

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO
DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO.**

**JUAN PABLO JÁUREGUI APARICIO
SILVIA NATALIA GALVIS MANCIPE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO
DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO.**

**JUAN PABLO JÁUREGUI APARICIO
SILVIA NATALIA GALVIS MANCIPE**

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de:
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR
MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A Dios, por darme la vida, por ser mi luz, mi refugio y mi fortaleza.

A mis padres Alba Luz y Saturnino, por darme la oportunidad de crecer y lograr este triunfo, por su comprensión, amor y apoyo incondicional durante toda la carrera.

Gracias por confiar siempre en mí.

Los Amo!

A mi hermano Yeyo, por compartir este sueño conmigo, por acompañarme a lo largo de mi vida y por estar siempre a mi lado.

A Juan Pablo, por la paciencia, colaboración y compañía en esas largas jornadas de trabajo. Este triunfo es de los dos.

Lo logramos!

A mis amigos de la U, a Rosme, Karem, Oscar y Andrea; en especial a los compañeros de lucha tesística, Carlitos y Leidy.

Por los miles de momentos juntos, sin ustedes no hubiese valido la pena.

Esto es para todos ustedes, Mil y mil GRACIAS.

Los llevo en el corazón.

Silvia

DEDICATORIA

A Dios por darme sabiduría, fortaleza y guiarme por el buen camino.

A mi mamá Ana Celia, por darme tanto apoyo, aconsejarme y estar conmigo en todo momento.

A mi papá Pablo, por tenerme tanta paciencia y brindarme todo su apoyo en cualquier momento.

Gracias a los dos por esperarme tanto los AMO.

A mi hermanita Lili, por que de una u otra manera me daba fuerza para seguir adelante.

A mi amorcito Patito, porque siempre creyó en mí y nunca dudó de mis capacidades para sacar esta carrera adelante.

A mi compañera de tesis y amiga antes de todo Silvis, se lo agradezco con el corazón, tanto trabajo tuvo su recompensa.

A mis compañeros de lucha tesística Leidy y Carlitos gracias por estar ahí cuando más los necesité. Oscar, Kareem, Ñoño gracias por brindarme su amistad.

Juan Pablo

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. MSc. Fernando Enrique Calvete González, por su orientación, su sabiduría y sus buenos aportes. Por ser un gran guía en la elaboración del proyecto.

Al Ing. Edinson García por su paciencia y orientación brindada para el desarrollo de este trabajo.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander y a cada uno de sus profesores porque sin ellos no habría sido posible nuestro crecimiento profesional y personal.

Al Campo Escuela Colorado por brindarnos los recursos y la colaboración necesaria para el desarrollo del proyecto.

A la Ing. Rosmery Charris, por su desinteresada colaboración a lo largo de la elaboración del proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO.....	20
1.1 DEFINICIÓN.....	23
1.1.1 Potencial de reservas de los campos marginales.....	24
1.1.2 Predicción de Reservas.....	26
1.1.3 Predicción de la Producción.....	27
1.1.4 Explotación de Campos Marginales.....	27
2. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES Y BOMBEO MULTIFÁSICO.....	29
2.1 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.....	29
2.1.1 Efectos de las Variables.....	31
2.1.2 Consideraciones	32
2.1.2.1 Cálculo del factor de fricción.....	32
2.1.2.2 Definiciones básicas para flujo multifásico	35
2.1.2.3 Patrones de flujo en tuberías horizontales	39
2.1.3 Descripción de las correlaciones para Flujo multifásico horizontal	42
2.1.3.1 Correlación de Eaton	42
2.1.3.2 Correlación de Dukler	42
2.1.3.3 Correlación de Lockhart y Martinelli	43
2.1.3.5 Correlación de Beggs & Brill	44
2.2 BOMBEO MULTIFÁSICO	49
2.2.1 Bombas de desplazamiento positivo.....	50
2.2.1.1 Tipo doble tornillo o de tornillos gemelos	50
2.2.2 Modelos de bombas de tornillo	60
2.2.2.1 Modelo MW.....	60
2.2.2.2 Modelo MPC.....	62
2.2.2.3 Modelo MSL.....	64

2.2.2.4 Modelo SMPC	65
2.2.2.5 Modelo SLM.....	65
2.2.3 Bombas multifásicas helicoaxiales.....	67
3. METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO.....	70
3.1 SELECCIÓN DEL CAMPO	70
3.1.1 Adquisición de la información de campo	71
3.1.1.1 Análisis de la información.....	71
3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A LA APLICACIÓN.....	73
3.2.1 Adquisición de la información de los pozos.....	73
3.2.1.1 Análisis de la información de los pozos	74
3.3 IMPLEMENTACION DEL MÉTODO DE BOMBEO MULTIFÁSICO	75
3.3.1 Adquisición de la información	75
3.3.2 Análisis de la información.....	76
3.3.3 Diseño de la línea de transferencia.....	77
3.3.4 Selección de la bomba	77
4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MULTIFÁSICO SEGÚN APLICACIONES DE CAMPO	80
4.1 APLICACIONES EN CAMPO	81
4.1.1 Campo Arecuña, Venezuela	81
4.1.1.1 Características del Fluido y de los Pozos Productores	81
4.1.1.2 Aplicación en Campo.....	82
4.1.2 Campos Bachaquero y Tía Juana, Venezuela.....	86
4.1.2.1 Características de los Fluidos y de los Pozos Productores	86
4.1.2.2 Aplicaciones en Campo.....	87
4.1.3 Campo Abqaiq, Arabia Saudita.....	90
4.1.3.1 Características del Fluido y de los Pozos Productores	90
4.1.3.2 Aplicación en Campo.....	91
4.2 VENTAJAS DEL MÉTODO DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO	94
4.2.1 Ventajas de acuerdo a la producción	95

4.2.3 Ventajas técnicas y económicas.....	95
4.3 DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO.....	97
5. ANÁLISIS TÉCNICO DEL MÉTODO DE BOMBEO MULTIFÁSICO.....	98
5.1 COMPARACIÓN CUALITATIVA DE LAS BOMBAS MULTIFÁSICAS HELICOAXIAL Y DE DOBLE TORNILLO	102
5.1.1 Principio de funcionamiento	103
5.1.2 Influencia de la Viscosidad.....	103
5.1.3 Velocidad de rotación	104
5.1.4 Presión de descarga.....	104
5.1.5 Arranque de bomba	104
5.1.6 Rango de operación en caudal, caudal mínimo	105
5.1.7 Protección por alta presión	106
5.3.8 FVG “Fracción Volumétrica de Gas”	106
5.1.9 Tensiones de Corte.....	107
5.1.10 Presiones Diferenciales.....	107
5.1.11 Tiempo promedio para mantenimiento	107
5.1.12 Sellos Mecánicos	107
5.1.13 Eficiencia mecánica.....	108
5.1.14 Comportamiento por la presencia de sólidos abrasivos.....	108
5.2 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO	109
5.3 MANTENIMIENTO DE LA BOMBA MULTIFASICA.....	112
5.3.1 Tipos de mantenimiento	114
5.3.1.1 Mantenimiento preventivo y predictivo	114
5.3.1.2 Mantenimiento menor	115
5.3.1.3 Mantenimiento mayor	115
5.3.2 Documentación para realizar el mantenimiento.....	116
5.4 MEDIDOR DE FLUJO MULTIFASICO.....	116
6. ANÁLISIS ECONÓMICO	117
6.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL	117
6.2 FLUJO DE EFECTIVO	118

6.3 COSTOS.....	120
6.4 IMPUESTO	120
6.5 EVALUACION DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO	121
6.5.1 Valor presente neto (VPN)	122
6.5.2 Tasa de rendimiento económico.....	125
6.5.2.1 Tasa interna de retorno (TIR).....	126
6.5.2.2 Tasa promedio de retorno (TPR).....	126
6.5.3 Tiempo de recuperación de la inversión o <i>Payback Time</i>	127
6.5.3.1 Tiempo de recuperación simple o Payback Simple	128
6.7 INGRESOS.....	130
6.8 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO	130
6.9 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA.....	132
6.9.1 Regalías.....	132
6.9.2 Impuesto de Renta.....	133
6.10 DESARROLLO DEL ANÁLISIS	134
6.10.1 Inversión	134
6.10.2 Flujo de Caja	136
CONCLUSIONES	152
RECOMENDACIONES	154
BIBLIOGRAFÍA.....	156
ANEXOS	160

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Número de Campos Descubiertos por Década.....	20
Figura 2. Inversión mundial en exploración y explotación.....	22
Figura 3. Regímenes de flujo en tuberías horizontales.....	41
Figura 4. Patrones de flujo para tubería horizontal.	46
Figura 5. Principio de funcionamiento de la bomba de doble tornillo.	51
Figura 6. Tipos de grietas en las bombas tipo doble tornillo.	54
Figura 7. Modelo de para una bomba multifásica de tornillo (WINCEK, 1992).	55
Figura 8. Perfil de Presión a lo Largo del Tornillo (COOPER, 1996).....	56
Figura 9. Bomba Multifásica Modelo MW.....	61
Figura 10. Bomba multifásica modelo MPC.....	62
Figura 11. Bomba multifásica modelo MPC.....	63
Figura 12. Bomba multifásica modelo MSL.....	64
Figura 13. Bomba multifásica modelo SMPC.....	65
Figura 14. Bomba multifásica modelo SLM.....	66
Figura 15. Bomba multifásica helicoaxial.....	68
Figura 16. Metodología para la implementación del bombeo multifásico en campos marginales de petróleo.	78
Figura 17. Esquema de la estación de bombeo multifásico del campo Arecuña, Venezuela.....	84
Figura 18. Esquema de la estación de bombeo multifásico del campo Tía Juana.....	88
Figura 19. Esquema de la estación de bombeo multifásico del campo Bachaquero.....	89
Figura 20. Bomba multifásica en el campo Abquaiq, Arabia Saudita.....	92
Figura 21. Estación de flujo convencional.....	101
Figura 22. Esquema general de bombeo multifásico.....	102
Figura 23. Elementos principales de una bomba multifásica de doble tornillo.	112
Figura 24. Camisa Reemplazable.....	113
Figura 25. Tornillos de la bomba multifásica.	113
Figura 26. Representación del flujo de efectivo.....	119
Figura 27. Representación del valor presente.....	123
Figura 28. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés.....	125
Figura 29. Declinación del Campo Colorado.....	138
Figura 30. Flujo de Caja. Escenario 1.	145
Figura 31. VPN Vs Tasa de Oportunidad. Escenario 1.	146
Figura 32. Flujo de Caja. Escenario 2.	147
Figura 33. VPN Vs Tasa de Oportunidad. Escenario 2.....	148
Figura 34. Flujo de Caja. Escenario 3.	149
Figura 35. VPN Vs Tasa de Oportunidad. Escenario 2.....	150

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de la correlación de <i>Lockhart y Martinelli</i>	43
Tabla 2. Correlaciones de flujo horizontal	44
Tabla 3. Límites de los regímenes de flujo horizontal.....	47
Tabla 4. Escenarios analizados para la selección de la bomba	99
Tabla 5. Componentes de los sistemas de producción.....	100
Tabla 6. Estadísticas de las bombas instaladas por los proveedores.	110
Tabla 7. Comparación de las variables influyentes en la selección de la bomba multifásica.	111
Tabla 8. Mantenimientos preventivos y predictivos	115
Tabla 9. Escala para determinar las regalías de crudos livianos y semi-livianos.	133
Tabla 10. Detalle de Inversiones sistema de bombeo multifásico . Escenario 1 y 3.	135
Tabla 11. Detalle de Inversiones sistema de bombeo multifásico. Escenario 2	136
Tabla 12. Indicadores	137
Tabla 13. Ingresos Potenciales por la Comercialización del Gas. Escenario 1.	140
Tabla 14. Ingresos Potenciales por la Comercialización del Gas. Escenario 2.	140
Tabla 15. Ingresos Potenciales por la Comercialización del Gas. Escenario 3.	141
Tabla 16. Flujo de Caja Escenario 1	142
Tabla 17. Flujo de Caja Escenario 2	143
Tabla 18. Flujo de Caja Escenario 3	144
Tabla 19. Flujo de caja con la tasa de interés y VPN. Escenario 1.....	146
Tabla 20. Flujo de caja con la tasa de interés y VPN. Escenario 2.....	148
Tabla 21. Flujo de caja con la tasa de interés y VPN. Escenario 2.....	150

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO.*

AUTORES: SILVIA NATALIA GALVIS MANCIPE

JUAN PABLO JÁUREGUI APARICIO**

PALABRAS CLAVES: Bombeo Multifásico, Campo Marginal, Bombas Doble tornillo.

DESCRIPCIÓN:

Actualmente es más difícil para la industria petrolera, satisfacer las necesidades energéticas a nivel mundial, debido a que éstas necesidades crecen cada vez más y por el contrario, la búsqueda y descubrimiento de nuevos yacimientos de petróleo disminuye considerablemente. Por esta razón se ha decidido dirigir estudios a campos ya desarrollados con bajas tasas de producción; pero con un volumen considerable de hidrocarburos recuperables mediante la aplicación de técnicas que permitan su extracción de manera sencilla y económicamente viable.

Estas técnicas son aplicables a los campos marginales de petróleo, los cuales a pesar de tener una baja rentabilidad y estar en etapa de declinación pueden llegar a ser optimizados potencialmente, mediante la implementación de diferentes metodologías que antes no existían o eran muy costosas.

Uno de los métodos más económicos y eficientes que puede ser aplicado a los campos marginales de petróleo es el Bombeo Multifásico. Por sus características se hace necesario estudiar la posible aplicación de este método de tal forma que permita mejorar el rendimiento de este tipo de campos. Todos estos aspectos implican la realización de un análisis profundo acerca de las características de los campos marginales de petróleo, de los yacimientos y del equipo necesario para desarrollar el método de bombeo multifásico, para así tener un amplio conocimiento técnico y económico de la implementación de ésta práctica.

* Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF THE APLICATION OF THE MULTIPHASE PUMPING METHOD IN MARGINAL OIL FIELDS.*

**AUTHORS: SILVIA NATALIA GALVIS MANCIPE
JUAN PABLO JÁUREGUI APARICIO****

KEY WORDS: Multiphase pumping, marginal field, twin-screw pump.

DESCRIPTION:

Currently, it is more difficult for the Oil Industry to satisfy the energetic need worldwide, due to the fact that such need increases every day; on the contrary, the search and discovery of new oilfields decreases. For this reason, it has been decided to run studies in developed fields with low production rates, but with a considerable volume of removable hydrocarbon through the application of techniques that allow a simple extraction, financially feasible.

These techniques are applicable to marginal oil fields, which in spite of having a low profitability and being in a declination stage, can be potentially optimized through the implementation of different methodologies that did not exist in the past, or were very expensive.

One of the low-priced and efficient methods that can be applied to the marginal oil fields is the multiphase pumping. Due to its characteristics, it is necessary to study the possible application of this method in a way that allow improve the output of this kind of fields. All these aspects engage a deep analysis of the marginal oil fields, the oil reservoir and the necessary equipment to develop the Multiphase pumping method, in order to accomplish a wide technical and financial knowledge when implementing this practice.

*Degree project.

** Faculty of Engineering Physical Chemistry. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

INTRODUCCIÓN

Actualmente es más difícil para la industria petrolera satisfacer las necesidades energéticas a nivel mundial, ya que éstas crecen cada vez más y por el contrario, la búsqueda y descubrimiento de nuevos yacimientos de petróleo disminuye considerablemente debido a que se hace más riesgosa y costosa teniendo en cuenta los altos índices de incertidumbre que se tienen a la hora de realizar una operación exploratoria; es por esta razón que se ha decidido dirigir estudios a campos ya desarrollados con bajas tasas de producción pero con un volumen considerable de hidrocarburos recuperables, mediante la aplicación de técnicas que permitan su extracción de manera sencilla y económicamente viable.

Estas técnicas son aplicables a los campos marginales de petróleo, los cuales a pesar de tener una baja rentabilidad y estar en etapa de declinación, pueden llegar a ser optimizados potencialmente mediante la implementación de diferentes metodologías que antes no existían o eran muy costosas. Además de esto, la connotación de no convencionales que se le ha dado a estos campos implica que las tecnologías aplicadas para su desarrollo tampoco lo sean, razones que hacen necesario realizar un amplio estudio de su aplicabilidad en ellos.

Una de las técnicas más económicas y eficientes que pueden ser aplicadas a los campos marginales de petróleo es la del Bombeo Multifásico y por sus características se hace necesario estudiar la posible aplicación de este método de tal forma que permita mejorar el rendimiento de este tipo de campos.

Todos estos aspectos implican la realización de un análisis profundo acerca de las características de los campos marginales de petróleo, de los yacimientos y del

equipo necesario para desarrollar el método de bombeo multifásico, para así tener un amplio conocimiento técnico y económico de la implementación de ésta práctica.

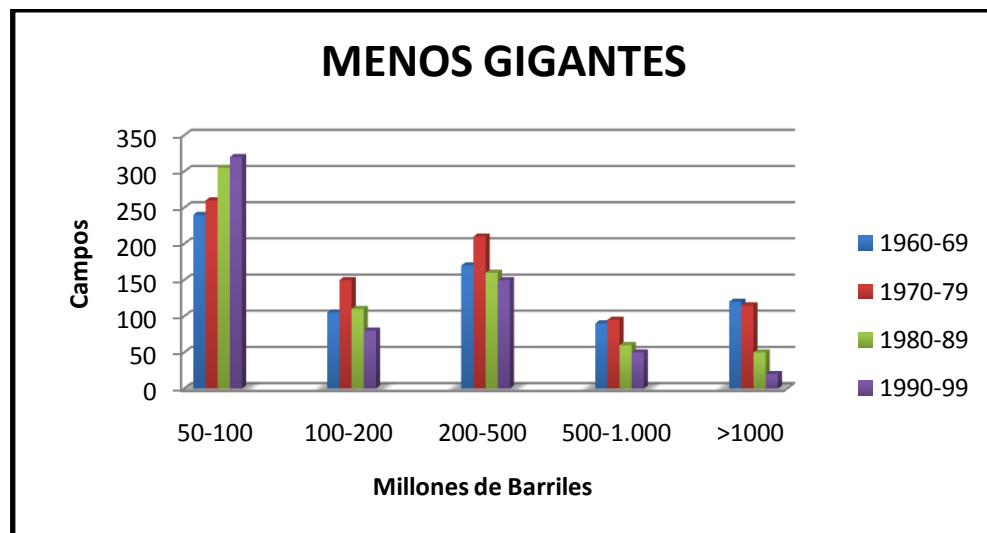
En la primera parte de este trabajo se define el concepto de campos marginales, las características que nos permiten considerarlos como tal y la importancia que pueden representar estos campos en cuanto al aumento de la producción de petróleo como también el transporte y venta de gas, ventajas que puede presentar la aplicación del método de bombeo multifásico en este tipo de campos.

Posteriormente se evaluará técnica y económicamente la viabilidad del método de acuerdo a las ventajas y desventajas que pueda presentar el desarrollo de la metodología en los campos marginales de petróleo.

1. CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO

La inversión realizada por la industria petrolera, anteriormente estaba enfocada al descubrimiento de grandes campos con importantes reservas de hidrocarburos alrededor del mundo como ocurría en los años 70, sin embargo este panorama ha venido siendo opacado en las últimas cuatro décadas, en las cuales este tipo de descubrimientos se redujo por lo menos cuatro veces de acuerdo a estadísticas publicadas por la firma *The Scotia Group* como se puede observar en la **Figura 1**.

Figura 1. Número de Campos Descubiertos por Década.



Fuente: ECOPETROL. Carta petrolera, edición 108. Abril- Mayo, 2003. (En línea), Versión HTML. Disponible en internet < <http://www.ecopetrol.com.co/especiales.htm>>. Modificada.

Estos hechos tienen razones geológicas, económicas y estratégicas basadas en un hecho irrefutable: cada vez es más difícil, arriesgado y costoso encontrar grandes yacimientos de petróleo y además un sinnúmero de dificultades que se pueden presentar en este tipo de campañas exploratorias.

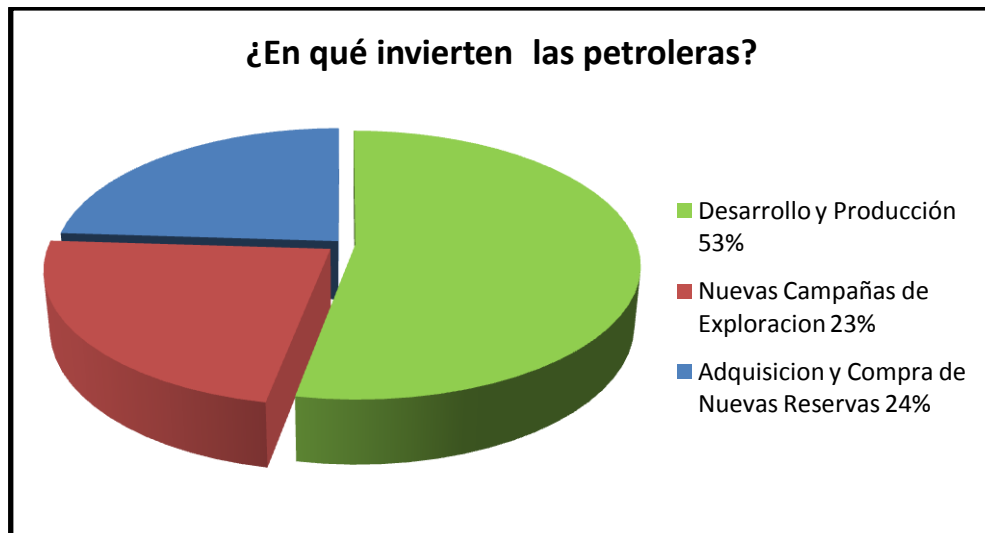
De acuerdo a opiniones dadas por los expertos los grandes yacimientos ya han sido descubiertos y los que aún quedan, están en países donde aun no hay liberación económica o hay restricciones de ingresos de capital extranjero, los gigantes se están acabando por lo que las miradas se enfocan en campos viejos.

El desarrollo de este tipo de campos ha tenido gran influencia en el aporte a las reservas mundiales así como lo indican las cifras de *IHS*, 75% de la incorporación de nuevas reservas durante los últimos diez años ha sido generada por campos en producción, mientras que los nuevos descubrimientos sólo han aportado un 25%. En otras palabras, de cada diez barriles de nuevas reservas, 7,5 han venido de campos ya descubiertos.

Adicionalmente la empresa *IHS*, afirma que las compañías están invirtiendo un 53% del capital a operaciones de producción y desarrollo, mientras que en adquisición de nuevas reservas un 25% y tan solo un 23% en nuevas aventuras de exploración¹.

¹ ECOPELROL. Carta petrolera, edición 108. Abril- Mayo, 2003.

Figura 2. Inversión mundial en exploración y explotación.



Fuente: ECOPETROL. Carta petrolera, edición 108. Abril- Mayo, 2003. (En línea), Versión HTML. Disponible en internet < <http://www.ecopetrol.com.co/especiales.htm>> Modificada.

Es así como nace una nueva opción de inversión que resulta bastante interesante, en la que la industria petrolera busca diversificar sus mercados y destinar una parte considerable de sus capitales al incremento de reservas de campos ya desarrollados como los campos marginales, los cuales pueden ser optimizados mediante la aplicación de nuevas tecnologías que antes no existían o podrían resultar muy costosas.

1.1 DEFINICIÓN

De acuerdo al “Reglamento de Régimen de Incentivos a la Producción de Campos Marginales y Pequeños”, un campo marginal, es un campo petrolero desarrollado, que ha producido el 90% de sus reservas probadas *in situ* de petróleo².

Los campos marginales normalmente, son campos pequeños los cuales han sido definidos de manera simple como “un campo que se encuentra entre el límite económico para ser desarrollado y el límite para no serlo”, a su vez la palabra marginal adquiere la connotación de “no convencional”³, por lo que las tecnologías convencionales usadas en otros tipos de campos resultan no convencionales para estos.

Los campos marginales, además están caracterizados por tener limitaciones técnicas y geológicas como bajas permeabilidades y pequeños espesores, aspectos que dificultan su productividad, además del alto nivel de incertidumbre que se tiene en cuanto a la cantidad de petróleo existente en el yacimiento debido a conflictos de información o a resultados inconclusos de sísmica o patrones geológicos.

Por estas razones al momento de tomar la decisión de desarrollar un campo marginal, es necesario adquirir la mayor cantidad de información posible, evaluar los aspectos económicos en cuanto a la inversión que se va a realizar y los

²MORALES E., “Reglamento de Régimen de Incentivos a la Producción de Campos Marginales y Pequeños” Dec. 28984. Bolivia, 2006

³ KAHALI, K., RAI, R., AND MUKERJIE.: “Artificial Lift Methods For Marginal Fields” Paper SPE 21696 presentado en el Simposio De Operaciones De Producción En Oklahoma, 7-9 de Abril de 1991.

riesgos que se puedan correr debido a la baja productividad que estos pueden presentar⁴.

Todas estas limitaciones que presentan los campos marginales hacen que estos sean catalogados como no convencionales, por lo que se hace necesaria la aplicación de nuevas tecnologías que permitan disminuir la incertidumbre, el riesgo económico y además que permitan extender la vida productiva del campo; además de reducir limitaciones técnicas mediante el diseño de facilidades más pequeñas y a su vez menos costosas.

La aplicación de estas técnicas a los campos marginales de petróleo es muy escasa y su utilización puede verse restringida por la falta de información y de experiencia que se tiene en cuanto a ellas, pero a su vez se hace necesaria debido a que este tipo de campos presentan un alto potencial de nuevas reservas de petróleo.

1.1.1 Potencial de reservas de los campos marginales

Los campos marginales de petróleo contienen sustanciales cantidades de petróleo potencialmente recuperables, por lo que países como Estados Unidos, Venezuela, Nigeria y Colombia están realizando estudios de implementación de nuevas estrategias que permitan extraerlo y así minimizar la tasa de abandono de estos campos.

El volumen de estas reservas es tan significativo que implicaría la incorporación de unos 10 mil millones de barriles de petróleo equivalente al volumen de reservas

⁴ ORTEGA R., FREDY A.: "Reservoir Management Using New Technologies To Increase Profitability Of Marginal Fields" Texas A&M. 2002

mundiales⁵. Los medios para el logro de este modesto objetivo debe incluir el aumento de los factores de recobro teniendo en cuenta que la producción de estos campos se encuentra en declinación desde una etapa muy temprana.

Los factores de recobro varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo, oscilando entre el 5% y más del 80%; en promedio un 37%. El aumento de estos factores es factible si se tiene en cuenta un correcto manejo de los campos, por ejemplo, la compañía *Statoil*, incrementó el factor de recuperación final del campo *Statford* de un 49% en 1986 a casi un 66% en el año 2000 y tiene expectativas de alcanzar un 68% en los años posteriores.

Durante el mismo periodo el factor de recobro del campo *Gulfaks* aumentó de un 46% a un 54% con una expectativa futura del 62%. *Statoil* atribuye estas mejoras a la efectividad del manejo de los recursos y a la correcta aplicación de la tecnología⁶. De manera similar, en Venezuela se incrementó la producción de 76.000 a 190.000 barriles de petróleo por día con la explotación de unas 14 áreas marginales con perspectivas de seguir aumentando⁷.

A pesar de que las tecnologías para la explotación de los campos marginales son en la mayoría de los casos costosas, resultan más económicas que pensar en una reactivación de un campo abandonado anteriormente, por lo que es necesario realizar cualquier esfuerzo antes de considerar el abandono de uno de estos campos debido a su baja productividad y así lograr reducir costos de capital.

⁵ AHMED, U., "Máximo Aprovechamiento de los Campos Petroleros Maduros". Publicado en la Revista Oilfield Review, SLB, Autumn, 2004.

⁶ REINERSTEN, O. "Development of the Tampen Area, Value Creation in a Mature Region". Presentado en el Día de los Mercados de Capitales de Statoil. 2003.

⁷ MUSKAT, M.: "The Proved Crude Oil Reserves of the U. S." Publicado en la revista Petroleum Technology. p. 915-921. Septiembre de 1963.

1.1.2 Predicción de Reservas

Una de las principales razones para desarrollar los campos marginales de petróleo, es el incremento de las reservas y teniendo en cuenta el alto potencial de hidrocarburos contenidos en este tipo de campos, se puede apreciar la capacidad que estos tienen para adicionar reservas, pero este hecho es difícil de alcanzar con nuevos descubrimientos, pues una ventaja en cuanto a los campos marginales es que se tiene información acerca de la historia de producción y así mismo de reservas remanentes.

Las reservas con interés económico en el desarrollo de campos, son las reservas probadas, las cuales son las cantidades de petróleo que, mediante el análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden estimarse con un alto grado de confianza para ser comercialmente recuperables a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas actuales⁸.

De acuerdo a algunos expertos, las reservas probadas de crudo mundiales están siendo sobrestimadas de entre 1.150 millones y 1.350 millones de barriles, deberían reducirse a una cantidad que oscila entre los 850.000 millones y los 900.000 millones y probablemente para comienzos de 2014 la demanda podría sobrepasar la oferta del petróleo⁹; es por esto que se hace necesaria la incorporación de nuevas reservas de origen no convencional como las derivadas de la explotación de los campos marginales.

⁸ U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Proved Reserves, (En línea), Version HTML. Disponible en internet . <<http://www.eia.doe.gov>> 2008

⁹ Las reservas mundiales de petróleo son menores de lo que se pensaba. (En línea) Version HTML Disponible en Internet. <<http://axxon.com.ar>>2010

1.1.3 Predicción de la Producción

Uno de los estudios más famosos en cuanto a la predicción de la producción de crudo, ha sido el modelo de *Hubbert*, el cual predijo que el punto más alto de producción de petróleo se alcanzó en Estados Unidos en 1970, pero el modelo resultó inconsistente por lo que se realizó un nuevo estudio basado en este modelo para proporcionar una predicción más real. Usando este nuevo modelo los científicos evaluaron la producción de 47 países de manera convencional de petróleo y como resultado se obtuvo que el valor máximo de la producción se alcanzará en el año 2014¹⁰.

En contraste con la predicción de reservas de petróleo podría evitarse la escasez de petróleo, que de acuerdo a los pronósticos podría presentarse para el mismo año si se realizan nuevos descubrimientos o si se tiene en cuenta la significativa producción de petróleo que puede ser aportada por la explotación de los campos marginales mediante la utilización de tecnologías adecuadas para ello.

1.1.4 Explotación de Campos Marginales

Los campos marginales no son económicamente atractivos si se intentan desarrollar utilizando técnicas o conceptos convencionales aplicables a otros tipos de campos, pero la necesidad de explotarlos es muy significativa y debido a esto, se han venido desarrollando avances tecnológicos que resulten adaptables a este tipo de campos, distribuidos en distintas disciplinas de la industria como perforación, simulación y producción. Una de las técnicas involucradas en la producción de los campos marginales es la de Bombeo Multifásico, la cual ha sido

¹⁰ U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Proved Reserves, [En línea]. Versión HTML. Disponible en internet. <[http://: www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)>. 2008

diseñada para reducir significativamente los costos además de mejorar y simplificar las operaciones.

Esta técnica, no es exclusiva para los campos marginales de petróleo pero hace rentable su explotación.

2. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES Y BOMBEO MULTIFÁSICO

El método de bombeo multifásico está tomando cada vez más popularidad a medida que los campos petroleros alrededor del mundo desarrollan y exigen nuevas tecnologías para el transporte de fluidos. Este método tiene la habilidad de bombear crudo, gas y agua simultáneamente por una tubería en común, disminuyendo los costos de operación y construcción de una facilidad de superficie, ya que permite el transporte de la producción de un grupo de pozos a un centro principal de separación y tratamiento de fluidos.

Esto elimina la necesidad de tener centros más pequeños dispersos por todo el campo y así realizar la separación y procesamiento en un solo lugar de recolección.

2.1 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES¹¹

El flujo en tuberías horizontales es un problema difícil de modelar matemáticamente, pero existen correlaciones empíricas que consideran el sistema de hidrocarburos compuestos por dos componentes; líquido y gas. La principal aplicación de flujo multifásico horizontal para pozos fluyentes y con levantamiento artificial es determinar la presión fluyente en la cabeza del pozo que se necesita para mover los fluidos hasta el separador, y/o determinar el diámetro óptimo de la línea de flujo en superficie.

¹¹ BEGGS, D. "Optimization Using Nodal Analysis". OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, Second Edition 2003.

El punto de partida de las diferentes correlaciones de FMH (Flujo Multifásico Horizontal) es la ecuación general del gradiente de presión dinámica la cual puede escribirse de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left(\frac{g^* \rho^* \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{ftp^* \rho m^* v m^2}{2^* g_c^* di} + \frac{\rho^* \Delta v m^2}{2^* g_c^* \Delta L} \right) \left[\frac{lpc}{pie} \right] \quad (1)$$

Siendo:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{elev} = \frac{g^* \rho^* \text{sen} \theta}{144 g_c} \quad \text{Gradiente de presión por gravedad}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{fricc} = \frac{ftp^* \rho m^* v m^2}{144(2^* g_c^* di)} \quad \text{Gradiente de presión por fricción}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{ac} = \frac{\rho^* \Delta v m^2}{144(2^* g_c^* \Delta L)} \quad \text{Gradiente de presión por cambio de aceleración}$$

En las ecuaciones anteriores se tiene:

θ , Angulo que forma la dirección de flujo con la horizontal, ($\theta = 0^\circ$ para flujo horizontal; $\theta = 90^\circ$ en flujo vertical)

ρm , densidad de la mezcla multifásica sin resbalamiento, $\frac{lbm}{pie^3}$

ρ , densidad de la mezcla multifásica con resbalamiento, $\frac{lbm}{pie^3}$

v_m , velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg

g , aceleración de la gravedad, $32,2 \text{ pie}/\text{seg}^2$

g_c , aceleración de la gravedad, $32,2 \text{ lbm}/\text{lb} \cdot \text{pie}/\text{seg}^2$

g/g_c , constante para convertir lbm a lb

f_p , factor de fricción de la mezcla, adimensional.

d_i , diámetro interno de la tubería, pies

2.1.1 Efectos de las Variables

- Efecto del diámetro de la tubería

A similares condiciones de fluidos fluyendo y de tubería, las pérdidas de presión disminuyen rápidamente con el incremento del diámetro de la tubería.

- Efectos de la tasa de flujo

A similares condiciones de fluidos fluyendo y de tubería, las pérdidas de presión aumentan a medida que aumenta la tasa de flujo que circula a través de la línea.

- Efectos de la relación gas – líquido

Las pérdidas de presión aumentan a medida que aumenta la relación gas - líquido.

- Efecto de la viscosidad

A medida que aumenta la viscosidad, aumenta la caída de presión.

2.1.2 Consideraciones

A continuación se presentan varias consideraciones requeridas para comprender el cálculo del flujo multifásico en tuberías, para luego describir de forma breve las correlaciones de *Baker*, *Dukler*, *Eaton*, *Lockhart & Martinelli* y *Beggs & Brill*; de acuerdo a sus características se escogerá una para la aplicación del método en estudio.

2.1.2.1 Cálculo del factor de fricción

El factor de fricción f , debe ser calculado una vez sea conocido el régimen de flujo presente, por lo que se hace necesario calcular primero el número de Reynolds.

El número de Reynolds se define como:

$$N_{RE} = 1.448 * \frac{\rho M * v_m * d_i}{\mu} \quad (2)$$

Donde,

N_{Re} , Número de Reynolds, adimensional.

d_i , Diámetro interno de la tubería, *pies*.

v_m , Velocidad de la mezcla multifásica, $\frac{pies}{seg}$.

ρ_m , Densidad de la mezcla multifásica, $\frac{lbm}{pies^3}$.

μ , Viscosidad de la mezcla multifásica, cp .

El flujo es laminar si el Número de Reynolds es menor de 2.300, caso contrario el flujo es turbulento si el Número de Reynolds es mayor a 4.000.

- Factor de fricción en flujo laminar

Para determinar el factor de fricción en flujo laminar se emplea la expresión:

$$f = \frac{64}{N_{RE}} \quad (3)$$

- Factor de fricción en flujo turbulento en tuberías lisas

Numerosas ecuaciones empíricas se han propuesto para predecir el factor de fricción bajo condiciones de flujo turbulento. En el caso de tuberías lisas, las ecuaciones más utilizadas en sus rangos de aplicabilidad son:

Drew, Koo y McAdams:

$$f = 0,0056 + 0,5 * N_{RE}^{-0,32} \quad 3000 < N_{RE} < 3 * 10^6 \quad (4)$$

Blasius:

$$f = 0,3164 * N_{RE}^{-0,25} \quad N_{RE} < 10^5 \quad (5)$$

- Factor de fricción en flujo turbulento en tuberías rugosas

Las paredes internas de una tubería normalmente no son lisas por lo cual es necesario utilizar ecuaciones que consideren la rugosidad de la pared interna de la tubería. La rugosidad en el flujo turbulento puede tener un efecto significativo en el factor de fricción; además, esta rugosidad es una función del material de la tubería, si es nueva o usada, y de la casa de fabricación.

El efecto de la rugosidad no es debido a su valor absoluto, sino al valor relativo entre la rugosidad y el diámetro interno de la tubería, ε / di .

Nikuradse presenta la siguiente correlación para tubería de pared completamente rugosa:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2 * \log\left(\frac{2 * \varepsilon}{di}\right) \quad (6)$$

Pero si el flujo se encuentra en la zona de transición, *Coolebrook* presenta la siguiente correlación:

$$fc = \left[1,74 - 2 * \log\left(\frac{2 * \varepsilon}{di} + \frac{18,7}{N_{RE} * \sqrt{f_s}}\right) \right]^2 \quad (7)$$

Ésta última ecuación propuesta para f requiere de un proceso de ensayo y error; los valores de c son supuestos (f_s) y posteriormente calculado (f_c), hasta que la diferencia entre ellos esté dentro de una tolerancia aceptable ($\leq 1 * 10^{-5}$). El valor inicial para f_s puede ser obtenido a partir de una de las ecuaciones para tubería lisa.

- Valores típicos y recomendados para ε

La rugosidad absoluta para tuberías de acero al carbón, con la que se fabrican la mayoría de las tuberías empleadas para el transporte de crudo en la industria petrolera, está en el orden de:

$\varepsilon = 0,0007$ pulgadas para tuberías nuevas.

$\varepsilon = 0,0018$ pulgadas para tuberías usadas.

2.1.2.2 Definiciones básicas para flujo multifásico

El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como densidad, viscosidad y, en algunos casos, tensión superficial, son requeridos para los cálculos de gradientes de presión. Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se emplean ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones.

A continuación se presentan las definiciones básicas para flujo bifásico y la forma de calcular estos parámetros.

- *Hold-Up* de líquido

La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$HL = \frac{\text{Volumen del liquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen total del segmento de tubería}} \quad (8)$$

El *hold-up* (HL) es una fracción que varía a partir de cero para flujo monofásico de gas a uno para flujo de líquido únicamente. ($0 < HL < 1$)

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un *hold-up* de gas o fracción ocupada por gas.

$$Hg = 1 - HL \quad (9)$$

- Fracción de líquido sin deslizamiento

Hold up sin deslizamiento, conocido también como colgamiento del líquido, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajarán a la misma velocidad (*no slippage*).

$$\lambda = \frac{q_L}{q_l + q_g} = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad (10)$$

Donde q_g y q_l son las tasas de flujo de gas y líquido, respectivamente

- Densidad de líquidos

La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las que pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas; para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo.

$$\rho_L = \rho_o * fo + \rho_w * (1 - fo) \quad (11)$$

$$fo = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (12)$$

- Densidad Bifásica

El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor hold up de líquido, con o sin deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_l * H_l + \rho_g * H_g \quad (13)$$

$$\rho_n = \rho_l * \lambda_l + \rho_g * \lambda_g \quad (14)$$

$$\rho_k = \frac{\rho_l * \lambda_l^2}{H_l} + \frac{\rho_g * \lambda_g^2}{H_g} \quad (15)$$

La primera de las ecuaciones es usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación.

Algunas correlaciones son basadas en la suposición que no existe deslizamiento y por eso usan la segunda de las ecuaciones para calcular la densidad bifásica.

La última ecuación es presentada por *Hagedorn & Brown*, para definir la densidad utilizada en las pérdidas por fricción y Número de Reynolds.

La velocidad superficial de una fase fluida está definida como la velocidad que esta fase presentaría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas está dada por:

$$V_{sg} = \frac{g_g}{86400 * A} \quad (16)$$

La velocidad real del gas es calculada con:

$$V_g = \frac{q_g}{A * H_g} \quad (17)$$

La velocidad superficial del líquido es:

$$V_{sl} = \frac{5,615 * q_l}{86400 * A} \quad (18)$$

La velocidad real del líquido es calculada con:
$$V_l = \frac{q_l}{A * H_l} \quad (19)$$

Caudal de gas:
$$q_g = q_o * (GOR - R_s) * \beta_g \quad (20)$$

Caudal de líquido:
$$q_l = q_o * \beta_o + q_w * \beta_w \quad (21)$$

Las unidades son:

V_{sl} y V_{sg} , Velocidad $\frac{pies}{seg}$.

q_l y q_g , Caudal de líquido y gas $\frac{bl}{dia}$, $\frac{pcs}{dia}$

B_o, B_w, B_g , Factor volumétrico, $\frac{bl}{BF}$.

GOR , Relación gas-aceite $\frac{pies^3}{bl}$

R_s , Relación de solubilidad del gas, $\frac{pies^3}{bl}$.

A , Área, $pies^2$.

- Velocidad superficial bifásica

La velocidad superficial bifásica es el resultado de sumar la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial del gas.

$$Vm = V_{Sl} + V_{Sg} \quad (22)$$

La velocidad de deslizamiento (*slip*) se define como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$V_s = V_g - V_l = \frac{V_{Sg}}{H_g} - \frac{V_{Sl}}{H_l} \quad (23)$$

- Viscosidad

La viscosidad del fluido se usa para calcular el número de Reynolds. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores.

Para el cálculo de la viscosidad bifásica se utiliza la siguiente ecuación:

Con deslizamiento
$$\mu_s = (\mu_l)^{Hl} * (\mu_g)^{(1-Hl)} \quad (24)$$

Sin deslizamiento
$$\mu_{ns} = \lambda_l * \mu_l + \lambda_g * \mu_g \quad (25)$$

2.1.2.3 Patrones de flujo en tuberías horizontales

Se entiende como patrón de flujo a la distribución relativa de las fases en el interior de la tubería. Las interacciones entre la fase líquida y el gas libre, por estar influenciadas por sus propiedades físicas y caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, generan varios tipos de patrones de flujo. Estos patrones se denominan regímenes de flujo. En un determinado punto en

una línea, solo existe un tipo de patrón de flujo en cualquier tiempo dado. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro.

Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal. Estos regímenes se describen a continuación en orden creciente de velocidad del gas. En la **Figura 3**, el sentido del flujo es de izquierda a derecha.

- Flujo Tipo Burbuja

Las burbujas de gas se mueven a lo largo de la parte superior de la tubería con una velocidad aproximadamente igual a la del líquido. La fase continua es el líquido y también transporta burbujas de gas.

- Flujo Tipo Tapón de Gas

Se caracteriza por que las burbujas de gas aumentan de tamaño hasta llenar prácticamente la parte superior de la tubería.

- Flujo Estratificado

El gas viaja por la parte superior de la tubería y el líquido por la parte inferior, existe una interfase prácticamente lisa.

- Flujo Ondulante

Se origina a través del flujo estratificado cuando se rompe la continuidad de la interfase por ondulaciones en la superficie del líquido.

- Flujo Tapón de Líquido

Se origina a partir del flujo ondulante, cuando las crestas de las ondulaciones del líquido llegan prácticamente hasta la parte superior de la tubería, taponándola y,

por lo tanto, ocasionan grandes turbulencias debido al incremento de la velocidad del gas.

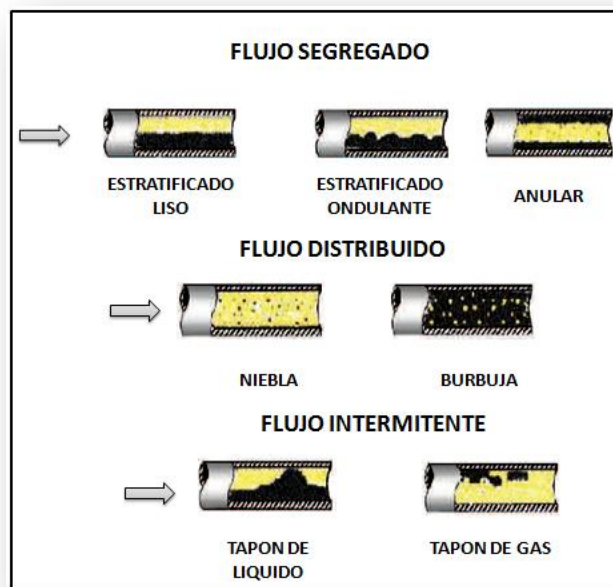
- Flujo Anular

Una película del líquido está en contacto con las paredes de la tubería y el gas fluye con altas velocidades por el interior como si se tratase de un *core* central. A su vez, el gas transporta gotas de líquido en suspensión.

- Flujo Neblina

Se caracteriza porque la fase continua es del gas, y el líquido está completamente disuelto en él; es decir, es el gas el que lleva en suspensión gotas de líquido.

Figura 3. Regímenes de flujo en tuberías horizontales



Fuente: BEGGS, D. "Optimization Using Nodal Analysis". OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, Second Edition 2003.

2.1.3 Descripción de las correlaciones para Flujo multifásico horizontal

Las correlaciones empleadas para el cálculo de caída de presión en tuberías horizontales son descritas a continuación.

2.1.3.1 Correlación de *Eaton*

Las correlaciones para el cálculo de factor de fricción y el colgamiento del líquido fueron obtenidas de pruebas que consistieron en dos líneas de 1700 ft, con diámetros de 2" y 4", utilizando tres clases de líquidos para los siguientes rangos.

- Tasa de gas: 0 - 10 MMscfd
- Tasa de líquido: 50 – 5.500 STB/d
- Viscosidad del líquido: 1 – 13,5 cp
- Presión del sistema 70 - 950 psig

El colgamiento del líquido fue determinado mediante entrampamiento de segmentos de flujo a través de válvulas de cierre rápido; los patrones de flujo no fueron considerados en la correlación y se incluyó el ángulo de tubería.

2.1.3.2 Correlación de *Dukler*

Presentó dos correlaciones para flujo multifásico horizontal. La primera no considera que exista deslizamiento entre las fases y supone flujo homogéneo. La segunda considera deslizamiento entre ellas. Ninguno de los dos casos considera los regímenes de flujo.

2.1.3.3 Correlación de *Lockhart y Martinelli*¹²

Se considera una buena correlación para bajas tasas de producción y diámetros pequeños. Los autores establecieron tipos de mecanismo de flujo:

- 1) Cuando la fase líquida y la fase gaseosa están en un flujo turbulento.
- 2) Cuando la fase líquida está en flujo turbulento y la fase gaseosa en flujo laminar.
- 3) Cuando la fase líquida se encuentra en flujo laminar y la fase gaseosa en flujo turbulento.
- 4) Ambas fases en flujo laminar.

El flujo predominante depende de los valores de Número de Reynolds para el líquido $(N_{Re})_l$ y Número de Reynolds para el gas $(N_{Re})_g$. Como se muestra en la

Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de la correlación de *Lockhart y Martinelli*

$(N_{Re})_l$	$(N_{Re})_g$	TIPO DE FLUJO
> 2000	> 2000	Turbulento - Turbulento
< 1000	> 2000	Viscoso - Turbulento
> 2000	> 1000	Turbulento - Viscoso
< 1000	> 1000	Viscoso - Viscoso

Fuente: ERAZO, D., ZURITA, A. “Estudio para la Instalación de una Bomba Multifásica y Línea de Transferencia para el Transporte de Fluidos Desde un *Well Pad* hasta la Estación de Producción de un Campo del Distrito Amazónico” . Modificada

¹² ERAZO, D., ZURITA, A. “Estudio para la instalación de una bomba multifásica y línea de transferencia para el transporte de fluidos desde un well pad hasta la estación de producción de un campo del distrito Amazónico” Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Quito, Escuela Politécnica nacional Octubre 2010.

Las correlaciones que pueden ser aplicadas a tuberías horizontales se indican en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Correlaciones de flujo horizontal

FLUJO HORIZONTAL				
CORRELACION	FECHA	SUSTENTO	ID (Pulg.)	FLUIJO
Lockhart- Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0,0586-1,1017	Petróleo, agua y gas.
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2-4	Petróleo, agua y gas.
Dukler	1969	Datos de laboratorio	Amplio rango	Petróleo, agua y gas.
BAJ	1988	Teórica-experimental	-	Gas y condensado
Xiao	1990	-	-	Petróleo y gas

Fuente: BROWN, K. Y BEGGS, H. The Technology of Artificial Lift Methods. Vol. 1. 1978. Modificada.

2.1.3.5 Correlación de *Beggs & Brill*

Fue desarrollada a partir de datos de flujo obtenidos en tuberías de acrílico de 1 ½ pulg, y de 90 pies de longitud, la que se podía inclinar a cualquier ángulo. Los fluidos usados fueron aire y agua.

La correlación original de *Beggs & Brill* se usa para la predicción de pérdidas de presión y de *hold up* del líquido. Esta correlación fue desarrollada en el estudio de

flujo bifásico en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación está basada en un mapa de regímenes de flujo, como si el flujo fuese totalmente horizontal. Un *hold up* horizontal es calculado por las correlaciones y luego es corregido para el ángulo de inclinación de la tubería.

Este método fue publicado por primera vez en 1973. Ha sido considerablemente usado para predicciones en flujo vertical y horizontal, ya que considera ángulos de inclinación de tubería que van desde 0° hasta 90°.

A partir de un balance de energía se obtuvo la siguiente expresión para el gradiente de presión en tuberías horizontales:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left(\frac{ftp * \rho m * vm^2}{2 * gc * di} + \frac{\rho * \Delta vm^2}{2 * gc * \Delta L} \right) \left[\frac{lpc}{pie} \right] \quad (1)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{ac} = \frac{\rho * \Delta vm^2}{144(2 * gc * \Delta L)} \quad \text{Gradiente de presión por cambio en la aceleración}$$

Para el análisis de las pérdidas de presión en la línea, sólo se estudiará la pérdida de presión debido a la fricción; no se tomará en consideración las pérdidas debido a la aceleración así como las pérdidas debido a los accesorios, ya que se consideran pequeños en relación al efecto de la fricción.

Entonces se tiene:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{fricc} = \frac{ftp * \rho m * vm^2}{144(2 * gc * di)} \left[\frac{lpc}{pie} \right] \quad (26)$$

Siendo $\rho m_{ns} = \rho_m$: densidad de la mezcla multifásica sin deslizamiento.

Densidad bifásica sin deslizamiento

$$\rho m_{ns} = \rho_{ns} = \rho_l * \lambda_L + \rho_g * \lambda_g \quad (14)$$

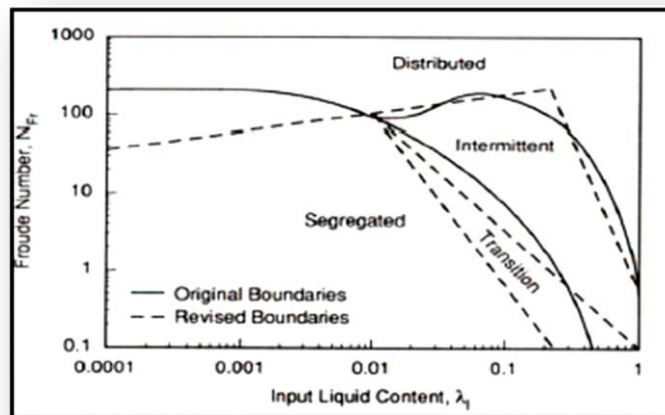
Donde

$$\lambda_L = \frac{V_{SL}}{vm} \quad (27)$$

- Correlación para el Colgamiento

El flujo de dos fases se clasificó en tres patrones de flujo: segregado, intermitente y distribuido. De acuerdo a esta clasificación, se desarrolló un mapa de patrones de flujo en función de λ_l y del Número de Froude N_{FR} (las líneas continuas de la **Figura 4** muestran el trabajo original de *Beggs & Brill* y las líneas punteadas muestran modificaciones posteriores).

Figura 4. Patrones de flujo para tubería horizontal.



Fuente: BROWN, K. Y BEGGS, H. "The Technology of Artificial Lift Methods". Vol. 1. 1978. Modificada.

Tabla 3. Limites de los regímenes de flujo horizontal

PATRON DE FLUJO	LIMITES
Flujo Segregado	$\lambda_l < 0,01$ y $N_{FR} < L1$ o $\lambda_l \geq 0,01$ y $N_{FR} < L1$
Flujo Intermitente	$0,01 \leq \lambda_l < 0,4$ y $L3 < N_{FR} \leq L1$ o $\lambda_l \geq 0,4$ y $L3 < N_{FR} \leq L4$
Flujo Distribuido	$\lambda_l < 0,4$ y $N_{FR} \geq L1$ o $\lambda_l \geq 0,4$ y $N_{FR} > L4$
Flujo Transitorio	$\lambda_l < 0,01$ y $N_{FR} < L1$ o $\lambda_l \geq 0,01$ y $L2 < N_{FR} \leq L3$

Fuente: BROWN, K. Y BEGGS, H. The Technology of Artificial Lift Methods. Vol. 1. 1978. Modificada.

Para delimitar los patrones de flujo se determinan L1, L2, L3 Y L4.

$$L1 = 316 * \lambda_l^{0,302} \quad (28)$$

$$L2 = 0,0009252 * \lambda_l^{-2,4684} \quad (29)$$

$$L3 = 0,1 * \lambda_l^{-1,4516} \quad (30)$$

$$L4 = 0,5 * \lambda_l^{-6,738} \quad (31)$$

Adicionalmente se requiere calcular el número de *Froude*:

$$N_{FR} = \frac{vm^2}{g * di} \quad (32)$$

Para poder calcular la fracción volumétrica de líquido retenido (*hold up*) en la línea, los patrones de flujo son agrupados de la siguiente manera:

- Segregado (estratificado, ondulante, anular)
- Intermitente (tapón de líquido, tapón de gas)
- Distribuido (burbuja, neblina)

Para cada uno de estos patrones de flujo se desarrollaron ecuaciones para el cálculo del colgamiento del líquido.

$$\text{Segregado:} \quad H_l = \frac{0,98\lambda_l^{0,4846}}{N_{FR}^{0,0868}} \quad (33)$$

$$\text{Intermitente} \quad H_l = \frac{0,845\lambda_l^{0,5331}}{N_{FR}^{0,0173}} \quad (34)$$

$$\text{Distribuido} \quad H_l = \frac{1,065\lambda_l^{0,5824}}{N_{FR}^{0,0609}} \quad (35)$$

$$\text{Transición} \quad H_l = AH_{l(\text{segregado})} + (1-A)H_{l(\text{intermitente})} \quad (36)$$

$$A = \frac{L3 - N_{FR}}{L3 - L2} \quad (37)$$

Para el cálculo del factor de fricción de dos fases f_{tp}

$$f_{tp} = f_{ns} * e^s \quad (38)$$

$$f_{ns} = \left[2 * \log \left(\frac{N_{RE}}{4,5223 * \log(N_{RE}) - 3,8215} \right) \right]^{-2} \quad (39)$$

Siendo:

$$N_{RE} = 1488 * \frac{\rho m * v m * d i}{\mu_{ns}} \quad (40)$$

$$\mu_{ns} = \mu_l * \lambda_l + \mu_g * (1 - \lambda_l) \quad (41)$$

$$S = \frac{Y}{-0,0523 + 3,18Y - 0,87Y^2 + 0,01853Y^4} \quad (42)$$

$$Y = Ln \frac{\lambda_l}{H_l^2} \quad (43)$$

Existe una discontinuidad en la función para determinar S:

$$\text{Si, } 1 < Y < 1,2 \quad \text{entonces} \quad S = Ln(2,2 * Y - 1,2) \quad (44)$$

2.2 BOMBEO MULTIFÁSICO

El bombeo multifásico es esencialmente un medio para suministrar energía a una corriente, lo cual permite que la mezcla gas/líquido sea transportada sobre grandes distancias sin la necesidad de una separación previa. Esto se logra mediante la instalación de bombas multifásicas de diferentes tipos.

Las bombas multifásicas son bombas de desplazamiento positivo (tipo doble tornillo) o bombas dinámicas (tipo helicoaxiales). Estas bombas están diseñadas para trabajar bajo condiciones cambiantes dentro del ciclo de vida de un campo de petróleo¹³, además cada tipo de bomba tiene sus características específicas, se puede decir que las dos operan grandes volúmenes de fluido y son relativamente fáciles de operar. Trabajan con una relación alta de FVG (fracciones volumétricas de gas) y su utilización no requiere una separación previa de la mezcla gas líquido. Por otra parte son compactas y tienen una configuración mecánica relativamente simple.¹⁴

¹³ LAFAILLE, A.: "Poseidon: The Multiphase Boosting and Transportation Technology Now Reaching the Pre-industrial Stage" Paper SPE 20974.

¹⁴ NAKASHIMA, C., "Modelo de Comportamiento Termodinámico de una Bomba Multifásica do Tipo Duplo Parafuso" Tesis maestría presentada a la escuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo en Brasil 2000.

Las bombas multifásicas hacen que la presión de los cabezales del pozo disminuya, aumentando el diferencial de presión y por lo tanto aumenta la producción. Algunos escenarios donde se pueden encontrar estas bombas tienen las siguientes características:

- Pozos en declinación, para aumentar la producción y la vida del proyecto.
- Pozos marginales, lejos de las facilidades de producción.
- Pozos costa afuera.
- Sistemas de transferencias en tuberías.¹⁵

A continuación se describirán los principios de funcionamiento y características de estos tipos de bombas.

2.2.1 Bombas de desplazamiento positivo

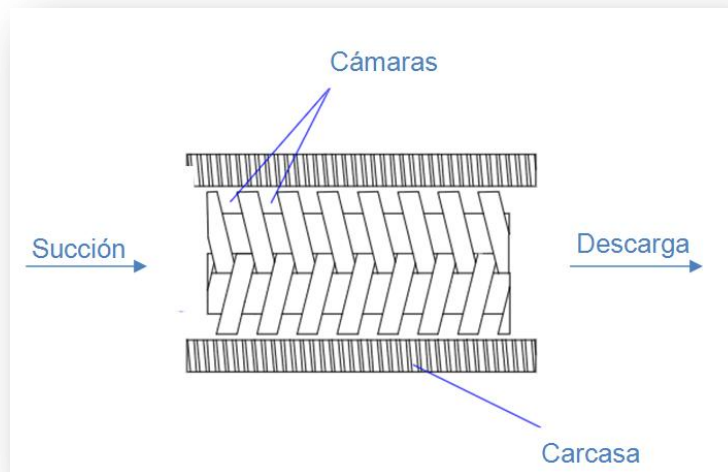
2.2.1.1 Tipo doble tornillo o de tornillos gemelos

Las bombas de tornillo son un tipo especial de bomba rotativa de desplazamiento positivo la cual el flujo a través del eje de bombeo es axial¹⁶. En este tipo de bombas uno o más rotores con forma de tornillo giran impulsados por un motor. La rotación de los tornillos hace que sus filetes se engranen formando cámaras cerradas como se muestra en la **Figura 5**.

¹⁵ ZULUAGA, A.: “Bombeo Multifásico, Curva De Declinación De Producción” Presentado en la Fundación Educativa Del Caribe en Barranquilla, Colombia. 6 de Mayo del 2010.

¹⁶ NAKASHIMA,C., “Modelo de Comportamiento Termodinamico de uma Bomba Multifásica do Tipo Duplo Parafuso” Tesis maestría presentada a la escuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo en Brasil 2000.

Figura 5. Principio de funcionamiento de la bomba de doble tornillo.



Fuente: NAKASHIMA,C., “Modelo de Comportamiento Termodinamico de uma Bomba Multifásica do Tipo Duplo Parafuso” Tesis maestría presentada a la escuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo en Brasil 2000.

Estas cámaras aprisionan el fluido en la entrada y lo transportan a lo largo del eje hasta la descarga, donde los filetes desengranan liberando el fluido. Siendo una bomba de desplazamiento positivo que en teoría consigue desplazar para descargar cualquier sustancia solida liquida o gaseosa que puede ser introducida en los pasajes de succión. Esto permite que la bomba de doble tornillo trabaje con fracciones volumétricas de gas FVG variando de 0 a 95% (100% en el caso en el que se garantice cerca de 5% de recirculación de liquido usando un tanque de acumulación) y que su rendimiento, no se vea afectado con la presencia de arena en la mezcla.¹⁷

¹⁷ LAFAILLE, A.: “POSEIDON: The Multiphase Boosting and Transportation Technology Now Reaching the Pre-industrial Stage” Paper SPE 20974.

Una visión general de bombeo multifásico puede ser encontrada en el trabajo de Cooper y otros en (1996). En este trabajo se presenta un criterio de selección para escoger el tipo de bomba adecuado para determinadas condiciones de operación.

Este criterio utiliza la presión de succión y el FVG del flujo para una creación de 3 categorías:

- Bajo FVG (10 - 20%), una presión de succión entre 14.5 y 217.5 psi.
- Intermedio FVG (20-60%) una presión de succión baja (14,5-72,5 psi).
- Alto FVG de (20 - 90% o más) una presión de succión alta (por encima de 217,5 psi).

Por lo cual para la tercera categoría los autores proponen la implementación de bombas helicoaxiales modificadas y bombas de tornillo.

Según *Czarnecki* (1976) las bombas de tornillo se pueden clasificar en los siguientes tipos:

- **Un tornillo:** Las bombas de tornillo único, está compuesta por una carcasa rodeando el estator, que es un tornillo que engrana con la plomada para la formación de las cámaras.
- **Múltiples tornillos sincronizados:** En este tipo de bombas, dos o más tornillos se engranan para la formación de cámaras, los tornillos están impulsados por engranajes manteniendo la rotación de los tornillos al mismo tiempo, por esto se dice que están sincronizados, una ventaja en este caso, es que los filamentos de los tornillos teóricamente no entran en contacto entre sí, evitando el desgaste y disminuyendo la sensibilidad de la bomba a la presencia de partículas solidas.

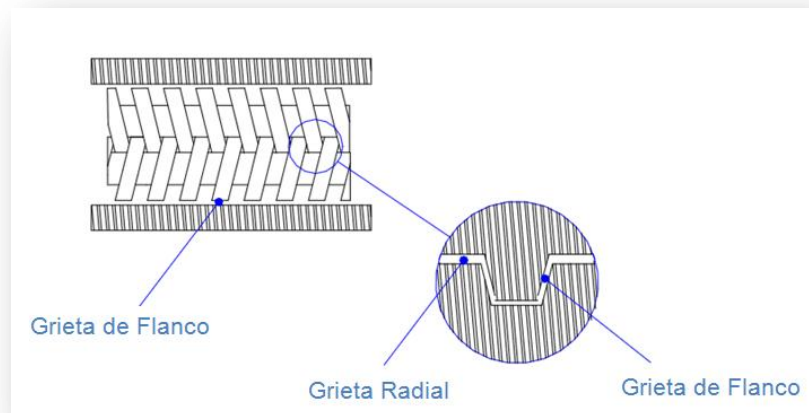
- **Múltiples tornillos no sincronizados:** En estas bombas no hay acoplamiento de engranajes por esto se dice que no hay sincronización, el movimiento se transmite de un tornillo a otro directamente, un proceso similar al funcionamiento de engranajes helicoidales. Esta configuración aunque más simple exige una mayor precisión de mecanizado y acabado.

Una configuración bastante común es la que utiliza tornillos gemelos, en la que dos conjuntos de tornillos contrapuestos operan en el mismo eje, en este caso además se duplica el flujo sin aumentar significativamente la complejidad de los equipos y las fuerzas axiales de los equipos son opuestas y se anulan.

En el caso del bombeo multifásico con bombas de tornillos, la configuración más utilizada es la bomba de doble tornillo sincronizados y los gemelos. El rendimiento de una bomba de doble tornillo se puede obtener a través de parámetros geométricos del tornillo. El flujo efectivo sin embargo siempre es menor porque en este tipo de bombas siempre hay reflujo, el reflujo ocurre debido a la presencia de espacios entre los componentes fijos y rotativos de la bomba que forman grietas por donde pasa el fluido. Wincek (1992), define las siguientes grietas:

- Grieta periférica, localizada entre los filetes del tornillo y su revestimiento
- Grieta radial, localizada entre los filetes de un tornillo y la raíz de los filetes de otro tornillo
- Grieta de flanco, localizada entre los filetes de dos tornillos.

Figura 6. Tipos de grietas en las bombas tipo doble tornillo.



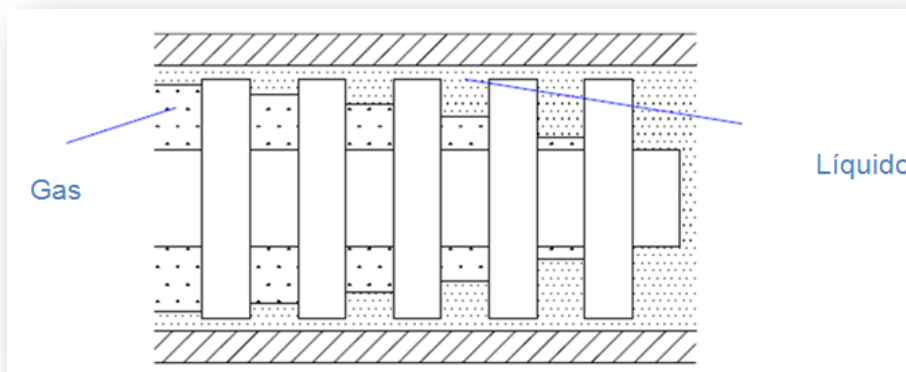
Fuente: NAKASHIMA,C., “Modelo de Comportamiento Termodinámico de una Bomba Multifásica do Tipo Duplo Parafuso” Tesis maestría presentada a la escuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo en Brasil 2000.

Estas grietas combinadas con el gradiente de presión entre las cámaras y el movimiento rotativo de la bomba que extrae el líquido hacen que una pequeña parte del fluido retorne.

El reflujo total depende además de la rotación, del gradiente de presión entre la primera cámara y la región de succión. En el caso de fluidos multifásicos, la presencia de estos pasajes requiere que siempre haya un poco de líquido disponible para sellar las cámaras, corriendo el riesgo de disminuir la capacidad de la bomba.

Según *CHRISTIANSEN APUD WINCEK* (1992) su modelo de bomba multifásica de tornillo actúa como una mezcla de bomba y compresor. El tornillo puede ser subdividido en una serie de cámaras, con grietas, que con movimiento axial da succión para la descarga (ver **Figura 7**).

Figura 7. Modelo de para una bomba multifásica de tornillo (WINCEK, 1992).



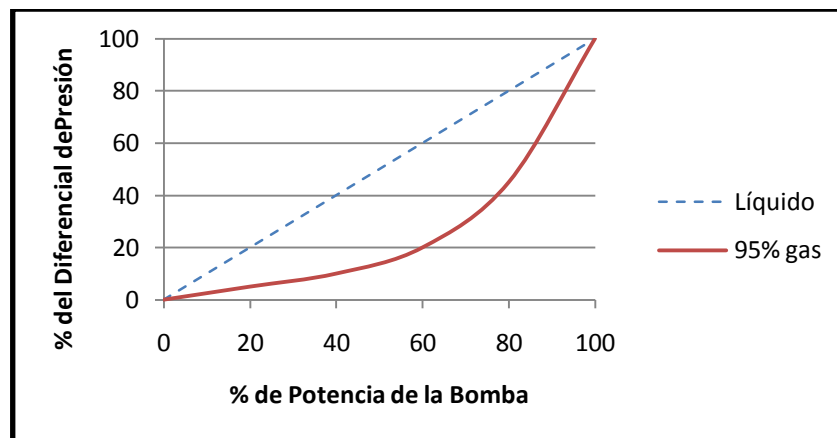
Fuente: NAKASHIMA,C., “Modelo de Comportamiento Termodinamico de una Bomba Multifásica do Tipo Duplo Parafuso” Tesis maestría presentada a la escuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo. Brasil 2000.

Debido al movimiento de rotación del tornillo, existe una fuerza centrífuga que hace que el líquido permanezca en la periferia, relleno las grietas, y que el gas este en el centro de las cámaras. De esa forma, se supone que el reflujo será de solo líquido. El reflujo de líquido comprime el gas, que provoca una disminución de su volumen cuando las cámaras se acercan a la región de descarga. Por lo tanto, el reflujo que llega a una cámara, proveniente de una cámara anterior más cercana a la descarga, debe ser mayor que el reflujo que sale de esta cámara para la anterior. Por esto los gradientes de presión entre las cámaras no son iguales, se irían incrementando gradualmente.

Se puede ver que, según este modelo, la potencia teórica del bombeo multifásico, para una bomba de tipo doble tornillo viene dada por el producto del flujo volumétrico teórico de líquidos multifásicos por diferencia de presión entre la succión y descarga.

Otros autores como *Cooper* y compañía (1996) y por *Mezzedimi* y compañía (1999) confirman el funcionamiento de las bombas de tornillo descrito anteriormente con pruebas de campo realizadas. *Cooper* y compañía (1996) registraron una variación lineal en la potencia de la bomba con la diferencia de presión y además, que la potencia va a disminuir muy poco cuando el FVG aumenta. En el trabajo de *Mezzedimi* (1999) se observa que, para una misma condición de operación (flujo volumétrico y ΔP) la potencia disminuye de forma aproximadamente lineal, con el aumento del FVG. Esa disminución puede ser atribuida a una reducción de viscosidad, debido a un aumento de la temperatura.

Figura 8. Perfil de Presión a lo Largo del Tornillo (*COOPER*, 1996).



Fuente: NAKASHIMA,C., “Modelo de Comportamiento Termodinámico de una Bomba Multifásica do Tipo Duplo Parafuso” Tesis maestría presentada a la escuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo en Brasil 2000. Modificada.

El desarrollo de la presión entre la succión y descarga depende de la cantidad de gas en el fluido bombeado. Para $FVG=0$, el fluido es incompresible y se mueva a lo largo del eje. En cuanto a los fluidos compresibles, como los multifásicos, el gradiente de presión es mayor cerca a la zona de descarga.

Una característica de las bombas de doble tornillo es que ellas no generan presión como las helicoaxiales, pero el fluido es comprimido por el líquido que fluye a través de los pasajes¹⁸. *BRAND Y WIETSTOCK* (1992) efectuaron pruebas que confirman ese comportamiento en las bombas multifásicas de tornillo. Para una mezcla de agua nitrógeno, mide aproximadamente un perfil lineal para 0% de gas y para 90 % de gas, encontraron un aumento abrupto de presión a partir de la mitad de la longitud del tornillo. *EGASHIRA* y compañía (1996) midieron un perfil de presión para diversas condiciones de operación.

Entre los factores que alejan el perfil de linealidad están: aumento de FVG, disminución de presión de succión y aumento de la rotación.

El rendimiento volumétrico de la bomba que es la relación entre el flujo real y teórico, depende directamente de la magnitud de reflujo: a mayor reflujo, menor la eficiencia volumétrica. Se puede observar en la **Figura 8**, que el gradiente de presión en la región de succión disminuye con el aumento de la fracción volumétrica de gas, reduciendo el reflujo debido al gradiente de presión y, por consecuencia, aumentando la eficiencia volumétrica. Diversos trabajos confirman esa relación entre la eficiencia volumétrica y fracciones volumétricas de gas diferentes (0,5 y 90%), muestran un gran aumento de la eficiencia volumétrica conforme el FVG aumenta.

La diferencia entre la eficiencia volumétrica obtenidos para 0 y 90% de gas aumenta bastante para diferenciales de presión mayores. *COOPER* y compañía (1996) y *MEZZEDIMI* (1999) obtuvieron resultados semejantes.

¹⁸ GIUGGIOLI, A., VILLA, M., GHETTO, DE G., COLOMBI, P.: "Multiphase Pumping for Heavy Oil: Results of a Field Test Campaign" Paper SPE 56464 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Houston, Texas. 3-6 de Octubre de 1999.

Sin embargo, como los ensayos fueron realizados con FVG de 100% es posible observar una disminución de la eficiencia volumétrica para altos porcentajes de gas. Según *MEZZEDIMI* (1999) a partir del 80% o *COOPER* y compañía (1996) 90% de gas, se produce una caída en la eficiencia volumétrica causada, probablemente, por la falta de líquido disponible para el sellado de las grietas en el tornillo. Según Cooper (1996), dos tornillos de la misma longitud, tienen menor paso, tendrá menos reflujo y presentara menos flujo pulsante. Esto se debe a que pequeños pasos implican más pequeñas y más numerosas cámaras.

El rendimiento volumétrico, sin embargo, no es el más adecuado para medir el rendimiento, ya que no tiene en cuenta la potencia consumida por la bomba. En la obra de *WINCEK* (1992), hay dos fórmulas para la evaluación de desempeño de la bomba: la eficiencia isotérmica y la eficiencia adiabática.

La primera propuesta, por *KARG APUD WINCEK* (1992), viene dado por:

$$\eta_{BM} = \frac{\dot{W}_{isot,g} + \dot{W}_{ise,l}}{\dot{W}_{eje}} \quad (45)$$

Donde:

$\dot{W}_{isot,g} = FVG * \dot{V}_{BM,S} * P_S * \ln\left(\frac{P_D}{P_S}\right)$, es la potencia de compresión isotérmica.

$\dot{W}_{ise,l} = (1 - FVG) * V_{BM,S} * (P_D - P_S)$, es la potencia de bombeo isentrópica.

\dot{W}_{eje} , es la potencia en el eje de la bomba de doble tornillo.

Una segunda propuesta para la evaluación de desempeño de la bomba por *CHRISTIANSEN APUD WINCEK* (1992), es semejante, simplemente se sustituye la potencia de compresión isotérmica por la adiabática. El problema de estos métodos es que aproximan el proceso de compresión a un proceso ideal: isotérmico o adiabático. Si hay líquido suficiente para absorber todo el calor

liberado por el proceso de compresión o la cantidad de líquido es tan pequeña que prácticamente no se absorbe el calor, se podría idealizar el proceso como isotérmico o adiabático, respectivamente.

Sin embargo, existe poca información sobre los porcentajes de fluido y eficiencia. Suponiendo que haya una región de transición en que el proceso no pueda ser idealizado, *WINCEK* (1992), dice que el proceso de compresión se encuentra cerca de flujo isotérmico para un FVG aire-agua con un máximo de 90%.

Para petróleo, *COOPER* y otros (1998) afirma que el proceso tiende a ser isotérmico para cantidades comunes de líquido, aunque no fija valores en que se podría aplicar la eficiencia isotérmica. Para el flujo de gas sólo sugiere el uso de la eficiencia adiabática.

Según *DAL PORTO E LARSON* (1997); la calibración de una bomba de doble tornillo depende de diversos factores tales como: flujo de petróleo, gas y agua, presiones de succión y descarga, temperatura de succión, régimen de flujo, cantidad de arena en el flujo y el cambio en las condiciones de flujo con el tiempo.

Sin embargo, si bien los parámetros de diseño son ampliamente estudiados y conocidos cualitativamente, el comportamiento de la bomba multifásica de tornillo, los métodos de cálculo y dimensionamiento son muy difíciles de encontrar en la literatura.

DAL PORTO y LARSON (1997) realizaron pruebas de larga duración de 2 bombas multifásicas de tornillo: una localizada en tierra y otra localizada en una plataforma “offshore”, los resultados comprobaron la confiabilidad de las bombas y sirvieron para la identificación de diversos problemas operacionales como: la erosión causada por la presencia de arena en el flujo, flujo por baches, reflujo y *flashing* (evaporación causada por fricción).

Estudios sobre la viabilidad de la utilización de bombas multifásicas son escasos, apenas dos artículos, siendo uno para bombas helicoaxiales, fueron encontrados. *DARRIGAN* (1995) comparó diferentes formas de extraer petróleo: extracción natural, bomba multifásica helicoaxial, bomba electro-sumergible y separación submarina para dos diferentes escenarios: equipos ubicados en aguas poco profundas (150 metros) o profundas (1000m), a una distancia de 20 a 50 km de una plataforma. Los resultados muestran que el bombeo multifásico y después la separación submarina son los dos métodos más económicos.

Algunos modelos de bombas de tornillo desarrolladas por *BORNEMANN PUMPS* son descritas a continuación.

2.2.2 Modelos de bombas de tornillo

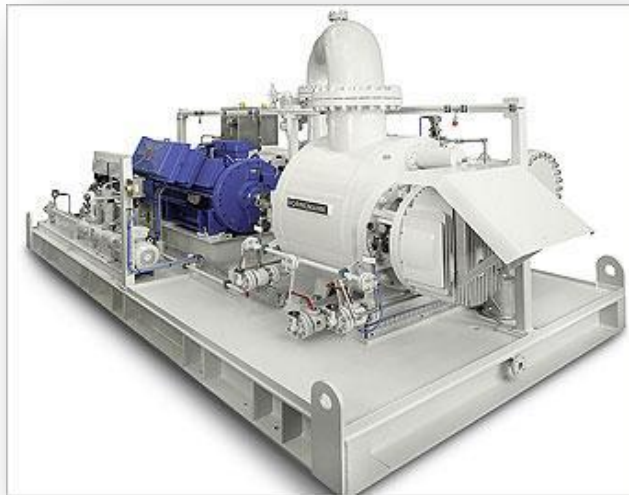
Las bombas de tornillo poseen diferentes denominaciones dadas por sus fabricantes en este caso los modelos descritos son diseñados y construidos por la compañía *Bornemann*.

2.2.2.1 Modelo MW

Las bombas de tipo MW se utilizan principalmente en yacimientos petroleros maduros con presión en declinación. Es indispensable para optimizar la producción, compensar la contrapresión en cabeza de pozo.

Con frecuencia se conecta además al espacio anular para que el nivel dinámico de líquido no se vea disminuido debido a una acumulación de gas. Esta bomba ofrece mejores resultados en yacimientos de crudo pesado con tratamiento mediante inyección de vapor.

Figura 9. Bomba Multifásica Modelo MW



Fuente: Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Pagina web versión HTML. Disponible en internet <\\www.bornemann-ar.com />

Características de la bomba:

- Alta resistencia debido a su carcasa soldada.
- Presión máxima de trabajo de 725 psi.
- Mantenimiento simple debido a liner intercambiable en campo.
- El material de ejes y tornillos es elegido en cada caso de acuerdo a las condiciones operativas.
- Rotación sin contacto de los elementos de bombeo.
- No son necesarios sistemas separados de lubricación o enfriamiento.
- Sello mecánico de simple acción con fluido barrera no presurizado según API Plan 52 o inyección de líquido según API Plan 32.¹⁹

¹⁹ Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Pagina web versión HTML. (Citado 15 de Agosto). Disponible en internet <\\www.bornemann-ar.com />

2.2.2.2 Modelo MPC

Las bombas de tipo MPC se usan principalmente en campos maduros costa adentro con elevada presión en cabeza de pozo, nuevos yacimientos costa adentro en desarrollo, especialmente con gran porcentaje de gas (97%) debido a su alta acumulación de líquidos, reemplazo de instalaciones de separación offshore y en compresión de gas húmedo.

Tolera períodos más prolongados de marcha en seco, por ejemplo en la remoción de una capa de gas. Innumerables aplicaciones como compresor de gas húmedo, por ejemplo en porcentajes aumentados de líquidos en perforaciones de gas, confirman el diseño técnico sobresaliente.

Figura 10. Bomba multifásica modelo MPC

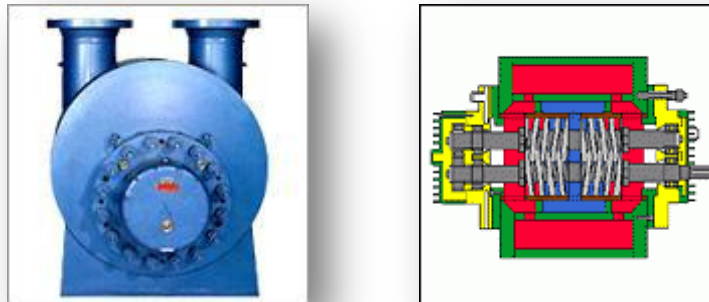


Fuente: Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Pagina web versión HTML. Disponible en internet <\\www.bornemann-ar.com />

En la versión estándar, la bomba se entrega para una presión de operación máxima admitida de 1450 psi. También hay versiones para presiones de trabajo mayores.

La bomba tiene flujo irreversible, entra por el centro y sale por los extremos de los tornillos.²⁰ La succión y descarga están situadas en la parte superior de la bomba.

Figura 11. Bomba multifásica modelo MPC



Fuente: Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Página web versión HTML. (Citado 15 de Agosto). Disponible en internet <http://www.bornemann-ar.com />

Características de la bomba:

- Alta resistencia debido a su carcasa soldada.
- Rango de presión hasta de acuerdo a la norma ANSI (American National Standard Institute) 1500 psi hasta 2900 psi máximo.
- No presenta limitaciones de presión de entrada, debido a su carcasa simétrica.

²⁰ Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Página web versión HTML. (Citado 15 de Agosto). Disponible en internet <http://www.bornemann-ar.com />

- Mantenimiento simple debido a *liner* intercambiable en yacimiento.
- Rotación sin contacto metal-metal de los elementos de bombeo.
- Solamente en casos excepcionales se requiere sistema de lubricación o enfriamiento separado.
- Sello mecánico de simple efecto o sistema patentado “*Smart Seal*” para un uso totalmente libre de derrames.

2.2.2.3 Modelo MSL

La bomba multifásica MSL es especial para pozos únicos, provistos de bombas *downhole*. La presión máxima de trabajo admitida es de 290 psi, o correspondientemente ANSI B16.5 150 lbs²¹.

Figura 12. Bomba multifásica modelo MSL



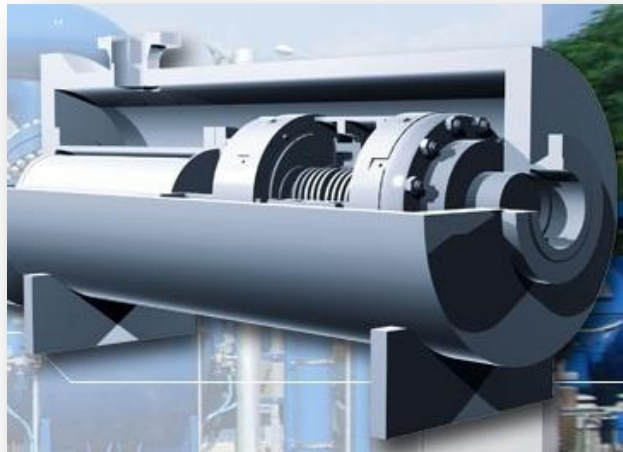
Fuente: Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Pagina web versión HTML. Disponible en internet <\\www.bornemann-ar.com />

²¹ Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Pagina web versión HTML. (Citado 15 de Agosto). Disponible en internet <\\www.bornemann-ar.com />

2.2.2.4 Modelo SMPC

El diseño de esta bomba admite una presión de trabajo máxima de 5075 psi. La instalación en yacimientos submarinos plantea exigencias muy particulares al diseño de este tipo de máquinas. Estas bombas submarinas están preparadas para una vida útil de 40.000 horas²².

Figura 13. Bomba multifásica modelo SMPC



Fuente: Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Pagina web versión HTML. Disponible en internet <\\www.bornemann-ar.com />

2.2.2.5 Modelo SLM

Este tipo de bombas están diseñadas para el trabajo en pozos individuales, campos de producción marginales separados de la infraestructura, re-vitalización

²² Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Pagina web versión HTML. (Citado 15 de Agosto). Disponible en internet <\\www.bornemann-ar.com />

de campos al final de su vida de producción y niveles hidrodinámicos más altos por medio de la extracción de los gases de los anillos.

Estas bombas mejoran la producción por medio de la reducción de la presión en la cabeza de pozo, ofrece una protección contra la sobrecarga del sistema de bombeo por medio de presiones diferenciales bajas, no presentan problemas con fases gaseosas largas o frecuentes.

Figura 14. Bomba multifásica modelo SLM



Fuente: Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea). Pagina web versión HTML. Disponible en internet <[//www.bornemann-ar.com](http://www.bornemann-ar.com) />

La variabilidad de la velocidad de la bomba ofrece alta flexibilidad en el proceso, además de ser de fácil mantenimiento.

Características de la bomba:

- Tamaños SLM 80, 125, 180.
- Capacidad 1-130 m³/h.

- Velocidad hasta 3000 min⁻¹.
- Presión de succión hasta 145 psi.
- Presión de descarga máxima 290 psi.
- Presión diferencial máxima 232 psi.
- Temperatura 100°C.
- Potencia de accionador 7.5-90 Kw
- GVF 97%, frecuentemente hasta 100%.²³ .

2.2.3 Bombas multifásicas helicoaxiales

La bomba multifásica helicoaxial es una bomba rotodinámica basada en “Tecnología Poseidón” desarrollada por el *IFP* (Instituto Francés del Petróleo) y fabricadas por *Framo y Sulzer*²⁴. Este tipo de bombas son de múltiples etapas o celdas y cada etapa o celda está compuesta por un elemento rotativo y una parte estática.

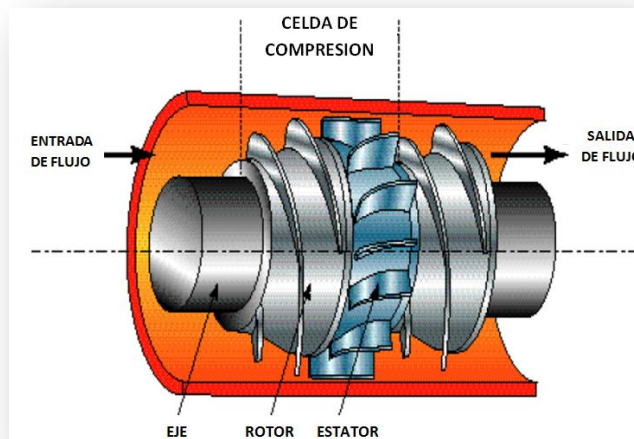
El elemento rotativo es el impulsor (*impeller*) donde la energía cinética es adicionada desde el impulsor hacia los fluidos para acelerar el flujo en dirección axial y luego este entra a la parte estática de la bomba, el difusor, en el cual el flujo es desacelerado e impulsado hacia el siguiente set de impulsores.

Las bombas de tipo helicoaxial son máquinas de medio y alto flujo, con incrementos de presión de baja a valores medios, y por el principio de funcionamiento, dependen de la densidad de la mezcla bombeada. Igualmente puede tener limitaciones en la relación de compresión (relación de los valores de las presiones de succión y descarga).

²³ Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Pagina web versión HTML. (Citado 15 de Agosto). Disponible en internet <[//www.bornemann-ar.com](http://www.bornemann-ar.com) />

²⁴ SHIPPEN, M., SCOTT, S.: “Multiphase Pumping as an Alternative to Conventional Separation, Pumping and Compression” Presentado en el 34 Meeting Annual PSIG, Octubre 25 2002.

Figura 15. Bomba multifásica helicoaxial.



Fuente: SHIPPEN, M., SCOTT, S.: “Multiphase Pumping as an Alternative to Conventional Separation, Pumping and Compression” Presentado en el 34 Meeting Annual PSIG, Octubre 25, 2002

El sistema de múltiples etapas es diseñado con el fin de evitar la separación de los componentes del fluido multifásico²⁵. Esta configuración es comparada con un híbrido entre una bomba centrífuga y un compresor axial.

Hasta ahora las bombas helicoaxiales son fabricadas para velocidades de rotación en el rango de 3500 rpm y 6500 rpm y tasas de flujo volumétrico entre 150 a 3300m³/h. (Tasa de Flujo de gas mas tasa de flujo de liquido), fracción volumétrica de gas (FVG) entre el 50% hasta un 93% pero también son capaces de funcionar con corrientes 100% gas o 100% liquido.²⁶

²⁵ SAADAWI, H., “Operating Multiphase Helicoaxial Pumps in Series to Develop a Satellite Oil Field in a Remote Desert Location” Paper SPE 10978 presentado a SPE: Projects, Facilities & Construction Abu Dhabi. Junio 2008.

²⁶ FALCIMAIGNE, J., BRAC, J., CHARRON, Y., PAIGNER, P., VILAGINES, R. “Multiphase Pumping: Achievements and Perspectives” Pulicado en la revista Oil & Gas Science and Technology, 2002

La eficiencia de las bombas multifásicas helicoaxiales, es el reflejo de la eficiencia de cada una de sus etapas y está definida por el cociente entre el incremento de presión real y el ideal del fluido²⁷.

Se puede calcular, sumando la potencia hidráulica del líquido (Pl) más la potencia adiabática del gas (Pg) del fluido bifásico y dividiendo el resultado entre la potencia al eje (Pe):

$$\eta_i = \frac{Pl + Pg}{Pe} = \frac{Ql \cdot \Delta P + Qg \cdot ps \text{ abs} \cdot \frac{k}{k-1} \cdot (\Pi_k^{k-1} - 1)}{Pe} \quad (46)$$

Donde Ql y Qg representan, respectivamente, el caudal de líquido y gas del fluido succionado; Δp , el incremento de presión del fluido; k , el cociente entre la capacidad calorífica a presión constante (Cp) y la capacidad calorífica a volumen constante (Cv); p es la relación de compresión, obtenida por la división de la presión absoluta de descarga ($pd \text{ abs}$) entre la presión absoluta de succión ($ps \text{ abs}$) del fluido; La eficiencia disminuye para relaciones de gas bajas, en las cuales la bomba adopta comportamiento monofásico y aumenta con la presión y el contenido de liquido o de gas del fluido.

²⁷ ESPINOSA, H., PATIÑO, L., FIGUEROA R., ISERNIA, D. "Bombas Multifásicas Helico-Axiales en la Producción de Petróleo, Análisis de su Comportamiento Operacional" Publicado en la Revista Ingeniería Química (Madrid) Diciembre de 2008.

3. METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO

La decisión de implementar el método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo, puede resultar compleja teniendo en cuenta la confidencialidad y la dificultad en la consecución de los datos de campo apropiados y necesarios para el diseño de una metodología que facilite el proceso de la implementación de esta técnica, la cual se realiza de manera general considerando que no en todos los escenarios se manejan condiciones similares por lo tanto dicha metodología puede variar de acuerdo a las circunstancias particulares de cada uno de ellos, no obstante se convierte en una herramienta útil al momento de la aplicación del método, pues facilita el manejo de la información obtenida.

En este capítulo se definirá y describirá una metodología que permita el diseño y la implementación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo.

3.1 SELECCIÓN DEL CAMPO

El método de bombeo multifásico puede ser aplicado a cualquier tipo de campo que así lo requiera, pero teniendo en cuenta los fines de este estudio, los campos que se considerarán son aquellos catalogados como marginales, los cuales a pesar de presentar limitaciones técnicas que dificultan su desarrollo, poseen una cantidad significativa de reservas que no han podido ser explotadas mediante técnicas convencionales por los altos costos y riesgos que estas generarían.

3.1.1 Adquisición de la información de campo

Para establecer si un campo es marginal o no, es necesario adquirir la mayor cantidad de información posible, evaluar los aspectos económicos en cuanto a la inversión a realizar y los riesgos a correr debido a la baja productividad que estos pueden tener.

- Datos generales del campo
 - Ubicación geográfica.
 - Accesibilidad.
 - Numero de pozos candidatos para la aplicación del método.
 - Distancia hasta la estación de recolección y tratamiento de hidrocarburos más cercana.
 - Producción total del campo.

La condición principal que hace que un campo pueda ser catalogado como marginal es que presente una baja productividad de crudo y que esté entre el límite entre ser rentable y no serlo para su desarrollo.

3.1.1.1 Análisis de la información

- Evaluación de la ubicación del campo

La ubicación, juega un papel muy importante para catalogar un campo petrolero como marginal, pues si este está situado lejos de alguna estación central de recolección y tratamiento de crudo y además en un ambiente adverso en el cual no sea viable construir las facilidades necesarias de procesamiento, el bombeo

multifásico facilita el transporte del fluido producido sin tratamiento previo por medio de una sola línea de flujo a través de grandes distancias.

- Análisis de la producción del campo

En la industria petrolera la relación costo-beneficio es la responsable de definir la viabilidad para la ejecución de un proyecto; este beneficio es proporcional a la cantidad de crudo producido, por lo tanto es de suma importancia que la producción de un campo determinado, sea alta o requiera un bajo costo de operación.

Cuando la obtención del beneficio implica la inversión de grandes cantidades de capital y la producción no satisface los costos operativos invertidos, el proyecto deja de ser atractivo y por lo tanto se empieza a considerar el posible abandono del campo o este toma la connotación de marginal. Esta situación puede ser revertida si el costo de inversión es bajo y la producción es suficiente para contrarrestar el capital inyectado al proyecto.

El bombeo multifásico es una alternativa para este tipo de campos, ya que ofrece bajos costos operacionales en comparación con métodos convencionales de producción y hace que el proyecto sea económicamente interesante.

Si el campo cumple con las características mínimas mencionadas, este se considera como campo marginal y se procede a la selección de los pozos.

3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A LA APLICACIÓN

Una vez sea seleccionado el campo marginal, es necesario realizar un estudio detallado de los posibles pozos candidatos para la aplicación del método, ya que no todos son aptos para la implementación de esta técnica debido a que algunos no cumplen las características necesarias para ello.

3.2.1 Adquisición de la información de los pozos

Para la selección de los pozos candidatos es necesario realizar una revisión minuciosa de los datos que comúnmente pueden ser adquiridos, ya que no todos influyen en el proceso de selección para la aplicación del método, a continuación se enuncian los aspectos que se deben tener en cuenta para la escogencia del pozo apropiado:

- Datos de producción
 - Tasa de producción diaria de agua, gas y aceite (Q_w , Q_g , Q_o).
 - Corte de agua (WC).
 - Relación gas- aceite (GOR).
 - Fracción volumétrica de gas (FVG).
 - Presión en cabeza (P_{wh}).
 - Presión de fondo fluyendo (P_{wf}).
 - Historia de producción.

3.2.1.1 Análisis de la información de los pozos

- Evaluación de las tasas de producción diaria de agua, gas y aceite:

Para este estudio es necesario conocer las tasas de flujo de cada uno de los fluidos y los pozos seleccionados serán aquellos con caudales de aceite bajos además de caudales de agua y gas considerables.

Es necesario tener en cuenta que los pozos abandonados o declarados secos no serán tenidos en cuenta para la implementación del método.

- Corte de Agua:

Este parámetro es importante para determinar si el flujo es bifásico (aceite y gas) o multifásico (aceite, agua y gas).

- Relación Gas-Aceite (GOR) y Fracción Volumétrica de Gas (FVG):

El GOR, está definido como la cantidad de masa de gas contenida en el líquido, expresado en SCF/BL, a condiciones estándar ($T=60\text{ }^{\circ}\text{F}$, $P=14,7\text{psi}$), este está en función de la fracción volumétrica de gas (FVG)²⁸, la cual indica la cantidad de gas presente en la mezcla, la cual es de suma importancia para la correcta selección de los pozos.

- Presión en cabeza de pozo (P_{wh}) y presión de fondo fluyendo (P_{wf}):

La condición de flujo natural en un pozo se da en presencia del diferencial de presión entre la P_{wf} y la P_{wh} . En los pozos de los campos marginales este

²⁸ COOPER, P., PRANG, A., BROUSSARD, D.: "Tutorial on Multiphase Gas-Liquid Pumping" p. 160. Houston, Texas. 2002.

diferencial tiende a ser pequeño debido a la disminución de P_{wf} , ocasionada por el agotamiento de la energía del yacimiento y bajo estas condiciones el flujo de la mezcla se reduce, haciendo necesaria la disminución de la presión de cabeza, lo cual se obtiene mediante la implementación del método de bombeo multifásico.

- Historia de la Producción

Es importante conocer la historia productiva del pozo ya que muestra la declinación, los trabajos realizados o las posibles soluciones para detener el agotamiento del pozo, antes de considerar el abandono o la aplicación del método de bombeo multifásico.

3.3 IMPLEMENTACION DEL MÉTODO DE BOMBEO MULTIFÁSICO

Ya con los pozos seleccionados para la implementación del método, se procede a realizar la selección del sistema de bombeo multifásico adecuado teniendo en cuenta las características de los pozos y las necesidades de la compañía.

3.3.1 Adquisición de la información

Teniendo en cuenta que no todos los campos poseen las mismas características, es necesario seleccionar la información más influyente como lo son las características del fluido al momento de seleccionar la mejor configuración del sistema que va a ser utilizado en la operación.

- Propiedades del fluido

- Viscosidad.

- Gravedad API.
- Contenido de sólidos.
- Temperatura del fluido a bombear.

3.3.2 Análisis de la información

- Viscosidad y gravedad API

El método de bombeo multifásico no condiciona el tipo de fluido a tratar, ya que este puede trabajar de manera eficiente con crudos livianos (de baja viscosidad) hasta los crudos más pesados (de alta viscosidad).

- Contenido de sólidos

El método es eficiente aun en presencia de sólidos en suspensión, aunque se debe tener especial cuidado con el tamaño de estos, puesto que deben ser menores que el espacio comprendido entre la carcasa y el eje principal de la bomba para evitar obstrucciones y fallas en la misma.

- Presencia de componentes corrosivos

Los fluidos producidos pueden contener sustancias tales como sales, CO_2 , H_2S que pueden provocar daños en los equipos y por lo tanto se debe tener especial precaución en cuanto a los materiales usados en el diseño y construcción del sistema de bombeo a implementar.

- Temperatura del fluido a bombear

Al igual que la presencia de materiales corrosivos, este parámetro debe ser tenido en cuenta ya que altas temperaturas pueden provocar que el sistema de bombeo falle por recalentamiento.

3.3.3 Diseño de la línea de transferencia

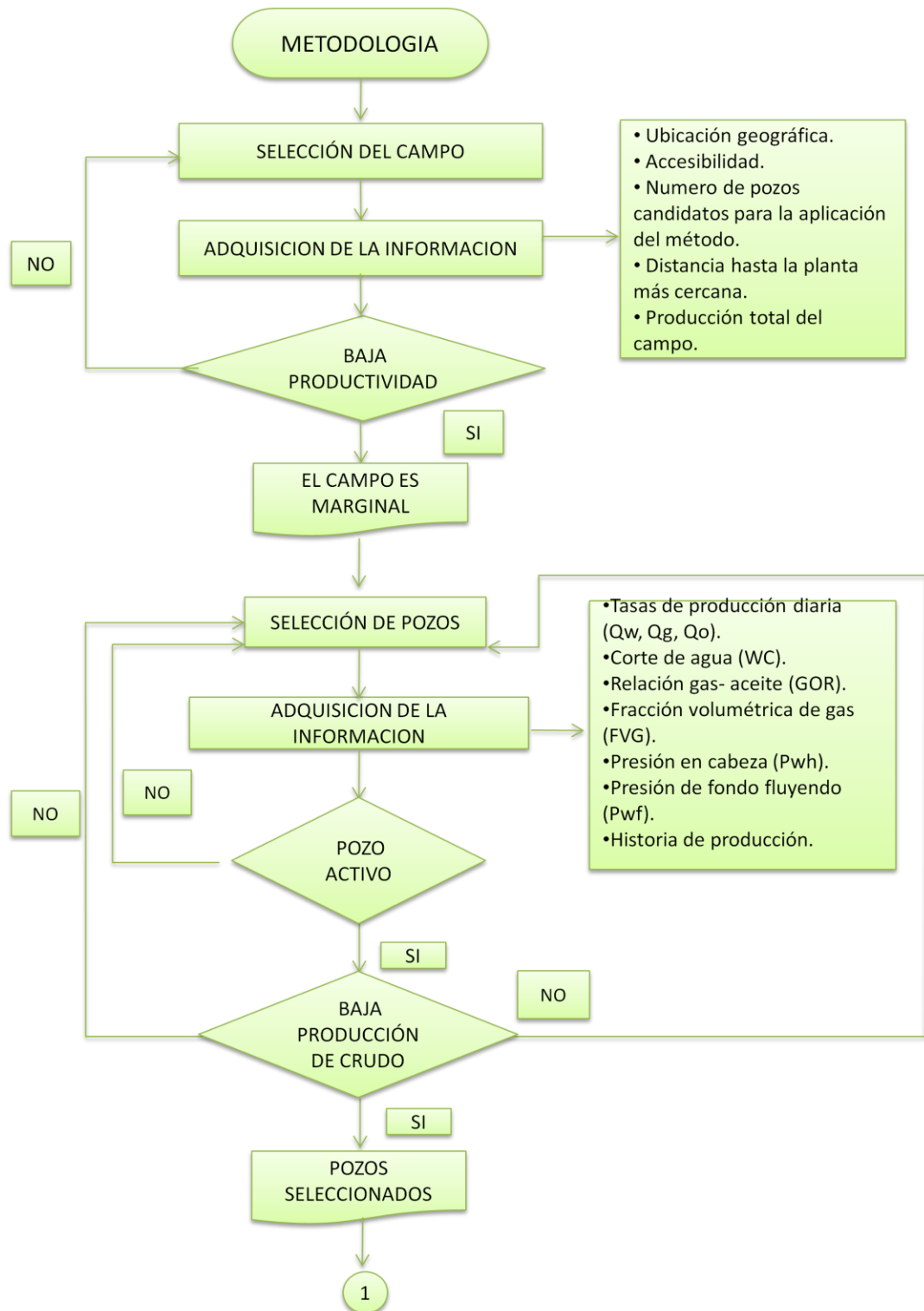
La implementación del método de bombeo multifásico implica el transporte de los fluidos producidos por medio de una sola línea de flujo, por lo que se hace necesario dimensionar y diseñar la línea por la cual serán bombeados los fluidos hasta la estación de recolección más cercana y por lo tanto es necesario calcular las propiedades de la mezcla que se va a bombear, tales como la presión, la viscosidad, velocidad de flujo y la densidad; parámetros para definir el patrón de flujo y posteriormente determinar las pérdidas de presión que se presentan a lo largo de la tubería además de la presión de descarga necesaria para transportar el fluido hasta la estación de recolección más cercana, como se muestra en el **Anexo 1**.

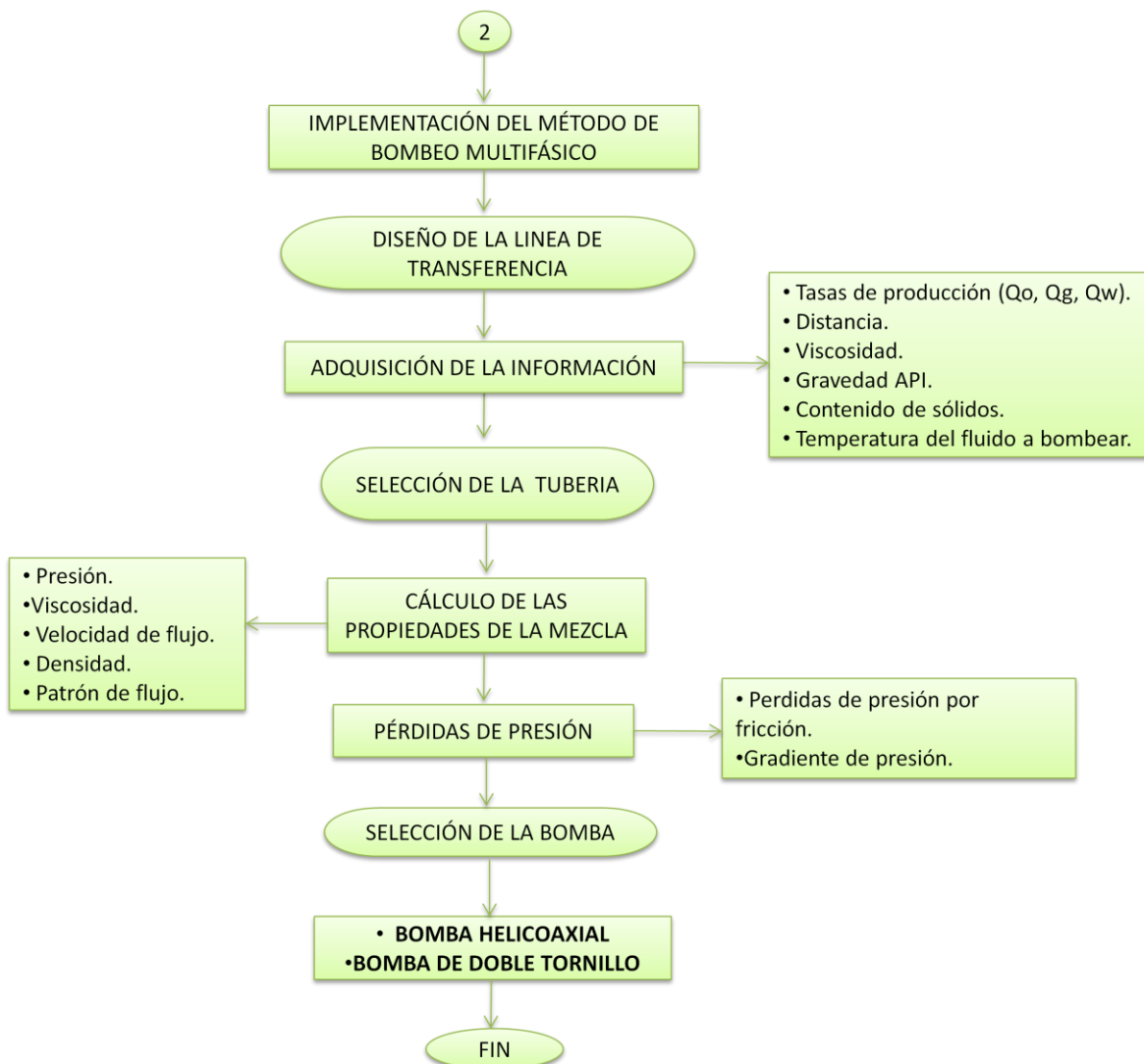
3.3.4 Selección de la bomba

Como se ha explicado anteriormente existen dos tipos de bombas multifásicas; helicoaxiales y de doble tornillo, las cuales tienen características particulares las cuales deben ser analizadas cuidadosamente para así tomar la decisión correcta de acuerdo a las condiciones presentadas en el campo candidato a la aplicación del método, en el Capítulo 5 de la presente investigación se muestra una tabla resumen con las características más importantes que se deben tener en cuenta a la hora de seleccionar la bomba.

Finalizado el análisis de la información y si se cumplen los requerimientos indicados en la metodología propuesta, se procede a evaluar económicamente la viabilidad de implementar el sistema de bombeo multifásico en el campo para su desarrollo.

Figura 16. Metodología para la implementación del bombeo multifásico en campos marginales de petróleo.





Fuente: Los Autores

4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MULTIFÁSICO SEGÚN APLICACIONES DE CAMPO

El método del bombeo multifásico ha tenido muy buenos resultados en su aplicación a campos en etapa de depleción, además de aquellos que presentan dificultades para el transporte de los hidrocarburos, debido a las remotas ubicaciones en las que se encuentran; producción y problemas debido a la cantidad de sólidos en solución. Estos campos no son económicamente atractivos si se explotan usando conceptos convencionales, sin embargo pueden ser mejor desarrollados a través de una instalación satélite que envíe la corriente total producida a una estación central de procesamiento; por esto el bombeo multifásico ha facilitado de gran manera el desarrollo y recuperación de estos campos brindando una opción sencilla, rápida, económica y de bajo impacto ambiental.

A continuación se enunciarán algunos campos en los que el crudo producido es pesado y extra pesado, en los cuales se aplicó el método y a partir de ellos se pueden observar las ventajas y desventajas que se vivieron en cada una de las experiencias

4.1 APLICACIONES EN CAMPO

4.1.1 Campo Arecuña, Venezuela

El campo Arecuña está ubicado en la faja del Orinoco; en este caso se quería manejar y transportar fluidos de ocho pozos ubicados a 8.5 kilómetros de distancia de la planta de procesamiento y deshidratación más cercana²⁹.

4.1.1.1 Características del Fluido y de los Pozos Productores

El fluido producido tiene una gravedad API de 10 ° y la viscosidad es de 1300 Cp a una temperatura de 60 ° C y 8000 Cp a 38 ° C. El contenido de agua asociada es de 15% y un GOR (relación gas/petróleo) de 80 SCF/BL, la composición del gas es 95% metano, 3.7% de dióxido de carbono y 1.3% de otros componentes. El crudo producido a 10° API se mezcla en las líneas con pozos que producen un crudo de 20° a 22° API para formar una mezcla de 14.5° a 15° API, la cual se mantiene hasta el final. La viscosidad promedio de la mezcla manejada por la bomba es de 700 a 1000 Cp a 38° C.

En la actualidad fluyen 14 pozos a la estación multifásica; once de ellos han sido perforados convencionalmente y los otros 3 son pozos horizontales. La profundidad de las arenas productoras es de 3500 pies y la producción esperada es de 5500 BPD de crudo a 10°API y de 4700 BPD de crudo mediano con 20 a 22°. La producción promedio de los pozos convencionales es de 200 BPD por pozo y de 1100 BPD de los pozos horizontales.

²⁹ GONZÁLEZ, R., GUEVARA, E.: "Economic Field Development in Venezuela Heavy Oil Fields Using Multiphase pumping Technology" Paper SPE 30262 presentado en el Simposio Internacional de Petróleo Pesado en Calgary, Canadá, 19-21 Junio 1995

4.1.1.2 Aplicación en Campo

La prueba inicio a finales de 1995, en la estación AREM-1, se instalo una bomba multifásica de desplazamiento positivo de doble tornillo o tornillos gemelos, con una capacidad de 53500 BPD a una presión de succión de 30 psi y una presión de descarga de 700 psi. La bomba tuvo un comportamiento normal, la baja presión de entrada obtenida hizo posible reducir la presión promedio en la cabeza de pozo de 140 psi a 80 psi, aumentando la producción en 12.5 %.

Los problemas operacionales más importantes fueron la falla de los sellos, la rotura de los rotores y la interrupción en la operación de la bomba debido a temperaturas fuera del rango de operación. Los sellos fallaron bajo condiciones de bajo y alto flujo, estos fueron cambiados para asegurar la lubricación continua a la superficie de los sellos mediante la instalación de un sistema de filtración de aceite.

La primera falla de tornillo fue a causa de una sobrepresión (> 1000 psi) observada en el registro del instrumento medidor de presión. Posteriormente el motor falló debido a la alta temperatura (116°C) originada por el aumento en la presión de descarga (> 62 psi) en condiciones de alto flujo, lo cual necesito de mayor consumo de potencia del motor , aumentando la corriente sobre el nivel adecuado (87.5 A).

La alta presión de descarga de la bomba se debió a que la capacidad de la línea multifásica en este campo era de 8" * 8.5 Km es muy pequeña para la tasa de producción de fluidos en condiciones críticas acontecidas en las primeras horas

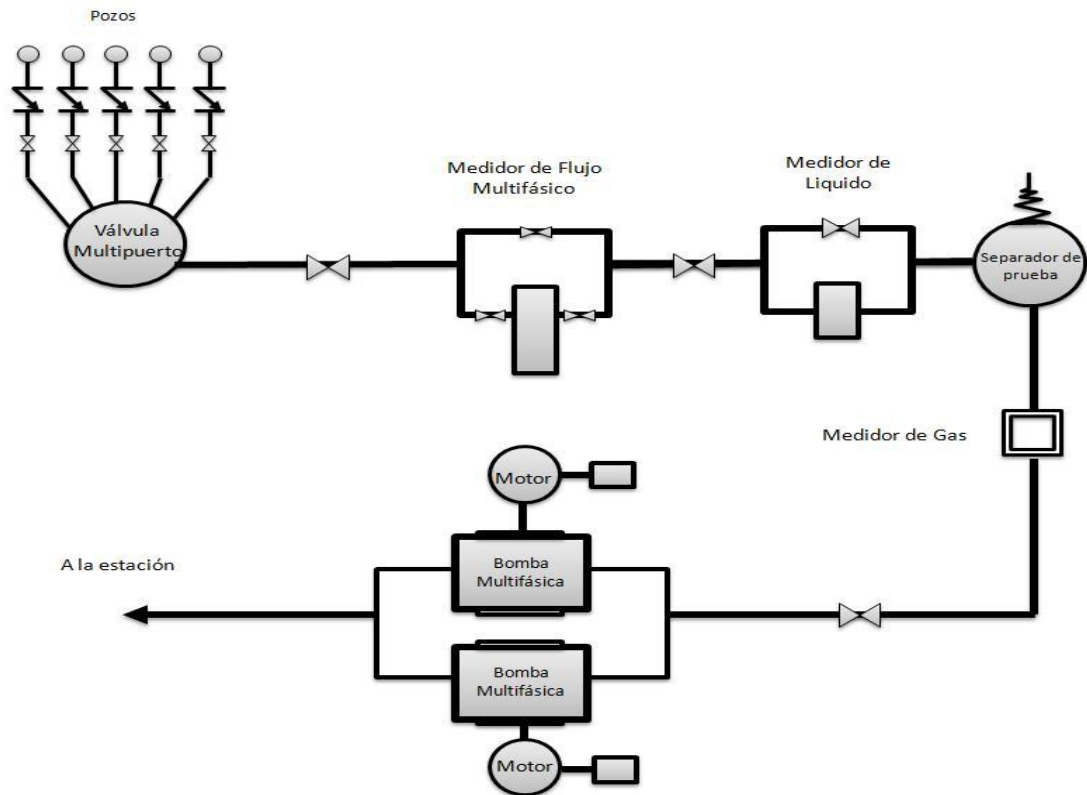
del día, cuando falló la inyección de diluyente y la mezcla de crudo de 15 a 16° API cambio a 12.5 a 14° API³⁰.

Otro problema que se experimentó fue un giro inverso de alta velocidad de los rotores luego de que se detuvo la bomba. A pesar de que se usaba una válvula cheque en la línea de descarga, se encontraba una cantidad considerable de gas entre la bomba y la válvula cheque, el cual se expandía a través de la bomba y retiraba el líquido dentro de la bomba cada vez que la misma se detenía. Por lo tanto el siguiente arranque de la bomba ocurría en malas condiciones, ya que la cantidad de líquido para el sellado, enfriamiento y lubricación podía ser insuficiente. Se recomendó la instalación de la válvula cheque a una distancia menor de la bomba (por lo menos 2 metros).

En octubre de 1996, *Corpoven*, S.A. instaló una segunda bomba de desplazamiento positivo de doble tornillo (Modelo NW.9 5ZK-67) en la misma estación de flujo, la capacidad de la bomba es de 110.000 BPD equivalente.

³⁰ GONZÁLEZ, R., GUEVARA, E.: "Economic Field Development in Venezuela Heavy Oil Fields Using Multiphase pumping Technology" Paper SPE 30262 presentado en el Simposio Internacional de Petróleo Pesado en Calgary, Canadá, 19-21 Junio 1995.

Figura 17. Esquema de la estación de bombeo multifásico del campo Arecuña, Venezuela.



Fuente: GONZÁLEZ, R., GUEVARA, E.: “Economic Field Development in Venezuela Heavy Oil Fields Using Multiphase pumping Technology” Paper SPE 30262 presentado en el Simposio Internacional de Petróleo Pesado en Calgary, Canadá, 19-21 Junio 1995.

Esta bomba presentó una falla debido al recalentamiento (temperaturas superiores a los 250° C.) ocasionado por el manejo de gas (FVG cercana al 100%) por más de 15 minutos (la bomba estaba diseñada para operar un máximo de 10 minutos con 100% gas). Para esta condición de operación la producción de calor es máxima, y el transporte de calor en la fase líquida es mínimo. Pasado un tiempo considerable de operación, la capacidad de flujo y el aumento de la presión hacen posible que la bomba se recaliente.

Esta es la razón por la cual se ha definido un FVG máximo de 95% para estas bombas multifásicas. Pero, cuando una bomba se instala directamente en el pozo, no se puede garantizar que la relación de gas permanecerá por debajo del 95%.

Por lo tanto, es necesario conectar una línea de inyección de líquido para inyectar un mínimo de 5% de líquido directamente hacia la bomba. Se reparó la bomba y se puso de nuevo en operación. Fue necesario cambiar los tornillos y el revestimiento interno.

En noviembre de 1996, *Corpoven, S.A.* instaló una tercera bomba (Modelo MW9.3ZK-67) en la estación de flujo AREM-2 del Campo Arecuña en la Faja Petrolífera del Orinoco. Luego de un mes de operación, la bomba falló originó un incendio seguido de una explosión que ocasionó la pérdida de aproximadamente el 90% de la estación, incluyendo un medidor multifásico AGAR recientemente instalado, dos bombas multifásicas con sus correspondientes arrancadores eléctricos, múltiples de succión y descarga, y daños menores en los múltiples generales de producción e inyección de diluyente.

El accidente ocurrió de la siguiente manera: primero la bomba interrumpió su operación debido a la alta temperatura existente, ocasionada porque la bomba estaba manejando una FVG extremadamente alta con una baja presión de succión, y el consumo de potencia cayó repentinamente, indicando la presencia de un fluido de baja viscosidad (gas).

Seguidamente se ocasionó un giro inverso de los rotores (los tornillos giraron en la dirección opuesta), alcanzando la velocidad crítica (> 5.000 rpm), lo cual provocó la falla de los rotores. La velocidad normal de operación de la bomba es de 1.785 rpm, debido a esta alta velocidad, y a la operación en seco de la bomba, los sellos mecánicos se calentaron de tal manera que los elastómeros y sellos de los ejes se

derritieron, lo cual provoco la salida de gas y crudo del área de los sellos y la mezcla se encendió debido a la alta temperatura de los sellos³¹.

4.1.2 Campos Bachaquero y Tía Juana, Venezuela

Estos dos campos están localizados en la Costa Bolívar, del lago Maracaibo y producen aceites pesados y extra pesados.

4.1.2.1 Características de los Fluidos y de los Pozos Productores

Los fluidos producidos en el campo Bachaquero tienen en promedio una gravedad API de 12° y viscosidades de 1861 cp. a 38°C y 231 cp. a 66°C; el contenido de agua asociada de este crudo es de 2%; el GOR (Relación gas/aceite) promedio es de 58 SCF/BL. La composición del gas asociado esta principalmente conformada por metano (93%) y dióxido de carbono (4,2%).

Los fluidos producidos del campo Tía Juana, tienen un promedio de gravedad API de 9,8° y viscosidades de 40000 cp. El contenido de agua asociada es de 7.6 % y el promedio de GOR es de 181 SCF/BL. La composición del gas está conformada principalmente por metano (84.2%), etano (7,58%) y dióxido de carbono (8,087%).

Los dos campos son estimulados mediante inyección de vapor y su sistema de levantamiento artificial es el de bombeo mecánico. Las corrientes producidas son transportadas a través de líneas de flujo hasta una estación de flujo convencional.

³¹ GONZÁLEZ, R., GUEVARA, E.: "Economic Field Development in Venezuela Heavy Oil Fields Using Multiphase pumping Technology" Paper SPE 30262 presentado en el Simposio Internacional de Petróleo Pesado en Calgary, Canadá, 19-21 Junio 1995.

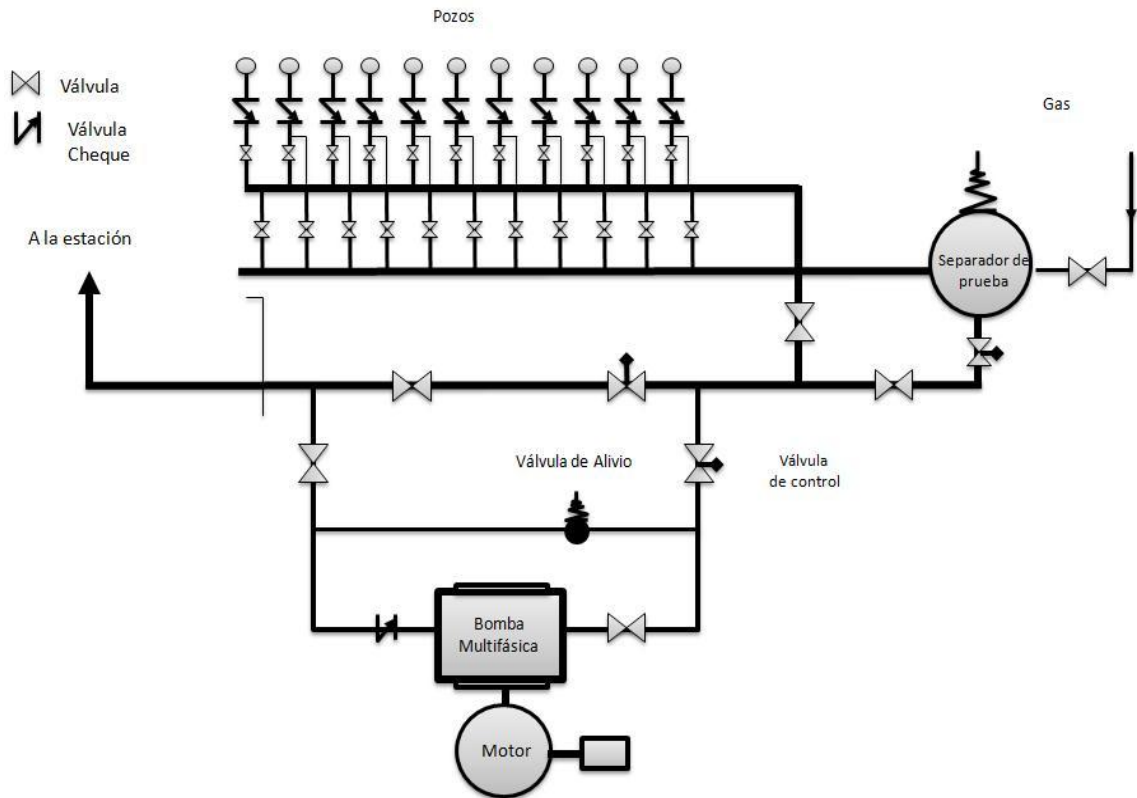
El campo Bachaquero maneja una producción de 1710 BPD de crudo pesado Bachaquero, 30 BPD de agua y 99.217 SCFPD de gas, proveniente de 10 pozos de los cuales siete pasan a través de una válvula automática multipuerto y los tres restantes a través de un *manifold* convencional.

El campo Tía Juana, maneja una producción de 1193 BPD de crudo pesado Tía Juana, 98 BPD de agua y 216 SCFPD de gas.

4.1.2.2 Aplicaciones en Campo

Para finales del año 1997, PVDSA-Occidente, empezó operaciones con dos bombas multifásicas de tipo *Leistritz* L4HK 200 60. Una en el modulo de producción del campo Bachaquero 2208, el cual maneja la producción de 10 pozos localizados aproximadamente a 2 Km de distancia de las facilidades de separación y tratamiento de la estación de flujo DD-9 y la otra bomba está instalada en el *manifold* de recolección en el bloque C-82 de el campo Tía Juana, el cual recolecta la producción de 11 pozos que están localizados a 1 km de distancia de las facilidades de producción de la estación de flujo C-7.

Figura 18. Esquema de la estación de bombeo multifásico del campo Tía Juana

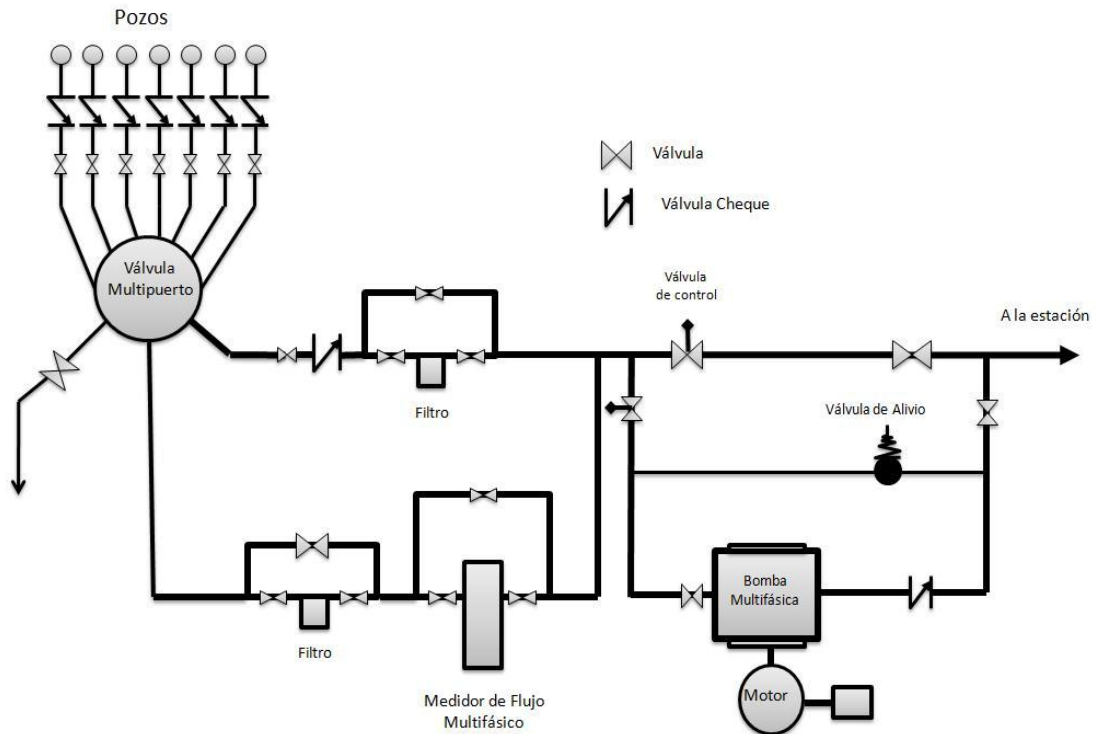


Fuente: GUEVARA, E., PADRON, A. “Multiphase Pumping-Costa Bolívar Field Experiences” Paper PDVSA-E&P No 1998.050 Caracas, Venezuela. 1998. Modificada.

El modulo de producción multifásica de Bachaquero 2208, está compuesto por tres elementos principales: una bomba multifásica, una válvula automática multipuerto y un medidor de flujo de tipo AGAR³².

³² GUEVARA, E., PADRON, A. “Multiphase Pumping-Costa Bolivar Field Experiences” Paper PDVSA-E&P No 1998.050 Caracas, Venezuela. 1998

Figura 19. Esquema de la estación de bombeo multifásico del campo Bachaquero



Fuente: GUEVARA, E., PADRON, A. "Multiphase Pumping-Costa Bolívar Field Experiences" Paper PDVSA-E&P No 1998.050 Caracas, Venezuela. 1998. Modificada.

Durante el inicio y la etapa preliminar del funcionamiento de la bomba en los dos campos, se encontró que el contenido de gas era más alto que el estimado originalmente, lo que origino una incertidumbre en si los sellos de acción simple podrían garantizar el funcionamiento de las bombas, por lo que se decidió cambiarlos por sellos de doble acción los cuales adicionalmente brindarían condiciones de seguridad al momento de reactivar la bomba después de un largo periodo de inactividad.

Adicionalmente se incorporaron facilidades para inyectar vapor seco antes de iniciar las bombas con el fin de calentar el crudo frío dentro de ella y así reducir su viscosidad para hacer más fácil el flujo al momento de reiniciar la bomba.

Un sistema de recirculación también fue instalado para proporcionar un 5% de líquido en los casos en los que la fracción volumétrica de gas se incrementa, aumentando el calor de producción y de transporte de la fase líquida, causando una disminución en la presión y por lo tanto se da la posibilidad de un recalentamiento de la bomba, así se garantiza un FVG de 95% y una fracción de líquido de 5% que será inyectada directamente en la bomba en casos extremos. Y en cuanto a los sólidos contenidos en el fluido, se instaló un filtro que garantizara que el tamaño de las partículas no superara el espacio entre los tornillos de la bomba.

4.1.3 Campo Abqaiq, Arabia Saudita

El campo Abqaiq, es uno de los más viejos en Arabia Saudita. Tiene aproximadamente 37 millas de longitud y 6 millas de ancho. Este ha producido desde el año 1946³³.

4.1.3.1 Características del Fluido y de los Pozos Productores

El crudo liviano es producido de la formación carbonatada Arab D con una profundidad de 6500 pies y un espesor neto de 240 pies. Más del 50% del aceite inicial in situ ha sido producido con la ayuda de la inyección de agua. La

³³ DOGRU, A.H., HAMOUD, A.A., BARLOW, S.G.: "Multiphase Pumps Recovers More Oil in Mature Carbonate Reservoir" Paper SPE 83910.

permeabilidad promedio es aproximadamente 400 Md, la porosidad del yacimiento es aproximadamente 20%.

El crudo del yacimiento es de 36° API, con GOR de 860 SCF/STB, con una presión de saturación de 2560 psi. La presión inicial era de 3400 psi a 6500 pies.

El yacimiento se mantiene por encima de la presión de burbuja. El factor volumétrico de formación (B_o) es de 1,53 y la viscosidad promedio del aceite es de 0,4 cp. El contenido de sulfuro en la mezcla es de 1,4% y el gas contiene 3,7 moles % de H₂S. La producción promedio por pozo es de más de 100BPD y el corte de agua varía de 0 a 80% a través del campo³⁴.

4.1.3.2 Aplicación en Campo

El *manifold* está ubicado a una distancia de 6.2 millas de la planta de separación de gas y aceite más cercana (GOSP). Catorce de los pozos productores de aceite están conectados al *Manifold*, doce de los cuales no son capaces de fluir en la línea de producción debido a la alta presión de la troncal y los altos cortes de agua, mayores que 70%. El objetivo de las bombas multifásicas (MPP) es reducir la *backpressure* en los pozos muertos y restaurar su producción.

La bomba fue instalada de manera que permita una combinación de pozos colocados en la cabeza de succión de la bomba selectivamente. La cabeza de descarga de la bomba está conectada a una línea principal de 16" y a la línea de prueba de 10", la cual fluye a un separador convencional de prueba en la GOSP.

³⁴ DOGRU, A.H., HAMOUD, A.A., BARLOW, S.G.: "Multiphase Pumps Recovers More Oil in Mature Carbonate Reservoir" Paper SPE 83910.

El medidor multifásico fue instalado en el *upstream* de la MPP para permitir la prueba de pozos individuales, combinados o el total de la descarga de la bomba. Se utilizó una bomba helicoaxial *Sulzer* capaz de manejar una mezcla de aceite, agua y gas que contiene H₂S, CO₂, y cierto contenido de sólido. La bomba está equipada con un manejo de frecuencia variables (VFD) dentro de un controlador de temperatura. El VFD da un control óptimo y una flexibilidad operacional para ajustar la descarga de la bomba para adaptarse a los cambios en las condiciones de producción y requerimientos.

Figura 20. Bomba multifásica en el campo Abquaiq, Arabia Saudita



Fuente: DOGRU, A.H., HAMOUD, A.A., BARLOW, S.G.: “Multiphase Pumps Recovers More Oil in Mature Carbonate Reservoir” Paper SPE 83910. Modificada.

La prueba con la MPP fue iniciado en junio 2001. La bomba fue puesta en funcionamiento en junio de 2001, registró 5160 horas de operación (215 días). Desde febrero de 2002, después de una reparación mecánica, la bomba tiene una disponibilidad operacional de 95%.

Los dos problemas más representativos observados fueron: el remplazo de los sellos mecánicos, causado por el excesiva fuga de aceite en el sello, y la falla de el sistema de empuje. Varios daños menores causados por la alta temperatura del proceso debido a baches de gas prolongados (periodos de 5 a 10 minutos) entrando a la bomba, debido a la baja capacidad calorífica del gas, los baches de gas no remueven eficientemente el calor generado por la bomba. Estos pequeños daños fueron solucionados de manera rápida y eficiente.

Inicialmente, dos pozos activos fueron puestos en la succión de la bomba. El flujo a través de la bomba fue de 9800 BPD de aceite, 10900BPD de agua y 9,5 MM SCFD de gas. La producción fue de 60000 BPD de líquido y gas.

El próximo paso en la prueba fue remover los pozos activos y reemplazarlos con “pozos muertos”, los cuales eran incapaces de fluir con la presión normal del *manifold* de 700 psi. Los pozos en la bomba son incrementados gradualmente a un pozo activo y 6 pozos muertos. La velocidad de la bomba se incremento a 3400 rpm. A esta velocidad la tasa de producción alcanzo 12500 BPD de aceite, 12000 BPD de agua y 10 MM SCFD de gas. El flujo a través de la bomba es de 75000 BPD. La producción de aceite se incrementó en 8800 BPD. Incrementar la velocidad de la bomba al máximo de 3600 RPM no es posible porque el torque límite de la bomba alcanzó 3400 RPM. A la velocidad de 3400 RPM, se alcanza el diferencial de presión de diseño máxima de 300 psi.

Más adelante el pozo activo fue removido de la bomba. Por lo tanto toda la producción fue de pozos muertos. Varias combinaciones de pozos muertos fueron

conectadas a la bomba de succión para exponer la bomba a más variedades de condiciones operacionales. Hasta 8 pozos muertos al tiempo fueron conectados a la bomba de succión produciendo hasta 9000 BPD mas de aceite.

En conclusión se pudo observar la capacidad del método de bombeo multifásico para transportar mezclas con diferentes proporciones de gas y líquido a grandes distancias y la capacidad para restablecer la producción de los pozos “muertos”. Los pozos respondieron a la reducción en el *backpressure*, el incremento en la producción se estimó en 2, 000,000 STB y además mostró la capacidad de adaptarse a un amplio rango de condiciones de operación.

4.2 VENTAJAS DEL MÉTODO DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO

De acuerdo a las aplicaciones enunciadas anteriormente, el bombeo multifásico es implementado con gran aceptación en campos en los cuales no se tenían grandes expectativas de producción o aquellos en los que las condiciones ambientales, geográficas y geoestructurales dificultan tanto su explotación, como el transporte de los hidrocarburos producidos.

Las ventajas de la implementación del método pueden ser evaluadas teniendo en cuenta dos aspectos principales: en cuanto a la producción de los campos y en cuanto a la rentabilidad técnica y económica de la aplicación.

4.2.1 Ventajas de acuerdo a la producción

Los campos marginales de petróleo como han sido estudiados anteriormente, son campos los cuales se encuentran en el límite para ser rentables y no serlo, debido a las bajas tasas de producción que presentan, pero que teniendo en cuenta sus reservas pueden llegar a aportar cantidades significantes de hidrocarburos.

La tecnología del bombeo multifásico es una opción para reevaluar el posible abandono de campos marginales y en lugar de esto intentar prolongar su vida útil³⁵, ya que mediante esta técnica puede aprovecharse el alto potencial de reservas que tienen estos campos las cuales no pueden ser extraídas mediante el uso de tecnologías convencionales.

- El bombeo multifásico permite que la explotación de estos campos sea atractiva debido a que mediante la implementación de este método, se logra una disminución en la presión de cabeza del pozo y por lo tanto un incremento en la producción entre un 15% y 30%, esto debido al aumento de diferencial de presión³⁶.

4.2.3 Ventajas técnicas y económicas.

El bombeo multifásico es diseñado para sustituir el sistema convencional, por un sistema de menor complejidad que pueda manejar la mezcla de gas y liquido sin una etapa de separación previa.

³⁵ NAKASHIMA, C., "Modelo de Comportamiento Termodinamico de uma Bomba Multifásica do Tipo Duplo Parafuso" Tesis maestría presentada a la escuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo en Brasil 2000. Modificada.

³⁶ ELDE, J.: "Advantages of Multiphase Boosting" Publicado en la revista Bussiness Briefing: Exploration & Production: The Oil & Gas Review. 2005

- La principal ventaja de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo es la reducción de un 30% en la inversión del proyecto y el retorno de la inversión es más rápido.
- El equipo usado y por lo tanto el área ocupada, son menores (hasta un 50%), debido a que esta tecnología disminuye la complejidad de las operaciones mediante la eliminación de las etapas de separación y quema de gas así como las líneas de flujo separadas de agua, gas y petróleo³⁷.
- Este método ofrece la posibilidad de transportar la mezcla de petróleo y gas de un campo marginal a un centro de recolección principal distanciados unos 30-50 kilómetros de los campos.³⁸
- Es un método aplicable a la producción de campos de crudos pesados y extra pesados que se encuentran alejados de facilidades de tratamiento y recolección de crudo.
- El bombeo multifásico permite asociar campos pequeños con bajas presiones de flujo hasta infraestructuras ya existentes³⁹.
- Las bombas multifásicas a diferencia de las convencionales, pueden trabajar con sólidos en suspensión. (Diámetros no mayores al espaciamiento entre el eje principal y la camisa de la bomba).

³⁷ NAKASHIMA, C., "Modelo de Comportamiento Termodinámico de una Bomba Multifásica do Tipo Duplo Parafuso" Tesis maestría presentada a la escuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo en Brasil 2000. Modificada.

³⁸ GIUGGLIOLI, A., VILLA, M., GHETTO, DE G., COLOMBI, P.: "Multiphase Pumping for Heavy Oil: Results of a Field Test Campaign" Paper SPE 56464 presentado en la Conferencia Técnica Annual en Houston, Texas. Octubre de 1999.

³⁹ GUEVARA, E., PADRON, A. "MULTIPHASE PUMPING-COSTA BOLIVAR FIELD EXPERIENCES" Paper PDVSA-E&P No. 1998.050 Caracas, Venezuela. 1998

4.3 DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO.

- El consumo de energía es hasta tres veces mayor para la tecnología de bombeo multifásico que en el esquema convencional.
- En algunos casos los costos de mantenimiento y operación pueden llegar a ser muy altos.
- A pesar de que las bombas multifásicas tienen la capacidad de funcionar con fracciones volumétricas de gas de 100%, solo pueden hacerlo durante un tiempo límite de diseño, ya que pueden llegar a presentar aumentos de temperatura y por lo tanto recalentamientos en la bomba.

5. ANÁLISIS TÉCNICO DEL MÉTODO DE BOMBEO MULTIFÁSICO

Con el propósito fundamental de mejorar el desempeño y reducir costos operacionales, se propone la aplicación del método de bombeo multifásico el transporte de los fluidos de producción en campos marginales de petróleo. La revisión y el rediseño radical (reingeniería) del proceso aquí estudiado, permitirá alcanzar mejoras sustanciales en indicadores claves de desempeño como costos, calidad, servicio y rapidez.

La finalidad de este capítulo es definir una base teórica y funcional para luego determinar la factibilidad económica del uso de bombas multifásicas con el objeto de optimizar y reducir las instalaciones de producción, el proceso operacional, los costos operativos y de capital.

Para este estudio se definen tres escenarios en los cuales se muestran diferentes etapas del campo para la selección de la bomba, donde se observa el desarrollo desde su pico máximo de producción, pasando por su etapa más baja, en el cual el campo presentó un comportamiento marginal y finalizando en las predicciones de producción a futuro, como se muestra en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Escenarios analizados para la selección de la bomba

	UNIDADES	ESC. 1	ESC. 2	ESC. 3
Fluido Total	BFPD	1.831	49,4	980
Petróleo	BOPD	1.771	40	939
Gas	MSCFD	730	85,2	1000
Capacidad de la bomba	m ³ /h	872,45	100,85	1186,36
GOR	PCS/BF	412	2.130	1.064
Corte de Agua	%	0,05	0,06	0,02
°API		39	39	39
Densidad del petróleo	Lbm / pie ³	50,897	50,897	50,897
Gravedad Específica del Gas		0,75	0,75	0,75
Gravedad específica del agua		1	1	1
Viscosidad del gas	Cp.	0,011	0,011	0,011
Viscosidad del líquido	Cp.	2,44	2,44	2,44
Presión de Descarga	psia	379,3	39,5	267,15
Presión de Succión	psia	23	23	23
Diferencial de Presión	psia	356,3	16,5	244,15
Temperatura de Succión	°F	103	103	103

Fuente: Autores

Esta tecnología presenta una serie de ventajas respecto de los sistemas convencionales, permitiendo básicamente la simplificación drástica de las instalaciones de producción y su operación. Teniendo en cuenta el riesgo que involucra la reingeniería de los procesos, hasta conseguir la mejora continua.

El proceso estudiado es uno de los que tienen mayor impacto global en la operación y mayor potencial de mejora en términos de tiempo, costo, calidad y adaptabilidad. Esta nueva tecnología a aplicar en la operación de los pozos, debe

cumplir con las exigencias operacionales, asegurar la integridad, inalterabilidad y la obtención de la información requerida y debe ser intrínsecamente segura.

El sistema de bombeo multifásico consiste en bombear fluidos inestables, mezclas de petróleo, gas, agua y sedimentos provenientes de los pozos sin separación previa, por una línea hacia un centro principal de separación y tratamiento de fluidos. Esta tecnología puede recoger la producción proveniente de pozos a flujo natural, pozos que producen por levantamiento artificial o bien por estimulación del yacimiento mediante la inyección de vapor y/o gas.

La tecnología de bombeo multifásico consiste en el reemplazo de complejos sistemas de producción como estaciones de flujo tradicionales, que por su dispersa ubicación en el campo de producción, numerosos equipos de superficie, alta dependencia del factor humano y por las restricciones de contrapresión que imponen a los pozos, pueden comprometer la factibilidad económica de un proyecto en lo que a productividad y costo se refiere⁴⁰.

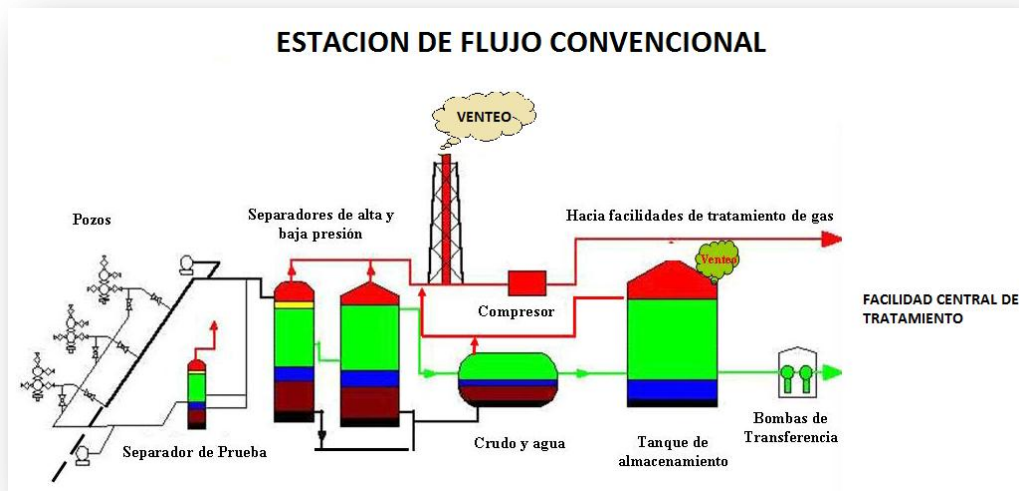
Tabla 5. Componentes de los sistemas de producción.

SISTEMA CONVENCIONAL	SISTEMA DE BOMBEO MULTIFASICO
<ul style="list-style-type: none"> • Manifold • Separador de prueba • Separador de alta y baja presión • Unidad de venteo de gas • Compresor • Tanque de almacenamiento • Bombas de transferencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Bomba multifásica • Tanque regulador (opcional) • Controlador • Manifold • Sistema de lubricación y sello con refrigerantes • Motor

Fuente: Autores.

⁴⁰ NIKHAR, G.: "Flow Assurance and Multiphase Pumping". Tesis de Maestría, presentada a la Universidad de Texas A&M. Texas 2006

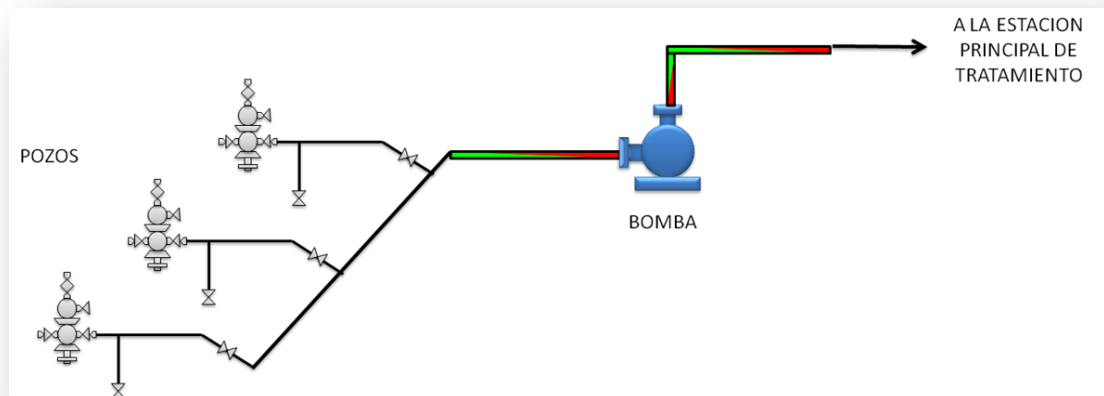
Figura 21. Estación de flujo convencional.



Fuente: NIKHAR, G.: "Flow Assurance and Multiphase Pumping". Tesis de Maestría, presentada a la Universidad de Texas A&M. Texas 2006

Debido a la capacidad que tienen las bombas multifásicas para manejar la mezcla de gas, agua, petróleo y partículas sólidas, la mezcla va de los pozos directamente a la succión de la bomba sin tener que separar los componentes ni pasar por ningún otro equipo; para de allí ser bombeada a la estación de recolección como se muestra en la **Figura 22**.

Figura 22. Esquema general de bombeo multifásico.



Fuente: Nikhar, G.: “Flow Assurance and Multiphase Pumping”. Tesis de Maestría, presentada a la Universidad de Texas A&M. Texas 2006. Modificado.

5.1 COMPARACIÓN CUALITATIVA DE LAS BOMBAS MULTIFÁSICAS HELICOAXIAL Y DE DOBLE TORNILLO

Para este estudio es importante contar con un estudio de comparación de tecnologías de bombas multifásicas, ya que se requiere especificar la bomba multifásica que cumpla las características esperadas y con la que se desarrollará el análisis comparativo entre el sistema convencional de procesamiento de hidrocarburo y el sistema de bombeo multifásico.

Esta comparación de tecnologías de bombeo multifásico detalla en forma preliminar las características técnicas entre las bombas de desplazamiento positivo de doble tornillo y las bombas rotodinámicas helicoaxiales para el bombeo multifásico (Petróleo + Agua + Gas).

5.1.1 Principio de funcionamiento

- Doble tornillo: Es de desplazamiento positivo, impulsa un volumen constante hacia un sistema a presión. La presión de descarga tiene una influencia menor sobre su comportamiento hidráulico.
- Rotodinámica helicoaxial: Es de comportamiento dinámico. Entrega energía cinética que luego es convertida en presión. La presión de descarga tiene una influencia muy marcada sobre su comportamiento hidráulico.

5.1.2 Influencia de la Viscosidad

- Doble tornillo: La eficiencia volumétrica aumenta con el aumento de viscosidad del fluido. Es decir, la bomba es capaz de impulsar un mayor caudal mientras más viscoso sea el fluido bombeado. Como consecuencia de esto, también puede observarse que la eficiencia volumétrica de la bomba se ve afectada en forma indirecta por la temperatura de bombeo debido a la fuerte dependencia de la viscosidad con la temperatura. Por lo tanto, a mayor temperatura del fluido, menor capacidad de bombeo.
- Rotodinámica helicoaxial: El rendimiento general de la bomba está afectado en forma negativa por la viscosidad. A mayor viscosidad, la capacidad de bombeo es menor, la altura capaz de desarrollar la bomba es menor y la potencia consumida es mayor. En términos generales, la bomba a doble tornillo tiene un buen comportamiento para un alto rango de viscosidades de fluido, mientras que la bomba rotodinámica helicoaxial tiene un mejor comportamiento mientras menos viscoso sea un fluido.

5.1.3 Velocidad de rotación

- Doble tornillo: La velocidad de rotación de las bombas a doble tornillo son bajas no superando las 3.000 rpm.
- Rotodinámica helicoaxial: La velocidad de rotación de las bombas rotodinámicas helicoaxiales son altas, alcanzan hasta 4.000 rpm (requieren caja de engranajes / variadores de velocidad).

5.1.4 Presión de descarga

- Doble tornillo: La eficiencia volumétrica disminuye muy levemente con el aumento de la presión de descarga. Es decir, la bomba impulsa prácticamente el mismo caudal independientemente de la presión de descarga.
- Rotodinámica hélicoaxial: Debido a su comportamiento dinámico, al aumentar la presión de descarga el caudal impulsado disminuye notablemente. Es decir, el caudal cambia sustancialmente al variar la presión de descarga.

5.1.5 Arranque de bomba

- Doble tornillo: Este tipo de bomba se arranca intentando imponer la mínima presión diferencial. Usualmente se logra mediante la recirculación. Por su naturaleza no existen mayores consideraciones para el arranque.

- Rotodinámica hélicoaxial: Este tipo de bomba se arranca intentando imponer una alta presión diferencial a la bomba. Usualmente se logra abriendo la válvula de descarga parcialmente. Debido a la dependencia de las propiedades con este tipo de bomba, es usual que la potencia del motor pueda quedar definida por la condición de arranque.

5.1.6 Rango de operación en caudal, caudal mínimo

- Doble tornillo: El caudal es directamente proporcional a la velocidad de rotación de la bomba, pero prácticamente independiente de la presión de descarga. La velocidad máxima está limitada por consideraciones mecánicas del fabricante (rodamientos, velocidades críticas) y la potencia del motor. La velocidad mínima está limitada por la velocidad mínima de rotación del motor. Esta velocidad mínima puede estimarse para motores estándar en aproximadamente 50% de la velocidad nominal. Pueden obtenerse velocidades menores, pero debe recurrirse a motores con sistemas de ventilación auxiliares. Los modelos estándar alcanzan los 300.000 BPD (en las condiciones de la succión).
- Rotodinámica helicoaxial: El caudal es proporcional a la velocidad de rotación de la bomba y a su vez depende de la presión de descarga. La velocidad máxima está limitada por consideraciones mecánicas del fabricante (rodamientos, velocidades críticas) y especialmente por la potencia del motor. La velocidad mínima está limitada por la velocidad mínima de rotación del motor y particularmente por la estabilidad hidráulica de la bomba (caudal mínimo estable). Para mantener a la bomba por encima del caudal mínimo es necesario implementar protecciones adecuadas para proteger a la bomba. Usualmente son necesarias recirculaciones controladas. A su vez, existe la misma limitación sobre la

capacidad del motor. Los modelos estándar alcanzan los 500.000 BPD (en las condiciones de la succión).

5.1.7 Protección por alta presión

- Doble tornillo: Las bombas de desplazamiento positivo requieren una válvula de seguridad en la descarga para la protección por alta presión.
- Rotodinámica hélicoaxial: Las bombas rotodinámica helicoaxiales no requieren usualmente protecciones adicionales en la descarga.

5.3.8 FVG “Fracción Volumétrica de Gas”

- Doble tornillo: Estas bombas pueden aceptar hasta un FVG=100% para períodos de tiempo predeterminados en la etapa de selección. El funcionamiento “en seco” máximo garantizado para funcionamiento continuo alcanza un FVG de 95%. El rotor y el estator son “*non contacting*”, por lo que queda asegurada la operación con regímenes de flujo gas / líquido variables.
- Rotodinámica hélicoaxial: Estas bombas pueden aceptar hasta un GVF=100% para períodos de tiempo predeterminados, pero para ello requieren la instalación de un recipiente amortiguador / estabilizador aguas arriba de la succión. El funcionamiento “casi seco” máximo garantizado para funcionamiento continuo alcanza en ciertos casos un FVG del orden de 70-90%, dependiendo del caudal, ya que de ser muy bajo, no lograría enfriar a la bomba lo suficiente.

5.1.9 Tensiones de Corte

- Doble tornillo: Estas bombas trabajan con bajas tensiones de corte.
- Rotodinámica hélicoaxial: Estas bombas trabajan con altas tensiones de corte. Esto implica alta probabilidad de formación de emulsiones, con sus correspondientes inconvenientes.

5.1.10 Presiones Diferenciales

- Doble tornillo: Estas bombas trabajan con presiones diferenciales de hasta 1.100 psig.
- Rotodinámica helicoaxial: Estas bombas trabajan con presiones diferenciales de hasta 1.600 psig.

5.1.11 Tiempo promedio para mantenimiento

- Doble tornillo: Estas bombas cuentan con un tiempo promedio para mantenimiento de más de 3 años.
- Rotodinámica helicoaxial: Estas bombas cuentan con un tiempo promedio para mantenimiento de aproximadamente 3 años.

5.1.12 Sellos Mecánicos

- Doble tornillo: Estas bombas cuentan con 4 (cuatro) sellos mecánicos.

- Rotodinámica hélicoaxial: Estas bombas cuentan con un solo sello mecánico. La menor cantidad de sellos mecánicos que requiere la bomba rotodinámica implica menores problemas de mantenimiento y de eventuales fugas de fluidos al exterior. Asimismo, un costo menor en repuestos.

5.1.13 Eficiencia mecánica

- Doble tornillo: La eficiencia global de esta bomba es prácticamente independiente del caudal y la presión de descarga.
- Rotodinámica helicoaxial: La eficiencia global de esta bomba es variable con el caudal y la presión de descarga.

En términos generales, la bomba a doble tornillo no ve afectada su eficiencia por los cambios en las condiciones operativas, mientras que la bomba rotodinámica hélicoaxial tiene una sensibilidad importante a estos parámetros. La eficiencia mecánica impacta directamente sobre la potencia requerida para seleccionar el motor.

5.1.14 Comportamiento por la presencia de sólidos abrasivos

- Doble tornillo: La presencia de arena producirá un desgaste superficial sobre los dobles tornillos que dependerá del material de los mismos. Esto aumentará los espacios del doble tornillo provocando una consecuente disminución en el rendimiento volumétrico de la bomba. Los fabricantes suelen resolver este problema con tratamientos de endurecimiento superficial de los tornillos. Por sus características constructivas, la bomba a

doble tornillo es capaz de manejar sólidos de tamaños relativamente grandes sin problemas.

- Rotodinámica hélicoaxial: La presencia de arena producirá un desgaste superficial sobre los impulsores que dependerá del material de los mismos. En principio no se identificará una reducción sensible de caudal. Por sus características constructivas, la bomba rotodinámica helicoaxial es menos adecuada para manejar sólidos.

El desgaste abrasivo produce una reducción en el rendimiento de la bomba a doble tornillo. Esto podría implicar la necesidad de una reparación o cambio de los tornillos para volver a alcanzar la capacidad de diseño. Sin embargo, es necesario destacar que si bien en la bomba rotodinámica helicoaxial no se evidencia usualmente una disminución de la capacidad por el desgaste, es posible que el desgaste de los impulsores de la bomba sea de tal magnitud que también requieran de reparación o recambio.

En ese sentido es importante notar que tanto la velocidad de rotación como el diámetro de los impulsores es mayor (el doble) para la bomba rotodinámica helicoaxial que para la bomba a doble tornillo, lo que es perjudicial por incrementar el desgaste abrasivo.

5.2 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO

Según lo expuesto, existen ventajas y desventajas en las aplicaciones de ambos tipos de bombas para los sistemas de bombeo multifásico.

Ambos tipos de bombas serían aptas para operar sin problemas para esta aplicación y existe amplia experiencia en la implementación en sistemas de bombeo que puede ser documentada por sus proveedores. No obstante, las bombas de del doble tornillo ha ganado ampliamente en cantidad de bombas instaladas (de acuerdo a la información suministrada por los proveedores; ver **Tabla 6**).

Tabla 6. Estadísticas de las bombas instaladas por los proveedores.

MARCA	TIPO	CANTIDAD
BORNEMANN	DOBLE TORNILLO	426
FLOWSERVE	DOBLE TORNILLO	38
FRAMO	ROTODINAMICA	68
SULZER	ROTODINAMICA	24

Fuente: ERAZO, D., ZURITA, A. “Estudio Para La Instalación De Una Bomba Multifásica Y Línea De Transferencia Para El Transporte De Fluidos Desde Un Well Pad Hasta La Estación De Producción De Un Campo Del Distrito Amazónico”. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. Quito. 2010

Pese a las estadísticas reportadas, siempre deberá respetarse las precauciones y consideraciones necesarias para su selección, montaje, operación y mantenimiento. En la **Tabla 7**, se muestra un resumen de las variables que deben ser analizadas para cada tipo de bomba.

Tabla 7. Comparación de las variables influyentes en la selección de la bomba multifásica.

CARACTERÍSTICA	DOBLE TORNILLO	ROTODINÁMICA HELICOAXIAL
Alta velocidad	FAVORABLE	No Favorable
Velocidad de rotación	<3000 rpm	> 3000 RPM
Alta presión de descarga	No afecta capacidad	Disminuye la capacidad
Caudal	Hasta 300 000 BPD	Hasta 500 000 BPD
Alto FVG	Aprox. 95 %	Entre 70-90%
Tensiones de corte	Bajo	Alto
Presiones diferenciales	Hasta 1100 psi	Hasta 1600 psi
Tiempo promedio de mantenimiento	> 3 años	3años
Sellos mecánicos	4	1
Alta presencia de sólidos abrasivos	Alto rango	Bajo rango

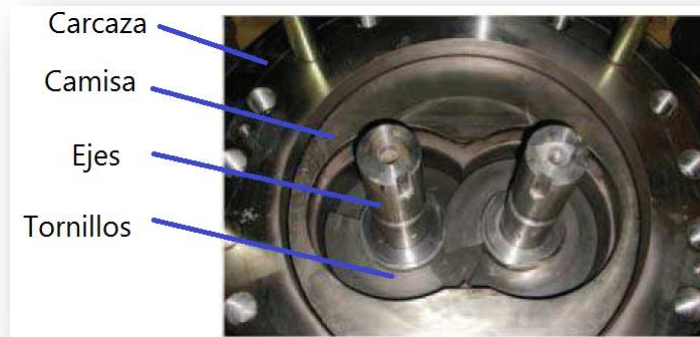
Fuente: ERAZO, D., ZURITA, A. “Estudio Para La Instalación De Una Bomba Multifásica Y Línea De Transferencia Para El Transporte De Fluidos Desde Un Well Pad Hasta La Estación De Producción De Un Campo Del Distrito Amazónico”. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. Quito. 2010. Modificado.

De la comparación en la tabla anterior se puede ver que la bomba de doble tornillo es la más conveniente para el proyecto exceptuando la cantidad de sellos mecánicos ya que esta requiere cuatro (4) por bomba en lugar de uno (1) requerido por la bomba helicoaxial.

5.3 MANTENIMIENTO DE LA BOMBA MULTIFASICA

Para el mantenimiento de la bomba multifásica inicialmente se tienen que identificar sus partes principales, las cuales se muestran en la **Figura 23**.

Figura 23. Elementos principales de una bomba multifásica de doble tornillo.



Fuente: Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Pagina web versión HTML. Disponible en internet <\\www.bornemann-ar.com />

Las ventajas del diseño de la bomba multifásica de doble tornillo para el mantenimiento son:

a) Camisa reemplazable:

- Permite el reemplazo de la camisa como repuesto en lugar de tener que remover la carcasa ante un desgaste por uso.
- Hace posible el desarmado y armado en sitio sin remover la bomba.
- Para modelos de gran tamaño solo se necesita un brazo hidráulico o andamio.

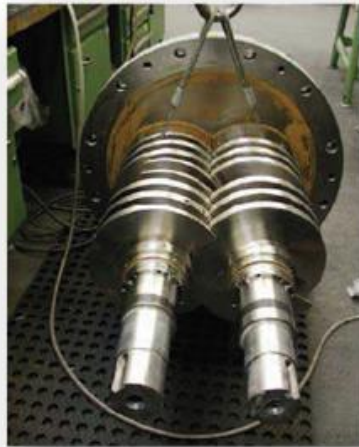
Figura 24. Camisa Reemplazable



Fuente: Bornemann Pumps. (En línea).Pagina web versión HTML. Disponible en internet <\\www.bornemann-ar.com />

b) Cambio Sencillo de camisa y tornillos

Figura 25. Tornillos de la bomba multifásica.



Fuente: Bornemann Pumps. (En línea).Pagina web versión HTML. Disponible en internet <\\www.bornemann-ar.com />

c) Engranajes

- Permite la inspección sin desacoplar el motor ó intervenir los ejes y tornillos.
- Fácil sincronización.

d) Lubricación

- Lubricación de engranajes y rodamientos por baño de aceite.
- Evita complejos sistemas auxiliares externos.

e) Instrumentación

- Las bombas están equipadas con instrumentos que permiten visualizar cualquier anomalía.
- Es posible tomar acciones preventivas correctivas para evitar un daño mayor al equipo.

5.3.1 Tipos de mantenimiento

Los mantenimientos requeridos son de tipo:

Tipo 1. Mantenimiento preventivo y predictivo de las bombas multifásicas.

Tipo 2. Mantenimiento menor de bombas.

Tipo 3. Mantenimiento mayor de bombas.

5.3.1.1 Mantenimiento preventivo y predictivo

En la **Tabla 8**, se describen los mantenimientos preventivos y predictivos que requiere un sistema de bombeo.

Tabla 8. Mantenimientos preventivos y predictivos

ACTIVIDAD	FRECUENCIA
Cambio de aceite programado	Según recomendaciones de fabricantes de acuerdo al modelo de la bomba
Control visual de los sellos	Semanalmente
Reponer y controlar visualmente los niveles de aceite	Semanalmente
Tomar lecturas de vibración	Trimestral
Limpieza de los visores	Trimestral
Revisión de la válvula de recirculación interna	Trimestral
Revisar estado de los acoples	Trimestral

Fuente: Bornemann Pumps. (En línea).Pagina web versión HTML. Disponible en internet <///www.bornemann-ar.com />

5.3.1.2 Mantenimiento menor

Los mantenimientos de tipo menor son:

- Desarmado y armado parcial de la bomba
- Cambio de rodamientos y sellos
- Cambio del acople de goma (en caso de que se requiera)
- Cambio de engranajes
- Sincronización de tornillos
- Agregar aceites lubricantes

5.3.1.3 Mantenimiento mayor

- Desarmado y armado total de la bomba
- Cambio de acople de goma (en caso de que lo amerite)
- Cambio de la camisa

- Cambio de los tornillos
- Cambio de engranajes
- Sincronización de tornillos
- Agregar aceites lubricantes

5.3.2 Documentación para realizar el mantenimiento

Para llevar a cabo el mantenimiento de la bomba se requiere tener la siguiente información:

- Manual de la bomba
- Hoja de datos de la bomba
- Planos de despiece y listado de repuestos
- Herramientas adecuadas

5.4 MEDIDOR DE FLUJO MULTIFASICO

Además de la bomba multifásica el sistema contará con un medidor multifásico con la capacidad requerida para la medición de productividad del campo.

Dispondrá de la instrumentación para la medición de temperatura de operación, presión de operación, flujo de crudo, flujo de gas asociado, flujo de agua de producción y contenido de agua y sedimentos (%BSW).

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

El desarrollo de un campo petrolero, implica desafíos especiales asociados a las grandes inversiones que deben realizarse y la gestión del proyecto en sí mismo, tomando en consideración estos riesgos, se ha decidido hacer un análisis económico con base en la información disponible de los costos estimados de las variables que influyen en el proyecto, para así evaluar objetivamente la rentabilidad del mencionado proyecto.

El objetivo principal de la evaluación económica de un proyecto, es establecer la alternativa de inversión más apropiada, con el fin de obtener la mejor rentabilidad; para un correcto análisis es necesario desarrollar las siguientes etapas: determinar la inversión neta o inicial representada por los costos de desarrollo del proyecto, estimar los flujos de efectivo generados durante la vida del mismo y evaluar la conveniencia de este de acuerdo a la comparación de las etapas de la evaluación.

6.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL

La inversión neta o inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los cuales puede ser calculada la inversión inicial: el primero es aquel en que el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo aquel que existiendo, va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los

gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso⁴¹.

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente:

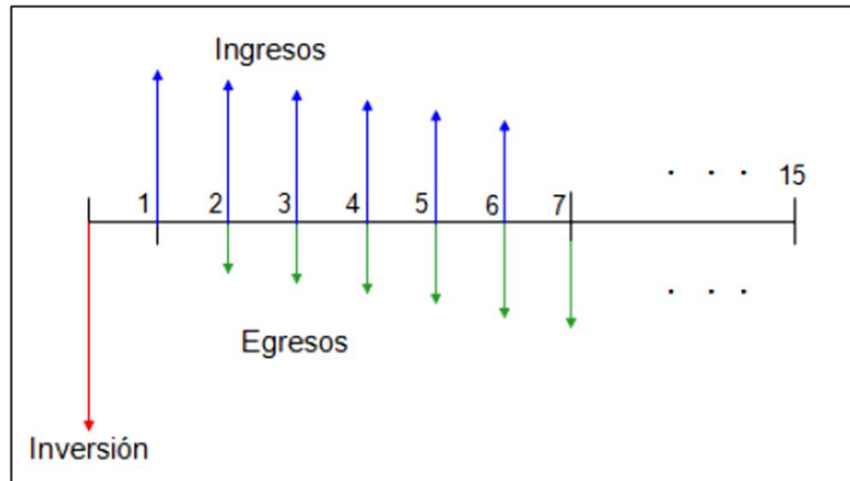
$$\begin{aligned} \text{Inversión neta o inicial} &= \text{Costos de desarrollo} \\ &+ \text{Costos de promoción} \\ &+ \text{Costos de construcción} && (14) \\ &+ \text{Costos de instalación} \\ &+ \text{Gastos de entrenamiento} \\ &- \text{Ganancia neta por la venta del bien usado} \end{aligned}$$

6.2 FLUJO DE EFECTIVO

El flujo de efectivo, es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. A fin de representar esta operación, se grafican los valores sobre un segmento de recta que tenga como longitud el tiempo que dure la operación medido en periodos, como se observa en la **Figura 24**. En la estimación del flujo de efectivo, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

⁴¹ AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado" Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008.

Figura 26. Representación del flujo de efectivo



Fuente: AFANADOR, C., DELGADO, L. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado" Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008.

Los ingresos, son el dinero que le está entrando al proyecto, como ganancia o producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros; mientras que los egresos es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar como son compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, etc.

La ecuación que representa el flujo de efectivo es la siguiente:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación} \quad (15)$$

6.3 COSTOS

Para realizar el análisis económico de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo. Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital⁴².

6.4 IMPUESTO

Los impuestos son prestaciones, por lo general en dinero, al estado y demás entidades de derecho público, que las mismas reclaman, en virtud de su poder coactivo, en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de satisfacer las necesidades colectivas. Se usan generalmente dos tipos de impuestos, los directos y los indirectos.

Los impuestos directos se aplican sobre el patrimonio, afectando principalmente los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación; mientras que los impuestos indirectos afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio. En otros términos, la carga de este impuesto se traslada a quienes los adquieren o reciben. Dentro de éstos se encuentran los impuestos al valor agregado (IVA, impuesto al consumo de las personas y empresas) y los impuestos especiales a gasolinas y combustibles.

⁴² McCRAY, Arthur. "Petroleum Evaluations and Economic Decisions". Prentice Hall, 1975.

La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso.

Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo.

6.5 EVALUACION DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO

Una vez determinadas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódico esperados por el proyecto, se utilizan diferentes criterios para determinar si es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista económico.

El análisis económico del proyecto puede ser realizado mediante diferentes métodos entre los cuales por su efectividad y facilidad de aplicación sobresalen: El valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (tasa interna de retorno, "TIR" y tasa promedio de retorno "TPR") y el tiempo de recuperación de la inversión o *payback time*.

Generalmente se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación económica no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor

distinto de análisis; se requiere la evaluación separada de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos.

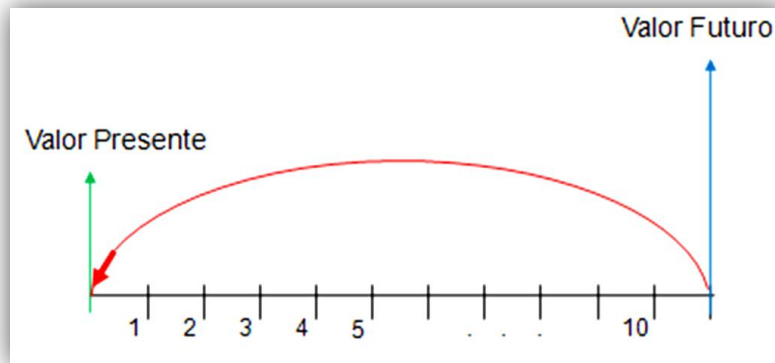
6.5.1 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (ver **Figura 25**). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado de llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto y de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

Figura 27. Representación del valor presente.



Fuente: AFANADOR, C., DELGADO, L. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado" Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de caja}}{[1+i]^n} \quad (16)$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ganancia Neta} - \text{Impuestos} \quad (17)$$

$$\text{Ganancia Neta} = In - En \quad (18)$$

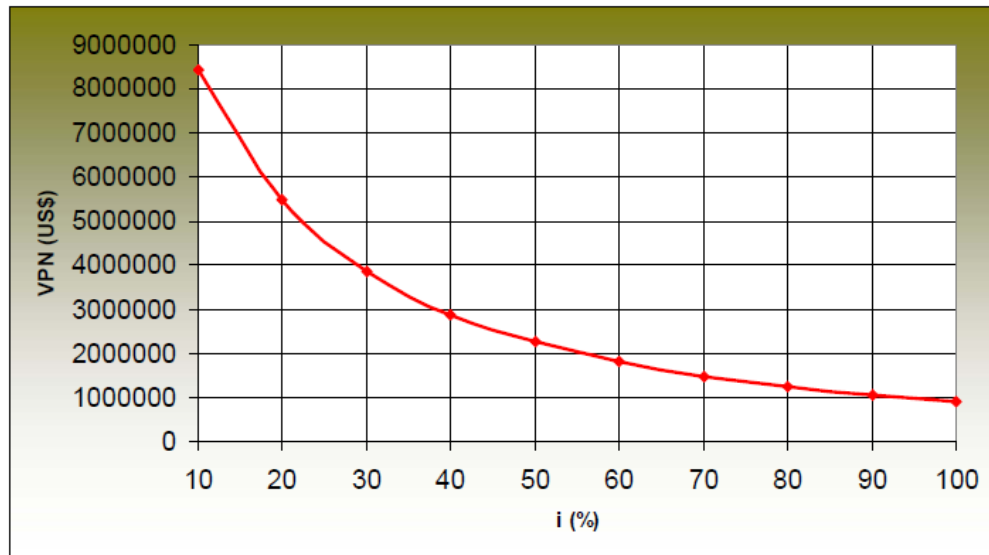
In representa los ingresos y *En* representa los egresos. *En* se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. *N* es el número de periodos considerado (el primer periodo lleva el número 0, no el 1.). El valor *In – En* indica los flujos de caja estimados de cada periodo. El tipo de interés es *i*, que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés mayor es el valor presente neto y así, entre

mayor es este, más conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

El valor presente neto (VPN) es inversamente proporcional a la tasa de interés, por lo cual disminuye a medida que esta aumenta, de acuerdo con la **Figura 27**. También se observa, que a ciertas tasas, se pueden obtener valores negativos de VPN, según sea el caso.

Figura 28. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés.



Fuente: AFANADOR, C., DELGADO, L. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado" Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008.

6.5.2 Tasa de rendimiento económico

El método de las tasas de rendimiento económico, permite determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o después de impuestos. La determinación o cálculo de la tasa de rendimiento económico, no se puede efectuar matemáticamente y, por lo tanto, solo se puede hacer por prueba y error planteando ecuaciones de valor presente. Las tasas de rendimiento económico que se utilizan para determinar la viabilidad económica de los proyectos son la tasa interna de retorno (TIR) y la tasa promedio de retorno (TPR).

6.5.2.1 Tasa interna de retorno (TIR)

El TIR es un método que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es:

$$0 = -c + \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de caja}}{[1+i]^n} \quad (19)$$

Donde C = inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que i_0 el proyecto se acepta, si el TIR es menor que i_0 el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a i_0 el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo i , la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

6.5.2.2 Tasa promedio de retorno (TPR)

La tasa promedio de retorno, es aquella tasa que representa la forma como se va a recuperar la inversión, en relación con los flujos de caja anuales.

Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto. Este criterio se aplica generalmente cuando se tienen varios proyectos, y se elige aquel con mayor tasa de rendimiento. Para el caso de un solo proyecto, la tasa promedio de retorno es equivalente a la tasa con que se recuperara la inversión a la largo de la vida de este. Es decisión del inversionista, determinar si la tasa promedio de retorno es la adecuada a la hora de aceptar el proyecto o si es preferible rechazarlo.

La fórmula para calcular la tasa promedio de retorno o TPR es la siguiente:

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\text{flujo de caja}}{\text{Número de años}(n)}}{\text{Inversión Inicial}} \quad (20)$$

Donde:

t = períodos de tiempo que van desde 1 hasta n , dados en años.

La principal ventaja de este método es que es un método simple de usar y no requiere de procedimientos complicados, pero, así mismo presenta desventajas como el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo y dar por supuesto utilidades constantes al establecer un promedio.

6.5.3 Tiempo de recuperación de la inversión o *Payback Time*

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *payback time*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial.

También se puede considerar, como el tiempo que le toma a la operación del negocio o proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada. En los países donde la situación política y económica es muy inestable, este es el método que prefieren aplicar la mayoría de las empresas, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

6.5.3.1 Tiempo de recuperación simple o *Payback Simple*

Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes

que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback* simple es la siguiente:

$$\textit{Payback Simple} = \frac{\textit{Inversión inicial}}{\textit{Flujo de efectivo anual}} \quad (21)$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo.

6.6.3.2 Tiempo de recuperación ajustado o *Payback* ajustado

Es el tiempo que se requiere para recuperar el valor presente del dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, utilizando los flujos de efectivo, pero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, este método calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. Este método proporciona una medida más precisa que el anterior puesto que incorpora el valor del dinero en el tiempo.

El criterio de decisión utilizando este método es similar al del tiempo de recuperación simple. Se acepta el negocio o proyecto que tenga el menor tiempo ajustado de recuperación de la inversión.

La ecuación para determinar el tiempo de recuperación ajustado o *payback* ajustado es la siguiente:

$$\text{Payback Ajustado} = \frac{VP \text{ Inversión inicial}}{VP \text{ Flujo de efectivo anual}} \quad (22)$$

Las principales ventajas que ofrece este método son: es fácil su cálculo, da una medida en tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo y proporciona una medida de liquidez. A pesar de estas ventajas, el tiempo de recuperación ajustado tampoco toma en consideración todos los flujos de efectivo operativos netos que se generan después de recuperar la inversión.

6.7 INGRESOS

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo. La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes para inyección de vapor; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

6.8 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

Para el cálculo del precio del petróleo, se utilizan métodos de predicción, debido a la volatilidad del mismo. Dentro de estos se puede encontrar los métodos convencionales de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas predicciones de precios se refieren comúnmente como *hockey stick*, en las cuales el precio declina por algún periodo y luego incrementa paulatinamente. También se utilizan métodos probabilísticas como el *bootstrap*, los cuales son tediosos de calcular; y

métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, que utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio.

En la industria, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo, comúnmente con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad.

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si el crudo es liviano, medio, pesado o extrapesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H₂S y CO₂ es menor al 0.5 %, y ácido si sobrepasa el 0.5 %.

Las transacciones de los volúmenes de crudo producidos a nivel mundial, se valoran en base a un número reducido de crudos que son referencia, para calcular precios y fijar contratos de compra y entrega de crudo. Como se mencionó anteriormente de acuerdo al lugar de origen del crudo y el mercado en que se mueve, su precio se establece de acuerdo a los principales crudos de referencia entre los cuales encontramos: West Texas Intermediate (WTI), Brent Blend, Dubai y el Cesta OPEP.

Cabe anotar que, al calcular el precio de un crudo específico se toma un crudo de referencia de acuerdo a las negociaciones en la comercialización de este. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la Nymex⁴³, de

⁴³ Chapman Petroleum Engineering LTD. "Crude Oil, Historical, Constant, current and futures prices" – January 1, 2008.

acuerdo a las características del crudo a negociar comparado con las características básicas del crudo WTI.

6.9 IMPUESTOS PARA LA INDUSTRIA

En la industria petrolera en Colombia, se tienen en cuenta solamente dos impuestos, los cuales son: las regalías y el impuesto de renta.

6.9.1 Regalías

Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la **Tabla 9**. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

Tabla 9. Escala para determinar las regalías de crudos livianos y semi-livianos.

ESCALA PARA DETERMINAR LAS REGALÍAS DE CRUDOS LIVIANOS Y SEMI-LIVIANOS	
PRODUCCIÓN DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Para una producción diaria igual o menor a 5KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD y \leq 125 KBPD	X%*
Para una producción $>$ 125 KBPD \leq 400 KBPD	20%
Para una producción $>$ 400 KBPD \leq 600 KBPD	Y%**
Para una producción $>$ 600 KBPD	25%

Fuente: Colombia. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 756. Ley de regalías. Bogotá D.C., 2002

* Donde $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$

** Donde $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$

6.9.2 Impuesto de Renta

Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es alrededor del 35%. Este impuesto se

aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación y mantenimiento y la depreciación.

6.10 DESARROLLO DEL ANÁLISIS

Con el fin de determinar la viabilidad económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en un campo marginal de petróleo se tomó como referencia el CAMPO ESCUELA COLORADO y se analizó el método teniendo en cuenta tres distintas etapas de producción del campo a lo largo del tiempo; el primero en su pico máximo de producción, el segundo en el que el campo tuvo su producción más baja y el tercero teniendo en cuenta las predicciones de producción que se espera tener.

6.10.1 Inversión

Para definir la inversión de este proyecto, se tienen en cuenta los valores proporcionados por los fabricantes de las bombas multifásicas de doble tornillo *Bornemann Pumps* distribuidas en el país los cuales son detallados en las **Tablas 10 y 11**.

De acuerdo a la evaluación técnica realizada en los capítulos anteriores se decidió que la bomba MW 10 de *Bornemann* tiene la capacidad para manejar la producción del campo en los escenarios 1 y 3 (**Anexo 2.**), por esto el detalle de la inversión para estos escenarios es el mismo teniendo en cuenta las similitudes entre estos y es descrito en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Detalle de Inversiones sistema de bombeo multifásico . Escenario 1 y 3.

DETALLE	CANTIDAD	VALOR UNITARIO (U\$)	VALOR TOTAL (u\$)
Bomba Multifásica MW 10.	2	1'778.400	3'556.800
Impuestos (16 %).			569.088
Ingeniería para la instalación.			150.000
Construcción de base para instalación.			10.000
Instalación del sistema y puesta en marcha (-5% costo de la bomba).			177.840
Medidor Multifásico.			75.000
Mantenimiento (años).	10	24.000	240.000
TOTAL.			4'778.728

Fuente: Los Autores

Teniendo en cuenta la evaluación técnica realizada en los capítulos anteriores se decidió que la bomba MW 7 de *Bornemann* tiene la capacidad para manejar la producción del campo en el escenario 2 (**Anexo 2.**), por esto el detalle de la inversión para este es el descrito en la **Tabla 11.**

Tabla 11. Detalle de Inversiones sistema de bombeo multifásico. Escenario 2

DETALLE	CANTIDAD	VALOR UNITARIO (U\$)	VALOR TOTAL (u\$)
Bomba Multifásica MW 7.	2	749.800	1'499.600
Impuestos (16 %).			239.936
Ingeniería para la instalación.			120.000
Construcción de base para instalación.			7.000
Instalación del sistema y puesta en marcha (-5% costo de la bomba).			74.980
Medidor Multifásico.			75.000
Mantenimiento (años).	10	17.000	170.000
TOTAL.			2'186.516

Fuente: Los Autores

6.10.2 Flujo de Caja

Para el flujo de caja se utilizó un impuesto de renta del 2010 de un 35% y unas regalías del 20%. Para evaluar la rentabilidad económica del proyecto, se tiene en cuenta que los ingresos actuales del campo solo son generados por la venta de crudo y a través de la instalación de este sistema de bombeo, se obtendrán ganancias adicionales por el aprovechamiento del gas que era quemado.

En este análisis solo se tendrá como referencia la ganancia adicional por la venta del gas más no la del crudo, ya que ésta se tomará como base para el mantenimiento del campo en general, sin tener en cuenta que el sostenimiento del campo no requiere la totalidad de los ingresos de venta del crudo y por esto se generaría un mayor flujo de caja.

Para calcular las ganancias por la venta del gas se procede a calcular su equivalente en barriles de crudo por medio de las siguientes ecuaciones, teniendo en cuenta las variables mostradas en la **Tabla 12**:

$$Kw = \frac{(mpcs/d) * (BTU/pc) * 1000}{BTU/Kwh} - \frac{(mpcs/d) * (BTU/pc) * 1000}{BTU/Kwh} * 20\% \quad (25)$$

$$KwhAnual = Kw * 365 * 24h \quad (26)$$

$$Ahorro Crudo Anual(gal) = \frac{kwh Anual}{BTU/kwh} * 1000 \quad (27)$$

$$Ahorro Crudo Anual(bbl) = \frac{Ahorro Crudo Anual(gal)}{42} \quad (28)$$

$$Ahorro Crudo Generacion = bbl * \frac{\$}{bbl} \quad (29)$$

Tabla 12. Indicadores

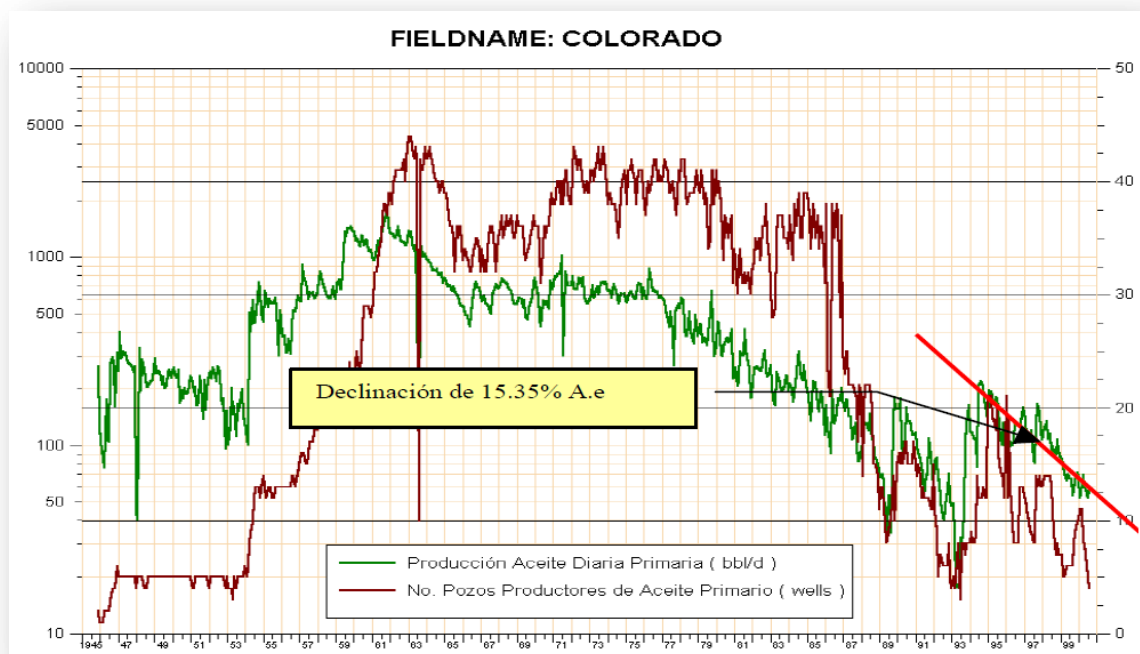
INDICADORES	VALOR	UNIDADES
Factor de conversión para conocer el potencial en BTU requerido para generar Kwh	10.500	BTU/Kwh
Poder calorífico neto gas.	1.082,18	BTU/pc
Margen (pérdidas y mantenimiento)	20%	
Precio del crudo Campo Colorado	63,93	U\$/bbl

Fuente: Los Autores

Para cuantificar la producción del campo en los 10 años siguientes a la instalación del sistema de bombeo multifásico se tiene en cuenta la historia de producción y la tasa a la que declina. (**Figura 29.**)

Para obtener la tendencia de la curva esperada, se utilizó una declinación tipo exponencial, debido a que es una recuperación primaria y se acoge a las condiciones del Campo Colorado, el cual cuenta con una declinación de 15,35% efectivo anual.

Figura 29. Declinación del Campo Colorado



Fuente: Departamento de producción Campo Colorado. 2010

Seguidamente se calculó el precio de venta de crudo del campo tomando como referencia el valor del barril de petróleo WTI actual, que es de U\$86,41.

Realizando el ajuste necesario para la comercialización del crudo del Campo Colorado, se estableció el precio del barril en U\$ 63,94.

$$\$CrudoAjustado = \$WTI - 20\% \text{ (Regalías)} - 6\% \text{ (Ecopetrol)} \quad (30)$$

En las **Tablas 13, 14 y 15**, se muestran los beneficios obtenidos por la venta del gas sin tener en cuenta los descuentos generados por regalías y otros costos adicionales que son aplicados posteriormente.

Tabla 13. Ingresos Potenciales por la Comercialización del Gas. Escenario 1.

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Qg[MPCD]	730	626,1215579	537,0249387	460,6067003	395,0627188	338,8455958	290,6281265	249,2719662	213,8007559	183,3770717
Kw	2507,909206	2151,035643	1844,944915	1582,410663	1357,234835	1164,101355	998,450622	856,3718615	734,5108001	629,9904745
Kwh Anual	21969284,65	18843072,23	16161717,45	13861917,41	11889377,16	10197527,87	8746427,449	7501817,507	6434314,609	5518716,557
Ahorro Crudo Anual (gal)	2092312,824	1794578,308	1539211,186	1320182,61	1132321,634	971193,1307	832993,0904	714458,8102	612791,8675	525592,053
Ahorro Crudo Anual (bbl)	49816,97199	42728,05495	36647,88538	31432,9193	26960,0389	23123,64597	19833,16882	17010,92405	14590,28256	12514,0965
Ahorro de crudo generación	3284432,963	2817060,663	2416195,083	2072372,369	1777475,365	1524541,979	1307600,82	1121530,223	961937,3291	825054,3823

Fuente: Los Autores

Tabla 14. Ingresos Potenciales por la Comercialización del Gas. Escenario 2.

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Qg[MPCD]	85,200	73,076	62,677	53,758	46,109	39,547	33,920	29,093	24,953	21,402
Kw	292,704	251,052	215,328	184,687	158,406	135,865	116,531	99,949	85,726	73,528
Kwh Anual	2564086,373	2199218,841	1886271,681	1617856,662	1387636,895	1190177,226	1020815,916	875554,591	750963,842	644102,261
Ahorro Crudo Anual (gal)	244198,702	209449,413	179644,922	154081,587	132155,895	113350,212	97220,563	83386,152	71520,366	61343,072
Ahorro Crudo Anual (bbl)	5814,255	4986,891	4277,260	3668,609	3146,569	2698,815	2314,775	1985,385	1702,866	1460,549
Ahorro de Crudo Generación	383333,820	328785,710	281999,755	241871,405	207453,289	177932,845	152613,137	130896,404	112269,946	96294,018

Fuente: Los Autores

Tabla 15. Ingresos Potenciales por la Comercialización del Gas. Escenario 3.

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Qg[MPCD]	1000	857,7007642	735,6506009	630,9680826	541,1818066	464,1720491	398,1207212	341,4684468	292,8777478	251,2014681
Kw	3435,492063	2946,624168	2527,321801	2167,68584	1859,225802	1594,659391	1367,740578	1173,112139	1006,179178	863,00065
Kwh Anual	30094910,48	25812427,71	22139338,98	18988927,96	16286818,02	13969216,26	11981407,46	10276462,34	8814129,601	7559885,694
Ahorro Crudo Anual (gal)	2866181,95	2458326,449	2108508,474	1808469,329	1551125,526	1330401,549	1141086,425	978710,6989	839440,9144	719989,1138
Ahorro Crudo Anual (bbl)	68242,42738	58531,58212	50202,58271	43058,79356	36931,56014	31676,22735	27168,72441	23302,63569	19986,68844	17142,59795
Ahorro de crudo generación	4499223,237	3858987,209	3309856,278	2838866,259	2434897,76	2088413,669	1791234	1536342,771	1317722,369	1130211,483

Fuente: Los Autores

Tabla 16. Flujo de Caja Escenario 1

DETALLE	VALOR	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Parámetro de Cálculo		0	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
Producción de Gas			49.816,97	42.728,05	36.647,88	31.432,92	26.960,04	23.123,65	19.833,17	17.010,92	14.590,28	12.514,10
Regalías			9.963,39	8.545,61	7.329,58	6.286,58	5.392,01	4.624,73	3.966,63	3.402,18	2.918,06	2.502,82
Producción Agua			0,00	0,08	0,17	0,25	0,33	0,42	0,50	0,58	0,66	0,75
Precio Crudo	65,934											
INGRESOS												
Ingresos por ventas			\$2.627.705,68	\$2.253.785,17	\$1.933.073,26	\$1.657.998,41	\$1.422.066,51	\$1.219.707,53	\$1.046.144,08	\$897.278,58	\$769.596,52	\$660.083,52
Total Ingresos			\$2.627.705,68	\$2.253.785,17	\$1.933.073,26	\$1.657.998,41	\$1.422.066,51	\$1.219.707,53	\$1.046.144,08	\$897.278,58	\$769.596,52	\$660.083,52
EGRESOS												
Lifting cost	20		\$996.339,40	\$854.561,06	\$732.957,68	\$628.658,36	\$539.200,76	\$462.472,90	\$396.663,36	\$340.218,47	\$291.805,64	\$250.281,92
Consumo de energía	\$28.526,30		\$28.526,30	\$28.526,30	\$28.526,30	\$28.526,30	\$28.526,30	\$28.526,30	\$28.526,30	\$28.526,30	\$28.526,30	\$28.526,30
Egresos Totales			\$1.024.865,70	\$883.087,36	\$761.483,98	\$657.184,66	\$567.727,06	\$490.999,20	\$425.189,66	\$368.744,77	\$320.331,94	\$278.808,22
Depreciación			\$47.787,28	\$47.787,28	\$47.787,28	\$47.787,28	\$47.787,28	\$47.787,28	\$47.787,28	\$47.787,28	\$47.787,28	\$47.787,28
Utilidad antes de impuesto			\$1.555.052,70	\$1.322.910,53	\$1.123.802,00	\$953.026,47	\$806.552,17	\$680.921,05	\$573.167,14	\$480.746,53	\$401.477,30	\$333.488,02
Impuesto de Renta	35%		\$544.268,44	\$463.018,68	\$393.330,70	\$333.559,27	\$282.293,26	\$238.322,37	\$200.608,50	\$168.261,29	\$140.517,06	\$116.720,81
Inversion del sistema MPP	\$4.778.728,00	-\$4.778.728,00	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Depreciación			\$47.787	\$47.787	\$47.787	\$47.787	\$47.787	\$47.787	\$47.787	\$47.787	\$47.787	\$47.787
Flujo de Caja Neto		-\$4.778.728,00	\$1.058.571,53	\$907.679,12	\$778.258,58	\$667.254,49	\$572.046,19	\$490.385,96	\$420.345,92	\$360.272,52	\$308.747,53	\$264.554,50
Flujo de Caja Acumulado		-\$4.778.728,00	-\$3.720.156,47	-\$2.812.477,34	-\$2.034.218,76	-\$1.366.964,27	-\$794.918,08	-\$304.532,12	\$115.813,80	\$476.086,33	\$784.833,85	\$1.049.388,35

Fuente: Los Autores

Tabla 17. Flujo de Caja Escenario 2

DETALLE	VALOR	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Parametro de calculo			365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0
Produccion de Gas			5.814,3	4.986,9	4.277,3	3.668,6	3.146,6	2.698,8	2.314,8	1.985,4	1.702,9	1.460,5
Regalias			1.162,9	997,4	855,5	733,7	629,3	539,8	463,0	397,1	340,6	292,1
Precio Crudo	65,9											
INGRESOS												
Ingresos por ventas			306.685,4	263.044,3	225.613,3	193.508,7	165.972,6	142.354,8	122.097,8	104.723,4	89.821,3	77.039,8
Total Ingresos			306.685,4	263.044,3	225.613,3	193.508,7	165.972,6	142.354,8	122.097,8	104.723,4	89.821,3	77.039,8
EGRESOS												
lifting cost	20,0		116.285,0	99.737,7	85.545,1	73.372,1	62.931,3	53.976,2	46.295,5	39.707,7	34.057,3	29.211,0
consumo de energia	16.768,0		16.768,0	16.768,0	16.768,0	16.768,0	16.768,0	16.768,0	16.768,0	16.768,0	16.768,0	16.768,0
Egresos Totales			133.053,0	116.505,7	102.313,1	90.140,1	79.699,3	70.744,2	63.063,5	56.475,7	50.825,3	45.979,0
depreciacion			21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0
Utilidad antes de impuesto			151.767,4	124.673,6	101.435,2	81.503,6	64.408,2	49.745,5	37.169,3	26.382,7	17.131,0	9.195,9
Impuesto de Renta	0,4		53.118,6	43.635,8	35.502,3	28.526,3	22.542,9	17.410,9	13.009,3	9.234,0	5.995,9	3.218,6
Inversion del sistema MPP	2.186.516,0	-2.186.516,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciacion			21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0	21.865,0
Flujo de Caja Neto		-2.186.516,0	120.513,8	102.902,8	87.797,9	74.842,3	63.730,4	54.199,6	46.025,1	39.013,8	33.000,2	27.842,3
Flujo de Caja Acumulado		-2.186.516,0	-2.066.002,2	-1.963.099,4	-1.875.301,5	-1.800.459,2	-1.736.728,8	-1.682.529,2	-1.636.504,1	-1.597.490,4	-1.564.490,2	-1.536.647,9

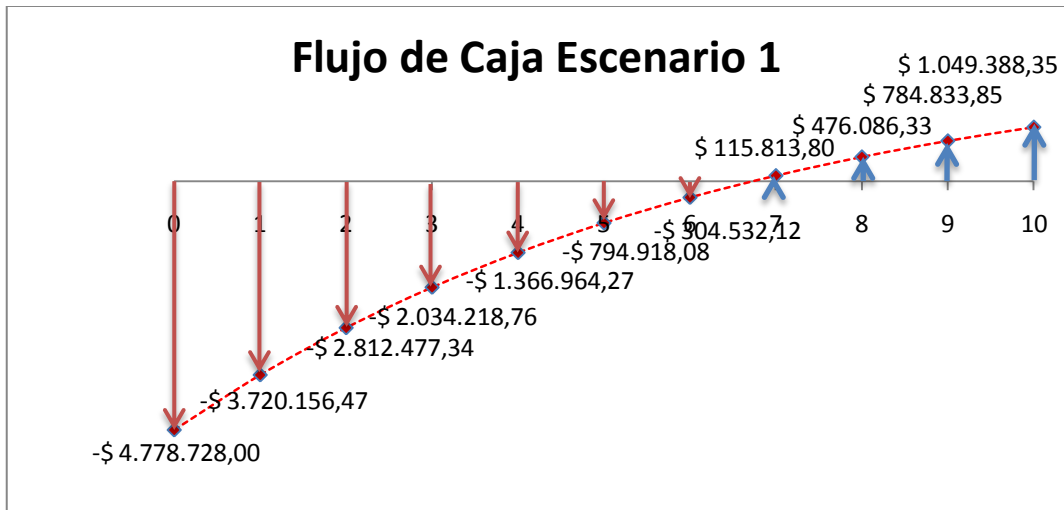
Fuente: Los Autores

Tabla 18. Flujo de Caja Escenario 3

DETALLE	VALOR	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Parámetro de Cálculo			365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0
Producción de Gas			68.242,0	58.531,2	50.202,3	43.058,5	36.931,3	31.676,0	27.168,6	23.302,5	19.986,6	17.142,5
Regalías			13.648,4	11.706,2	10.040,5	8.611,7	7.386,3	6.335,2	5.433,7	4.660,5	3.997,3	3.428,5
Precio Crudo	65,9											
INGRESOS												
Ingresos por ventas			3.599.574,4	3.087.357,7	2.648.029,1	2.271.216,6	1.948.024,2	1.670.821,8	1.433.065,2	1.229.141,1	1.054.235,2	904.218,4
Total Ingresos			3.599.574,4	3.087.357,7	2.648.029,1	2.271.216,6	1.948.024,2	1.670.821,8	1.433.065,2	1.229.141,1	1.054.235,2	904.218,4
EGRESOS												
Lifting Cost	20,0		1.364.840,0	1.170.624,3	1.004.045,4	861.170,5	738.626,6	633.520,6	543.371,1	466.049,8	399.731,3	342.849,8
Consumo de Energía	28.526,3	28.526,3	28.526,3	28.526,3	28.526,3	28.526,3	28.526,3	28.526,3	28.526,3	28.526,3	28.526,3	28.526,3
Egresos Totales			1.393.366,3	1.199.150,6	1.032.571,7	889.696,8	767.152,9	662.046,9	571.897,4	494.576,1	428.257,6	371.376,1
Depreciación			47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0
Utilidad antes de impuesto			2.158.421,1	1.840.420,1	1.567.670,4	1.333.732,8	1.133.084,3	960.988,0	813.380,8	686.778,0	578.190,7	485.055,3
Impuesto de Renta	0,4		755.447,4	644.147,0	548.684,6	466.806,5	396.579,5	336.345,8	284.683,3	240.372,3	202.366,7	169.769,3
Inversión del sistema MPP	4.778.728,0	-4.778.728,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación			47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0	47.787,0
Flujo de Caja Neto		-4.778.728,0	1.450.760,7	1.244.060,1	1.066.772,8	914.713,3	784.291,8	672.429,2	576.484,5	494.192,7	423.610,9	363.072,9
Flujo de Caja Acumulado		-4.778.728,0	-3.327.967,3	-2.083.907,2	-1.017.134,4	-102.421,1	681.870,7	1.354.299,9	1.930.784,4	2.424.977,1	2.848.588,0	3.211.660,9

Fuente: Los Autores

Figura 30. Flujo de Caja. Escenario 1.



Fuente: Los Autores

Con base en el flujo de caja obtenido, se generó el valor presente neto teniendo en cuenta las respectivas tasas de interés.

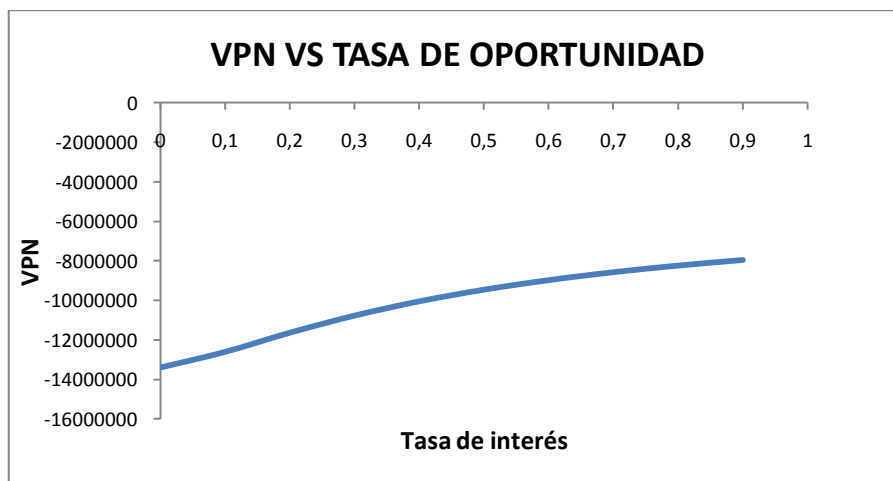
Tabla 19 Flujo de caja con la tasa de interés y VPN. Escenario 1.

PERIODO	FLUJO DE CAJA	INTERES	VPN
0	-4778728		
1	-3720156,47	0	-13385872,71
2	-2812477,34	0,1	-12593566,16
3	-2034218,76	0,2	-11625215,16
4	-1366964,27	0,3	-10759330,44
5	-794918,08	0,4	-10038821,46
6	-304532,12	0,5	-9449019,473
7	115813,8	0,6	-8965264,097
8	476086,33	0,7	-8565077,772
9	784833,85	0,8	-8230464,691
10	1049388,35	0,9	-7947587,464

Fuente: Los Autores

Seguidamente se realizó el análisis grafico para interpretar el comportamiento del valor presente neto.

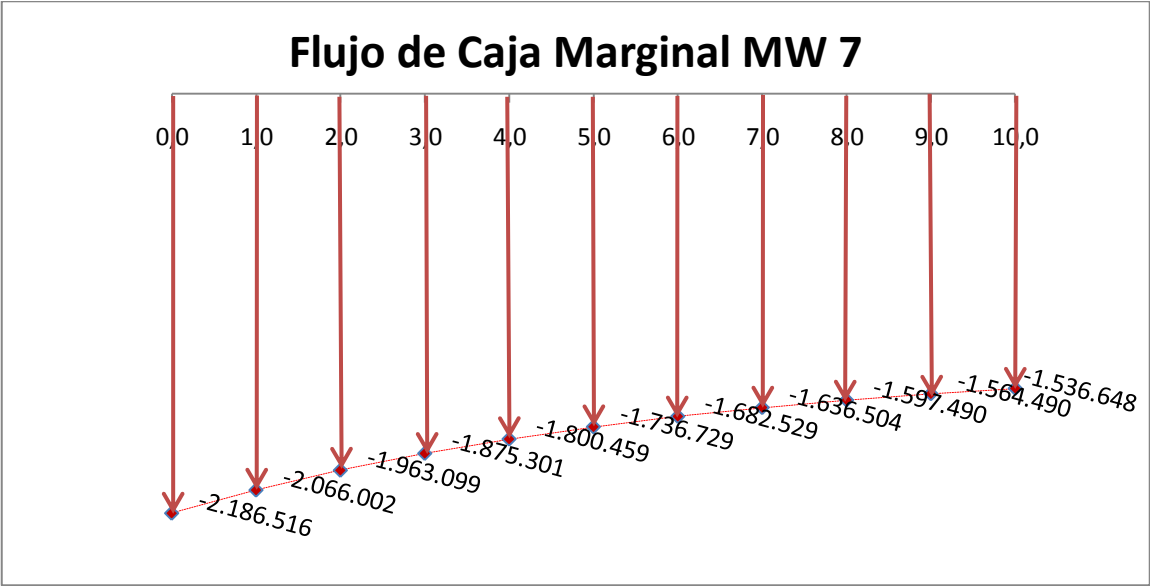
Figura 31. VPN Vs Tasa de Oportunidad. Escenario 1.



Fuente: Los Autores

De acuerdo al análisis realizado, la relación beneficio costo para el Escenario 1 es de 1,22.

Figura 32. Flujo de Caja. Escenario 2.



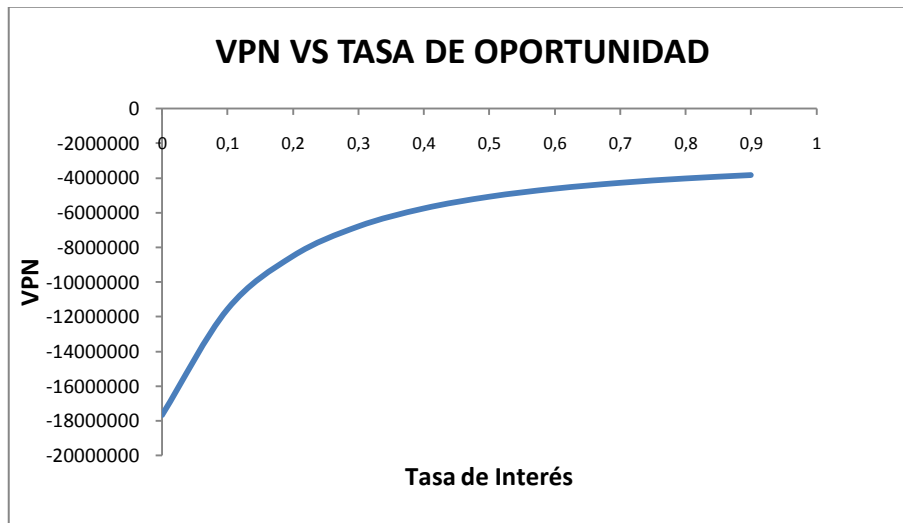
Fuente: Los Autores

Tabla 20. Flujo de caja con la tasa de interés y VPN. Escenario 2.

PERIODO	FLUJO DE CAJA	INTERES	VPN
0	-2186516		
1	-2066002,2	0	-17684632,6
2	-1963,099	0,1	-11574084,94
3	-1875301,5	0,2	-8504126,038
4	-1800459,2	0,3	-6792841,72
5	-1736728,8	0,4	-5754040,367
6	-1682529,2	0,5	-5077887,375
7	-1636504,1	0,6	-4611914,743
8	-1597490,4	0,7	-4275382,571
9	-1564490,2	0,8	-4022763,86
10	-1536647,9	0,9	-3826964,595

Fuente: Los Autores

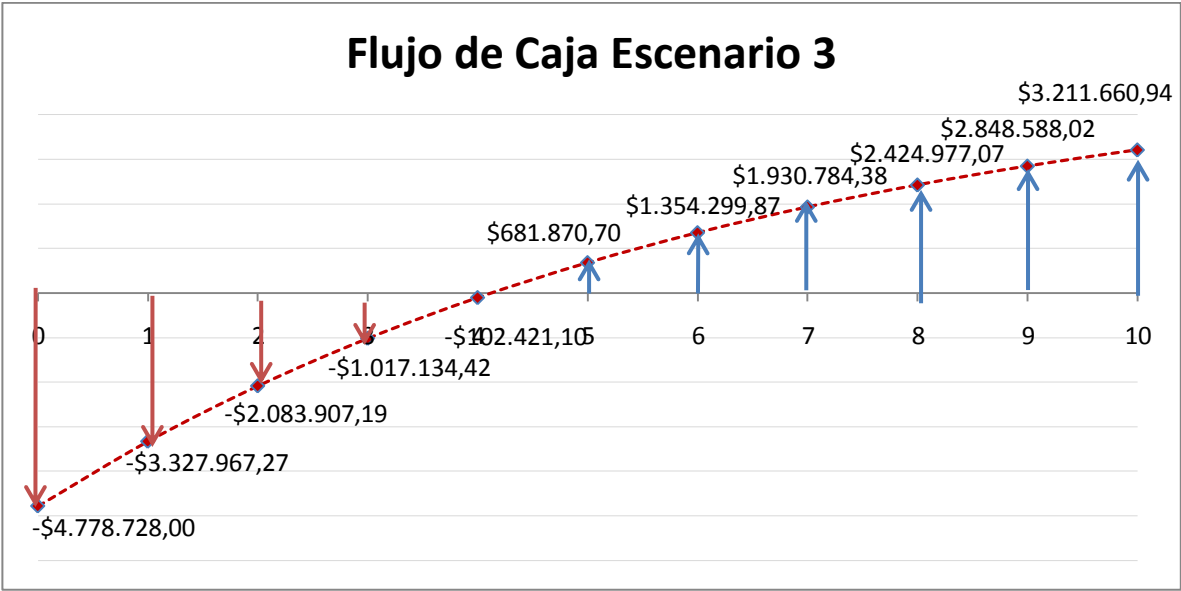
Figura 33. VPN Vs Tasa de Oportunidad. Escenario 2



Fuente: Los Autores

De acuerdo al análisis realizado, la relación beneficio costo para el Escenario 1 es de 0,29.

Figura 34. Flujo de Caja. Escenario 3.



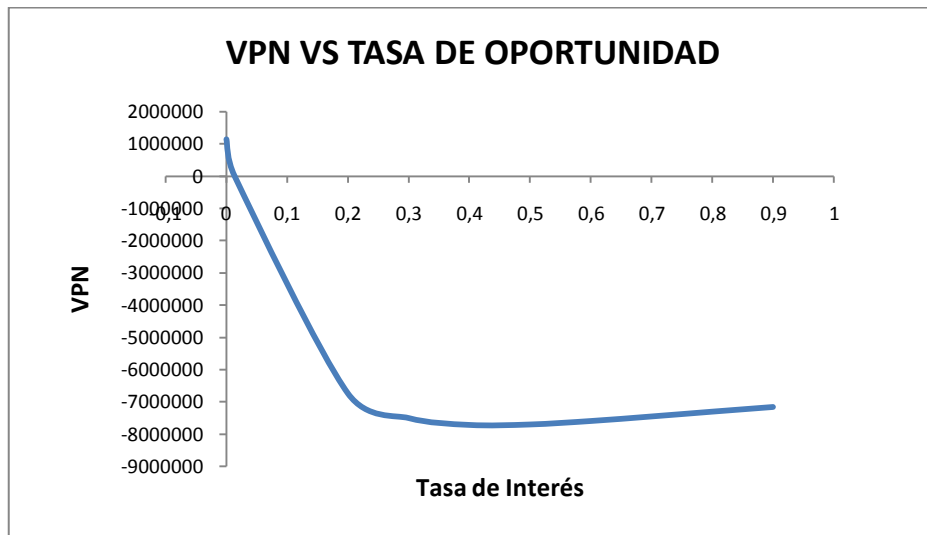
Fuente: Los Autores

Tabla 21. Flujo de caja con la tasa de interés y VPN. Escenario 2.

PERIODO	FLUJO DE CAJA	INTERES	VPN
0	-4778728		
1	-3327967,3	0	1142023
2	-2083907,2	0,1	-4604297,15
3	-1017134,4	0,2	-6736028,095
4	-102421,1	0,3	-7499816,011
5	681870,7	0,4	-7713369,158
6	1354299,9	0,5	-7699052,09
7	1930784,4	0,6	-7591884,52
8	2424977,1	0,7	-7450823,465
9	2848588	0,8	-7302139,679
10	3211660,9	0,9	-7157430,884

Fuente: Los Autores

Figura 35. VPN Vs Tasa de Oportunidad. Escenario 2



Fuente: Los Autores

De acuerdo al análisis realizado, la relación beneficio costo para el Escenario 1 es de 1,67.

En conclusión, el análisis económico muestra que:

- Aunque en los escenarios 1 y 3, la relación beneficio-costos es mayor a uno, la aplicación del sistema de bombeo multifásico no resulta atractiva, puesto que por cada dólar invertido se recuperan 1,29 y 1,67 dólares respectivamente, siendo una cifra insuficiente para un proyecto de gran inversión como este.
- En el análisis realizado para el escenario 2 en el que el campo se cataloga como marginal, la relación beneficio-costos es menor a 1, además de presentar un VPN negativo para cualquier tasa de oportunidad en los 10 años de evaluación del proyecto, por lo que se considera que el proyecto no es viable económicamente para un campo con tan baja producción.
- Aunque el VPN en el escenario 3 es positivo para una tasa de oportunidad de 1,33%, el proyecto no es atractivo puesto que la tasa manejada por ECOPEL S.A es de 12% y a este punto el valor presente neto es negativo.

CONCLUSIONES

- Se pudo concluir que la metodología propuesta para el desarrollo de campos marginales mediante la implementación del método de bombeo multifásico, permite elegir de forma sencilla los campos, los pozos y la bomba adecuados para su aplicación teniendo en cuenta los parámetros básicos para su selección.
- Los campos marginales son una fuente importante de hidrocarburos; aunque no son atractivos por su bajo potencial de producción y altos costos que pueden ser generados al desarrollarlos convencionalmente, existen técnicas no convencionales que permitirían obtener un mayor beneficio de estos.
- El bombeo multifásico es una técnica que se debe tener en cuenta en el desarrollo de campos en los cuales se dispone de una cantidad considerable de gas, el cual no es aprovechado debido a los costos que generaría el diseño e implementación de una planta de tratamiento y por consiguiente de una línea independiente para su transporte; gastos que serían evitados mediante la aplicación de este método.
- La aplicación del sistema de bombeo multifásico en un campo marginal de petróleo traerá amplios beneficios ambientales, ya que se eliminarían el impacto generado por la construcción y operación de los equipos que conforman una planta de tratamiento.
- La implementación del sistema de bombeo multifásico en el Campo Colorado, no es atractiva financieramente si la inversión se quiere recuperar únicamente con las ganancias generadas por la venta del gas producido.

- Teniendo en cuenta las predicciones de producción hechas en el Campo Colorado, el sistema de bombeo multifásico podría ser una buena opción puesto que se espera un incremento considerable en la producción de gas y de crudo, los cuales aportarían ingresos significativos para la financiación del proyecto.
- De acuerdo al estudio económico realizado se puede concluir que el método de bombeo multifásico no es una técnica recomendable para un campo marginal ya que la inversión realizada en la compra e instalación de los equipos requeridos, es alta y los ingresos son insuficientes debido a su baja producción.

RECOMENDACIONES

- Usar todos los equipos actuales del campo tales como: separadores, tanques, bombas de transferencia, etc. en otras locaciones; ya que al instalar el sistema de bombeo multifásico, ninguno de esos equipos serán necesarios. y se debe buscar cómo y dónde sean re-utilizados en lugar de desecharlos.
- Es necesario que el personal que operará el nuevo sistema, reciba un curso intensivo para el mantenimiento y operación de las bombas multifásicas, aspecto que será de gran ayuda en el manejo de alguna eventualidad que pueda comprometer la integridad de las instalaciones y de la población.
- Evaluar el aumento de la producción de crudo, obtenido por la disminución de la presión en cabeza que genera la instalación del sistema de bombeo multifásico en un campo marginal de petróleo.
- Realizar un estudio económico en el que se tenga en cuenta que el dinero adquirido por la comercialización del crudo producido por el campo, no se dispone totalmente para los gastos de mantenimiento y operación del campo; por lo que la ganancia generada será mayor que la mostrada en el presente trabajo.
- Realizar un estudio que permita diseñar un esquema de tratamiento para el gas producido al llegar a la estación de recolección más cercana, el cual permita aprovechar al máximo sus componentes.

- Ejecutar un estudio topográfico que permita evaluar la variación de las caídas de presión a lo largo de la línea de flujo ya que los cambios en la elevación del terreno influyen considerablemente en las pérdidas de presión en la tubería.
- Llevar a cabo una evaluación económica en donde se analicen los beneficios financieros de la instalación de una bomba multifásica comparados con la construcción de un gasoducto.

BIBLIOGRAFÍA

- AHMED, U., “Máximo Aprovechamiento de los Campos Petroleros Maduros”. Publicado en la Revista Oilfield Review, SLB, Autumn, 2004.
- BEGGS, Dale. “Optimization Using Nodal Analysis”. OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, Second Edition 2003.
- COOPER, P., PRANG, A., BROUSSARD, D.: “Tutorial on Multiphase Gas-Liquid Pumping” p. 160. Houston, Texas. 2002.
- DOGRU, A.H., HAMOUD, A.A., Barlow, S.G.: “Multiphase Pumps Recovers More Oil in Mature Carbonate Reservoir” Paper SPE 83910.
- ECOPETROL. Carta petrolera, edición 108. Abril- Mayo, 2003.
- ELDE, J.: “Advantages of Multiphase Boosting” Publicado en la revista Bussiness Briefing: Exploration & Production: The Oil & Gas Review. 2005
- ERAZO, D., ZURITA, A. “Estudio para la instalación de una bomba multifásica y línea de transferencia para el transporte de fluidos desde un well pad hasta la estación de producción de un campo del distrito Amazónico” Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Quito, Escuela Politécnica nacional. Octubre 2010.
- ESPINOSA, H., PATIÑO, L., FIGUEROA R., ISERNIA, D. “Bombas Multifásicas Helico-Axiales en la Producción de Petróleo, Análisis de su Comportamiento Operacional” Publicado en la Revista Ingeniería Química (Madrid) Diciembre de 2008.

- FALCIMAIGNE, J., BRAC, J., CHARRON, Y., PAIGNER, P., VILAGINES, R. "Multiphase Pumping: Achievements and Perspectives" Pulicado en la revista Oil & Gas Science and Technology, 2002
- GIUGGIOLI, A., VILLA, M., GHETTO, DE G., COLOMBI, P.: "Multiphase Pumping for Heavy Oil: Results of a Field Test Campaign" Paper SPE 56464 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Houston, Texas. 3-6 de Octubre de 1999.
- GONZÁLEZ, R., GUEVARA, E.: "Economic Field Development in Venezuela Heavy Oil Fields Using Multiphase pumping Technology" Paper SPE 30262 presentado en el Simposio Internacional de Petróleo Pesado en Calgary, Canadá, 19-21 Junio 1995.
- GUEVARA, E., PADRON, A. "Multiphase Pumping-Costa Bolivar Field Experiences" Paper PDVSA-E&P No 1998.050 Caracas, Venezuela. 1998
- KAHALI, K., RAI, R., AND MUKERJIE.: "Artificial Lift Methods For Marginal Fields" Paper SPE 21696 presentado en el Simposio De Operaciones De Producción En Oklahoma, 7-9 de Abril de 1991.
- LAFAILLE, A.: "POSEIDON: The Multiphase Boosting and Transportation Technology Now Reaching the Pre-industrial Stage" Paper SPE 20974.
- Las reservas mundiales de petróleo son menores de lo que se pensaba. (En línea) Version HTML Disponible en Internet. <<http://axxon.com.ar>>2010
- MORALES E., "Reglamento de Régimen de Incentivos a la Producción de Campos Marginales y Pequeños" Dec. 28984. Bolivia, 2006

- MUSKAT, M.: “The Proved Crude Oil Reserves of the U. S.” Publicado en la revista Petroleum Technology. p. 915-921. Septiembre de 1963.
- NAKASHIMA,C., “Modelo de Comportamiento Termodinamico de una Bomba Multifásica do Tipo Duplo Parafuso” Tesis maestría presentada a la escuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo en Brasil 2000.
- NIKHAR, G.: “Flow Assurance and Multiphase Pumping”. Tesis de Maestria, presentada a la Universidad de Texas A&M. Texas 2006
- ORTEGA R., FREDY A.: “Reservoir Management Using New Technologies To Increase Profitability Of Marginal Fields” Texas A&M. 2002
- Presentación técnica de la compañía Bornemann. (En línea).Pagina web versión HTML. (Citado 15 de Agosto). Disponible en internet <//www.bornemann-ar.com />
- REINERSTEN, O. “Development of the Tampen Area, Value Creation in a Mature Region”. Presentado en el Día de los Mercados de Capitales de Statoil. 2003.
- SAADAWI, H., “Operating Multiphase Helicoaxial Pumps in Series to Develop a Satellite Oil Field in a Remote Desert Location” Paper SPE 10978 presentado a SPE: Projects, Facilities & Construction Abu Dhabi. Junio 2008.
- SHIPPEN, M., SCOTT, S.: “Multiphase Pumping as an Alternative to Conventional Separation, Pumping and Compression” Presentado en el 34th Meeting Annual PSIG, Octubre 25 2002.

- U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Proved Reserves, (En línea), Version HTML. Disponible en internet . <<http://www.eia.doe.gov>> 2008
- ZULUAGA, A.: “Bombeo Multifásico, Curva de Declinación de Producción” Presentado en la Fundación Educativa Del Caribe en Barranquilla, Colombia. 6 de Mayo del 2010.

ANEXOS

ANEXO 1

EJEMPLO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL PATRÓN DE FLUJO EN LAS TUBERÍAS Y LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN CON LÍNEA DE 4" DESDE LA BOMBA MULTIFASICA HASTA LA ESTACIÓN LA CIRA 7

Datos:

Longitud (L)=55744,3 ft

Diámetro interno (di)= 4 pulg

GOR=2130 ft³/bl

Presión en el separador=23 psi

BSW=25%

°API=39

Gravedad específica del gas (Geg)=0,75

Gravedad específica del agua (GEw)= 1

1. Calcular: z, Rs, Bo, Bg, ρ_0 , ρ_g .

1.1 Para determinar la presión pseudocrítica y la temperatura pseudocrítica, se utiliza la **Figura A. 2**

Psc= 670psia

Tsc= 410°R

La presión pseudo reducida es igual a:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}}$$

$$P_{sr} = \frac{23}{670} = 0,056$$

La temperatura pseudoreducida es igual a:

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}}$$

$$T_{sr} = \frac{103 + 460}{410} = 1,373$$

Con los datos de presión y temperatura pseudoreducida se ingresa en la **Figura A.1** y encontramos el valor de $z=0,99$

1.2. Para determinar la relación de solubilidad en el aceite, R_s , se utiliza la correlación de Lasater $^{\circ}API > 15$

$$\text{Para } ^{\circ}API \leq 40 \Rightarrow M_o = 630 - 10 * (^{\circ}API)$$

$$\text{Para } ^{\circ}API > 40 \Rightarrow M_o = 73,11 * (^{\circ}API)^{-1,562}$$

$$M_o = 630 - (10 * 39) = 240$$

- Determinar el factor de presión al punto de burbuja

$$\frac{P_{trab} * G_{eg}}{T} = \frac{23 * 0,75}{(460 + 103)} = 0,050$$

En la figura A.3.1 se localiza el valor de la fricción molar del gas (Y_g)

$$y_g = 0,02$$

- Se calcula R_s :

$$R_s = \frac{379,4 * 350 * G_{eo}}{M_o} * \left(\frac{y_g}{1 - y_g} \right)$$

$$R_s = \frac{379,4 * 350 * \frac{141,5}{131,5 + 39}}{350} * \left(\frac{0,02}{1 - 0,02} \right) = 6,426 \frac{\text{pies}^3}{\text{bl}}$$

1.3. Mediante la correlación de Standing (P<Pb) se determina el factor volumétrico del petróleo, Bo.

$$B_o = 0,972 + 0,000147 * F^{1,175} + C$$

$$F = R_s \left[\left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) \right]^{0,5} + 1,25T$$

$$F = 6,426 \left[\left(\frac{0,75}{131,5 + 39} \right) \right]^{0,5} + 1,25 * 103 = 134,859$$

$$B_o = 0,972 + 0,000147 * 134,859^{1,175} + 0 = 1,019 \frac{\text{bl}}{\text{BF}}$$

1.4 Determinar el factor volumétrico del gas, Bg.

$$B_g = 0,0283 * \frac{z * T}{P_{irab}} = 0,0283 * \frac{0,99 * (103 + 460)}{23 + 14,7} = 0,418 \frac{\text{bl}}{\text{BF}}$$

1.5 Determinar la densidad del petróleo, ρ_0

$$\rho_o = \frac{\left(62,4 * G_{eo} + 0,0764 * G_{eg} * \frac{R_s}{5,615} \right)}{\beta_o}$$

$$\rho_o = \frac{\left(62,4 * 0,830 + 0,0764 * 0,75 * \frac{6,426}{5,615} \right)}{1,019} = 50,897 \frac{\text{lbm}}{\text{pies}^3}$$

1.6 Determinar la densidad del líquido, ρ_l

$$\rho_l = \rho_o * f_o + \rho_w * f_w = \rho_o * f_o + \rho_w * (1 - f_o)$$

$$\rho_l = 50,897 * 0,75 + 62,4 * 1 * 0,25 = 53,773 \frac{lbm}{pies^3}$$

1.7 Determinar la densidad del gas, ρ_g

$$\rho_g = \frac{2,7 * P * GEg}{z * T}$$

$$\rho_g = \frac{2,7 * 23 * 0,75}{0,99 * 563} = 0,137 \frac{lbm}{ft^3}$$

2. Determinar: A, V_{sl} , V_{sg} , v_m , λ_l , ρ_{ns} .

2.1. Calcular el área, A.

$$A = \pi r^2$$

$$A = 3,1416 * \left[\frac{4}{24} \right]^2$$

$$A = 0,087 \text{ pie}^2$$

2.2. Calcular la velocidad superficial del líquido, V_{sl}

Se estima que el campo tendrá una producción de petróleo 40 BPPD y de agua 9,4 BAPD. Por lo tanto, el campo produce 49,4 BFPD.

$$V_{sl} = \frac{q_l}{A}$$

$$V_{sl} = \frac{q_o * \beta_o + q_w * \beta_w}{A}$$

$$V_{sl} = \frac{(49,4 * (1 - 0,25) * 1,019) + (49,4 * 0,25 * 1)}{0,087} \frac{bl}{dia * pie^2} * \frac{5,615 pie^3}{bl} * \frac{dia}{86400seg}$$

$$V_{sl} = 0,037 \frac{pies}{seg}$$

2.3 Calcular la velocidad del gas, V_{sg} .

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A}$$

$$V_{sg} = \frac{q_o * (GOR - R_s) * \beta_g}{A}$$

$$V_{sg} = \frac{49,4 * 0,4 * 1,019 * (2130 - 6,426) * 0,2058 \frac{pies^3}{dia}}{0,087 pie^2} * \frac{1dia}{86400seg}$$

$$V_{sg} = 1,167 \frac{pies}{seg}$$

2.4 Calcular la velocidad de la mezcla, vm

$$vm = V_{sl} + V_{sg}$$

$$vm = 0,037 + 1,167$$

$$vm = 1,204 \frac{pies}{seg}$$

2.5 Calcular el colgamiento del liquido, λ_L

$$\lambda_L = \frac{V_{sl}}{vm}$$

$$\lambda_L = \frac{0,037}{1,204}$$

$$\lambda_L = 0,031$$

2.6 Calcular la densidad de la mezcla sin resbalamiento, ρ_{ns}

$$\rho_{ns} = \rho_l * \lambda_l + \rho_g * (1 - \lambda_l)$$

$$\rho_{ns} = 53,773 * 0,031 + 0,137 * (1 - 0,031)$$

$$\rho_{ns} = 1,788 \frac{lbm}{pies^3}$$

3. Determinar el patrón de flujo

3.1 Determinar los parámetros: L1, L2, L3, L4

$$L1 = 316 * \lambda_l^{0,302}$$

$$L1 = 316 * 0,031^{0,302} = 110,452$$

$$L2 = 0,0009252 * \lambda_l^{-2,4684}$$

$$L2 = 0,0009252 * 0,031^{-2,4684} = 4,984$$

$$L3 = 0,1 * \lambda_l^{-1,4516}$$

$$L3 = 0,1 * 0,031^{-1,4516} = 15,642$$

$$L4 = 0,5 * \lambda_l^{-6,738}$$

$$L4 = 0,5 * 0,031^{-6,738} = 7661879568$$

3.2. Se requiere el Número de Froude, N_{FR}

$$NFR = \frac{vm^2}{g * di}$$

$$NFR = \frac{1,204^2 \frac{pie^2}{seg^2}}{32,15236 \frac{pie}{seg^2} * 4 pu lg} * \frac{12 pu lg}{1 pie}$$

$$NFR = 0,135$$

3.3 Patrón de flujo

De acuerdo a la Tabla No 3, que muestra los límites de los regímenes de flujo, se determina para este cálculo un tipo de flujo segregado.

$$\lambda_1 < 0,01 \text{ y } N_{FR} < L1 \quad \text{ó} \quad \lambda_1 \geq 0,01 \text{ y } N_{FR} < L2$$

$$0,031 < 0,01 \text{ y } 0,135 < 110,452 \quad \text{ó} \quad 0,031 \geq 0,01 \text{ y } 0,135 < 4,984$$

Anexo 1.1. Ejemplo de cálculo para determinar la caída de presión por fricción con tubería de 4", desde la bomba multifasica hacia la estación LA CIRA 7.

1. Cálculo de Hold up

$$\text{Segregado: } H_l = \frac{0,98 \lambda_l^{0,4846}}{N_{FR}^{0,0868}}$$

$$\text{Intermitente: } H_l = \frac{0,845 \lambda_l^{0,5331}}{N_{FR}^{0,0173}}$$

$$\text{Distribuido: } H_l = \frac{1,065 \lambda_l^{0,5824}}{N_{FR}^{0,0609}}$$

$$\text{Transición: } H_l = A H_{l(\text{segregado})} + (1 - A) H_{l(\text{intermitente})}$$

$$A = \frac{L3 - N_{FR}}{L3 - L2}$$

Para este caso en particular, el patrón de flujo corresponde a flujo segregado; el *Hold Up* se calcula con la Ec. (33)

$$H_l = \frac{0,98\lambda_l^{0,4846}}{N_{FR}^{0,0868}}$$

$$H_l = \frac{0,98 * 0,031^{0,4846}}{0,135^{0,0868}} = 0,2158$$

2. Determinar: la viscosidad del petróleo muerto μ_{oD} , viscosidad del petróleo vivo μ_o , viscosidad del agua μ_w , viscosidad del liquido μ_l , viscosidad del gas μ_g , viscosidad del gas μ_g , viscosidad de la mezcla sin resbalamiento μ_{ns} .

2.1 La viscosidad del petróleo muerto μ_{oD} a presión atmosférica.= 14,7 psia y temperatura de flujo, se determina con la correlación de Beggs y Robinson ($P_{trab} < P_{burb.}$)

$$\mu_{oD} = 10^x - 1$$

$$x = Y * T^{-1,163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3,0324 - 0,02023 * \text{°API}$$

$$Z = 3,0324 - 0,02023 * 39$$

$$Z = 2,243$$

$$Y = 10^{2,243}$$

$$Y = 175,158$$

$$X = 175,158 * (103)^{-1,163}$$

$$X = 0,799$$

$$\mu_{oD} = 10^{0,799} - 1$$

$$\mu_{oD} = 5,29cp$$

2.2. Determinar la viscosidad del petróleo vivo, μ_o

$$\mu_o = A * \mu_{oD}^B$$

$$A = 10,715 * (R_s + 100)^{-0,515}$$

$$A = 10,715 * (6,426 + 100)^{-0,515} = 0,9684$$

$$B = 5,44 * (6,426 + 150)^{-0,338} = 0,9861$$

$$\mu_o = 0,9684 * 5,29^{0,9861} = 5,0093cp$$

2.3. Determinar la viscosidad del agua, μ_w , por la correlación de Vam Wingerm, donde se desprecia el efecto de presión y salinidad.

$$\mu_w = e^{(1,003 - 1,479 * 10^{-2} * T + 1,982 * 10^{-5} * T^2)}$$

$$\mu_w = e^{(1,003 - 1,479 * 10^{-2} * 103 + 1,982 * 10^{-5} * 103^2)}$$

$$\mu_w = 0,7334$$

2.4. Determinar la viscosidad del líquido, μ_l .

$$\mu_l = \mu_o * f_o + \mu_w * f_w$$

$$\mu_l = 19,5918 * (1 - 0,25) + 0,757448 * 0,25$$

$$\mu_l = 3,9403$$

2.5. Para determinar la viscosidad del gas μ_g , se utiliza la correlación de Lee y otros.

$$\mu_g = K * 10^{-4} \exp \left(x \left(\frac{\rho_g}{62,4} \right)^y \right)$$

T: Temperatura, °R

ρ_g : Densidad del gas, gr/cm³

Mg: Peso molecular del gas

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 * Mg) * T^{1,5}}{209 + 19 + Mg + T}$$

$$x = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01Mg$$

$$y = 2,4 - 0,2x$$

$$Mg = 28,97 * GEg = 28,97 * 0,75 = 21,7275$$

$$x = 3,5 + \frac{986}{103 + 460} + 0,01 * 21,7275 = 5,4686$$

$$y = 2,4 - 0,2 * 5,46856 = 1,3063$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 * 21,7275) * 563^{1,5}}{209 + 19 + 21,7275 + 563} = 110,8827$$

$$\mu_g = 110,8827 * 10^{-4} \exp \left(55,4686 \left(\frac{0,137}{62,4} \right)^{1,3063} \right) = 0,0111cp$$

2.6. Determinar la viscosidad de la mezcla sin resbalamiento μ_{ns}

$$\mu_{ns} = \mu_l * \lambda_l + \mu_g * \lambda_g$$

$$\mu_{ns} = \mu_l * \lambda_l + \mu_g * (1 - \lambda_l)$$

$$\mu_{ns} = 3,9403 * 0,031 + 0,0111 * (1 - 0,031)$$

$$\mu_{ns} = 0,1321$$

3. Determinar el Número de Reynolds, N_{RE}

$$N Re = 1,488 * \frac{\rho_{ns} * vm * di}{\mu_{ns}}$$

$$N_{Re} = 1,488 * \frac{1,788 \frac{lbm}{pies^3} * 1,204 \frac{pies}{seg} * 4 pu \lg \frac{pie}{12 pu \lg}}{0,1321 cp}$$

$$N_{Re} = 8804,97$$

4. Calcular el factor de fricción sin resbalamiento con Moody para tuberías lisas o con la siguiente expresión.

$$f_n = \left[2 * \log \left(\frac{N_{Re}}{4,5223 * (\log N_{Re}) - 3,8215} \right) \right]^{-2}$$

$$f_n = \left[2 * \log \left(\frac{8804,97}{4,5223 * (8804,97) - 3,8215} \right) \right]^{-2}$$

$$f_n = 0,03267$$

5. Calculo del factor de fricción para dos fases, f_{tp}

$$f_{tp} = f_n * e^s$$

$$Y = \ln \frac{\lambda_l}{H_l^2}$$

$$Y = \ln \frac{0,031}{0,2158^2} = -0,41412$$

$$S = \frac{Y}{-0,0523 + 3,18Y - 0,87Y^2 + 0,01853Y^4}$$

$$S = \frac{0,4732}{-0,0523 + 3,18 * (-0,41412) - 0,87 * (-0,41412)^2 + 0,01853 * (-0,41412)^4}$$

$$S = 0,27283$$

$$f_{tp} = 0,03267 * e^{-0,41412}$$

$$f_{tp} = 0,04292$$

6. Cálculo del gradiente de presión debido a la fricción, $\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc}$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc} = \frac{f_{tp} * v m^2 * \rho_{ns}}{2 * g_c * di}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc} = \frac{0,03834 * 1,204^{2 \frac{pies^2}{seg^2}} * 1,788 * \frac{lbm}{pies^3}}{2 * \frac{144 pu lg^2}{1 pie^2} * 32,15236 \frac{lbm}{lbf} \frac{pies}{seg^2} * 4 pu lg \frac{1 pie}{12 pu lg}}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc} = 0,000032 \frac{psia}{pie}$$

7. Cálculo de la caída de presión en la línea de transferencia, ΔP

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc} * \Delta L$$

$$\Delta P = 0,000032 \frac{psia}{pie} * 55744 pie$$

$$\Delta P = 1,795 psia$$

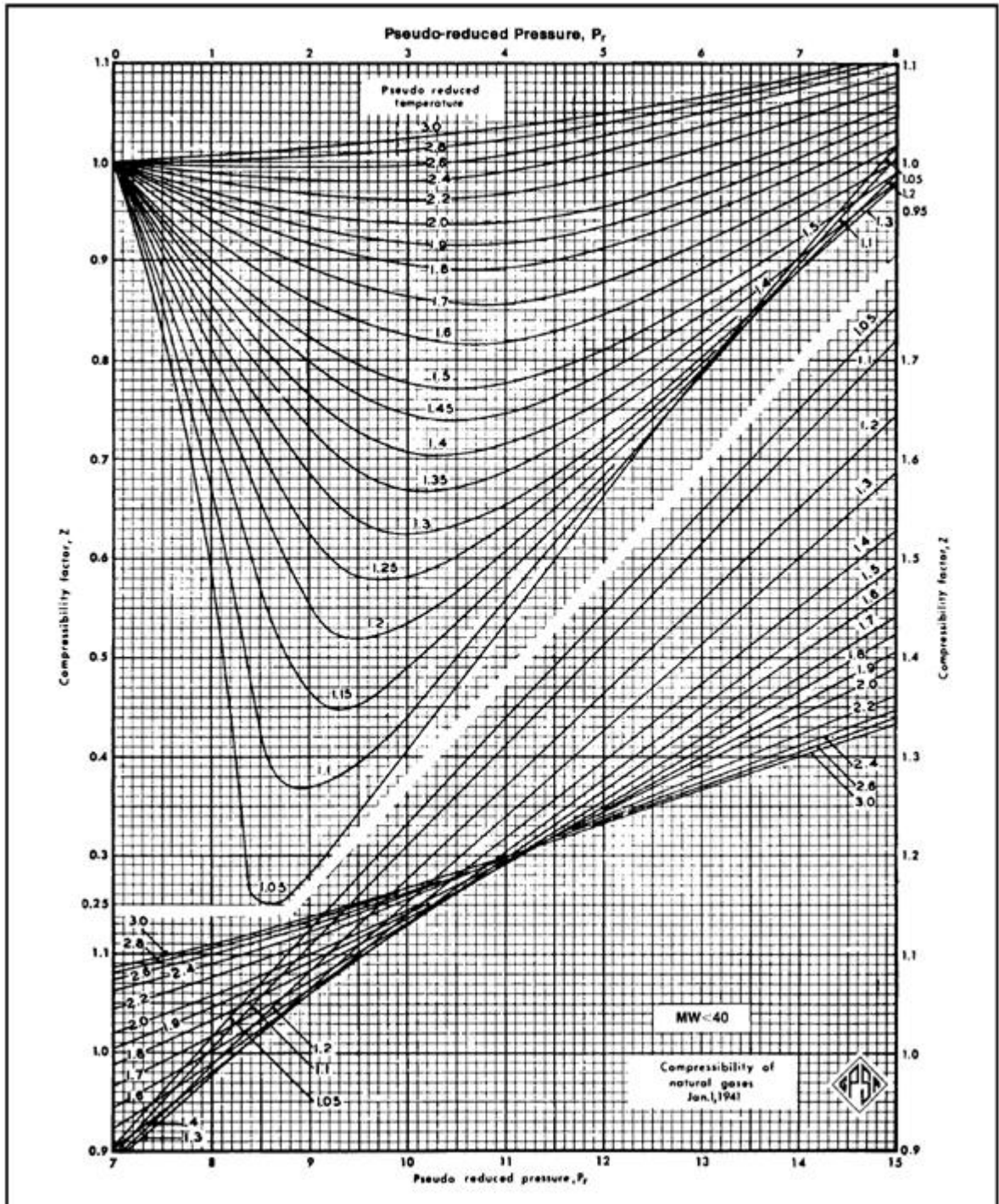
8. La presión de descarga de la bomba.

$$P_{descarga} = \Delta P + P_{trab}$$

$$P_{descarga} = 1,795 + 37,7$$

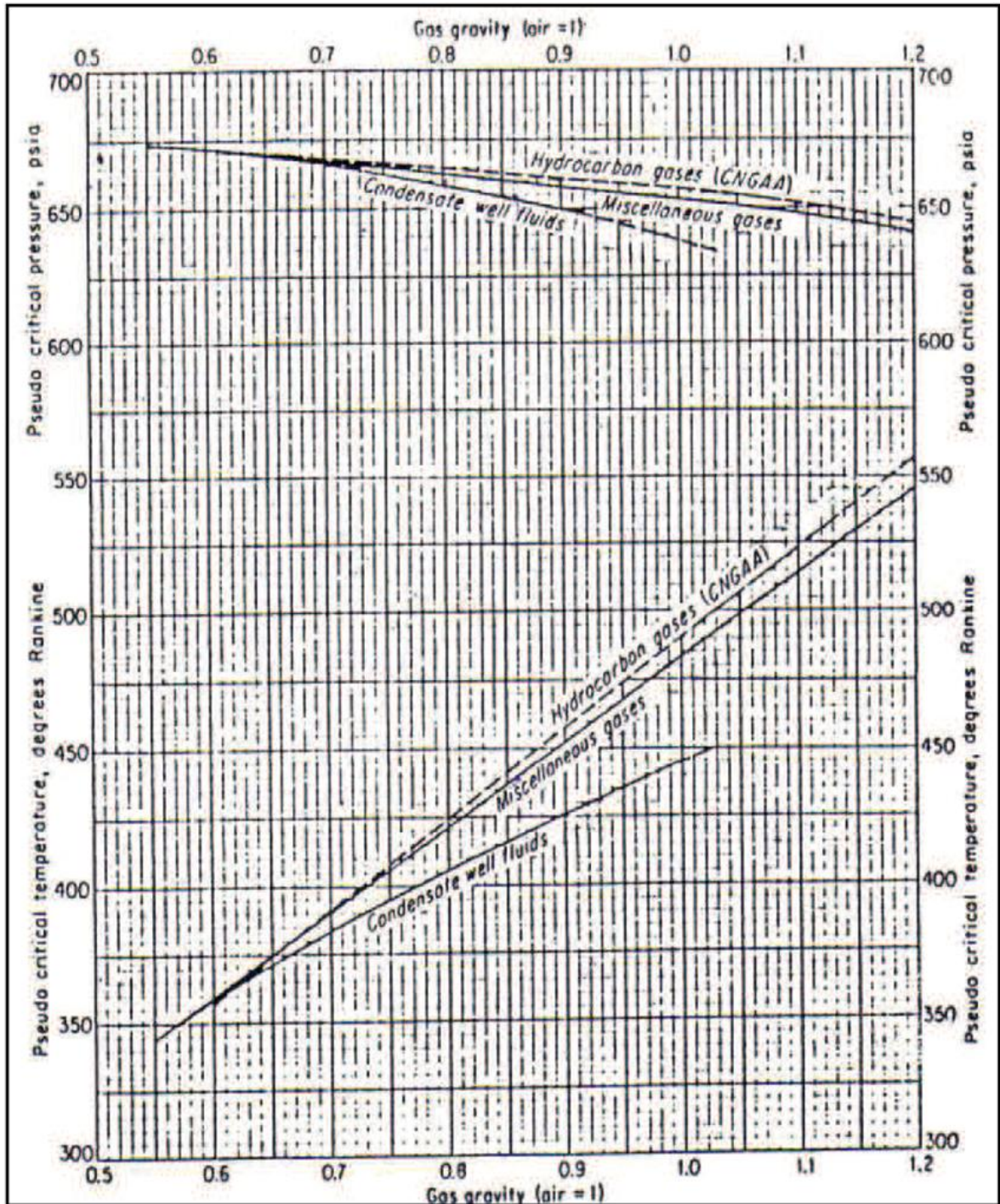
$$P_{descarga} = 39,495 psia$$

Figura A.1. Factores de Compresibilidad para gas natural



Fuente: Gas Processors Suppliers Association. GSA "Engineering Data Book".Tulsa, Oklahoma. 2004

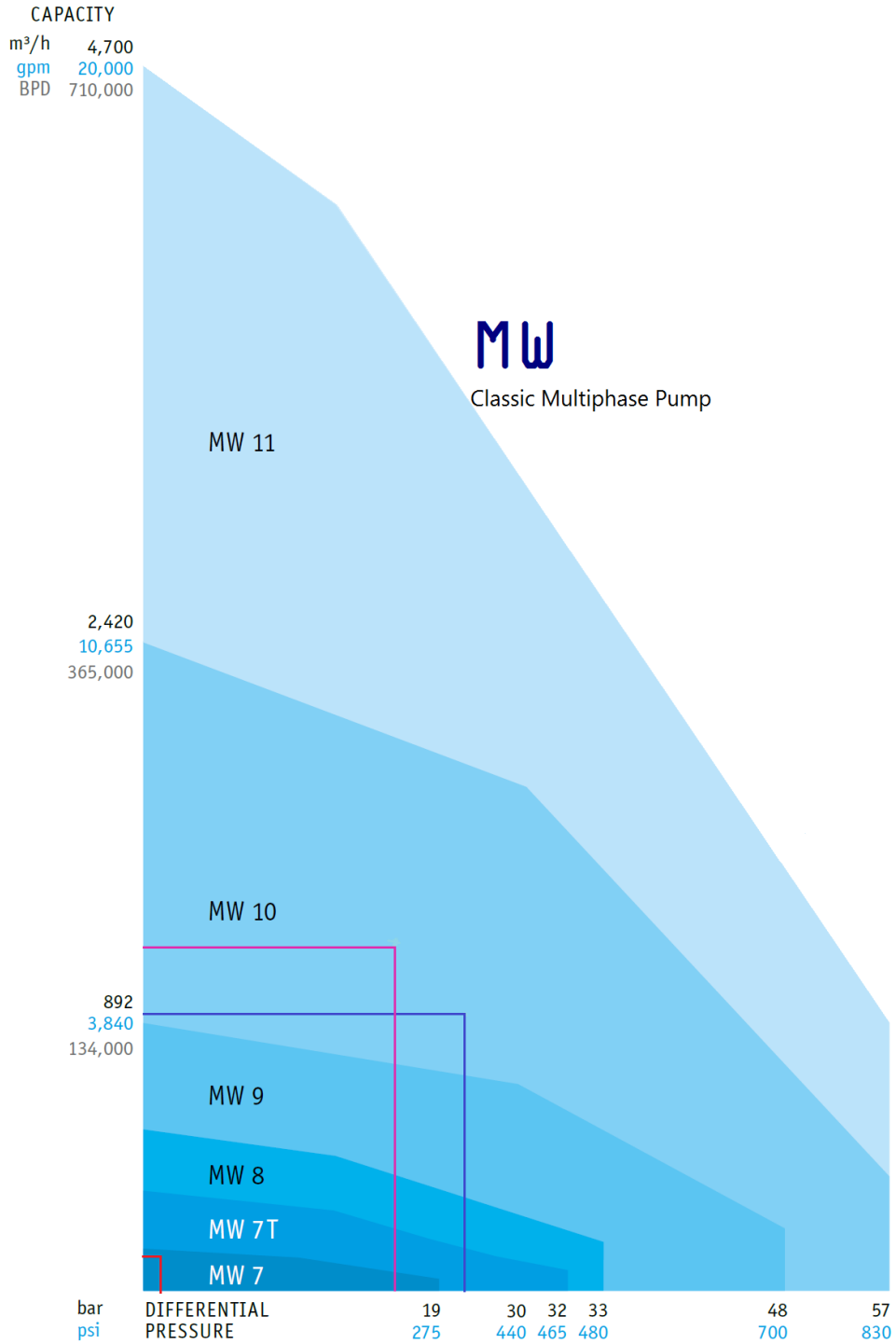
Figura A.2. Propiedades pseudocríticas del gas.



Fuente: ERAZO, D., ZURITA, A. "Estudio para la Instalación de una Bomba Multifásica y Línea de Transferencia para el Transporte de Fluidos Desde un *Well Pad* hasta la Estación de Producción de un Campo del Distrito Amazónico".

ANEXO 2

Curva para la selección del a bomba



Fuente: Bornemann Pumps