 11,2% y el valor del porcentaje de incertidumbre fue de 7.

Los resultados de CSF y DG del sistema RECOIL son un poco menores a los valores obtenidos para Plunger lift, pero se observa que el porcentaje de No aplicabilidad favorece al sistema de Plunger Lift. Sin embargo, para el correcto funcionamiento del sistema deben analizarse estas condiciones de limitación con el objeto de darle solución. Con relación a Chamber Lift se nota claramente que los valores para CSF y DG son menores en comparación a los otros sistemas. El porcentaje de incertidumbre es el mismo para todos los casos debido a que no se conoce información de las mismas variables y tienen igual porcentaje de influencia para los tres sistemas.

La Figura 39 presenta los criterios de selección para el sistema Plunger en el pozo UIS 1. Se puede observar que el sistema presenta buen comportamiento en algunas variables como número de pozos, Pwf, tipo de completamiento, viscosidad, entre otras. Se observa que el comportamiento del GOR es limitado y por ser una variable de clase uno tiene una gran influencia en el correcto funcionamiento del sistema, para ello se recomienda estudiar la viabilidad económica de inyectar gas al pozo y trabajar de una manera asistida, con el fin de solucionar los requerimientos de gas necesarios para levantar el banco de aceite que se acumula en cada ciclo. De esta manera se espera que el sistema opere de una mejor manera para que las condiciones de trabajo del sistema sean las mejores

Figura 39. Criterios de Selección para Plunger Lift pozo UIS 1.

VARIABLE	CLASE	CALIFICACIÓN	% INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
Tasa de Producción (BPD)	1	2	11,2	5,6
Número de Pozos	3	4	2,6	2,6
Profundidad del Pozo (ft)	1	3	11,2	8,4
Diámetro del Casing (in ID)	2	2	4,8	2,4
Grado de Inclinación del Pozo (°)	2	~	0	0
Severidad Dogleg (ft/100ft)	3	~	0	0
Presión de Fondo Fluyendo (psi)	2	4	4,8	4,8
Temperatura (°F)	2	3	4,8	3,6
Tipo de Completamiento	2	4	4,8	4,8
Tipo de Recobro	3	4	2,6	2,6
BSW (%)	1	4	11,2	11,2
Viscosidad del Fluido Producido (cp)	2	4	4,8	4,8
Presencia de Fluidos Corrosivos	2	4	4,8	4,8
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	3	4	2,6	2,6
GOR (SCF/STB)	1	1	11,2	2,8
Presencia de Contaminantes	3	2	2,6	1,3
Tratamientos Aplicados	2	4	4,8	4,8
Tipo de Locación	3	3	2,6	2,0
Energía Eléctrica	2	3	4,8	3,6
Espacio	3	2	2,6	1,3

[Convenciones](#)

Fuente: Herramienta Software MUTOR 1.1

Análisis del pozo UIS 2

Del programa se obtuvieron los siguientes resultados para el pozo UIS 2, los cuales son mostrados en la figura 40.

Figura 40. Selección Final para el pozo UIS 2.

POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL
1	Plunger	81,3	70,8	0	0	3	27,4	7	Excelente
2	Recoil	80,3	69,6	1	2,6	3	20,9	7	Excelente
3	Chamber	74,7	65,5	1	11,2	2	16,1	7	Bueno

Fuente: Herramienta Software MUTOR 1.1

De acuerdo a las condiciones presentadas para el pozo UIS 2 el sistema más adecuado para ser implementado es Plunger Lift. El sistema presentó un CSF de 81,3%, un DG igual a 70,8, sin condiciones de no aplicabilidad, con un porcentaje de limitación igual a 27,4, un porcentaje de incertidumbre de 7%, quedando clasificado cualitativamente como “Excelente”.

En la siguiente figura se puede apreciar que en el pozo UIS 2 el sistema Plunger Lift presenta dos limitaciones: Tasa de producción y diámetro de casing de clase 1 y 2 respectivamente, es decir, la tasa de producción es una variable que tiene gran influencia en la selección final. Hay que notar que la tasa de producción es bastante baja y se espera que con la ayuda del SLA incremente, ya que al observar la variable Pwf se nota que posee una calificación de excelente, lo cual nos indica que es un pozo con buena presión de flujo. Con respecto a la limitación que presenta el tamaño del casing, se sugiere tener cuidado con el diámetro del pistón, de tal forma que este pueda hacer los recorridos hacia arriba y hacia abajo sin ninguna obstrucción. Se observa que el comportamiento del GOR es limitado, para ello se recomienda estudiar la viabilidad económica de inyectar gas al pozo y trabajar de una manera asistida.

Figura 41. Criterios de Selección para el pozo UIS 2 para Plunger Lift.

VARIABLE	CLASE	CALIFICACIÓN	% INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
Tasa de Producción (BPD)	1	1	11,2	2,8
Número de Pozos	3	4	2,6	2,6
Profundidad del Pozo (ft)	1	3	11,2	8,4
Diámetro del Casing (in ID)	2	1	4,8	1,2
Grado de Inclínacion del Pozo (°)	2	~	0	0
Severidad Dogleg (ft/100ft)	3	~	0	0
Presión de Fondo Fluyendo (psi)	2	4	4,8	4,8
Temperatura (°F)	2	3	4,8	3,6
Tipo de Completamiento	2	4	4,8	4,8
Tipo de Recobro	3	4	2,6	2,6
BSW (%)	1	4	11,2	11,2
Viscosidad del Fluido Producido (cp)	2	4	4,8	4,8
Presencia de Fluidos Corrosivos	2	4	4,8	4,8
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	3	4	2,6	2,6
GOR (SCF/STB)	1	1	11,2	2,8
Presencia de Contaminantes	3	2	2,6	1,3
Tratamientos Aplicados	2	4	4,8	4,8
Tipo de Locación	3	3	2,6	2,0
Energía Eléctrica	2	3	4,8	3,6
Espacio	3	2	2,6	1,3

[Convenciones](#)

Fuente: Herramienta Software MUTOR 1.1

Análisis del pozo UIS 3

A partir del programa se obtuvieron los siguientes resultados mostrados en la tabla para el pozo UIS 3.

Figura 42. Selección Final para el pozo UIS 3.

POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL
1	Plunger	90,2	80,5	0	0	0	0	7	Excelente
2	Chamber	76,3	63,9	1	11,2	0	0	7	Bueno
3	Recoil	71,7	60,3	2	13,9	2	9,6	7	Bueno

Fuente: Herramienta Software MUTOR 2.0

El resultado de la tabla anterior muestra en el primer lugar a Plunger lift, con un CSF de 90,2. Para tal puntaje, el programa califica cualitativamente a este SLA como “Excelente”. El desempeño global del sistema para estas condiciones en particular es de 80,5, con cero condiciones de no aplicabilidad y cero condiciones de limitación. La incertidumbre para este caso es de 7%.

Como se observa en la tabla para el sistema Plunger lift el pozo UIS 3 no presenta ni condiciones de no aplicabilidad, ni condiciones de limitación, por lo tanto se puede trabajar el SLA de una forma adecuada, aunque siempre se debe buscar que las condiciones de operación sean lo mejor posible.

Después de haber cargado los datos en el programa y haber analizado los resultados se observó que el sistema que más se adapta a las condiciones de los 7 pozos analizados del Campo Colorado es Plunger Lift, sin embargo se pudo notar también que el sistema RECOIL se comporta de una buena manera a las condiciones del campo. No obstante se debe tener en cuenta las condiciones de no aplicabilidad y las condiciones de limitación con el objetivo que se puedan variar estos parámetros con el fin de obtener el mejor funcionamiento del sistema, resaltando que el mayor problema que se observó con respecto a la aplicación de RECOIL fue la presencia de contaminantes (parafinas), por lo que se debe tener

cuidado si se desea implementar este sistema, es decir tener un monitoreo de los contaminantes que se pueden ir depositando en el tubo recolector con el trascurso del tiempo de operación del sistema.

Las tablas de los desempeños por variable y las tablas de selección final para cada sistema pueden ser observadas en los anexos. Debe tenerse en cuenta que el método elegido no tenga condiciones de “No aplicabilidad” y o “Limitación” que impidan el correcto funcionamiento del sistema.

Para realizar el análisis a un grupo de pozos mediante la herramienta software no difiere mucho del empleado para un único pozo, ya que debe analizar sistema por sistema para identificar las restricciones de cada uno de ellos y conocer las precauciones a tomar en cada caso; la principal diferencia radica en que para este caso, el procedimiento es un poco más extenso y tedioso, puesto que se requiere de una corrida de la herramienta para cada pozo dentro del grupo.

Luego, se comparan las selecciones realizadas para cada pozo, y se busca un patrón que sea general para el conjunto de pozos, es decir, un SLA que se repita frecuentemente en las primeras posiciones y cuyas condiciones de “No aplicabilidad” y “Limitación” no representan una restricción drástica para el funcionamiento del SLA. De esta manera se puede determinar el SLA más adecuado para un grupo de pozos.

De acuerdo a los resultados obtenidos mediante la herramienta de selección “MUTOR 1.1”, EL mejor candidato para la aplicación al campo Colorado fue el sistema Plunger Lift, por esto se muestra a continuación una metodología para la realización del diseño de un sistema Plunger Lift

7.3.2 Comparación de la selección entre sistemas convencionales con sistemas no convencionales

Después de haber seleccionado el sistema de levantamiento no convencional que mejor se adapta a las condiciones del campo Colorado se hará una comparación para el pozo UIS 3 entre sistemas convencionales y no convencionales.

Haciendo una corrida en la herramienta software MUTOR 1.1 en la opción de convencionales para el pozo UIS 3 arrojó los siguientes resultados

Figura 43. Selección Final para el pozo UIS 3 para sistemas convencionales.

POSICIÓN	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL	
1	Bombeo Electro-Sumergible	81,9	75,2	1	11,2	0	0	7	Excelente	Ver...
2	Bombeo Electro-Sumergible Con Gas Lift	80,5	72,4	1	11,2	0	0	7	Excelente	Ver...
3	Bombeo Mecánico	77,9	69,7	1	11,5	2	7,6	9	Bueno	Ver...
4	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	77,8	67,1	1	11,5	0	0	9	Bueno	Ver...
5	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	77,3	67,0	1	11,5	1	2,7	9	Bueno	Ver...
6	Gas Lift	77,1	66,8	1	11,0	1	4,7	5	Bueno	Ver...
7	Bombeo Electro-Sumergible Con Bombeo Por Cavidades Progresivas	74,0	65,5	2	16,1	1	4,8	7	Bueno	Ver...
8	Bombeo Por Cavidades Progresivas	72,7	63,4	2	16,4	1	4,9	9	Bueno	Ver...

[Convenciones](#)

Fuente: Herramienta Software MUTOR 1.1

Como se puede observar en la figura 43, los resultados muestran en primer lugar al Bombeo Electrosomergible, con un CSF de 81.9. Para este puntaje la herramienta clasifica al sistema cualitativamente como Excelente. El desempeño global del sistema es de 75.2, presenta una condición de no aplicabilidad y un porcentaje de incertidumbre igual a 7%.

El resultado para la selección final mediante para sistemas no convencionales del pozo UIS 3 es mostrado en la figura 42. El resultado obtenido muestra en el primer

lugar al sistema Plunger lift, con un CSF de 90,2. Para tal puntaje, el programa califica cualitativamente a este SLA como “Excelente”. El desempeño global del sistema para estas condiciones en particular es de 80,5, con cero condiciones de no aplicabilidad y cero condiciones de limitación. La incertidumbre para este caso es de 7%.

Con relación a los resultados obtenidos para sistemas convencionales y no convencionales, se puede inferir que para este caso en particular el sistema Plunger lift presenta mejor aplicabilidad debido a que presenta un mayor valor de CSF que el obtenido por el sistema de bombeo electrosumergible. Además en comparación con el sistema de bombeo electrosumergible (sistema diseñado para trabajar a tasas elevadas), el sistema Plunger lift trabaja mejor a bajas tasas de flujo. Otro aspecto a tener en cuenta es el económico, debido a que un sistema de bombeo electrosumergible no es viable económicamente para ser implementado en pozos con bajas tasas de flujo.

7.4 PROCESO PARA EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE PLUNGER LIFT¹⁸

7.4.1 Diseño mecánico del Plunger

Cinco operaciones características son necesarias para cualquier Plunger dependiendo del tipo de operación:

1. Alto grado de repetitividad de la válvula de operación del Plunger.
2. Alta resistencia a los golpes y a su uso.
3. Resistencia a pegarse en el tubing.
4. Habilidad de caer rápidamente a través del gas y el líquido.
5. Habilidad para proveer un buen sello contra el tubing durante el viaje ascendente.

¹⁸ BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volume 2b.

Existen seis diferentes tipos de Plunger disponibles. La variación mecánica esta basada en los requerimientos de la operación. Si el gas es limitado, un sello de lamina expandible (expanding blade seal) provee un cierre adecuado con las paredes del tubing, de esta manera minimiza el paso del gas alrededor del anular en comparación con el sello turbulento (turbulent seal), wobble washer, etc. Si un ciclo rápido es necesario, el Plunger sin una válvula de varilla integral (integral valve rod) provee menos resistencia a la caída en comparación con un Plunger que tenga una válvula de varilla integral (integral valve rod) o el Plunger sin una válvula.

En la tabla 13 se enlistan y se clasifican los seis tipos de Plunger de acuerdo a la forma en que cumplen los cinco requerimientos para una operación de Plunger nombrados anteriormente, siendo 3 el valor dado cuando el tipo de Plunger se ajusta de mejor manera a uno de las 5 características en las cuales se evalúa un Plunger, el valor de 1 cuando tiene menos adaptación a cada uno de las características evaluadas, y un valor de 2 en una aplicación intermedia. Esta clasificación se muestra en la tabla 13

La Tabla 13 permite la selección del tipo de Plunger dependiendo de las características que se desee que cumpla el Plunger, y así se busca el Plunger que tenga mayor puntaje de acuerdo a las 5 especificaciones dadas en la tabla 13.

Para mostrar la manera como puede ayudar la tabla 13 en la selección de un tipo de Plunger se presentan el siguiente ejemplo:

- 1) Un pozo produce mucho gas para la cantidad de líquido producido pero requiere ciclos muy rápidos: Se recomienda utilizar un Plunger de sello turbulento (turbulent seal) sin válvula de varilla integral (integral valve rod)

2) Para determinar cual plunger es el mas recomendado mediante el uso de la tabla, se analizan las condiciones que se necesitan y se comparan con las 5 características dadas para los diferentes tipos de plunger. Con respecto a las condiciones dadas en el ejemplo el plunger debe tener un alto grado de repetitividad de la válvula de operación (ciclos rápidos), alta resistencia al choque y al uso (ciclos rápidos) y habilidad para proveer un buen sello contra el tubing durante al viaje hacia arriba (pozo con gran cantidad de gas). Comparando cada características con cada uno de los plungers, el tipo de plunger que arroja un mayor puntaje (de 1 a 3) para cada una de las características enunciadas es el sello turbulento (turbulent seal) sin válvula de varilla integral (integral valve rod).

Tabla 13. Clasificación de los tipos de Plunger

Tipos de Plunger	Características				
	Alto grado de repetitividad de la válvula de operación.	Alta resistencia al choque y al uso.	Resistencia a pegarse en el tubing.	Habilidad para caer rápidamente a través de gas y líquido.	Habilidad para proveer un buen sello contra el tubing durante el viaje hacia arriba.
1. Sello de lamina expandible sin válvula de varilla integral	2	2	2	1	1
2. Sello de lamina expandible con válvula de varilla integral	1	2	2	2	1
3. Sello de lamina expandible con válvula	-		2	3	1
4. Sello turbulento, wobble washer, etc. sin válvula de varilla integral.	2	2	1	1	2
5. Sello turbulento, wobble washer, etc. con válvula de varilla integral.	1	2	1	2	2
6. Sello turbulento , wobble washer, etc. sin valvula	-	1	1	3	2

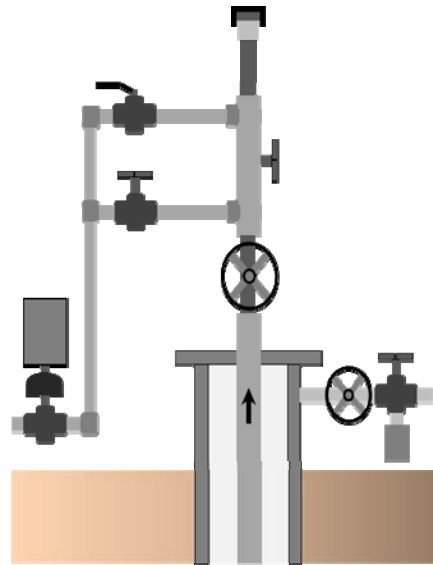
Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada.1994.

7.4.2 Tipos de instalaciones de superficies

A continuación se muestran las instalaciones de superficie que varían de acuerdo a las condiciones particulares del pozo.

1. Instalación para cuando se tiene exceso de gas de formación. En la figura 44 se muestra el equipo utilizado cuando el pozo tiene exceso de gas de formación. En este caso todo el flujo se da a través del tubing.

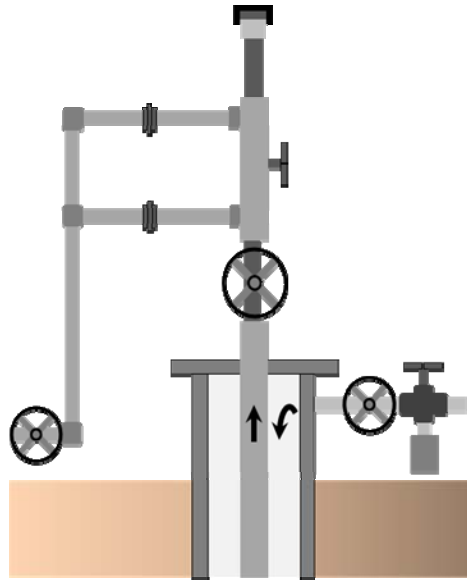
Figura 44. Instalación de superficie de Plunger para pozos con exceso de gas de formación



Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada.1994

2. Instalación de superficie de Plunger para pozos con insuficiente gas de formación. En la figura 45 se muestra la instalación que se implementa en pozos donde se tiene insuficiente gas de formación para el correcto funcionamiento del sistema. El pozo comienza el levantamiento con gas sobre el empaque, todo el flujo a través del tubing.

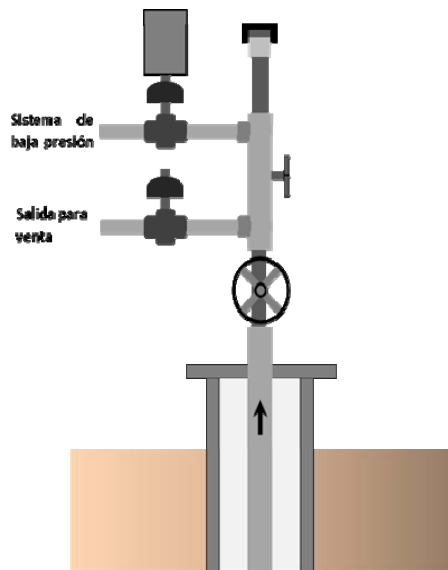
Figura 45. Instalación de superficie de Plunger para pozos con insuficiente gas de formación



Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada.1994

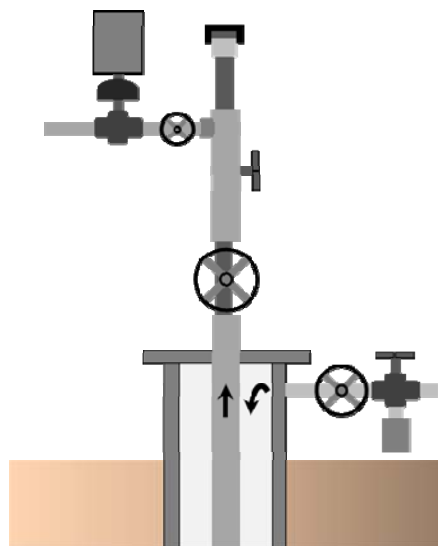
3. Instalación para cuando se tiene exceso de gas de formación y el líquido no puede ser levantado por la línea de venta. En la figura 46 se muestra el equipo utilizado cuando el pozo tiene exceso de gas de formación. En este caso todo el flujo se da a través del tubing y el líquido sale por el sistema de baja presión.
4. Instalación para pozos que tienen el gas apropiado de formación o con adición de gas suplementaria a través de la válvula de control de volumen. En la figura 47 se muestra el equipo utilizado para las características anteriormente descritas.

Figura 46. Instalación de superficie de Plunger para pozos con exceso gas de formación y el liquido es producido por el sistema de baja presión.



Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada.1994

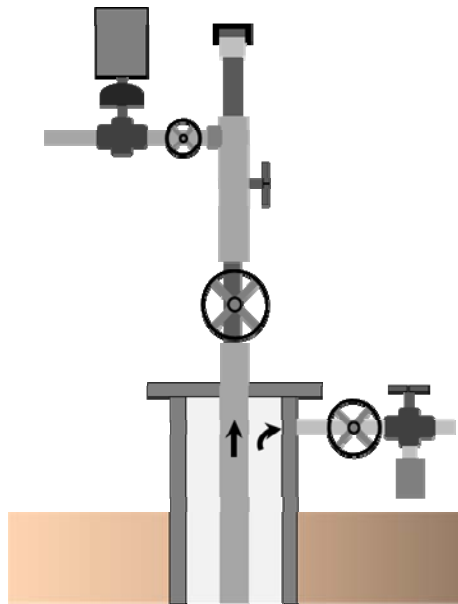
Figura 47. Instalación de superficie de Plunger para pozos con exceso gas de formación y el liquido es producido por el sistema de baja presión



Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada.1994

5. Instalación para pozos con exceso de gas de formación, flujo de gas del casing a venta, y flujo de líquido desde el tubing hacia el sistema de baja presión o venta. En la figura 48 se muestra el equipo para las características mencionadas.

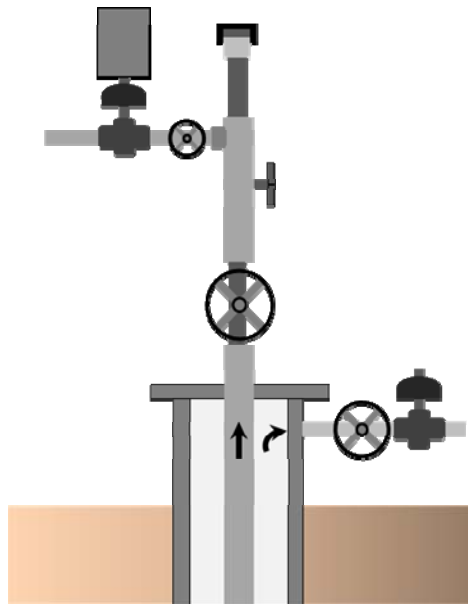
Figura 48. Instalación de superficie de Plunger para pozos con exceso gas de formación y el gas es producido por el casing.



Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada.1994

6. Instalación para pozos con exceso de gas de formación, flujo de gas del casing a venta, y flujo de líquido desde el tubing hacia el sistema de baja presión o venta. En la figura 49 se muestra el equipo para las características mencionadas.

Figura 49. Instalación de superficie de Plunger para pozos con exceso gas de formación y el gas es producido por el casing.

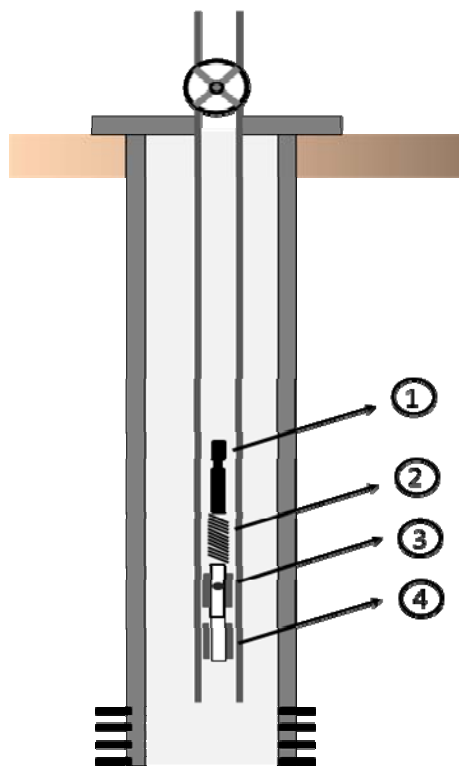


Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada.1994

7.4.3 Tipos de instalaciones de fondo

A continuación se muestran los diferentes esquemas para las instalaciones de fondo de un sistema de Plunger lift. Estos esquemas serán útiles para la utilización de la tabla 14, la cual nos permite definir que tipo de instalación de fondo se debe utilizar de acuerdo a las condiciones del pozo.

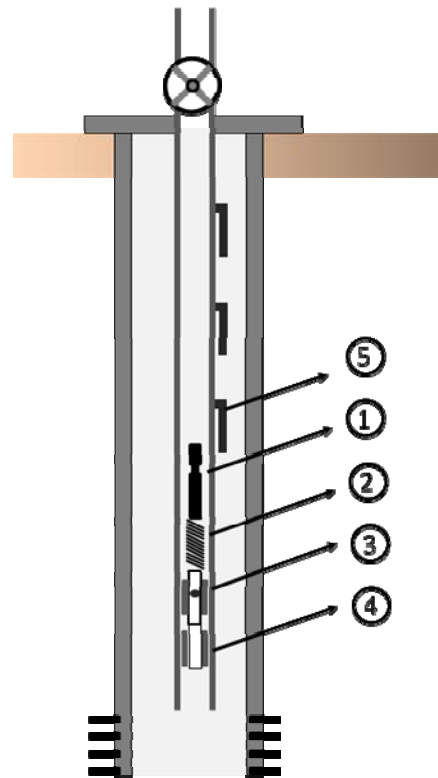
Figura 50. Instalación de fondo para un sistema autónomo.



Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada. 1994

- 1) Pistón
- 2) Amortiguador
- 3) Válvula de Pie
- 4) Niple
- 5) Válvulas de Gas Lift

Figura 51. Instalación de fondo para un sistema asistido



Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada.

Figura 52. Instalación de fondo para un sistema asistido

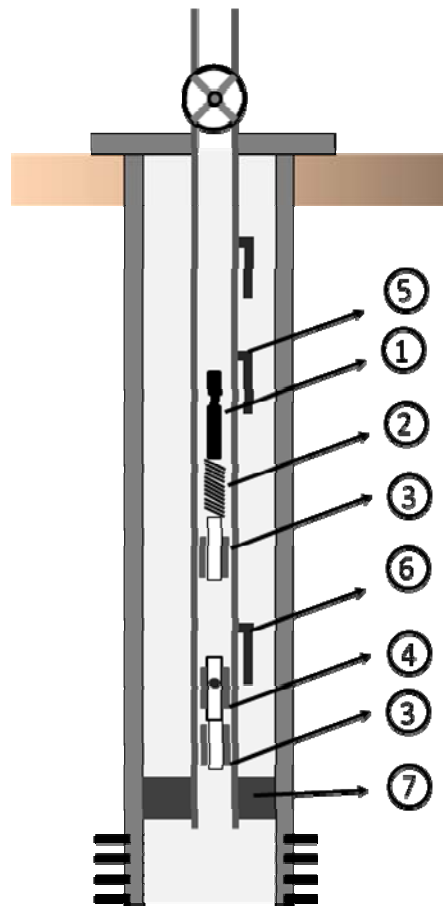
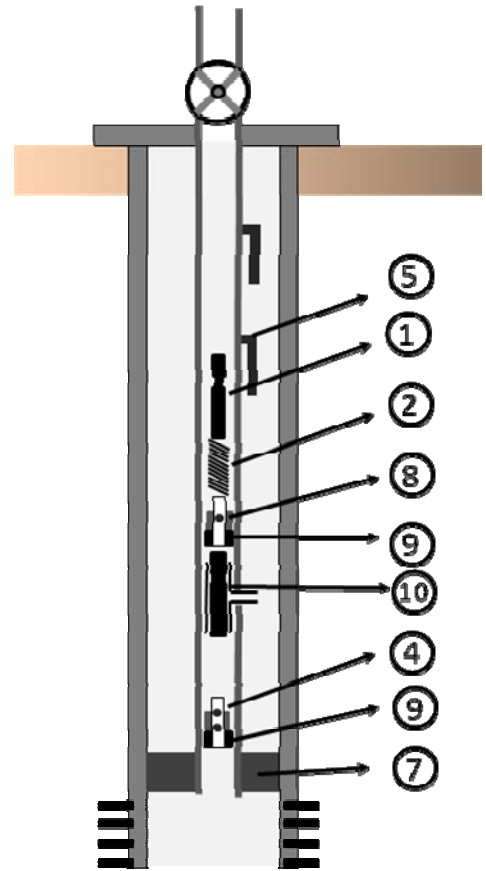


Figura 53. Instalación de fondo para un sistema asistido



Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada. 199

- 1) Pistón
- 2) Amortiguador
- 3) Válvula de Pie
- 4) Niple
- 5) Válvulas de Gas Lift

Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada. 1994

- 6) Válvula de producción de Gas Lift
- 7) Empaque
- 8) Válvula de Pie
- 9) Niple de asiento
- 10) Válvula de gas Lift

7.4.4 Calculo de máximo ciclos por día.

Un ciclo completo de Plunger incluye periodos de tiempo requerido para que el Plunger llegue a superficie, tiempo para que el mecanismo de control de superficie se cierre y el tiempo para que el Plunger caiga a través del gas y el líquido para alcanzar el fondo.

Cada uno de los periodos de tiempo anteriores puede variar. Por ejemplo la velocidad de levantamiento del Plunger depende de la diferencia creada a través del Plunger y el bache de fluido cuando el control de superficie abre; el tiempo de caída depende del tipo de Plunger usado y de la cantidad de líquido presente en el tubing.

Para determinar la máxima frecuencia de ciclos se usan los siguientes valores: Velocidad de ascenso: 1000 ft/min, el tiempo de control en superficie es despreciable, la velocidad de caída a través del gas es de 1000 ft/min, Foss and Gaul utilizan una velocidad de caída de 2000 ft/min para determinar el número máximo de ciclo, pero la experiencia de campo ha demostrado que de 1000 a 1200 ft/min es más realista, y la velocidad de caída a través del liquido es de 172 ft/min.

El valor de 1440 de la ecuación 21 representa los minutos de un día, y este se divide en el tiempo que tarda un ciclo en llevarse a cabo. Usando los valores anteriores, se puede escribir una ecuación para la máxima frecuencia de ciclos:

$$\text{Maximos } \left(\frac{\text{ciclos}}{\text{día}} \right) = \frac{1440}{\frac{2(\text{profundidad})}{1000} + \frac{\text{longitud de un Bbl de carga} * \text{Tamaño de la carga (bbl)}}{172}}$$

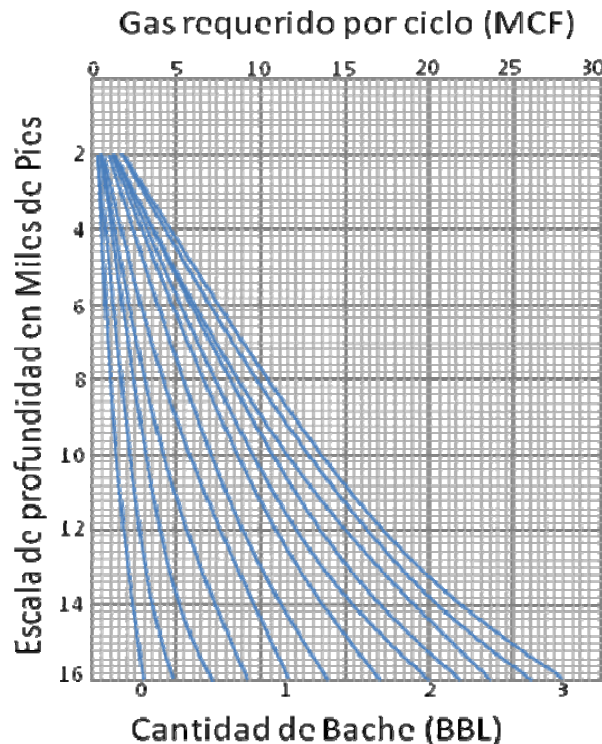
Ecuación 21

7.4.5 Calculo de requerimiento de gas por ciclo.

Se puede obtener una idea general del requerimiento de gas necesario para el sistema de Plunger Lift, partiendo de la cantidad de Bache que se desee producir y la profundidad a la cual se encuentre el pozo.

Iniciando en el eje x de la figura 54 (Cantidad de bache bbl) ascendiendo por la curva que se seleccione dependiendo de cuanto crudo por ciclo se espere producir, se corta con el eje Y (Profundidad a la que se encuentra el pozo) y así se asciende desde el punto de cruce de los dos parámetros (cantidad de bache y profundidad) para cortar el eje superior (Gas requerido), del cual se puede leer la cantidad de gas requerido por ciclo para esa cantidad de liquido y profundidad a la cual este el pozo

Figura 54. Requerimiento de gas por ciclo para un sistema de Plunger Lift



Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada. 1994

Una vez considerados parámetros como la selección apropiada del tipo de Plunger, según las características necesarias para la aplicación a desarrollar como se mostro anteriormente (Tabla 13),después se calcula la cantidad de gas requerido para producir por ciclo con ayuda de la figura 54, y conociendo las condiciones del pozo se puede definir en cual de estas tres condiciones se encuentra el pozo, si cuenta con Mas volumen de gas que el requerido para levantar el liquido, volumen de gas exacto para el levantamiento o volumen de gas insuficiente para levantar el liquido, esto de acuerdo al valor calculado con la figura 54, una vez definido en que condición se encuentra el pozo se entra por esta condición a la tabla 14, la cual nos relaciona a condición del gas con la que cuenta el pozo con las diferentes configuraciones de diseño de un equipo de Plunger lift tanto de fondo como de superficie que fueron nombradas previamente en este capitulo.

Tabla 14. Selección del equipo de Plunger dependiendo de las características del pozo.

Cantidad de Gas	Flujo De Gas		Flujo de Líquido	Tipo de instalación de superficie	Tipo de instalación de Fondo	Tipo de Plunger	Señal de arribo de Plunger Requerida	Tipo de controlador de superficie
	desde	hacia						
Mas volumen de gas que el requerido para levantar el liquido	Tubing - venta		Venta	fig. 44 y 45	fig. 50	4 5 6	No	Ciclo intermitente de tiempo o Controlador de presión
	Tubing - venta		Sistema LP	fig. 46	fig. 50	4 5 6	Si	
	Casing - venta		Sistema LP	fig. 48y 49	fig. 50	4 5 6	Si	
	Casing - venta		Venta	fig. 48	fig. 50	4 5 6	Si	Ciclo intermitente de tiempo o Controlador de presión
volumen de gas exacto para levantar el liquido	Tubing - venta		Venta	fig. 47	fig. 50	1 2 3	Si	Controlador de presión
	Tubing - venta		Venta	fig. 47	fig. 51	1 2 3	Si	Controlador de presión
	Tubing - venta		Sistema LP	fig. 49	fig. 51	1 2 3	Si	
	Tubing - venta		Venta	fig. 47	fig. 50	1 2 3	Si	Controlador de presión
	Tubing - venta		Venta	fig. 47	fig. 51	1 2 3	Si	Controlador de presión con válvula de control de volumen o ciclo intermitente de tiempo sobre la entrada del casing
volumen de gas insuficiente para levantar el liquido	Tubing - venta		Venta	fig. 47	fig. 52	1 2 3	No	Controlador de presión con válvula de control de volumen o
	Tubing - venta		Venta	fig. 47	fig. 53	1 2 3	No	Controlador de presión con válvula de control de volumen o ciclo intermitente de tiempo sobre la entrada del casing
	Tubing - venta		Venta	fig. 45	fig. 52 y 53	1 2 3	No	Controlador de presión con válvula de control de volumen o ciclo intermitente de tiempo sobre la entrada del casing

Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. Modificada.1994

Ejemplo: Como el sistema de Plunger Lift fue seleccionado como mejor opción para la aplicación al campo colorado, se realizara la propuesta de diseño para el pozo UIS 3 que cuenta con las siguientes características.

Tabla 15. Datos del pozo UIS 3.

Variables	UIS 3
Q(BPD)	16
Nw	7
Dep (ft)	5823
Csg (in ID)	5 1/2
Prof niv.	489
Inc (°)	-
Dog (ft/100)	-
Pwf (psi)	2132
T(°F)	155
Comp	simple
Recov	primario
BSW (%)	0,3
Visc (cp)	2,18
Fcor	No
Sand (ppm)	1
GOR	1200
Cont	severa
Treat	Solventes
Loc	Onshore
Ener	comprada
Space	Amplio

Fuente: Informes de Ingeniería de yacimientos y producción- Ecopetrol S.A.

1. Partimos de una producción por ciclo de 0.5 Bbl, con este dato y la profundidad de 5823ft, entramos a la figura 54 y cortamos el eje de gas requerido, se calcula que la cantidad de gas requerida por ciclo es de 2500

scf para un bache de 0.5 bbl y una profundidad de 5823ft, lo que indica que el pozo UIS 3 necesitaría una inyección adicional de gas debido a que el valor de GOR es de 1200 scf/STB, lo que indica que el diseño se realizara con un volumen insuficiente para levantar la carga de liquido.

2. Con ayuda de la ecuación 21 se calcula el número máximo de ciclos que se obtendrán por día para obtener una idea de la producción diaria esperada.

$$\text{Maximos } \left(\frac{\text{ciclos}}{\text{día}} \right) = \frac{1440}{\frac{2(5823)}{1000} + \frac{48 * 0.5}{172}} = 127 \left(\frac{\text{ciclos}}{\text{día}} \right)$$

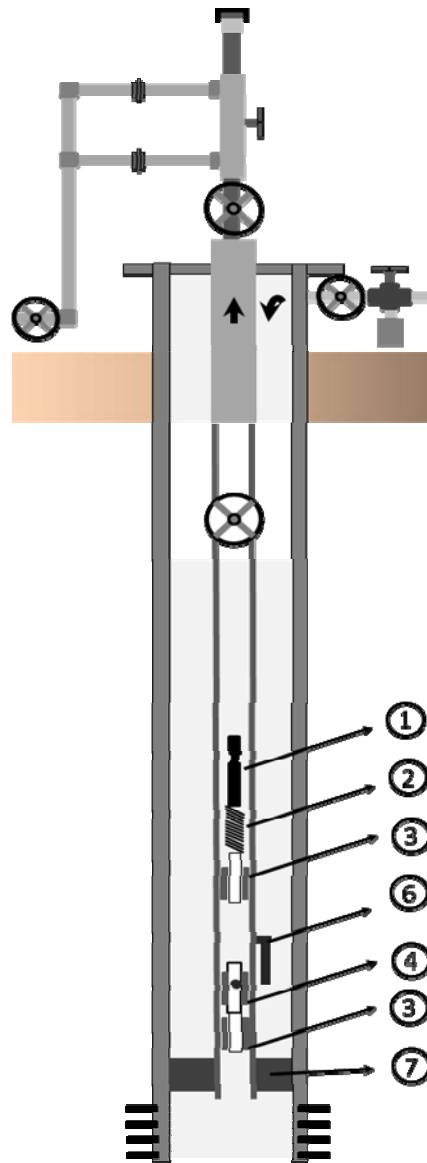
$$\text{Produccion} = 127 \left(\frac{\text{ciclos}}{\text{día}} \right) 0,5 \left(\frac{\text{bbl}}{\text{ciclos}} \right) = 63 \left(\frac{\text{bbl}}{\text{día}} \right)$$

Con un valor máximo de ciclos de 127 y una producción por ciclo de 0,5 bbl se esperara tener una producción de alrededor de 63 bbl/dia

3. Una vez se tiene la estimación de la producción esperada con ayuda de la tabla 13 se selección el tipo de Plunger para las condiciones del pozo UIS 3. El tipo de Plunger propuesto es de sello de lamina expandible sin válvula de varilla integral (expanding blade seal sin integral valve rod.)
4. Debido a que el pozo no cuenta con el gas necesario para realizar el levantamiento por si solo como se calculo en la figura 54 se piensa en implementar un sistema de Plunger asistido, por lo se ingresa a la tabla 14 por “volumen de gas insuficiente para levantar el líquido”

El diseño propuesto para el pozo UIS 3 teniendo en cuenta la tabla 14 es el siguiente.

Figura 55. Instalación de superficie y de fondo propuesta para el pozo UIS 3



Fuente: BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Volumen 2b. 1994.
Modificada.

CONCLUSIONES

Para seleccionar el método adecuado para un pozo o para un conjunto de pozos se requiere indispensablemente identificar las variables necesarias para la selección, sus rangos operativos y sus límites particulares.

Los sistemas de levantamiento artificial no convencionales son una buena alternativa para pozos o conjuntos de pozos en los cuales se cuenta con tasas bajas de producción, y que producen de manera intermitente, o en casos donde la aplicación de un sistema de levantamiento convencional no se pueda llevar a cabo de una manera económicamente viable.

La selección de un sistema de levantamiento, bien sea convencional o no convencional se basa fundamentalmente en las mismas variables, las cuales son principalmente: profundidad, relación gas-aceite, BSW y tasa de producción. De modo que la diferencia entre los métodos convencionales y no convencionales es fundamentalmente la falta de experiencia relevante a los sistemas de levantamiento no convencionales.

Los campos maduros actualmente representan una alternativa en la explotación de hidrocarburos para las compañías petroleras, debido a que con el desarrollo de nuevas tecnologías de explotación o tecnologías no tan aplicadas como los métodos de levantamiento no convencionales es posible obtener de ellos tasas de producción rentables.

El desarrollo de una herramienta de selección es bastante útil, en la medida en que permita conocer de forma rápida y fácil, no solo el o los SLA más adecuados para las condiciones de operación de un campo en particular, sino también, las condiciones en las proporcionan mejores resultados, las condiciones donde no se aplican o tienen limitaciones para su aplicación.

Esta herramienta es un mecanismo de orientación y soporte de gran utilidad para el estudio de los sistemas de levantamiento artificial no convencionales, sin embargo es fundamental que sea combinada con la experiencia y el sentido común de los ingenieros. Los resultados presentados por el programa no deben ser considerados como absolutos, sino que deben ser revalidados mediante el análisis y la identificación de las dificultades a tener en cuenta en su funcionamiento e instalación.

RECOMENDACIONES

Es de gran importancia que las compañías petroleras no se enfoquen tanto en aplicar siempre las mismas tecnologías sino que se tenga la posibilidad de aplicar nuevas ideas que permitan obtener las mejores condiciones de producción de un campo y no ver limitada su producción por tener que acoplarse a las condiciones de un sistema de levantamiento artificial convencional.

Es necesaria que la base de datos con que se cuenta acerca de los sistemas e levantamiento sea actualizada constantemente debido a que a medida que desarrolla la tecnología, se mejoran los materiales que componen los sistemas, de igual manera las condiciones de operación también varían.

Si bien es cierto que esta herramienta es de gran ayuda en el momento de seleccionar el SLA no convencional más adecuado para ciertas condiciones, se debe combinar con la experiencia de campo, ya que solo de esta manera se garantiza la validez de unos buenos resultados.

Estos sistemas de levantamiento artificial no convencional no son los únicos que existen en la industria, sino que son de los que más se encuentra información en la literatura, pero a medida que se apliquen con más frecuencia se tendrá una buena información de los demás métodos y se podrá complementar la herramienta con el fin de que tenga una gran variedad de sistemas al momento de seleccionar un sistema para un campo en particular.

BIBLIOGRAFIA

1. **GOLAN, CURTIS.** Well Performance. 2 ed. 1991.
2. **BROWN, Kermit E.** The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Tulsa: Penn well Publishing Company. 1980.
3. **GUTIERREZ, Mario. A.** Evaluación del Sistema Plunger Lift en el Lote X. INGEPET 99 (ESPL-6-MA-13).
4. **BEAUREGARD, MORROW S.** New and Unusual Aplications for Plunger Lift System. SPE 18868. 1989.
5. **BIZZOTO, DE MARZIO y DALLE R.** Aplicación de los Diferentes Tipos de Plunger Lift en el Yacimiento Cerro Dragón. Pan American Energy.
6. **MORROW S. Y HEARN W.** Plunger Lift Advancements, Including Velocity and Presure Analysis. SPE 108104. 2007.
7. **BEAUREGARD Y FERGURSON P.** Introduction to Plunger Lift: Aplication, Advantages and Limitations. Southwestern Petroleum Short Course.
8. **GASBARRI Y L. MARCANO.** Insert Chamber Lift Experiences in Mara-La Paz Field, Venezuela. SPE 54389. 1999.

9. **H. W. WINKLER.** Re-Examine Insert Chamber-Lift for High Rate, Low BHP, Gassy Wells. SPE 52120. 1999.
10. **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. 2007.
11. **HERRERA, D. Cristóbal. Y ORTIZ, S. Juliana.** Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial Combinado de Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Neumático: Electrogas. UIS. 2002.
12. **L. SAPUTELLI.** Combined Artificial Lift System- An Innovate approach. SPE 39041. 1997.
13. **BORJA, Hubert y CASTANO, Ricardo.** Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and its Application in Two Colombian Fields. SPE 53966. 1999.
14. **TAUFAN, ADRIANSYAH Y D. SATRIANA.** Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells. SPE 93594. 2005.
15. **BROWN, Kermit E.** Overview of Artificial Lift System. SPE 09979. 1982
16. **BUCARAM, S. M. CLEGG, J. D. y HELN, N. M.** Recommendations and Comparison for Selecting Lift Method. SPE. 24384. 1993.

ANEXOS

ANEXO A. Tabla Parámetros Completa. Chamber Lift

Clase	Propiedades	% Base	No Aplicable (0)		Limitado (1)		Aceptable (2)		Bueno (3)		Excelente (4)	
Clase	Propiedades	% Base	No Aplicable (0)		Limitado (1)		Aceptable (2)		Bueno (3)		Excelente (4)	
	Ponderacion		0	0	1	1	2	2	3	3	4	4
1	Q	10,5	1	49	50	149	150	499	500	599	600	
3	Nw	2,5	1	1			2	15	16	25	25	
1	Dep	10,5	11000		7001	11000	1	2500	2501	5999	6000	7000
2	Csg	4,5	2 3/8	2 3/8	4 1/2	4 1/2	5 1/2	5 1/2	7	7	7	
2	Inc	4,5	76	90	66	75	46	65	31	45	0	30
3	Dog	2,5	80		71	80	61	70	51	60	0	50
2	Pwf	4,5	14	400	401	650	651	800	801	1000	1000	
2	T	4,5	350		281	350	201	280	151	200	101	150
2	Comp	4,5					Múltiple	Múltiple			Simple	Simple
3	Recov	2,5	Secundario	Secundario			Terciario	Terciario			Primario	Primario
1	BSW	10,5	90		81	90	41	80	11	40	1	10
2	Visc	4,5	800		601	800	301	600	101	300	0,1	100
2	Fcor	4,5							Si	Si	No	No
3	Sand	2,5	12000		1001	12000	501	1000	201	500	0	200
1	GOR	10,5	0	50	51	150	151	1000	1001	5000	5000	
3	Cont	2,5					Severa	Media	Leve	Leve	Nula	Nula
2	Treat	4,5			Ácidos	Ácidos	Solventes	Inhibidores			Sin Tratamiento	Sin Tratamiento
3	Loc	2,5			Remotos	Remotos	Offshore	Offshore			Onshore	Onshore
2	Ener	4,5							Comprada	Generada		
3	Space	2,5					Reducido	Reducido	Amplio	Amplio	Standard	Standard

ANEXO A. Tabla Parámetros Completa. Plunger Lift

Propiedades	% Base	No Aplicable (0)		Limitado (1)		Aceptable (2)		Bueno (3)		Excelente (4)	
Propiedades	% Base	No Aplicable (0)		Limitado (1)		Aceptable (2)		Bueno (3)		Excelente (4)	
Ponderación		0	0	1	1	2	2	3	3	4	4
Q	10,5		1	1	10	11	100	101	300	301	400
Nw	2,5							1	1	1	
Dep	10,5	15000		10001	15000	1	4500	4501	8000	8001	10000
Csg	4,5	2 3/8	2 3/8	4 1/2	4 1/2	5 1/2	5 1/2	7	7	7	
Inc	4,5	60		50	60	30	49	11	29	0	10
Dog	2,5	20		10	11	6	10	4	5	0	3
Pwf	4,5	14	400	401	650	651	800	801	1000	1000	
T	4,5	500		400	500	300	399	120	299		120
Comp	4,5					Múltiple	Múltiple			Simple	Simple
Recov	2,5	Secundario	Secundario							Primario	Primario
BSW	10,5	90		90	76	75	36	35	16	0,1	15
Visc	4,5	800		601	800	301	600	101	300	0,1	100
Fcor	4,5							Si	Si	No	No
Sand	2,5	200		101	200	51	100	6	50	0	5
GOR	10,5	0	50	51	500	501	1000	1001	5000	5000	
Cont	2,5					Severa	Media	Leve	Leve	Nula	Nula
Treat	4,5	Ácidos	Ácidos			Sin Tratamiento	Sin Tratamiento			Inhibidores	Solventes
Loc	2,5							Onshore	Onshore	Offshore	Offshore
Ener	4,5							Comprada	Generada		
Space	2,5					Amplio	Amplio	Reducido	Reducido	Standard	Standard

ANEXO A (continuación). Tabla Parámetros Completa. RECOIL.

Clase	Propiedades	% Base	No Aplicable (0)		Limitado (1)		Aceptable (2)		Bueno (3)		Excelente (4)	
Clase	Propiedades	% Base	No Aplicable (0)		Limitado (1)		Aceptable (2)		Bueno (3)		Excelente (4)	
	Ponderación		0	0	1	1	2	2	3	3	4	4
1	Q	10,5		1	1	10	11	19	20	50	51	53
3	Nw	2,5			10	10	19	19	1	1	1	
1	Dep	10,5	4800		3901	4800	2501	3900	1501	2500	750	1500
2	Csg	4,5		2 1/2	3 1/2	> 7	4 1/2	4 1/2	5 1/2	5 1/2	7	7
2	Inc	4,5	80		61	80	41	60	11	40	0	10
3	Dog	2,5	25		16	25	11	15	4	10	0	3
2	Pwf	4,5	4000		501	4000	301	500	201	300	14	200
2	T	4,5	300		251	300	201	250	126	200	1	125
2	Comp	4,5					Múltiple	Múltiple			Simple	Simple
3	Recov	2,5			Terciario	Terciario	Secundario	Secundario			Primario	Primario
1	BSW	10,5					91	99,9	71	90	0,1	70
2	Visc	4,5	800		401	800	201	400	51	200	1	50
2	Fcor	4,5			Si	Si					No	No
3	Sand	2,5	800		501	800	301	500	51	300	0	50
1	GOR	10,5	400		301	400	201	300	50	200		50
3	Cont	2,5	Severa	Severa					Media	Leve	Nula	Nula
2	Treat	4,5	Ácidos	Ácidos	Solventes	Inhibidores					Sin tratamiento	Sin tratamiento
3	Loc	2,5	Offshore	Offshore							Onshore	Onshore
2	Ener	4,5							Comprada	Comprada		
3	Space	2,5					Reducido	Reducido	Amplio	Amplio	Standard	Standard

ANEXO B. Ventana Selección Final. Pozo UIS 1.

Selección Final

SELECCIÓN FINAL

POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL	
1	Plunger	85,7	74,8	0	0	1	11,2	7	Excelente	Ver...
2	Recoil	84,4	74,4	1	2,6	2	9,6	7	Excelente	Ver...
3	Chamber	79,1	69,6	1	11,2	0	0	7	Bueno	Ver...

[Conveniones](#)

ANEXO B (Continuación). Ventana Selección Final. Pozo UIS 2.

SELECCIÓN FINAL

POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL
1	Plunger	81,3	70,8	0	0	3	27,4	7	Excelente
2	Recoil	80,3	69,6	1	2,6	3	20,9	7	Excelente
3	Chamber	74,7	65,5	1	11,2	2	16,1	7	Bueno

[Ver...](#)
[Ver...](#)
[Ver...](#)

[Convenciones](#)

ANEXO B (Continuación). Ventana Selección Final. Pozo UIS 3.

Selección Final

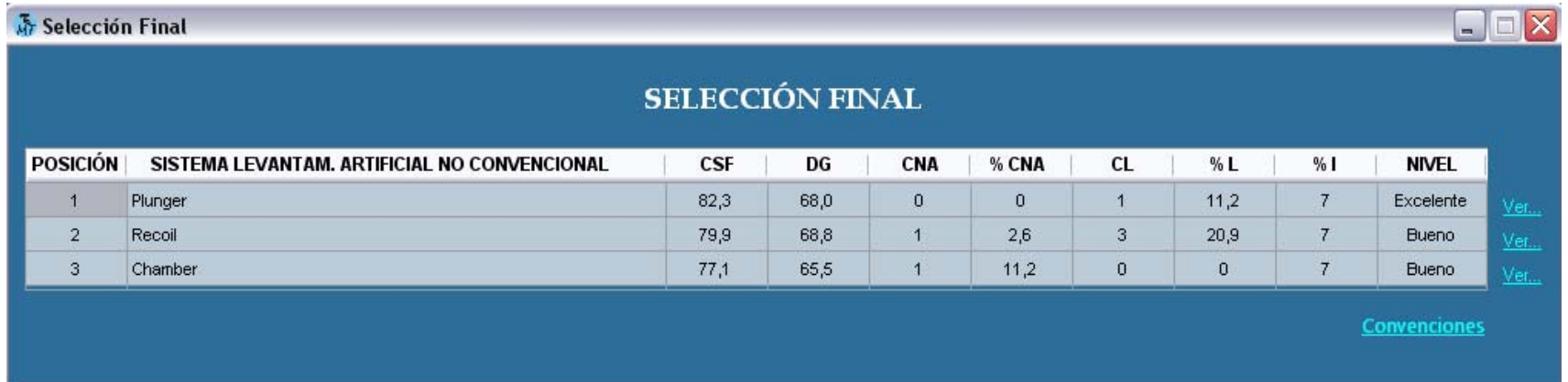
SELECCIÓN FINAL

POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL
1	Plunger	90,2	80,5	0	0	0	0	7	Excelente
2	Chamber	76,3	63,9	1	11,2	0	0	7	Bueno
3	Recoil	71,7	60,3	2	13,9	2	9,6	7	Bueno

[Ver...](#)
[Ver...](#)
[Ver...](#)

[Convenciones](#)

ANEXO B (Continuación). Ventana Selección Final. Pozo UIS 4.



Selección Final

SELECCIÓN FINAL

POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL
1	Plunger	82,3	68,0	0	0	1	11,2	7	Excelente
2	Recoil	79,9	68,8	1	2,6	3	20,9	7	Bueno
3	Chamber	77,1	65,5	1	11,2	0	0	7	Bueno

[Ver...](#)
[Ver...](#)
[Ver...](#)

[Convenciones](#)

ANEXO B (Continuación). Ventana Selección Final. Pozo UIS 5.

POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL
1	Plunger	84,4	73,6	0	0	2	16,1	7	Excelente
2	Chamber	76,4	65,5	1	11,2	1	4,8	7	Bueno
3	Recoil	73,9	64,7	2	13,9	2	9,6	7	Bueno

[Ver...](#)
[Ver...](#)
[Ver...](#)

[Convenciones](#)

ANEXO B (Continuación). Ventana Selección Final. Pozo UIS 6.

SELECCIÓN FINAL

POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL
1	Plunger	76,7	63,1	1	4,8	2	16,1	7	Bueno
2	Chamber	72,1	61,9	2	16,1	1	4,8	7	Bueno
3	Recoil	71,3	61,5	2	13,9	2	16,1	7	Bueno

[Ver...](#)
[Ver...](#)
[Ver...](#)

[Conveniones](#)

ANEXO B (Continuación). Ventana Selección Final. Pozo UIS 7.

Selección Final

SELECCIÓN FINAL

POSICIÓN	SISTEMA LEVANTAM. ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL
1	Plunger	81,3	70,8	0	0	3	27,4	7	Excelente
2	Recoil	77,6	67,6	1	2,6	4	32,2	7	Bueno
3	Chamber	73,6	59,9	1	11,2	1	4,8	7	Bueno

[Convenciones](#)

