

**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO  
VICERRECTORADO ACADÉMICO  
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POSTGRADO  
ÁREA DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y DE GESTIÓN  
POSTGRADO EN GERENCIA DE PROYECTOS  
EXTENSIÓN GUAYANA**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**DISEÑO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
POR GAS PARA POZOS PETROLEROS DE CAMPOS MARGINALES**

**Presentado por:  
Eulises David Rivas García**

**Asesor: María Magdalena Ramírez Corredores, Ph.D.**

**Puerto Ordaz, julio de 2005**

---

## **DEDICATORIA**

A mis hijos por ser fuente de inspiración y apoyo para la consecución de los objetivos y como un pequeño ejemplo para sus vidas.

---

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por darme la oportunidad de existir

A mi familia por servirme de soporte

A mis compañeros de equipo

A Yaikira por ser mi apoyo y soporte incondicional a lo largo de este tiempo y fuente de energía para continuar

A la Profesora Magdalena Ramírez, Tutora, por su valiosa ayuda en las correcciones y recomendaciones del trabajo sin la cual no hubiera sido posible la consecución de los objetivos.

A la universidad por servir de medio de transmisión de conocimiento

A los profesores por su dedicación a la enseñanza

---

# **DISEÑO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS PARA POZOS PETROLEROS DE CAMPOS MARGINALES**

Trabajo Especial de Grado para Optar al Título de Especialista en Gerencia de Proyectos

Autor: Ing. Eulises Rivas  
Tutor: Maria Magdalena Ramírez Corredores,  
Ph.D.

2005

## **RESUMEN**

A lo largo de la historia de extracción de crudo, los yacimientos han ido perdiendo su capacidad de aporte de fluido, dificultándose el acarreo desde el subsuelo hasta la superficie (plantas procesadoras) por los mecanismos naturales de producción, tales como empuje hidráulico, gas en solución, empuje por gas libre, entre otros, por lo que se ha hecho necesario el desarrollo y la aplicación de métodos mecánicos de levantamiento conocidos comúnmente como métodos de levantamiento artificial. Este estudio se enmarcó dentro de la categoría de proyecto factible con un alcance exploratorio y enfoque cuantitativo apoyado en información de campo, siguiendo un diseño de investigación no experimental, transeccional, descriptivo y con la finalidad de definir el diseño de un sistema de levantamiento artificial por gas. El sistema diseñado tiene aplicación en pozos con baja tasa de producción en campos marginales donde los métodos tradicionales de producción como bombeo mecánico, electro centrífugo, cavidades progresivas y bombeo hidráulico, presentan inconvenientes en su aplicación por su baja eficiencia hidráulica en el levantamiento. En la investigación se seleccionó como unidad de análisis los pozos marginales pertenecientes a la empresa operadora TEIKOKU en los campos aledaños a San Tomé, considerando una muestra de 20 pozos representativos a fin de identificar las características que definen a un pozo marginal, definir los aspectos fundamentales y las especificaciones críticas que caracterizan a un sistema costo-efectivo de levantamiento de crudo por gas, definir la información técnica requerida para seleccionar un método de producción específico que asegure una buena eficiencia energética.

---

## ÍNDICE GENERAL

	p.p
DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
RESUMEN	IV
ÍNDICE GENERAL	V
ÍNDICE DE TABLAS	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>EL PROBLEMA</b>	<b>4</b>
Planteamiento del Problema	4
Justificación de la investigación	6
Objetivos de la investigación	8
Objetivo General	8
Objetivos Específicos	8
Alcance	8
Restricciones	9
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>MARCO METODOLÓGICO</b>	<b>10</b>
Tipo de Investigación	11
Diseño de la investigación	13

---

Metodología	14
Unidad de Análisis	14
Selección de la Muestra	15
Delimitación de la Muestra	15
Recolección de Datos	16
Técnicas de recolección datos.	16
Técnicas para el análisis de los datos	16
Operacionalización de los objetivos	17

### **CAPÍTULO III**

#### **MARCO TEÓRICO** 19

Marco Organizacional	19
Reseña Histórica	19
Antecedentes de la investigación	21
Bases Teóricas	22
Bombeo Mecánico	22
Bombas de subsuelo	24
Equipos de superficie	27
Bombeo hidráulico	28
Bomba hidráulica de subsuelo	29
Equipo de superficie	30
Bombeo de cavidades progresivas	30
Bombeo centrífugo	33
Levantamiento por gas	34
Levantamiento por inyección continua de gas	35
Levantamiento por inyección intermitente de gas	36
Criterios para selección del método de producción	37
Marco conceptual	40

---

Consideraciones éticas	42
<b>CAPITULO IV</b>	
<b>DIAGNOSTICO</b>	45
Definición de la información requerida	45
Datos	46
Análisis de datos	50
Identificación de condiciones de pozos marginales	59
Información técnica necesaria para el diseño de un sistema de levantamiento de crudo por gas	60
Aspectos fundamentales y especificaciones críticas que caracterizan a un sistema costo. Efectivo de levantamiento de crudo por gas	61
Metodología para selección de un método específico de levantamiento artificial	63
<b>CAPITULO V</b>	
<b>PROPUESTA</b>	70
Planteamiento de alternativas	70
Análisis de tecnologías	72
Selección de alternativas	74
Cálculos de balance de masa y energía	77
Metodología de diseño	81
Planteamiento de propuesta factible	82
<b>CAPITULO VI</b>	
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	83

---

Conclusiones	83
Recomendaciones	85
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>87</b>

---

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N°	p.p
N° 1 “Operacionalización de Objetivos”	18
N° 2 “Parámetros de pozos: Inherentes al pozo”	47
N° 3 “Parámetros de pozos: Inherentes al crudo”	48
N° 4 “Parámetros de pozos: relativos a la producción”	49
N° 5 “Parámetros de pozos: asociados a la productividad”	50
N° 6 “Pozo N° 1”	52
N° 7 “Pozo N° 2”	52
N° 8 “ Pozo N° 3”	53
N° 9 “ Pozo N° 4”	53
N° 10 “ Pozo N° 5”	53
N° 11 “ Pozo N° 6”	53
N° 12 “ Pozo N° 7”	54
N° 13 “ Pozo N° 8”	54
N° 14 “ Pozo N° 9”	55
N° 15 “ Pozo N° 10”	55
N° 16 “ Pozo N° 11”	55
N° 17 “ Pozo N° 12”	55
N° 18 “ Pozo N° 13”	56
N° 19 “ Pozo N° 14”	56
N° 20 “ Pozo N° 15”	57
N° 21 “ Pozo N° 16”	57
N° 22 “ Pozo N° 17”	57
N° 23 “ Pozo N° 18”	57
N° 24 “ Pozo N° 19”	58
N° 25 “ Pozo N° 20”	58

---

Nº 26 “ Compatibilidad entre métodos y condiciones del pozo”	65
Nº 27 “ Matriz de valoración de criterios”	66
Nº 28 “Matriz de criterios de selección”	67
Nº 29 “ Compatibilidad entre métodos y condiciones del pozo” Pozos del estudio	68
Nº 30 “Matriz de criterios de selección”.Pozos del estudio	69
Nº 31 “Criterios de selección de alternativas”	74
Nº 32 “Matriz de ponderación de alternativas”	75

---

## ÍNDICE DE GRAFICOS Y FIGURAS

Figura N°	p.p
N° 1 “Estructura Metodológica”	14
N° 2 “Esquema de un sistema de” bombeo mecánico”	23
N° 3 “Bombas hidráulicas”	28
N° 4 “Equipos de superficie de un sistema de bombeo hidráulico “	29
N° 5 “Equipo de superficie de un sistema de bombeo por cavidades progresivas”	31
N° 6 “ Bombas de cavidades progresivas”	31
N° 7 “Bomba electro centrífuga”	33
N° 8 “ Esquema de un sistema de levantamiento por gas”	35
N ° 9 Curva de afluencia pozo 1	52
N ° 10 Curva de afluencia pozo 2	52
N ° 11 Curva de afluencia pozo 3	53
N ° 12 Curva de afluencia pozo 4	53
N ° 13 Curva de afluencia pozo 5	54
N ° 14 Curva de afluencia pozo 6	54
N ° 15 Curva de afluencia pozo 7	54
N ° 16 Curva de afluencia pozo 8	54
N ° 17 Curva de afluencia pozo 9	55
N ° 18 Curva de afluencia pozo 10	55
N ° 19 Curva de afluencia pozo 11	56
N ° 20 Curva de afluencia pozo 12	56
N ° 21 Curva de afluencia pozo 13	56
N ° 22 Curva de afluencia pozo 14	56
N ° 23 Curva de afluencia pozo 15	57
N ° 24 Curva de afluencia pozo 16	57

---

N ° 25	Curva de afluencia pozo 17	58
N ° 26	Curva de afluencia pozo 18	58
N ° 27	Curva de afluencia pozo 19	58
N ° 28	Curva de afluencia pozo 20	58
N ° 29	Esquema tobera- Difusor	77

---

## INTRODUCCIÓN

A lo largo de las últimas décadas; la industria petrolera, a nivel mundial, ha venido desarrollando numerosos equipos y sistemas, de diseño innovador, mediante el uso de tecnología de avanzada, la aplicación de los conocimientos y experiencias adquiridos. Al tomar las mejores prácticas en los diferentes procesos inherentes a la extracción, transporte y procesamiento del crudo, se ha logrado maximizar la rentabilidad y competitividad del negocio del petróleo.

El aumento constante de necesidades y el surgimiento de nuevos problemas demanda desarrollos tecnológicos innovadores por parte de las empresas operadoras y/o productoras de bienes y servicios. En periodos recientes estas últimas han venido creciendo a causa de las políticas y estrategias llevadas a cabo por las grandes corporaciones. Dichas estrategias señalan como norte la dedicación exclusiva a actividades medulares, lo que conlleva a entregar las actividades de apoyo, a terceros especializados bajo criterios basados en su especialización y capacidad tecnológica.

El desarrollo tecnológico agrega valor (utilidad) a los productos y servicios garantizando, de esta manera, la satisfacción de sus clientes como pieza clave en su cadena de valor, ayudándole así a desarrollar estrategias de reducción de costos y mejoramiento de la calidad en sus procesos.

A lo largo de la historia de extracción de crudo, los yacimientos han ido perdiendo su capacidad de aporte de fluido, dificultándose el acarreo desde el subsuelo hasta la superficie (plantas procesadoras) por los mecanismos naturales de producción, como por ejemplo empuje hidráulico, gas en solución, empuje por gas libre, entre otros, por lo que se ha hecho necesario el desarrollo y la aplicación de métodos mecánicos de levantamiento conocidos comúnmente como métodos de levantamiento artificial.

---

Entre los métodos de levantamiento artificial más conocidos se tienen: bombeo mecánico convencional, bombas de cavidad progresiva, bombas centrifugas, bombas hidráulicas y levantamiento por gas, los cuales tienen un rango de aplicación de acuerdo a las características del crudo y la tasa de producción del pozo.

El porcentaje de eficiencia de cada método de producción varía considerablemente dependiendo no solo de las características del crudo sino también de varios parámetros adicionales que van desde las condiciones del yacimiento hasta los parámetros de operación de los equipos a nivel de superficie.

En los campos petroleros, donde la mayor parte de los pozos tienen baja tasa de producción (bien sea por su alto nivel de explotación u otras causas cualesquiera), la mayoría de los métodos de levantamiento operan con bajo rendimiento, por el bajo aporte del pozo y por la dificultad de controlar, en superficie, los equipos de accionamiento. Por otro lado, en el caso de levantamiento artificial por gas se dificulta aun más cuando no se tienen equipos de control de alta precisión de volumen de inyección por pozo.

La poca rentabilidad de estos campos contribuye a disminuir su productividad ya que requieren de inversiones considerables para su adecuación a los nuevos requerimientos de los pozos. Es de esperar que la tecnología contribuya a reducir los costos de operación.

En este Trabajo Especial de Grado se presenta un estudio sobre el diseño conceptual de un equipo de levantamiento artificial operado por gas para ser usado, específicamente, en pozos de bajo aporte de fluido; es decir pozos marginales con tasas de producción por debajo de 100 Barriles por día (BPD) y con gravedad API (American Petroleum Institute) por encima de 17 grados como son los campos operados por las empresas TEIKOKU y Petrolera Mata en el área de San Tomé y Anaco, en el Estado Anzoátegui

---

El trabajo consta de seis capítulos, además de las referencias bibliográficas. A continuación se da una breve explicación del contenido de cada uno de ellos.

El Capítulo I “**EL PROBLEMA**” describe el planteamiento del problema, la justificación del estudio, los objetivos de la investigación, el alcance y las limitaciones.

El Capítulo II “**MARCO METODOLÓGICO**” contiene la metodología empleada, el tipo de investigación, el diseño de la investigación.

El Capítulo III “**MARCO TEÓRICO**” se compone de los antecedentes de la investigación y las bases teóricas que sustentaron el estudio, el marco organizacional y el marco conceptual

El Capítulo IV “**DIAGNOSTICO**” detalla la información requerida, la identificación de los parámetros que definen un pozo marginal los datos recolectados y el análisis de los mismos.

El Capítulo V “**PROPUESTA**” plantea las alternativas posibles, el análisis de tecnologías, la selección de alternativa y la propuesta diseñada.

El Capítulo VI “**CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES**”

---

## CAPÍTULO I

### EL PROBLEMA

#### **Planteamiento del Problema**

La industria petrolera, como cualquier empresa comercial, está sujeta a los cambios constantes que ocurren en el mercado y la creciente competencia, impulsada muchas veces por los altos precios de realización del crudo y sus productos que hacen que campos de producción que no sean rentables se vuelvan interesantes, dando pie a su explotación. Tal es el caso del Mar del Norte, el cual una vez en producción, genera ganancias que son reinvertidas en el desarrollo de nuevas estrategias que permiten reducir los costos de producción para mantenerse operando aun en momentos de bajos precios de ventas (capacidad tecnológica vis a vis competitividad).

En casos donde las características ambientales y de yacimiento hacen extremadamente costosa la explotación de los campos, surgen a diario retos para mantener la mejora continua en función de hacer uso eficiente de los recursos disponibles. La innovación se apoya, entonces, en el uso de mejores prácticas y el desarrollo de nuevas tecnologías.

El mercado por si mismo en momentos de crisis también impulsa los desarrollos y mejoras en las empresas, causados algunas veces por los bajos precios de venta o por la poca productividad de los pozos. Esta poca productividad puede tener innumerables orígenes; entre ellos se puede nombrar el más común que es el agotamiento del yacimiento por el largo periodo durante el cual ha sido sometido a producción.

En la medida que se producen nuevas tecnologías, innovaciones y aplicación de conocimientos, siempre en la búsqueda de lograr la satisfacción de los clientes, se desata a su vez la cadena de competencia. Así los negocios se

---

hacen más interesantes, de acuerdo con la ley de oferta y demanda, estimulando el surgimiento de nuevos competidores, que obliga a las empresas a mantener un seguimiento constante del entorno, donde podrían apoyarse en el despliegue de radares tecnológicos. Las empresas entonces, desarrollarán políticas y tácticas que les permitan mantener o mejorar su competitividad.

Claves para el éxito. Entre estas políticas desarrolladas por la industria petrolera mundial está la de la gerencia por activos y dedicación focalizada al negocio medular, dejando a terceros la prestación de servicios y la ejecución de las actividades de soporte. Para ello las grandes corporaciones del petróleo establecen alianzas con empresas similares y con otras empresas de servicio. Gracias a este esquema las empresas de servicio han dado un gran salto en lo que a su nivel de especialización se refiere propiciando así una relación productiva ganar- ganar.

Una sinergia muy productiva resulta de alianzas entre aquellas empresas que, por lo general, son adaptadoras de tecnología con empresas de desarrollo tecnológico a fin de asegurar su competitividad y por ende la rentabilidad del negocio en el ámbito social, económico y financiero.

La actividad petrolera, por el perfil que ha cobrado su negocio en la actualidad, depende en alto grado de equipos y sistemas de gran avance tecnológico. Este perfil involucra: complejidad de sus operaciones, abundancia de competidores, altos requerimientos ambientales, especificaciones de calidad de productos con características especiales y quizás lo más importante maximizar la recuperación de crudo de los yacimientos de manera eficiente.

En la medida que los yacimientos pierden su potencial de producción, es necesario explotarlos de manera mucho más racional, mediante la aplicación de métodos de levantamiento artificial que suministren la energía perdida y que permitan extraer la máxima cantidad de fluido desde el pozo hasta las estaciones de procesamiento.

---

Los métodos de levantamiento artificial permiten producir crudo de aquellos pozos que por sí mismos no son capaces de aportar fluido hasta la superficie. Sin embargo; aun con producción asistida mecánicamente, en muchos casos el aporte podría ser mejorado y por ende mejorar la productividad e incrementar la rentabilidad de muchos pozos.

El recuperar la rentabilidad de aquellos pozos que por la poca cantidad de fluido o por su calidad no son rentables, se puede lograr con cambios en los métodos de producción, cambios de completación, estimulación, aditivos químicos o la instalación de algún sistema complementario que permita incrementar la tasa.

La baja tasa de producción afecta en la actualidad a un altísimo número de pozos en el mundo y en el país. Los pozos de TEIKOKU y Petrolera Mata han llegado a la condición de agotamiento. Estos pozos requieren de nuevos sistemas de levantamiento que permitan aumentar la tasa, haciéndose recomendable un sistema operado por gas a fin de aprovechar las facilidades de compresión existentes.

### **Justificación de la Investigación**

La baja tasa de producción de los pozos de levantamiento por gas en campos marginales de Venezuela reduce considerablemente la rentabilidad del negocio poniendo en juego, en algunos casos, la estabilidad económica de las empresas.

En las empresas que operan exclusivamente los campos marginales, donde la mayoría de los pozos presentan baja tasa de producción, la supervivencia de la empresa depende exclusivamente de la productividad y de la eficiencia con que se opere tanto en el subsuelo como a nivel de superficie. Aquí es precisamente donde existe una única alternativa y es lograr la productividad

---

haciendo uso de nuevas tecnologías y mejores prácticas para compensar la falta de energía y el grado de deterioro de los yacimientos.

En el caso de empresas operadoras que manejan múltiples campos, la ineficiencia e improductividad de algunos pozos es ocultada por el aporte de otros pozos e inclusive campos completos que por si solo no son rentables son solapados por otros y esto se agrava cuando los precios de realización son considerablemente superiores a los costos de producción.

En la medida que se comienza a manejar el pozo de manera individual como un activo, como un centro de costo y se estudia su rentabilidad se comienza una nueva etapa la cual lleva inexorablemente a la búsqueda de incrementos de productividad, al cierre o a la negociación con un tercero, que sea operador eficiente al tener menores costos de administración.

Ciertas operadoras han desarrollado competencias por dedicarse exclusivamente a pozos con baja productividad que le permiten operar de manera más efectiva. Desde el punto de vista administrativo han reducido burocracias y otras limitaciones en el ámbito de negociación, además están en una búsqueda constante de desarrollo y adquisición de nuevas tecnologías.

Para mejorar la productividad (al fin y al cabo el origen de sus recursos), estas empresas requieren de nuevos equipos, instrumentos, sistemas, que faciliten la extracción, manejo y procesamiento del crudo para ser entregado a sus clientes en cantidad, en tiempo y en las especificaciones requeridas de acuerdo con los estándares requeridos y los compromisos previamente acordados, causando el menor impacto posible al medio ambiente.

Una estrategia, que sin duda conlleva a maximizar la producción en estos campos, es la utilización de dispositivos y equipamiento que permitan asegurar el éxito de la empresa.

---

## **Objetivos del Estudio**

### **Objetivo General**

Desarrollar un diseño conceptual de un sistema de levantamiento artificial por gas para pozos marginales con tasas de producción inferiores a 100 BPD.

### **Objetivos Específicos**

- Identificar las condiciones que caracterizan un pozo con producción marginal.
- Definir la información técnica necesaria para el diseño de un sistema de levantamiento de crudo por gas.
- Definir aspectos fundamentales y las especificaciones críticas que caracterizan un sistema costo-efectivo de levantamiento de crudo por gas.
- Establecer una metodología para selección de un método específico de levantamiento artificial.

### **Alcance**

El presente estudio contempla sólo el diseño conceptual de un sistema de levantamiento artificial operado por gas a alta presión, de acuerdo con las plantas compresoras instaladas actualmente en Venezuela, que operan a una presión que varía entre un rango de 650 y 2500 psi y el gas usado también proveniente de los pozos de dichos campos.

Cuando se habla de diseño conceptual se refiere a los cálculos termodinámicos que permitan conocer el volumen y la presión de gas requerido para que se produzca la transferencia de energía en el fondo del pozo y por ende el empuje combinado de arrastre de masa y el levantamiento por el gas disperso dentro de la masa de fluido del pozo propiamente dicho. El diseño debe tomar en cuenta las limitaciones que ofrecen las completaciones de

---

producción de los pozos cuyos diámetros varían entre 2 y 3/8 de pulgada hasta 4 pulgadas en el caso de pozos de levantamiento por gas.

Ámbito geográfico: este desarrollo tendrá aplicabilidad en todos los pozos petroleros que producen mediante levantamiento artificial por gas, a nivel mundial y específicamente en los campos marginales de San Tomé y Anaco.

### **Restricciones**

Deben plantearse al menos dos posibles alternativas de la propuesta de diseño y seleccionar la más conveniente de acuerdo con criterios técnicos enmarcados dentro de las limitaciones de información y tiempo. Debe considerarse que la información sobre las condiciones de los pozos está clasificada dentro de las empresas operadoras como confidencial por lo que se dificulta obtenerla de manera expedita, siendo necesario conseguir autorización del nivel correspondiente.

---

## CAPÍTULO II

### MARCO METODOLÓGICO

La metodología es la estructura sistematizada que se sigue durante la realización de un estudio o investigación para lograr pleno conocimiento de las variables que intervienen o influyen en determinada situación o fenómeno a fin de dar respuesta a las inquietudes que generan en problema caso de estudio.

Esta investigación se inició con la identificación de la situación problemática bien definida y delimitada, la justificación y los objetivos que se persiguen alcanzar. De acuerdo con el ámbito de estudio, el propósito del mismo y el nivel de conocimiento a obtener el investigador establece la metodología o estrategia a seguir la cual le permitirá dar respuesta a los objetivos e interrogantes planteadas, usando instrumentos garantizados por su confiabilidad y validez.

Una vez identificado y delimitado el problema se hace necesario iniciar la fase de búsqueda de la información pertinente mediante la revisión y consulta de la literatura que le permitan extraer y recopilar todo aquello relevante para el estudio y de esta manera construir en marco teórico, apoyándose fundamentalmente en los antecedentes que pudieran existir.

El marco teórico proporciona las bases en cuanto a teoría criterios, funciones y etapas en la cual se enmarca el estudio de modo tal que los resultados obtenidos estén dentro de un modelo de amplio espectro, confiable y válido. Con el nivel de conocimiento de la situación y las bases teóricas que proporcionan el conocimiento de los elementos determinantes el investigador establece la metodología factible a seguir para tratar de dar respuesta satisfactoria a los objetivos del estudio.

---

## **Tipo de Investigación**

La investigación que se realizó, de acuerdo a los objetivos planteados, se enmarca en la modalidad de proyecto factible, ya que la propuesta de diseño conceptual de un sistema de levantamiento artificial por gas para pozos de campos marginales, tiene como objetivo contribuir con el establecimiento de las bases teóricas para el desarrollo de un sistema que permita satisfacer una necesidad existente en las empresas operadoras de este tipo de pozos.

Según el manual de trabajos de grado de especialización, maestrías y tesis doctorales de la UPEL (1998) un proyecto factible se caracteriza por ser:

“Investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo, viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales, como puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos. El proyecto debe tener apoyo en una investigación de tipo documental, de campo o ambas modalidades”.

Por otro lado, este estudio también incluye actividades del tipo investigación y desarrollo ya que en ellas se busca diagnosticar y luego generar una solución de acuerdo con las necesidades detectadas.

Yáber, G. Y Valarino, E. (2003) proponen la siguiente clasificación para la investigación de Postgrado en Gerencia, específicamente en la disciplina de Gestión de Empresas, con base en su propósito, el tipo de problema que abordan y, definiendo los verbos, que caracterizan la acción que realizan:

a) investigación científica: tiene como propósito generar nuevos conocimientos

---

b) investigación evaluativa: tiene como propósito la sistemática determinación de la calidad o valor de programas, proyectos, planes, intervenciones.

c) investigación – acción: tiene como propósito investigar la condición actual de un grupo, equipo, proyectos, programas, unidades de organización en su conjunto, para luego realizar intervenciones que conduzcan al mejoramiento de su gestión.

d) investigación y desarrollo: tiene como propósito indagar sobre necesidades del ambiente interno o externo de una organización, para luego desarrollar un producto o servicio que pueda aplicarse en la organización o dirección de una empresa o en un mercado.

Este estudio tiene un enfoque mayoritariamente cuantitativo ya que los datos usados son numéricos, jerarquizados de acuerdo con un orden de magnitud que permite una clasificación en orden ascendente o descendente y a su vez, fueron obtenidos mediante instrumentos de medición. En consecuencia, como producto del análisis también se obtuvieron resultados numéricos. Sin embargo, existe un cierto enfoque cualitativo ya que para dar respuesta a los objetivos planteados se estableció una metodología para selección de alternativas, la cual tiene sustento en criterio de expertos y no 100% sobre la base de cifras determinísticas.

Sin embargo, en cuanto al alcance se puede decir que se hacen necesarias herramientas de la investigación exploratoria, ya que se pretende avanzar o profundizar en una materia que es aún objeto de desarrollo, producto de las necesidades del mercado, las cuales son cada vez más exigentes. La razón de ser, o propósito de la investigación, es de aplicación práctica de manera inmediata y se apoya tanto en conocimientos teóricos como en la experiencia misma.

---

## **Diseño de la Investigación**

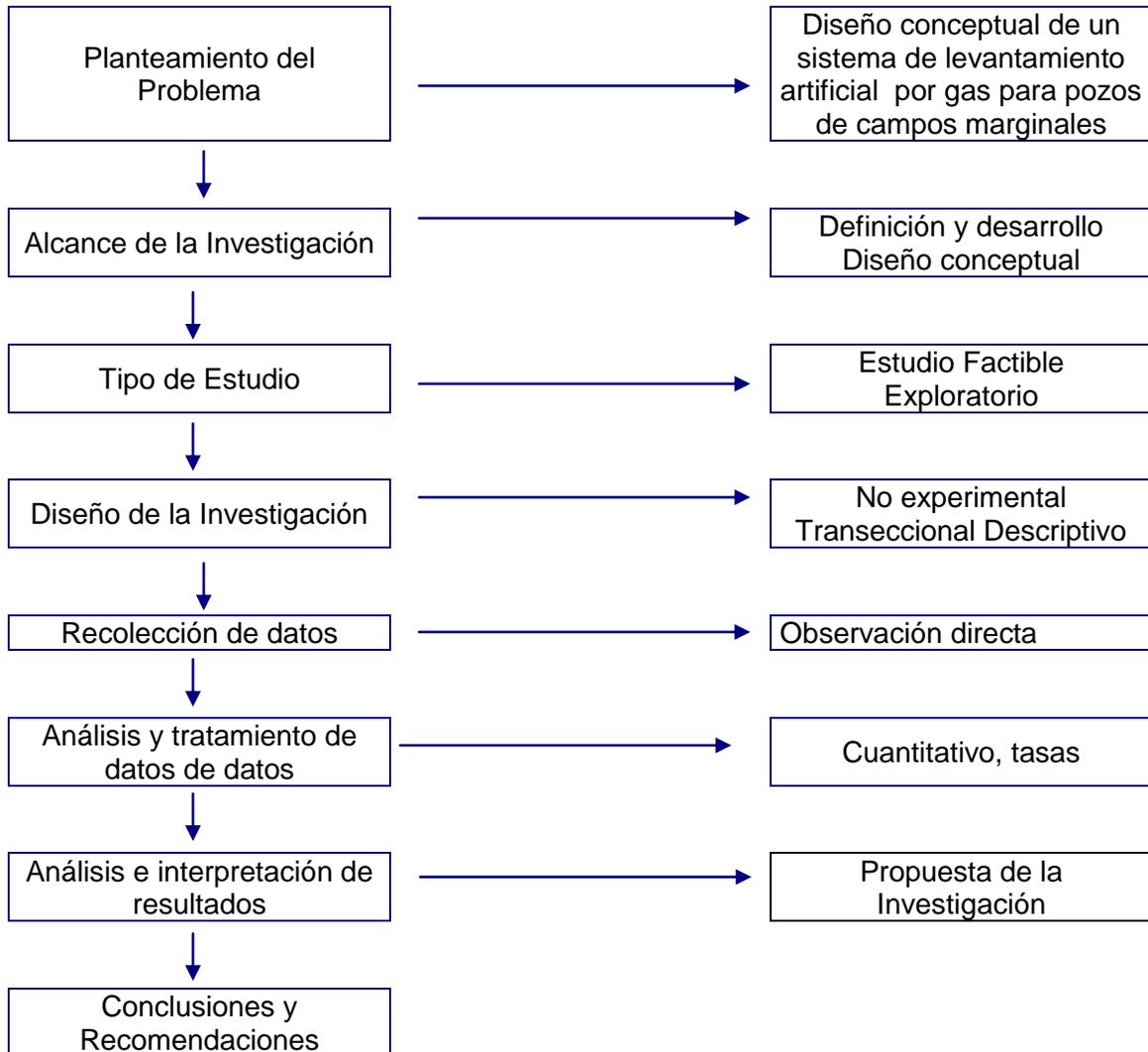
La estrategia usada en el diseño de la investigación no necesita involucrar la experimentación, aun cuando los datos usados son del tipo experimental; solo que, para el momento de este estudio ya los datos habían sido obtenidos. No se requiere, entonces la manipulación de los mismos, ni del uso de variables de control para producir resultados en variables dependientes. A su vez un alto grado de investigación de campo fue realizada para la obtención de los datos de primera mano. No obstante, si se requirió un cierto porcentaje de la investigación para la recolección de datos provenientes de informes previos y bases existentes.

El análisis se realizó en un espacio de tiempo dado, único transeccional donde se refleja la condición existente para esa circunstancia. Sin embargo se requiere ver el comportamiento a lo largo del tiempo, es decir, la tendencia estable o no de la data. Solo si los resultados que se logren logran mantenerse por un espacio de tiempo suficientemente largo, entonces podríamos sostener el proyecto como factible y se confirmaría la validez de la propuesta.

Los resultados obtenidos son altamente descriptivos y sirvieron de soporte de un diseño, que por su nivel de conocimiento se clasifica como exploratorio. Estos datos describen claramente una condición específica en un momento dado.

En la Figura N° 1 a continuación se presenta en forma esquemática el modelo metodológico que se sigue en este estudio. Se han detallado las actividades en la secuencia cronológica en la que han sido realizadas y se describe resumidamente su alcance, producto esperado y tipo de actividad.

**Figura N° 1**  
**Estructura Metodológica**



**Unidad de Análisis**

Del universo de pozos existentes en Venezuela se escogió una muestra de pozos que están completados a producción por método de levantamiento por gas y están en una condición de producción marginal. Estos son operados por la empresa de convenios TEIKOKU y están ubicados en los campos aledaños a San Tomé. Con esta muestra se persigue recopilar la información suficiente

---

que permita junto con los fundamentos teóricos llevar el estudio adelante mediante el logro del conocimiento de las variables y elementos que influyen determinantemente en la situación planteada.

En resumen la unidad de análisis está formada por los pozos de los campos petroleros marginales producidos por el método de levantamiento artificial por gas y operados por la empresa TEIKOKU, ubicada en San Tomé, Edo. Anzoátegui.

### **Selección de la muestra**

El estudio tiene propósitos prácticos, los cuales surgen como producto de una necesidad existente del mercado, muy específica de la unidad de análisis considerada, que dispone de una población dada de pozos con las condiciones básicas para ser estudiados. El número de pozos es bastante extenso por tal razón fue indispensable seleccionar un volumen de pozos manejables. Las características de los pozos seleccionados representan al universo total de los mismos, tomando en cuenta el enfoque cuantitativo que orienta este estudio.

### **Delimitación de la Muestra**

Fue importante delimitar el área y la muestra ya que la gran extensión y número de pozos en condición de marginalidad que actualmente existen en Venezuela hacía inviable un estudio que abarcara su totalidad. Por otro lado, el interés de la investigación estaba dirigida a pozos que producen por levantamiento por gas, condición que también debía satisfacer la muestra para el análisis. Finalmente, fue imperativo disponer de acceso y disponibilidad de información tanto al campo como a la zona, esto incluye 20 pozos que tengan producción menor de 100 BPD y estén en el área aledaña a San Tomé.

---

## **Recolección de Datos**

A fin de conocer a plenitud las condiciones de los pozos, para los cuales se planificó definir y desarrollar un modelo de un método de levantamiento, se hizo indispensable recolectar los datos e información necesaria que permitió identificar sus características para poder desarrollar el tema.

### **Técnicas de recolección de Datos**

Para la medición de los parámetros de superficie y de fondo que caracterizan un pozo se usó la observación directa de los instrumentos utilizados para tal fin. La observación permite visualizar de manera directa las condiciones operativas de los pozos y así, diagnosticarlo, haciendo uso de tablas de comparación y estándares para pozos en condiciones similares.

Los instrumentos característicos para la medición de condiciones de pozos. Son: Manómetros para medir presiones, tanques calibrados para volumen de líquido, y placas de orificio para medir volumen de gas de producción e inyección. Por otro lado los registros de los datos tomados de la documentación existente permitió hacer inferencias sobre la tendencia del comportamiento de los pozos.

El instrumento general para la recolección de los datos es la ficha técnica que permite anotar las observaciones realizadas de los diferentes instrumentos de medición usados en los pozos

### **Técnicas para el Análisis de Datos**

Los datos recolectados son numéricos e indican en términos concretos los niveles de producción y demás parámetros que definen una condición dada en una circunstancia determinada y entran en la categoría de cuantitativos ya que pueden ser tabulados y graficados para su análisis en base a niveles de tasas o presiones según lo requerido. Los resultados se presentan en las tablas de evaluación en el capítulo IV.

---

### **Operacionalización de los objetivos**

Según Sabino, (1.992) “Consiste en hacer operativos, es decir, manejables, posibles de trabajar con ellos, a los conceptos y elementos que intervienen en el problema a investigar”

En la Tabla 1, hemos recogido la operacionalización de los objetivos específicos, los cuales se encuentran reseñados en el Capítulo I. La metodología descrita refleja una perfecta alineación con esta operacionalización y revela la concordancia entre objetivos y métodos.

Aún cuando ya se ha descrito la estructura y contenido de los diferentes Capítulos, en este punto es pertinente señalar como todos ellos logran integrarse de manera coherente. En el siguiente Capítulo, discutiremos los antecedentes investigativos, los conceptos y teorías que complementan y apoyan esta operacionalización y metodología. En el Capítulo IV colectaremos los resultados de variables e indicadores, sobre los cuales se elabora una discusión. El análisis e interpretación sostienen los criterios con los que se juzgarán las alternativas tecnológicas consideradas. De allí surgen las bases de selección, que han permitido llegar a la propuesta que se describe en el Capítulo V. Las conclusiones y recomendaciones son recogidas en el Capítulo 6, en el cual puede observarse la potencialidad del estudio y las necesidades para su continuación y desarrollo futuro.

**Tabla N° 1**  
**Operacionalización de los objetivos**

<b>Objetivo General:</b> Desarrollar un diseño conceptual de un sistema de de levantamiento artificial por gas para pozos marginales con tasa inferiores a 100 BPD				
<b>Objetivos Específicos</b>	<b>Variables</b>	<b>Definición</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Técnicas/ Instrumentos</b>
Identificar las condiciones que caracterizan un pozo con producción marginal	Tasa de producción de petróleo neto, Índice de productividad	Capacidad de aporte de fluido del pozo desde el subsuelo hasta la superficie	Barriles por día, Presión de fondo, presión de superficie, presión estática, presión fluyente	Observación directa, fichas
Definir información para diseño de un sistema de levantamiento artificial por gas	Levantamiento artificial por gas	Producción de crudo mediante inyección de gas a alta presión desde la superficie hasta el fondo del pozo	Profundidad del pozo, tasa de producción, Gravedad API, Presión de inyección, Volumen de inyección, presión de cabezal,	Observación directa, Fichas
Definir los aspectos fundamentales y las especificaciones críticas que caracterizan un sistema costo-efectivo de levantamiento de crudo por gas	Costo de levantamiento por gas	Costo asociado a las actividades y recursos empleados en el proceso de extracción de crudo por gas	Costo por barril extraído	Observación directa , Fichas
Establecer una metodología para selección de un método de producción específico.	Programa, responsable, actividad	Secuencia de instrucciones, Actividades y tareas a ejecutar para lograr un resultado	Consumo de energía por barril producido, confiabilidad operacional, Durabilidad, TIR	Observación directa , Fichas

---

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **Marco organizacional**

##### **Reseña Histórica**

En Venezuela las primeras concesiones de explotación del asfalto y crudo datan de 1854 y 1865 respectivamente. La compañía petrolera llamada Petrolia recibió en 1878 la concesión que dio inicio a la industria petrolera nacional descubriendo el primer campo petrolero en 1883, la Alquitrana en el estado Táchira. En 1913 se descubrió el campo Guanoco y un importante reservorio de Mene Grande, permitió construir la refinería de San Lorenzo. En 1922 el pozo Los Barrosos Nro. 2 del campo costanero de Bolívar entró a producción de manera incontrolada durante 9 días y desde ese momento se inicio la expansión desenfrenada de la producción de hidrocarburos en el país.

Las principales empresas que consolidaron intereses petroleros en Venezuela fueron: Standard Oil, Socony, Lago Petroleum, Mene Grande, Nederlandse Olie, Creole, la Shell, Atlantic, Texas, Sinclair, Phillips, Richmond y Las Mercedes. Para 1945 La producción de crudo estaba en el Orden de 860.000 BPD y la producción de gas natural sobrepasaba los 10000 millones de metros cúbicos por día.

En 1947 comienza a operar una refinería de la empresa Texas en Tucupita con capacidad de 500.000 ton por año y se da inicio al programa de mantenimiento de presión de los yacimientos de Jusepín por inyección de gas con la finalidad de aumentar el factor de recobro de crudo. En 1949 comienza la operación de la refinería de Cardón de la empresa Shell y en 1950 la refinería de Puerto la Cruz. de la Gulf Refining. Para 1951 el número de pozos

---

perforados por año sobrepasó los 1000 y en 1952 la producción de crudo fue superior a 1,7 millones de BPD y la de gas natural mayor a 55 Millones de metros cúbicos por día y había 10 refinerías en operación. Ya para 1956 el número de pozos en producción era superior a los 10000.

Debido a la explotación a gran escala del crudo en Venezuela el agotamiento de los yacimientos empezó a reflejar pérdidas de capacidad de producción de los pozos por lo que para 1958 la empresa Shell inició un proceso de recuperación secundaria a gran escala mediante la inyección continua de vapor en los campos la Rosa, y Costanero Bolívar en el Estado Zulia y en 1959 se da comienzo a un proyecto piloto de combustión in situ con la finalidad de incrementar producción de los campos del área este de Tía Juana.

En 1961 la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) perfora su primer pozo en el campo Lamar estado Zulia. En 1965 se crea la compañía petrolera venezolana Mito Juan. Para 1973 más de 5 empresas estaban usando métodos de recuperación secundaria por inyección continua de gas caliente y vapor.

En 1975, con el Decreto de Nacionalización, se da un salto cuántico en el quehacer petrolero del país, al crearse Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y las operadoras nacionales sustitutivas de las transnacionales dándose por terminadas las concesiones. En 1979 se comienza el desarrollo de la Faja del Orinoco en el área de Cerro Negro y Hamaca. En 1980 PDVSA patrocina un estudio para 180 proyectos de recuperación secundaria, en 1991 se inició en el país la perforación de pozos horizontales, en 1992 se firmaron los primeros contratos de la primera ronda de convenios de servicio para extracción de crudo de los campos marginales Guarico Oriental y Monagas Sur, en 1993 se da inicio a la segunda ronda para la reactivación de campos marginales. En 1996 PDVSA inicia el proceso de asociaciones estratégicas con empresas transnacionales para acometer el proyecto de extracción y mejoramiento de crudo de la Faja Bituminosa del Orinoco y en 1998 las filiales operadoras

---

(MARAVEN, CORPOVEN y LAGOVEN) se integran en una sola empresa PDVSA .

Tan remoto como pareciera, fue desde el año de 1859 cuando se inicia la modernización de la industria petrolera de los Estados Unidos. Ese año marca el comienzo de la utilización de métodos de levantamiento artificial para la producción de crudo, siendo el primero en desarrollarse el bombeo mecánico, el cual fue una adaptación de una bomba utilizada en la producción de salmuera en los pozos petroleros. Posteriormente, se continuó con la utilización esta vez del gas como medio de levantamiento, y en la última mitad del siglo 20 se expandió el uso de las bombas de cavidad progresiva, electro-sumergibles, e hidráulicas. En Venezuela este auge solo comenzó a percibirse a finales de la década de los 80.

### **Antecedentes de la Investigación**

Según Tamayo y Tamayo, (1995) "... En los antecedentes se trata de hacer una síntesis conceptual de las investigaciones o trabajos realizados sobre el problema formulado, con el fin de determinar el enfoque metodológico de la misma investigación..." Los antecedentes en otras palabras son todas aquellas investigaciones que han hecho sobre el tema y que sirven para alcanzar, juzgar e interpretar los datos e información obtenida en la investigación.

Algunas de las investigaciones relacionadas con el presente estudio fueron resumidas en el **Curso de Ingeniería de producción segundo módulo tomo II Puerto la Cruz 1991**. Este trabajo fue realizado en la gerencia de ingeniería de producción y gas, por Corpoven, S.A. Aunque no se trata de investigación, allí se colectan los diferentes tipos de equipos de bombeo hidráulicos usados en la industria petrolera incluyendo las bombas tipo jet que usan un fluido motriz para transferir energía al fluido del pozo el cual tiene similitud con el diseño que se propondría en esta investigación.

---

## **Bases teóricas**

En la actualidad existen innumerables equipos y dispositivos para levantamiento artificial de crudo los cuales tienen aplicación dependiendo del tipo de crudo, de las propiedades del mismo, las características del pozo y de las facilidades de superficie existentes, entre otros.

Cuando un pozo ha perdido su capacidad de aporte de fluido desde el fondo hasta la estación de deshidratación de manera adecuada por falta de energía del yacimiento o por las limitaciones del flujo que presenta las líneas y sistemas de recolección, entonces se amerita la instalación de un equipo que aporte la energía suficiente para suplir el requerimiento del pozo en cuestión, en algunas ocasiones la tasa de producción puede ser mínima inclusive cero pero en otros casos hay aporte de fluido y solamente se requiere un aumento del volumen a fin de mejorar la rentabilidad.

En Venezuela, tal como sucede en el ámbito mundial, el bombeo mecánico es el método de levantamiento de crudo más usado. A continuación se describen los métodos de levantamiento artificial, a saber:

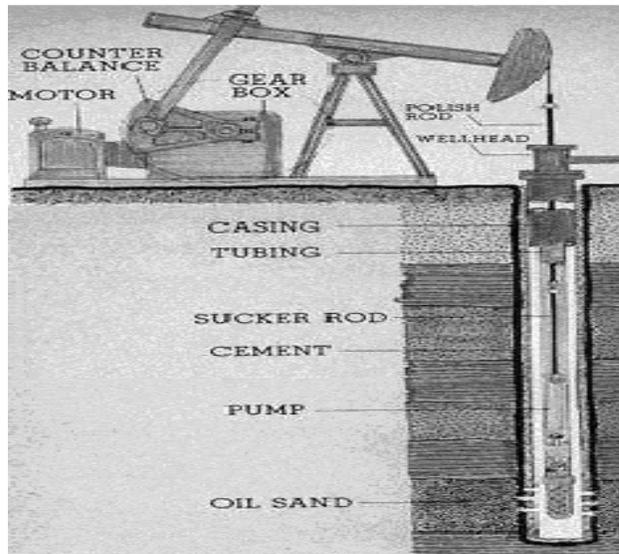
1. Bombeo mecánico,
2. Bombeo hidráulico.
3. Bombeo por cavidades progresivas.
4. Bombeo centrífugo.
5. Levantamiento por gas (continuo o intermitente).

### **Bombeo Mecánico.**

La principal aplicación de este método de bombeo corresponde a los crudos pesados y extra pesados, pero su uso no se limita a estos tipos de crudo solamente, sino que también es aplicado en pozos de crudos livianos y medianos.

**Figura N° 2**

**Esquema un sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico**



Fuente: <http://www.consrv.ca.gov/dog/well.html> (2005)

El levantamiento de petróleo mediante bombeo mecánico convencional comenzó en los Estados Unidos en el año 1859, desde el mismo año que se inicia la industria petrolera moderna. Este sistema ya había tenido aplicaciones en la producción de salmuera. En la actualidad en Venezuela cerca del 70% de la extracción de crudo se realiza por medio de bombeo convencional y en los Estados Unidos cerca del 90%, básicamente por el tipo de crudo y los volúmenes manejados.

Aunque el equipo ha ido evolucionando durante los 145 años que lleva en uso, las partes fundamentales permanecen casi invariables, es decir, un equipo de superficie, la sarta de varillas y la bomba de subsuelo propiamente dicha. En sus inicios, las varillas eran de madera y algunas partes de las bombas se hacían de cuero, lo que limitaba el uso de estos equipos a profundidades relativamente someras (cientos de pies).

---

Los elementos que componen este sistema se dividen en equipos de subsuelo y equipos de superficie. Los equipos de subsuelo lo forman la bomba, la sarta de cabillas, la tubería eductora y la barra pulida. En superficie se encuentran, el equipo motriz conocido como balancín y sus accesorios. Los componentes, que más cambio han sufrido, son las varillas que actualmente son fabricadas de acero, de fibra de vidrio, y aleaciones especiales y pueden ser instaladas mediante conexiones roscadas o pueden venir en forma continua. Por su parte, la bomba se fabrica de acero, hierro fundido, cerámicos o aleaciones resistentes a la corrosión. Debido a estas mejoras en los materiales de fabricación, en el presente las bombas mecánicas convencionales pueden ser usadas a varios miles de pies de profundidad.

Aunque este sistema es aparentemente sencillo tiene cierta complejidad, particularmente por la variedad de los elementos que lo forman y las diversas variables operacionales que están implícitas en la operatividad de un pozo productor.

### **Bombas de subsuelo.**

Se clasifican en tres tipos principales, tipificadas de acuerdo con su instalación dentro de la completación del pozo. Todas son accionadas desde la superficie por un equipo que le trasmite el movimiento (energía) a través de las varillas.

1. Bomba de tubería
2. Bomba insertable ( de cabillas)
3. Bombas de revestidor

En general, se puede decir que la bomba de subsuelo convencional es un equipo de desplazamiento positivo tipo reciprocante que puede ser de simple o doble acción.

Los componentes principales de estos equipos son:

- 
- Cilindro: la parte donde se inserta el pistón y que sirve como cavidad para almacenamiento del fluido
  - Pistón: es en general el elemento móvil que produce el desplazamiento del fluido dentro del cilindro.
  - Válvula viajera: es una válvula de retención de bola y asiento, la cual permite el sello del espacio de la segunda etapa y permite la acción de bombeo durante la carrera descendente del pistón.
  - Válvula fija: al igual que la viajera es una válvula de retención, que controla la entrada de fluido desde el pozo hacia la bomba.

1. Las bombas de tubería, como su nombre lo indica se instalan en la tubería de producción, es decir el cilindro o barril forma parte de ésta. Son bombas de gran tamaño, por tal razón poseen gran capacidad de desplazamiento de fluido. Sin embargo tienen desventajas, ya que al momento de dañarse el cilindro o ser reemplazadas toda la completación de producción tiene que ser cambiada. También tienen limitación en cuanto a la profundidad a la que debe ser instalada y que está en el orden de 4500 pies, por los elevados esfuerzos internos al que se somete el cilindro durante la compresión del fluido; igualmente debe ser instalada en pozos con fluidos poco abrasivos. Estas bombas a su vez vienen en una gran variedad según el tipo de cilindro que utilicen, el tipo de pistón y la válvula fija.

2. Las bombas insertables son aquellas que se acoplan dentro de la tubería de producción, es decir todo el equipo es instalado de forma independiente dentro de la completación de producción; esto permite que la bomba pueda ser extraída sin necesidad de cambiar la tubería euductora. Tiene los mismos componentes que la bomba de tubería y la acción de bombeo es idéntica, en cuanto el desplazamiento de fluido ocurre por cambio de volumen. También existe una gran variedad de

---

estos equipos dependiendo del tipo de pistón, cilindro y válvulas que posea.

Si se comparan estos dos tipos de bomba existen ventajas y desventajas como pueden ser.

- Las bombas de tubería manejan mayor volumen.
- Las bombas de tubería pueden manejar fluidos más viscosos.
- Las bombas insertables pueden ser instaladas a más profundidad cerca de 7000 pies
- Las bombas insertables pueden manejar mayor cantidad de gas y arena.
- Pueden ser reemplazadas más fácilmente
- Excelente para pozos con bajos aportes de líquido.

3. La bomba de revestidor, al igual que las bombas de tubería son equipos de gran tamaño para manejar grandes volúmenes de producción y su particularidad es que usan el revestidor de producción como tubería eductora. Esta bomba es usada en un menor número de pozos, ya que el flujo cuando atraviesa el anular acarrea ciertos riesgos como son el daño al revestidor, en el caso que el fluido sea abrasivo. El efecto neto es la consiguiente pérdida del pozo. Por otro lado, también conlleva dificultades para mantener el pozo bajo condiciones seguras, dado que si éste llegara a producir por flujo natural en algún momento, se pondrían en riesgo a las instalaciones y al ambiente.

La eficiencia hidráulica de estas bombas varía considerablemente, dependiendo del tipo de fluido y las condiciones de presión a nivel de la succión, el volumen de gas libre manejado, las condiciones de estado del crudo y quizás el más importante, el índice de productividad del pozo.

---

La eficiencia mecánica varía drásticamente dependiendo de la profundidad donde está instalada la bomba, la viscosidad del fluido y la velocidad del pistón, sin embargo, en general se puede decir que el desplazamiento en la superficie se refleja en el subsuelo en un movimiento de cerca del 80% debido a la elongación de las cabillas de conexión.

### **Equipos de superficie**

El equipo de superficie tiene la función de transmitir la energía desde la superficie hasta la bomba en el subsuelo para que ésta lo transfiera al fluido mediante un cambio de volumen. Las unidades de superficie pueden ser de accionamiento mecánico tipo balancín o de accionamiento hidráulico.

En el balancín, la velocidad de rotación de un motor eléctrico o de combustión interna ocurre según un movimiento recíprocante mediante un mecanismo biela manivela

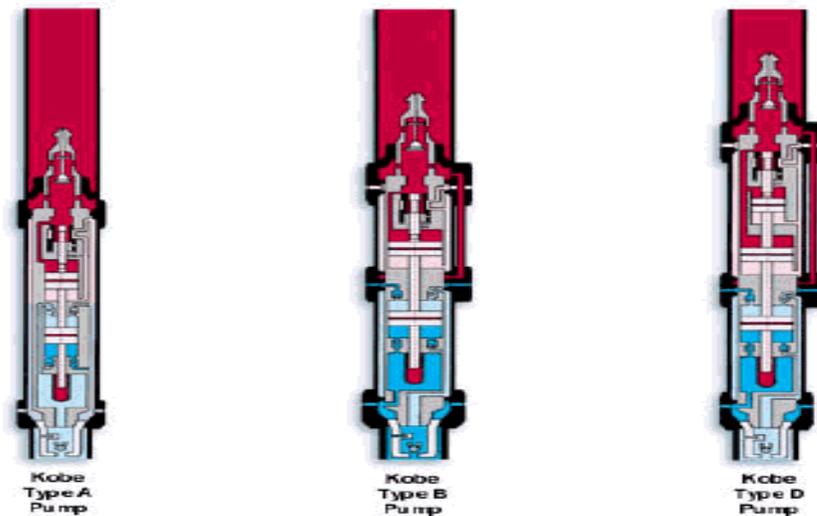
En las unidades hidráulicas de superficie el movimiento de rotación del motor se transforma en recíprocante a través de un sistema hidráulico con sistemas de control electrónicos para hacer los cambios de dirección de fluido de potencia. Estos equipos se usan en un número muy limitado de pozos por su complejidad y número de elementos que requieren un alto nivel de mantenimiento. Sin embargo, en la actualidad han sido mejorados aumentando su potencia y longitud de carrera, lo que le permite su instalación en pozos de alto índice de productividad, pudiéndose bajar bombas a más profundidad usando equipos de poco diámetro y gran longitud para aumentar el desplazamiento y manteniendo la robustez de la bomba por su diámetro más reducido. Otra de las ventajas ofrecidas es la reducción de la flotabilidad de las cabillas ya que el descenso se produce por caída libre y depende del peso de la sarta y la viscosidad del crudo, lo que disminuye la frecuencia de fallas de las cabillas por rotura de las mismas.

---

### **Bombeo hidráulico.**

El sistema de levantamiento por bombeo hidráulico está formado por dos componentes principales la bomba de subsuelo y el equipo de superficie, como todo sistema de levantamiento artificial el objetivo es transmitir energía al fluido del pozo a fin de llevarlo desde el fondo hasta las estaciones de deshidratación. El medio de transmisión de energía es fluido, el cual es comprimido en la superficie e inyectado a través de una tubería, el fluido de potencia debe tener la menor viscosidad posible a fin de minimizar las pérdidas de energía por fricción a lo largo de la tubería de inyección. En la Figura N° 3, a continuación, se muestran prototipos de bombas hidráulicas de subsuelo

**Figura N° 3**  
**Bombas hidráulicas**

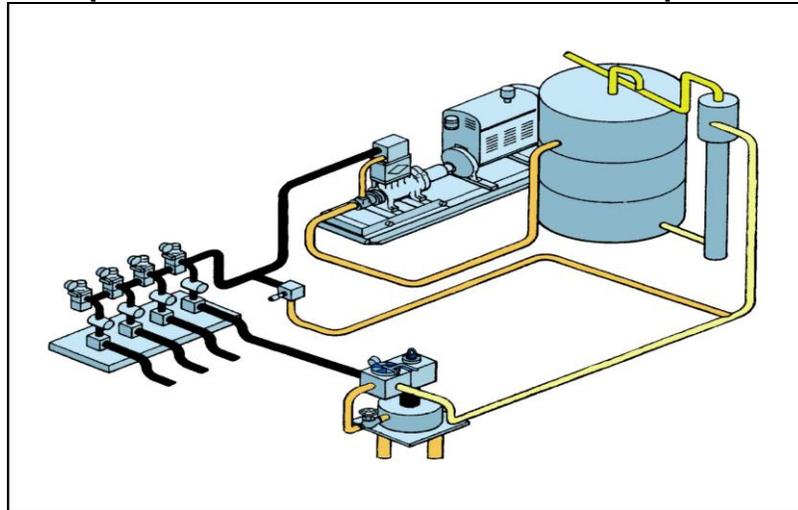


Fuente: Weatherford, artificial lift (2005)

---

En la Figura N° 4 a continuación se muestra en esquema de superficie de un sistema de levantamiento hidráulico

**Figura N° 4**  
**Esquema de un sistema hidráulico de superficie**



Fuente: Weatherford, artificial lift (2005)

Este sistema de levantamiento tiene una gran flexibilidad operacional ya que puede ser usado para producir crudos de muy variadas características y profundidades que van desde 1.000 hasta 20.000 pies, Igualmente, puede manejar tasas en un rango muy amplio ya que el control del volumen a producir se efectúa mediante la regulación de la inyección del fluido de potencia, este mismo fluido puede ser usado para la adición al fondo del pozo de aditivos químicos que ayuden a reducir el efecto corrosivo, reductores de viscosidad, desemulsificantes, o inclusive diluyente en caso de producción de crudos pesados y extrapesados.

El sistema es diseñado para que opere a alta presión de manera tal de utilizar menos caudal del liquido de potencia y evitar así las pérdidas que

---

ocasiona el bombeo de altas tasas; es decir, para una potencia requerida se busca que la mayor parte sea en energía potencial y no en cinética.

### **Bomba hidráulica de subsuelo.**

Los equipos hidráulicos para bombeo en pozos de petróleo están compuestos por una bomba propiamente dicha y el motor que es el encargado de transformar la energía del fluido de potencia en movimiento para que la sea transferido al fluido del pozo. Los equipos pueden ser del tipo turbo máquinas o de desplazamiento positivo

### **Equipo de superficie**

El equipo principal de superficie para este sistema es la bomba utilizada para la compresión del fluido de potencia. En general se usan bombas de desplazamiento positivo tipo reciprocante para manejar presiones de hasta 5000 psi en algunos casos.

Las grandes ventajas de este tipo de sistema es su versatilidad para todo tipo de crudo, cualquier profundidad y un amplio rango de tasas de producción y una desventaja a considerar es el alto riesgo de derrames que pueden ocurrir por roturas en la línea de inyección por la alta presión y por acciones vandálicas sobre todo en áreas de poca supervisión.

### **Bombeo por cavidades progresivas**

Este tipo de bombas fue diseñada en el año 1930 por Rene Moineau y fue a finales de los 80 cuando este equipo se difundió en el mercado para completación de pozos petroleros. En la Figura N° 5 se muestra el equipo de superficie de un sistema de bombeo por cavidades progresivas, mientras que en la Figura N° 6 se ejemplifica una bomba de este tipo. El sistema en si está compuesto por el equipo motriz que consiste en un motor eléctrico o de combustión interna y que puede estar en la superficie y usar una sarta de varillas para la transmisión del movimiento o puede disponer de un motor electro sumergible acoplada directamente a la bomba en el subsuelo.

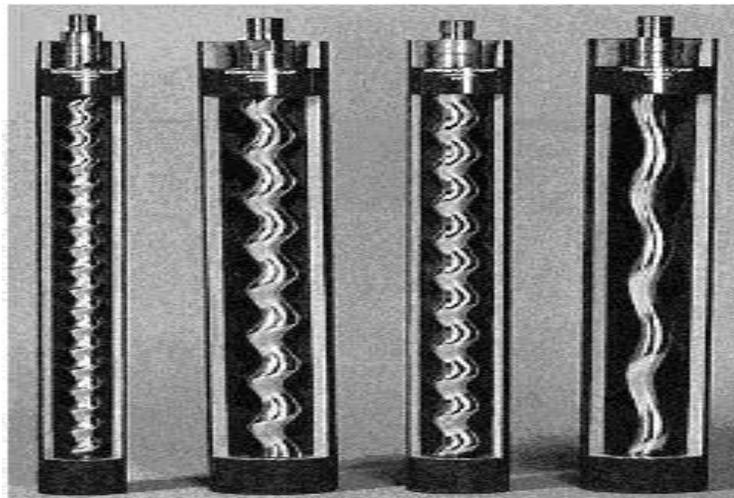
---

**Figura N° 5**  
**Equipo de superficie de Bomba de Cavidad Progresiva**



Fuente: TEIKOKU OIL (2000)

**Figura N° 6**  
**Bomba de Cavidad Progresiva**



Fuente: Manual de bombas de cavidad progresiva PCM. Pump, Francia (2004)

---

La bomba propiamente dicha consiste generalmente en un rotor helicoidal simple que gira dentro de un estator con un espacio interno que forma una helicoidal doble. El rotor es fabricado de acero de alta resistencia con un mecanizado de alta precisión mientras que el estator es moldeado de un elastómero de alta elasticidad, esto permite que la bomba tenga alta eficiencia en el bombeo de crudos viscosos. Por ello, son diseñadas de acuerdo a requerimientos específicos que están relacionados directamente con las características del pozo.

La bomba como tal es un equipo de desplazamiento positivo, rotativo que produce el movimiento del fluido mediante el desplazamiento progresivo de las cavidades que se forman entre el rotor y el estator. De modo que la tasa de fluido a manejar depende del tamaño de las cavidades y de la velocidad. Para poder incrementar la presión a niveles suficientes que permitan manejar la columna, las bombas están constituidas por etapas múltiples.

Este método es uno de los más simples que existen en la actualidad y ofrece innumerables ventajas por lo que en los últimos 15 años su uso se ha expandido grandemente en los campos de producción de Venezuela, específicamente en crudos pesados y extrapesados como es el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco y los campos de Lagunillas en el estado Zulia

Dentro de las ventajas que poseen se pueden mencionar:

- Bajo costo de adquisición.
- Amplio rango de tasas de producción.
- Alta eficiencia hidráulica.
- Altamente efectivo para crudos de alta viscosidad.
- Puede manejar cierto volumen de sólidos (ej. Arena).

- 
- Puede operar en un rango considerable de temperatura si se hace una buena selección del elastómero del estator y la tolerancia adecuada;

y entre las desventajas.

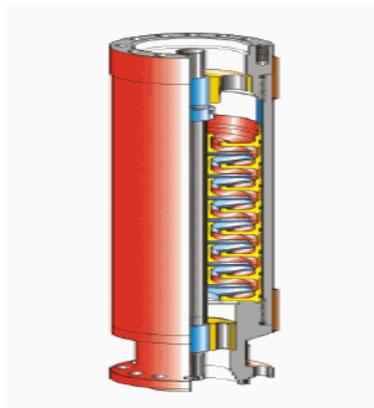
- Limitaciones de profundidad de instalación.
- Al no poseer válvulas de retención la presión produce deslizamiento del fluido lo que disminuye la eficiente hidráulica.
- El elastómero es atacado por los aromáticos del crudo especialmente en crudos livianos.

### **Bombeo Centrífugo.**

Este método de producción es comúnmente llamado bombeo electro centrífugo o bombeo electro-sumergible debido a que el motor es eléctrico y sumergible. Está compuesto simplemente de una bomba tipo, turbo máquina (centrífuga) de varias etapas acoplada directamente, en el subsuelo, a un motor eléctrico que es alimentado por un cable desde la superficie.

En la Figura N° 7, a continuación se muestra una bomba electro centrífuga

**Figura N° 7**  
**Bomba electro centrífuga**



Fuente: **Curso de Ingeniería de Producción**, segundo módulo, tomo II, Corpoven, Puerto La Cruz (1991)

---

Este sistema había sido usado para producción de agua desde hace muchos años, pero fue a finales de los 80 cuando tuvo un auge extraordinario en la industria petrolera. Sus aplicaciones más efectivas, son en pozos con profundidades, de alrededor de 10.000 pies y poco contenido de gas, altas tasas y diferentes gravedades del crudo. Sin embargo, esto no quiere decir que no se pueden usar en otras condiciones, ya que en la actualidad existen diseños innovadores con mucha precisión de sus componentes y materiales especiales y accesorios adicionales como separadores de gas que permiten mejorar su rendimiento haciendo a este sistema en el presente un método de producción de vanguardia.

La bomba propiamente dicha está formada por impulsores y carcaza generalmente con múltiples etapas. De esta manera se puede decir que la tasa a manejar depende del diámetro de la bomba y de la velocidad de rotación y la presión que maneja depende del número de etapas que posea.

La durabilidad y eficiencia de estos equipos depende de su compatibilidad con las condiciones y características del pozo y su fluido y la operación en superficie, que vale decir el arranque y la velocidad a que opere. A fin de controlar la velocidad y el arranque del equipo existen variadores de velocidad que facilitan la operación y evitan cambios bruscos de ésta; reduciendo, de esta manera los riesgos de daño al eje o al motor por alto torque

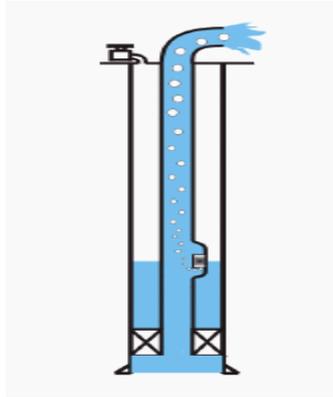
### **Levantamiento por gas**

El método de levantamiento artificial por gas (*gas lift*) consiste en la inyección de un cierto volumen de gas al pozo de manera tal que éste le aporte al fluido del pozo la energía para que llegue hasta la estación. Dicha inyección puede ser en forma continua o intermitente.

La Figura N° 8 muestra un esquema de un pozo completado para producir mediante levantamiento por gas

---

**Figura N° 8**  
**Sistema de levantamiento artificial por gas**



Fuente:

[http://www.neoppq.com/Technology/Artificial\\_Lift/Gas\\_Lift/gas\\_lift.htm](http://www.neoppq.com/Technology/Artificial_Lift/Gas_Lift/gas_lift.htm) (2005)

### **Levantamiento por inyección continua de gas**

Este método, como cualquier otro, requiere que el pozo reúna algunas características para que la completación pueda producir los resultados apropiados. Al igual que en el caso del bombeo hidráulico, los componentes principales son el equipo de superficie y el de subsuelo. En la superficie el gas proveniente de los pozos es comprimido a una presión que permita alcanzar el punto adecuado para ser inyectado de manera que se obtenga la mayor tasa posible de fluido del pozo sin crear daños al yacimiento. El gas es inyectado por el espacio anular entre el revestidor y el eductor y pasa a la tubería de producción a través de unas válvulas instaladas en este para que se produzca el levantamiento del petróleo proveniente de la formación.

Las válvulas son instaladas espaciadas desde la superficie hasta la máxima profundidad para permitir que el gas de inyección llegue y pueda levantar el fluido. El número de válvulas a instalarse depende de la presión disponible en superficie, la presión de formación y la profundidad del pozo entre otras variables. Las válvulas son del tipo retención, para impedir que el líquido del

---

eductor pase al anular y son calibradas de manera tal que abran en un rango determinado de presión. Operan desde arriba hacia abajo; es decir desde la primera válvula colocada cerca de la superficie hasta la última válvula llamada también válvula operadora, ya que es la que permanecerá abierta durante el proceso de producción.

Al momento del arranque del pozo, todas las válvulas están abiertas; tanto el eductor como el anular están en equilibrio hidráulico. Cuando comienza la inyección el gas entra por la primera válvula y desplaza la columna de líquido que está a su nivel en el eductor. En la medida en que se inyecta más gas, éste entra por la segunda válvula y hace el mismo efecto en el eductor. Al descender la presión de inyección se sigue avanzando hasta llegar a la última válvula, la más profunda, y el resto quedan cerradas estableciéndose un flujo continuo en régimen estacionario.

En la superficie, el gas requerido es comprimido en plantas compresoras que funcionan en un ciclo cerrado. En teoría, el gas usado es retornado a las plantas compresoras en su totalidad, más el adicional que viene asociado con la producción de crudo.

El uso de este método, requiere de una gran inversión ya que se necesitan innumerables activos principalmente máquinas compresoras y tuberías, por lo que este tipo de proyecto se acomete en campos completos que incluye un número determinado de pozos y una producción asociada que garantice la rentabilidad de la inversión. Adicionalmente, las características del crudo juegan un papel importante, siendo su principal aplicación en crudos livianos y medianos que permitan que el gas lo arrastre mediante una dispersión dentro del líquido o lo desplace en forma de tapón

---

### **Levantamiento por inyección intermitente de gas**

La producción de crudo por este método se supedita a pozos con muy baja presión de formación o con bajo índice de productividad, que no aportan suficiente fluido, para que pueda ser extraído de manera constante, porque se produce una recirculación del gas por falta de líquido. Dicho en otras palabras el pozo se achica ya que la velocidad de extracción es mayor que la de influjo del yacimiento.

El funcionamiento es idéntico al de flujo continuo, solo que en superficie se instala una válvula de control regulada a un tiempo específico que permita el despacho del gas en el ciclo estimado. Las válvulas que operan se mantienen sincronizadas con la inyección abriendo y cerrando de acuerdo al ciclo, que es determinado por el tiempo necesario para que se llene o restaure el fluido del pozo para maximizar el volumen de crudo por cada inyección. Los principales problemas que se presentan en este sistema son la canalización del gas provocada por la inyección lenta del gas o el deslizamiento o caída del tapón de líquido dependiendo del diámetro de la tubería euductora.

### **Criterios para selección del método de producción**

La selección de un método de producción específico depende de una diversidad de circunstancias como: propiedades de los fluidos a producir, características del pozo, tipo de completación, características de producción, facilidades de superficie disponibles, ubicación, flexibilidad operacional, plan de explotación del campo, economía, nivel de supervisión del campo, nivel de automatización.

De estos elementos considerados uno de los más determinantes para la elección del método es la tasa de producción que se espera obtener. A la hora de analizar las alternativas disponibles para la elección es necesario contar con la máxima información posible acerca del pozo, los diagramas de presión-flujo, donde se refleja el influjo o aporte de fluido del pozo a diferentes

---

presiones y el índice de productividad es decir la tasa de petróleo producida por cada libra de caída de presión. Es igualmente importante graficar la curva de demanda de energía requerida para que el fluido llegue hasta las estaciones de deshidratación para cada método en estudio. De esta manera se tienen las curvas de capacidad de levantamiento por método y la curva de aporte del pozo, las cuales tienen un comportamiento como oferta y demanda.

La oferta es la capacidad energética del pozo y la demanda está representada por todas las pérdidas de energía que existen desde el fondo hasta las estaciones, esto incluye líneas, válvulas y separadores. Si estas pérdidas o requerimientos de energía son mayores que la disponible en el yacimiento entonces, el pozo no fluirá naturalmente y por consiguiente será necesario complementar con energía externa la cual es suministrada por el equipo de levantamiento. El trabajo suministrado externamente elimina la carga al pozo por lo que su aporte será el que permita las nuevas condiciones.

Las propiedades del fluido influyen considerablemente en la selección del método. Así en pozos con alta relación gas petróleo cualquier método de bombeo será deficiente, si hay producción de arenas las fallas serán constantes, por daños mecánicos en los componentes; Si hay presencia de aromáticos las bombas que usen elastómeros sufrirán daños continuos; si el fluido manejado es muy pesado y viscoso el levantamiento con gas será muy difícil y el uso de bombeo mecánico convencional tendrá problemas de flotabilidad de las cabillas.

Los métodos que usan cabillas como medio para transmisión de energía son afectados fuertemente por la profundidad ya que la elongación de la sarta reduce enormemente el recorrido efectivo del pistón de la bomba en el subsuelo. En el caso de levantamiento por gas y bombeo hidráulico la limitante es la capacidad de compresión a nivel de superficie, ya que se requieren presiones muy elevadas; en el caso de bombas de cavidad progresiva al no

---

poseer válvulas de retención en la descarga toda la presión la recibe el elastómero del estator produciéndose deformación y por ende deslizamiento del crudo hacia abajo disminuyendo la eficiencia. En las bombas centrífugas se requiere mayor número de etapas pero hay limitantes en cuanto a la resistencia de los materiales y al espacio disponible en cuanto a las dimensiones del equipo. La profundidad no solo afecta en presión sino también en temperatura. En la medida en que haya más profundidad se tienen temperaturas mayores que afectan los componentes mecánicos y eléctricos de los equipos.

Al momento de seleccionar un método específico se elabora una matriz tomando en cuenta los factores involucrados. Haciendo un primer análisis, de factibilidad técnica, se usan criterios sí o no; es decir, se aplican métodos que determinan si cumplen o no con los requerimientos de producción. Posteriormente, se hace un segundo análisis técnico, de manera ponderada, usando un rango de valores que dependa de la importancia del parámetro; por ejemplo, ubicación, facilidades de operación. Luego de esto, se pasa al análisis económico que, a su vez, toma en cuenta varios elementos como son: inversión inicial, gastos operacionales y de mantenimiento, tiempos de vida tanto del equipo, como el del pozo, tasa de producción, calidad del crudo, entre otros.

La flexibilidad operacional es un factor clave para la conservación y buen funcionamiento de los equipos que debe ser ponderado a la hora de seleccionar el método. Por flexibilidad operacional se entiende la posibilidad de variar las tasas de producción sin gran esfuerzo, la posibilidad de cambiar partes del equipo y hacer mantenimiento con la mínima pérdida de producción, la facilidad de manipulación por parte del personal a cargo y la robustez del equipo.

En conclusión se puede decir que no hay una regla única para la selección de un método dado sino que éste depende de cada caso en estudio y de las circunstancias presentes. La combinación de diversos factores permitirá, de

---

acuerdo con la aplicación de una matriz seleccionar un método acorde con los requerimientos.

### **Marco conceptual**

Se incluye en esta sección un glosario de términos, definiciones y conceptos usados durante el desarrollo de la investigación.

**Afluencia.** Aporte de fluido del yacimiento hacia el pozo productor

**Artificial.** Creado por el hombre para realizar una función determinada para reemplazar o mejorar la forma natural.

**Bombeo.** Es la acción de suministrar energía a un líquido a fin de transportarlo de un lugar a otro, que generalmente no puede hacerlo por sí solo naturalmente en la cantidad y condiciones requeridas.

**B.** Barriles

**BPD.** Barriles por día.

**BND.** Barriles netos por día

**Cavidades progresivas.** Volumen que se forma mediante el acople de dos elementos mecánicos que al ser rotados producen cavidades las cuales permiten desplazar un fluido de forma ascendente.

**Centrífugo.** Se define en términos de producción como la acción de transferir energía a un fluido mediante el cambio de velocidad del mismo por el uso de un dispositivo rotatorio.

---

**Completación.** Alistar un pozo para producir una vez terminada la perforación del mismo

**Difusor.** Dispositivo mecánico usado para aumentar la presión de un fluido a cambio de reducir su velocidad

**Eductor.** Tubería de producción del pozo

**Gas de formación.** Tasa de gas producida por un pozo.

**Gas de inyección.** Tasa de inyectado para producir el levantamiento del crudo

**Hidráulico.** Cuando se trata de levantamiento artificial, se refiere a la acción de transferencia de energía mediante el uso de un fluido motriz al crudo.

**Índice de productividad.** Relación entre la producción de un pozo y la caída de presión del yacimiento, que indica la capacidad de producción del dicho pozo

**Influjo.** Aporte de fluido del yacimiento hacia el pozo; es decir, capacidad de producir

**Levantamiento.** Término usado, en la producción petrolera, para definir la acción de llevar al crudo o el fluido desde el subsuelo hasta la superficie.

**Mecánico.** En el estudio que se desarrolla, el término mecánico se refiere a la acción producida por un mecanismo a fin de suministrar energía a un fluido para producir su desplazamiento.

**Método.** Procedimiento sistematizado que se sigue para lograr un determinado objetivo.

**PSI.** Libras por pulgada cuadrada. (pound square inch)

**Presión de cabezal.** Presión en el cabezal del pozo productor

---

**Presión estática.** Presión del yacimiento en estado estático sin flujo, es decir, con el pozo sin producción.

**Presión de inyección.** Presión a la cual se inyecta el gas al pozo

**Presión fluyente.** Presión del yacimiento con el pozo en producción.

**Presión de separación.** Presión a la cual se separa el gas del líquido producido por el pozo

**Producción.** Agregar utilidad real, espacial o temporal a un bien, a fin de satisfacer las necesidades del ser humano. En este estudio, producir quiere decir extraer el petróleo desde el subsuelo hasta las estaciones de procesamiento.

**Relación gas líquido.** Relación entre la tasa de gas producida y la tasa de líquido producido por un pozo

**Relación gas petróleo.** Relación entre la tasa de gas producida y la tasa de producción de petróleo neto de un pozo.

**Rendimiento del gas de levantamiento.** Relación entre la tasa de gas inyectado para producir y la tasa de producción obtenida

**Revestidor.** Tubería que se usa para aislar y proteger el pozo

**Tobera.** Dispositivo mecánico usado para aumentar la velocidad de un fluido.

**Válvula de inyección.** Válvula por donde se inyecta gas al fondo del pozo para levantamiento de crudo

---

## **Consideraciones éticas**

El código de ética profesional del Colegio de Ingenieros regido por la ley de ejercicio profesional, el cual expresa como abordar, desarrollar y aplicar los conocimientos adquiridos en la disciplina cumpliendo con la Constitución de la Republica Bolivariana de Venezuela, las leyes orgánicas, reglamentos, ordenanzas y normas nacionales, regionales y locales inmersas en toda actividad profesional que corresponda a dar respuestas tanto al sector público y privado. Estos parámetros se aplicaron en la ejecución del presente trabajo de investigación garantizando la honestidad de las fuentes bibliográficas, en los resultados estadísticos y de observación así como la confidencialidad de los mismos.

Además de estas consideraciones, en cuanto a la confidencialidad de la información suministrada por la empresa, también se tomó las consideraciones éticas dictadas por el Project Management Institute (PMI) (2004)

De acuerdo al código de ética de los miembros del Project Management Institute (PMI) (2004) los profesionales dedicados a la Gerencia del Proyecto deben comprometerse a:

- Mantener altos estándares de una conducta íntegra y profesional.
- Aceptar las responsabilidades de sus acciones.
- Buscar continuamente mejorar sus capacidades profesionales.
- Practicar la justicia y honestidad.
- Alentar a otros profesionales a actuar de una manera ética y profesional.

Profesionalmente, el comportamiento seguido durante esta investigación estará enmarcado en los enunciados acordes a algunas obligaciones indicadas por el Project Management Institute, y que son particularmente aplicables a este trabajo:

- 
- Revelar completa y oportunamente cualquier conflicto profesional.
  - Respetar y proteger apropiadamente los derechos intelectuales de otros; revelar y reconocer apropiadamente las contribuciones profesionales, intelectuales y de investigación de otros.
  - Procurar mejorar sus capacidades, habilidades y conocimientos profesionales, y dar a conocer sus calificaciones profesionales de forma sincera y certera.

En la presente investigación se consideraron los siguientes principios y valores:

- Se mantendrá la confidencialidad de la información contenida en la presente investigación relacionada con la empresa TEIKOKU
- Se realizará un trabajo profesional que refleje la veracidad de los análisis y resultados del estudio.
- Se respetará la propiedad intelectual y los derechos de autor de los creadores de las investigaciones documentales que sirven de apoyo a esta investigación

---

## CAPÍTULO IV

### DIAGNOSTICO

#### **Definición de información requerida**

La información que se requiere para caracterizar un pozo está constituida por todos aquellos parámetros, que a nivel de subsuelo y de superficie, permiten describir y catalogar dicho pozo de acuerdo con los valores operacionales obtenidos de su funcionamiento bajo ciertas condiciones establecidas que aseguran la explotación racional del yacimiento, el uso adecuado de los activos y el menor impacto ambiental posible.

El nivel de información, su oportunidad y calidad son determinantes para la toma de decisión y en este caso para el tipo de diseño a realizar y la selección del método. En lo referente a metodología de producción y más específicamente en levantamiento por gas los datos requeridos son los relacionados directamente con la producción, como son:

- Método de producción
- Profundidad del pozo
- Diámetro de revestidor de producción
- Diámetro de la tubería de producción
- Presión estática del yacimiento
- Presión de fondo fluyente
- Presión de inyección de gas en el revestidor
- Presión del sistema de gas
- Presión de cabezal
- Numero de válvulas de inyección
- Profundidad de la última válvula de inyección
- Producción de fluido

- 
- Porcentaje de agua.
  - Porcentaje de arena
  - Contenido de parafina
  - Contenido de asfalteno
  - Producción neta de crudo
  - Gravedad API
  - Gravedad específica del agua de formación
  - Gravedad específica del gas
  - Producción de gas
  - Volumen de inyección de gas
  - Disponibilidad del gas en superficie.
  - Costo de extracción
  - Costo del gas de inyección

### **Datos**

Los datos obtenidos muestran los parámetros fundamentales que caracterizan y describen las condiciones operacionales de los pozos. Todos los pozos seleccionados están completados para producir mediante levantamiento por gas. Las Tablas N° 2 - 5, a continuación, muestran los datos de los 20 pozos representativos, que han sido considerados para el presente estudio. La data recopilada ha sido dividida en cuatro subconjuntos, de unos 6 parámetros cada uno, para su mejor presentación en las 4 tablas mencionadas. La Tabla 2 recoge la data inherente al pozo mismo, la Tabla 3 aquella relativa al crudo, la Tabla 4 se refiere a parámetros relativos a la producción y finalmente la Tabla 5 colecta los parámetros asociados a la productividad.

Puede verse que el diámetro del revestidor y del eductor es el mismo en todos los pozos considerados, mientras que el resto de los parámetros varía de unos a otros, algunos en un amplio intervalo de valores.

**Tabla Nº 2 Parámetros de pozos: Inherentes al pozo**

<b>Nº Pozo</b>	<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Diámetro Revestidor (pulgadas)</b>	<b>Diámetro eductor (pulgadas)</b>	<b>Nº de válvulas de inyección</b>	<b>Profundidad última Válvula (pies)</b>	<b>Producción (bbd)</b>
1	5800	5 1/2	2 7/8	4	4500	31
2	5900	5 1/2	2 7/8	4	4600	20
3	5700	5 1/2	2 7/8	4	4550	43
4	6200	5 1/2	2 7/8	4	4560	51
5	6100	5 1/2	2 7/8	3	4670	60
6	5800	5 1/2	2 7/8	4	4460	19
7	5700	5 1/2	2 7/8	3	4530	72
8	6200	5 1/2	2 7/8	4	4500	25
9	5900	5 1/2	2 7/8	3	4560	70
10	5950	5 1/2	2 7/8	3	4570	82
11	5700	5 1/2	2 7/8	4	4580	53
12	5800	5 1/2	2 7/8	4	4610	22
13	5700	5 1/2	2 7/8	4	4590	22
14	5900	5 1/2	2 7/8	4	4580	34
15	6000	5 1/2	2 7/8	4	4590	11
16	5900	5 1/2	2 7/8	4	4580	95
17	5800	5 1/2	2 7/8	4	4470	11
18	5950	5 1/2	2 7/8	4	4590	57
19	5800	5 1/2	2 7/8	4	4460	31
20	5960	5 1/2	2 7/8	4	4470	86

**Tabla N° 3. Parámetros de pozos: Inherentes al crudo**

<b>N° Pozo</b>	<b>Contenido de agua (%)</b>	<b>Producción (BND)</b>	<b>Gravedad (API)</b>	<b>Gravedad específica del gas</b>	<b>Gravedad específica del agua</b>	<b>Factor Z</b>
1	4	29,76	35	0,83	1,1	0,72
2	0,2	19,96	44	0,85	1,08	0,75
3	60	17,2	34	0,82	1,11	0,74
4	45	28,05	36	0,85	1,07	0,75
5	50	30	30	0,85	1,11	0,73
6	3	18,43	35	0,85	1,1	0,75
7	0,4	71,712	39	0,86	1,1	0,75
8	10	22,5	37	0,85	1,12	0,76
9	85	10,5	32	0,82	1,1	0,75
10	8	75,44	37	0,83	1,13	0,74
11	0,1	52,947	35	0,87	1,1	0,75
12	30	15,4	38	0,85	1,1	0,73
13	6	20,68	39	0,84	1,12	0,75
14	10	30,6	40	0,81	1,1	0,74
15	4	10,56	35	0,85	1,1	0,75
16	70	28,5	39	0,85	1,1	0,74
17	10	9,9	36	0,86	1,05	0,75
18	90	5,7	36	0,85	1,1	0,73
19	55	13,95	30	0,84	1,03	0,75
20	12	75,68	32	0,85	1,1	0,72

**Tabla N° 4. Parámetros de pozos: Relativos a la producción**

N° Pozo	Gravedad específica del crudo	Temperatura fondo (° F)	Gas de inyección (Mp3/d)	Gas de formación (Mp3/d)	Relación gas petróleo (p3/bb)	Relación gas líquido (p3/bb )
1	0,85	350	322	271	9106	8741,9
2	0,81	360	143	20	1002	1000
3	0,85	360	231	141	8198	3279,1
4	0,84	370	300	220	7843	4313,7
5	0,88	350	240	220	7333	3666,7
6	0,85	355	294	120	6511	6315,8
7	0,83	365	291	250	3486	3472,2
8	0,84	370	307	78	3467	3120
9	0,87	366	720	154	14667	2200
10	0,84	360	120	20	265	243,9
11	0,85	366	250	80	1511	1509,4
12	0,83	356	215	125	8117	5681,8
13	0,83	350	250	80	3868	3636,4
14	0,83	360	300	100	3268	2941,2
15	0,85	365	72	30	2841	2727,3
16	0,83	370	400	187	6561	1968,4
17	0,84	360	253	20	2020	1818,2
18	0,84	362	150	40	7018	701,75
19	0,88	360	300	31	2222	1000
20	0,87	358	324	164	2167	1907

**Tabla N° 5. Parámetros de pozos: Asociados a la productividad**

N° Pozo	Presión de inyección (psi)	Presión cabezal pozo (psi)	Presión estática fondo (psi)	Presión de fondo fluyente (psi)	Índice de productividad (B/psi)	Rendimiento del gas de levantamiento (Mp3/bb)
1	700	120	2400	450	0,0159	10,4
2	700	90	2300	400	0,0105	7,2
3	680	100	2400	430	0,0218	5,4
4	690	110	2430	450	0,0258	5,9
5	710	120	2380	480	0,0316	4,0
6	720	85	2500	460	0,0093	15,5
7	630	120	2500	500	0,0360	4,0
8	740	50	2300	420	0,0133	12,3
9	825	80	2400	440	0,0357	10,3
10	690	120	2500	600	0,0432	1,5
11	680	100	2480	600	0,0282	4,7
12	680	120	2300	460	0,0120	9,8
13	710	110	2500	500	0,0110	11,4
14	700	120	2400	500	0,0179	8,8
15	680	100	2300	400	0,0058	6,5
16	800	130	2200	400	0,0528	4,2
17	720	110	2200	380	0,0060	23,0
18	680	100	2150	360	0,0318	2,6
19	500	110	2300	360	0,0160	9,7
20	740	100	2400	380	0,0426	3,8

### **Análisis de datos**

La información recolectada de los 20 pozos seleccionados muestra todos los parámetros esenciales para la realización del estudio en cuestión; es decir, los datos obtenidos permiten realizar los análisis pertinentes para identificar la condición de los pozos y su clasificación de acuerdo con las características de completación del pozo, facilidades de superficie, las propiedades de los fluidos, y la producción.

---

Los datos muestran que el rango de producción de los pozos está por debajo de 100 BPD y el método de levantamiento usado es gas, ambas representan condiciones establecidas en la investigación ya que el estudio va dirigido a pozos petroleros marginales con la finalidad de ofrecer una alternativa tecnológica para el mejoramiento de su productividad. Adicionalmente a los datos incluidos en las Tablas, se conoce que no hay producción ni de parafina, ni de asfáltenos en ninguno de los pozos seleccionados para este estudio.

El índice de productividad muestra la poca capacidad de producción de estos pozos de un máximo de 52 barriles por cada mil libras, lo que implica una producción máxima cercana a 100 BPD tomando en cuenta que la presión estática de los yacimientos está alrededor de 2.500 libras y una muy alta relación de consumo de energía por barril levantado que está sobre los 5.000 pies cúbicos por barril producido; lo que quiere decir, que existen posibilidades reales del mejoramiento de la eficiencia del levantamiento y el mejoramiento de la producción.

En el análisis de los pozos, en cuestión no se observó presencia de parafina, arena, ni asfáltenos. Por ser un crudo con una gravedad API sobre los 30 grados contiene aromáticos perjudiciales a los estatores de las bombas de cavidad progresiva descartándose, en la actualidad, la aplicación de equipos de esta naturaleza para extracción de crudos de esta característica

En las tablas 6 a la 25 se muestra el comportamiento de producción de los pozos y su tasa máxima esperada tomando en cuenta su potencialidad De cada Tabla se han tomado los valores de tasa de producción y presión, para elaborar las gráficas correspondientes a cada uno de los mismos para generar de esta manera, la curva de afluencia o de influjo (gráficas 9 a 28). Estas curvas representan la oferta de fluido que el yacimiento puede entregar para ser extraído a través del pozo productor, la pendiente de esta curva representa el

índice de productividad que indica la cantidad de fluido que se produce por cada unidad de caída de presión.

La curva de demanda de energía requerida para que el fluido llegue hasta las estaciones recolectoras determina si el yacimiento es capaz de producir por si mismo o en su defecto requiere suministro de energía externa. En todos estos pozos se observa muy baja presión del yacimiento en condiciones estáticas y de flujo por lo que se amerita de hecho el levantamiento artificial que en este caso se hace por gas.

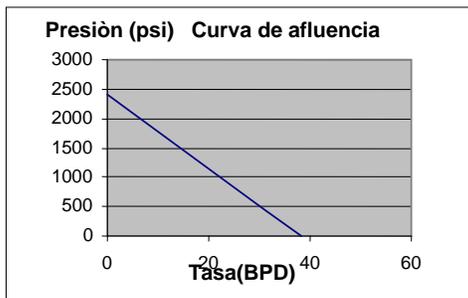
Para que estos pozos fluyan de manera natural requieren una presión fluyente de yacimiento sobre las 1.800 psi, para vencer las pérdidas que se produzcan en las líneas y sistemas de flujo.

**Tabla N° 06 Pozo N° 1**

Presión (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2400	0,0159	0	0
2075	0,0159	325	5
1750	0,0159	650	10
1425	0,0159	975	16
1100	0,0159	1300	21
775	0,0159	1625	26
450	0,0159	1950	31
0	0,0159	2400	38

Tasa máxima 38 BPD

**Grafica N° 09 Pozo N° 1**



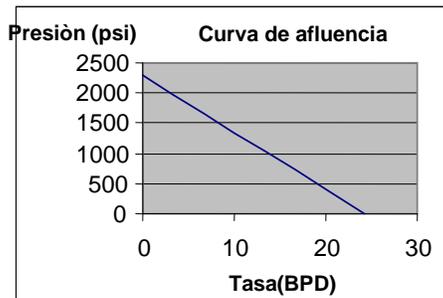
**Tabla N° 08 Pozo N° 3**

**Tabla N° 07 Pozo N° 2**

Presión (PSI)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2300	0,011	0	0
1983	0,011	317	3
1667	0,011	633	7
1350	0,011	950	10
1033	0,011	1267	13
717	0,011	1583	17
400	0,011	1900	20
0	0,011	2300	24

Tasa máxima 24 BPD

**Grafica N° 10 Pozo N° 2**

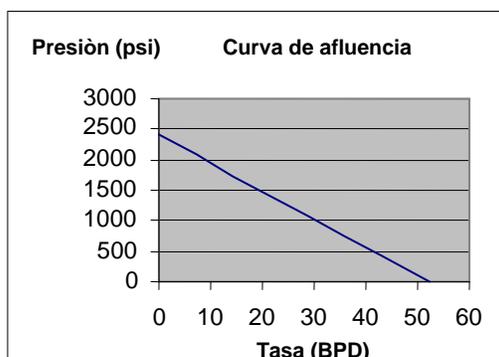


**Tabla N° 09 Pozo N° 4**

Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2400	0,022	0	0
2072	0,022	328	7
1743	0,022	657	14
1415	0,022	985	22
1087	0,022	1313	29
758	0,022	1642	36
430	0,022	1970	43
0	0,022	2400	52

Tasa máxima 52 BPD

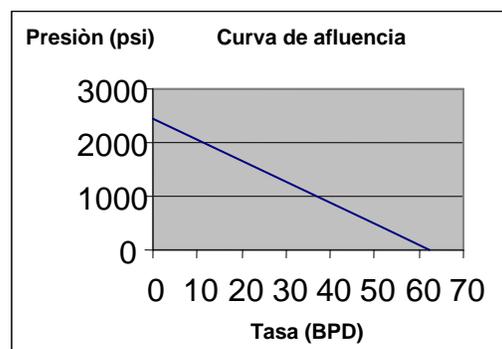
**Grafica Nº 11 Pozo Nº 3**



Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2430	0,026	0	0
2100	0,026	330	9
1770	0,026	660	17
1440	0,026	990	26
1110	0,026	1320	34
780	0,026	1650	43
450	0,026	1980	51
0	0,026	2430	63

Tasa máxima 63 BPD

**Grafica Nº 12 Pozo Nº 4**



**Tabla Nº 10 Pozo Nº 5**

Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2380	0,03	0,00	0
2063	0,03	317	10
1747	0,03	633	20
1430	0,03	950	30
1113	0,03	1267	40
797	0,03	1583	50
480	0,03	1900	60
0	0,03	2380	75

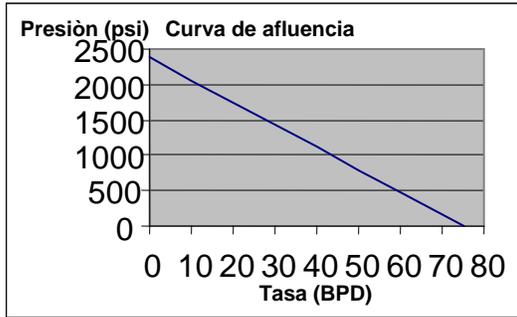
Tasa máxima 75 BPD

**Tabla Nº 11 Pozo Nº 6**

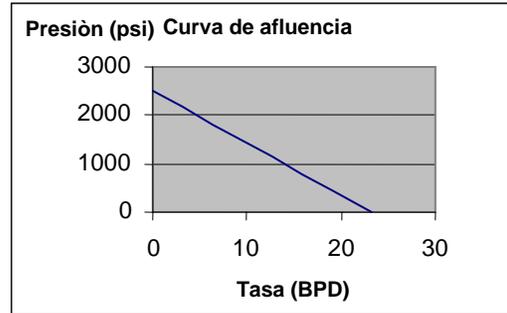
Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2500	0,009	0	0
2160	0,009	340	3
1820	0,009	680	6
1480	0,009	1020	10
1140	0,009	1360	13
800	0,009	1700	16
460	0,009	2040	19
0	0,009	2500	23

Tasa máxima 23 BPD

**Grafica N° 13 Pozo N° 5**



**Grafica N° 14 Pozo N° 6**



**Tabla N° 12 Pozo N° 7**

Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2500	0,036	0	0
2167	0,036	333	12
1833	0,036	667	24
1500	0,036	1000	36
1167	0,036	1333	48
833	0,036	1667	60
500	0,036	2000	72
0	0,036	2500	90

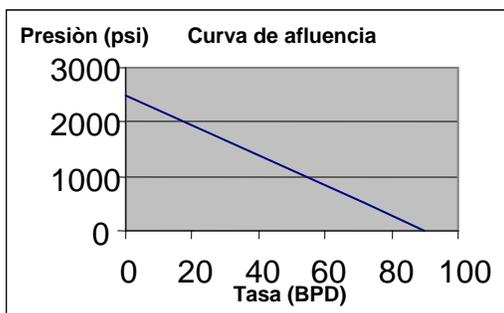
Tasa máxima 90 BPD

**Tabla N° 13 Pozo N° 8**

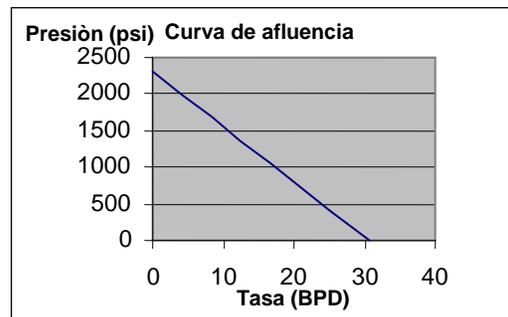
Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2300	0,013	0	0
1987	0,013	313	4
1673	0,013	627	8
1360	0,013	940	13
1047	0,013	1253	17
733	0,013	1567	21
420	0,013	1880	25
0	0,013	2300	31

Tasa máxima 31 BPD

**Grafica N° 15 Pozo N° 7**



**Grafica N° 16 Pozo N° 8**



**Tabla Nº 14 Pozo Nº 9**

Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2400	0,04	0	0
2073	0,04	327	12
1747	0,04	653	23
1420	0,04	980	35
1093	0,04	1307	47
767	0,04	1633	58
440	0,04	1960	70
0	0,04	2400	86

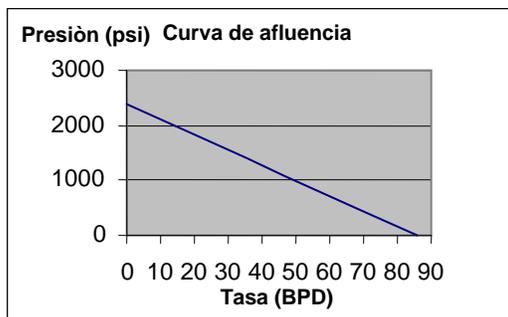
Tasa máxima 86 BPD

**Tabla Nº 15 Pozo Nº 10**

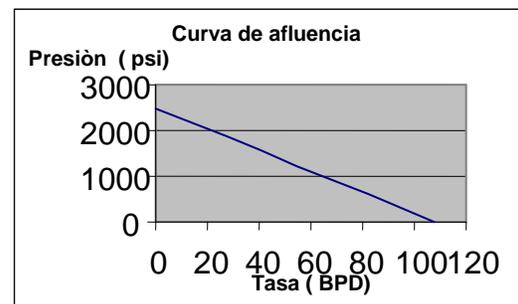
Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2500	0,04	0	0
2183	0,04	317	13,7
1867	0,04	633	27,3
1550	0,04	950	41,0
1233	0,04	1267	54,7
917	0,04	1583	68,3
600	0,04	1900	82,0
0	0,04	2500	107,9

Tasa máxima 108 BPD

**Grafica Nº 17 Pozo Nº 9**



**Grafica Nº 18 Pozo Nº 10**



**Tabla Nº 16 Pozo Nº 11**

Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2480	0,03	0	0
2167	0,03	313	9
1853	0,03	627	18
1540	0,03	940	27
1227	0,03	1253	35
913	0,03	1567	44
600	0,03	1880	53
0	0,03	2480	70

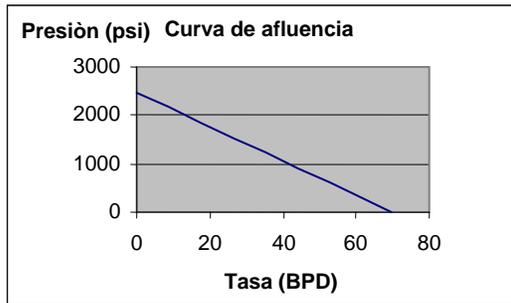
Tasa máxima 70 BPD

**Tabla Nº 17 Pozo Nº 12**

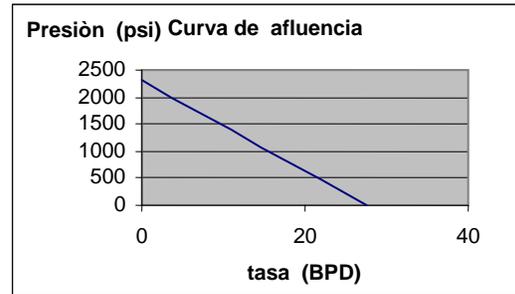
Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2300	0,0120	0	0
1993	0,0120	307	4
1687	0,0120	613	7
1380	0,0120	920	11
1073	0,0120	1227	15
767	0,0120	1533	18
460	0,0120	1840	22
0	0,0120	2300	28

Tasa máxima 28 BPD

**Grafica N° 19 Pozo N° 11**



**Grafica N° 20 Pozo N° 12**



**Tabla N° 18 Pozo N° 13**

Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2500	0,011	0	0
2167	0,011	333	4
1833	0,011	667	7
1500	0,011	1000	11
1167	0,011	1333	15
833	0,011	1667	18
500	0,011	2000	22
0	0,011	2500	28

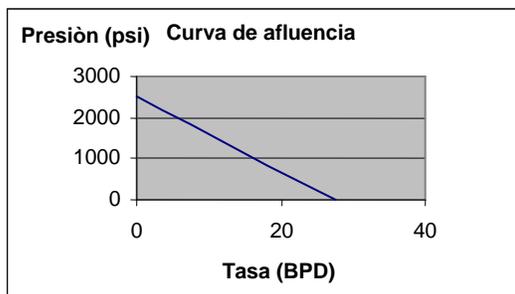
Tasa máxima 28 BPD

**Tabla N° 19 Pozo N° 14**

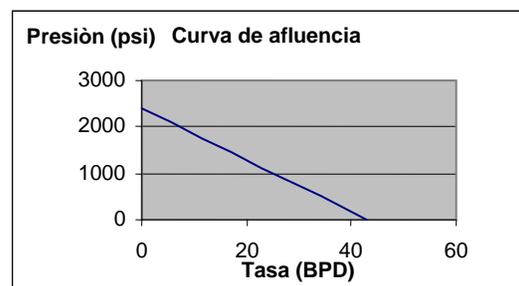
Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2400	0,02	0	0
2083	0,02	317	6
1767	0,02	633	11
1450	0,02	950	17
1133	0,02	1267	23
817	0,02	1583	28
500	0,02	1900	34
0	0,02	2400	43

Tasa máxima 43 BPD

**Grafica N° 21 Pozo N° 13**



**Grafica N° 22 Pozo N° 14**



**Tabla N° 20 Pozo N° 15**

Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2300	0,006	0	0
1983	0,006	317	2
1667	0,006	633	4
1350	0,006	950	6
1033	0,006	1267	7
717	0,006	1583	9
400	0,006	1900	11
0	0,006	2300	13

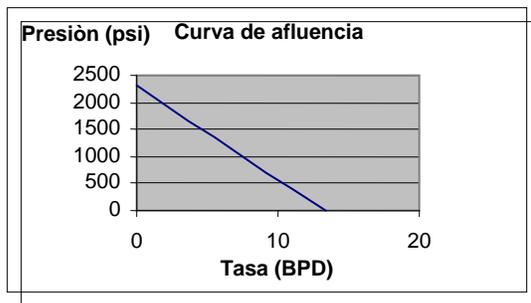
Tasa máxima 13 BPD

**Tabla N° 21 Pozo N° 16**

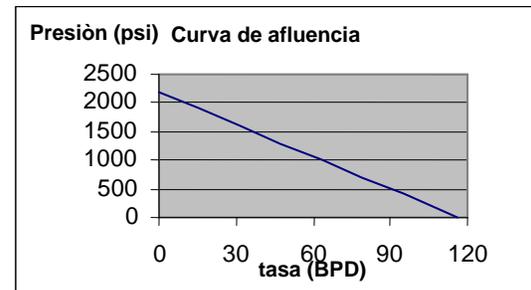
Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2200	0,053	0	0
1900	0,053	300	16
1600	0,053	600	32
1300	0,053	900	48
1000	0,053	1200	63
700	0,053	1500	79
400	0,053	1800	95
0	0,053	2200	116

Tasa máxima 116 BPD

**Grafica N° 23 Pozo N° 15**



**Grafica N° 24 Pozo N° 16**



**Tabla N° 22 Pozo N° 17**

Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2200	0,006	0	0
1897	0,006	303	2
1593	0,006	607	4
1290	0,006	910	6
987	0,006	1213	7
683	0,006	1517	9
380	0,006	1820	11
0	0,006	2200	13

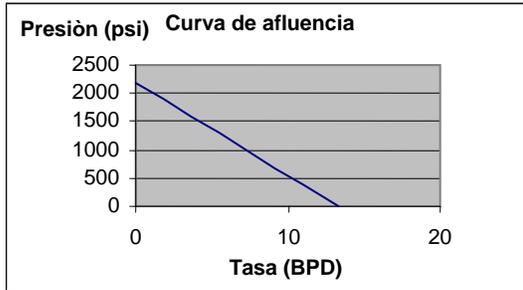
Tasa máxima 13 BPD

**Tabla N° 23 Pozo N° 18**

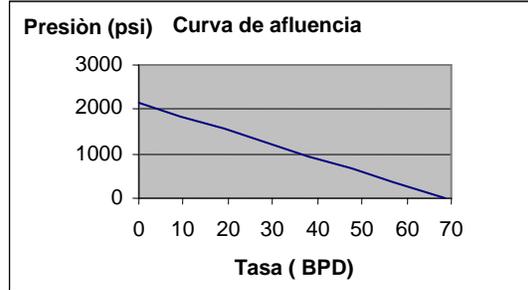
Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2150	0,03	0	0
1852	0,03	298	10
1553	0,03	597	19
1255	0,03	895	29
957	0,03	1193	38
658	0,03	1492	48
360	0,03	1790	57
0	0,03	2150	68

Tasa máxima 68 BPD

**Grafica N° 25 Pozo N° 17**



**Grafica N° 26 Pozo N° 18**



**Tabla N° 24 Pozo N° 19**

Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2300	0,0160	0	0
1977	0,0160	323	5
1653	0,0160	647	10
1330	0,0160	970	16
1007	0,0160	1293	21
683	0,0160	1617	26
360	0,0160	1940	31
0	0,0160	2300	37

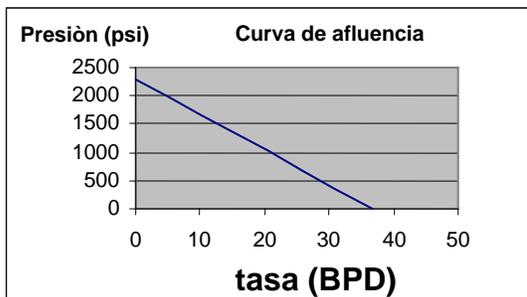
Tasa máxima 37BPD

**Tabla N° 25 Pozo N° 20**

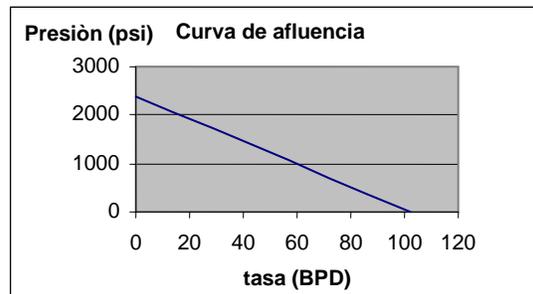
Presión estática (psi)	Índice de productividad	Variación de Presión (psi)	Tasa (BPD)
2400	0,043	0	0
2063	0,043	336,7	14
1727	0,043	673,3	29
1390	0,043	1010,0	43
1053	0,043	1346,7	57
717	0,043	1683,3	72
380	0,043	2020,0	86
0	0,043	2400,0	102

Tasa máxima 102 BPD

**Grafica N° 27 Pozo N° 19**



**Grafica N° 28 Pozo N° 20**



---

### **Identificación de condiciones de pozos marginales.**

En un campo de producción de crudo, se clasifica como pozo marginal aquel cuyo potencial máximo de producción y sus condiciones de operación hacen que los costos operacionales y de mantenimiento sean considerablemente superior al estándar de pozos similares en campos equivalentes haciendo que la rentabilidad del mismo sea inferior al promedio.

Los parámetros principales que caracterizan a un pozo marginal son la producción, el índice de productividad (indica la capacidad de aporte de fluido del yacimiento), producción de agua, producción de gas, las condiciones operacionales (incluyendo confiabilidad, requerimientos y frecuencia de mantenimiento), producción de fluidos indeseados como asfáltenos y parafina, (los que dificultan la producción y aumentan los requerimientos de mantenimiento, requerimiento de energía de levantamiento y requerimiento de supervisión).

De los parámetros mencionados no necesariamente un pozo debe cumplir con todos para ser clasificado como marginal, sino con aquellos que más impactan su rentabilidad haciéndola crítica. Entre los parámetros asociados a la producción y a los costos operacionales, podemos nombrar los siguientes:

- Potencial máximo de producción menor de 100 BPD
- Porcentaje de agua mayor de 30 %
- Índice de productividad menor que 0,05 B/psi
- Requerimiento de levantamiento artificial (energía externa)
- Costo por barril producido mayor que de 10 Dólares

---

### **Información técnica general necesaria para el diseño de un sistema de levantamiento de crudo por gas.**

Para diseñar un sistema de levantamiento artificial se requiere conocer ciertos parámetros que permiten realizar los cálculos técnicos y los análisis de compatibilidad con los equipos, materiales y los fluidos a manejar; así como la realización de los balances de masa y energía que permitan satisfacer los requerimientos del pozo de acuerdo con las condiciones del mismo, las facilidades de superficie y las tasas de fluido esperada.

En particular para diseñar un sistema de levantamiento por gas es necesario conocer los siguientes parámetros.

- Gravedad API del crudo
- Viscosidad del crudo.
- Producción de crudo
- Producción de agua
- Producción de gas
- Producción de parafina y asfáltenos
- Profundidad del pozo
- Presión estática
- Presión fluyente
- Presión disponible de gas en superficie
- Volumen de gas disponible para el pozo
- Diámetro del revestidor de producción
- Diámetro de la tubería de producción
- Presión de separación
- Diámetro de la tubería de producción
- Longitud de la tubería de producción

En los pozos analizados en este estudio no se encontró presencia de parafina ni de asfáltenos. Hay presencia de aromáticos, sin embargo para este tipo de

---

método de levantamiento artificial por gas el contenido de aromáticos no es relevante porque no afecta el funcionamiento del sistema.

**Aspectos fundamentales y especificaciones críticas que caracterizan a un sistema costo-efectivo de levantamiento de crudo por gas.**

En un sistema de levantamiento artificial por gas la variable determinante del proceso es el gas de inyección. Por un lado, la energía aportada por el fluido de levantamiento está asociada directamente a la masa y a la presión de inyección, y por el otro, el costo principal es el referido a la compresión. El hermetismo de la red de distribución y un sistema de compresión eficiente contribuyen a que en el circuito cerrado, la transferencia de energía desde las plantas compresoras hasta los pozos sea más efectiva y disminuyan las pérdidas a lo largo de la red y por ende el costo producción.

El costo efectivo de un sistema de levantamiento por gas está determinado principalmente por el costo de compresión, conformado básicamente por el costo de mantenimiento, costo de operación y costo de máquina. El otro costo relevante directo del pozo es el de mantenimiento de la completación, el mantenimiento de las facilidades de superficie y la operación propiamente dicha

Estos elementos determinan el costo efectivo de extracción, el cual se hace crítico cuando el pozo por su baja rentabilidad no permite la realización de mantenimientos mayores por no cumplir con los indicadores económicos quedando en operación bajo condiciones de muy bajo rendimiento o inactivo.

La criticidad de los costos de producción desde el punto de vista de rentabilidad depende del precio de realización del crudo en el mercado y por lo tanto del tipo de crudo.

El costo actual de un trabajo de reparación mayor de un pozo completado a producción con gas y una profundidad de 6.000 pies está en el orden de

---

200.000 Dólares. En esta situación y para un crudo de 35 °API con un precio de realización (venta) de 40 Dólares por barril, para una producción esperada de 100 BND y una declinación de 25% anual en un periodo de evaluación de 10 años el costo de extracción crítico es de 38,8 Dólares, ya que los indicadores económicos garantizan la rentabilidad de la inversión y por ende la operación del pozo, sin embargo, la tasa de estos pozos como se puede observar en la tabla N° 2 es en general menor a 50 bbnd por lo que el costo crítico sería máximo de 18,8 \$ a partir del cual la inversión no se hace rentable.

De acuerdo con este análisis, la línea base del costo crítico depende del mercado, sin embargo las políticas estratégicas de las empresas establecen planes de optimización de costos ya que estos están bajo control de la organización y dependen de la operación de la tecnología, de la aplicación de mejores prácticas, etc.. Mientras que los precios dependen del mercado sobre el cual no hay control.

En resumen, el costo crítico de levantamiento es aquel que hace que la rentabilidad de la inversión, en el pozo, esté en el límite inferior mínimo requerido de acuerdo con los estándares de rentabilidad establecidas por la empresa operadora en función de su plan de negocio para explotación del campo. Este costo lo representan los costos directos e indirectos que pueden ser fijos y variables, para el caso del levantamiento, estos gastos son los inherentes a la operación del pozo propiamente dicha, (compresión, labor y mantenimiento)

Un alto porcentaje de los gastos operacionales (cerca del 99 %) son costos fijos por lo que la manera más efectiva de mejorar el costo por barril es mediante un aumento de la productividad del pozo. Tomando en cuenta esta premisa se puede ver que para pozos con tasas inferiores a 25 BND el costo total de producción se hace crítico sobre los 10 Dólares por barril, con precios de realización sobre los 40 Dólares por barril, es decir la operación deja de ser

---

rentable, reduciendo de esta manera el margen operacional obligando a mejorar la eficiencia operativa.

La evaluación de estos costos se realiza mediante la desagregación de costos por elementos o mediante la técnica de costos basados en actividad haciendo uso de análisis de costos unitarios e impulsores de costo.

Con la inversión dada, los costos operacionales y los ingresos obtenidos por la producción, se calcula el costo crítico para asegurar la rentabilidad establecida para un periodo de tiempo dado.

### **Metodología para selección de un método específico de levantamiento artificial.**

La selección de un método de producción específico depende de una diversidad de circunstancias como: propiedades de los fluidos a producir, características del pozo, tipo de completación, características de producción, facilidades disponibles en superficie, ubicación, flexibilidad operacional, plan de explotación del campo, economía, nivel de supervisión del campo, nivel de automatización.

Hay pozos en los cuales es factible técnica y/o económicamente la aplicación de varios métodos de producción con un grado considerable de efectividad. Sin embargo, hay métodos de producción que son incompatibles con algunos parámetros del pozo, por lo que no pueden ser aplicados. A continuación se presenta una metodología genérica para selección de un método de producción específico que persigue asegurar la escogencia adecuada y la compatibilidad del sistema de levantamiento artificial que asegure la rentabilidad de la inversión y la explotación racional del yacimiento enmarcado dentro del plan de negocio.

La metodología de selección de un método de producción se presenta a continuación involucrando los siguientes pasos.

- 
1. Identificación de planes de explotación del campo
  2. Determinación o definición de la información requerida (parámetros técnicos del pozos) (características de fluidos, presiones, tipo de completación, entre otros).
  3. Determinación de condiciones de las facilidades de superficie
  4. Realización de cálculos técnico económicos de (parámetros e indicadores)
  5. Realización de una matriz cualitativa de cumplimiento de condiciones (compatibilidad)
  6. Realización de matriz de ponderación haciendo uso de cálculos técnicos e indicadores
  7. Escogencia del método de acuerdo a los resultados.
  8. Una vez seleccionado el método se realizan los cálculos para el dimensionamiento y selección del equipo específico.

Para ejecutar esta metodología es necesario identificar la información de los puntos del 1 al 4. El punto cinco es una matriz (una tabla) donde se colocan todas las condiciones y parámetros que afectan los métodos de producción a fin de determinar su compatibilidad, es decir si el método es factible o no.

A continuación se presenta una matriz (Tabla N° 26) de selección tomando en cuenta las características hipotéticas (genéricas) de un pozo dado a fin de comprender la metodología planteada

En la tabla N° 26 se muestra la compatibilidad de los diferentes métodos de producción con unas condiciones dadas lo que permite seleccionar aquellos que cumplan con el mayor número de características.

Si se consideran los parámetros de los pozos y los valores hipotéticos de estos (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J) donde cada una de estas letras representan simbólicamente un valor dado específico, se tiene la siguiente matriz.

**Tabla 26. Compatibilidad entre métodos y condiciones del pozo**

Parámetro	Valores	Método				
		Gas lift	BM	BCP	BH	BES
Tasa de producción	>A	X		X	X	X
Gravedad API	>B	X			X	
Profundidad del pozo	>C	X		X	X	X
Producción de Arena	>D	X		X	X	
Producción de parafina	Si	X		X	X	
Producción de asfalteno	Si	X		X	X	
Diámetro de la tubería de producción	E	X	X	X	X	X
Relación Gas Líquido	F	X		X	X	
Temperatura de fondo	G	X		X	X	X
TIR Requerido	H	X	X	X	X	X
Producción de agua	I	X	X	X	X	X
Contenido de aromáticos	No	X	X	X	X	X
Viscosidad del fluido a 180 °F	J	X	X	X	X	X

Esta matriz puede contener todos los parámetros importantes presentes en un pozo y que puede afectar el método. En este primer análisis del ejemplo genérico mostrado, los métodos preseleccionados, son levantamiento por gas, Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP) y Bombeo Hidráulico (BH) ya que son compatibles con todas las condiciones presentes.

Esta matriz es excluyente por lo que si un método no cumple con una condición su aplicación no es factible. Una vez realizada la matriz de compatibilidad se procede a la realización de la matriz ponderada, de acuerdo con los criterios que se muestran en la tabla siguiente.

**Tabla N° 27 Matriz de valoración de criterios**

<b>Criterio</b>	<b>Valor</b>	<b>Justificación</b>
<b>Tasa de producción</b>	40	Impacto alto al negocio
<b>Gravedad API</b>	20	Mediano impacto en el método
<b>Profundidad del pozo</b>	20	Mediano impacto en el método
<b>Producción de Arena</b>	10	Bajo impacto en el método
<b>Producción de parafina</b>	10	Bajo impacto en el método
<b>Producción de asfalteno</b>	10	Bajo impacto en el método
<b>Diámetro de la tubería de producción</b>	10	Bajo impacto en el método
<b>Relación Gas Liquido</b>	20	Mediano impacto en el método
<b>Temperatura de fondo</b>	20	Mediano impacto en el método
<b>TIR Requerido</b>	50	Alto impacto en el negocio
<b>Producción de agua</b>	10	Bajo impacto en el método
<b>Contenido de aromáticos</b>	30	Alto impacto en el método
<b>Total</b>	250	

El peso de estos criterios se asigna de acuerdo al grado de compatibilidad que cada método presenta por sus características con las condiciones presentes y soportados en base a criterio de los expertos en métodos de producción y en concordancia con los planes de explotación y el impacto que cada parámetro tiene sobre la producción y el método propiamente dicho, según la experiencia y estudios técnicos realizados, En la tabla N° 28 se muestra una matriz de selección de acuerdo con criterios dados. En esta tabla se incluyen los métodos factibles con las condiciones dadas de acuerdo con la matriz de compatibilidad anterior.

Esta guía persigue hacer una metodología genérica de selección de un método de producción específico aplicable a cualquier pozo o campos y no para un pozo o campo en particular

**Tabla N° 28 Matriz de criterios para selección**

**Método**

Parámetro		Gas lift		BCP		BH	
		peso	total	peso	total	Peso	total
Tasa de producción	40	40	1600	40	1600	40	1600
Gravedad API	20	20	400	5	100	20	400
Profundidad del pozo	20	20	400	10	200	20	400
Producción de Arena	10	10	100	10	100	10	100
Producción de parafina	10	10	100	10	100	10	100
Producción de asfalteno	10	10	100	10	100	10	100
Diámetro de la tubería de producción	10	10	100	10	100	10	100
Relación Gas Líquido	20	20	400	20	400	15	300
Temperatura de fondo	20	20	400	15	300	20	400
TIR Requerido	50	30	1500	40	2000	30	1500
Producción de agua	10	10	100	10	100	10	100
Contenido de aromáticos	30	20	600	0	0	20	600
Total	250		5750		5100		5700

Es de recalcar que la asignación de pesos se lleva a cabo a través de criterios y conocimiento de expertos en métodos de producción, en función del grado con que el método cumple con la condición dada, según la experiencia, la información manejada y las limitaciones que ofrece cada método en sí.

De acuerdo con los criterios ponderados establecidos, el orden de prioridades resultó como primera opción el método de gas lift, el segundo lugar lo ocupa el bombeo hidráulico y el tercero es para bombas de cavidades progresivas.

En síntesis el ejemplo hipotético mostrado enseña la versatilidad de la metodología propuesta la cual es genérica y tiene aplicabilidad para cualquier campo de producción de crudos, los datos usados son hipotéticos y buscan contribuir a la formulación de una guía de selección de un método de producción específico general de acuerdo con el objetivo del estudio.

Si esta matriz se lleva de lo general a lo particular y se aplica al campo en estudio se determina que efectivamente el método apropiado es levantamiento por gas, sin embargo, aunque es el más efectivo sigue siendo deficiente por la poca productividad de los pozos (marginales), razón por la cual se plantea una propuesta para el mejoramiento del mismo, haciendo uso de las facilidades existentes.

A continuación se muestran las tablas que reflejan estos resultados

**Tabla 29. Compatibilidad entre métodos y condiciones del pozo (pozos caso estudio)**

Parámetro	Valores	Método				
		Gas lift	BM	BCP	BH	BES
Tasa de producción	<100	X		X	X	
Gravedad API	>30	X			X	
Profundidad del pozo	>5000	X		X	X	X
Producción de Arena	0	X		X	X	
Producción de parafina	no	X		X	X	
Producción de asfalteno	no	X		X	X	
Diámetro de la tubería de producción	2,7/8	X	X	X	X	X
Relación Gas Líquido	>4000	X		X	X	
Temperatura de fondo	>300	X		X	X	X
TIR Requerido	18	X	0	X	X	X
Producción de agua	>5%	X	X	X	X	X
Contenido de aromáticos	si	X	X		X	X
Viscosidad del fluido a 180 °F	<20	X	X	X	X	X

De esta matriz resulta seleccionado el método de levantamiento por gas y bombeo hidráulico. Con esta selección procedemos con la segunda matriz de criterios ponderados, que se muestra a continuación

**Tabla N° 30 Matriz de criterios para selección (pozos caso estudio)**

**Método**

Parámetro		Gas lift		BH	
		peso	total	Peso	total
Tasa de producción	40	40	1600	40	1600
Gravedad API	20	20	400	20	400
Profundidad del pozo	20	20	400	20	400
Diámetro de la tubería de producción	10	10	100	10	100
Relación Gas Líquido	20	20	400	15	300
Temperatura de fondo	20	20	400	20	400
TIR Requerido	50	30	1500	20	1000
Producción de agua	10	10	100	10	100
Contenido de aromáticos	30	20	600	20	600
Total	250		5500		4900

El resultado obtenido muestra que el método de levantamiento por gas es el más adecuado tomando en cuenta básicamente el parámetro económico ya que la inversión requerida en este método es menor que la requerida por bombeo hidráulico considerando el campo total y no un pozo en particular. Lo que hace que para este grupo de pozos con condiciones similares el levantamiento por gas sea el más adecuado, tomando en cuenta que las facilidades de superficie son favorables porque se cuenta con sistemas de compresión y distribución de gas, lo que reduce enormemente la inversión inicial.

---

## CAPÍTULO V

### PROPUESTA

#### **Planteamiento de alternativas.**

La necesidad del mercado impulsa el desarrollo tecnológico a fin de mejorar la rentabilidad de los negocios y mantener la competitividad. En función de esta necesidad, en este trabajo de investigación se presenta una propuesta en términos conceptuales de un sistema para el mejoramiento del levantamiento de crudo por gas en pozos marginales de petróleo.

En términos concretos se plantea el diseño de un dispositivo mecánico operado con gas, el cual sea capaz de aumentar la succión a nivel de fondo de pozo. Se lograría de esta manera incrementar el volumen de fluido extraído del yacimiento aprovechando las facilidades de compresión de gas existentes en superficie y de esta manera mejorar la productividad del pozo y por ende su rentabilidad.

Las alternativas que se plantean deben cumplir con los criterios siguientes:

1. Factibilidad de construcción
2. Confiabilidad Operacional
3. Funcionabilidad
4. Eficiencia
5. Economía
6. Flexibilidad operacional.
7. Condiciones de mantenimiento

---

### **Alternativa N° 1 Diseño de sistema de extracción tipo tobera-difusor**

Este dispositivo funciona mediante el aprovechamiento de la energía suministrada por la masa de gas a alta presión al fondo del pozo y se aumenta el momento (producto de la masa por la velocidad del fluido), mediante el cambio de áreas internas del dispositivo. La primera sección del dispositivo funciona como una tobera, en la cual se incrementa la velocidad con una consecuente caída de presión. En el área de la garganta es decir el punto de máxima convergencia se crea una comunicación con el exterior para que ésta provoque un momento negativo y de esta manera se produzca la succión de los fluidos circundantes que provienen del yacimiento. En la siguiente sección los fluidos mezclados circularán a través del área de un difusor que le permite a la mezcla ganar la presión suficiente para llegar hasta las estaciones recolectoras.

La transferencia de energía, al fluido del yacimiento, se realiza mediante cambio de momento en la primera etapa del proceso y en la segunda etapa después de efectuarse el mezclado se efectúa mediante la transferencia de masa. La mezcla del gas con el fluido del pozo forma un fluido multifásico cuyos patrones de flujo pueden ser del tipo de dispersión de gas en líquido, flujo tapón líquido –gas, flujo anular y/o una combinación de estos.

La segunda etapa del proceso sigue los patrones de comportamiento de un proceso normal de levantamiento por gas. Resulta, entonces, que la primera etapa, la que realmente agrega valor al método, gracias al aporte de energía adicional por el cambio de momento que realiza la tobera. Así, al disminuir la presión en la entrada de la tobera, permite reducir la carga del yacimiento y por lo tanto un mayor aporte en cantidad de fluido acercándose a su máximo mientras más tienda a cero la presión en la cara de la arena petrolífera

---

## **Alternativa N° 2 turbo-bomba tobera –difusor**

Este diseño se fundamenta en el uso de la energía del gas de levantamiento para suministrarle movimiento a una bomba centrífuga que bombeará el fluido del yacimiento y lo descargará a una presión similar al del gas en la salida de la turbina motriz, para mezclarse y ser levantado por una segunda entrada de gas que suministrará la energía adicional para ser llevado a las estaciones recolectoras.

En el punto de mezcla o salida del gas se instala un eyector tipo tobera de manera de aprovechar el momento de la masa de gas para succionar el líquido si existiera una diferencia de presión considerable y a su vez igualar las mismas

## **Análisis de Tecnologías**

En la actualidad existen innumerables equipos y dispositivos para levantamiento artificial de crudo, los cuales se aplican según el tipo de petróleo y las condiciones de los pozos.

Las tecnologías que se desarrollan en esta materia son impulsadas en su mayor parte por las necesidades derivadas de un mercado en crecimiento y va dirigida a mejorar la productividad de los pozos, tanto para casos cuando hay producción marginal, como en aquellos en que se quiere optimizar los costos de inversión para planes de explotación a gran escala; como sería, por ejemplo, el desarrollo de la faja del Orinoco.

Para la producción de crudos extrapesados la última tecnología usada para levantamiento son las bombas de cavidades progresivas que pueden ser operadas con motor electrosumergible acoplado a la bomba o con motor en la superficie, este tipo de equipo tiene gran versatilidad ya que cubre un amplio rango de tasas de flujo y de gravedades API, pudiendo también manejar eficientemente cantidades de arena y cierto volumen de gas. Estos equipos presentan poca complejidad por estar formadas por pocos elementos. Para

---

mejorar su rendimiento, su selección debe ser realizada tomando muy en cuenta las características del pozo y del fluido a manejar. También se le puede instalar accesorios adicionales para aumentar su eficiencia como desarenadores y desgasificadores para facilitar la entrada de líquido a la bomba.

Otra tecnología utilizada, a gran escala, para crudos pesados y extrapesados, con resultados altamente satisfactorios son las bombas centrífugas con motor electrosumergible. Estas bombas, presentan inconveniente con el manejo de gas, arena y crudos livianos. Dicha bomba, a diferencia de las de cavidades progresivas, se usa para manejar altos caudales solamente. Para mejorar la eficiencia de estos equipos se puede instalar accesorios adicionales como desarenadores y desgasificadores.

Hoy día, el uso de las bombas hidráulicas es versátil y también representan un gran avance tecnológico aunque tienen poco uso a nivel mundial por su complejidad operacional y sus altos costos de inversión. En crudos livianos la tecnología más usada es el levantamiento por gas; sin embargo, los altos costos de inversión hace que se aplique a campos completos o grupos de pozos de manera tal que la producción asegure la rentabilidad.

El levantamiento por gas tiene dos modalidades, inyección continua para pozos con alta tasa de producción y la inyección intermitente para pozos pobres en producción. Las mejoras tecnológicas en este campo se fundamentan básicamente en el diseño de las válvulas de inyección de gas y el sistema de control en la superficie.

El levantamiento de crudo mediante inyección de gas intermitente está diseñado para pozos marginales; sin embargo, la dificultad en el control de la inyección disminuye su confiabilidad operacional, en el país debemos agregar además el hurto de los equipos de superficie que provoca fallas operacionales convirtiéndose en un elemento crítico en el análisis de riesgo operacional a la

---

hora de seleccionar el método y todo ello redundará en la productividad de los pozos.

### **Selección de alternativas**

Para seleccionar la mejor alternativa se deben tomar en cuenta ciertos criterios que hagan que la propuesta sea técnicamente factible en cuanto al cumplimiento de parámetros de diseño y restricciones de tiempo establecidos como objetivos de la investigación y las limitaciones de la misma. Aunque esta propuesta se limita a diseño conceptual termodinámico, es preciso considerar los aspectos concernientes al diseño mecánico y su factibilidad de construcción, lo cual será objeto de un próximo estudio.

La selección de la alternativa, para el alcance de este estudio, se efectúa a través de una matriz usando criterios de factibilidad técnica ponderados en función de la importancia de cada uno de ellos y su impacto en el diseño propuesto. La ponderación de los criterios que se usará para la selección y que ya se han mencionado, es la siguiente:

**Tabla N° 31 criterio de selección de alternativas**

<b>Criterio</b>	<b>Ponderación</b>
1. Factibilidad de construcción	15
2. Confiabilidad operacional	15
3. Funcionabilidad	15
4. Condiciones de mantenimiento	15
5. Inversión inicial	15
6. Flexibilidad operacional	10
7. Tiempo de diseño	10
Total puntuación	100

La tabla de criterios se hace tomando en cuenta los indicadores claves para un diseño altamente productivo, de acuerdo con los fundamentos de la gestión de

mantenimiento centrado en confiabilidad que toma en cuenta estos parámetros en función del activo y con el objetivo de mejorar la productividad del equipo, sistema o proceso.

Se escogió una escala del 1 al 15 de manera arbitraria a fin de representar numéricamente la importancia del criterio. En base a esto los criterios del 1 al 5 (Factibilidad de construcción, Confiabilidad operacional, Funcionabilidad, Condiciones de mantenimiento, Inversión inicial) se les asignó una ponderación máxima por ser elementos determinantes y de gran impacto en el diseño. A los otros dos criterios (Flexibilidad operacional, Tiempo de diseño) se les asignó 10; es decir, 66 % del máximo por ser elementos de comportamiento flexible.

Con estos valores se procede a la elaboración de la siguiente tabla.

**Tabla N° 32 Matriz de ponderación de alternativas**

Criterios	Ponderación	Alternativa N°1		Alternativa N°2	
		Valor asignado	Total	Valor asignado	Total
1. Factibilidad de construcción	15	15	225	12	180
2. Confiabilidad operacional	15	15	225	12	180
3. Funcionabilidad	15	15	225	15	225
4. Flexibilidad operacional	15	10	150	15	225
5. Inversión inicial	15	15	225	12	180
6. Condiciones de mantenimiento	15	15	225	10	150
7. Tiempo de diseño	10	10	100	8	80
Total puntuación	100		1375		1220

La asignación de valores a cada criterio a cada alternativa se fundamenta en el siguiente análisis.

---

1. Factibilidad de construcción. A la alternativa N° 1 se le asigna el máximo valor ya que es un dispositivo de diseño muy sencillo y por ende de fácil construcción

2. Confiabilidad operacional. A la alternativa N° 1 por tener pocos elementos de construcción, por el hecho de estar construido con materiales con características similares con menos posibilidad de falla al tener menos elementos expuestos a tensión, rotación e impacto por lo tanto puede operar confiablemente por lo tanto se le asigna el máximo valor.

3. Funcionabilidad, Las dos propuestas presentan buena expectativa de funcionalidad por lo tanto se le asigna el máximo puntaje.

4. Flexibilidad operacional. La alternativa N° 2 presenta mayor flexibilidad operacional ya que tiene mayor aplicación en una variedad de tipos de crudo tanto livianos como pesados.

5. Inversión inicial. La inversión inicial es mucho menor en el diseño y construcción de la propuesta N° 1 por su sencillez; por lo tanto, se le asigna mayor valor.

6. Condiciones de mantenimiento (mantenibilidad). Todo equipo debe presentar facilidades para ser mantenido, en condiciones operativas bajo los parámetros operacionales para los cuales fue diseñado; todo esto, con el menor impacto posible, en tiempo, costo e impacto en la producción. La alternativa N° 1 por ser solamente un elemento tubular con cambios de área, sin elementos móviles, presenta facilidad para ser restaurado. La única acción nociva sobre el equipo es el efecto del desgaste provocado por la velocidad del fluido y por los efectos corrosivos del mismo

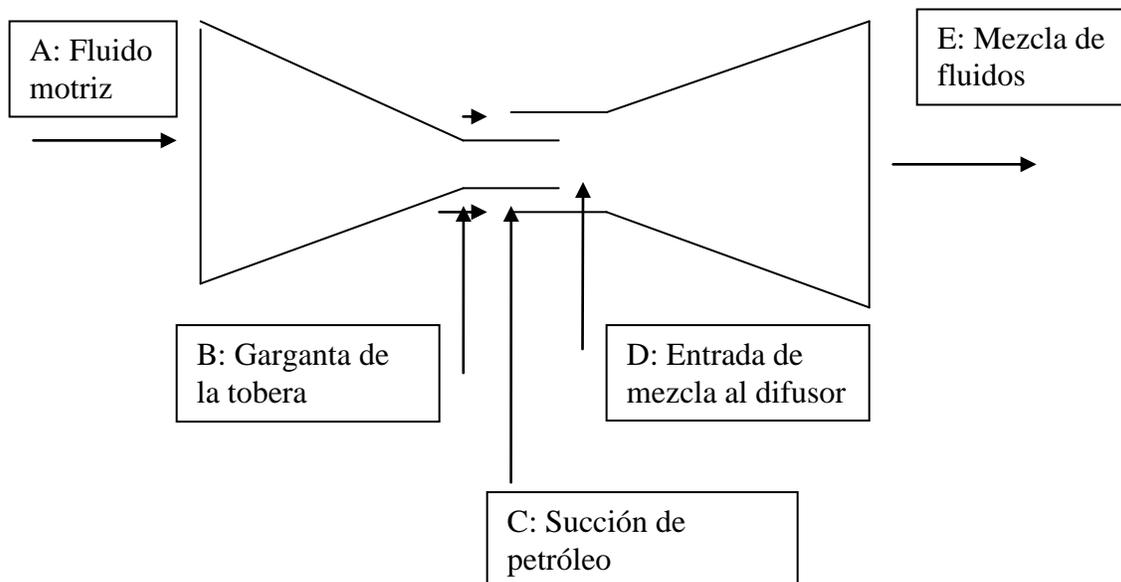
7. Tiempo de diseño. En este criterio tanto el diseño termodinámico como el mecánico requeridos para la construcción de estas propuestas se alarga en la medida que el equipo es más complejo y en este caso es la alternativa N° 2.

De acuerdo con esta matriz y el análisis realizado la alternativa N° 1 resulta beneficiada aunque en términos generales los dos equipos representan posibilidades de mejora a los sistemas actuales de levantamiento de crudo. La alternativa N° 1 cumple con el objetivo general de este estudio y también con las restricciones de tiempo establecidas en este.

### Cálculos de balance de masa y energía

A continuación se muestra un diagrama que esquematiza el flujo de fluidos a través de una tobera convergente acoplada a un difusor subsónico. Este esquema tiene la finalidad de facilitar la explicación de los fenómenos energéticos que intervienen en un sistema cuya finalidad es la transferencia de energía mediante un cambio de momento generado por un fluido motriz que permite el arrastre de otro fluido mediante la eyección.

Figura N° 29 tobera- difusor



### Ecuaciones fundamentales

---

Las ecuaciones fundamentales que rigen patrones de flujo en toberas y difusores son las mismas utilizadas para el cálculo de eyectores; las cuales se plantean aquí para el diseño termodinámico del sistema propuesto, con lo que se busca establecer la metodología general para el diseño del mismo

Con estas ecuaciones se busca conocer las variables que intervienen en el proceso a fin de diseñar termodinámicamente el dispositivo incluyendo el dimensionamiento del mismo, lo que quiere decir. Áreas de flujo, volúmenes de fluido a manejar y presiones.

Las ecuaciones son las siguientes:

### **Balance de masa**

$$m_A + m_C = m_E \quad (\text{ec. 1})$$

$$m_A = m_B; \quad m_D = m_E$$

Balance de cantidad de movimiento en la cámara de mezcla:

$$m_B * v_B + m_C * v_C = m_D * v_D \quad (\text{ec. 2})$$

La velocidad en el punto C (área de entrada de petróleo) se considera despreciable ya que el fluido proveniente del pozo se encuentra prácticamente estático

$$v_C = 0$$

$$m_B * v_B = (m_B + m_C) * v_D \quad (\text{ec. 3})$$

$$m_A = m_C * v_D / (v_B - v_D) \quad (\text{ec.4})$$

Con estas ecuaciones se pretende determinar los volúmenes de gas requerido para el levantamiento y el volumen de crudo a ser levantado

---

## Balance de energía

$$Q - W_s = \Delta H + \Delta E_k + \Delta E_p \quad (\text{ec. 5})$$

Esta ecuación permite complementar la ecuación de balance de masa, tomando en cuenta que el diseño propuesto es solo un dispositivo de manejo de fluidos basado en cambio de áreas de flujo que permite la variación de la velocidad y la presión, no interviniendo ningún otro mecanismo de intercambio de energía. Y que por lo tanto el único cambio de energía relevante es el debido al cambio de entalpía. La transferencia de calor es irrelevante, no se efectúa trabajo ya que no hay bomba ni turbinas, ni movimiento de ejes, sino solamente cambio de momento, la diferencia de cotas es casi nula y el efecto de la gravedad es despreciable. Esto reduce la ecuación a un término, es decir la variación de entalpía es cero.

$$\Delta H = 0 \quad (\text{ec 6})$$

$$H_D - (H_A + H_C) = 0 \quad (\text{ec 7})$$

$$m_A \cdot H_A + m_C \cdot H_C = m_D \cdot H_D \quad (\text{ec 8})$$

$$m_A = m_C \cdot (H_D - H_C) / (H_A - H_B) \quad (\text{ec 9})$$

El autor Kern D, hace uso de estas ecuaciones y las modifica de acuerdo con experiencia del laboratorio para el diseño de eyectores, equipos estos, que tienen comportamiento energético similar al diseño propuesto. Los valores de eficiencia señalados, son obtenidos de manera empírica, de acuerdo a la experiencia y a experimentos de laboratorio a manera de tomar en cuenta las pérdidas de energía en las diferentes áreas de flujo.

$$m_C/m_A = (((H_A - H_B)/H_E - H_D)) \cdot e_1 \cdot e_2 \cdot e_3^{-1} \quad (\text{ec. 10})$$

---

$e_1 \cdot e_2 \cdot e_3 = 0.75 - 0.8$  (Eficiencia total)

$e_1 = 0.95 - 0.98$  (eficiencia en la boquilla, garganta)

$e_2 = 0.9 - 0.95$  (eficiencia de compresión en el difusor)

$e_3 = 0.8 - 0.85$  (eficiencia de la transferencia de momentum)

$H_A$  = entalpía del gas, (btu / lb).

$H_B$  = entalpía del gas después de su expansión isentrópica a la presión  $p_B$ , (btu /lb).

$H_D$  = entalpía de la mezcla al principio de la compresión en la sección de la entrada del difusor a  $p_D$ , (btu / lb).

$H_E$  = entalpía de la mezcla después de la compresión isentrópica de  $p_2$  a la presión de descarga  $p_E$ , (btu / lb).

$m_C / m_A$  = (lb de fluido arrastrado / lb de gas motriz).

Con esta ecuación se determina la relación de masas a manejar por el sistema y a su vez las velocidades del fluido en cada punto y las áreas de flujo.

En resumen para realizar el dimensionamiento del sistema propuesto se procede con la estimación de los volúmenes de fluidos disponibles para la inyección, el máximo volumen de crudo a levantar y las presiones de inyección y descarga y con estos valores se calculan los demás parámetros haciendo uso de la ecuaciones anteriores de manera iterativa; quedando, de esta manera, completado el diseño termodinámico del equipo, el cual debe hacerse para cada pozo dependiendo de sus condiciones.

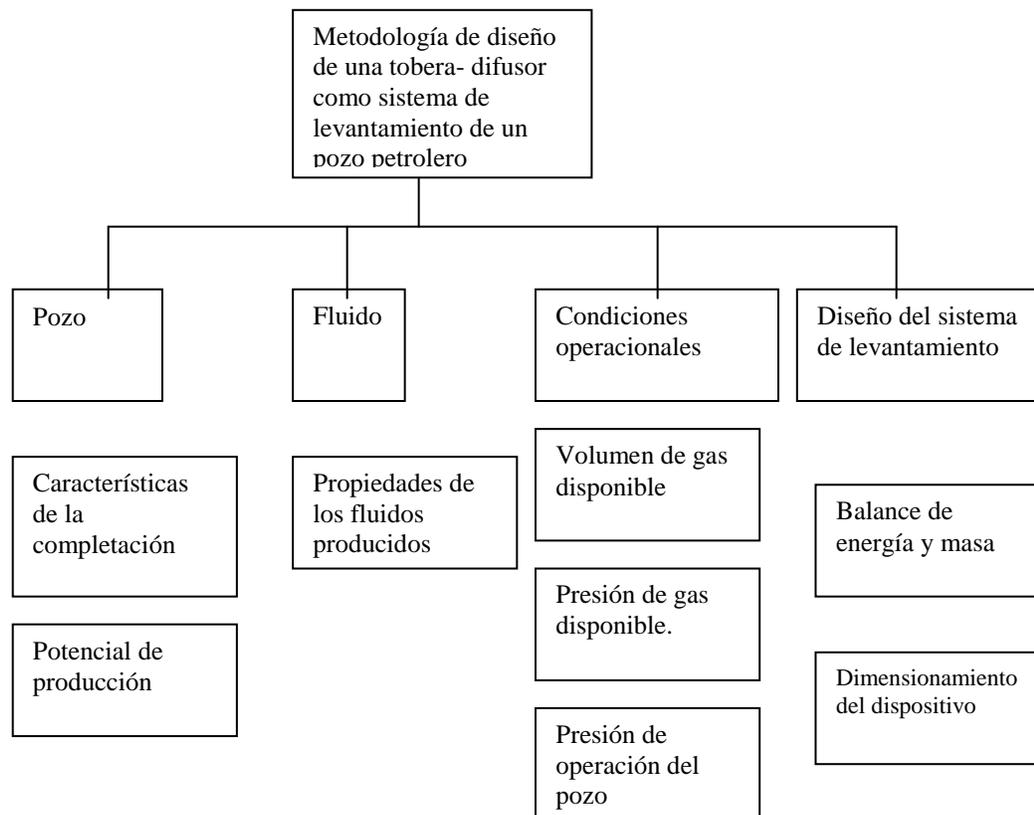
En la actualidad, en las industrias de proceso químicos, a nivel mundial, se han desarrollado dispositivos de diversa naturaleza para aprovechar la energía de ciertos fluidos provenientes de procesos primarios para transportar, extraer o crear vacío en algunas corrientes. Dentro de estos dispositivos se encuentran los eyectores. Con base en la experiencia adquirida con estos sistemas y ciertos conocimientos básicos, ha sido posible formular ecuaciones empíricas sobre su comportamiento que permiten diseñar estos dispositivos de una

manera sencilla. Sin embargo para este estudio se contempló el planteamiento de las ecuaciones termodinámicas de balance de energía y masa genéricas que junto con la medición de las condiciones de los fluidos permiten hacer el diseño del sistema planteado para cada caso en particular.

### Metodología de diseño

A continuación se presenta la estructura desagregada de trabajo la cual describe una metodología que permite realizar el diseño termodinámico de este dispositivo tomando en cuenta las características de cada pozo en particular y las facilidades de superficie disponibles.

**Figura Nº 30 Estructura desagregada de trabajo de metodología de diseño del sistema de levantamiento artificial propuesto**



---

### **Planteamiento de propuesta factible**

Una vez planteadas y discutidas las alternativas, además de haber seleccionado la más conveniente con base en criterios establecidos como elementos claves, se presenta una propuesta factible, para elaborar un diseño conceptual de un sistema de levantamiento artificial por gas, para pozos marginales con tasas de producción inferiores a 100 BPD.

De acuerdo con la selección, el sistema de extracción tipo tobera difusor representa la propuesta factible más adecuada a las condiciones de los pozos considerados, fundamentada en su sencillez, mantenibilidad y confiabilidad operacional.

Este diseño está dirigido directamente a pozos petroleros produciendo por gas de levantamiento y con tasas inferior a 100 BPD, es decir pozos marginales. Este dispositivo sirve como accesorio a este método mejorando la eficiencia de levantamiento, mediante el incremento de la producción y la reducción del volumen de gas, debido al aprovechamiento de la transferencia de momento entre los fluidos.

Este diseño cumple con los objetivos planteados en el estudio dentro de los límites considerados en el mismo.

---

## CAPÍTULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### Conclusiones

En función de las necesidades del mercado, que son cada vez más crecientes, el desarrollo de tecnología permitirá a las organizaciones prestadoras de servicios asegurar su éxito enmarcado dentro de las cuatro perspectivas más importantes de un negocio que son: perspectiva interna (procesos, tecnologías, infraestructura), recurso humano (desarrollo de competencias, mejores prácticas), perspectiva externa (clientes, medio ambiente) y relacionados a la perspectiva del accionista con la cual se asegura la rentabilidad.

Con la finalidad de transformar una idea o una oportunidad en un activo capaz de satisfacer una necesidad existente se origina el proyecto para realizar el diseño conceptual de un sistema de levantamiento artificial por gas para pozos marginales con tasas de producción inferiores a 100 BPD. El diseño ha sido orientado al levantamiento artificial de crudos livianos, en campos petroleros donde existan facilidades de compresión de gas y redes de distribución. La motivación es dar inicio al proceso de mejora continua en la cadena de valor de la tecnología, a fin de culminar con la construcción e implantación de un equipo que ayude a incrementar la productividad de los pozos en condiciones marginales.

De la investigación realizada se puede concluir que:

1. En este estudio, se ha conceptualizado una alternativa (señalada con el N° 1) basada en la Ley de conservación de movimiento y considera un dispositivo tipo tobera, cuya sencillez augura un bajo costo de fabricación, fácil mantenimiento, alta confiabilidad operacional y que dispondría de un nicho amplio de aplicabilidad para la explotación de pozos de crudos livianos, con facilidades para levantamiento por gas.
2. El diseño planteado representa una solución tecnológica que encontraría aplicación en los campos del usuario tecnológico

---

identificado, ya que un alto índice de los pozos analizados se encuentra en condición marginal y son explotados mediante levantamiento por gas.

3. Este diseño propuesto tiene aplicación específica para pozos de crudos livianos, como es el caso de los pozos en estudio, que actualmente son levantados por gas, mientras que la alternativa N° 2 si puede ser aplicada en un rango más amplio de pozos con diversas gravedades API.
4. Puede esperarse un incremento en la eficiencia de levantamiento, mediante la aplicación del diseño propuesto como factible, toda vez que se introduce un elemento adicional de transferencia de energía que aumentará el arrastre de fluido del pozo.
5. Este diseño busca disminuir la demanda de energía requerida al yacimiento mediante la creación de vacío y de esta manera llevar la oferta de fluido al máximo. Este dispositivo no altera el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial por gas por lo que no tendrá ningún efecto negativo en la producción actual del pozo.

---

## **Recomendaciones.**

El diseño propuesto en este momento como factible es el resultado de la comparación evaluativa entre dos alternativas planteadas, es necesario definir otras alternativas y evaluarlas a la luz de las condiciones actualizadas, para hacer un desarrollo completo, que culmine con la construcción y posterior aplicación de la solución tecnológica definitiva. Con base en esto se recomienda:

1. Realizar en un próximo estudio, el diseño mecánico y de la metodología de construcción de las dos alternativas propuestas ya que estas tienen aplicación en diferentes campos de producción y son técnicamente factibles.
2. Considerar la metodología seguida en este estudio para plantear nuevas alternativas, dirigidas a aumentar el rendimiento del levantamiento, en otros pozos del campo. Según lo observado en los datos recolectados, existen más de 100 pozos con posibilidades de mejora por estar consumiendo más del doble de la energía estándar en condiciones similares.
3. Toda vez que el desarrollo tecnológico de una organización le permite agregar valor a sus productos generando mayor utilidad y a su vez le garantiza un mayor grado de satisfacción al cliente al recibir mayor calidad por costo (incremento del índice costo-beneficio) y que el valor que agregan los factores de producción a un bien originario o a una materia prima esta directamente relacionado con la aplicación de tecnología en el proceso de transformación, se sugiere tratar de llevar alguno de estos diseños a un desarrollo que culmine en la aplicación del mismo en el área productiva.

- 
4. En línea con la recomendación anterior, se debe entonces examinar la posibilidad de lograr apoyo de alguna empresa operadora para la construcción y aplicación del diseño propuesto.
  5. Una vez elaborado el diseño mecánico completo y la ingeniería de detalles, someter las diferentes alternativas que hayan alcanzado este nivel a una exhaustiva evaluación técnico-económica que permita con criterios más certeros seleccionar la más apropiada.
  6. Finalmente, el portafolio de soluciones podría evolucionar hacia un sistema experto que le brinde al operador la selección automática de la mejor solución que se adapte a las condiciones reales del pozo.

---

## BIBLIOGRAFIA

Balestrini, M. (2002): **“Como se elabora el proyecto de investigación”**. Caracas. Consultores Asociados OBL.

Brown K, (1984) **“The technology of artificial lift methods”**, Oklahoma; Penwell Publishing Company

Corpoven, (1991) **Curso de Ingeniería de Producción**, segundo módulo, tomo II, Puerto La Cruz

Hernández S, Fernández C, Baptista L, (2004) **“Metodología de la investigación”**, MC Graw Hill, tercera Edición, México

Kern, D. (1990) **“Procesos de transferencia de calor”** Editorial Continental México.

Martínez A, (1995). **“Cronología del Petróleo Venezolano”** Volumen II”, Ediciones CEPET; Caracas

PCM pump, (2004) **Manual de bombas de cavidades progresivas**, Francia

Revard, J. (1995) **“The Progressing Cavity Pump Handbook.”** Oklahoma; Penwell Publishing Company

Rodríguez P, (1992) **“Bombeo mecánico”**, asesores tomo petroleros, Puerto La Cruz

Sabino, C. (2000): (p.101). **“El proceso de Investigación”**. Caracas. Editorial Panapo

---

(S/F) **“Project Management Professional Code of Professional Conduct”** (p. 1-9) Disponible en [[www.pmidallas.org/ethics.htm](http://www.pmidallas.org/ethics.htm)]; consulta realizada en Abril 2005]

Tamayo y Tamayo M, (1995) (p.73). **“El proceso de la investigación científica”**, México, Editorial Limusa.

UPEL (2003): **“Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales”**. (p.7)Caracas. FEDUPEL.

Weatherford Artificial Lift, (2004) **Manual de productos y servicios**, Canadá

Yáber, G. y Valarino, E. (2003) (p. 7 – 8) **“Tipología, fases y modelo de gestión para la investigación de postgrado en gerencia”**. Versión preliminar