

**NUEVAS PRÁCTICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE APLICACIÓN DE ARBOLES DE
DECISIÓN**

**CAROLINA DEL PILAR CHARRY RIVERA
JOHN FREDY REINA GONZÁLEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2012**

**NUEVAS PRÁCTICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE APLICACIÓN DE ARBOLES DE
DECISIÓN**

**CAROLINA DEL PILAR CHARRY RIVERA
JOHN FREDY REINA GONZÁLEZ**

Monografía para optar el título Especialista Gerencia de Hidrocarburos

**Director:
Magister José Miguel Galindo Sánchez**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2012**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	15
1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	16
1.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	16
1.2 BOMBEO MECÁNICO (BM).....	18
1.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP).....	19
1.4 GAS LIFT (GL).....	20
1.5 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET (BH).....	22
2 ANALISIS NODAL.....	25
3 NUEVAS PRÁCTICAS PARA OPTIMIZAR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	28
3.1 MANEJO DEL GAS:.....	28
3.1.1 Separadores de gas:.....	28
3.1.2 Válvulas reguladoras de presión (back pressure regulators -BPR-):.....	30
3.2 MANEJO DE SÓLIDOS:	31
3.2.1 Mallas-filtros:	31
3.2.2 Trampas de sólidos:	32
3.3 MANEJO DE ESFUERZOS.....	32
3.3.1 Rotadores de varilla y tubería:.....	32
3.3.2 Unidades Rotaflex:	34
3.3.3 Variadores de Frecuencia:	34
3.4 MANEJO DE ESTADÍSTICAS.....	34
4 EVALUACION TÉCNICO-ECONOMICA.....	35

4.1	PLAN DE DESARROLLO DEL YACIMIENTO:	35
4.2	INFRAESTRUCTURA	35
4.2.1	Estaciones de recolección, almacenamiento y tratamiento:.....	36
4.2.2	Líneas de producción:	36
4.2.3	Gerenciamiento de activos:	36
4.2.4	Transporte de hidrocarburos:.....	36
4.3	INDICADORES MACROECONÓMICOS.....	37
4.3.1	Inflación:.....	37
4.3.2	Precio del barril de petróleo:	37
4.3.3	Tasa representativa del mercado:	37
4.3.4	Impuestos:.....	37
4.4	PLAN ESTRATEGICO DE LA EMPRESA.....	39
4.4.1	Costo de Levantamiento (Lifting cost):	39
4.4.2	Límite económico:.....	39
4.4.3	Modelo contractual:	40
4.5	RIESGOS.....	40
4.5.1	Riesgo técnico-económico:	41
4.5.2	Riesgo Ambiental:	41
4.5.3	Impacto Social:.....	41
4.5.4	Conflicto Armado:	41
4.6	ÁRBOLES DE DECISIÓN	41
5	PRACTICAS RECOMENDADAS	43
5.1	DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA Y OFERTA.....	43

5.2	DETERMINACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE EL MÉTODO ARBOLES DE DECISIÓN	44
5.3	CURVA DE PRODUCCIÓN:	48
5.4	DETERMINACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN	49
5.5	DETERMINACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS	49
5.6	Flujos de caja.....	50
5.7	TOMA DE DECISIÓN PARA MINIMIZAR INCERTIDUMBRE.....	52
	CONCLUSIONES.....	53
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	54

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Porcentaje de regalías para Hidrocarburos líquidos en Colombia.....	38
Tabla 2. Porcentaje de regalías para Hidrocarburos gaseosos en Colombia.....	38
Tabla 3. Porcentaje impuesto de la renta en Colombia.....	38
Tabla 4. Matriz valoración de variables que afectan el sistema de levantamiento.....	45
Tabla 5. Flujo de caja para cada sistema de levantamiento artificial	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Configuración convencional de un Bombeo Electrosumergible	17
Figura 2. Mecanismo de producción de un sistema de bombeo mecánico	18
Figura 3. Componentes de un sistema de bombeo por cavidades progresivas	20
Figura 4. Configuración convencional de un Levantamiento por gas.....	22
Figura 5. Diagrama componentes de superficie de un sistema de bombeo hidráulico	23
Figura 6. Caídas de presión durante el transporte de fluidos desde el yacimiento hasta los tanques de recolección.....	25
Figura 7. Curva análisis Nodal.	26
Figura 8. Optimización de la producción al incrementar el diámetro de la tubería de producción.	26
Figura 9. Optimización de la producción al incrementar el espesor neto de la arena.	27
Figura 10. Separadores de gas para sistemas de bombeo mecánico.	29
Figura 11. Separadores de gas.	29
Figura 12. Manejadores de gas.	30
Figura 13. Instalación y mecanismo interno de una válvula reguladora de presión	30
Figura 14. Filtro de arena metal-espuma.....	31
Figura 15. Malla control arena.....	31
Figura 16. Separador de arena gravitacional.	32
Figura 17. Rotador de tubería.....	33
Figura 18. Rotador de varilla.....	33
Figura 19. Típico árbol de decisión	42
Figura 20. Gráfica de demanda y oferta.	44
Figura 21. Árbol de decisión con valoración matriz.....	46

Figura 22. Curva límite mecánico de sistemas de levantamiento artificial.	48
Figura 23. Curva extrapolada de producción por sistema de levantamiento.....	48
Figura 24. Gráfico flujo de caja descontado para cada sistema de levantamiento artificial.....	51
Figura 25. Árbol de decisión para selección del sistema de levantamiento artificial más óptimo con incertidumbres.....	52

RESUMEN

TITULO: NUEVAS PRÁCTICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE APLICACIÓN DE ARBOLES DE DECISIÓN *

AUTOR: CAROLINA DEL PILAR CHARRY RIVERA
JOHN FREDY REINA GONZALEZ**

PALABRAS CLAVES: Optimización de producción, Sistemas de levantamiento artificial , Arboles de decisión, Costo de levantamiento.

La inadecuada selección de los sistemas de levantamiento artificial para extracción de la producción de los pozos, puede traer como consecuencia pérdidas de producción y altos costo de levantamiento, al no lograr manejar de manera óptima las condiciones del pozo, haciéndolo inviable económicamente para la operación, y llegando a generar incluso el cierre o abandono temprano del pozo y/o campo.

Los paradigmas de los rangos y condiciones de aplicación de los sistemas de levantamiento artificial vienen siendo re-evaluados con el ingreso de nuevas tecnologías, surgiendo nuevas prácticas que permiten a los Ingenieros de producción aplicar los sistemas donde antes era considerado inviable, mejorando así el performance de los equipos instalados e incremento los volúmenes de extracción de producción.

La aplicación del modelo Arboles de decisión, permite tener en cuenta todas y cada una de las variables técnico-económicas asociadas al proceso de extracción, para obtener los diagramas de decisiones secuenciales que determinan cuáles son las opciones de las distintas decisiones y sus resultados; la opción que evita una pérdida o produce un beneficio extra tiene un valor, lo que permitirá realizar la selección óptima del sistema de levantamiento artificial a instalar en los pozos y

Por lo anterior, este documento pretende mostrar que mediante la aplicación del modelo Arboles de Decisión, es posible integrar todas las variables (Técnicas, económicas, social y HSE) para la determinación del sistema de levantamiento artificial aplicable a cada uno de los campos, maximizando valor a la empresa.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.
Director M. Sc. José Miguel Galindo Sánchez

SUMMARY

TITLE: NEW PRACTICES FOR IMPLEMENTATION OF ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS THROUGH DECISION TREE *

AUTOR: CAROLINA DEL PILAR CHARRY RIVERA
JOHN FREDY REINA GONZALEZ **

KEY WORDS: Production Optimization, Artificial Lift system, Decision tree, Lifting Cost.

The wrong selection of artificial lift systems for well production oil could bring as consequence production losses and high lifting costs, not to control well external condition, making it economic not viable, until speed the economic limit of the field up or abandon wells.

The paradigm of ranges and applicability of artificial lift systems have been evaluated including the entry of new technologies and new practices, that allow petroleum engineer put into practice systems that in the past were not viable, get the performance of equipment and increase the production volume.

The decision tree use make possible to consider all technical and economical variables related to extraction process, obtain the diagrams of sequential decisions to state options of the different decisions and its results, the option that avoids a lose or produces an extra benefit has value, that allows to make an optimum decision of artificial lift system to install on the wells

This document shows that with the application of decision trees model is possible to integrate all variables (Technical, economic, social and HSE) to determinate the artificial lift system applicable to all the fields, increasing the profit of the company.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.

Director M. Sc. José Miguel Galindo Sánchez

GLOSARIO

CAMPO: Área rocosa subterránea que contiene hidrocarburos líquidos o gaseosos.

CONFIABILIDAD: Es la capacidad de desempeñar una función requerida en condiciones establecidas.

GAS: Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos.

GOR: Es la relación entre el gas asociado y medido en pies cúbicos y el número de barriles de petróleo conjuntamente producido durante un periodo dado.

HIDROCARBUROS: Compuestos orgánicos formados por átomos de carbono e hidrogeno. Se encuentra en estado líquido y gaseoso.

INVERSIÓN: Es el acto mediante el cual se adquieren ciertos bienes con el ánimo de obtener ingresos o rentas a lo largo del tiempo.

PETROLEO: Son los hidrocarburos líquidos.

POZO: Hoyo que se hace en la tierra con el propósito de extraer hidrocarburos ó inyectar fluidos.

PWF: Es la presión en fondo del pozo fluyendo.

RIESGOS: Es la probabilidad que una amenaza se convierta en algo latente y medible.

RENTABILIDAD: Hacer referencia a que el proyecto de inversión de una empresa pueda generar suficientes beneficios para recuperar lo invertido y la tasa deseada por el inversionista.

RUNLIFE: Es el tiempo de vida operativa del equipo de fondo de un sistema de levantamiento.

RUNTIME: Es la relación entre las horas de operación de un sistema de levantamiento versus las horas totales de un periodo determinado (generalmente un año) ó durante su vida operativa.

TAMIZAJE: Es un método de separación de fases por el cual se puede separar los componentes de una mezcla:

YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS: Es una estructura geológica delimitada que contiene hidrocarburos líquidos y/o gaseosos.

INTRODUCCION

Los ingenieros de producción que realizan el monitoreo continuo de pozos se ven enfrentados constantemente a la toma de decisiones para la selección-optimización de los sistemas de levantamiento artificial a instalar, y es en esos momentos en que se presenta la mayor dificultad, debido a las múltiples variables que se deben integrar en el proceso de extracción así como los paradigmas en la aplicación de nuevas prácticas y/o tecnologías.

Mediante una buena práctica para la implementación de sistemas de levantamiento artificial se busca obtener la mayor viabilidad técnico-económica (generar valor a la empresa, maximizar la producción al menor costo minimizando riesgos); mediante la optimización de la producción, reducción de costos operativos; logrando una buena rentabilidad, apalancando proyectos que generen el incremento de reservas y así maximizar el tiempo de vida de un campo.

El modelo Arboles de Decisión permite integrar todas las variables que intervienen en el proceso, determinar opciones y sus resultados, convirtiéndose en una herramienta valiosa en la toma de decisiones para la adecuada selección y optimización de los sistemas de levantamiento artificial.

1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La producción de hidrocarburos en un campo petrolífero se realiza mediante la perforación de pozos, los fluidos producidos de estos pozos son transportados mediante tubería de producción desde el fondo hasta las baterías de almacenamiento para su tratamiento y posterior venta. Para transportar estos fluidos se requiere de una energía (Presión) que venza los diferentes esfuerzos que existen durante todo el trayecto; así que en ocasiones solo basta con la presión del yacimiento y en otros casos (la mayoría) se requiere de sistemas de levantamiento los cuales se encargan de aliviar el peso del fluido o incrementar la energía mediante una presión de descarga de la bomba.

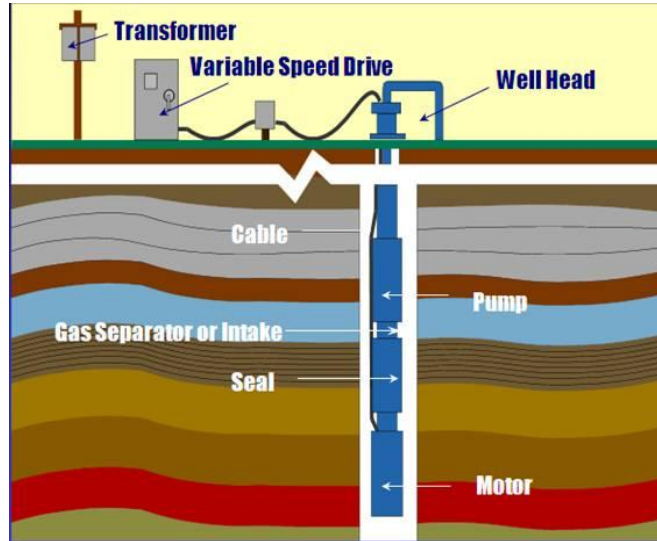
1.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

La bomba electrosumergible convencional se instala en fondo del pozo colgada de la tubería de producción. El motor localizado en el fondo es enfriado por la corriente de fluidos que pasa alrededor de él. El motor es conectado a una sección de protectores que tienen como objetivo muchas funciones importantes para la seguridad del sistema. En la cabeza del protector es instalado un intake o un separador de gas permitiendo la entrada de fluidos hacia la bomba centrífuga, y al mismo tiempo remover un porcentaje de gas de los fluidos provenientes del pozo. Los fluidos son levantados hacia la superficie por una bomba centrífuga multietapa, el corazón del sistema BES.

La potencia requerida para levantar los fluidos la suministra el motor, el cual consume energía eléctrica que es enviada desde la superficie mediante un cable de cobre. La energía requerida por el motor puede ser suministrada por redes eléctricas o plantas de generación. Para brindar protecciones y controlar la potencia se requiere de variadores de frecuencia y transformadores instalados en superficie del pozo.

Figura 1. Configuración convencional de un Bombeo Electrosumergible

Fuente: Baker Hughes



Ventajas:

- Buena aplicación para pozos con altas tasas de fluidos y alto corte de agua.
- Gran facilidad para el monitoreo (local – remoto) y diagnóstico.
- Buen manejo de fluidos corrosivos y con alto GOR.
- Requieren de poco espacio en superficie.
- Aplicables para pozos profundos.

Desventajas:

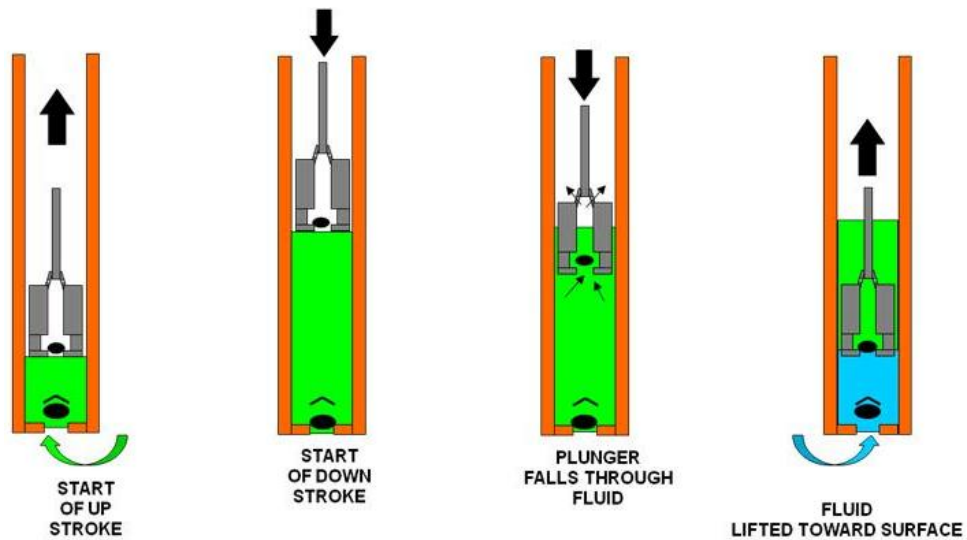
- Tiene baja flexibilidad de operación, se requiere un diseño bien ajustado a las condiciones del pozo.
- Presentan baja confiabilidad en pozos con producción de arena.
- Requieren de un alto estándar de calidad desde su armado, transporte e instalación, ya que cualquier falla en fondo requiere por lo general equipos de servicio de pozo.
- Sin un adecuado diseño, los costos operativos son relativamente altos. La optimización de estos costos dependen de un incremento en el runlife, de consumos de potencia bajo y si están disponibles fuentes energéticas de bajo costo.

1.2 BOMBEO MECÁNICO (BM)

La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotatorio del motor principal en movimiento ascendente y descendente de la sarta de varillas. Este movimiento es denominado recorrido.

Figura 2. Mecanismo de producción de un sistema de bombeo mecánico

Fuente: Weatherford



Una instalación típica de un sistema de bombeo mecánico incluye:

- Equipo de superficie (unidad de bombeo)
- Motor primario
- Varillas
- Bomba de subsuelo

Cualquier diseño que se haga debe considerar estos cuatro componentes, y ninguno se debe diseñar independiente de los otros.

Ventajas:

- Fácil operación y servicio.
- Bajo costos operativos: Consumo de potencia de moderado a bajos, bomba económica y se puede reutilizar el conjunto de varillas dependiendo de los ciclos.
- Factible variar la rata de producción cambiando la velocidad de bombeo o la longitud del servicio.

- Se puede bombear lentamente el pozo con una presión de entrada a la bomba muy baja, a fin de obtener una presión máxima.
- Se utiliza un controlador de “pump off” para minimizar el golpe de fluido, costos de electricidad y daño de varillas.

Desventajas:

- Baja confiabilidad en pozos desviados, producción de arena, alta producción de gas y altos caudales.
- Caída drástica de la eficiencia volumétrica cuando hay gas libre.
- Moderado control de corrosión y sólidos.

1.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

Bomba de desplazamiento positivo; su geometría permite la formación de dos o más cavidades separadas, lenticulares, y en forma de espiral. La capacidad de levantamiento neto de las PCP es función directa del número de cavidades (etapas de la bomba) o líneas de sello; a mayor número de etapas, mayor capacidad de levantamiento. Consiste de dos componentes básicos:

- Estator: Es de material elastomérico torneado internamente como una hélice de “n+1” lóbulos
- Rotor (única parte móvil): Es una pieza de acero de alta resistencia torneada externamente como una hélice de “n” lóbulos

Ventajas:

- Bajos costos operativos, sistema de levantamiento artificial de mayor eficiencia y menores costos de equipos.
- Excelente para producción de crudos altamente viscosos.
- Capacidad para manejar altos contenidos de sólidos y moderado contenido de gas libre.
- Fácil de instalar y operar.
- Bajo mantenimiento de operación. Se requiere mantenimiento rutinario del equipo de superficie.
- Bajo nivel de ruido.

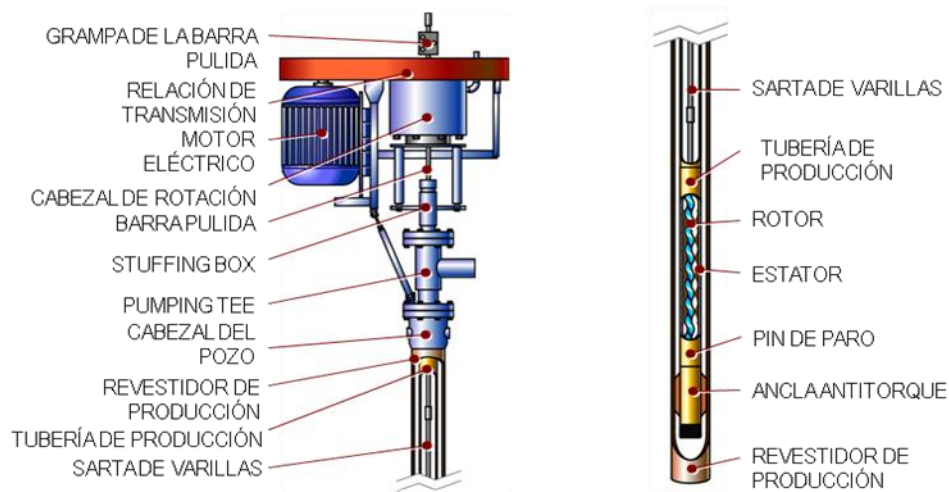
Desventajas:

- Levantamiento neto hasta de 6.000 feet
- Temperatura de operación de hasta 210 °F

- El elastómero tiende a hincharse o deteriorarse cuando es expuesto al contacto con ciertos fluidos (aromáticos, aminas, H₂S, CO₂, etc.).
- Baja eficiencia del sistema cuando existe alto contenido de gas libre.
- Tendencia del estator a dañarse si trabaja en seco, aún por períodos cortos.
- Desgaste por fricción varillas – tubería, especialmente en pozos altamente desviados.
- Tendencia a alta vibración bajo ciertas combinaciones de equipo & condiciones operativas.

Figura 3. Componentes de un sistema de bombeo por cavidades progresivas

Fuente: Weatherford



1.4 GAS LIFT (GL)

Es un proceso que consiste en levantar los fluidos de un pozo mediante el uso de un gas a presión relativamente alta que se inyecta en la columna del fluido en algún punto por debajo del nivel de fluido estático.⁵ El gas inyectado se mezcla con los fluidos del pozo dentro la tubería de producción ocasionando una disminución en la densidad de fluidos, logrando que la presión del yacimiento levante los fluidos hacia la superficie.

Generalmente se utiliza este sistema cuando el yacimiento presente altas tasas de producción, alta productividad, gas en solución y presiones de producción en el fondo del pozo relativamente altas. El gas que resulta de la separación en las

baterías de recolección y tratamiento es comprimido mediante plantas compresoras y distribuido hacia los pozos mediante líneas de inyección de alta presión.

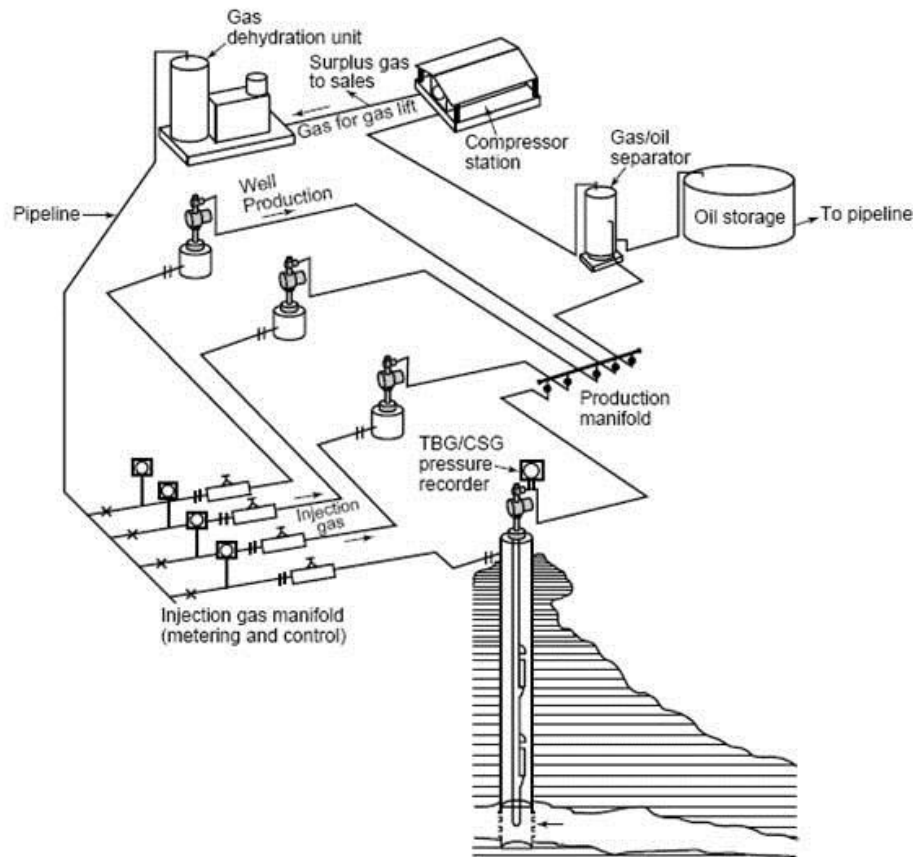
Ventajas:

- Aplicable para pozos desviados.
- Sistema de fondo tiene mayor confiabilidad, debido al número relativamente pequeño de partes móviles.
- Los costos de operación inicialmente son mucho menor comparado con otros sistemas de levantamiento, particularmente a grandes profundidades.
- Ideal para yacimientos de alta presión y con relaciones gas-petróleo relativamente altas.
- La producción de arena en los fluidos no afecta los equipos.
- La mayor cantidad de equipos del sistema es instalado en superficie y centralizado, donde puede ser fácilmente realizar mantenimiento, inspección y reparación.

Desventajas:

- Espacios excesivos entre los pozos puede dificultar el uso de una fuente centralizada de gas a alta presión, y por ende incrementar drásticamente los costos operativos.
- Disponibilidad de altos volúmenes de gas.
- Cuando el gas que se va a utilizar en el levantamiento es muy corrosivo, incrementa los costos de tratamientos al gas, anticorrosivos o costos de integridad de líneas.
- La inversión inicial es relativamente más costosa comparada con otros sistemas.
- A medida que incrementa el tiempo de producción de un yacimiento se vuelve ineficiente por la disminución de la presión de yacimiento, incremento del corte de agua y/o disminución de la producción de gas.
- Las instalaciones de superficie requieren gran espacio.

Figura 4. Configuración convencional de un Levantamiento por gas
Fuente: Ecopetrol S.A



1.5 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET (BH)

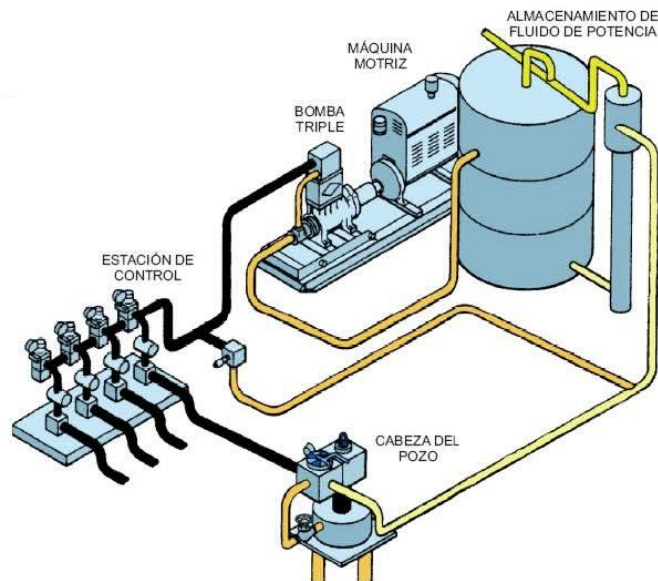
Es un mecanismo de producción de pozos petroleros, que actúa mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción. La bomba de subsuelo actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía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

La bomba de subsuelo tipo Jet, logra su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos. La alta presión del fluido motriz enviado desde la superficie pasa a través de una boquilla donde su energía potencial o presión es convertida en energía cinética en la forma de chorro de

fluido a gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.

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

Figura 5. Diagrama componentes de superficie de un sistema de bombeo hidráulico
Fuente: Ecopetrol S.A



Ventajas

- Flexibilidad en la tasa de producción.
- Cálculo de la P_{wf} en condiciones fluyentes por el programa de diseño.
- La bomba Jet no tiene partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- Puede ser instalada en pozos desviados.
- Pueden ser fácilmente operadas a control remoto.
- Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente. Esta ventaja es muy importante porque reduce los requerimientos de los equipos de reacondicionamiento (workover) para hacer el mantenimiento a los equipos de subsuelo.

- La bomba Jet es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.
- Muy apropiadas para instalación de medidores de presión debido a su baja vibración.
- Muy apropiadas para zonas urbanas o cerca de zonas urbanas, plataformas costa afuera y zonas ambientalmente sensibles.
- Puede manejar fluidos contaminados con CO₂, SO₂, gas y arena.

Desventajas

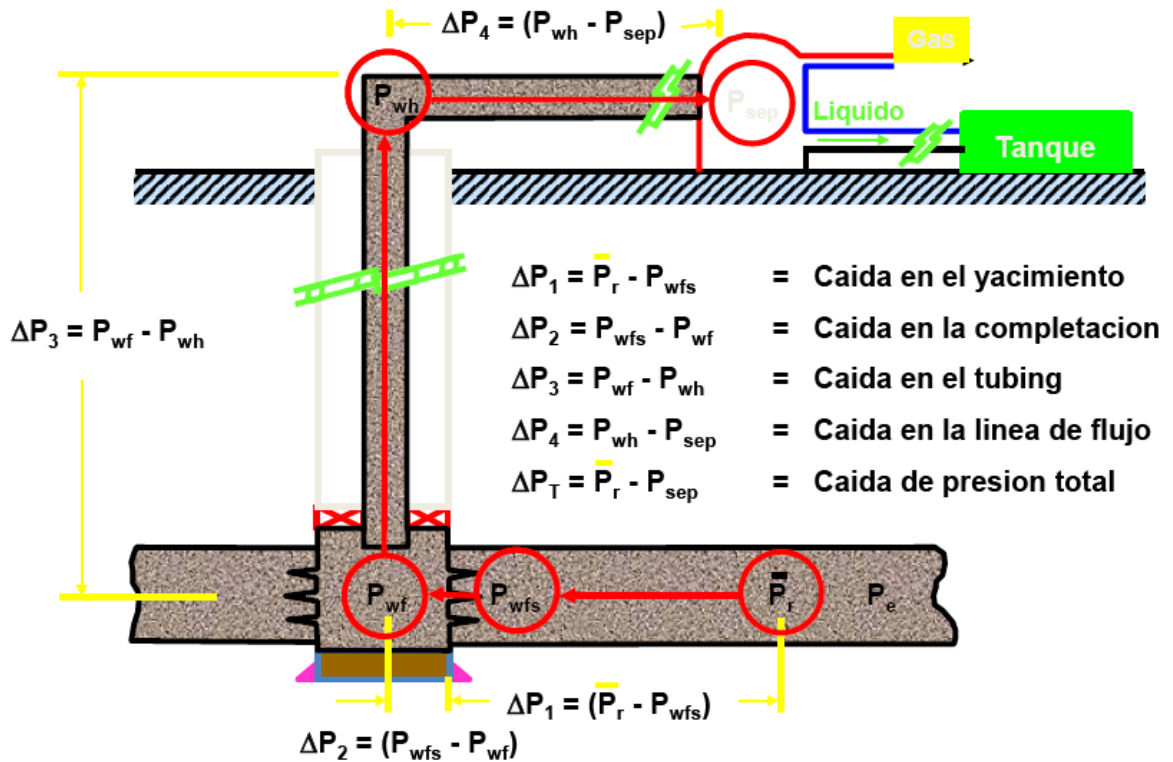
- Costo inicial alto por facilidades de superficie
- Fluido motriz debe estar en condiciones para inyección (BSW, Sólidos)
- Problemas de corrosión
- Las instalaciones de superficie presenta alto riesgo por la presencia de altas presiones que se manejan
- No es recomendable para pozos de alta RGP
- El diseño es complejo
- Altos costos por tratamiento químico al fluido motriz
- Taponamiento constante de bomba de fondo por presencia de sólidos

2 ANALISIS NODAL

Mediante un análisis de diferentes puntos (nodos) que involucren un sistema de extracción se determina la capacidad de aporte de un pozo, las diferentes variables que más afectan el desempeño (pérdidas de producción) y los posibles planes para la optimización del pozo.

Figura 6. Caídas de presión durante el transporte de fluidos desde el yacimiento hasta los tanques de recolección.

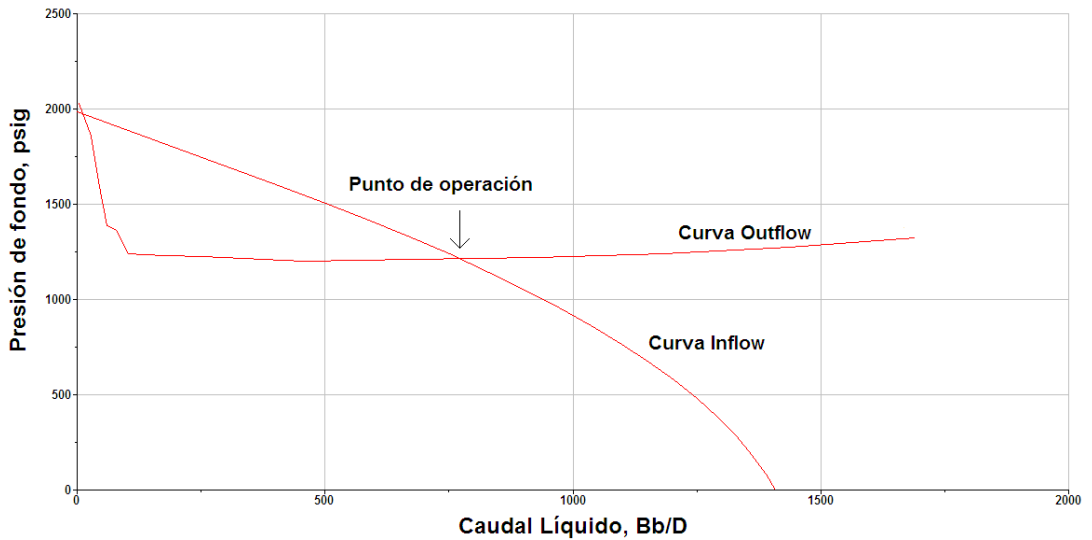
Fuente: NTC Energy Group



Cuando se realiza el análisis de un nodo en particular, aguas arriba de este nodo es llamado la afluencia o curva de oferta (inflow en inglés) y aguas abajo la efluencia o curva de demanda (outflow en inglés) y se grafica acorde a la figura 7.

Figura 7. Curva análisis Nodal.

Fuente: Edison Gil y Alexander Chamorro, Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros



Acorde a la figura 7, si el punto de operación correspondiera a la cara de la formación, se observaría el efecto de los cambios cuando se incrementa el diámetro de la tubería de producción:

Figura 8. Optimización de la producción al incrementar el diámetro de la tubería de producción.

Fuente: PMRE Department, BUET

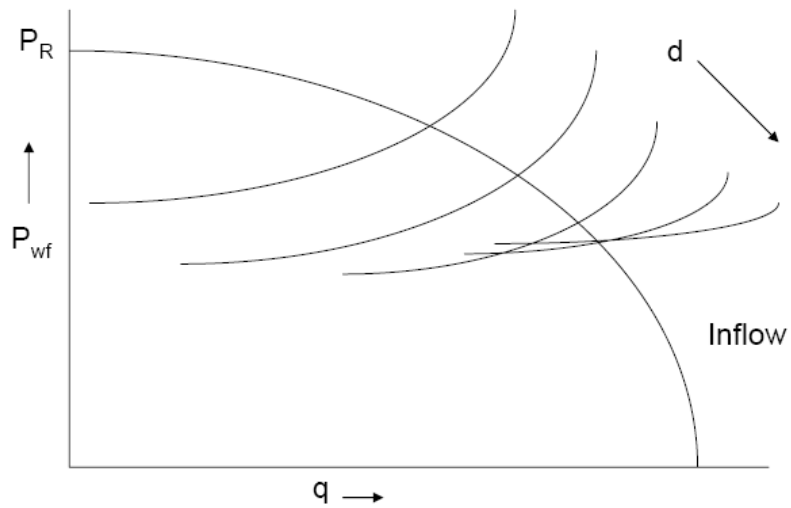
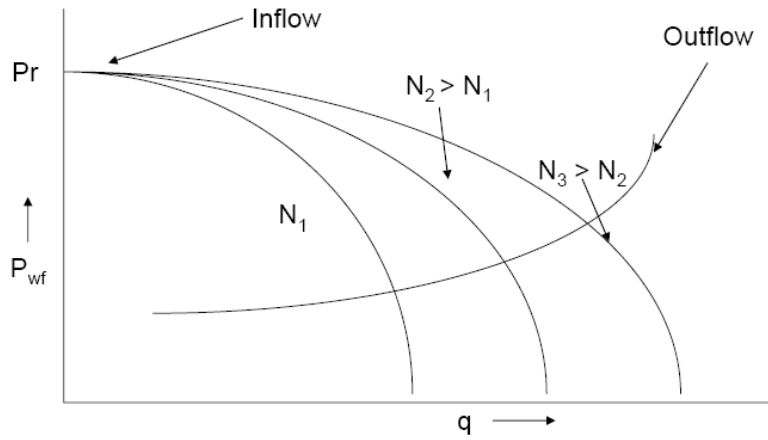


Figura 9 corresponde al efecto de aumentar el espesor neto de la formación (N):

Figura 9. Optimización de la producción al incrementar el espesor neto de la arena.

Fuente: PMRE Department, BUET



3 NUEVAS PRÁCTICAS PARA OPTIMIZAR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En la actualidad existen muchas tecnologías y prácticas para la optimización de los sistemas de levantamiento artificial, las cuales al ser usadas de manera inadecuada, pueden generar altos costos operativos e incluso el cierre temprano del campo; por ello, la importancia de identificar las variables que impactan en mayor proporción y romper los paradigmas que se tienen técnicamente para su aplicación.

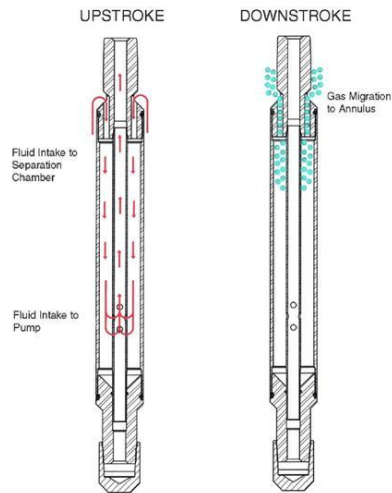
3.1 MANEJO DEL GAS:

3.1.1 Separadores de gas:

Los separadores de gas son diseñados para separar el gas libre del fondo del pozo antes de entrar los fluidos a la bomba, eliminando los problemas asociados al manejo de gas como bloqueos y baja eficiencias de la bomba.

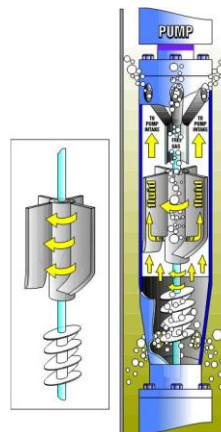
El separador de gas utilizado en sistemas de bombeo mecánico es instalado directamente por debajo de la bomba. Durante la carrera ascendente de la bomba, los fluidos son conducidos a través de los puertos hacia la cabeza del separador. Durante la carrera descendente el gas libre es separado por los mismos puertos del separador, mientras que los fluidos son conducidos hacia la bomba.

Figura 10. Separadores de gas para sistemas de bombeo mecánico.
Fuente: Weatherford

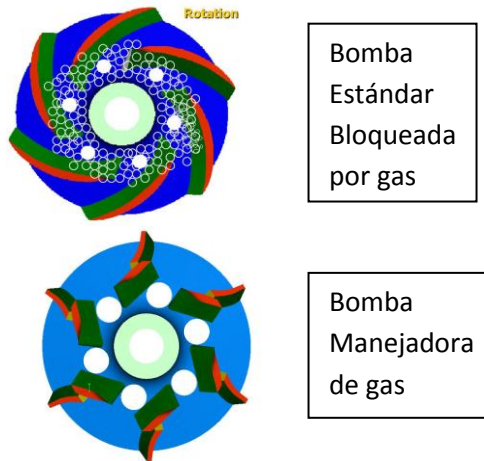


El separador de gas y las bombas manejadores de gas aplicados en los sistemas de bombeo electrosumergible han mejorado notablemente en la optimización de la eficiencia de este sistema con relación gas aceite que anteriormente eran inviables operativamente. Los separadores de gas consisten en liberar el gas mediante métodos mecánicos como la fuerza centrífuga; mientras que los manejadores de gas permiten que el gas que no se haya liberado en los separadores de gas sean licuefactado mediante la homogenización de la mezcla.

Figura 11. Separadores de gas.
Fuente: Baker Hughes Centrilift



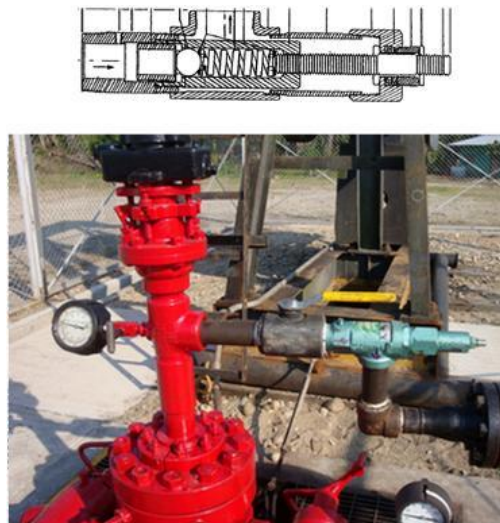
**Figura 12. Manejadores de gas.
Fuente: Baker Hughes Centrilift)**



3.1.2 Válvulas reguladoras de presión (back pressure regulators -BPR-):

La instalación de la BPR en la línea de producción permite incrementar la presión del sistema aguas atrás y mantenerla constante, forzando el gas a estar en solución y evitando su liberación-expansión en la bomba y tubería de producción, evitando así el bloqueo o interferencia por gas en pozos BM y BES.

**Figura 13. Instalación y mecanismo interno de una válvula reguladora de presión
Fuente: Ecopetrol S.A.**



3.2 MANEJO DE SÓLIDOS:

3.2.1 Mallas-filtros:

Se utilizan en la entrada de fluidos de los sistemas de levantamiento artificial con el fin de evitar la entrada de los sólidos a la bomba, sin embargo estas mallas tarde o temprano se taponarán ocasionando la falla del equipo. El tamaño de las aperturas de esta malla depende del tamizaje de los sólidos empleados

Figura 14. Filtro de arena metal-espuma.

Fuente: Novomet



Figura 15. Malla control arena.

Fuente: Novomet

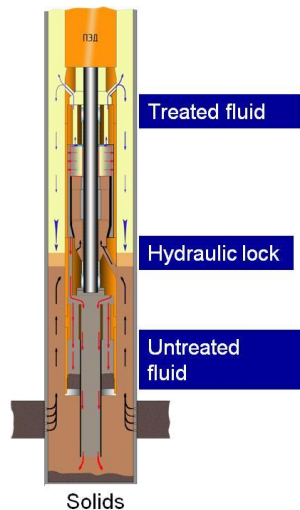


3.2.2 Trampas de sólidos:

Son diseñados para separar sólidos en suspensión de los fluidos de producción del pozo antes de entrar a la bomba de subsuelo mediante mecanismo físico (diferencia de densidad), con el objeto de evitar daños prematuros de la misma. En la actualidad se cuenta con separadores de sólidos diseñados para sistemas de bombeo mecánico y electrosumergible, los cuales son los que menor tolerancia presentan al manejo de sólidos.

Figura 16. Separador de arena gravitacional.

Fuente: Novomet



3.3 MANEJO DE ESFUERZOS

El sistema de bombeo mecánico por ser un sistema de movimiento ascendente-descendente es muy propenso a los esfuerzos que genera las fuerzas axiales generando contrapresión y rozamiento con la tubería, por tanto el éxito de incrementar su vida útil depende de reducir estos esfuerzos.

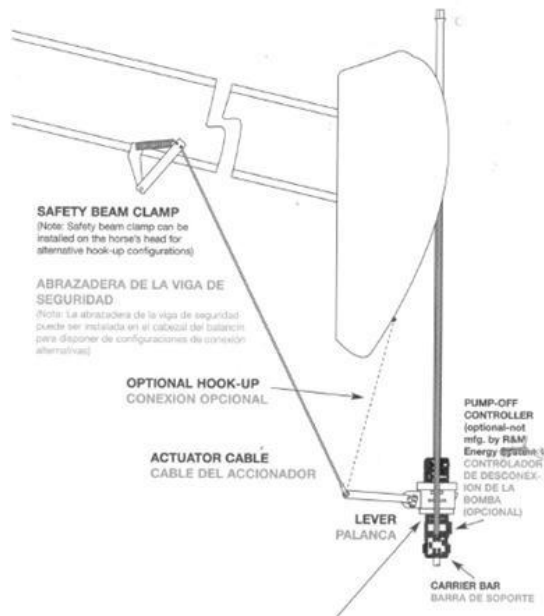
3.3.1 Rotadores de varilla y tubería:

Los rotadores de varilla y tubería tienen un mecanismo de engranajes que permiten rotar la varilla y tubería mediante un mecanismo mecánico (mismo movimiento de la unidad) ó eléctrico (mediante pequeños motores eléctricos); permiten aumentar la vida operacional (aún con rozamiento severo de la tubería, bomba, varilla y centralizadores), permitiendo un desgaste parejo.

Figura 17. Rotador de tubería
 Fuente: R&M Energy Systems



Figura 18. Rotador de varilla
 Fuente: R&M Energy Systems



3.3.2 Unidades Rotaflex:

Es una unidad de bombeo de carrera larga que permite incrementar la extracción de fluidos con menor ciclos de esfuerzos de varilla, incrementando el tiempo útil de vida de estos materiales.

3.3.3 Variadores de Frecuencia:

Permite establecer intervalos de tiempo para la realización del ciclo ascendente-descendente de la unidad, teniendo en cuenta la carga de fondo, disminuyendo los esfuerzos sobre la sarta.

3.4 MANEJO DE ESTADÍSTICAS

Mediante el seguimiento estadístico de todas y cada una de las variables operativas de los pozos, es posible identificar su nivel de impacto en el sistema de levantamiento artificial, permitiendo centrar la atención, en aquellas variables que pudieran generar falla prematura del equipo del equipo, pérdida de producción e incremento de los costos operativos.

Las estadísticas de análisis de fallas de los sistemas de levantamiento artificial en un periodo representativo de tiempo, permite identificar la certeza de la información suministrada en la selección de los equipos de fondo, asertividad en la aplicación de tecnologías y prácticas, performance de los equipos a las condiciones más críticas, etc, así como el plan de acción a seguir en mejora de la aplicabilidad de los equipos e incrementos del Run life.

Además de ser una herramienta para la optimización de los equipos, con el análisis estadístico permite determinar la probabilidad del tiempo de falla, el cual permitirá realizar análisis económicos del sistema.

4 EVALUACION TÉCNICO-ECONOMICA

La evaluación técnico-económica para la aplicación de un determinado sistema de levantamiento artificial en pozos o campos petroleros, debe tener en cuenta el plan de desarrollo del yacimiento, infraestructura disponible, aplicabilidad del sistema, riesgos asociados e indicadores macroeconómicos y plan estratégico de la empresa.

4.1 PLAN DE DESARROLLO DEL YACIMIENTO:

Se realiza acorde a un estudio integrado del yacimiento, en el cual se delimita la estructura del yacimiento, mecanismo de energía, volumen del yacimiento, y se pronostica las reservas que se podrían recuperar en los periodos siguientes.

Es indispensable para los ingenieros de producción saber qué tipos de trabajos de optimización como estimulaciones y fracturamiento se realizarán para tener en cuenta a corto plazo la selección del sistema de levantamiento a utilizar, conocer los pronósticos de producción esperados con sus relaciones de gas, agua, crudo y sólidos.

Igualmente para el tipo de recobro a utilizar en un tiempo en el yacimiento es indispensable para determinar si el tipo o tipos de sistema de levantamiento son económicamente viables para la nueva producción a esperar o de lo contrario si son económicamente viables para el tiempo en donde se espera que haga efecto el recobro mejorado.

4.2 INFRAESTRUCTURA

La ubicación geográfica del campo, medios de accesibilidad y la infraestructura con la que se cuenta es indispensable para la estrategia de aplicación de sistemas de levantamiento artificial.

4.2.1 Estaciones de recolección, almacenamiento y tratamiento:

Aunque generalmente la construcción de estas estaciones son antes de saber con certeza la cantidad y calidad de los fluidos de producción, es indispensable una óptima eficiencia de cada una de los procesos de estos sistemas con el fin de minimizar costos y obtener un buen rango operativo. Los costos más representativos de estos sistemas son el tratamiento químico, sin embargo, se puede disminuir o eliminar con un previo tratamiento mecánico con vasijas o tanques.

El sistema de bombeo electrosumergible es muy adecuado para manejar grandes volúmenes, sin embargo cuando las facilidades de superficie son limitadas, este sistema cuenta con tecnologías de separar los fluidos a fondo e inyectarlo en otra formación independiente. También cuando se requiere de un precalentamiento de los fluidos para el tratamiento de emulsiones, el sistema electrosumergible calienta los fluidos mediante el intercambio de calor del motor de fondo.

4.2.2 Líneas de producción:

Aunque generalmente la mayor potencia requerida es en el levantamiento de fluidos desde fondo a superficie, es muy importante poder determinar el óptimo diámetro de las líneas de superficie y facilidades con el fin de disminuir las pérdidas asociadas.

Una adecuada integridad en las líneas de superficie es importante debido a los impactos ambientales, costos y sanciones. Hay que conocer el régimen de flujo que modifica cada sistema y la caracterización de esos fluidos transportados con el fin de determinar el tratamiento o implementación de metalurgias resistentes a la corrosión.

4.2.3 Gerenciamiento de activos:

Entre mayor infraestructura instalada mayores serán los costos de mantenimiento y tributarios, por tanto es adecuado determinar los equipos necesarios sin castigar los requerimientos de la operación.

4.2.4 Transporte de hidrocarburos:

El transporte de hidrocarburos es un factor que generalmente no se tiene en cuenta para los análisis económicos, sin embargo éste es importante cuando se trata de hidrocarburos pesados o que se requieran transportar por carrotanques, ya que el costo se incrementa notablemente.

4.3 INDICADORES MACROECONÓMICOS

4.3.1 Inflación:

Es el incremento generalizado de los precios de bienes y servicios con relación a una moneda durante un período de tiempo determinado, reflejando la disminución del poder adquisitivo de la moneda. La inflación afectará negativamente el flujo de caja de un proyecto, debido a que los costos se incrementarán al porcentaje que se tenga proyectado.

4.3.2 Precio del barril de petróleo:

Es el valor en dólares que se le da a un barril de petróleo, el cual equivale a 42 galones. Aunque generalmente este precio está ligado por la relación de producción – demanda, en los últimos años se ha venido afectando por las especulaciones. Este valor afecta positivamente el flujo de caja de un proyecto, y se prevé que para los próximos años incremente.

4.3.3 Tasa representativa del mercado:

Muestra la relación que existe entre dos monedas. Los principales compradores del país lo hacen con divisas americanas y dependiendo del valor que tenga ésta con respecto al peso colombiano afectará positiva o negativamente el flujo de caja de un proyecto.

4.3.4 Impuestos:

Es una prestación tributaria obligatoria en dinero al Estado en virtud de su poder coactivo, en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de satisfacer las necesidades colectivas. Los impuestos que afectan negativamente el flujo de caja de un proyecto son:

- **Regalías:** El porcentaje de regalías de hidrocarburos líquidos varía entre el 8% y el 25%, y se determina según la siguiente tabla:

Tabla 1. Porcentaje de regalías para Hidrocarburos líquidos en Colombia

Fuente: Ley 756 de 2002, artículo 16

VOLUMEN DIARIO PROMEDIO MES POR CAMPO	PORCENTAJE
Hasta 5.000 barriles por día	8%
Entre 5.000 y 125.000 barriles por día	$8 + (\text{producción} - 5.000) * 0,10$
Entre 125.000 y 400.000 barriles por día	20%
Entre 400.000 y 600.000 barriles por día	$20 + (\text{producción} - 400.000) * 0,025$
Más de 600.000 barriles por día	25%

Las regalías por la explotación de gas se obtienen de aplicar el siguiente porcentaje sobre las regalías equivalentes por la explotación de crudo:

Tabla 2. Porcentaje de regalías para Hidrocarburos gaseosos en Colombia

Fuente: ley 756 de 2002, artículo 16

UBICACIÓN	PORCENTAJE
Tierra firme y costa afuera hasta una profundidad a 1.000 pies	80%
Costa afuera a una profundidad mayor a 1.000 pies	60%

Un barril de petróleo equivale a 5.700 pies cúbicos de gas.

- **Impuesto a la renta:** es un impuesto que grava los ingresos de las personas, empresas, u otras entidades legales. En Colombia el porcentaje de impuesto a la renta se encuentra resumida en el siguiente cuadro:

Tabla 3. Porcentaje impuesto de la renta en Colombia

Fuente: ley 756 de 2002, artículo 16

Tasa de Impuesto a la Renta Corporativa (%)	36.7
Tasa de Impuesto a las Ganancias de Capital (%)	35
Tasa de Impuesto a las Filiales (%)	36.7
Tasa de Retención de Impuesto a la Renta	
Dividendos (%)	7
Intereses (%)	39.55
Royalties (%)	39.55
Servicios (%)	10
Impuesto de Remisión a Filiales (%)	7

4.4 PLAN ESTRATEGICO DE LA EMPRESA

Las empresas, acorde a su visión generan metas a corto y largo plazo y dependiendo de estas, debe guiarse la aplicación de sistemas de levantamiento. Dependiendo de esto se genera hasta cuando un campo es rentable para la empresa.

4.4.1 Costo de Levantamiento (Lifting cost):

Corresponde a todos los costos operativos asociados a la extracción de un barril de hidrocarburo. Es de vital importancia tener una política de costos mediante un análisis determinar qué proceso o materiales son los que mayor impactan con el fin de realizar los ajustes necesarios para su optimización y por ende viabilidad de proyectos y del campo.

4.4.2 Límite económico:

Se alcanza cuando los ingresos son menores a los egresos desembolsables. El límite económico de un campo está relacionado con los costos operativos y la producción de hidrocarburos del campo. Las reservas de un campo son los volúmenes de hidrocarburos probables que se encuentran en el yacimiento y se pueden extraer hasta el límite económico.

Los proyectos petroleros tienden a generar valor y a incrementar las reservas, pero si los costos operativos son muy altos tienden a castigar la ejecución de cualquier proyecto. Los costos de levantamiento están relacionados a la producción y los costos operativos, por tanto es indispensable seleccionar sistemas de levantamiento de alta eficiencia, es decir, maximizar la extracción de hidrocarburos al menor costo.

Para campos con límite económico relativamente corto, es indispensable la aplicación de sistemas de levantamiento con alta optimización: de alta confiabilidad y disponibilidad, baja inversión, y bajos costos operativos. Generalmente los campos que están llegando a su límite económico son campos con pozos de baja productividad y por tanto sistemas económicos como el PCP o bombeo mecánico son los más apropiados.

Caso contrario puede ocurrir con campos con límite económico relativamente largo, sin embargo, el mayor impacto son las estrategias que se implementaran acorde al estudio integrado del yacimiento para maximizar la vida del campo.

4.4.3 Modelo contractual:

Los costos de bienes y/o servicios también dependen de la capacidad de negociación que tenga la empresa y que porcentaje de riesgo esté dispuesto asumir.

En contratos de servicios de sistemas de levantamiento artificial, las empresas operadoras generalmente con poca aversión al riesgo buscan cooperación empresarial y contratos a largo plazo que pueden compartir los riesgos asociados y llegar a ser durante el transcurso del tiempo más económicos en pozos con alto riesgo. Las características más importantes de estos modelos son:

- La vigencia del contrato es mayor a un año.
- Estudio y análisis de las actividades del contrato.
- Desarrollo de un nuevo producto, procedimiento o de una investigación no desarrollada.
- Compartir riesgos y capital. Los proveedores de bienes y/o servicios asumen penalidades y garantías cuando ocurran fallas prematuras o fallas externas al proceso, pero también asumen bonificación en caso contrario.
- Transferencia y acceso a tecnología a través de contratos de Know-How y de asistencia técnica.

Sin embargo en ocasiones con pozos o campos de bajo riesgo, las empresas operadoras lo asumen, repercutiendo en costos iniciales relativamente más bajos:

- La vigencia del contrato son cortas, menor a un año.
- No hay garantías ó son mínimas, durante un corto tiempo. Por tanto si ocurren fallas prematuras, la empresa operadora asume el costo en casi su totalidad.
- No se pueden desarrollar tecnologías por el corto tiempo del contrato.

4.5 RIESGOS

Los riesgos latentes y medibles de un campo específica aumentan los costos servicios y suministros, además no es fácil conseguir una buena oferta ya que son muy pocas las compañías de servicios que se arriesgan a las zonas de alto impacto.

4.5.1 Riesgo técnico-económico:

Son aquellas actividades o servicios que por una inadecuado estándar ó aplicabilidad pueden ocasionar daños prematuros a los equipos y/o pozos, generando costos adicionales.

4.5.2 Riesgo Ambiental:

Zonas de bajo accesibilidad y de alta vulnerabilidad ya sea por operación o terceros, los medios remotos para monitorear y controlar el cierre y apertura de los pozos es indispensable.

4.5.3 Impacto Social:

En campos aledaños a zonas urbanas o rurales y asentamientos indígenas, los sistemas de levantamiento que se deben de aplicar deberán ser aquellos que menor impacto ocasionen a la comunidad, es decir sistemas que menor contaminación visual, ruido y ambiental generen. Para este caso sistemas de levantamiento como el bombeo mecánico presenta grandes desventajas debido a que su infraestructura depende de los volúmenes a sacar.

4.5.4 Conflicto Armado:

Generalmente en zonas de alto impacto, los atentados a la infraestructura petrolera son comunes, por ende sistemas de levantamiento con infraestructura menos vistosa como los sistemas de bombeo PCP o electrosumergible son los más recomendados.

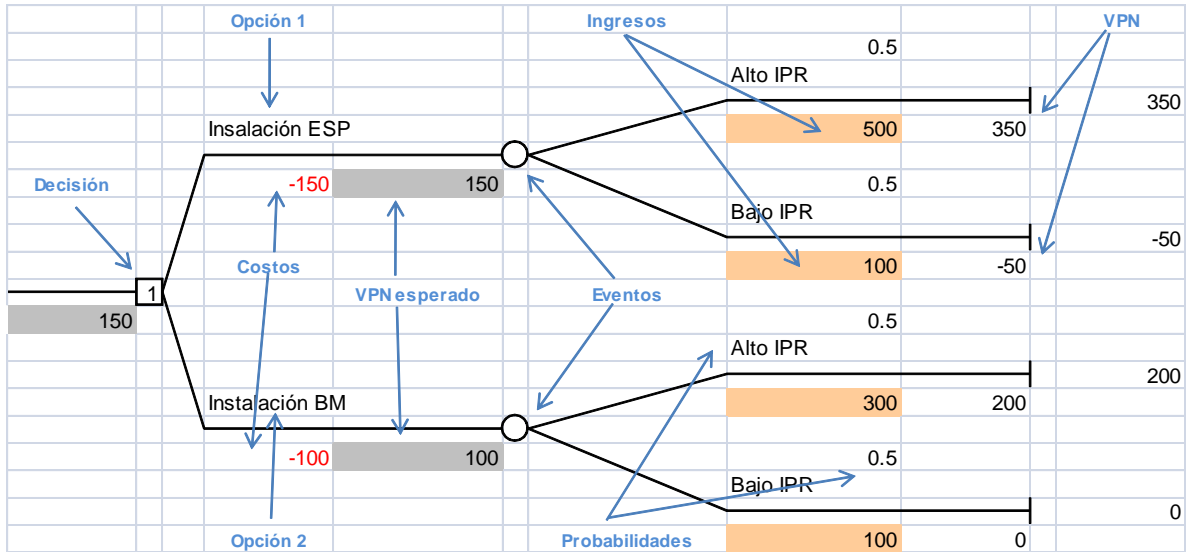
Igualmente por el difícil acceso el sistema de levantamiento artificial deberá ser aquel bajo condiciones del pozo el más confiable y permitir tener un sistema remoto que permita medir las variables de superficie y de fondo con el fin de evitar el menor tiempo de visita del pozo.

4.6 ÁRBOLES DE DECISIÓN

Los árboles de decisión son diagramas de decisiones secuenciales que ayudan a determinar sus posibles resultados; el uso de los árboles de decisión por parte de los ingenieros de producción puede ayudarle a determinar cuáles son sus opciones al mostrarles las distintas decisiones y sus resultados. La opción que evita una pérdida o produce un beneficio extra tiene un valor.

Figura 19. Típico árbol de decisión

Fuente: TreePlan FAQ



5 PRACTICAS RECOMENDADAS

La implementación y aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial debe ser la resultante de una estrategia Integral que involucre todas y cada una de las variables asociadas, y que permitan obtener la mayor viabilidad técnico-económica para la compañía (generar valor a la empresa, maximizar la producción al menor costo minimizando riesgos).

Mediante el modelo Arboles de Decisión es posible integrar todas las variables, determinar opciones, distintas decisiones y sus resultados.

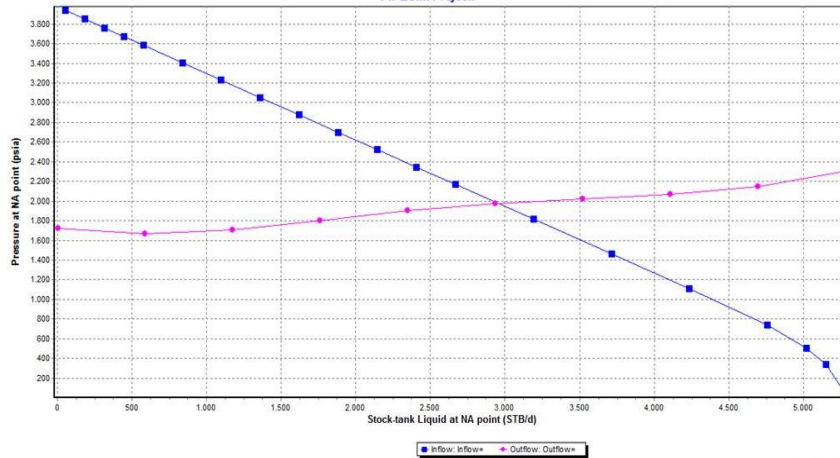
Los pasos a seguir son determinar la curva de demanda y oferta, posteriormente de determinar los diseños de cada sistema se realiza una matriz de aplicabilidad y mediante árboles de decisión se escoge el número de sistemas que más aplique, los cuales se cotejará con la curva de límite mecánico para que al final se realice una comparación de flujo de caja de cada uno de ellos y se escogerá el que mayor genere valor.

5.1 DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA Y OFERTA

Realizando un análisis nodal se determina la capacidad productiva de un pozo combinando los distintos elementos que pueden estar involucrados desde el fondo del pozo hasta los tanques de recibo.

Figura 20. Gráfica de demanda y oferta.

Fuente: Pipesim, Schlumberger.



Con la capacidad del pozo, se realiza el mejor diseño para cada sistema de levantamiento, se dimensiona y se determina el consumo de potencia requerido, y la probabilidad de tiempo de operación acorde a estadísticas de campo u opinión de expertos.

5.2 DETERMINACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE EL MÉTODO ARBOLES DE DECISIÓN

Creación de matrices en las cuales se representa el comportamiento de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial en cada una de las variables y/ó límites mecánicos; se asigna calificación acorde a las propiedades del campo:

- 0: Nulo desempeño
- 1: Bajo desempeño
- 3: Medio desempeño
- 5: Alto desempeño

Se realiza la ponderación de cada sistema de levantamiento en una matriz, como lo muestra la tabla 4; a su vez cada matriz tiene un peso en porcentaje de acuerdo a su nivel de impacto para el campo.

Tabla 4. Matriz valoración de variables que afectan el sistema de levantamiento

Fuente: John Reina-Carolina Charry

YACIMIENTO								
Sist. Levantamiento	API (27°)	Precipitación Scale	Sólidos	Temperatura (250 °F)	Producción de Agua	Viscosidad	Adaptibilidad al Plan	Puntaje Promedio
Bombeo Mecánico	5	3	1	5	3	3	3	3.83
Bombeo Cavidades Progresivas	5	1	5	3	3	3	1	3.50
Gas Lift	5	1	5	5	1	3	1	3.50
Bombeo Hidráulico	5	1	3	5	3	5	1	3.83
Bombeo Electrosumergible	5	5	3	3	5	3	5	4.83

POZO						
Sist. Levantamiento	Diametro csg	Profundidad	Desviación	Producción	Corrosión	Puntaje Promedio
Bombeo Mecánico	3	3	1	3	3	2.60
Bombeo Cavidades Progresivas	3	1	3	3	3	2.60
Gas Lift	3	3	3	3	1	2.60
Bombeo Hidráulico	3	3	5	3	3	3.40
Bombeo Electrosumergible	3	5	3	5	5	4.20

EQUIPO							
Sist. Levantamiento	Eficiencia	Flexibilidad	Operación	Confiabilidad	Runtime	Monitoreo	Puntaje Promedio
Bombeo Mecánico	3	5	5	5	3	3	4.00
Bombeo Cavidades Progresivas	5	5	5	3	3	3	4.00
Gas Lift	3	5	3	3	3	1	3.00
Bombeo Hidráulico	1	3	3	3	3	1	2.33
Bombeo Electrosumergible	3	3	5	5	5	5	4.33

ECONOMICO			
Sist. Levantamiento	Costo de capital	Costo Operacional	Puntaje Promedio
Bombeo Mecánico	3	5	4.00
Bombeo Cavidades Progresivas	5	5	5.00
Gas Lift	1	1	1.00
Bombeo Hidráulico	1	1	1.00
Bombeo Electrosumergible	3	3	3.00

RIESGO			
Sist. Levantamiento	Ambiental	Social	Puntaje Promedio
Bombeo Mecánico	1	1	1.00
Bombeo Cavidades Progresivas	1	5	3.00
Gas Lift	1	5	3.00
Bombeo Hidráulico	1	5	3.00
Bombeo Electrosumergible	3	3	3.00

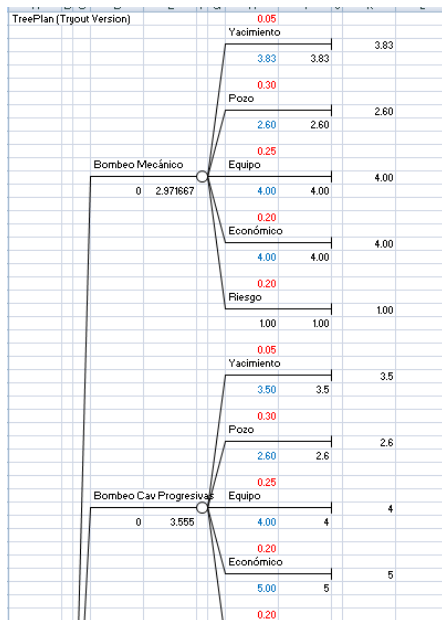
FACTOR	PESO
YACIMIENTO	0.05
POZO	0.30
EQUIPO	0.25
ECONOMICO	0.20
RIESGO	0.20
	1.00

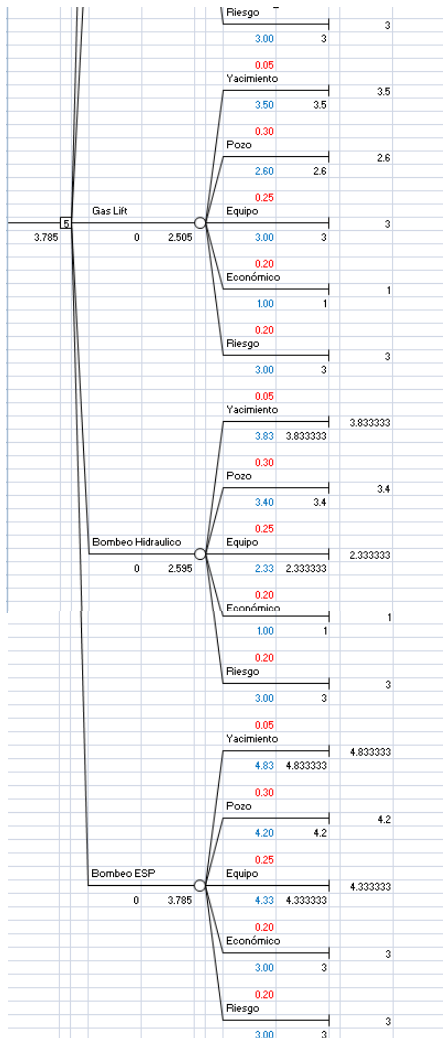
Una vez realizado la matriz, se construye al árbol de decisión de izquierda a derecha (figura 21), incluyendo como opciones cada sistema de levantamiento artificial, en este caso la probabilidad sería el peso de cada factor de la matriz correspondiente y el puntaje promedio sería el ingreso. En este caso no se coloca los costos de cada sistema.

Aunque la decisión resultante del árbol de decisión estará definida en el nodo principal y corresponda a la mejor alternativa, falta realizar el análisis económico del sistema, por tanto es importante escoger dos o tres sistemas de levantamiento adicionales cuyo valor esperado sean cercanos al escogido por el nodo.

Figura 21. Árbol de decisión con valoración matriz.

Fuente: TreePlan FAQ

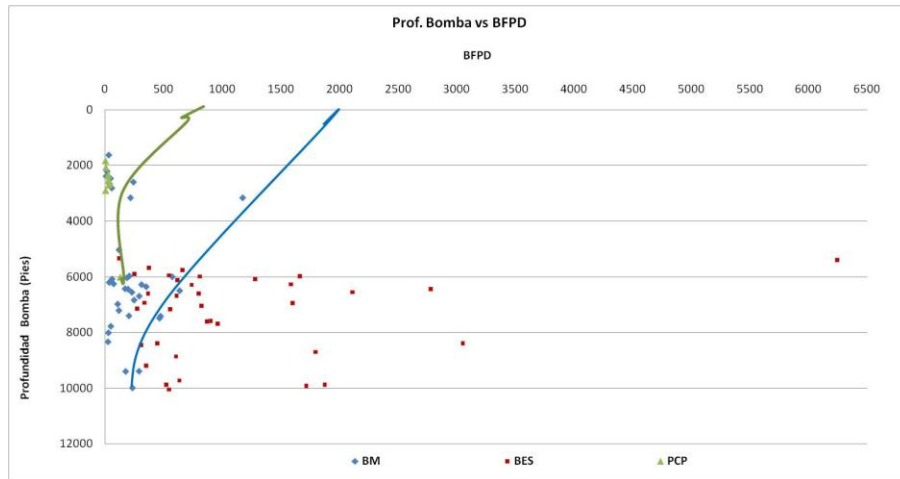




Es importante en todo momento, lograr disminuir al máximo posible la incertidumbre; la construcción de la curva de límites mecánicos en los pozos, contribuye para descartar los sistemas de levantamiento que no tienen aplicabilidad (a pesar de aplicar nuevas tecnologías), como su nombre lo indica por estar limitados mecánicamente.

La construcción de esta curva (figura 22) se realiza mediante simulaciones de cada uno de los pozos en un determinado sistema de levantamiento, pudiendo identificar cual es la máxima extracción y profundidad posible, de acuerdo al estado mecánico del pozo.

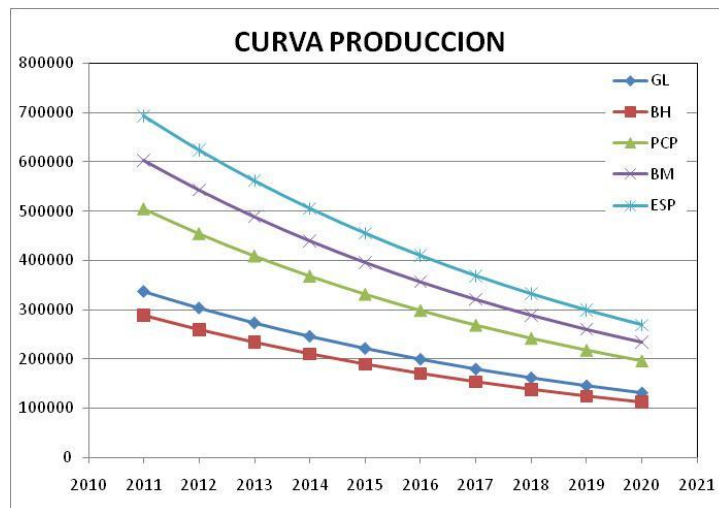
Figura 22. Curva límite mecánico de sistemas de levantamiento artificial.
Fuente: Ecopetrol S.A



5.3 CURVA DE PRODUCCIÓN:

Una vez definida las posibles alternativas de aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial, se modela la producción que extraerá cada sistema, teniendo en cuenta: capacidad de extracción, disponibilidad de cada sistema (runtime) y la curva de declinación del pozo.

Figura 23. Curva extrapolada de producción por sistema de levantamiento
Fuente: Ecopetrol S.A



El tiempo de vida del pozo dependerá de la producción, declinación y costos operativos del sistema, sin embargo estos tiempos se acortaran o incrementaran si hay proyectos del plan estratégico del campo que puedan afectar la producción y/o la eficiencia del sistema de levantamiento.

5.4 DETERMINACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN

Para cada sistema de levantamiento aplicable se debe de calcular los costos iniciales requeridos para la instalación y puesta en marcha, los cuales comprenden:

- Obras civiles
- Obras mecánicas
- Obras soldadura
- Obras eléctricas
- Instrumentación
- Equipos de superficie
- Líneas de inyección
- Líneas de producción
- Cabezal
- Válvulas de producción
- Tubería de producción
- Costo de BHA SLA Subsuelo

Al determinar estos costos ya sea por cotizaciones u opinión de expertos, y determinando mediante una sensibilidad el factor que mayor impacta, se podrá analizar estrategias que podrían ser aplicables para minimizar estos costos con el fin de no castigar inicialmente el sistema de levantamiento en la evaluación económica.

5.5 DETERMINACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS

La cuantificación y proyección de los costos operativos para los sistemas de levantamiento artificial son de suma importancia en la optimización del sistema, ya que éste afecta directamente los flujos de caja, pudiendo generar el abandono del campo, en un periodo de tiempo menor.

Los costos operativos son:

- Costo mantenimiento de los equipos de Superficie
- Costos Overall de los equipos Superficie
- Monitoreo y seguimiento
- Personal de producción y mantenimiento
- Transporte fluidos: Líneas de producción y/o Carrotanques.
- Diluyente o viscorreductores para el caso de crudo pesado.
- Tratamiento Químico en locación.
- Tratamiento Químico en Batería.
- Consumo energía eléctrica o Autogeneración del sistema de levantamiento.
- Intervención de pozo (Servicio de Pozo)
- Intervención de pozo (Servicio Flush By)
- Reposición tubería producción.
- Costo de BHA del SLA Subsuelo: Runlife.

Estos costos en su mayoría pueden considerarse constantes y variarán con respecto a la inflación, sin embargo en el caso de intervención del pozo dependerá del tiempo de falla de los sistemas de levantamiento, afectando el costo de intervención del pozo y los costos del BHA del SLA de subsuelo.

Igualmente se deberá de realizar una sensibilidad de los costos para determinar qué factores son los que mayor afectan al costo operativo, para analizar estrategias. Generalmente los factores que mayor afectan a los costos operativos son los de Intervención de pozo, costos del BHA del SLA de subsuelo y el consumo de energía; por tal razón un buen diseño del sistema de levantamiento que apunte a alta vida de operación y bajos consumos de potencia es uno de los más importantes funciones del ingeniero de producción.

5.6 Flujos de caja

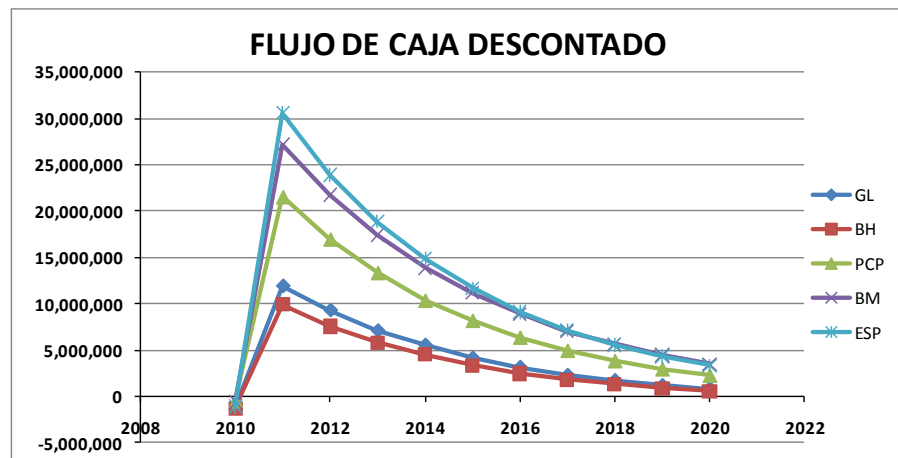
Una vez cuantificado los costos se realizan los flujos de caja para cada sistema a un mismo tiempo con el fin de determinar el sistema que genere mayor valor (mayor VPN).

Tabla 5. Flujo de caja para cada sistema de levantamiento artificial
Fuente: John Reina-Carolina Charry

FLUJO DE CAJA SISTEMA BOMBEO MECANICO												
AÑO	INGRESOS BRUTOS USD	REGALIAS	INGRESOS NETOS USD	CAPEX USD	OPEX	DD&A USD	Lifting cost USD/BI	Ingresos Gravables USD	Impuestos USD	Flujo de caja USD	Flujo de caja descontado USD	Flujo caja acum desc. USD
1 2010				662,200						-662,200	-624,328	-624,328
2 2011	58,548,481	4,683,879	53,864,603		4,087,215	132,440	6.99	49,644,948	17,375,732	32,401,656	27,154,289	26,529,960
3 2012	53,236,866	4,258,949	48,977,917		4,087,215	132,440	7.77	44,758,263	15,665,392	29,225,311	21,770,973	48,300,933
4 2013	48,402,090	3,872,167	44,529,923		4,087,215	132,440	8.63	40,310,268	14,108,594	26,334,114	17,437,527	65,738,460
5 2014	44,001,900	3,520,152	40,481,748		4,388,593	132,440	10.27	35,960,715	12,586,250	23,506,905	13,835,954	79,574,413
6 2015	39,997,727	3,199,818	36,797,909		4,087,215	132,440	10.66	32,578,254	11,402,389	21,308,305	11,148,336	90,722,749
7 2016	36,354,370	2,908,350	33,446,020		4,087,215	0	11.47	29,358,806	10,275,582	19,083,224	8,874,836	99,597,585
8 2017	33,039,707	2,643,177	30,396,530		4,388,593	0	13.68	26,007,937	9,102,778	16,905,159	6,988,361	106,585,947
9 2018	30,024,432	2,401,955	27,622,478		4,087,215	0	14.16	23,535,263	8,237,342	15,297,921	5,621,290	112,207,236
10 2019	27,281,816	2,182,545	25,099,271		4,087,215	0	15.73	21,012,056	7,354,220	13,657,836	4,461,007	116,668,244
11 2020	24,787,478	1,982,998	22,804,480		4,388,593	0	18.77	18,415,888	6,445,561	11,970,327	3,475,398	120,143,642
	395,674,867	31,653,989	364,020,878	662,200	41,776,279	662,200	11.81	321,582,399	112,553,840	209,028,559	120,143,642	120,143,642

FLUJO DE CAJA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE												
AÑO	INGRESOS BRUTOS USD	REGALIAS	INGRESOS NETOS USD	CAPEX USD	OPEX	DD&A USD	Lifting cost USD/BI	Ingresos Gravables USD	Impuestos USD	Flujo de caja USD	Flujo de caja descontado USD	Flujo caja acum desc. USD
1 2010				1,177,200						-1,177,200	-1,109,875	-1,109,875
2 2011	67,301,798	5,384,144	61,917,654		5,858,297	235,440	8.78	55,823,918	19,538,371	36,520,986	30,606,503	29,496,628
3 2012	60,571,618	4,845,729	55,725,889		6,418,823	235,440	10.66	49,071,626	17,175,069	32,131,997	23,936,266	53,432,895
4 2013	54,514,456	4,361,157	50,153,300		6,418,823	235,440	11.84	43,499,037	15,224,663	28,509,814	18,878,199	72,311,094
5 2014	49,063,011	3,925,041	45,137,970		6,418,823	235,440	13.16	38,483,707	13,469,298	25,249,850	14,861,835	87,172,929
6 2015	44,156,710	3,532,537	40,624,173		6,418,823	235,440	14.62	33,969,910	11,889,469	22,315,882	11,675,492	98,848,421
7 2016	39,741,039	3,179,283	36,561,756		6,418,823	0	15.67	30,142,933	10,550,027	19,592,906	9,111,869	107,960,290
8 2017	35,766,935	2,861,355	32,905,580		6,418,823	0	17.41	26,486,757	9,270,365	17,216,392	7,117,021	115,077,311
9 2018	32,190,241	2,575,219	29,615,022		6,418,823	0	19.34	23,196,199	8,118,670	15,077,530	5,540,306	120,617,617
10 2019	28,971,217	2,317,697	26,653,520		6,418,823	0	21.49	20,234,697	7,082,144	13,152,553	4,295,969	124,913,585
11 2020	26,074,096	2,085,928	23,988,168		6,418,823	0	23.88	17,569,345	6,149,271	11,420,074	3,315,641	128,229,226

Figura 24. Gráfico flujo de caja descontado para cada sistema de levantamiento artificial
Fuente: John Reina-Carolina Charry

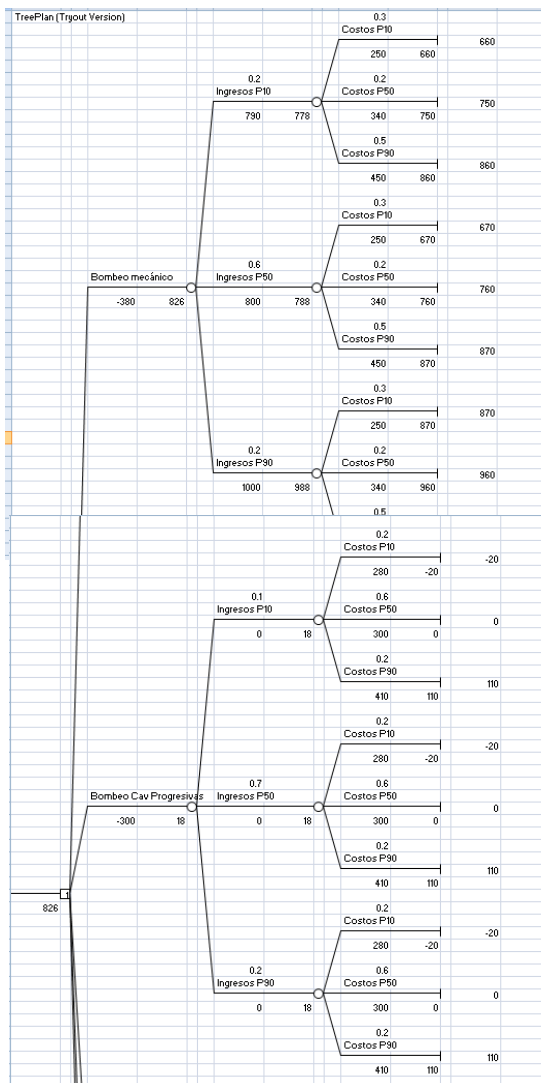


5.7 TOMA DE DECISIÓN PARA MINIMIZAR INCERTIDUMBRE

Cuando existan incertidumbres considerables en la producción esperada ó en los costos operativos (por los tiempos de falla de los sistemas de levantamiento), se deberá realizar análisis probabilísticos para cada escenario contemplado y se determinará bajo ciertas probabilidades diferentes VPN, teniendo en cuenta la inversión inicial, aplicando el modelo Arboles de decisión, como lo muestra la figura 25.

Figura 25. Árbol de decisión para selección del sistema de levantamiento artificial más óptimo con incertidumbres

Fuente: TreePlan FAQ



CONCLUSIONES

Mediante la aplicación de árboles de decisión es posible seleccionar el sistema de levantamiento artificial óptimo para un determinado pozo o campo teniendo en cuenta los factores técnicos-económicos y los riesgos e incertidumbres asociados.

Un adecuado sistema de levantamiento reducirá el costo de operación, incrementará la producción de hidrocarburos, mejorará la rentabilidad del campo y agregará a la empresa valor a corto y largo plazo.

Acorde a los nuevos retos que surgen en la explotación de hidrocarburos, es indispensable aplicar nuevas prácticas y tecnologías que permitan romper paradigmas en los rangos y condiciones de aplicación de los sistemas de levantamiento artificial con el fin de optimizar la producción de hidrocarburos.

El manejo eficiente de la producción puede marcar la diferencia entre retener un activo y abandonar el campo o efectuar desinversión en el mismo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API11S1: Recommended practice for electrical submersible pump. 1997. Xx p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API11V6: Recommended practice for design of continuous flow gas lift installations using injection pressure operated valves. 1999. Xx p.

ARRUBLA, Jaime. Contratos Mercantiles, tomo III, Editorial Dike. Medellín 2008.

BLANN, Jack R y MARTINEZ, John. Manual para aumentar la Eficacia del Levantamiento a Gas. Exxon Production Research Company. 1985. XXx p.

BRAVO, Oscar. Gestión Integral de Riesgos, tomo I, 2ª edición. 2007.

HIRSCHFELDT, Clemente Marcelo y RUIZ, Rodrigo. Selection criteria for artificial lift system based on the mechanical limits: case study of golfo San Jorge basin. Society of Petroleum Engineers. 2009. 14 p.

OSVALDO Y MARZORATI. Alianzas Estratégicas y Joint Venture.