



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES –
INGENIERIA DE PRODUCCIÓN

METODOLOGÍA PARA IMPLEMENTAR EL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN DE
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL CAMPO “MOLOACAN”.

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
GABRIEL RIOS ALBINO

TUTOR PRINCIPAL
M. I. SAÚL BAUTISTA FRAGOSO
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. MAYO 2017

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Edgar Ramírez Jaramillo
Secretario: M.I Noel Santamaría Guevara
Vocal: M.I Saúl Bautista Fragoso
1^{er.} Suplente: M.C. David Escobedo Zenil
2^{d o.} Suplente: Ing. Javier Arellano Gil

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX

TUTOR DE TESIS:

M.I Saúl Bautista Fragoso

FIRMA

Agradecimientos

A Dios.

Por estar siempre en mi camino, y darme la fortaleza de seguir siempre adelante.

A mi familia.

A mi esposa Ayerim e hijos Cesar Alejandro y Gabriela Elizabeth por su amor y apoyo incondicional durante esta etapa de mi vida; gran parte de este logro es suyo.

A mis hermanos.

Por su incesante motivación a Francisco y Juana por estar conmigo siempre en las buenas y en las malas.

A mis amigos.

Por su amistad incondicional y por sus palabras de aliento.

A las autoridades de la máxima casa de estudios de México la UNAM.

Por haberme dado la oportunidad de aprender de sus excelentes docentes y en especial a mi jurado.

A las autoridades administrativas de PEMEX del Activo de Producción Cinco Presidentes y en especial al Dr. Carlos Oropeza Vázquez.

Por su constante gestión y apoyo en la realización de este proyecto.

A mis compañeros del posgrado de la UNAM.

Por su amistad y por el trabajo en equipo que realizamos y el placer de haber compartido tantos momentos gratos con ustedes.

A mis Profesores.

A todos les agradezco su interés por transmitir sus conocimientos, por compartir su tiempo y por impulsar el desarrollo de mi formación profesional.

A mi tutor el M.I. Saúl Bautista Fragoso.

Por su asesoría y ayuda para realizar este trabajo y por sus enseñanzas, que me abrieron nuevas perspectivas como profesional.

Índice

Portada	
Agradecimientos	
Lista de figuras.....	7
Lista de tablas.....	9
Resumen.....	10
Abstrac.....	11
Introducción.....	12
Capítulo I Identificación del problema	13
1.1.- Fracaso del cambio de Sistema Artificial de Producción (SAP) de Bombeo Neumático a Bombeo Mecánico en el campo Moloacan.....	13
1.2.- Planteamiento del problema.....	15
1.3.- Objetivo general.....	16
1.4.- Justificación.....	17
1.5.- Alcance y delimitación.....	17
Capítulo II Marco teórico	18
2.1.- Reseña historia del Levantamiento Artificial.....	18
2.2.- Historia: levantamiento por varillas de succión (Bombeo Mecánico).....	19
2.3.- El equipo estándar frontal y varillas de bombeo.....	20
2.4.- El auge de la unidad de Bombeo Balancín.....	21
2.5.- El dinamómetro, entendiendo la dinámica del sistema de Bombeo Mecánico.....	22
2.6.- Historia del Levantamiento por Gas (Gas Lift).....	24
2.7.- Comienzos del Levantamiento por Aire (Air Lift).....	24
2.8.- Transición del Levantamiento por Aire al Levantamiento por Gas (Gas Lift).....	26
2.9.- Levantamiento por gas (Gas Lift): 1975-Actualidad.....	28
2.10.- Historia del Bombeo Eléctrico Sumergible.....	29
2.11.- Historia del Levantamiento por Bombeo-Hidráulico.....	31
2.12.- Bombeo de Pistón Hidráulico de uno y de doble acción.....	31
2.13.- Bombeo Jet.....	33
2.14.- Historia del Bombeo de Cavidades Progresivas.....	34
2.15.- Generalidades del sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.....	35
2.16.- Aplicaciones, rango de aplicación, ventajas y desventajas del BCP.....	36
2.16.1.- Aplicaciones.....	36

2.16.2.- Rangos de aplicación.....	36
2.16.3.- Ventajas.....	37
2.16.4.- Desventajas.....	38
2.17.- Descripción del sistema.....	39
2.18.- Principio de funcionamiento.....	39
Capítulo III Antecedentes del campo.....	42
3.1.- Ubicación Geográfica.....	42
3.2.- Antecedentes del Proyecto.....	42
3.3.- Características del yacimiento.....	43
3.4.- Yacimiento A-2- Bloque III.....	44
3.5.- Yacimientos A-1, A-2 Bloque IV.....	45
3.6.- Yacimientos A-1 Y A-2 Bloque V.....	45
3.7.- Yacimiento A-1 y A S/N Bloque VI.....	46
3.8.- Yacimiento A-2 Bloque VII.....	46
3.9.- Estado de pozos.....	46
3.10.- Comportamiento histórico de producción del campo Moloacan.....	50
Capítulo IV Selección del Sistema Artificial de Producción.....	51
4.1.- Consideraciones Técnicas para selección del Sistema Artificial de Producción...51	
4.1.1.- Procedimiento de selección de sistema de producción y de diseño.....	51
4.1.2.- En el sistema.....	52
4.1.3.- Análisis preliminar del sistema de producción.....	52
4.1.4.- Sensibilidades (corridas).....	52
4.1.5.- Requerimientos energéticos e infraestructura.....	53
4.1.6.- Evaluación de requerimientos.....	53
4.1.7.- Evaluación económica.....	54
4.1.8.- Definición del método de producción.....	54
4.1.9.- Criterios empleados en la selección de los métodos.....	54
4.1.10.- Factores considerados para la jerarquización de los métodos de producción.....	55
4.2.- Escenarios a considerar en los sistemas artificiales de producción.....	57
4.2.1.- Criterios de selección del Sistema Artificial de Producción.....	65
4.2.2.- Resultados.....	66
Capítulo V Diseño de Bombeo de Cavidades Progresivas.....	67

5.1.- Diseño del Sistema Artificial de Producción B.C.P.....	67
5.2.- Diseño y selección de los componentes del sistema.....	68
5.2.1.- Equipos de Subsuelo.....	68
5.2.1.1.- Bomba de Cavidades Progresivas (BCP).....	80
5.2.1.2.- Selección del tipo de tubería de producción.....	82
5.2.1.3.- Cálculo de los esfuerzos de tensión, torsión y dimensiones de la varilla.....	82
Capítulo VI Metodología de implementación del B.C.P.....	85
6.1.- Consideraciones de la metodología.....	84
6.2.- Diagrama de flujo para implementar la metodología del sistema artificial de producción de Bombeo de Cavidades Progresivas.....	84
6.3.- Identificar el problema.....	85
6.4.- Documentar, recabar y analizar literatura técnica referente a los sistemas artificiales de producción con mayor éxito utilizados en la extracción de crudos pesados.....	87
6.5.- Seleccionar el área del yacimiento Moloacan para implementar el B.C.P.....	89
6.5.1.- Área B donde se localiza el pozo Moloacan No. 856.....	90
6.6.- Recopilar y analizar la información del pozo Moloacan No. 856.....	93
6.6.1.- Datos de producción.....	93
6.6.2.- Registro de pozos.....	94
6.6.3.- Datos de Yacimiento.....	93
6.6.4.- Datos de terminación.....	95
6.7.- Simular la curva de afluencia IPR del pozo Moloacan No. 856.....	97
6.7.1.- Método del Índice de Productividad.....	98
6.7.2.- Método predicción del IPR en el tiempo.....	98
6.8.- Diseño y Simulación mediante software PC-PUMP Moloacan No. 856.....	99
6.8.1.- Simulación en PC PUMP.....	99
6.9.- Resultado de las simulaciones.....	101
6.9.1.- Evaluación económica del S.A.P.....	103
6.9.1.2.- Costos asociados.....	104
6.10.- Programa para implementar el B.C.P. en serie iniciando con los pozos cerrados con posibilidades de explotación del campo Moloacan.....	106
6.11.- Supervisión, evaluación y monitoreo de la información.....	107
6.12.- Optimización del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.....	108
6.13.- Documentar y difundir los resultados obtenidos.....	108

Capítulo VII Análisis de resultados	110
7.1.- Modelo tipo de estado mecánico propuesto.....	110
7.2.- Condiciones de operación iniciales del modelo propuesto.....	111
7.3.- Atenuar la declinada mediante la aplicación de la metodología.....	111
Capítulo VIII Conclusiones	115
Nomenclatura.....	117
Referencias bibliográficas.....	118

Lista de figuras

Figura 1.1 Ciclo de diseño y reparación de pozos del Campo Moloacan.....	13
Figura 2.1 Esquema de la unidad de bombeo convencional moderna con los principales componentes del sistema de levantamiento, varilla de succión / viga de bombeo. (SPE: 2007).....	18
Figura 2.2 Un pozo en operación de bombeo que utilizan el "Equipo frontal estándar" (Circa 1865).....	19
Figura 2.3 Primer dispositivo petróleo-pozo-relacionados patentado air-lift "eyector de aceite para pozos de petróleo".....	22
Figura 2.4 Instalación ESP # 1. Contrato de arrendamiento petrolero Phillips, cerca de Burns, Kansas, 1928.....	29
Figura 2.5 Esquema de un sistema de bombeo hidráulico de un pozo.....	30
Figura 2.6 Bomba de cavidades progresivas utilizadas para la elaboración de alimentos.....	34
Figura 2.7 Sistema de Bombeo de Cavidad Progresivas.....	38
Figura 2.8 Corte transversal general de una BCP.....	39
Figura 2.9 Principio de funcionamiento del BCP.....	40
Figura 2.10 Dibujo tridimensional de una BCP.....	41
Figura 3.1 Localización del campo petrolero Moloacan.....	42
Figura 3.2 Plano de distribución de agua de los pozos inyectores.....	49
Figura 3.3 Comportamiento histórico de producción.....	50
Figura 4.1 Componentes del Sistema Bombeo de Cavidades Progresivas.....	56
Figura 5.1 para la selección del diámetro del rotor.....	69
Figura 5.2 Curva de índice de productividad lineal.....	70
Figura 5.3 Configuración del pozo.....	71
Figura 5.4 Configuración del pozo para el cálculo de la presión de succión.....	72
Figura 5.5 Configuración del pozo para el cálculo de la presión de descarga.....	74
Figura 5.7 Selección de la bomba.....	80

Figura 6.1 Diagrama de proceso para implementar la metodología.....	84
Figura 6.2 Ciclo de diseño y RME empleados en el campo Moloacan.....	85
Figura 6.3 Área B del yacimiento Moloacan donde las saturaciones de aceite son aceptables para implementar el SAP-BC (PEP).....	89
Figura 6.4 Pronostico de producción Campo Moloacan.....	90
Figura 6.5 Introducción de datos a software.....	96
Figura 6.6 IPR pozo Moloacan No. 856.....	98
Figura 6.7 Captura de parámetros para el diseño y simulación del pozo.....	99
Figura 6.8 Análisis de resultados Moloacan No. 856.....	100
Figura 6.9 Selección de la bomba y su eficiencia	101
Figura 6.10 Plan de explotación campo Moloacan SAP-BCP.....	108
Figura 7.1 Modelo propuesto de estado mecánico.....	109
Figura 7.2 Atenuar la declinación de la producción del campo Moloacan	111

Lista de tablas

Tabla 1.1 Pozos cerrados con posibilidades de explotación campo Moloacan.....	15
Tabla 2.1 Rangos de aplicación del sistema BCP.....	36
Tabla 3.1 Características operativas de los pozos productores.....	47
Tabla 3.2 Pozos inyectoros que se encuentran cerrados.....	48
Tabla 4.1 Pruebas de producción pozo Moloacan No.856.....	51
Tabla 4.2 Resultados de corridas realizadas software PC-PUMP Mol.856.....	53
Tabla 4.3 Características particulares de los sistemas artificiales de producción.....	57
Tabla 4.4 Criterios de selección de SAP- Económicos.....	58
Tabla 4.5 Criterios de selección de SAP-Equipos.....	59
Tabla 4.5.1 Criterios de selección de SAP-Equipos.....	60
Tabla 4.5.2 Criterios de selección de SAP-Equipos.....	61
Tabla 4.6 Criterios de selección del SAP-Pozo.....	62
Tabla 4.7 Criterios de selección de SAP-Yacimientos.....	63
Tabla 4.8 Resumen de resultados selección del SAP.....	64
Tabla 5.1 Selección del elastómero.....	67
Tabla 5.2 Aplicación en campo de las varillas según su grado.....	81
Tabla 5.3 Dimensiones y características de las varillas.....	82
Tabla 6.1 Datos técnicos de pozo Moloacan No. 856.....	91
Tabla 6.2 Registros de presión de fondo cerrado Moloacan No.856 (PEP.).....	92
Tabla 6.3 Factor de recuperación campo Moloacan (PEP.).....	93
Tabla 6.4 Tuberías de revestimiento y tubería de producción.....	94
Tabla 6.5 Parámetros ingresados a software PC-PUMP.....	99
Tabla 6.6 Resultados de corridas software (bombas).....	101
Tabla 6.7 Resultados de corridas en software.....	102
Tabla 6.8 Costos asociados de materiales y equipos (Schulumberger).....	104
Tabla 6.9 Tipo de cambio de \$18.0 pesos/dólar.....	104
Tabla 6.10 Resultados económicos del proyecto	105
Tabla 6.11 Análisis de recuperación de inversión del SAP BCP.....	105
Tabla 6.12 Programa propuesto para cambio de BM a BCP.....	106
Tabla 7.1 Condiciones iniciales propuestas para operar el BCP.....	110
Tabla 7.2 Causas principales de paro y cierre del pozo Moloacan No.856.....	112

Resumen

El Campo Petrolero Moloacan actualmente opera con el Sistema Artificial de Producción(S.A.P.), de Bombeo Mecánico Convencional(B.M.C.),cuya limitante principal es que no puede manejar más de 0.1 por ciento de arena con bombas especiales; hasta el día de hoy se continúan diseñando pozos con alto por ciento de solidos con este Sistema Artificial, lo que ocasiona fallas continuas provocando afectaciones en los componentes subsuperficiales (aparejo de producción y bombas), lo que ocasiona el cierre de pozos, afectando la producción y originando grandes perdidas económicas para la empresa, Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Los pozos petroleros en el campo Moloacan operan de una forma ineficiente con el Sistema Artificial Bombeo Mecánico. Lo que en este trabajo se realizo, es la revisión de la literatura de los S.A.P. que operan con mayor éxito en el manejo de aceites pesados con producción de arenas no consolidadas (manejo de altos porcentajes de sólidos “arenas”), y el resultado de esta investigación nos indica que el Bombeo de Cavidades Progresivas es el Sistema Artificial de Producción adecuado para operar en los pozos del campo Moloacan ya que puede manejar arriba de un 40 por ciento de arenas en aceites pesados. Se propone una Metodología de implementación del Bombeo de Cavidades Progresivas para el campo Moloacan, que toma en cuenta la Evaluación Económica del B.C.P. para conocer la eficiencia y rentabilidad del proyecto; el resultado de dicha evaluación nos indica que es un proyecto económicamente rentable. Con base a la eficiencia y rentabilidad del proyecto se determinó que es factible aplicar la metodología de implementación del Bombeo de Cavidades Progresivas ya que considera todos los requerimientos técnicos y económicos para una exitosa implementación.

Abstract

The Moloacan Oil Field currently operates with the Beam Pumping (B.P.), whose main limitation is that it cannot handle more than 0.1 percent sand with special pumps; until today, continue to design wells with high percent of solids with this Artificial System Production (A.S.P)., which causes continuous faults causing affectations in the subsurface components (production equipment and pumps), which causes the closing of wells, affecting the production and causing great economic losses for the company, Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Oil wells in the Moloacan field operate inefficiently with the Artificial System Production (A.S.P.), Beam Pumping; what was done in this work is the review of the literature of the A.S.P. which operate more successfully in the handling of heavy oils with production of unconsolidated sands (handling of high percentages of solids "sands"), and the result of this investigation indicates that the Progressive Cavity Pumping (P.C.P.), is the appropriate Artificial System Production to operate in the Moloacan field wells as it can handle up to 40 percent of sands in heavy oils. A Methodology for the Implementation of Progressive Cavity Pumping for the Moloacan field is proposed, which takes into account the Economic Evaluation of P.C.P. To know the efficiency and profitability of the project; the result of this evaluation indicates that it is an economically profitable project. Based on the efficiency and profitability of the project, it was determined that it is feasible to apply the methodology of implementation of the Progressive Cavity Pumping as it considers all the technical and economic requirements for a successful implementation.

Introducción

En la actualidad cualquier empresa que pretenda ser competitiva y para lograr permanecer en el mercado de hidrocarburos, tiene que realizar una serie de acciones orientadas al incremento de la recuperación final de hidrocarburos, por lo anterior Petróleos Mexicanos (PEMEX), ha impulsado a los ingenieros petroleros a buscar metodologías que permitan obtener la mayor recuperación de aceite en cada pozo y en cada yacimiento. Es evidente que mejorar la recuperación primaria es una de las mejores opciones para aumentar las reservas y la recuperación final, sin embargo, se ha podido observar que donde la implementación de Sistemas Artificiales es limitada, como en el caso de instalaciones submarinas, donde la recuperación de hidrocarburos cae a tasas muy bajas. Hoy en día la implementación de un Sistema Artificial de Producción adecuado es de suma importancia en la recuperación final de hidrocarburos.

Los retos que plantea la producción de petróleo en aguas profundas y yacimientos no convencionales también requieren nuevas metodologías para mejorar la recuperación e incrementar la rentabilidad de cada campo.

En este trabajo se trata lo relacionado al Bombeo de Cavidades Progresivas (B.C.P), como un sistema que ha sido probado con éxito por lo que se plantea su implementación con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos.

Como ejemplo se desarrolló una metodología para aplicar el Bombeo de Cavidades Progresivas en el campo Moloacan, tomando como base lo realizado en algunos campos petroleros de Canadá, donde se registra el mayor éxito en la aplicación del B.C.P. para el manejo de aceite viscoso con producción de arenas no consolidadas.

Capítulo I Identificación del problema

1.1.- Fracaso del cambio de Sistema Artificial de Producción (S.A.P.) de Bombeo Neumático a Bombeo Mecánico en el campo Moloacan

En el Campo Petrolero Moloacan actualmente no existe sistema de compresión de gas (Bombeo Neumatico), debido a que fue desmantelando paulatinamente, principalmente por presencia de asentamientos humanos cercanos a la red de bombeo neumático; esta fue la causa primordial por la que se cambió el S.A.P. de bombeo neumático a bombeo mecánico (B.M.).

El cambio de SAP de B.N. a B.M. se masifico en todo el campo, iniciando 1967 hasta 2002, el mencionado cambio se realizó con errores de diseño por parte del personal técnico, debido a que no se consideraron las propiedades físicas de los fluidos producidos en el yacimiento , además de que las unidades de bombeo mecánico que se instalaron fueron desechadas por el Activo Poza Rica por lo que dichas unidades fueron recuperadas por el Activo de Producción Cinco Presidentes e instaladas en el campo Moloacan. El error de diseño e implementación ha persistido por cuatro décadas, pese a que el personal técnico de ingeniería tiene información y conocimientos de que existen otras alternativas al SAP-Bombeo Mecánico (B.M.) más eficientes; descrito lo anterior; esté trabajo pretende proponer una metodología para la implementación del sistema de bombeo de cavidades progresivas en el campo Moloacan, tomando como base la revisión y análisis de documentos técnicos empleados en la explotación de aceites pesados con producción de arenas no consolidadas, con la finalidad de mejorar la productividad, lograr una exitosa implementación del B.C.P. y como consecuencia la rentabilidad.

En la figura 1.1 se esquematiza como se han diseñado y reparado los pozos del Campo Moloacan, donde se visualiza el ciclo de diseño de Bombeo Mecánico, se revisaron y analizaron documentos técnicos empleados en la explotación de aceites pesados con producción de arenas no consolidadas y se determinó que la implementación del SAP-BM no fue exitosa debido a que los pozos del campo producen crudo viscoso con arenas no consolidadas (principal problema), además se tienen constantes fallas de operación, varillas desconectadas, fallas del equipo subsuperficial (arenamiento de bombas), falla en los equipos de superficie, falta de mantenimiento en aparejos de bombeo mecánico, bombas calzadas y falta de refaccionamiento para BM (unidades obsoletas); además de que no se lleva a cabo la transferencia de tecnología, es decir se omiten procedimientos y literatura básica para el diseño del SAP aunado al escaso "know-how" por parte del personal técnico involucrado en el diseño, lo que trajo como consecuencia que la masificación del BM fracasara y ha traído como consecuencia pérdidas de millones de dólares a PEMEX.

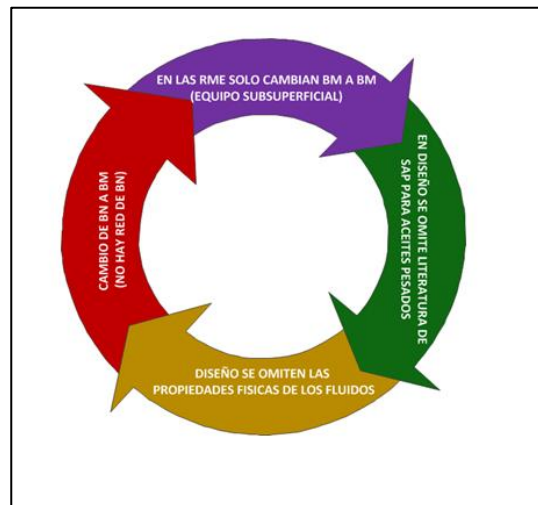


Figura 1.1 Ciclo de diseño y reparación de pozos del Campo Moloacan.

1.2.- Planteamiento del problema

Actualmente en el Campo Moloacan, existen pozos cerrados con posibilidades de explotación los que están habilitados con el sistema artificial de bombeo mecánico (tabla 1.1); los resultados del análisis de S.A.P. indican que no fueron exitosos los cambios del sistema artificial de producción de BN a BM, debido a que las U.B.M. son consideradas como inadecuadas en el manejo de arena.

Pozos Cerrados en programa de intervención	Pozo Moloacan No:	Pozo Moloacan No:
Pozos cerrados con posibilidades de explotación.	121	486
	321	524
	338	619
	352	626
	385	638
	407	641
	408	693
	434	856
	466	1400

Tabla 1.1 Pozos cerrados con posibilidades de explotación pozos habilitados con U.B.M. campo Moloacan (PEP 2014).

En la búsqueda de mejores opciones que ofrezcan oportunidades de desarrollo para la producción de los crudos pesados con arenas no consolidadas, se pretende evaluar la metodología que permita implementar el sistema de bombeo de cavidades progresivas en el campo Moloacan, considerando las características de los fluidos producidos de los pozos candidatos, así como la

curva de afluencia, el estado mecánico, la disponibilidad de energía eléctrica e instalaciones en superficie, etc., para finalmente hacer recomendaciones de la factibilidad de la implementación del Sistema Artificial de Producción SAP-BCP.

El Sistema Artificial de Producción B.C.P. presenta ciertas ventajas en comparación con el bombeo mecánico, el bombeo Hidráulico JET y el bombeo electro centrífugo; algunas de estas ventajas son:

- Bajos costos de instalación del equipo.
- Bajo consumo de energía.
- Buen manejo de productos viscosos.
- Excelente S.A.P en el manejo de altos porcentajes de arena del 40 al 70 %.
- Fácil instalación en espacios limitados.
- Mantenimiento económico, simple y rápido.

1.3.- Objetivo general

Desarrollar una metodología que permita evaluar la sustitución del sistema artificial de producción de Bombeo Mecánico a Bombeo de Cavidades Progresivas e iniciar su implementación en el Campo Moloacan.

1.3.1.- Objetivos específicos

- Analizar la historia del levantamiento artificial.
- Seleccionar del pozo candidato para la implantación del S.A.P. de B.C.P., con base a un análisis previo de los parámetros óptimos de selección.
- Seleccionar el área del yacimiento donde se aplicara el S.A.P.-B.C.P.
- Analizar el comportamiento de afluencia del pozo en estudio (IPR).

- Diseñar el S.A.P.-B.C.P. auxiliándose con la herramienta especializada Simulador PC-PUMP, para sugerir las condiciones ideales de instalación.
- Implementar la metodología del Sistema Artificial de producción Bombeo de Cavidades Progresivas en el campo Moloacan.
- Analizar el aspecto económico definiendo los indicadores de rentabilidad del proyecto.

1.4.- Justificación

En este trabajo se propondrá una metodología para la implementación el sistema artificial de producción de Bombeo de Cavidades Progresivas en el campo Moloacan dicha metodología considerara aspectos tanto superficiales, de subsuelo y económicos que permiten impulsar la obtención de resultados y la generación de valor.

1.5.- Alcance y delimitación

En el presente trabajo se realizará:

- El análisis y selección del SAP más adecuado para el tipo de fluidos producidos en el campo Moloacan.
- La selección del pozo candidato.
- La selección del área del yacimiento donde se aplicara el SAP.
- La simulación en el programa PROSPER (curvas IPR).
- El diseño del BCP mediante software PC-PUMP.
- La evaluación económica del SAP-BCP propuesto.

El estudio se limita al análisis de los pozos del Campo Moloacan.

Capítulo II Marco teórico

2.1.- Reseña historia del Levantamiento Artificial

En Agosto 27 de 1859, cerca de Titusville, Pennsylvania, USA, "El Coronel Edwin Laurentine Drake encontró "roca-aceite" en un pozo perforado deliberadamente para producirlo.

No era sólo el aceite que marcó el comienzo de la era moderna de petróleo, sino también el equipo y las herramientas de Drake y su perforador, quienes se volvieron expertos en pozos-salwater, con el apoyo del herrero Unkle Billy Smith; quienes diseñaron equipos y herramientas para perforar y bombear el petróleo de pozos.

Con el paso del tiempo la producción de la industria petrolera pudo lanzar su fenomenal expansión, tal como lo escribió el pionero del bombeo hidráulico Clarence J. Coberly en "equipo Producción" (Historia de la Ingeniería de petróleo, Instituto Americano del Petróleo 1961), "con las herramientas y técnicas casi idénticas que se habían desarrollado en la industria de pozos de agua".

La mayor influencia en el equipo de producción inicial utilizado por la industria petrolera, escribe Coberly, fue el resultado de las herramientas de cables que se utilizaron para perforar los pozos: El haz de un pie oscilante fueron medios simples y eficaces de levantamiento y el dejar caer el equipo de percusión; también fue muy adecuado para el funcionamiento de la bomba de émbolo en agujero inferior una vez que se completó el pozo. Ambas cargas de perforación y bombeo fueron lo suficientemente pequeña para permitir el uso de elementos estructurales de madera con un par de piezas de hierro para servir como puntos de apoyo, así con este equipo eficaz y de bajo costo se logró extraer volúmenes importantes de aceite crudo.

Coberly también observo que casi todos los avances en la perforación y métodos de producción dependían directamente o indirectamente del uso de la tubería (casing). El primer pozo entubado probablemente fue en 1861.

Dentro de los 10 años siguientes Drake implemento los pozos entubados que fueron rutinarios y los equipos de bombeo convencionales (fig. 2.1); los pozos fueron establecidos como un conjunto de lo que hoy se conoce como el “equipo frontal estándar”.

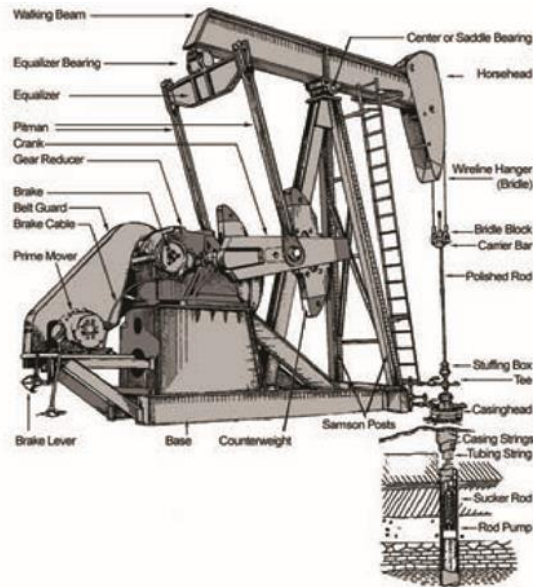


Fig. 2.1 Esquema de la unidad de bombeo convencional moderna con los principales componentes del sistema de levantamiento, varilla de succión / viga de bombeo. (SPE: 2007)

2.2.- Historia: levantamiento por varillas de succión (Bombeo Mecánico)

El bombeo mediante la combinación de una viga y varillas de bombeo se remonta al menos a 476 AC, cuando los balancines se utilizaban en Egipto. Además cuando los arqueólogos excavaban; encontraron que ya existían en los hogares de las familias más ricas, bombas de doble acción en el Imperio Romano, bombas hechas de plomo fundido, con pistones de madera y cuero las varillas de succión romanas estaban hechas de maderas y trabajaron en compresión (fig 2.2).

Fueron utilizadas sobre todo en tierra hoy han sido, el tipo más común de equipos para el levantamiento de aceite a lo largo de los últimos 155 años.

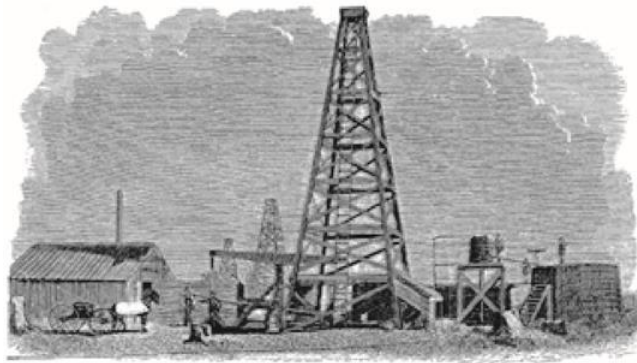


Fig. 2.2 Un pozo en operación de bombeo que utilizan el "Equipo frontal estándar" (Circa 1865).

2.3.- El equipo estándar frontal y varillas de bombeo

Boverton Redwood en 1886, escribieron el petróleo y sus productos, describen una instalación de varillas de bombeo de su tiempo: "El barril de trabajo de la bomba se coloca en la parte inferior del pozo en el extremo de la tubería, una pieza de tubería perforada de longitud adecuada, denominada el "ancla", que se adjunta al extremo inferior del barril de trabajo.

"Para la succión de la bomba el número requerido de varillas de bombeo de madera, atornilladas entre sí, están unidos, por el extremo superior de la sarta de varillas está conectado con el balancín. Hay, por supuesto, una válvula en el fondo del barril de trabajo, y en la succión. La succión está provista de una serie de tres o cuatro acoplamientos de cuero, que son presionadas contra el barril de trabajo por el peso de la columna de aceite".

Desde 1859, las varillas de succión estaban hechas de nogal. Las varillas de succión de hierro fueron introducidos a finales del 1800 y de acero al carbono, cajas y pernos en el año 1900. Con el paso del tiempo los pozos fueron perforados a mayor profundidad fueron perforados los pozos y entraron en operación de

acuerdo a la demanda de bombeo, posteriormente el peso de la cadena de varilla de acero fue reconocido como un problema a comienzos de 1917.

Para compensar este peso se utilizaron materiales compuestos en la fabricación de varillas, y se hicieron varillas tubulares huecas. En 1923 se hizo un esfuerzo para minimizar las fallas de las varillas involucrando tratamiento térmico en los extremos de las varillas. La primera normalización, fue hecha en 1927. Las varillas de succión de acero con tratamiento térmico fueron ofrecidas en el mercado a partir de 1930.

Sin embargo, las varillas de succión seguían siendo un problema de tal forma que en 1935 se discute sobre los límites de corrosión y fatiga de los materiales de las varillas de succión, en el trabajo de Blaine B. y C. Norman Bowers, "Es un hecho poco habitual en la industria de que el uso de una pieza sencilla de equipos como una varilla de bombeo presenta de manera complicada un problema para a solucionar".

2.4.- El auge de la unidad de Bombeo Balancín

El sistema hidráulico de perforación rotatoria comenzó a ser desarrollado y utilizado a finales de tres décadas del siglo 19 para perforación de pozos de agua y para pozos de petróleo de poca profundidad en lugares donde no se podría utilizar con eficacia la percusión (herramienta-cable) la perforación no podía ser efectiva. Aumentó su uso después de su gran éxito con el pozo Spindletop cerca de Beaumont, Texas, en 1901, se hicieron modestas mejoras alrededor de 1915.

De 1915 a 1927 se realizaron cambios importantes al equipo de perforación rotaria, pero la herramienta-cable y equipo de percusión del equipo estándar frontal mantuvieron su dominio en la industria. El peso y la potencia de los equipos de herramienta-cable aumentaron durante ese período para pozos que se hicieron más profundos.

John H. Suter señala en una patente expedida en octubre de 1925, "en el bombeo de pozos profundos, tales como pozos de petróleo, una bomba

reciprocante es comúnmente usada, el movimiento mecánico se transmite al pistón por medio de una varilla de succión. En tales construcciones, debido a la gran longitud de la varilla de bombeo requerida, varias dificultades se unen. Entre ellas son, el estiramiento de la varilla en cada carrera, la separación de la varilla, desgaste excesivo en la varilla en el roce contra el revestimiento, el peso de las piezas al ser movido, y el pandeo de la varilla. Estos factores dan como resultado la disminución de la eficiencia y la rotura de sus partes". En 1932, con la evolución de la eficiencia de las unidades de engranajes de reducción, que, a su vez, permitieron la introducción del multicilindro, motor a gas, altas velocidad en motores primarios, y con el desarrollo eficiente de los servicios a pozos móvil, lo cual eliminó la necesidad de proporcionar potencia y levantamiento en cada pozo, el equipo frontal estándar había dado paso a unidades de bombeo mecánico.

2.5.- El dinamómetro, entendiendo la dinámica del sistema de Bombeo Mecánico

La transmisión de potencia utilizada en las varillas de succión para incremento continuo en proporción geométrica a mayor profundidad a la que se perforaron los pozos. Esto llevó a un análisis de comprender las fuerzas en el trabajo cuando un sistema es movido por varillas elásticas o cargas transferidas al mecanismo de bombeo.

En el artículo, "Un Pozo-aceite, Dinagrama de la Bomba" (API26-094), escrito en 1935, Walton E. Gilbert escribe:" es cada vez más evidente que la acción de una bomba de una milla por debajo de la tierra no se puede entender con precisión a partir de las observaciones realizadas en la superficie.

"En la (fig. 2.3) colocación de un dinamómetro a la bomba de fondo del pozo, Gilbert demostró de manera concluyente que la pérdida de desplazamiento en pozos situados a 5,000 ft o por debajo de la superficie generalmente no es debido a la pérdida de emboladas, pero a menudo es atribuible a la separación ineficaz de gas del líquido bombeado.

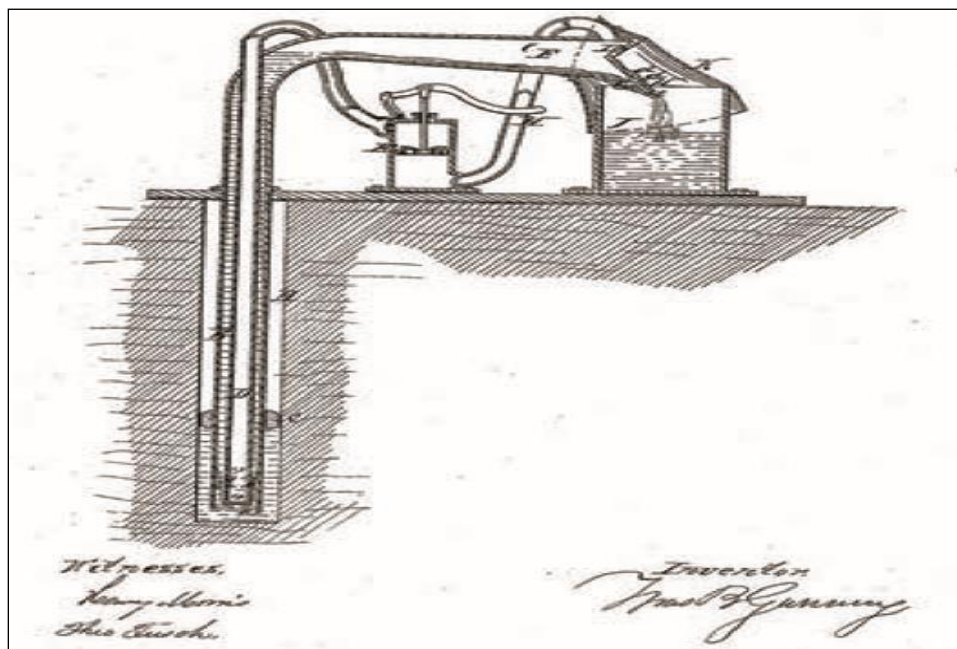


Figura. 2.3 Primer dispositivo petróleo-pozo-relacionados patentado air-lift ", evector de aceite para pozos de petróleo", inventado por Thomas B. Gunning J.S. Montgomery, C. J. Coberly, JC Slonneger y EmoryKemler elogiaron el documento de Gilbert, el estudio y el "instrumento ingenioso" para los que "sin duda, muchos de ellos no lo utilizaron, ahora se encuentran en uso.

"En su artículo de 1937," Vibración problemas en los pozos de petróleo "(documento API37-139), JC Slonneger analiza la relación entre la vibración y el contorno de las tarjetas del dinamómetro. Desarrollo un método simplificado de calcular las frecuencias de vibración de las varillas de succión y herramienta-cable, se aplica el método en el desarrollo de una serie de tarjetas teóricas, y compara las tarjetas teóricas con las tarjetas del dinamómetro de pozos que operan. La comparación confirma el método teórico.

No fue hasta principios del 1960, cuando Sam Gavin Gibbs produce una derivación de la ecuación de onda para modelar el comportamiento elástico de la sarta de varillas, un modelo dinámico fue desarrollado que tuvo en cuenta el comportamiento medido durante un período de tiempo, que es el realidad capturado en las tarjetas del dinamómetro. Sobre la base de la ecuación de onda que surge de la dinámica de Newton y la ley de Hooke de elasticidad, derivación

Gibbs 'incluye la derivación de los efectos de la fricción. El trabajo de Gibbs, amplificado en los últimos años, ha permeado en la industria y es utilizado en la actualidad, para el diagnóstico de problemas en las instalaciones existentes y en el modelado predictivo para nuevos diseño de instalación.

2.6.- Historia del Levantamiento por Gas (Gas Lift)

De todos los tipos de métodos de elevación de petróleo, el levantamiento por gas (gas lift) es con mucho, el más antiguo.

Esto podría parecer contrario a la intuición hasta que uno lee lo que Silas Frederick Shaw, consultor pionero en flujo vertical, escribió en 1927 en "Principios del Aire y Gas Lift" (en la revista Oil and Gas), "Una corriente en el pozo es de gas natural en la que el gas comprimido se suministra por naturaleza y se disuelve en mezcla asociado con el aceite en cierta forma. Sería más preciso, tal vez, decir que las cuestiones de aceite con el gas, desde el movimiento del gas a través de las arenas y arriba a través de la tubería que lleva el aceite con él. Con la excepción del flujo de los pozos causado por presión hidrostática detrás del petróleo, no habría flujo natural del aceite en pozos, si no hubiera gas asociado con el aceite".

La idea de utilizar el gas natural para control artificial el flujo de petróleo sólo gradualmente como conocimiento general de las personas, el desarrollo de gases dónde y cómo ocurrieron, su comportamiento de flujo, y su efecto en cada uno y en específicos líquidos y sólidos.

2.7.- Comienzos del Levantamiento por Aire (Air Lift)

A lo largo de la década de 1800, los métodos continuamente están siendo desarrollados para levantar artificialmente el agua de los pozos de agua. Esto se basa en el trabajo de Ingeniero de minas alemán Carl Emanuel Löscher (1750-

1815), quien había inventado un medio de la utilización de aire comprimido para bombear líquidos. En 1797, llevó a cabo varios experimentos de laboratorio con su invención y publicó una descripción de la misma en un folleto titulado *Aerostatisches Kunstgezeug*.

Parecía lógico adaptar los métodos de elevación por aire de pozos de agua para uso en pozos de petróleo.

Según J.H.A. Bone (*petróleo y pozos de petróleo*, segunda ed.; Philadelphia: JB Lippincott & Co., 1865), el aire comprimido se utiliza como una manera de levantamiento del petróleo comenzando con el pozo Empire No. 1, así, el primer pozo "fluyente" (inicialmente la producción de 3000 B / D a través de flujo natural), cuyo flujo cesó en mayo 1862, 8 meses después de su terminación. Bone escribió que un método de levantamiento para pozos de petróleo aparentemente agotados ", que está entrando en el uso de levantamiento por aire, y que hasta ahora ha tenido éxito, es el uso de un "expulsor", o bomba de aire, con dos tubos insertados en la tubería del pozo. El aire es forzado hacia debajo de la tubería en la vena en la parte del fondo, y el aceite se precipita en una corriente constante a través del otro. Mediante el uso de estos "expulsores" una serie de pozos se han restaurado a un rendimiento que van de treinta a ciento cuarenta barriles al día, después de que hubieran sido consideradas sin valor por sus dueños".

Thomas B. Gunning publicó una patente estadounidense en un "expulsor de aceite para pozos de petróleo" el 22 de noviembre de 1864. "Esta invención se refiere a un nuevo y útil medio para expulsión del aceite en pozos de petróleo", escribió Gunning en su patente, "y es una mejora en la bomba atmosférica recientemente utilizada para tal propósito."

Alrededor de 1900, muchos ingenieros-inventores exploraron medios para mejorar la elevación por aire en los pozos de petróleo. Otros ingenieros exploraron cómo aplicar prácticas de la teoría de levantamiento por aire del flujo de agua en pozos de agua.

Aunque se utilizó levantamiento por aire, no se entendía. Esto requiere una comprensión de lo que es el aire. Esto estaba en el proceso de ser descubierto durante los primeros decenios de la era del petróleo.

Entendemos ahora que el aire atmosférico de la Tierra se compone de varios gases. Hay concentraciones constantes, en volumen, de nitrógeno (78,084%) y oxígeno (20,946%), junto con concentraciones mucho menores (en orden descendente) de argón, neón, helio, metano, criptón, hidrógeno, óxido nitroso, y xenón. Los gases más importantes presentes en concentraciones variables, en volumen, son vapor de agua, dióxido de carbono, ozono, dióxido de azufre y dióxido de nitrógeno.

Sin embargo, el aire utilizado para el levantamiento de aceite en general se extrae de las inmediaciones vecinas de un pozo de petróleo. Por lo tanto, cerca del pozo, el porcentaje de los gases normalmente presente en el aire atmosférico se desplazaría, como porcentajes variables de otros gases que fluían desde el pozo y en el ambiente del aire atmosférico. Los gases también presentes en el ambiente aéreo que pueden incluir vapores de petróleo y gases-principalmente de componentes del gas natural de metano, con la posible presencia de etano, propano, butano, pentano, dióxido de carbono, nitrógeno y / o sulfuro de hidrógeno.

Uno podría predecir cómo, a presión atmosférica o bajo compresión, el ambiente de los gases del aire pueden interactuar entre sí, con aire de levantamiento y otros equipos de producción, o con el petróleo.

2.8.- Transición del Levantamiento por Aire al Levantamiento por Gas (Gas Lift)

En los campos de la costa de Texas y Louisiana, desarrollados en 1901, "Plantas de aire compresor se instalaron en los campos de la costa del Golfo en Sour Lake, Evangeline, Humble, y en otras partes para proporcionar aire para bombear los pozos de petróleo. El levantamiento por aire se ha utilizado de forma

continúa a lo largo del Golfo desde entonces ", escribe HC Miller, U.S. Bureau of Mines (USBM) ingeniero de petróleo, en el Método levantamiento por gas (Gas Lift) del flujo de los pozos de petróleo (Prácticas de California), Boletín USBM 323, 1930.

"Por varios años antes de 1911," Miller afirma además: " levantamiento por aire también se utilizó con éxito en el campo CatCanyon, Condado de Santa Bárbara, California. Durante 1911 se hicieron pruebas de bombeo que implicó el uso de gas natural a alta presión en vez de aire para estimular el flujo de petróleo de los pozos, y el autor considera que estas pruebas fueron las primeras en las que se utilizó el gas natural para levantar petróleo de los pozos. "

A mediados y a lo largo de la década de 1920, se experimentó de campo con equipo de levantamiento por gas (Gas Lift), con partes las cuales fueron diseñadas y construidas a menudo "sobre la marcha" e implementación sin la solicitud de patente; desarrollo inventivo de válvulas y sistemas de levantamiento por gas (Gas Lift) patentados; y la examinación a nivel teórico de la interacción entre el radio gas / petróleo, gravedad del petróleo, y el flujo bajo condiciones variables de temperatura / presión.

Por 1927, E.O. Bennett (Texas) y K.C. Sclater (Oklahoma), los ingenieros de producción en Marland Oil Co., reconoció que "Una de las principales razones de la lentitud de la industria petrolera a adoptar el método de levantamiento por gas es debido a los malos resultados obtenidos primero en tratar de utilizar los métodos de levantamiento por aire para levantar el agua en la producción de petróleo".

En general, se hicieron significativos más comercialmente los primeros avances a principios de 1920 y finales de 1950. Alexander Boynton, J. Oliphant, Halbert B. Havorsen, James W. Taylor, Thomas E. Bryan, Herbert C. Otis, Charles S. Crickmer, Jeddy D. Nixon y Henry Udell Garrett hicieron el mayor número de mejoras de equipos de levantamiento por gas entre 1923 y 1957, de acuerdo con Coberly. "El uso de gas natural para la corriente de pozos en lugar de aire", escribe Coberly, "fue un desarrollo mucho más importante que los dispositivos mecánicos utilizados en el método de levantamiento por gas (Gas Lift). El uso del

gas no sólo reduce los riesgos de las mezclas inflamables y explosivas que se forman cuando se utiliza aire, sino que también hizo posible recuperar grandes cantidades de gasolina [condensado] y GLP [gas licuado de petróleo] que de otro modo se habrían perdido”.

2.9.- Levantamiento por gas (Gas Lift): 1975-Actualidad

En 1975, BufordNeely (Artificial Lift, SPE Reimpresión Serie 12) define los dos tipos de levantamiento por gas existentes hasta entonces y nuestros días: "El levantamiento por gas es un proceso de levantar fluidos de un pozo mediante la inyección continua de gas relativamente a alta presión para reducir el gradiente de flujo (flujo continuo), o mediante la inyección de gas durante un período de tiempo relativamente corto, por acumulado de un bache líquido para mover el bache a la superficie (flujo intermitente)

".Hoy, según Herald Winkler y Jack Blann ("Gas Lift" Petróleo Ingeniería Handbook, Vol. IV, SPE: 2007) la gran mayoría de los pozos de Levantamiento por Gas (gas-lift) utiliza flujo continuo, que es muy similar a flujo natural.

El levantamiento por gas se utiliza con mayor éxito cuando una cantidad significativa de gas se produce con el crudo. En la mayoría de los casos, los compresores de gas se instalan para recoger el gas producido y, con pequeños cambios, puede ser diseñado para suministrar la alta presión de inyección de gas para el sistema de gas-lift. La mayoría de los pozos en flujo continuo que tienen fuerte impulso de agua pueden ser verdaderamente agotados por el levantamiento por gas (Gas Lift).

En instalaciones en alta mar, el levantamiento por gas se utiliza ampliamente tanto de plataformas submarinas, a menudo a mayores profundidades que las de hoy. El levantamiento por gas (Gas Lift) también se utiliza para la producción de aceite pesado (heavy oil). El nitrógeno y el dióxido de carbono también se utilizan a veces para el

levantamiento de petróleo crudo. El aire todavía se utiliza para levantar aceite, pero, debido a los peligros, en una escala muy limitada.

2.10.- Historia del Bombeo Eléctrico Sumergible

La aparición de producción de petróleo relacionada a bombas eléctricas sumergibles (ESP) coincidió con la evolución de la generación de energía eléctrica en todo el mundo occidental, que comenzó alrededor de 1880 y, posteriormente, se extienden, dando lugar a los sistemas de energía regionales de la década de 1920.

La primera patente para mostrar una bomba de tipo eléctrica-motor relacionados con la producción del aceite se publicó en 1894 con Harry W. Pickett. Patente no. 529,804 utiliza un motor eléctrico rotativo de fondo de pozo operado a través de un dispositivo Yankee destornillador para accionar una bomba de émbolo.

La siguiente patente relacionada con el ESP no se publicó, hasta 1918, para un motor de solenoide progresivo que acciona una bomba de émbolo.

"Hasta ahora, en pozos muy profundos la varilla está conectada al pistón, y generalmente se conoce como la varilla de succión, muy a menudo se rompe a causa de su gran longitud y las tensiones impuestas sobre la misma en la operación del pistón," afirma el inventor Robert E. Newcomb en su patente de EE.UU. no. 1.287.078. "La presente invención está diseñada para sustituir esta varilla y para localizar el motor electro-magnético o el pistón de accionamiento directamente dentro de la tubería del pozo o el barril del pozo mismo que se localiza en la armadura del motor está conectado directamente al pistón de la bomba".

Varias patentes fueron publicadas después de eso. Pero no fue hasta 1926 que la primer patente para comercializar operable la publico pionera Arutunoff para ESP. El cable utilizado para suministrar energía a la unidad de fondo de pozo también fue inventado por Arutunoff. Para 1930, las invenciones

ESP originales de Arutunoff estaban siendo ofrecidas por la Compañía de Bombas Reda. Reda ESP desarrollo bombas que pudieran manejar tasas de producción a profundidades que excedieran la capacidad de bombeo por varillas mediante un factor de 2: 1 a 3: 1-5000 B / D a 1,000 pies de levantamiento a 1,000 B / D a 7.000 pies.

Ante todo el invento por Arutunoff, se desarrolló para otras ESP para manejar volúmenes más pequeños de fluido bajo alta presión, y manejar grandes volúmenes incluso cuando los niveles de fluido fueron extraídos a unos pocos pies de distancia del fondo.

Desde las invenciones iniciales de Arutunoff (*fig. 2.4*), ESP ha sido utilizando para bombear volúmenes fluido a grandes gastos. Su operación es silenciosa, segura y limpia; a menudo se utilizan en áreas ambientalmente sensibles en alta mar. ESP de hoy es parte de una unidad de fondo de pozo, suspendido en la tubería. Se compone de una bomba centrífuga multietapa (arriba), ya sea con una entrada integral o una entrada separada, atornillado en una sección de la cámara de sellado (en medio); y un motor de inducción trifásico, con o sin un paquete de sensor. La electricidad se suministra desde una unidad de control de superficie para el motor a través de un cable de alimentación trifásica a través de la sarta de tubería y la unidad ESP



Fig. 2.4 Instalación ESP # 1. Contrato de arrendamiento petrolero Phillips, cerca de Burns, Kansas, 1928. Cortesía de ESP pump.com.

2.11.- Historia del Levantamiento por Bombeo-Hidráulico

Hay dos tipos de bombas hidráulicas utilizadas hoy en día en levantamiento artificial del petróleo: hidráulico reciprocante y bombas de pistón (ya sea de acción simple o doble) y bombas de chorro Jet (*Fig. 2.5*).

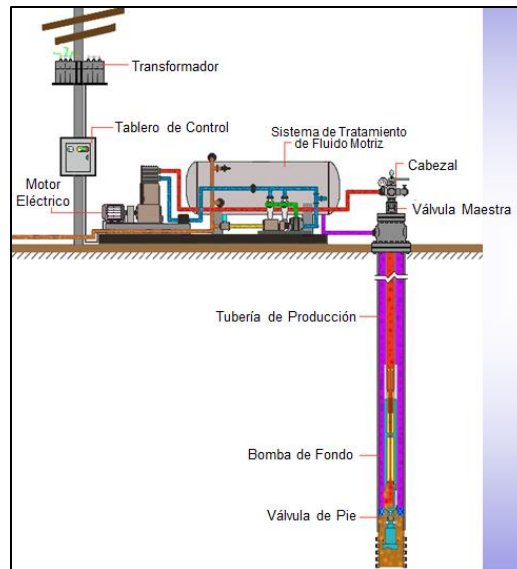


Fig. 2.5 Esquema de un sistema de bombeo hidráulico de un pozo.

2.12.- Bombeo de Pistón Hidráulico de uno y de doble acción

Según Coberly (1961), en el siglo 18, durante los primeros días de la máquina de vapor, "una de las aplicaciones del cilindro de vapor fue operar bombas mediante la conexión directa del motor con el vástago del pistón a la bomba". Esta fue la idea básica sobre la que las variantes posteriores de las bombas hidráulicas fueron diseñadas.

Una de las primeras variantes fue el motor de bombeo de Bull Cornishs en 1798, diseñado por William Bull y Richard Trevithick. Según Arthur M. Greene Jr. (*La maquinaria de Bombeo*, 2ª ed., 1919), "Este tipo de motor es el que se mantuvo en uso más que ningún otro, ya que era mucho más simple que el de

Watt y tenía todos los elementos económicos". Trevithick y Bull hicieron una bomba de vapor de acción directa con el cilindro directamente sobre el pozo. "Un balanceo se adjuntó a la varilla de la bomba", escribe Coberly, "a la que se aplicó el peso para equilibrar la carga de varilla."

La primera patente en EE.UU. variantes de este tipo de bomba, para uso específicamente en pozos de petróleo, se publicó por Hiram W. Faucett y Alexander T. Comer en 1872. Faucett publicó otra patente, en 1878, para un invento que mejoró "la bomba de vapor para pozos de petróleo... por lo que el calor irradiaba de la misma y el escape de vapor se puede emplear para evitar la acumulación de parafinas, betún, u otros hidrocarburos sólidos en el orificio del pozo. "

Algunas mejoras se hicieron en el diseño hidráulico de la bomba para pozos de petróleo entre 1887 y 1905, pero no se hizo un esfuerzo concertado para comercializar y ampliar las condiciones operables e hidráulicas de las bombas, hasta la década de 1920.

Coberly afirma que Arthur G. Gage, con un número de significativo de patentes publicados por él entre 1925 y 1953, "debe ser acreditado con ser uno de los pioneros reales de la hidráulica de bombeo " en los campos de aceite.

Gage probó con éxito su Bomba Gage en Santa Fe Springs, condado de Los Ángeles, California, en junio de 1924. Él, C.H Williams, y LM Kellogg publicaron una patente en 1925 para la mejora de las bombas de aceite para pozos profundos. 1925 la patente de John H. Suter de accionamiento hidráulico para bombeo de pozos profundos de fue la primera en mostrar una bomba de tipo insertable unida solamente al interior de una tubería. Esto permitió la eliminación de todo el mecanismo de tracción solamente tirando del tubo interior. Antes de eso, todos los diseños requerían de dos tracciones la de cadenas y la de tubería para recuperar la bomba, por lo tanto compenso en gran medida las ventajas de las bombas hidráulicas sobre el bombeo por varillas.

Una patente publicada por Edwin B. Galbreath, Long Beach, California, en abril de 1927 fue para la primera bomba hidráulica de doble acción. Varias de estas bombas fueron desarrolladas en los siguientes tres años de los cuales,

además de Galbreath demostró su operación en campo. Sin embargo, el propio Coberly fue el primero en producir y operar con éxito una bomba doble acción, totalmente balanceada. En un artículo clásico titulado "Energía Hidráulica Aplicada al bombeo de pozos petroleros" (API Petróleo Mundial, 1935), Coberly describe una bomba que "se utiliza con aceite como fluido hidráulico. El equipo incluye medios para separar el gas, el agua y los sólidos del fluido de servicio y una bomba para suministrar fluido a alta presión. La unidad de sub-superficie es un motor reciprocante conectado directo a una bomba de émbolo de doble acción. La unidad se lleva mediante una sarta de tubería macarroni y se inserta con la tubería de regular de producción".

El tipo de sistema de bombeo Coberly describe la instalación llamada "inserto fijo".

Publicadas en patentes separadas en 1941, Coberly y Gordon Swain introdujeron una de las ventajas más significativas de las instalaciones sistema de bombeo hidráulico "sin bomba"

.Según lo explica James Fretwell (Manual de Ingeniería de Petróleo, Vol IV; SPE: 2007), "instalaciones libre de bomba permitió la circulación de la bomba de la parte inferior, la producción del pozo, y la circulación de la bomba recuperándola a la superficie para su reparación o cambio de tamaño. "

A principios de 1970, el bombeo hidráulico fue ampliamente utilizado, especialmente para grandes profundidades, y altos volúmenes bombeo.

2.13.- Bombeo Jet

Fretwell (2007) señala: "La característica más importante de una bomba de chorro (jet) es que no tiene partes móviles; la acción de bombeo se logra a través de transferencia de energía entre dos corrientes de fluido en movimiento. "El bombeo Jet puede ser adaptado para encajar en el mismo conjunto de fondo de pozo se utiliza para bombas hidráulicas reciprocantes de pistón.

Con diferentes boquillas y gargantas, las bombas de jet los pozos pueden producir al menos 50 B / D o gastos de 15,000 B / D. Los cálculos de diseño de instalación son complejos, que requieren modelos de computadora. La eficiencia energética es baja. Sin embargo, las bombas jet son fiables, requieren poco mantenimiento, y tienen capacidad única de volumen. Desde su introducción comercial en la década de 1970, su uso se ha incrementado.

2.14.- Historia del Bombeo de Cavidades Progresivas

Las bombas de cavidades progresivas (PCP) se basan en un mecanismo de engranaje inventado por Joseph Louis René Moineau (1887-1948). Segunda patente de Moineau, publicado en 1937, afirma que es para "un mecanismo de engranajes adaptado para su uso como una bomba, compresor, motor, o dispositivo de transmisión simple, e incluso, de forma simultánea, para varios usos."

La idea tiene sus raíces en una bomba de agua llamada el tornillo de levantamiento de Arquímedes. Inventado por Arquímedes (287-212 AC), fue utilizado originalmente para el riego en el delta del Nilo y para el bombeo de agua a barcos.

La industria petrolera utiliza el mecanismo Moineau de levantamiento artificial, así como para pozos, motores de lodos de fondo que impulsan la broca. Con el desarrollo concurrente de elastómeros sintéticos y adhesivos, el BCP fue introducido en 1936 para uso en la industria del petróleo. El BCP de fondo de pozo es una bomba de desplazamiento positivo que consta de dos partes: un rotor de acero helicoidal conectado a la parte inferior de la sarta de varillas y un estator fijo que se ejecuta en el pozo en la parte inferior de la tubería de producción. El estator consta de un elastómero (*fig. 2.6*)

Formada con una hélice interna múltiple emparejado apropiadamente a la configuración del rotor. Cuando es accionado el sistema de superficie rota la sarta de varillas, el rotor gira dentro del estator fijo. Esto crea la acción de bombeo.

El sistema más común de BCP en la industria del petróleo es impulsado desde la superficie e incluye la bomba de fondo de pozo; varillas de succión, sarta de tubería de producción; y equipos de superficie, que incluye una caja de relleno, unidad a boca de pozo, primer motor, y la línea de flujo. BCP también puede ser accionado por un motor eléctrico sumergible o hidráulico de fondo de pozo. JPT



Figura 2.6 Bomba de cavidades progresivas utilizadas para la elaboración de alimentos. Un corte muestra el rotor de acero posicionado con el estator elastomérico fijo adherido a la carcasa de acero. Cortesía de Shanley bombas y equipo.

2.15.- Generalidades del sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas

En sus inicios fueron ampliamente utilizadas como bombas de superficie especialmente para el bombeo de mezclas viscosas. Actualmente, el mayor número de Bombas de Cavidades Progresivas instaladas se encuentran en Canadá.

Las primeras Bombas de Cavidades Progresivas de Subsuelo utilizadas en Canadá fueron instaladas en 1979 en pozos de petróleo con alto contenido de arena y bajas gravedades API (crudos pesados). En la actualidad, se utilizan también en pozos productores de crudos medianos y ligeros, especialmente con alto contenido de agua.

En México, las Bombas de Cavidades Progresivas de Subsuelo comenzaron a instalarse a mediados de los años 70's pero los resultados no

fueron del todo satisfactorios y esto se debió en gran parte a lo relativamente incipiente de la tecnología en el país y al desconocimiento del alcance y limitaciones del sistema.

2.16.- Aplicaciones, rango de aplicación, ventajas y desventajas del BCP

2.16.1.- Aplicaciones

Las posibilidades de las bombas de ser utilizadas en pozos de crudos medianos y pesados; de bajas a medianas tasas de producción; instalaciones relativamente profundas; en la producción de crudos arenosos; parafínicos y muy viscosos; pozos verticales, inclinados, altamente desviados - horizontales y pozos con alto contenido de agua, las constituyen en una alternativa altamente apropiada para la evaluación del potencial de pozos o como optimización y reducción de costos.

2.16.2.- Rangos de aplicación

En la tabla 2.1 se muestran los rangos de aplicación del sistema BCP, tanto los ofrecidos por los fabricantes.

Rango	Teórica	Real
Gasto (Bls/día)	50-3700	2500
Viscosidad (cP)	0 - muy viscoso	5 - 48000
Gravedad API	8 - 40	8 - 30
Profundidad (pies)	12000	7500
Manejo de Gas (%)	0-80	20-40
Temperatura (°F)	350	280

Tabla 2.1 Rangos de aplicación del sistema BCP.

2.16.3.- Ventajas

Este sistema permite mejorar el bombeo de una gran variedad de fluidos incluyendo los de alta viscosidad (no presenta grandes problemas de flotabilidad de varillas), arenosos, parafínicos, con altos cortes de agua y medianos volúmenes de gas libre (la bomba no experimenta bloqueos por gas).

Mediante experiencia de campo se ha comprobado que con este sistema se reduce el consumo de corriente en un 50 %.

En relación al Bombeo Mecánico Convencional el sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas es una buena opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo por su relativa baja inversión inicial; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en el almacén.

El reducido tamaño y el poco peso relativo del sistema representan una reducción significativa en costos de transporte, adicionalmente lo fácil que resulta su instalación.

El espacio requerido por la instalación es considerablemente menor que el utilizado por otros métodos y a diferencia del balancín no requiere una plataforma de concreto para sustentarlo.

Al sustituir grandes equipos de bombeo mecánico, se reduce el impacto ambiental (ruidos, derrames, etc.) gastos asociados a consumo energético, optimización (cambios de velocidad de operación), diagnóstico, adicionalmente en pozos de crudos viscosos se eliminan los problemas de flotabilidades de la varilla.

De igual forma, como alternativa a pozos de Gas Lift, permite liberar capacidad de compresión y gas (sobre todo en pozos con altas producciones de agua) y optimizar la utilización de este último.

En general, el sistema de BCP es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial y una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento es muy sencillo.

2.16.4.- Desventajas

Las limitaciones del método continúan siendo la incapacidad de los elastómeros para manejar altas temperaturas, crudos ligeros con bajo corte de agua y alto contenido de aromáticos, medianos a altos volúmenes de gas libre (el gas afecta la bomba de dos maneras, atacándolo directamente y por el calor que se genera al ser sustituidos los líquidos por la mezcla gaseosa).

De igual manera desde el punto de vista mecánico, las varillas representan un elemento con una capacidad limitada al esfuerzo combinado (torque y tensión) constituyendo algunas veces a ser el equipo que impone la restricción en el diseño del sistema.

Por último, cabe mencionar que estas bombas son muy versátiles, excepto en lo referente a su compatibilidad entre modelos y marcas ya que ni los estatores ni los rotores son intercambiables.

La mayor experiencia en cuanto a profundidad de asentamiento de la bomba se ha obtenido en el Campo Boscàn a 7500 pies de profundidad. Es una aplicación para bajos y medianos caudales, la mayor tasa de producción obtenida en Venezuela es de 2500 BPD en el Campo Cerro Negro.

La temperatura de operación es una limitante lo que ha impedido su aplicación en pozos sometidos a Inyección Alternada de Vapor.

2.17.- Descripción del sistema

En la (fig.2.7) se describe un sistema de BCP que consta de una bomba de desplazamiento positivo instalada en el fondo del pozo, la cual se acciona por rotación y transporta los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie.

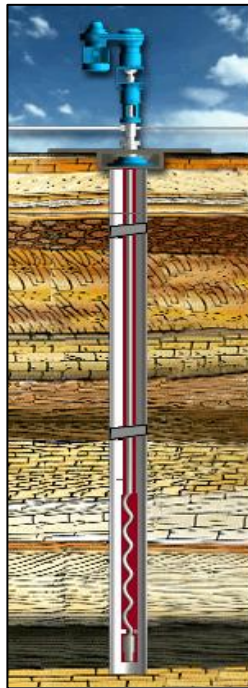


Figura 2.7 Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva.

2.18.- Principio de funcionamiento

El funcionamiento de las BCP está basado en el principio ideado por René Moineau, donde se utiliza un rotor de forma helicoidal de n lóbulos dentro de un estator en forma de helicoide de $n+1$ lóbulos. Las dimensiones del rotor y del estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor estas cavidades se

desplazan (o progresan) en un movimiento combinado de rotación y traslación, que se manifiestan en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba hasta su descarga. La geometría más utilizada en la Industria Petrolera es la de un rotor de 1 lóbulo y un estator de 2 lóbulos (ver fig. 2.8).

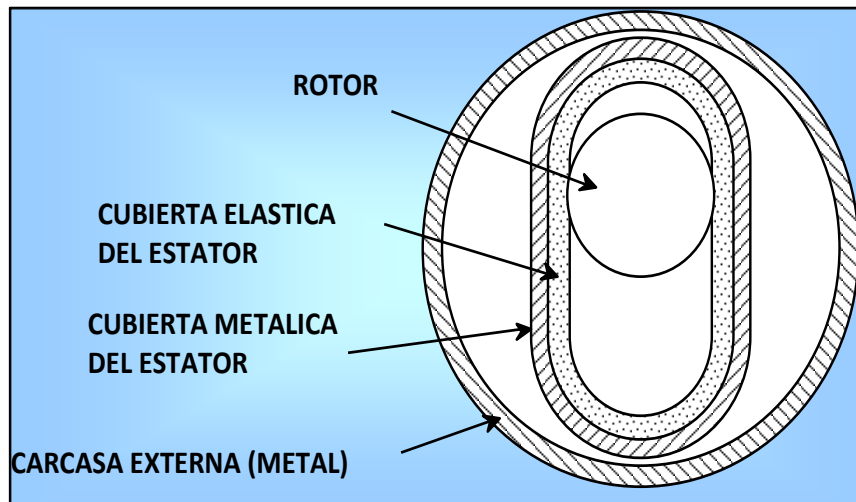


Figura. 2.8 Corte transversal general de una BCP.

El movimiento giratorio es generado en superficie por un motovariador o motorreductor y transmitido al rotor a través de un cabezal de rotación y la sarta de varillas que hace la conexión a la superficie.

La figura 2.9, muestra el principio de funcionamiento, a medida que el rotor gira dentro del estator, la unión de ambos forman cavidades definidas y selladas que progresan hacia arriba, desde la admisión hacia la descarga de la bomba, transportando los fluidos en forma continua a través de la tubería de producción desde el subsuelo hasta la superficie.

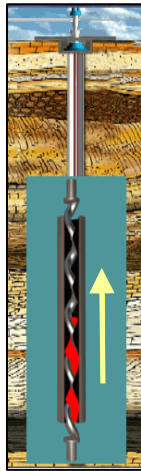


Figura 2.9 Principio de funcionamiento del BCP.

En la fig. 2.10 se muestra un dibujo tridimensional donde se aprecian la forma y posición de las cavidades formadas entre el rotor y el estator. Nótese que en un mismo plano transversal siempre pueden definirse las dos cavidades, y que el área de estas dos cavidades se complementa, es decir; cuando una es máxima la otra es mínima, de modo que el área transversal total es siempre constante. En la figura se muestran las cavidades que existen simultáneamente dentro de la bomba, para una posición específica del rotor dentro del estator.

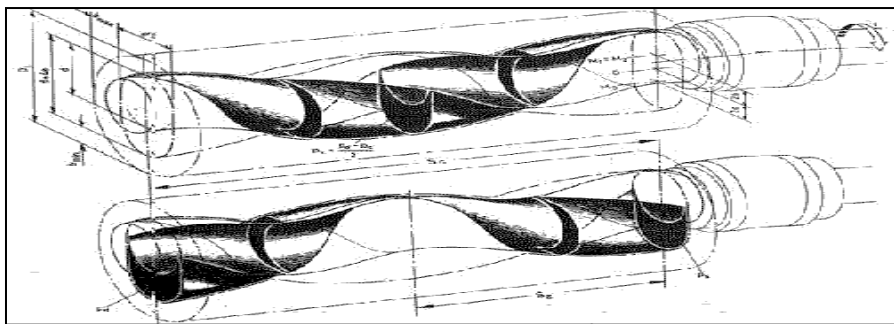


Figura 2.10 Dibujo tridimensional de una BCP.

Capítulo III Antecedentes del campo

3.1.- Ubicación Geográfica

El campo petrolero Moloacan, pertenece al Activo de Producción Cinco Presidentes – de la Región de Producción Sur (Anexo 1), se ubica en la zona sureste del Estado de Veracruz en las llanuras del Sotavento, limita al norte con Coahuila de Zaragoza, al este con Las Choapas, al sur con Minatitlán y al oeste con Ixhuatlán del Sureste. (Figura 3.1).

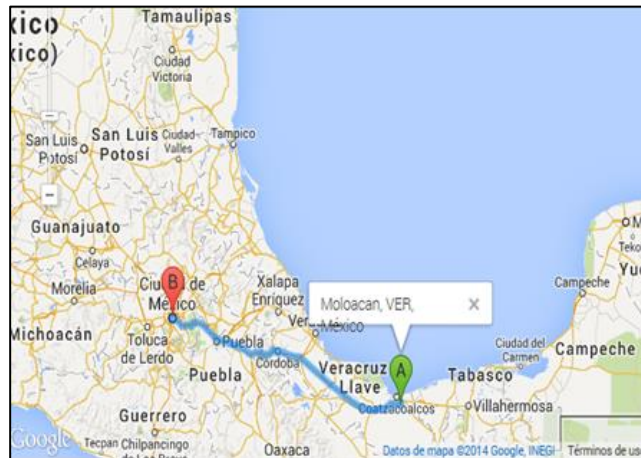


Figura 3.1 Localización del campo petrolero Moloacan.

3.2.- Antecedentes del Proyecto

El Proyecto de Explotación de Aceite-pesado Campo Moloacan cubre un área aproximada de 30 km² fisiográficamente se localiza en la Planicie Costera del

Golfo de México, en la porción central de la Cuenca Salina del Istmo perteneciente a la Provincia Geológica de las Cuencas Terciarias del Sureste.

El Campo Moloacan fue descubierto en 1948, a la fecha se han perforado 384 pozos, de los cuales 362 resultaron productores y 22 improductivos, con una producción acumulada de 24,240,749 Bls de aceite y 13,402 mmpc de gas hasta julio del 2000. La producción diaria en 2015 es de aceite 867 Bls. y de gas 0.77 mmpc. Proviene de las secuencias arenosas que se acuñan contra la sal de la formación encanto del mioceno medio superior.

Para su estudio el campo Moloacan se dividió en cuatro áreas, las cuales son: Norte, Centro, Sur y Coanochapa. En el área central se explotan dos horizontes denominados Arenas A-1 y A-2 que actualmente están siendo explotadas por los efectos que dejó la recuperación secundaria que inició en el año de 1991 y que suspendió por brotes superficiales de aceite y agua de inyección. El volumen de inyección fue de 16,728,871 Bls. de agua, faltando 8,498,501 Bls. para alcanzar el flujo fraccional establecido.

3.3.- Características del yacimiento

Con base en el estudio geológico del campo Moloacan realizado por el IMP, en mayo de 1986 se observó:

La columna estratigráfica del área incluye las formaciones depósito, Encanto, Concepción Inferior, Concepción Superior y Filisola, dicha columna está constituida por sedimentos terrigenos, areniscas y lutitas interestratificadas con predominio de arcillas y cuerpos arenosos delgados de 2 a 10 metros, algunos no mayores a los 20 metros.

Las areniscas tienden a ser relativamente continuas y acuñadas desde SE-E al NW-W. Se determinaron ocho intervalos predominantemente arenosos, lateralmente persistentes y potencialmente productores de hidrocarburos; cuatro en la secuencia "A" (A1-A4) y cuatro en la secuencia "B" (B1- B4)

La profundidad media de los disparos varía de 400 a 700 m.b.n.m.

Con base en el análisis PVT del pozo Moloacan 370 se determinó que a la profundidad de 529 m las características principales de los yacimientos que contienen la arena A1 y A 2, son los siguientes:

Temperatura	43°C
Presión Original	41.5 Kg/cm ²
Presión de Saturación	36.5 Kg/cm ²
Densidad a 43°C	0.8298 gr/cm ³
Factor de volumen del aceite	1.1271 m ³ /m ³
Viscosidad a 43°C	9.6893 C.P.

Los yacimientos eran bajo - saturados originalmente, algunos cerrados en todas direcciones por fallas, otros prácticamente inactivos debido al depresionamiento fue conveniente la implantación de recuperación secundaria por inyección de agua, en las arenas A1 y A2 del área central, escogiéndose como pozos inyectoros los que se encuentran estructuralmente más bajos o bien los cercanos al contacto agua aceite.

El factor de recuperación promedio en estos yacimientos fue de 0.16 (Con base en el estudio del campo) por agotamiento natural como máximo; de lo anterior y de los resultados obtenidos para yacimientos similares del campo La Venta, en donde el factor de recuperación secundaria alcanzó un 0.08, equivalente al 50% de lo obtenido por comportamiento primario, se considera a este valor como el más apropiado para definir en forma práctica el volumen de aceite que se espera obtener por recuperación secundaria

3.4.- Yacimiento A-2- Bloque III

El yacimiento A-2, bloque III, inicia la explotación por comportamiento primario en agosto de 1969 con el pozo Moloacan No. 649, este yacimiento opera durante 17 años y dejó de explotarse en diciembre de 1986. Los pozos que

operaron fueron tres, de los cuales dos se invadieron de agua salada (Moloacan No. 649 y Moloacan No. 674) y uno por baja recuperación (Moloacan No. 681)

3.5.- Yacimientos A-1, A-2 Bloque IV

Los yacimientos del bloque IV están totalmente cerrados por fallas y sin presencia de contacto agua aceite. La arena A-1 inicia su explotación por comportamiento primario en junio de 1968 con el pozo Moloacan No. 318, operó hasta Mayo de 1987 con 18 Pozos, 14 de los cuales salieron de operación por baja recuperación y 4 por invasión de agua salada (siendo estos los más bajos estructuralmente). Para la arena A-2 comienza su explotación por comportamiento primario en febrero de 1971 con el pozo Moloacan No. 407 operando con este concepto durante 20 años con 12 pozos, 10 se cerraron por baja recuperación y 2 operaban intermitentemente.

3.6.- Yacimientos A-1 Y A-2 Bloque V

Se trata de un yacimiento con un alto estructural central y contactos agua aceite en sus flancos este y oeste. En la arena A-1 la explotación por comportamiento primario inicia en marzo de 1968, operando 32 pozos de los cuales 25 quedaron fuera de operación por baja recuperación y 7 por invasión de agua salada (I.A.S.), para la arena A-2 la explotación por comportamiento primario inicia en Septiembre de 1967 operando 37 pozos, quedando fuera 21 por baja recuperación, 1 aportó gas, 3 por IAS y 12 continuaban operando con 64 bpd.

3.7.- Yacimiento A-1 y A S/N Bloque VI

La arena A-1 inicia su explotación por comportamiento primario en Junio de 1969 con tres pozos, el Moloacan No. 648, 673 y 676 de los cuales 2 salieron por baja recuperación y uno por invasión de agua salada. La recuperación secundaria inicia el 24 de Enero de 1992 con el pozo Moloacan No. 675 acondicionado como inyector, tres pozos receptores (648, 673, 676) acondicionados en la arena A-1 y A sin número.

3.8.- Yacimiento A-2 Bloque VII

Inicia la explotación por comportamiento primario en Enero de 1970 con dos pozos. El Moloacan No. 652, Moloacan No. 656 y Moloacan No. 682 durante nueve años, las causas del cierre fue por baja recuperación.

3.9.- Estado de pozos

En la tabla 3.1 se muestran las características operativas de los pozos productores que se encuentran operando y fuera de operación (por diferentes causas) en el área central del campo Moloacan.

Campo	Pozo	Sist	Estado Actual Por Concepto	Prod. Aceite (bpd)		%		de Gas (mn)
				Bruta	Neta	Agua	Form.	
MOLOACAN	391	BM	BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.007	
MOLOACAN	414	BM	BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.007	
MOLOACAN	440	BM	BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.007	
MOLOACAN	454	BM	BOMBEO MECANICO	19	13	33.3	0.007	
MOLOACAN	461	BM	BOMBEO MECANICO	25	6	75.0	0.004	
MOLOACAN	462		BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.004	
MOLOACAN	483	BM	BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.007	
MOLOACAN	485	BM	BOMBEO MECANICO	31	13	60.0	0.007	
MOLOACAN	511	BM	BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.007	
MOLOACAN	513	BM	BOMBEO MECANICO	25	13	50.0	0.007	
MOLOACAN	514	BM	BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.007	
MOLOACAN	515	BM	BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.007	
MOLOACAN	518	BM	BOMBEO MECANICO	19	13	33.3	0.007	
MOLOACAN	857	BM	BOMBEO MECANICO	6	6	0.0	0.004	
MOLOACAN	801	BM	BOMBEO MECANICO	50	13	75.0	0.007	
MOLOACAN	802	BM	BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.007	
MOLOACAN	803	BM	BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.007	
MOLOACAN	812	BM	BOMBEO MECANICO	38	19	50.0	0.007	
MOLOACAN	823	BM	BOMBEO MECANICO	25	6	75.0	0.004	
MOLOACAN	842	BM	BOMBEO MECANICO	13	6	50.0	0.004	
MOLOACAN	863	BM	BOMBEO MECANICO	63	19	70.0	0.011	
MOLOACAN	979	BM	BOMBEO MECANICO	25	19	25.0	0.011	

Tabla 3.1 Características operativas de los pozos productores.

En la tabla 3.2 se muestran los pozos que presentan las características con las que operaban los pozos inyectores del área central del campo Moloacan, así como sus causas de cierre.

Pozo	Sistema	Gasto inyección	Presión Inyección	Observaciones
		Bl/Día	Kg/cm ²	
308	I.A	259	16	Cdo por Manifestar aceite. Peri Mol 323
310	I.A	258	19	Cdo por Manifestar aceite. Peri Mol 323
312	I.A	208	54	Cdo por Manifestar aceite. Peri Mol 323
317	I.A	233	40	Cdo por Manifestar aceite. Peri Mol 323
318	I.A	232	47	Cdo por Manifestar aceite. Peri Mol 323
341	I.A	243	46	Cdo por Manifestar aceite. Peri Mol 323
354	I.A	246	28	Cdo por fuga en cabezal Mol 365
369	I.A	245	59	Cdo por Manifestar aceite. Peri Mol 384
374	I.A	247	27	Taponado
384	I.A	236	38	Taponado
430	I.A	237	42	Taponado
445	I.A	234	54	Taponado
464	I.A	233	40	Cdo por Manifestar aceite. Peri Mol 384
674	I.A	258	73	Cdo por instrucción de Yacimientos
652	I.A	207	94	Cdo por instrucción de Yacimientos
675	I.A	168	92	Cdo por instrucción de Yacimientos

Tabla 3.2 Pozos inyectoros que se encuentran cerrados.

Actualmente los pozos inyectoros se encuentran cerrados debido a los brotes superficiales de agua y aceite en el campo, como consecuencia del proceso de recuperación secundaria y la mala cementación. A continuación se nombran los problemas y las acciones realizadas hasta la fecha:

- Brote de agua de inyección en el área del pozo productor No. 356
- Brote de aceite y agua en área de los pozos inyectoros No's. 374, 384
- Brote de aceite y agua en área del pozo productor No. 370 asociado con hundimientos
- Brote de aceite y agua en área del pozo productor No. 323

Acciones realizadas para corregir el problema:

- Sé recementó el espacio anular entre las TR'S en los pozos productores, No's. 323, 356,370, corrigiéndose los brotes en un 100 %.
- Se cerraron los 16 pozos inyectoros.
- Se programó toma de información a los pozos inyectoros (Calibraciones, RPFC, y registros de temperatura).

- Se programó con equipo de reparación los pozos inyectoros No's. 374, 384, 430, 445, para corregir cementación primaria, realizándose tapón en forma definitiva de ellos, a continuación se muestra la figura 3.2 el plano de distribución de agua de los pozos inyectoros del campo Moloacan.

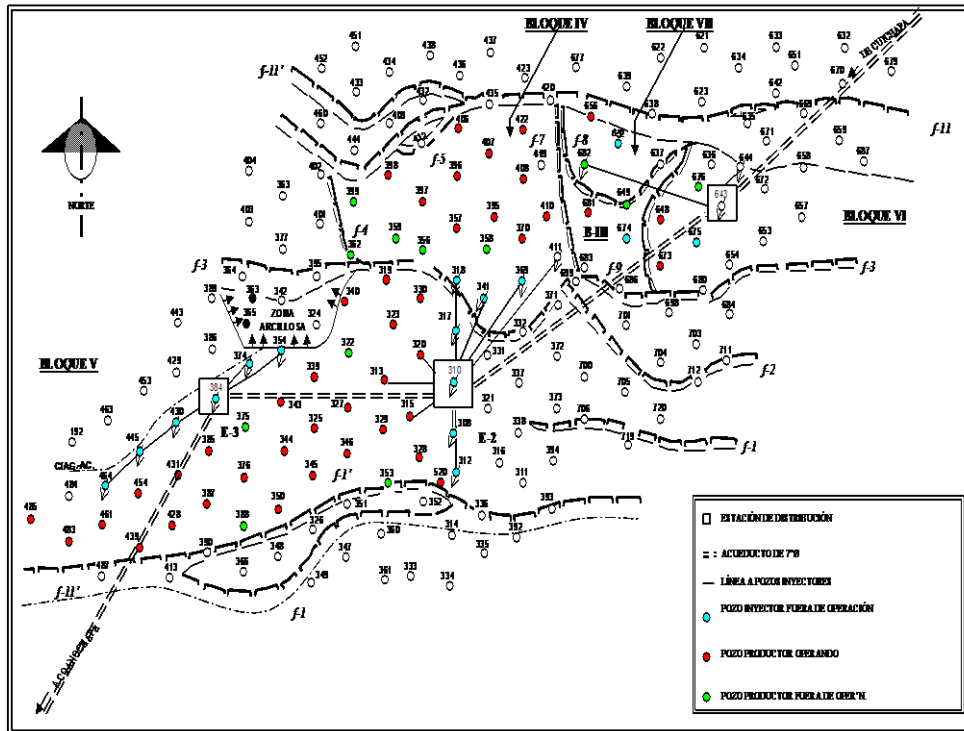


Figura 3.2 Plano de distribución de agua de los pozos inyectoros.

El suministro de agua provenía de la planta de inyección en las instalaciones del campo Cuichapa con una capacidad de bombeo de 34,000 BPD a una presión de inyección de 140 Kg/cm², actualmente se encuentra fuera de operación. El transporte se hacía a través de una acueducto de 7" y tres cabezales de inyección ubicados en las peras de los pozos No's. 643, 310 y 384 distribuyendo el agua por líneas a los pozos inyectoros como se muestra en el plano 3.1.

3.10.- Comportamiento histórico de producción campo Moloacan

Descrito lo anterior a continuación se muestra el comportamiento de la producción del campo en la figura 3.3, se visualiza que después de haber aplicado la recuperación secundaria en el año de 1991 y de la suspensión de esta por brotes superficiales de aceite y agua en los pozos inyectores se encuentran cerrados debido a problemas como la mala cementación; consecuencia a esto se tiene una fuerte declinación de la producción del campo; expuesto lo anterior se pretende atenuar la declinada de producción mediante la selección e implementación de un mejor Sistema Artificial de Producción.

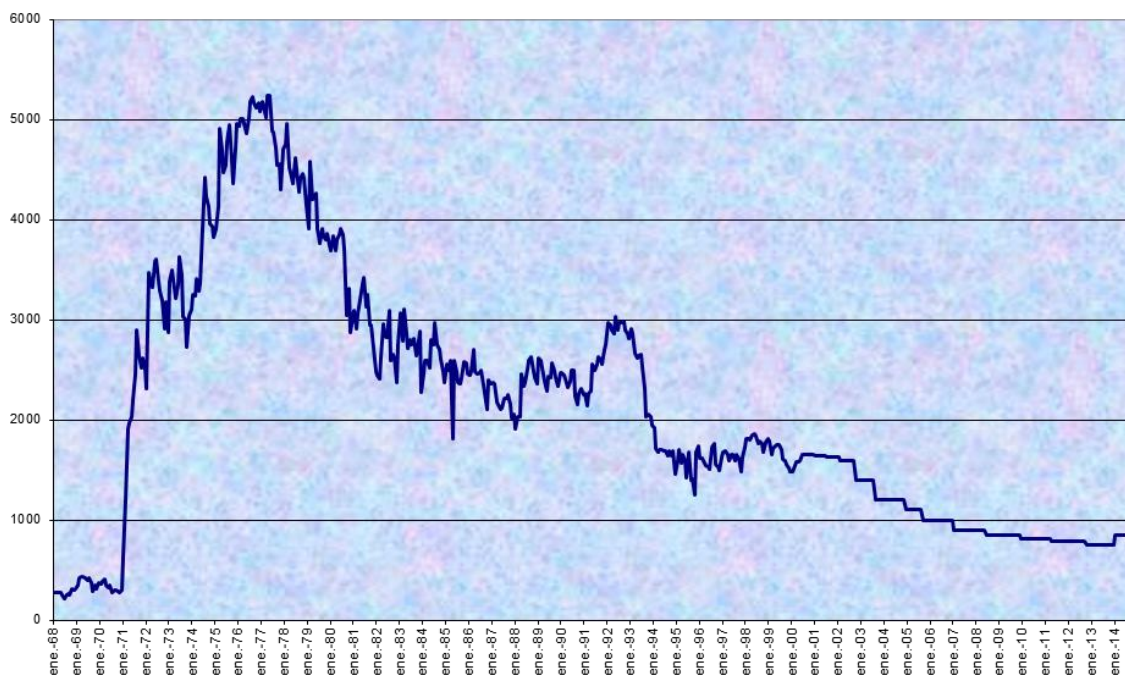


Figura 3.3 Comportamiento histórico de producción.

Capítulo IV Selección del Sistema Artificial de Producción

4.1.- Consideraciones técnicas para selección del Sistema Artificial de Producción

Las características del pozo Moloacan No.856, según la información disponible de las pruebas de producción, indican que el pozo podría presentar un buen aporte por encima del gasto reportado. El gasto inicial se asumió en 13 BPD, sin embargo, considerando las condiciones de fondo existentes de temperatura y las condiciones de trabajo del equipo de BCP, se espera un gasto de aceite de 22.5 BPD, esto de acuerdo con el IPR calculado mediante software PROSPER, esto concuerda con la tabla 4.1 antecedentes de pruebas de producción pozo Moloacan No. 856.

Fecha	Aceite Bruto (bpd)	Agua (%)	Aceite Neto (bpd)	Gas Prod. (mmpcd)	RGA (m ³ /m ³)	Densidad (gr/cm ³)	Salinidad (PPM)
Oct/ 1986	20	13	17	0.007	67	0.940	179,550
Jun/ 1990	6	0	6	0.007	200	0.940	201,251
Mar/ 2007	25	25	19	0.009	67	0.973	189,421

Tabla 4.1 Pruebas de producción pozo Moloacan No. 856.

4.1.1.- Procedimiento de selección de sistema de producción y de diseño

El sistema de levantamiento artificial que se utilice debe corresponder al más eficiente, considerando las características del yacimiento, fluidos producidos, configuración del pozo, infraestructura y recursos energéticos disponibles; para producir de manera más eficiente y rentable, ya que de continuar explotando un campo con un sistema de levantamiento artificial de producción inadecuado y con

el manejo de información incorrecta, obtendremos resultados ineficientes en el proceso de explotación y elevadas pérdidas económicas para la empresa. Es de suma importancia ya que todo esto determina la inversión necesaria y sus respectivos costos de operación y mantenimiento en el tiempo.

4.1.2.- En el sistema

Punto de descarga de los pozos.

Se analizó el área de instalaciones de superficie y proceso, hasta el punto de ubicación de los tanques o recipientes finales del aceite producido. Las presiones en cabeza consideradas para el análisis fueron de 3.0 y 4.0 Kg/cm².

4.1.3.- Análisis preliminar de sistema de producción

El análisis preliminar consiste en el diseño del método de levantamiento artificial que desde el punto de vista de afluencia y mecánicamente factibles considerando su evaluación económica.

Para el análisis del método de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) uno de los factores que influyen en la selección y desempeño del equipo es la profundidad de colocación de la bomba lo cual repercute directamente en la capacidad del sistema a instalar y en la recuperación del petróleo del yacimiento durante la vida operativa del equipo.

4.1.4.- Sensibilidades (corridas)

Definido el diseño de levantamiento (BCP) se realizaron las siguientes corridas (*ver tabla 4.2*), considerando además las condiciones de operación.

Descripción de la bomba	Desplazamiento de la Bomba (m3/D/ RPM)	Eficiencia Volumétrica (%)	Gasto (flujo) (m3/D)	Nivel del fluido (m)	Velocidad de Bombeo (RPM)	Sumergencia (m)	Presión Kg/cm2	Temp. de fondo (°C)
Weatherford 2-3600	0.24	80.0	23.5	613	110	61	28	43
Weatherford 1-600	0.21	80.0	22	570	115	102	31	43
Kudu Industries Inc.(16k 409)	0.19	50.0	19.5	570	100	103	32	43

Tabla 4.2 Resultados de corridas realizadas software PC-PUMP Mol. 856.

4.1.5.- Requerimientos energéticos e infraestructura

En el caso del Bombeo de Cavidades Progresivas se cuenta con energía eléctrica para considerarse en el diseño y operación continua de los equipos de superficie.

4.1.6.- Evaluación de requerimientos

Consiste en evaluar la factibilidad técnica y requerimientos energéticos para proponer la aplicación propuesta.

4.1.7.- Evaluación económica

Se calcula con base a los costos de equipos e inversiones asociadas con el sistema de producción.

4.1.8.- Definición del método de producción

Con un análisis técnico en la fase cualitativa y económica en el detalle técnico se selecciona el método de levantamiento artificial para la explotación del campo.

4.1.9.- Criterios empleados en la selección de los métodos

Profundidad de asentamiento de la bomba del sistema artificial de producción. Considerando que las zonas de interés se encuentran a una profundidad desde 400 a 700 m , las profundidades de asentamiento del equipo del sistema artificial de producción se toma en consideración la sumergencia mínima del equipo en 100 m, sin embargo, ajustando estas profundidades se asumió que la profundidad sería de 434 m.

Máxima producción manejable con el método. Según el diseño realizado con el software para simulación de sistemas artificiales BCP, se pudo observar que la producción o gasto que puede ser manejado con las condiciones existentes de yacimiento, pozo y fluido, asimismo considerando las profundidades de las zonas de interés productora, considerando también que la bomba pudiera ser ubicada lo más cerca de los disparos siempre y cuando técnica y físicamente pueda ser colocada, el sistema BCP puede manejar fluido desde un rango de 10 a 4,500 bpd.

4.1.10.- Factores considerados para la jerarquización de los métodos de producción

- Volumen de Producción: refiere a la máxima capacidad volumétrica que el equipo BCP podría manejar y el requerimiento energético necesario para manejar la producción de manera óptima.
- Capacidad de manejo de problemas de producción: el principal problema que se presenta en la explotación del campo Moloacan producción de aceite viscoso con producción de arenas no consolidadas.
- Gas: el efecto del gas afecta el desempeño de la bomba y deteriora los equipos, (para el campo Moloacan el gas no impacta en el SAP).
- Crudo Pesado: aceite con características como las de los pozos del área en evaluación (Moloacan) en cuanto a baja gravedad API, alta viscosidad plantea exigencia del equipo de BCP.
- Se plantea un caso de análisis donde se ve el efecto de la gravedad API en las condiciones de los equipos, debido a que los fluidos viscosos tienen una alta resistencia interna a fluir trae como resultado que las bombas en esas condiciones desarrollan una menor capacidad de levantamiento .
- Requerimiento de infraestructura, (espacio físico mínimo necesario). El requerimiento del espacio físico en el sistema artificial de producción es factor importante en la selección del método de levantamiento. El equipo de superficie de un Sistema artificial de producción BCP consta principalmente de:
 - Un cabezal instalado en el pozo.
 - El variador de frecuencia, el cual realiza el ajuste de la frecuencia a las condiciones establecidas de operación del equipo.
 - Red eléctrica.

La figura 4.1, ilustra el esquema típico del equipo BCP en superficie y subsuelo.

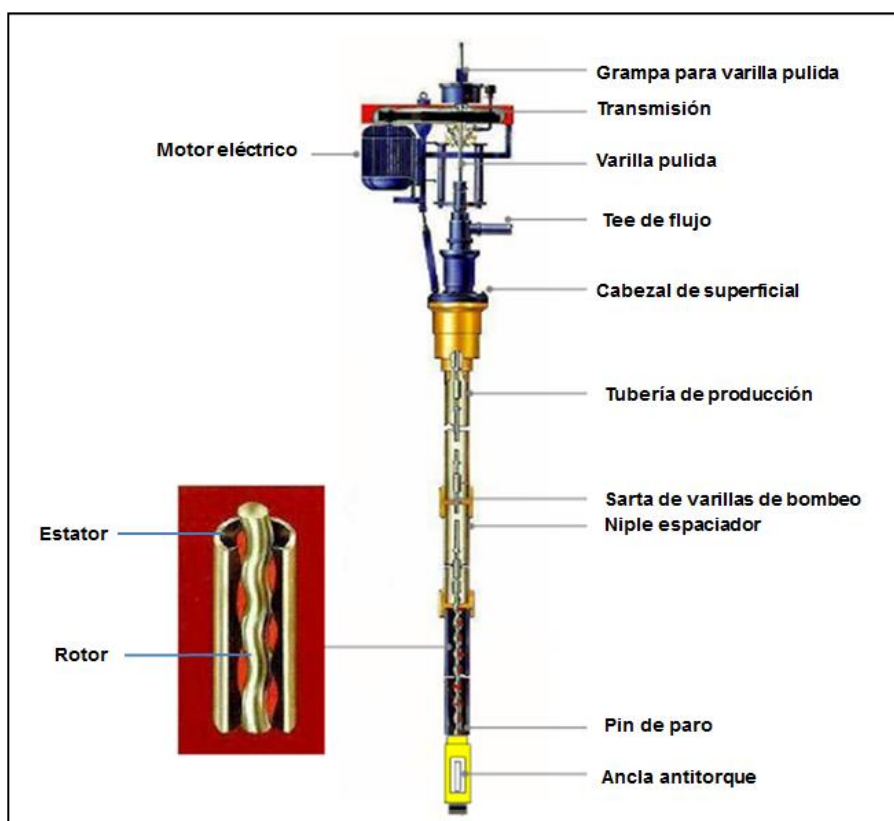


Figura 4.1 Componentes del Sistema Bombeo de Cavidades Progresivas.

4.2.- Escenarios a considerar en los sistemas artificiales de producción

Para la selección del sistema artificial de producción (SAP), para el campo Moloacan se consideraron todos los sistemas a fin de elaborar un análisis tanto cualitativo como cuantitativo de cada sistema en función de los diferentes parámetros y factores posibles.

Preliminarmente, la siguiente (tabla 4.3), muestra las características particulares de los sistemas artificiales de producción

Características	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades progresivas	Bombeo Neumático		Embolo Viajero	Bombeo Hidráulico		Bombeo Electrocentrífugo
			Continuo	Intermitente		Jet	Pistón	
Profundidad (m)	30-4,247	300-1,830	1,524-4,572	1,524-4,572	2,286-5,790	1,524-4,572	1,524-4,572	1,524-4,572
(pies)	100-14,000	984-1,830	5,000-15,000	5,000-15,000	7,500-19,000	5,000-15,000	5,000-15,000	5,000-15,000
Gasto (BPD)	1-2,500	5-4,500	200-30,000	50-500	1-200	30-15,000	50-4,000	200-30,000
Temperatura de operación (°C)	37-379	24-122	37-204	37-204	48-260	38-260	38-260	38-204
Manejo de corrosión con H2S (%)	Buena y excelente	Pobre	Buena y excelente	Buena y excelente	Excelente	Excelente	Buena	Buena
Manejo de gas RGA (m3/m3)	Regular	Buena	Excelente	Regular	Excelente	Buena	Regular	Muy pobre
Manejo de sólidos	Malo	Buena	Buena	Buena	Pobre	Buena	Pobre	Muy pobre
Gravedad del fluido, °API	>8	>8	>15	>15	>30 scf/bbl/100'	>8	>8	>10
Requerimiento de servicio a pozos	Equipo de reparación y levantamiento artificial	Equipo de reparación y levantamiento artificial	Equipo de reparación y levantamiento artificial	Equipo de reparación y levantamiento artificial	Well head cácher y línea de acero	Hidráulico y línea de acero	Hidráulico y línea de acero	Equipo de reparación y levantamiento artificial
Movimiento primario	Gas o electricidad	Gas o electricidad	Gas o electricidad	Gas o electricidad	Pozos con energía natural	Bomba múltiple cilindros y	Bomba múltiple cilindros y eléctrico	Motor eléctrico

						eléctrico		
Eficiencia del sistema (%)	45-60	40-70	10-30	10-30	N/A	10-30	10-30	35-60

Tabla 4.3 Características particulares de los sistemas artificiales de producción.

De la tabla 4.3 se desprende que el BN, el BEC y el BHJ son los más usados para los casos de aceites pesados ya que manejan mayores caudales y el BM, BCP y BHJ se usan para bajos caudales, además, sistemas como BM y BCP y BHJ se usan principalmente con fluidos viscosos y el BN y el BEC operan mejor con fluidos de baja viscosidad. A continuación se muestran tablas de factores desarrolladas (tablas 4.3, 4.4, 4.4.1, 4.4.2, 4.5 y 4.6) , para seleccionar el sistema artificial de producción a usar.

Factor económico

Sistema	Costo de capital	Costos operacionales	Disponibilidad de energía eléctrica	Disponibilidad de compresión	Servicio
Bombeo Mecánico (BM)	Bajo a moderado: se incrementa con profundidad y en aplicaciones costa afuera.	Muy bajo, demanda bajo consumo de energía y mantenimiento de bajo costo	Requiere de energía eléctrica para su operación	No requiere.	Equipo de superficie de bajo mantenimiento. Equipos de fondo, requiere servicios cada 1.5 años, estabiliza la curva de aprendizaje del yacimiento se puede extender el replazo cada 3 a 4 años.
Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	Bajo si se tiene disponibilidad de energía eléctrica comercial.	Muy bajos gastos. Solo incluyen consumo eléctrico y fugas en superficie.	Requiere de energía eléctrica para su operación.	No requiere.	Frecuencia de servicio alto. Replazo de equipo de subsuelo cada 6 meses, estabilizado la curva de aprendizaje del yacimiento, se puede extender el replazo cada 12 a 18 meses.
Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA)	Equipos de fondo de bajo costo, pero los costos de equipos de compresión y separación por pozos pueden ser altos. En caso de presencia de aromáticos se requieren tuberías de revestimiento especiales o equipos	Costos asociados al pozo, con bajos costos de compresión varían según necesidad del pozo (gasto, RGA, y profundidad) debe mantenerse la inyección lo más profundo posible con el volumen de gas óptimo.	Requiere de energía eléctrica para su operación de los compresores a boca de pozo.	Requiere	Requiere servicios con muy baja frecuencia. Recomendable cada 5 años por mantenimiento preventivo. Replazo de válvulas puede realizarse con línea de acero, lo cual es de alto riesgo en pozos con desviaciones mayores a 45°

Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	Alto, se requiere equipos de alta presión en la superficie, líneas, etc. Requiere de infraestructura en superficie de gran tamaño (bombas, motores y tanques), equipo centralizado para la distribución del líquido de potencia disminuye el costo.	Al ser los equipos de superficie de alta presión se requiere de constante supervisión reemplazo de filtros, tratamiento de fluidos, etc.	No requiere	No requiere	Bajo. Equipo de fondo no presenta partes móviles
Bombeo Electrocentrífugo (BEC)	Moderado si se tiene disponibilidad de energía eléctrica comercial.	Moderado, demanda energía eléctrica, requiere mantenimiento continuo de equipos de superficie, ejemplo reemplazo de tarjetas electrónicas en variador de frecuencia	Requiere de energía eléctrica para su operación	No requiere	Frecuencia de servicios alto. Elevados costos en recuperación y reparación de equipos de fondo.

Tabla 4.4 Criterios de selección de SAP- Económicos.

Factor equipos

Sistema	Equipos de fondo	Eficiencia	Flexibilidad
Bombeo Mecánico (BM)	Se requiere un buen diseño de varillas y el uso de buenas prácticas operacionales. Necesaria una buena selección, operación y prácticas de reparación para bombas y varillas.	Eficiencia total del sistema excelente. Las eficiencias pueden alcanzar entre 50 y 60%, podría ser mayor en condiciones muy especiales.	Excelente: pueden variarse velocidad y longitud la carrera, tamaño del pistón y tiempo de producción para controlar gastos.
Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	Importante la selección del elastómero, debe ser compatible con fluidos de producción, se requiere un buen diseño de varillas	El equipo con menor eficiencia hidráulica un buen diseño puede llegar a sobrepasar el 70%, su rango típico esta entre 40 y 70%.	Excelente: se puede cambiar velocidades de rotación en la superficie, se puede cambiar la bomba tipo insertables, puede aumentar la flexibilidad con variadores de frecuencia.
Bombeo Neumático Auto abastecido (BNA)	Esencial un buen diseño de válvulas y espaciado de mandriles. Costos bajos de equipos de fondo (válvulas y mandriles). Válvulas pueden ser retiradas con línea de acero.	Moderada: aumenta en pozos que requieren bajos gastos de gas de inyección. Baja para pozos que requieren altos gastos de gas de inyección entre 5 y 30%.	Excelente: gastos de aceite, pueden variarse modificando el gas de inyección. Se requiere de una buena selección del tamaño en TP. En caso de manejar altos gastos o pozos profundos, se requieren equipos adicionales de compresión o de gran robustez.

Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	No posee parte móviles lo cual le da robustez al equipo.	Equipo de muy baja eficiencia debido a la gran potencia que se le suministra al equipo de fondo y lo poco que se trasfiere al fluido de producción. Su eficiencia se encuentra entre 10 y 30%.	Bueno, el equipo de fondo puede ser insertable y de fácil remplazo permitiendo producir un amplio rango de gastos. El gasto y la presión del fluido motriz pueden ajustarse acorde a los gastos de producción.
Bombeo Electrocentrifugo	Se requiere de una apropiada selección de cable, motor, bomba y sello. Esencial un buen diseño y buenas practicas operacionales.	Buena para pozos con altos gastos (>60%) en algunos casos, pero disminuye significativamente para pozos con gas.	Moderada a buena: generalmente las bombas operan a velocidad controlada y un rango de gastos de aceite limitado por empuje de la bomba (upthrust y downthrust). Se requiere de diseño muy preciso en cuanto a capacidad. Variadores de velocidad mejoran la flexibilidad, pero incrementan los costos.

Tabla 4.5 Criterios de selección de SAP-Equipos.

Factor equipos (continua)

Sistema	Problemas operacionales	Confiabilidad	Adaptabilidad a condiciones de fondo
Bombeo Mecánico (BM)	Fugas por estoperos pueden generar contaminación y permanente presencia de aceite de cabezal. Se dispone de estoperos no contaminantes. Equipos de superficie de gran tamaño, dificultan el mantenimiento.	Excelente: Tiempos de operación muy largos si se utilizan buenas prácticas operacionales y si no se tienen problemas de corrosión, asfáltenos, sólidos o desviaciones en el pozo.	Excelentes: menos de 5 kg/cm ² de presión en la entrada de la bomba, proporcionan un adecuado desplazamiento y venteo de gas.
Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	Fugas por estoperos, pueden generar contaminación y permanente presencia de aceite de cabezal. Se dispone de estoperos no contaminantes. Equipos de superficie de gran tamaño dificultan el mantenimiento.	Moderado: Tiempo de operación mejora con una buena selección del elastómero.	Excelentes: menos de 5 kg/cm ² de presión en la entrada de la bomba, proporcionan un adecuado desplazamiento y venteo de gas.
Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA)	Se requiere de compresores con confiabilidades por encima de 95%. El elevado número de compresores puede incrementar la probabilidad de fallas y frecuencia de mantenimiento. Debe utilizarse gas deshidratado para evitar problemas de hidratos en superficie.	Excelente si se dispone de compresión y de una adecuada calibración de válvulas o tamaño de orificio.	Moderada: restringida por el gradiente del fluido levantado (incrementa el flujo fraccional). A profundidades mayores de 3000 metros, no se obtienen bajas presiones de fondo.

Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	El manejo del fluido de potencia en superficie constituye un factor de riesgo por el impacto de contaminación ambiental debido al número de componentes susceptibles a fallas. El proceso de arranque del sistema es complicado dado que requiere de un gasto específico de fluido de potencia.	Excelente si se tiene un sistema de bombeo confiable y un separador de gas bien diseñado.	Excelente, el equipo puede adaptarse a la inclinación del yacimiento, puede trabajar a presiones similares a la del bombeo mecánico.
Bombeo Electrocentrífugo (BEC)	Se requiere de fuentes confiables de suministro eléctrico.	Variada: excelente para casos ideales (alta producción de agua, moderadas temperaturas, altas tasas), baja para áreas con problemas de producción de gas, sólidos, asfáltenos, variaciones continuas en suministro eléctrico.	Moderada: en pozos con altos volúmenes de gas libre en el fondo, requieren de instalación de separadores de gas. En la actualidad existen equipos especiales que permiten manejar mayores volúmenes de gas logrando incrementar la adaptabilidad.

Tabla 4.5.1 Criterios de selección de SAP-Equipos.

Factor equipos (continua)

Sistema	Facilidad para diagnóstico de fallas	Facilidad para mediciones	Manejo de gas	Equipo de superficie
Bombeo Mecánico (BM)	Excelente: Puede ser analizado basado en pruebas de producción, niveles de fluido, etc. Dinamómetros y computadoras mejoran el análisis.	Bueno: equipos y procedimientos convencionales.	Moderada si puede ventearse y usar anclas de gas. Baja si tienen que bombear más de 50% de gas libre.	Tamaño y operación puede causar molestias en zonas urbanas. Equipos de superficie expuestos a hurtos en zonas pobladas.
Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	Excelente: puede ser analizado basado en pruebas de producción, niveles de fluido, etc. Presenta pocos elementos de falla de fondo (varillas y elastómero).	Bueno: equipos y procedimientos convencionales.	Moderada si puede ventearse y usar anclas de gas. Baja, se degrada el head de la bomba si se tienen que bombear más de 50% de gas libre.	Equipos de superficie ocupan poco espacio.

Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA)	Bueno/excelente: Puede ser analizado a través de discos de presión en superficie y registros de presión y temperatura. Problemas de separación en superficie pueden complicar el diagnóstico.	Moderado/bajo: requiere medición adicional del gas inyectado para obtener gastos de gas del pozo. Comúnmente se cometen errores en la medición del gas de inyección.	Excelente: gas de formación ayuda a reducir necesidad de gas de inyección.	Equipos de gran tamaño en pozo por la presencia de unidades asociadas a procesos de compresión y separación. Deben aumentarse precauciones en seguridad debido a la alta presión en superficie. Dentro de la configuración BN es el que requiere mayor espacio en pozo.
Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	Bueno, con medición convencional se puede analizar el equipo. Sensores de fondo permiten monitorear parámetros de fondo y de yacimiento.	Bajo: requiere medición adicional del fluido de potencia para obtener gastos de fluido del pozo. Problema para medir gastos bajos de producción del pozo.	Buena si se puede ventear o se dispone de buena separación en superficie.	Equipos de gran tamaño en pozo, requiere de unidad de bombeo, separación, en la mayoría de los casos requiere de un motor a combustión, conexiones de alta presión, separadores de sólidos que limitan su aplicación costa afuera.
Bombeo Electrocentrífugo (BEC)	Moderado: chequeos eléctricos con equipos especiales. Pueden monitorearse variables en fondo con sensores ubicados en el motor.	Bueno: equipos y procedimientos convencionales.	Bueno: requiere de separadores de gas en fondo para pozos con más de 15% de gas libre. Nuevas tecnologías permiten manejar hasta 90% de gas libre a la entrada de la bomba.	Equipos de pequeño tamaño en el pozo, pero requieren de banco de transformadores.

Tabla 4.5.2 Criterios de selección de SAP-Equipos.

Factor pozo

Sistema	Limitación en el diámetro de la tubería de revestimiento	Profundidad	Desviación	Gastos
Bombeo Mecánico (BM)	Problemas solamente en pozos con altos gastos.	El rango típico de aplicación está entre 30 m (100 pies) y 3350 m (11,000 pies) con un máximo 4900 m (16,000 pies usando varillas especiales de fibra de vidrio.	Moderado: Rango típico de 0 a 20° de desviación, de 20 a 90° se recomienda una severidad máxima de 15°/30° m (15°/100 pies) y usar varilla continua de ser posible. Después de 5°/30 m requiere el uso de centralizadores especiales.	Bueno para amplio rango de gastos. Rango típico de 5 a 1500 BPD con un máximo de 5000 BPD en condiciones especiales.

Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	Problemas solamente en pozos con altos gastos.	Rango típico de aplicación entre 600 m y 1400 m (2000 a 4500 pies), nuevos equipos pueden llegar hasta 2000 m (6500 pies) en condiciones especiales.	Moderado: La desviación no es un inconveniente, en tanto la sarta de varillas esté correctamente centralizada y no existen altos dog-leg (pata de perro), después de 5°/30 m se requiere el uso de centralizadores especiales y se recomienda no superar los 15°/30 m. En pozos con 90° el rotor descansa sobre el elastómero y puede deformarlo.	Su rango típico está entre 5 y 2200 BPD, dependiendo de la profundidad, sin embargo existen equipos que en condiciones especiales pueden producir hasta 4500 BPD.
Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA)	El uso de tuberías de revestimiento de 4.5 y 5.5" con tuberías de 2 3/8" limitan la producción a < 1000 BPD. Tuberías de revestimiento de 7" no limita a los pozos.	Controlado por la presión disponible en superficie.	Moderada/alta: Problemas en la recuperación de la válvula a más de 45 grados. No presenta equipos móviles que genere fricción.	Bueno para amplio rango de gastos de líquido.
Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	Tuberías de revestimiento pequeñas limitan el gasto, sin embargo es factible en tuberías de revestimiento de 4.5".	No es limitación, es una de las ventajas del equipo, puede llegar a profundidades de 4,570 m (15,000 pies). Su rango típico de aplicación está entre 1500 y 3050 m (5,000 y 10,000 pies).	Excelente: puede operar a 90 grados con severidades de hasta 24°/30 m.	Bueno. Rango típico de aplicación entre 300 y 1,000 BPD, puede operar hasta con más de 15,000 BPD.
Bombeo Electrocentrífugo (BEC)	Tamaño de tuberías de revestimiento puede limitar tamaño de motores y bombas. Problemas con tuberías de revestimiento de 5.5" o menos.	Limitaciones asociadas a tamaños de motores requeridos y altas temperaturas en el fondo. Aplicaciones normales a 3000 m. Equipos especiales para altas temperaturas pueden alcanzar hasta 3800 m, sin embargo existen configuraciones de fondo con doble sarta y dos bombas que permiten alcanzar mayores producciones a estas profundidades.	Excelente: puede operar a 90 grados.	Bueno para altos caudales y bajo para rangos menores a 250 BPD de líquido.

Tabla 4.6 Criterios de selección del SAP-Pozo.

Factor yacimiento

Tabla 4.7 Criterios de selección de SAP-Yacimientos.

Sistema	API	Inorgánicos	Sólidos	Temperatura	Flujo fraccional	Parafinas	Viscosidad
Bombeo Mecánico (BM)	Bueno para aceite pesado. Opera bien desde 8° API hacia arriba.	Buena, se deben seleccionar correctamente los elastómeros de los o-rings.	Bajo: problemas con componentes de la bomba.	Excelente: Maneja altas temperaturas, puede ser utilizado en pozos con inyección de vapor (550 °F). Rango típico de operación está entre 100 y 350 °F.	Independiente de corte de agua.	Bueno para el manejo de parafinas aun cuando podría incrementar los costos operacionales.	Buena para manejo de aceites viscosos.
Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	Excelente para aceite pesado.	Bajo: muy limitado por hinchamiento de los elastómeros, se necesitan estatores metálicos.	Excelente: La bomba puede manejar alto porcentaje de arena.	Baja: Con equipo convencional hasta 150 °F (65 °C) y con nuevos equipos hasta 250 °F (110 °C).	Bueno: Afecta la selección del elastómero.	Moderado: Presencia de parafinas puede causar recirculación por interferencia en el ajuste entre rotor y estator de la bomba.	Excelente equipo, ideal para el manejo de crudos viscosos.
Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA)	Buena para valores superiores a 16 °API. No es recomendado para aceite pesado.	Sin problema para producir fluidos con inorgánicos, sin embargo para la reinyección a boca de pozo, requiere tratamiento del gas en sitio o tuberías de revestimiento de espesores y aleaciones especiales.	Bueno: Por la naturaleza del equipo puede manejar alto porcentaje de sólidos. La presencia de sólidos puede romper el separador y ocasionar problemas ambientales en pozo.	Excelente: Maneja altas temperaturas, puede ser utilizado en pozos con inyección de vapor con válvulas, mandriles y empacadores especiales.	Se hace más ineficiente mientras aumenta el corte de agua por incremento del gradiente de líquido.	Bueno, aun cuando en ocasiones se requiere removedores	Buena para valores superiores a 20 cp. No es recomendado para flujos viscosos.
Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	Moderado. Para densidades mayores a 8 °API, mejora si se dispone de un fluido de potencia de mayor gravedad °API.	Bomba y tubería de revestimiento, debe ser diseñada para manejar estos fluidos.	Bueno, puede operar con 3% de arena en fluidos.	Excelente, la bomba puede manejar altas temperaturas. Su rango típico de aplicación está entre 40 y 120 °C (100 y 250 °F), sin embargo con equipos de materiales especiales puede operar hasta 260 °C (500 °F).	Independiente del flujo fraccional.	Excelente a bueno. Se pueden circular fluidos removedores de parafina.	Moderado. Tiende a bajar la eficiencia de la bomba. Mejora si se dispone de fluido de potencia menos viscoso o se calentamiento en superficie.
Bombeo Electrocentrifugo (BEC)	Bueno para aceites medianos y livianos. Operan en aceites pesados sin embargo no son diseñadas para tal fin.	Buena, se debe usar bombas especiales para el manejo de estos fluidos lo cual aumenta su costo, cable debe tener recubrimiento metálico.	Bajo: problemas con componentes de la bomba.	Equipos convencionales, pueden operar hasta 115 °C y equipos especiales, pueden operar hasta 200 °C en fondo de pozo.	Independiente. Se beneficia con cortes de agua altos.	Moderado. Se pueden aplicar tratamientos para control de parafinas como inhibidores.	Mediano, viscosidad afecta eficiencia de la bomba, el motor aumenta la temperatura del fluido disminuyendo viscosidad.

4.2.1.- Criterios de selección del Sistema Artificial de Producción

Con los criterios descritos anteriormente y haciendo uso de una hoja de cálculo se pondero la factibilidad de cada uno de los sistemas artificiales para implementación en el campo Moloacan usando para cada celda los siguientes valores (ver resultados tabla 4.8).

Cero (0) No aplica

Uno (1) Aplica

Dos (2) Bueno

Tres (3) Excelente

Sistema	Factor Económico	Equipo	Pozo	Yacimiento	Total	Sistema artificial de producción	Conclusión
Bombeo Mecánico (BM)	7	12	6	8	33	Sistema artificial que actualmente está operando y presenta fallas continuas por no manejar solidos de manera adecuada (arenas no consolidadas).	No Aplica
Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	9	20	8	13	50	Sistema que es idóneo para manejar aceites viscosos, a bajos gastos y excelente en el manejo de sólidos.	Aplica
Bombeo Neumático (BN)	0	0	0	0	0	Los costos de operación y mantenimiento son elevados y actualmente NO SE CUENTA CON RED de BN en el campo, (se desmantelo por Asentamientos Humanos).	No Aplica
Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	0	0	0	0	0	Los costos de operación y mantenimiento son elevados y se requieren altos gastos de aceite para operar el SAP, (la AOF es de 22.5).	No Aplica
Bombeo Electrosumergible (BEC)	0	0	0	0	0	Los costos de operación y mantenimiento son elevados y se requieren altos gastos de aceite para operar el SAP, (la AOF es de 22.5).	No Aplica

Tabla 4.8 Resumen de resultados de selección del SAP.

4.2.2.- Resultados

De acuerdo a los factores económico, de equipo, de pozo y de yacimiento descritos en tablas anexas, el Sistema Artificial de Producción que aplica al campo Moloacan es el de Bombeo de Cavidades Progresivas; ya que tiene la mejor eficiencia que va del 40 al 70%, además se destaca de los demás ya que una de las fortalezas es ser excelente en el manejo de sólidos en comparación con el Bombeo Mecánico; ya que éste en el manejo de sólidos se considera malo.

Capítulo V Diseño del Bombeo de Cavidades Progresivas

5.1.- Diseño del Sistema Artificial de Producción B.C.P.

Datos del pozo: Petróleo crudo pesado

Tubería de revestimiento: 7" * 23 lb. /pie (Diámetro Interno: 6.366").

Tope superior de los disparos: 2251'.

Tope inferior de los disparos: 2369'.

Temperatura de yacimiento = 109 °F.

Propiedades del crudo:

Gravedad API: 14°.

Viscosidad cinemática: 9.6893 Cst.

Considérese que el pozo se comporta de forma lineal definido por:

Presión estática: 654 psi

Caudal máximo: 50 BPD.

Al pozo se le debe instalar un sistema BCP con las siguientes características:

Tubería de Producción: 2 7/8" * 6.4 lb. /pie (diámetro interno: 2.34").

Diámetro de las varillas: 1". Con Altos requerimientos de cargas.

Profundidad de la bomba: 2119'.

Elastómero del estator: NBR.

La línea de producción está conectada a una línea de superficie:

Longitud de la Línea de Superficie (Línea de Flujo 287 m): 942'.

Diámetro Línea de Superficie: 4" (diámetro Interno: 4.026").

Adicionalmente la línea de superficie descarga a un separador:

Presión del separador: 30 psi.

Caudal deseado: 23 BPD.

RGA = Despreciable.

5.2 Diseño y selección de los componentes del sistema

5.2.1 Equipos de Subsuelo

a. Dimensiones del estator.

No se debe usar un estator cuyo diámetro externo sea mayor al

$$d_{MAX} = Drift(pu\lg) - 0,100pu\lg$$

El valor del $Drift = 6,241pu\lg$ (tubería de revestimiento de 7"*23 lb/pie).

Sustituyendo en la ecuación se tiene:

$$d_{MAX} = 6,241pu\lg - 0,100pu\lg = 6,141pu\lg$$

No se debe usar un estator cuyo diámetro externo sea mayor a $6,141pu\lg$.

b. Selección del elastómero.

De la tabla 5.1 se seleccionó el elastómero con bajo contenido de nitrilo (NBR).

Propiedad	Bajo contenido de nitrilo NBR	Nitrilo estandar NBR	Alto contenido de nitrilo NBR	Nitrilo hidrogenado HNBR	Fluoroelastomero
Propiedades mecánicas	Muy buenas	Buenas	Promedio	Muy buenas	Promedio
Resistencia térmica máxima (°F)	200	200	210	380	500
Temperatura de servicio promedio(°F)	180	180	180	350	450
Resistencia abrasión	Muy Buena	Buena	Promedio	Buena	Promedio/ Pobre
Resistencia aromáticos	Pobre	Promedio	Buena	Promedio	Muy Buena
Resistencia crudos agrios	Promedio/ Pobre	Promedio	Promedio	Buena	Promedio
Resistencia a H2S	Promedio/ Pobre	Promedio	Muy Pobre	Buena	Promedio
Resistencia a agua	Promedio/ Pobre	Promedio/ Pobre	Pobre	Promedio	Buena
Resistencia a elongacion por gas	Buena	Promedio	Buena	Buena	Promedio

Tabla 5.1 Selección del elastómero.

c. Selección del rotor.

Para la selección del rotor se requiere conocer:

Temperatura = 109 °F y viscosidad dinámica (μ_f) cP =?

Se tiene como dato el valor de la viscosidad cinemática (ν) = 6000 Cst. Para encontrar el valor en cP se realiza lo siguiente:

Para API = 14

$$SG = \frac{141.5}{10 + 131.5} = 1$$

Entonces:

$$\rho = k * SG \quad \text{Dónde:} \quad k = 999,012 \left(\frac{kg}{m^3} \right)$$

$$\rho = 999,012 \left(\frac{kg}{m^3} \right) * 1 = 999,012 \left(\frac{Kg}{m^3} \right)$$

$$\nu = 6000(Cst) * \frac{1}{100} \left(\frac{st}{Cst} \right) * \frac{1 * 10^{-4} \left(\frac{m^2}{s} \right)}{1st} = 6 * 10^{-3} \left(\frac{m^2}{s} \right)$$

$$\mu_f = 6 * 10^{-3} \left(\frac{m^2}{s} \right) * 999,012 \left(\frac{Kg}{m^3} \right) = 5.994072 \left(\frac{Kg}{m s} \right)$$

$$\mu_f = 5.994072 \left(\frac{Kg}{m s} \right) * \frac{10 poise}{1 \left(\frac{Kg}{m s} \right)} * \frac{100}{1} \left(\frac{cP}{poise} \right) = 5994(cP)$$

$$\mu_f = 5994(cP)$$

En la Fig. 5.1, se ubica el valor de $T_y = 109^\circ F$ en el eje "X" y el valor de $\mu_f = 5994 cP$ en el eje de las "Y".

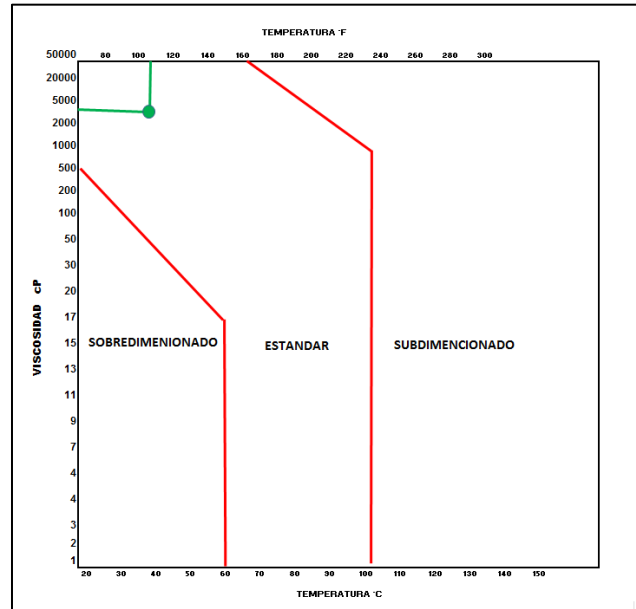


Figura 5.1 para la selección del diámetro del rotor.

De la misma se obtiene un rotor estándar.

d. Dimensiones del niple de paro.

Ver catálogo del fabricante. Diámetro de acuerdo a la serie de la bomba.

e. Selección de la bomba (Cálculo del índice de productividad y cálculo de la capacidad hidráulica de la BCP).

Cálculo del Índice de productividad en la figura 5.2, se observa el gasto de aceite deseado y máximo, esto en relación a la presión (P_{wf} y P_e).

$$IP = \frac{Q_{MAX}}{P_s} = \frac{50}{654} \left(\frac{BPD}{psi} \right) = 0.076 \left(\frac{BPD}{psi} \right)$$

Cálculo de la presión de fondo fluyente:

$$IP = \frac{Q_{DES}}{P_s - P_{wf}}$$

$$P_{wf} = P_s - \frac{Q_{DES}}{IP} = 654 \text{ psi} - \left(\frac{25 \text{ BPD}}{0.076 \left(\frac{\text{BPD}}{\text{psi}} \right)} \right) = 325 \text{ psi}$$

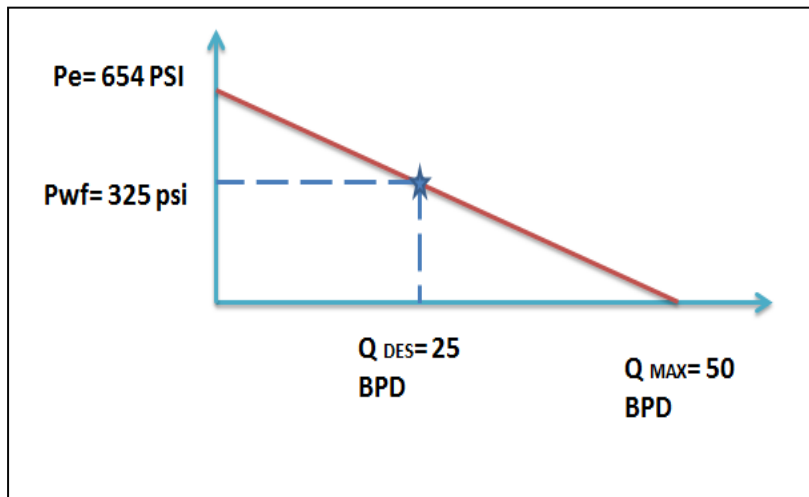


Figura 5.2 Curva de índice de productividad lineal.

Cálculo de la capacidad hidráulica de la BCP.

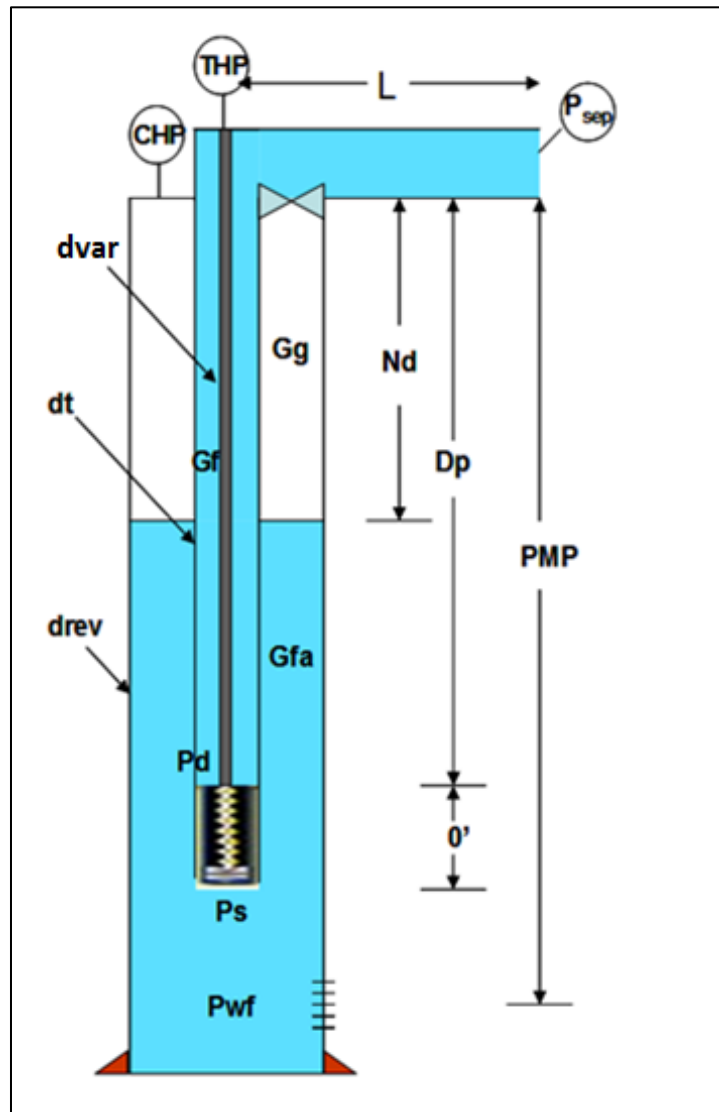


Figura 5.3 Configuración del pozo.

Cálculo de la capacidad de levantamiento de la bomba:

$$P_p = P_d - P_{suc}$$

Cálculo de la presión de succión:

$$P_{suc} = P_{wf} - \left\{ 1,45 * 10^{-4} * [\rho g (PMP - Dp)] \right\} - \Delta P_{FRICCION CASING}$$

$$P_{wf} = 325(\text{psi})$$

$$\rho = 999,012 \left(\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right)$$

$$g = 9,8 \left(\frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right)$$

$$PMP = \frac{\text{TopeSuperior} + \text{TopeInferior}}{2} = \frac{2251' + 2369'}{2} = 2310'$$

$$Dp = 2119' = 645\text{m}$$

$$PMP - Dp = 2310\text{pies} - 2119\text{pies} = 191\text{pies} * \frac{0.3048}{1} \left(\frac{\text{m}}{\text{pies}} \right) = 58.21\text{ m}$$

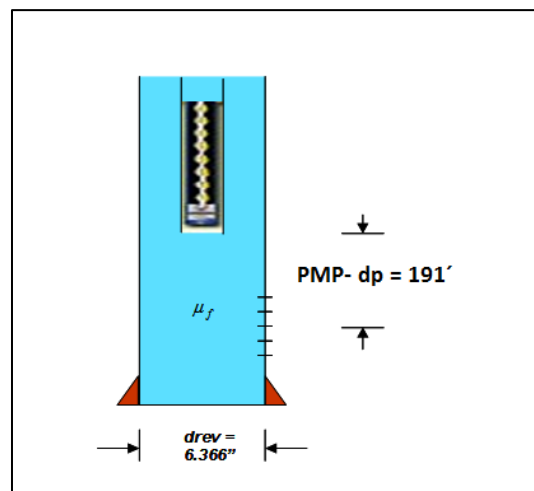


Figura 5.4 Configuración del pozo para el cálculo de la presión de succión.

$$\mu_f = 5.994072 \left(\frac{Kg}{m s} \right)$$

$$Q_L = 25 \left(\frac{BLS}{dia} \right) * \frac{1}{86400} \left(\frac{dia}{s} \right) * \frac{0.159}{1} \left(\frac{m^3}{BLS} \right) = 4.60 * 10^{-5} \left(\frac{m^3}{s} \right)$$

$$d_{rev} = 6,366 \text{ pulg} * \frac{1}{39,4} \left(\frac{m}{\text{pulg}} \right) = 0.1615 \text{ m}$$

Sustituyendo:

$$\Delta P_{CASING} = \frac{1.16 * 10^{-3} * 5,994072 \left(\frac{Kg}{m s} \right) * (704 \text{ m}) * 4.60 * 10^{-5} \left(\frac{m^3}{s} \right)}{\pi \left(\frac{0.1615 \text{ m}}{2} \right)^4} = 1.69 \text{ psi}$$

$$P_{suc} = 325(\text{psi}) - \left\{ 1,45 * 10^{-4} * \left[999,012 \left(\frac{Kg}{m^3} \right) * 9,8 \left(\frac{m}{s^2} \right) (58.21 \text{ m}) \right] \right\} - 1.69(\text{psi})$$

$$P_{suc} = 241(\text{psi})$$

Cálculo de la presión de descarga:

$$Pd = P_{SEP} + \Delta P_{FRICCION LINEA} + (G_f \times Dp) + \Delta P_{FRICCION TUBERIA}$$

$$P_{SEP} = 30 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{FRICCION LINEA} = \frac{1.16 \cdot 10^{-3} \mu_f L Q}{\pi \left(\frac{d_{LF}}{2} \right)^4}$$

$$\mu_f = 5.994072 \left(\frac{Kg}{m s} \right)$$

$$L = 942 \text{ pies} \left(\frac{0.3048 \text{ m}}{1 \text{ pie}} \right) = 287 \text{ m}$$

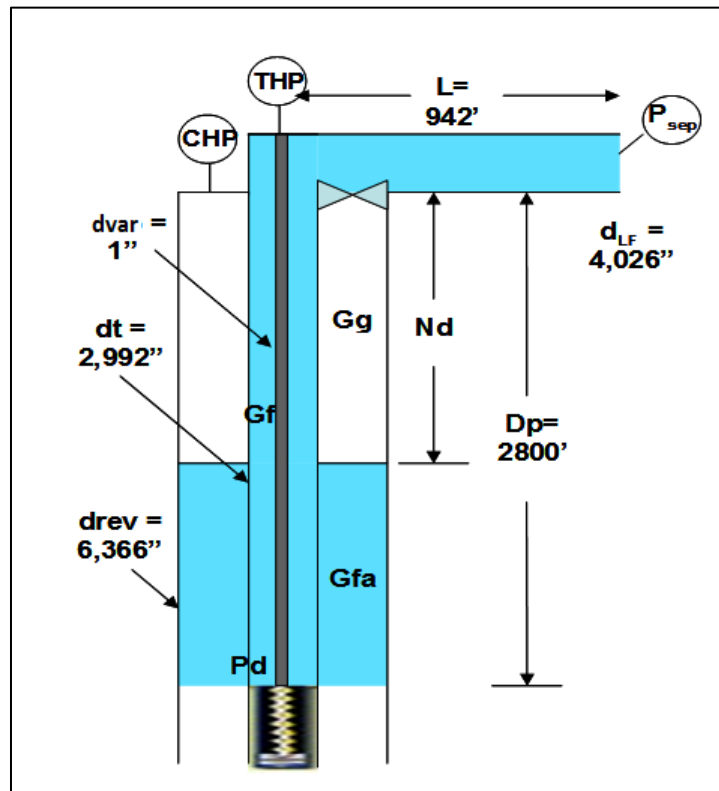


Figura 5.5 Configuración del pozo para el cálculo de la presión de descarga.

$$Q_L = 25 \left(\frac{BLS}{dia} \right) * \frac{1}{86400} \left(\frac{dia}{s} \right) * \frac{0.159}{1} \left(\frac{m^3}{BLS} \right) = 4.60 * 10^{-5} \left(\frac{m^3}{s} \right)$$

$$d_{LF} = 4,026 \text{ pulg} * \frac{1}{39,4} \left(\frac{m}{\text{pulg}} \right) = 0.102 \text{ m}$$

$$\Delta P_{FRICCION LINEA} = \frac{1.16 * 10^{-3} * 5.994072 \left(\frac{Kg}{m s} \right) * 287 \text{ m} * 4.60 * 10^{-5} \left(\frac{m^3}{s} \right)}{\pi \left(\frac{0.102}{2} \right)^4} = 4.32 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{FRICCION LINEA} = 4.32 \text{ psi}$$

$$G_f * Dp = \rho * g * Dp$$

$$\rho = 999,012 \left(\frac{Kg}{m^3} \right)$$

$$g = 9,8 \left(\frac{m}{s^2} \right)$$

$$Dp = 2119 \text{ pies} * \left(\frac{0,3048 \text{ m}}{1 \text{ pie}} \right) = 645 \text{ m}$$

$$G_f * Dp = \rho * g * Dp = 999,012 \left(\frac{Kg}{m^3} \right) * 9,8 \left(\frac{m}{s^2} \right) * 645 \text{ m} = 6.31 * 10^6 \text{ Pa}$$

$$G_f * Dp = 6.31 * 10^6 Pa * \left(\frac{1,45 * 10^{-4} psi}{1Pa} \right) = 914.95 psi$$

$$G_f * Dp = 914.95 psi$$

$$\Delta P_{FRICCION TUBERIA} = \frac{1.16 * 10^{-3} \mu_f Dp}{\pi} * \frac{Q_L}{rt^4 - rca^4 - \frac{[(rt^2 - rca^2)]^2}{\ln(rt/rca)}}$$

$$\mu_f = 5.994072 \left(\frac{Kg}{m s} \right)$$

$$rt = \frac{2.44 pu lg}{2} * \frac{1}{39,4} \left(\frac{m}{pu lg} \right) = 3,1 * 10^{-2} m$$

$$rca = \frac{1 pu lg}{2} * \frac{1}{39,4} \left(\frac{m}{pu lg} \right) = 1,25 * 10^{-2} m$$

$$Q_L = 25 \left(\frac{BLS}{dia} \right) * \frac{1}{86400} \left(\frac{dia}{s} \right) * \frac{0.159}{1} \left(\frac{m^3}{BLS} \right) = 4.60 * 10^{-5} \left(\frac{m^3}{s} \right)$$

$$Dp = 2119 pies * \left(\frac{0,3048 m}{1 pie} \right) = 645 m$$

$$\frac{1.16 * 10^{-3} \mu_f Dp}{\pi} = \frac{1,16 * 10^{-3} * 5,994072 \left(\frac{Kg}{m s} \right) * 645 m}{\pi} = 1,43 \left(\frac{Kg}{s} \right)$$

$$\frac{Q_L}{rt^4 - rca^4 - \frac{[(rt^2 - rca^2)]^2}{\ln(rt/rca)}} = \frac{4.60 * 10^{-5} \left(\frac{m^3}{s} \right)}{(3,1 * 10^{-2} m)^4 - (1,25 * 10^{-2} m)^4 - \frac{[(3,1 * 10^{-2})^2 - (1,25 * 10^{-2})^2]}{\ln[(3,1 * 10^{-2}) / (1,25 * 10^{-2})]}}$$

$$\frac{Q_L}{rt^4 - rca^4 - \frac{[(rt^2 - rca^2)]^2}{\ln(rt/rca)}} = 2.47 * 10^2$$

$$\Delta P_{FRICCION TUBERIA} = \frac{1.16 * 10^{-3} \mu_f Dp}{\pi} * \frac{Q_L}{rt^4 - rca^4 - \frac{[(rt^2 - rca^2)]^2}{\ln(rt/rca)}} = 353 psi$$

$$\Delta P_{FRICCION TUBERIA} = 353 psi$$

$$Pd = P_{SEP} + \Delta P_{FRICCION LINEA} + (G_f \times Dp) + \Delta P_{FRICCION TUBERIA}$$

Sustituyendo:

$$P_{SEP} = 30 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{FRICCIÓN LINEA} = 4.32 \text{ psi}$$

$$G_f * Dp = 914.95 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{FRICCIÓN TUBERIA} = 353 \text{ psi}$$

$$Pd = 30 \text{ psi} + 4.32 \text{ psi} + 914.95 \text{ psi} + 353 \text{ psi} = 1302.27 \text{ psi}$$

$$Pd = 1302.27 \text{ psi}$$

Entonces se calcula el diferencial de presión en la bomba:

$$Pp = Pd - Psuc$$

$$Pp = 1302.27 \text{ psi} - 241 \text{ psi} = 1061.27 \text{ psi}$$

$$Pp = 1061.27 \text{ psi}$$

$$Pp_s = 1.2 \times 1061.27 \text{ psi} = 1273.524 \text{ psi.}$$

$$Pp_s = 1273.524 \text{ psi.}$$

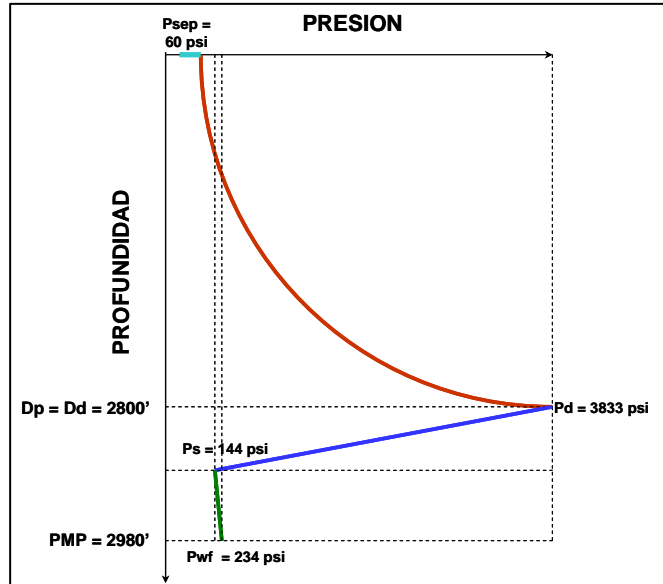


Figura 5.6 Perfil de presiones pozo BCP.

5.2.1.1. Bomba de Cavidades Progresivas (BCP)

Selección de la bomba:

En la Grafica 5.4 .Se ubica en el eje vertical gráfica la capacidad de levantamiento calculada de 1273.524 psi (considerando el factor de seguridad del 20%). Se determina la producción deseada referida a la velocidad (rpm) máxima de diseño:

$$Q_t = \frac{RPM (tabla)}{100} \times Q_L = \frac{100}{50} \times 25 BPD = 50 BPD$$

Se ubica la tasa calculada en el punto anterior en el eje horizontal de la gráfica. La intersección define la bomba seleccionada, la cual corresponde al modelo 24.20-60 Marca Geremia.

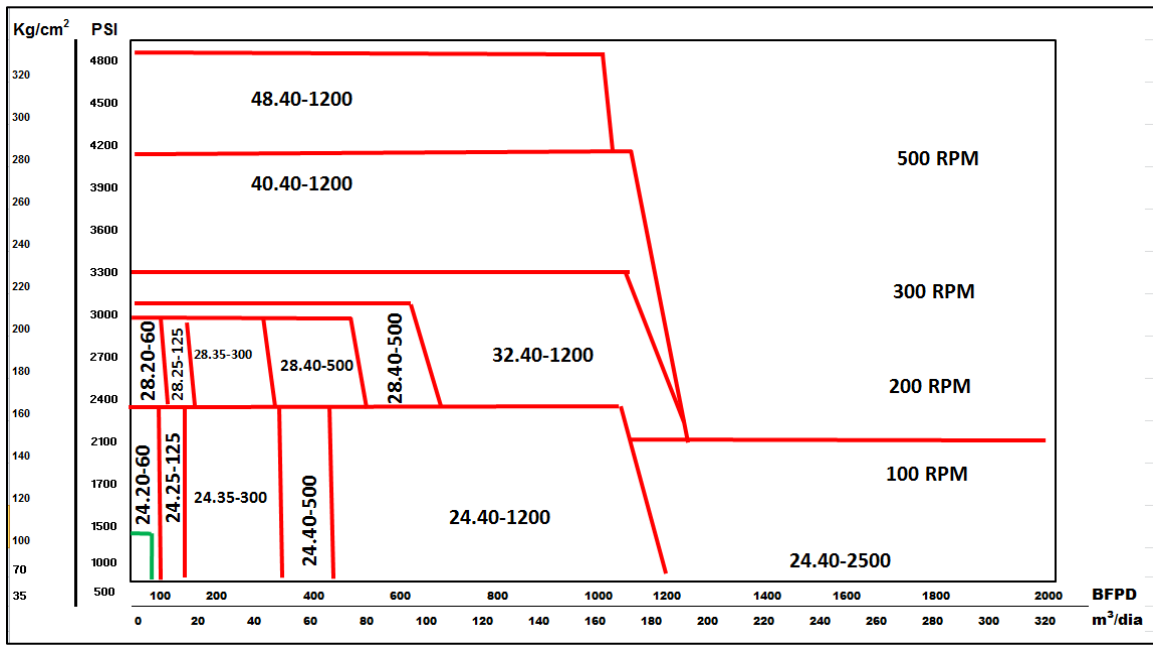


Figura 5.7 Selección de la bomba.

Verificación de la compatibilidad de la tubería de revestimiento del pozo y el estator de la bomba seleccionada:

Como definimos previamente no se debe usar un estator cuyo diámetro externo sea mayor al $d_{MAX} = 6,141''$.

Del catálogo del fabricante se muestra que:

Diámetro externo del estator bomba (48.40-1200) es = 4''

Este valor es menor al d_{MAX} . Por lo tanto este modelo de Bomba (48.40-1200) puede ser instalado en la tubería de revestimiento. (7''*23 lb/pie).

5.2.1.2.- Selección del tipo de tubería de producción

De la información suministrada por el manual del fabricante, bomba GEREMIA 48.40-1200 de acuerdo a las dimensiones de se recomienda uso de un diámetro de tubería de 2 7/8”.

5.2.1.3.- Cálculo de los esfuerzos de tensión, torsión y dimensiones de la varilla

Esfuerzo de tensión generado por el peso de la varilla y un diferencial de la bomba.

Selección del grado de la varilla

Ya que se tienen ambiente no corrosivo se selecciona la varilla grado C. ver tabla anexa 5.2.

Grado	Aplicación en campo
C	Ambiente no corrosivos
K	Ambientes corrosivos
D	Altos requerimientos de cargas

Tabla 5.2 Aplicación en campo de las varillas según su grado.

Dimensiones de la varilla

En la tabla 5.3 se podrá observarse las dimensiones y características de las varillas más usadas:

Diámetro	Área	Peso en Aire	Constante Elasticidad	Longitud
API (pulg)	pulg ²	(W_r) (lb/pie)	(pulg/lbs/pie)	pie
5/8	0,307	1,13	1.270×10^{-6}	25 o 30
$\frac{3}{4}$	0,442	1,63	0.883×10^{-6}	25 o 30
7/8	0,601	2,2	0.649×10^{-6}	25 o 30
1	0,785	2,88	$0,497 \times 10^{-6}$	25 o 30
1 1/8	0,994	3,67	0.393×10^{-6}	25 o 30

Tabla 5.3 Dimensiones y características de las varillas.

Capítulo VI Metodología de implementación del B.C.P.

6.1.- Consideraciones de la metodología

La metodología de estudio considera los siguientes tres aspectos:

Descriptiva porque trata de establecer los criterios más favorables para la selección de los pozos candidatos para cambio de SAP, así como el comportamiento de los pozos al instalarles el equipo de Bombeo de Cavidades Progresivas y las características de operación del sistema.

Explicativa ya que trata de dar a conocer por qué es factible la aplicación del método, cuáles son los parámetros y las condiciones para su aplicación y el efecto que produce en la unidad de explotación, determinando las variables y características que presenta, así como la interrelación entre ellas.

Prospectiva, ya que para su realización se tomaron datos recientes de campo.

6.2.- Diagrama de flujo para implementar la metodología del sistema artificial de producción de Bombeo de Cavidades Progresivas

A continuación se describe la secuencia para implementar el sistema artificial de producción de Bombeo de Cavidades Progresivas en la figura 6.1 diagrama de flujo de proceso para implementar la metodología en el campo Moloacan.

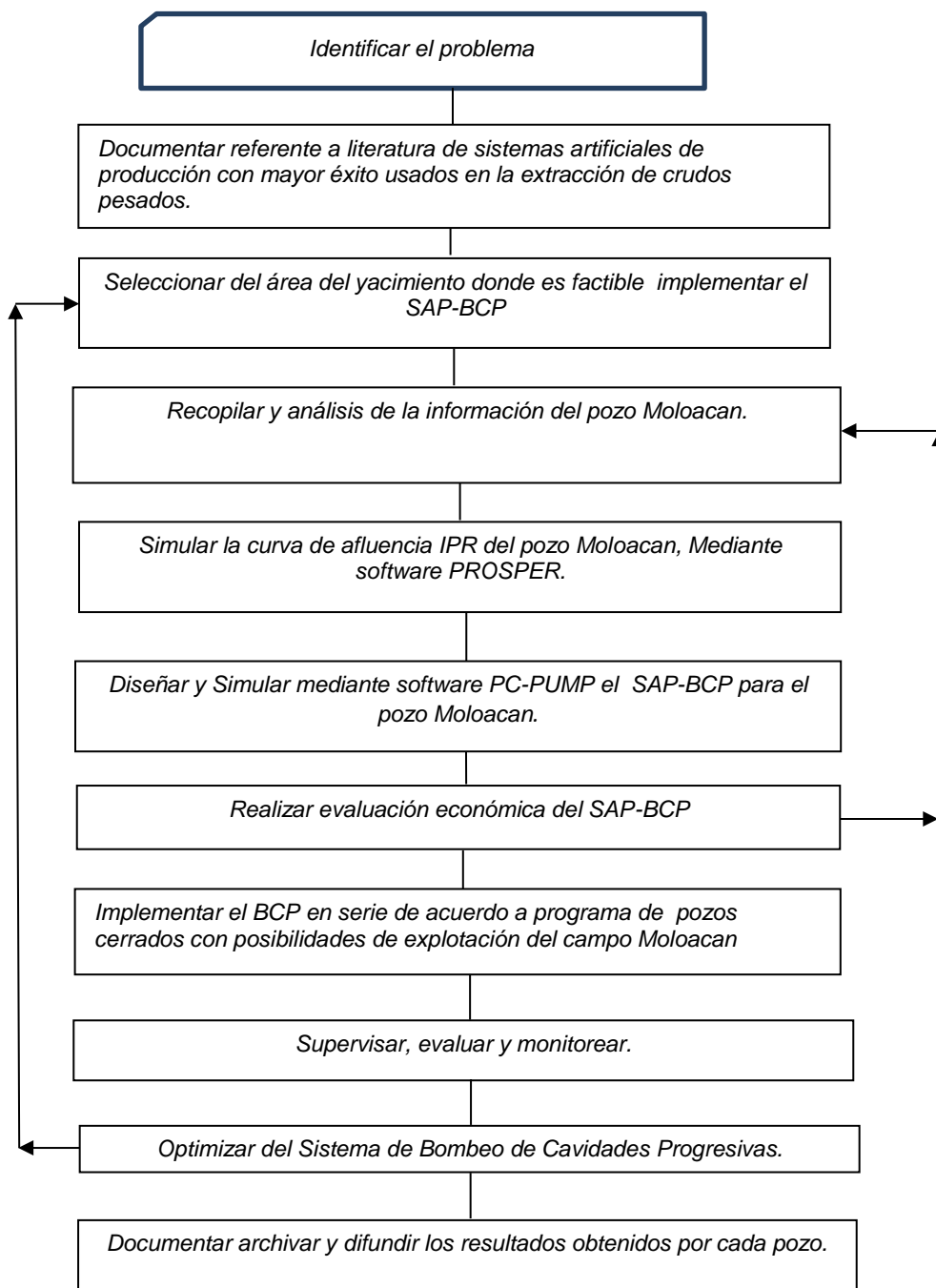


Figura 6.1 Diagrama de proceso para implementar la metodología.

6.3.- Identificar el problema

En la revisión de explotación del campo petrolero Moloacan el principal problema que se identifico es en el diseño del Bombeo Mecánico ver figura 6.2;

esto debido a que se produce aceite pesado de 14 a 19°API con producción de arenas no-consolidadas, y de acuerdo a los criterios de selección del SAP (Capítulo IV 4.2.1), el BM es inadecuado e inoperante ya que en el diseño no se consideraron las propiedades físicas de los fluidos producidos y sólidos (arenas no consolidadas), además las Unidades de Bombeo Mecánico son obsoletas y carecen de refaccionamiento; al operar las UBM sin importar si existe o no hidrocarburos en el pozo aunado a alto porcentaje de producción de sólidos ocasiona fallas mecánicas por fricción y arenamiento severo en el equipo subsuperficial, originando que las U.B.M. quedan fuera de operación.

Además de esta falta de control de la información técnica, no se encontró en la tarjeta de campo el historial de los diferentes Sistemas Artificiales de Producción aplicados en el campo, de igual manera no se encontró registro de la Recuperación Secundaria e Inyección cíclica de vapor aplicados previamente en el campo en mención.

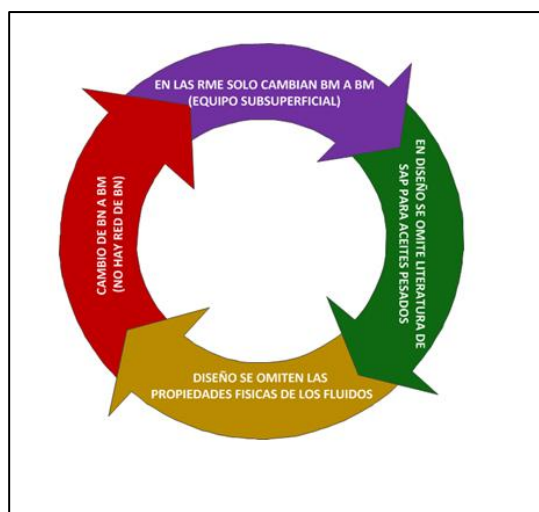


Figura 6.2 Ciclo de diseño y RME empleado en el campo Moloacan.

En la figura 6.2 se representa el ciclo de diseño de UBM y reparación de los pozos del campo, también se visualiza que no se lleva a cabo la transferencia de tecnología (debido a que los nuevos especialistas técnicos vuelven a cometer

el mismo error al diseñar conforme al ciclo descrito) donde se omite la literatura técnica para diseño de los SAP's para crudos pesados con producción de sólidos.

6.4.- Documentar, recabar y analizar literatura técnica referente a los sistemas artificiales de producción con mayor éxito utilizados en la extracción de crudos pesados

El resultado del análisis documental menciona que en las operaciones primarias de petróleo y betún pesados son casi exclusivamente producido con Sistemas de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP), esta tendencia ha dado lugar a que los SBCP sean los idóneos para estos entornos, su diseño funcional facilita el manejo multifásico de fluidos viscosos y abrasivos; su bajo cizallamiento reduce la entrada de gas y emulsiones; el sistema de transmisión de potencia de accionamiento giratorio se adapta fácilmente a los cambios en las condiciones de producción; sus bajos costos operativos e inversiones de capital, hacen del Bombeo de Cavidades Progresivas uno de los sistemas con mayor éxito (ya que presenta la mejor eficiencia para operar aceites pesados con presencia de sólidos, del 40 al 70%; con respecto a los demás SAP's), otras ventajas en comparación con el Bombeo Mecánico son: excelente SAP en manejo de aceites viscosos, muy bueno en el manejo de arenas no consolidadas, bajo costo del equipo, bajo costo de instalación, bajo costo de operación, bajo consumo de energía, ahorros de energía de hasta 60% al 75% comparado con unidades de Bombeo Mecánico, fácil instalación en espacios limitados, mantenimiento simple y rápido.

- Históricamente, muchas de las dificultades derivadas en la aplicación de bombeo de los sistemas de BCP se ha debido a la falta de experiencia mitigado por la ausencia de normas de la industria e información técnica.
- El flujo de fluidos de alta viscosidad a través de la tubería de producción y la tubería de superficie puede producir pérdidas de flujo significativas. Ampliar el diámetro de la tubería, la sarta de varilla la racionalización y

reducción de la viscosidad, pueden reducir estas pérdidas. Sin embargo, es crítico que las pérdidas de flujo se contabilizarán en el diseño del sistema, en particular en la selección de la bomba y sarta de varillas.

- Los altos volúmenes de arenas suelen producirse a partir de petróleo pesado estos pozos causan problemas al acelerar el desgaste del equipo, aumenta la demanda de energía, y la restricción del flujo de fluido a través del sistema de producción. Porque la mayoría de los problemas se desarrollan debido a cortos períodos de pegamiento de arena. Los sistemas que incorporan velocidades de transporte adecuados y el exceso de capacidad, también será menos propenso a los problemas relacionados con arena.
- La sarta de varillas, tuberías y desgaste es más grave en las regiones de alta curvatura del pozo. En consecuencia, el diseño de los gastos deben ser los más bajos y deben evitarse excesos. Las tasas de desgaste por lo general pueden reducirse a niveles aceptables a través del uso de centralizadores, guías de varilla o varilla continua, además, la vida de las tuberías se puede extender en muchos casos mediante un programas de recolocación de sarta de varillas / acoplamiento de rotación.
- Presiones bajas en la entrada de la bomba y fluidos gaseosos dan lugar a problemas de la bomba e interferencia de gas que puede causar una reducción de fluidos, pobres eficiencias de bombeo y fallas prematuras de la bomba, estos problemas pueden ser reducidos mediante la colocación de la bomba por debajo de las perforaciones, lo que elimina las restricciones de flujo en la entrada o el uso de dispositivos de separación de gas.
- Sistemas de transmisión de energía flexibles (por ejemplo, hidráulico y sistemas eléctricos de velocidad variable) tienen la ventaja en operaciones de petróleo pesado, ya que pueden adaptarse fácilmente a las condiciones cambiantes de producción.

- La selección de la bomba y dimensionamiento son críticos para obtener la bomba económica. La selección de la bomba debe ser tal que prácticamente la bomba funcione a la velocidad más baja para aumentar la vida de la bomba, de la sarta de varillas, de los equipos y de la tubería de superficie. Los fluidos de alta viscosidad generalmente permiten mayor eficiencia de las bombas (es decir 70 a 90% de eficiencia a la presión nominal) sin afectar negativamente el rendimiento.

6.5.- Seleccionar el área del yacimiento Moloacan para implementar el B.C.P.

El campo fue descubierto en el año de 1948 con la perforación del pozo Moloacan-2 a una profundidad de 647.6 m con una producción inicial de 20 m³/día. A la fecha se han perforado 384 pozos, de los cuales 362 resultaron productores y 22 improductivos. La localización B, es la que presenta mejor oportunidad ya que sus pozos vecinos han sido buenos productores a lo largo de su vida productiva y la información de RST con que se dispone indica saturaciones de aceite aceptables. Producción estimada (23-35) barriles de aceite diarios.

La localización B, es de suma importancia debido que la mayoría de los pozos han sido abiertos en más de una arena, produciendo actualmente de las denominadas B1, B2, B3, A1, y A2 muchos aspectos han estado en torno a la arena B tales como:

- Mayor volumen original de aceite.
- La producción proviene predominantemente de la arena B.
- Contiene las más altas viscosidades, por lo que muchos pozos han sido abandonados.(área de oportunidad para el BCP)
- Mayor número de pozos terminados en esta arena (54 en total), de los cuales 24 están operando actualmente, ver fig. 6.3.

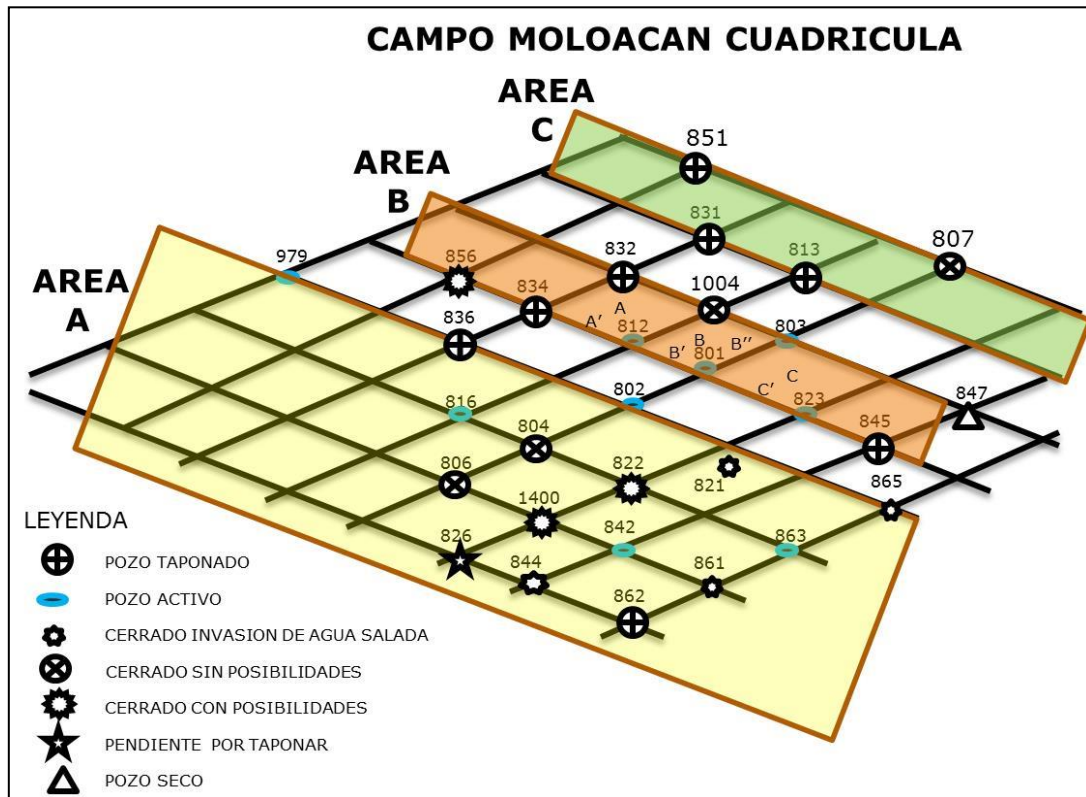


Figura 6.3 Área B del yacimiento Moloacan donde las saturaciones de aceite son aceptables para implementar el SAP-BCP. (PEP.)

La localización B, se determinó que es la mejor opción para implementar el sistema de BCP ya que dicha localización estaría entre los mejores pozos productores, ahí se encuentra el pozo Moloacan No. 856, donde la producción estimada de aceite es de (22 a 25) barriles diarios.

6.5.1.- Área B donde se localiza el pozo Moloacan No. 856

Es importante mencionar que este análisis del pozo no representa una evaluación exhaustiva del yacimiento, sino más bien un proceso de revisión de oportunidades considerando todos los aspectos del yacimiento (área de drene)

hasta el pozo, con el fin de determinar si el pozo cuenta con la oportunidad de incremento de producción.

Una vez identificada el área B donde las características establecidas en la jerarquización de los campos se identificaran y clasificaran los pozos de acuerdo a su condición, como:

- Cerrados por IAS.
- Cerrado con posibilidades de explotación.
- Pozos taponados
- Pozos en operación.

Posterior, para comenzar con la selección del pozo se debe realizar el análisis de la información de producción, para poder identificar el comportamiento y declinación de la producción del campo mediante gráficos de producción de aceite vs. tiempo con la cual podremos identificar los casos de oportunidad para la implementación de soluciones capaces de prolongar la vida productiva del campo, ver figura 6.4.

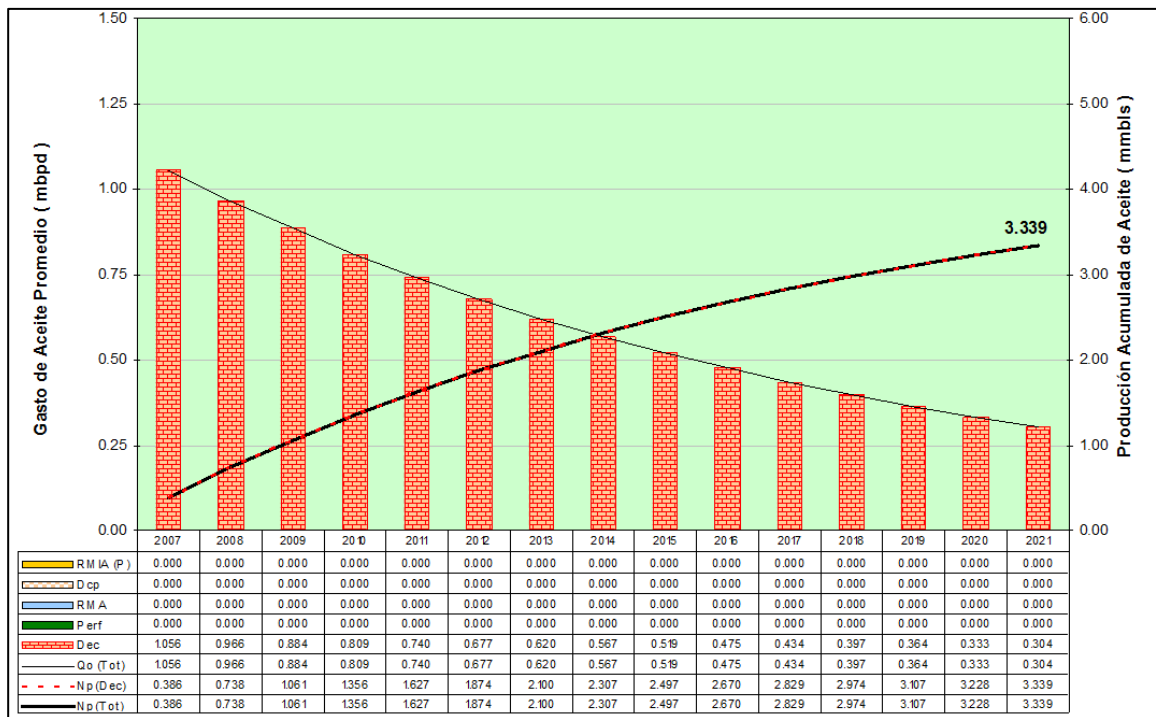


Figura 6.4 Pronostico de producción Campo Moloacan.

6.6.- Recopilar y analizar la información del pozo Moloacan No. 856

Se recopiló y analizó la información del pozo como: PVT, (diámetros de las TR's y Tubería de Producción), grado de inclinación del pozo (pozo vertical), datos de producción (de laboratorio y de aforos), registros, mapas, localizaciones, reservas remanentes etc. En esta fase se clasificó la información disponible para este estudio ver tabla 6.1.

6.6.1.- Datos de producción

Información de producción pozo Moloacan No. 856	
Profundidad total (pozo vertical)	1130 m
Profundidad interior	729 m
Reserva original de los intervalos en explotación del pozo Moloacan No. 856:	92,444 Bls
Producción acumulada de los intervalos en explotación (Octubre de 2003):	36,977 Bls
Reserva remanente	55,466 Bls
Presión de tubería en superficie	2.5 kg/cm ²
Relación gas petróleo	120 m ³ /m ³
Porcentaje de agua	20%
Porcentaje de sedimentos	0.2 a 2.0 %
Gravedad API	14
Gasto de producción	23 (bpd)

Tabla 6.1 Datos de producción técnicos de pozo Moloacan No. 856.

6.6.2.- Registro de pozos

Los registros son una de las herramientas más útiles en la obtención de la información petrofísica de las formaciones productoras necesaria para el proceso de definir algunos parámetros físicos de la roca como: litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, identificar zonas productoras, profundidad y espesor de zonas, geometría del poro, definir contactos gas-aceite y agua-aceite en el yacimiento y para estimar reservas de hidrocarburos, ver tabla 6.2.

Fecha	Tipo de Registro	Profundidad (m)	Pws (Kg/cm ²)	Pwh (Kg/cm ²)	Gradiente (Kg/cm ² /m)	Observaciones
01/Abril/1987	RPFC	717	23	18	0.0884	Nivel de aceite a 670m
02/Mayo/1987	RPFC	690	33	27	0.0800	Nivel de aceite a 640m
02/Enero/1988	RPFC	717	46	20	0.0859	Nivel de Aceite a 434m

Tabla 6.2 Registros de presión de fondo cerrado pozo Moloacan No.856 (PEP.)

6.6.3.- Datos de Yacimiento

Con base en el estudio geológico del campo Moloacan realizado por el IMP, en mayo de 1986 se observó: que la columna estratigráfica del área incluye las formaciones depósito, encanto, concepción inferior, concepción superior y filisola, está constituida por sedimentos terrígenos, areniscas y lutitas interestratificadas con predominio de arcillas y cuerpos arenosos delgados de 2 a 10 metros, algunos no mayores a los 20 metros.

Las arenas tienden a ser relativamente continuas y acuñadas desde SE-E al NW-W. Se determinaron ocho intervalos predominantemente arenosos, lateralmente persistentes y potencialmente productores de hidrocarburos; cuatro en la secuencia "A" (A1-A4) y cuatro en la secuencia "B" (B1- B4). La profundidad media de los disparos varía de 400 a 700 M.

Los yacimientos eran bajo - saturados originalmente, algunos cerrados en todas direcciones por fallas, otros prácticamente inactivos y debido al depresionamiento fue conveniente la implantación de recuperación secundaria por inyección de agua, en las arenas A1 y A2 del área central, escogiéndose como pozos inyectoros los que se encuentran estructuralmente más bajos o bien los cercanos al contacto agua aceite.

El factor de recuperación promedio en este yacimiento es de 0.17 (con base en el estudio del campo ver tabla 6.3), por agotamiento natural como máximo equivalente al 50% de lo obtenido por comportamiento primario, se considera a este valor como el más apropiado para definir en forma práctica el volumen de aceite que se espera obtener.

CAMPO	VOLUMEN ORIGINAL	RESERVA ORIGINAL 1P	RESERVA ORIGINAL 2P	RESERVA ORIGINAL 3P	RESERVAS REM.			FACTOR DE RECUP.			
	ACEITE,B	ACEITE,B	ACEITE,B	ACEITE,B	1P	2P	3P	1P	2P	3P	ACTUAL
Moloacán	221,701,730	39,282,214	39,282,214	39,282,214	2	2	2	0.18	0.18	0.18	0.17

Tabla 6.3 Factor de recuperación campo Moloacan (PEP.)

Datos PVT del pozo Moloacán No. 370 se determinó que a la profundidad de 529 m las características principales de los yacimientos que contienen la arena A1 y A 2, son los siguientes:

- Temperatura 43°C
- Presión Original 41.5 Kg/cm²
- Presión de Saturación 36.5 Kg/cm²
- Densidad a 43°C 0.8298 gr/cm³
- Factor de volumen del aceite 1.1271 m³/m³

- Viscosidad a 43°C 9.6893 C.P.
- Intervalos de 400 a 700 m
- API de 14° a 18° API

6.6.4- Datos de terminación

- Profundidad y desviación del pozo, (pozo vertical).
- Diseño de tubería de revestimiento (profundidad, peso y diámetro).
- Diámetro, peso y profundidad de tubería de producción (ver tabla 6.4)

Diámetro T.R. (pulgadas)	Grado	Peso (lb/pie)	Profundidad de colocación (m)
13 3/8	J-55	36	19
9 5/8	J-55	36	200
6 5/8	J-55	24	848
TP 2 3/8"	J-55	4.7	659.73

Tabla 6.4 Tuberías de revestimiento y tubería de producción.

6.7.- Simular la curva de afluencia IPR del pozo Moloacan No. 856

Para la construcción de la curva de afluencia, para esto se capturaron datos del PVT del campo Moloacan para construir las gráficas de IPR se utilizó software PROSPER. 7.50 para automatizar el proceso de análisis nodal del pozo. El programa toma como entrada una descripción del yacimiento, de la terminación del pozo (desde el intervalo abierto hasta el cabezal en superficie), y de los equipos de superficie (desde el cabezal del pozo hasta la estación de flujo). Esta información es combinada con los datos de las propiedades de los fluidos. El programa ejecuta enseguida los cálculos para determinar la presión y temperatura de los fluidos. La simulación también ayuda en el trabajo de monitoreo, ya que se puede predecir la presión del yacimiento desde la presión de superficie medida y el gasto de flujo. Con esta información el ingeniero podrá analizar si el sistema se está comportando tal como se predijo.

Algunos de los beneficios que se obtienen con este simulador son:

- ✓ Usar, verificación y ajuste de las correlaciones de flujo, tanto vertical como horizontal.
- ✓ Trabajar con varias arenas abiertas a producción.
- ✓ Asignar RGA y % agua y sedimento.
- ✓ Ajustar diferentes propiedades de los fluidos.
- ✓ Estimar la presión y el gasto en el nodo solución.
- ✓ Estimar los gradientes verticales para un gasto dado.
- ✓ Obtener resultados en forma de reportes y/o gráficos.
- ✓ Estimar el daño del pozo.

En la figura 6.5, se visualiza los datos requeridos para obtener la curva de afluencia.

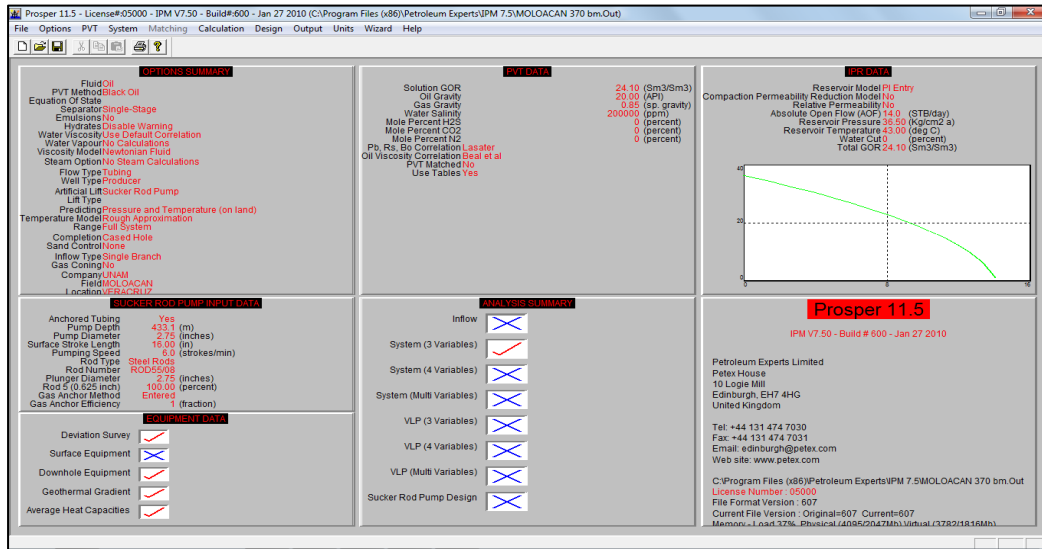


Figura 6.5 Introducción de datos a software.

El modelo obtenido de afluencia evalúa la capacidad de producción del pozo o afluencia. Esta describe el comportamiento del yacimiento y el efecto de las fuerzas que desplazan los fluidos hacia el pozo, para esto se conocen dos técnicas:

- Método del Índice de Productividad.
- Método IPR.

6.7.1.- Método del Índice de Productividad

Índice de Productividad se define como la cantidad de barriles de fluido por día que se producen por cada kg/cm² de reducción de presión.

$$IP = \frac{Q_L}{P_{ws} - BHP}$$

Donde P_{ws} : es la presión estática de yacimiento.

BHP: (Botton Hole Preasure), es la presión de fondo fluyente.

Este método es válido para yacimientos que producen por encima de la presión de burbuja, P_b .

6.7.2.- Método predicción del IPR en el tiempo

El proceso de definición de métodos de producción debe considerar el comportamiento del pozo, en el tiempo. Para realizar este pronóstico es importante visualizar como varia la presión del yacimiento con respecto a la tasa de extracción. Esta gráfica se conoce como P_{ws} vs. N_p , donde (**N_p** representa la producción acumulada del yacimiento).

Esta gráfica permite estimar la P_{ws} en función del tiempo y construir su respectiva curva de IPR. Para efecto de análisis estas curvas se consideran en una sola gráfica como una familia de curvas.

La intersección de la afluencia correspondiente a cada método con la familia de curvas permitirá determinar la factibilidad de aplicación del método seleccionado que permita explotar racionalmente el yacimiento, es decir, maximizar su recobro con un mínimo de inversiones y costos de operación.

La producción máxima del pozo el pozo Moloacan No.856 donde se puede extraer aceite del orden 22 BPD. , esto representa un incremento de producción de 83%, más con respecto a seguir operando con B.M. El comportamiento *IPR* del pozo Moloacan No. 856 se muestra en la siguiente figura 6.6.

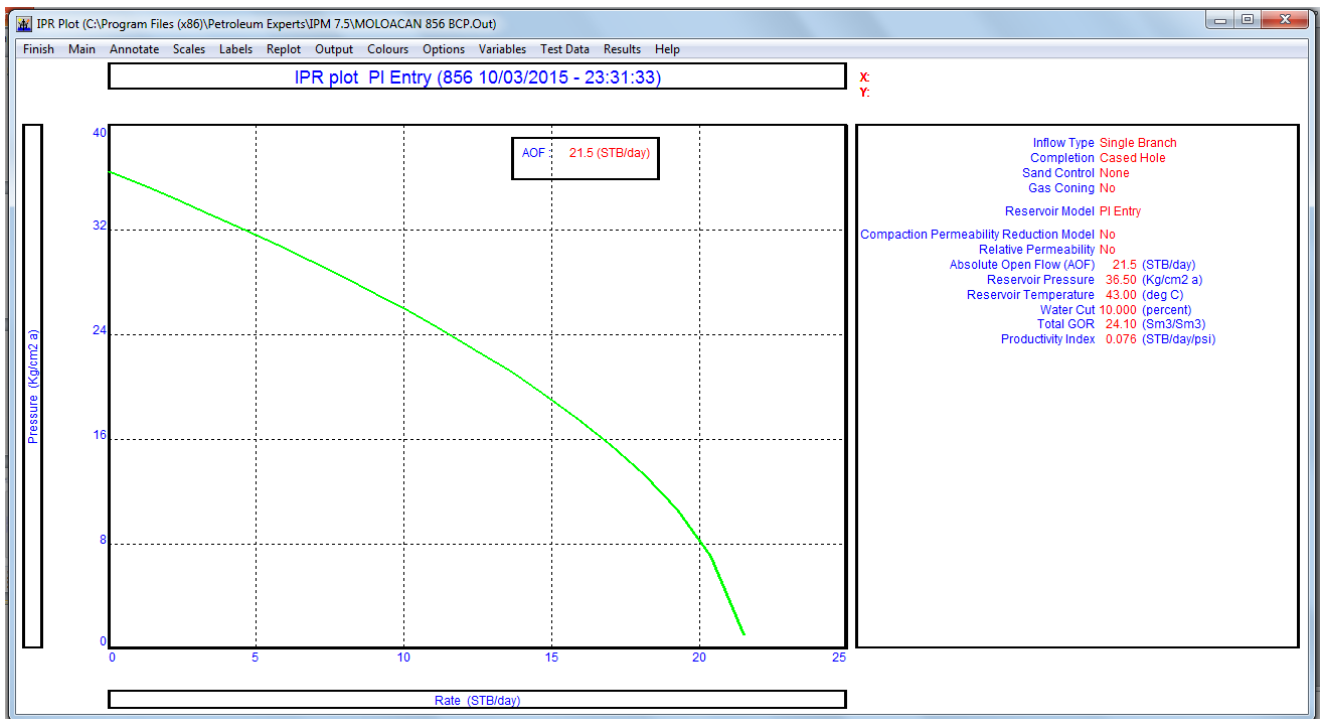


Figura 6.6 IPR pozo Moloacan No. 856.

6.8.- Diseño y Simulación mediante software PC-PUMP Moloacan No. 856

Para el diseño; se simularon diferentes escenarios y se evaluó cada opción con base al rendimiento que se tendría una vez instalado el equipo.

6.8.1.- Simulación en PC PUMP

Para el diseño de BCP se utilizó el software PC-PUMP®, ya que permite realizar análisis rápidos, diseños y evaluaciones para cualquier aplicación de bombeo de fondo, desde unidades de superficie hasta el fondo de pozo. Los datos para alimentar el software, se muestran en la tabla 6.6.

Pozo Moloacan No.856		
Presión estática	Pws; Kg/cm2	46
Presión en la cabeza del pozo	Pwh; kg/cm2	20
Relación Gas Aceite	RGA; m3/m3	89
Temperatura	Tfondo; °C	43
Grados API	°API	14-18
Densidad	gr/cm3	0.960
Sedimento	2.1	%
Gasto	bpd	23
Nivel de aceite	m	434
Nivel de aceite	ft	1424
Intervalos disparados	Intervalo mv	705

Tabla 6.5 Parámetros ingresados a software PC-PUMP.

El software permite seleccionar el PCP (progressive cavity pumping), e iniciar a cargar los parámetros para el diseño del BCP, ver figura 6.7.

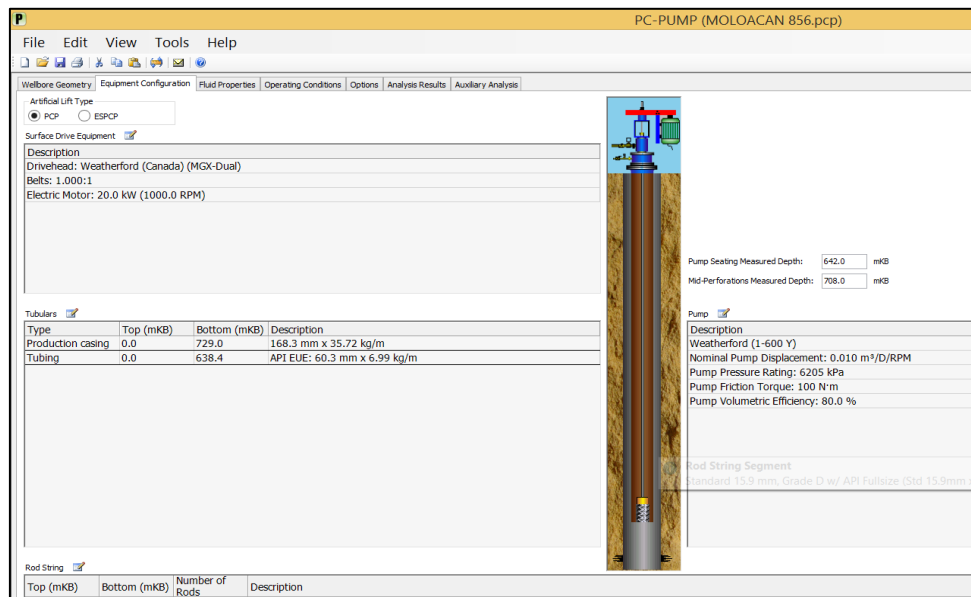


Figura 6.7 Captura de parámetros para el diseño y simulación del pozo.

6.9.- Resultado de las simulaciones

En la figura 6.8 se muestran los resultados de diseño y simulación del comportamiento del BCP en el pozo; así mismo el software muestra sugerencias para la mejora del diseño.

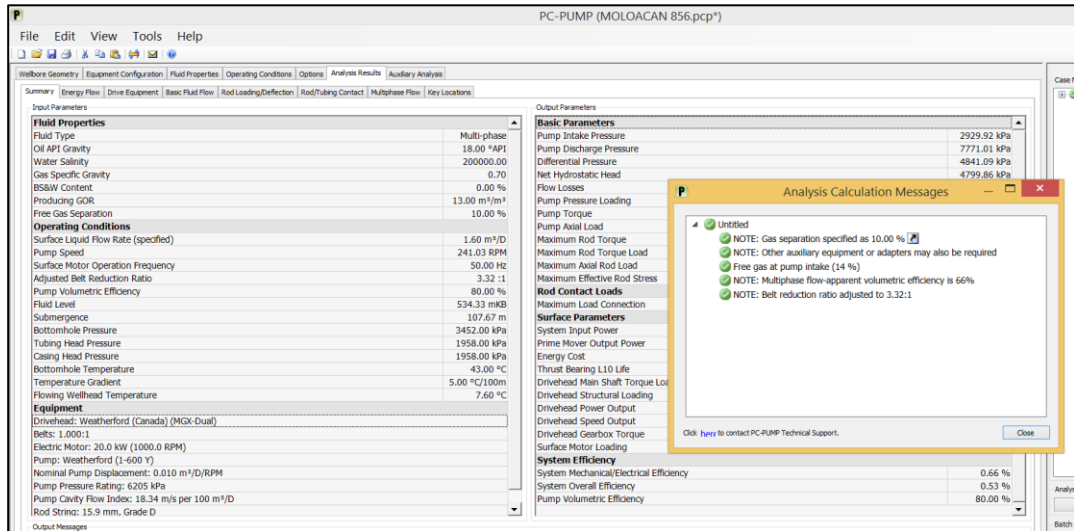


Figura 6.8 Análisis de resultados Moloacan No. 856.

De los resultados se puede notar que:

Se puede llegar a la AOF dada por el software, mediante la optimización del BCP (incrementando las RPM ó seleccionando una bomba subsuperficial de mayor diámetro), se tiene considerado los siguientes parámetros de velocidad de operación y torque, siempre y cuando el pozo se comporte satisfactoriamente en cuanto a: recuperación del yacimiento, gas manejado a través de la bomba, % de arena manejado en la bomba, ver figura 6.9

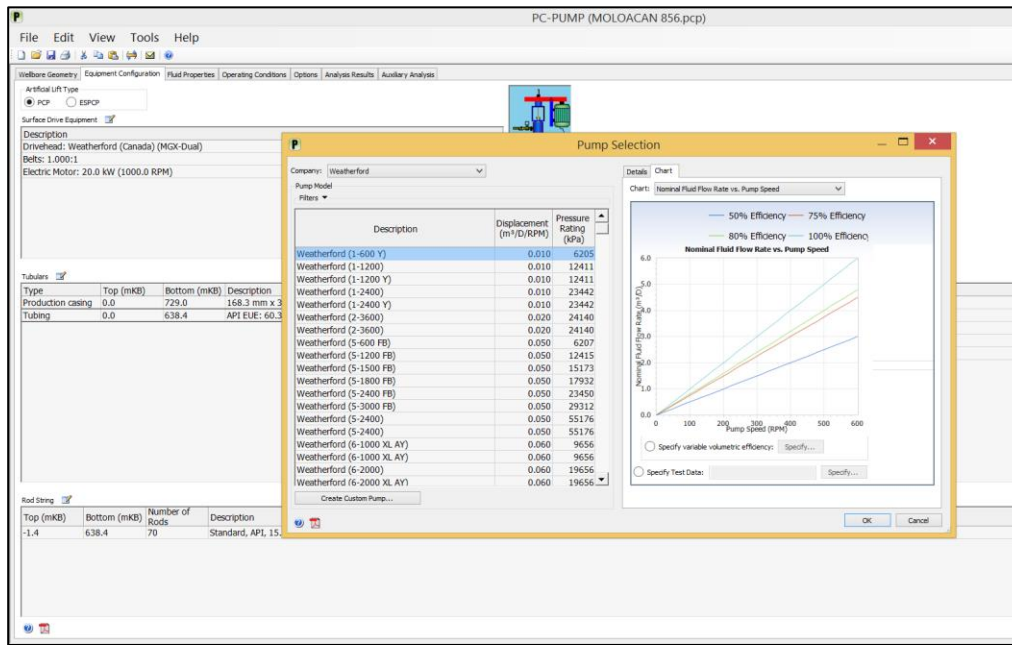


Figura 6.9 Selección de la bomba y su eficiencia.

De las corridas realizadas en el software, las bombas que cumplen con el gasto deseado de aceite se muestran en la tabla 6.6.

Descripción de la bomba	Desplazamiento de la Bomba (m3/D/ RPM)	Eficiencia Volumétrica (%)	Gasto (flujo) (m3/D)	Nivel de fluido (m)	Velocidad de Bombeo (RPM)	Sumergencia (m)	Presión Kg/cm2	Temperatura de fondo (°C)
Weatherford 2-3600	0.24	80.0	23.5	613	110	61	28	43
Bomba PCP Convencional 10-3000.	0.22	80.0	23	600	122.96	60	26	43
Bomba Insertable 7-2000.	0.24	80.0	23.5	460	135.61	200	35	43

Tabla 6.6 Resultados de corridas software (bombas).

En la tabla 6.7 se muestran el resultado final del diseño ya que las corridas y simulaciones permitieron elegir la unidad superficial, la bomba, el arreglo de varillas y mejores condiciones de eficiencia del comportamiento del BCP en el pozo.

Resultados	Bomba convencional	10-3000
Producción esperada	BPD	23
Sumergencia	M	200
Unidad	Tipo	KAWASAKI INLINE
	RPM	120
	Torque (LB-FT)	115.85
Bomba	Nomenclatura	10m3 X 100 RPM al 100% de eff.
	Eficiencia	80%
Arreglo de varilla	Diámetro Ø y tipo	7/8" Grado D
	% Carga	18

Tabla 6.7 Resultado de corridas en software.

6.9.1.- Evaluación económica del S.A.P.

La evaluación económica es una herramienta de ayuda en la toma de decisiones, pues ofrece criterios que permiten jerarquizar alternativas con el fin de maximizar el valor económico del negocio donde:

Valor presente neto (VPN): es la sumatoria del valor presente de los flujos de caja del proyecto correspondientes a cada año del horizonte económico, si:

VPN > 0 proyecto aceptado

VPN = 0 mínima rentabilidad

VPN < 0 se rechaza el proyecto

Tasa interna de retorno (**TIR**): es una medida del máximo rendimiento esperado sobre los saldos no recuperados, si:

TIR < 10% no rentable

TIR = 10% recupero (inversión + costo del capital)

TIR > 10%, recupero (inversión + el costo del capital + ganancia adicional).

6.9.1.2- Costos asociados

La evaluación económica y financiera se realizó considerando un periodo de 24 meses, tipo de cambio de \$18.0 pesos/dólar, los gastos de operación del proyecto se actualizaron con la aplicación de las premisas del portafolio de proyectos 2014, ver tabla 6.8, 6.9.

Concepto	Costo Unidad		
	Unidad	\$ USD	\$ MN
Ingeniería	Servicio	8,240.67	146,271.89
Diseño	Servicio	6,171.90	109,551.23
Suministro de bomba de cavidades progresivas de TP para aplicación en pozos petroleros con un rango de desplazamiento teórico de 0.076 a 0.38 bpd por RPM como mínimo; con profundidad de 300 a 1500 m; con rotor de acero con recubrimiento de cromo de 0.005 pg de espesor con conexión de rotor API 11B a varilla de 3/4 pg como mínimo; estator con conexión API B 2 3/8 pg con freno de retroceso, con limitador de retorno de líquidos; Elastómero apto para manejar 15% de H2S, 5% de aromáticos y CO2 del 20%, con la capacidad de manejar sedimentos; incluyendo pin de paro.	1PZ	7,478.31	132,740.00
Suministro de Ancla anti-torque para tubería de revestimiento de 6 5/8 pg y conexiones para tubería de producción de 2 3/8 pg tipo API 5B	1PZ	3,173.02	56,321.11
Suministro de bomba de cavidades progresivas de TP para aplicación en pozos petroleros con un rango de desplazamiento teórico de 0.076 a 0.38 bpd por RPM como mínimo; con profundidad de 300 a 1500 m; con rotor de acero con recubrimiento de cromo de 0.005 pg de espesor con conexión de rotor API 11B a varilla de 3/4 pg como mínimo; estator con conexión API B 2 3/8 pg con freno de retroceso, con limitador de retorno de líquidos; Elastómero apto para manejar 15% de H2S, 5% de aromáticos y CO2 del 20%, con la capacidad de manejar sedimentos; incluyendo pin de paro.	1PZ	7,470.31	132,598.00
Servicio del camión varillero para múltiples aplicaciones, equipos de Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas	80 HR	26,284.80	466,555.20
Suministro de varilla de succión de ¾ pg por 25 pies, con cople y varilla de succión, API clase "D" de acero AISI-4142-M, con aleación de carbón (.40-.45) magnesio (.75-1.0), cromo(.80-1.10), molibdeno (.15-.25) con su respectivo cople liso API clase "SM" (con superficie endurecida) de acero grano fino AISI-8630 con su recubrimiento de níquel-cromo (0.010 pg-0.020 pg de espesor) capaz de resistir un esfuerzo máximo a la tensión de 140,000 lb. de ¾ pg diámetro por 25 pies de longitud	84 PZ	6,135.36	108,902.64

manufacturada bajo licencia vigente API SPEC 11B.			
Suministro de Grampa para varilla pulida de 1 ½ pg diámetro, probadas a 76,000 lb. para capacidad de carga de 40,000 lb. De tres tornillos de apriete	1PZ	223.98	3,975.65
Servicio de instalación de equipo superficial, propiedad de PEP, la cual incluye personal técnico calificado	1 Servicio	3,113.40	55,262.85
Mano de obra de personal técnico, operativo y mantenimiento	Operación y Mntto.	42,500.00	754,375.00
Registro Sónico Digital de Nivel	8 Servicios	2,420.48	42,963.52
Suministro de Cople de combinación de ¾ pg a 1 pg diámetro API CLASE "SM" con superficie endurecida, acero de grado fino AISI-8630, capaz de resistir esfuerzos máximos a la tensión de 140,000 lb, para usarse en varillas de succión de bombeo mecánico.	1PZ	23.03	408.78
Consumo de energía eléctrica	Pesos/ 1000kw/hr	3,000.00	53,250.00
Cabezal de rotación	1PZ	8,200.00	145,550.00
Motorreductor	1PZ	4,400.00	78,100.00
Separador de gas	1PZ	4,500.00	79,875.00
Total		133,335.26	2,366,700.87

Tabla 6.8 Costos asociados de materiales y equipos (Schulumberger).

Paridad	18
Tasa de descuento	10%
Precios aceite y gas	Precios Bajos POT III 2016 v1.0.xlsx

Tabla 6.9 Tipo de cambio de \$18.0 pesos/dólar

Derivado de la implementación de un Sistema artificial de producción como el Bombeo de Cavidades Progresivas se analiza la recuperación de la inversión y resultado de esto el proyecto se considera rentable debido a que el VPN es de \$4.62 (MM MXN).

Precio de Barril (año referencia)	Precio de Gas (año referencia)	VPN AI (MM MXN)	VPE (MM MXN)	VPN DI (MM MXN)	Categoría de rentabilidad (Escenario base)
\$ 25.08	\$ 2.75	\$ 4.62	\$ 2.76	\$ 0.87	Rentable

Tabla 6.10 Resultados económicos del proyecto.

Como se puede observar el periodo de recuperación es de 24 meses. Los valores más importantes son el valor presente neto (VPN), los cuales se estimaron en un horizonte económico de 24 meses y con una tasa de descuento anual de 10%. En la tabla 6.11 se resumen los resultados:

Evaluación Económica						
Costo Servicio	Qoi	VPN AI	VPN DI	VPI	VPN / VPI AI	VPN / VPI DI
(mmpesos)	(bpd)	(mm\$)	(mm\$)	(mm\$)	(\$/\$)	(\$/\$)
2.4	25	4.62	0.87	2.4	1.93	0.36
Fecha programada de Inicio:				30-sep-17		
Fecha programada de Terminación:				15-oct-17	Duración (meses):	
Costo del Servicio:				2.4 mm\$	24	

RGA (m3/m3)	Renta diaria de equipo (USD/día)	Costo de materiales y servicios (MXN)	Costo total de intervención (MXN)	Gasto operativo por bpc (MXN/bpce)	Horizonte de producción (meses)	Fracción de declinación mensual
307.00	\$ 1.00	\$ 2,366,701	\$ 2,366,989	\$ 28.53	24	0.96

Tabla 6.11 Análisis de recuperación de inversión del SAP BCP.

Es importante aclarar que este estudio no está calificado como un proyecto de aplicación inmediata para el Activo. * Se requiere actualizar los valores al día de hoy.

6.10.- Programa para implementar el B.C.P. en serie iniciando con los pozos cerrados con posibilidades de explotación del campo Moloacan

Se realizó programa de pozos e implementar de forma serial el Sistema Artificial de Producción Bombeo de Cavidades Progresivas iniciando con pozos cerrados

con posibilidades de explotación; con la finalidad de reducir los costos por intervención la intervención de los pozos se programó con camión varillero, (usar un equipo de reparación de pozos ERTP, es demasiado costoso), se obtuvieron 8 localizaciones prospectivas con una tasa estimada entre 18 a 25 barriles de aceite diario con un corte de agua entre 10 y 20%. En la tabla 6.12 se presenta el programa propuesto para implementar el B.C.P.

CAMPO MOLOACÁN																
PROGRAMA DE POZOS A INTERVENIR CON CAMION VARILLERO CAMBIO DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION DE BOMBEO MECANICO A BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS																
Pozo.	Sistema	Estado	Fecha (Estado Pozos)	concepto Operación	Producción esperada Qo (BPD)	RGA	Fw%	Objetivo de intervención	Intervalos abiertos	Reserva de los intervalos abiertos (bls).*	UBM	Motor	Estado del camino	Línea de descarga y bajante	estopero	observaciones
342	BM	Cerrado	02-ago-12	espera equipo	20	189	20	Cambiar de SAP de BM a BCP.	204-207 m, 255-257 m, 258-260 m, 265-270 m y 331-333 m.	110,460	SI	NO	OK	OK	OK	no tiene arrancador
347	BM	Opera	16-jul-14	defecto BBA	22	200	10	Cambiar de SAP de BM a BCP.	428-443 m.	118,350	SI	SI	OK	OK	OK	desmontar
367	BM	Opera	16-jul-14	medido	18	200	15	Cambiar de SAP de BM a BCP.	256-260 m, 282-290 m y 348-369 m.	260,370	SI	SI	OK	OK	fuga	Dina para validar BBA
432	BM	cerrado	04-mar-09	falla de aparejo	25	160	21	Cambiar de SAP de BM a BCP.	328-333 m, 362-378 m y 389-394 m.	205,140	SI	SI	OK	OK	OK	Afectado
434	BM	Cerrado	17-ene-08	defecto subsuperficie	22	170	21	Cambiar de SAP de BM a BCP.	260-263 m, 270-272 m, 309-314 m y 330-332 m.	94,680	incompleta	NO	OK	OK	OK	desmontar
466	BM	cerrado	01-sep-09	falla de aparejo	23	160	20	Cambiar de SAP de BM a BCP.	376-382 m, 296-293 m, 284-280 m y 276-273 m.	86,790	SI	NO	OK	OK	OK	Afectado desmontar
822	BM	Cerrado	01-ene-14	falla de aparejo	23	210	15	Cambiar de SAP de BM a BCP.	736-738 m y 763-772 m.	86,790	SI	NO	OK	OK	OK	enmontado
438	BM	Opera	25-dic-12	falla de BBA	21	200	17	Cambiar de SAP de BM a BCP.	235-247m	86,790	SI	SI	OK	OK	OK	desmontar

* Las reservas fueron estimadas considerando un radio de drene de 100 m. Factor de recuperación de 30% y Factor de volumen = 1.127

Tabla 6.12 Programa propuesto para cambio de BM a BCP.

6.11.- Supervisión, evaluación y monitoreo de la información

Una vez implementado el BCP, se debe supervisar, evaluar y monitorear continuamente en campo, esto con la finalidad aplicar la metodología exitosamente en los pozos seleccionados. Evaluando el grado de asertividad de lo programado contra lo real; realizando pruebas de producción para comparar los datos de producción de antes y después.

6.12.- Optimización del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas

La optimización consiste en llegar a alcanzar los mejores gastos de producción, dentro de condiciones de operación segura de los equipos de fondo y superficial; para esto se pueden utilizar programas de software especializado; para estimar y predecir el comportamiento del sistema de subsuelo. Al utilizar esta herramienta se puede predecir:

- ✓ Una interfaz intuitiva, acceso instantáneo a bibliotecas de componentes estándar y proveedores, y sofisticadas rutinas de modelados hidráulicos y mecánicos le ahorran tiempo y dinero.
- ✓ Módulo mejorado de configuración del sistema incluye la especificación de equipos, la profundidad de perforación,
- ✓ Módulo mejorado de análisis incluye especificaciones para las condiciones de funcionamiento y las propiedades del fluido.
- ✓ Selección y configuración óptima para nuevo pozo de la base de datos completa y actualizada de proveedores.
- ✓ Minimiza el tiempo de inactividad, mientras que la resolución de problemas de un bien no productivo.
- ✓ Interfaz intuitiva, acceso instantáneo a bibliotecas de componentes estándar y proveedores.
- ✓ Sofisticadas rutinas de modelados hidráulicos y mecánicos.
- ✓ Velocidad de operación, torque, cargas axiales.
- ✓ Diferencial de presión en la bomba.
- ✓ Sumergencia de la bomba.
- ✓ Potencia para obtener el gasto máximo de producción del pozo.

6.13.- Documentar y difundir los resultados obtenidos

Debido a que cada campo y cada pozo contienen características petrofísicas diferentes, se recomienda la documentación y publicación de los resultados

obtenidos entre las áreas técnicas involucradas, para mejorar los diseños de los Sistemas Artificiales de Producción en el futuro.

Como parte la transferencia de tecnología se contempla la documentación y difusión de la metodología, técnicas, herramientas y software empleado, así como los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología que se utilizó en la solución de la problemática; como resultado final se tiene el incremento de producción de hidrocarburos, agregar valor económico al proyecto y prolongar la vida útil del campo.

En la figura 6.10, se muestra el Plan de explotación, es decir como se comportaría la producción por implementación del BCP en el campo Moloacan; considerando un costo total de inversión del proyecto de \$ 6.0 MM.USD y se obtiene una ganancia de \$35.41MM.USD.

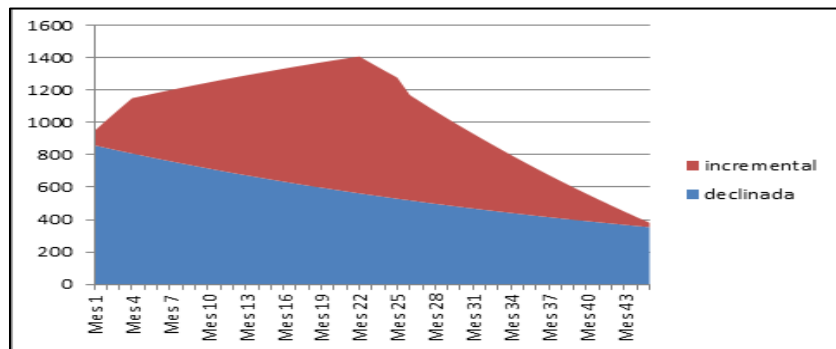


Figura 6.10 Plan de explotación campo Moloacan SAP-BCP.

Capítulo VII Análisis de resultados

7.1.- Modelo tipo de estado mecánico propuesto

Después de aplicar la metodología propuesta en el capítulo VI; se propone el siguiente modelo de estado mecánico tipo para el campo, ver figura 7.1.

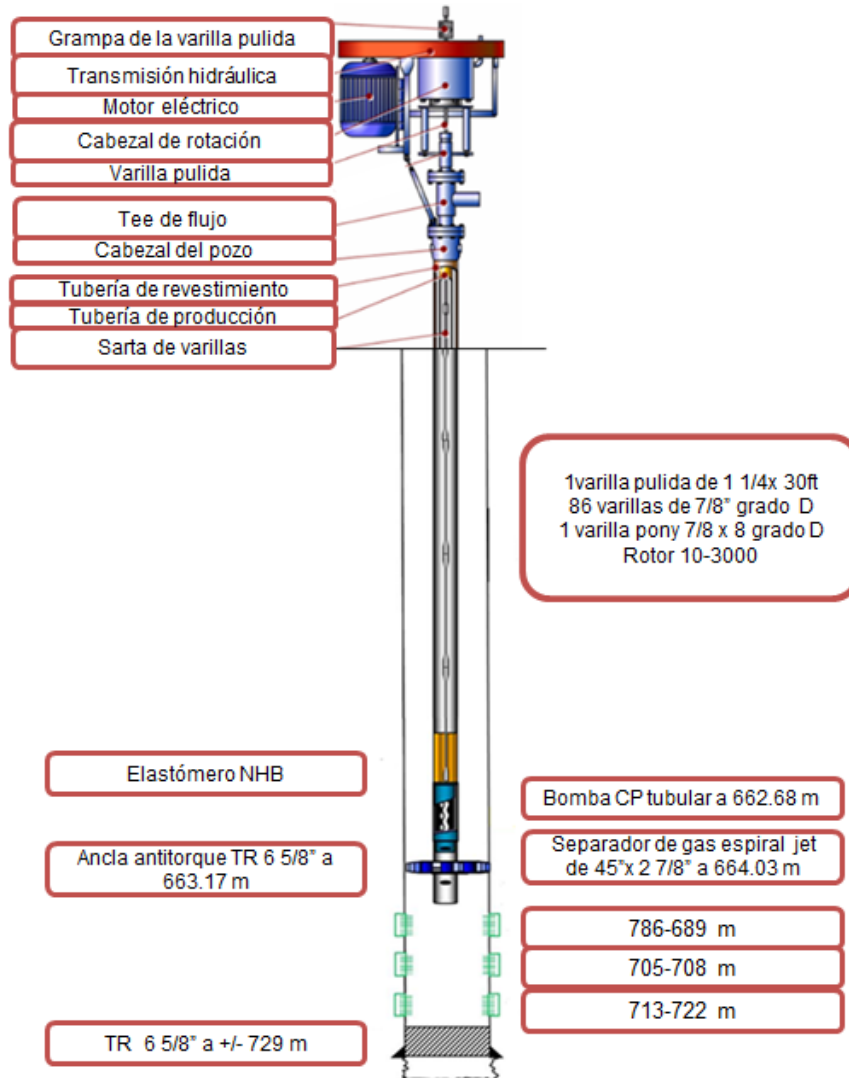


Figura 7.1 Modelo propuesto de estado mecánico pozo Moloacan No. 856.

7.2.- Condiciones de operación iniciales del modelo propuesto

De los resultados de simulación, se sugiere arrancar inicialmente a una velocidad de operación a 30 RPM, realizando la medición de la producción y tomando registros de nivel sónico, para monitorear que la bomba se encuentre sumergida en los fluidos ver tabla 7.1.

Condiciones operativas bomba convencional		10-3000
Producción esperada	BPD	23
Sumergencia	M	200
Unidad	Tipo	KAWASAKI INLINE
	RPM	30
	Torque (LB-FT)	54.06
Bomba	Nomenclatura	7m3 X 100 RPM al 100% de eff.
	Eficiencia	80%
Arreglo de varilla	Ø y Tipo	7/8" Grado D
	% Carga	15

Tabla 7.1 Condiciones iniciales propuestas para operar el BCP.

7.3.- Atenuar la declinada mediante la aplicación de la metodología

En la figura 7.2 se visualiza como se pretende atenuar la declinada de producción del campo mediante la implementación de la metodología del Bombeo de Cavidades Progresivas se visualiza como se logra mantener e incluso incrementar la producción del campo a través del tiempo.

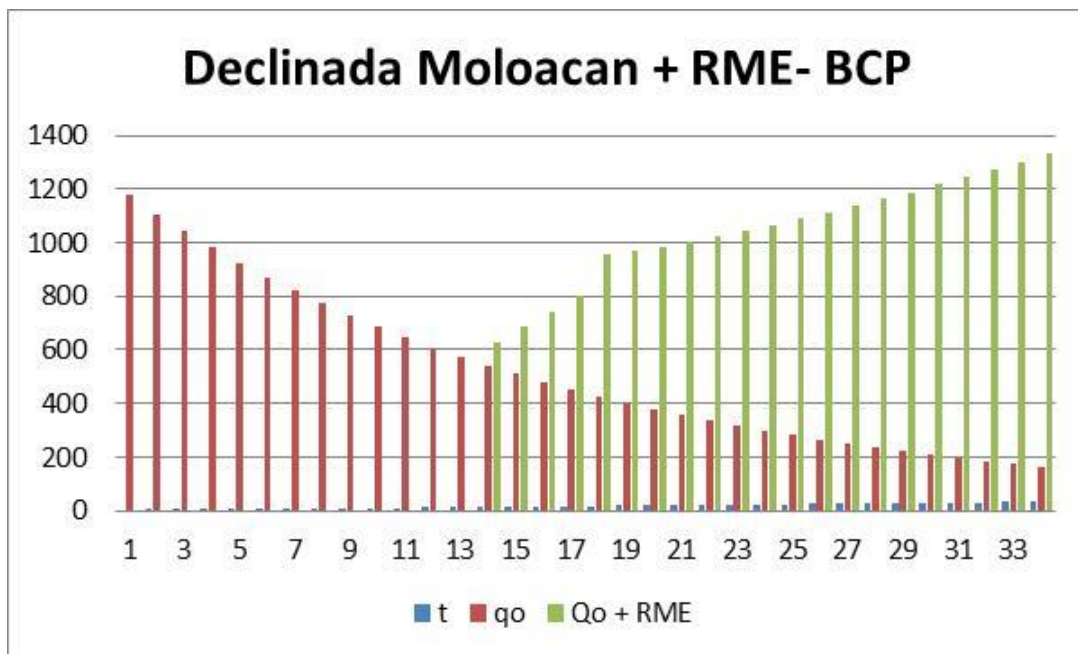


Figura 7.2 Atenuar la declinación de la producción del campo Moloacan.

De continuar operando el campo Moloacan con Bombeo Mecánico la producción declinaría de 1176 bls/d a 541 bls en los meses subsecuentes, en la tabla 7.2 se observa la historia de explotación, movimientos operativos y causas de cierre del pozo a través del tiempo, pozo Moloacan No.856 (este comportamiento es semejante a los demás pozos del campo); en la tabla también se aprecia el incremento del porcentaje de agua y sedimento de 0.2, 2.0 y 4.0 %; por lo que debe de considerarse porcentajes de agua y sedimento , para los futuros diseños de aparejos de producción de los SAP e instalaciones superficiales de explotación de no hacerse se continuaran teniendo problemas operativos donde los paros operativos de las UBM hasta por más de año y medio.

FECHA REAL	ACEITE (BPD)		GAS FORM	RGA	RGIL	DIAS TRABAJADOS (DIAS)	AGUA	OBSERVACIONES
31/07/2002	38	31	0.01	80	0	114	17	NORM. PROD. OP. 24:00 REPARO MOTOR C.I.
24/11/2002	0	0	0.00	0	0		0	CDO. 24:00 HRS. POR P.S. (FALLA DE MOTOR DE C.I.)
18/12/2002	0	0	0.00	0	0		0	CDO. 24:00 HRS. POR P.S. (FALLA DE MOTOR DE C.I.)
23/02/2003	19	19	0.01	67	0		0	CERRADO 12 HRS., FALLA DE MOTOR C.I.
24/02/2003	38	31	0.01	80	0		17	NORMALIZA PRODUCCION, OPERA 24 HRS.
05/04/2003	36	30	0.01	80	0		17	NORMALIZA PRODUCCION, OPERA 24 HRS.
20/05/2003	13	13	0.01	100	0		0	CERRADO 12 HRS. POR FALLA EN MOTOR DE COMB. INTERNA
21/05/2003	38	31	0.01	80	0		17	NORM. PROD., REPARO MOTOR DE C. INTERNA
23/05/2003	0	0	0.00	0	0	120	0	CDO. 24:00 HRS. POR FALLA EN MOTOR DE COM. INT.
24/05/2003	38	31	0.01	80	0		17	NORMALIZA PRODUCCION OP. 24:00 HRS. SE REPARO MOTOR.
09/06/2003	0	0	0.00	0	0	16	0	CDO. 24:00 HRS. POR FALLA EN MOTOR DE COMB. INT.
10/06/2003	38	31	0.01	80	0		17	NORM. PRODUCCION OPERA 24:00 HRS. (REP. MOTOR DE COMB. INT.)
12/06/2003	38	31	0.01	80	0		17	NORM. PROD. OPERA 24:00 HRS. REP. MOTOR DE COMB. INT.
30/06/2003	19	13	0.01	100	0		33	OPERA DE 17:00 A 05:00 HRS., REPARO MOTOR DE COMB. INTERNA
21/07/2003	13	13	0.01	100	0		0	CDO. 12:00 HRS. POR FALLA MECANICA EN MOTOR DE COMB. INT.
22/07/2003	38	31	0.01	80	0		17	NORMALIZA PRODUCCION OP. 24:00 HRS.
03/08/2003	0	0	0.00	0	0	83	0	CERRADO 24 HRS. POR FALTA DE GAS COMB.
04/08/2003	38	31	0.01	80	0		17	NORMALIZA PRODUCCION, RESOLVIO PROB. SUPERFICIAL (GAS COMB.)
20/09/2003	13	13	0.01	100	0		0	CDO. DE 05:00 A 17:00 HRS. POR FALLA EN MOTOR DE COMB. INT.
13/10/2003	38	31	0.01	80	0		17	NORMALIZA PROD. OP. 24:00 HRS. SE REPARO FALLA EN MOTOR DE COMB. INT.
07/04/2004	25	19	0.01	67	0		25	BAJO PRODUCCION POR BAJA RECUPERACION.
17/04/2004	0	0	0.00	0	0	217	0	CERRADO 24 HRS. POR FALLA DE MOTOR DE COMB. INTERNA
19/04/2004	25	19	0.01	67	0		25	NORMALIZA PRODUCCION OP. 24:00 HRS. SE REPARO FALLA EN MOTOR DE COMB. INTERNA
30/11/2005	13	6	0.00	100	0		50	CDO. DE 05:00-17:00 HRS. POR FALLA EN MOTOR DE COMB. INTERNA
01/12/2005	25	19	0.01	67	0		25	NORMALIZA PRODUCCION OPERA 24:00 HRS. SE REPARO FALLA EN MOTOR DE COMB. INTERNA
06/12/2005	13	13	0.00	50	0		0	CDO. DE 05:00-14:00 HRS. POR FALLA EN MOTOR DE COMB. INTERNA
08/12/2005	13	13	0.00	50	0		0	BAJA PRODUCCION POR FALLA EN MOTOR DE COMB. INTERNA DE 05:00-15:00 HRS.
09/12/2005	25	19	0.01	67	0			NORMALIZA PRODUCCION OPERA 24:00 HRS. SE REPARO MOTOR DE COMB. INTERNA
30/12/2005	0	0	0.00	0	0	581	0	CDO. 24:00 HRS. POR FALTA DE SUMINISTRO DE GAS (ACCESO EN MAL ESTADO)
24/01/2006	25	19	0.01	67	0		25	NORMALIZA PRODUCCION OPERA 24:00 HRS. SE RESOLVIO AFECTACION Y SE SUMINISTRO GAS.
11/03/2006	0	0	0.00	0	0	67	0	CDO. 24:00 HRS. POR FUGA EN EMPAQUES.
12/03/2006	25	19	0.01	67	0		25	NORMALIZA PRODUCCION OPERA 24:00 HRS. SE CAMBIARON EMPAQUES.
16/08/2006	0	0	0.00	0	0	169	0	CDO. 24:00 HRS. POR FALLA DE MOTOR DE C.I.
18/08/2006	25	19	0.01	67	0		25	NORMALIZA PRODUCCION OPERA 24:00 HRS. SE REPARO MOTOR DE C.I.
29/08/2006	0	0	0.00	0	0	11	0	CDO. 24:00 HRS POR FALLA EN MOTOR DE COMBUSTION INTERNA
30/08/2006	25	19	0.01	67	0		25	NORMALIZA PRODUCCION OP. 24:00 HRS SE CORRIGE FALLA EN MOTOR DE COMBUSTION INTERNA
29/11/2006	0	0	0.00	0	0	90	0	CDO. 24:00 HRS. POR FALLA EN MOTOR DE COMBUSTION INTERNA DE UBM
30/11/2006	25	19	0.01	67	0		25	NORMALIZA PRODUCCION OPERA 24:00 HRS. SE REPARO FALLA EN MOTOR DE COMBUSTION INTERNA

Tabla 7.2 Causas principales de paro y cierre del pozo Moloacan No.856

Sin embargo al implementar la metodología del Bombeo de Cavidades Progresivas, de 541 bls/d se podrá incrementar a 629 bls/d para ese mismo mes y paulatinamente incrementara para los meses subsecuentes hasta revertir la declinación de la producción, y finalmente se pretende obtener una producción de 1332 bls, al finalizar la implementación en serie.

Además de lo mencionado se obtendrán los siguientes beneficios resultados de la metodología de implementación del BCP:

- ✓ Mantenimiento y aumento en la producción de aceite base del campo.
- ✓ Reducción de los tiempos de paro del SAP.
- ✓ Mejorar la eficiencia del proceso de operación del SAP-BCP, (estos equipos trabajan en forma continua hasta por más de seis meses).
- ✓ Optimización de los costos de producción.
- ✓ Maximizar el margen de ganancia para la empresa.

Capítulo VIII Conclusiones

- ✓ En la actualidad es necesario desarrollar metodologías para implementar los Sistemas Artificiales de Producción con éxito en la industria petrolera, ya que en dichas metodologías impulsan la obtención de resultados y la generación de valor.
- ✓ La incorporación de pozos cerrados a productores, mediante la utilización de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP), permitirá incrementar la productividad de los campos y por lo tanto su rentabilidad.
- ✓ Con la implementación de esta metodología se obtiene un incremento porcentual de producción del 73% para el pozo Moloacan No. 856.
- ✓ Es factible la implementar la metodología del Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) en los pozos pertenecientes al campo petrolero Moloacan siguiendo las recomendaciones establecidas (pozos verticales, $RGA < 700$, profundidad de perforación $< 4000'$, $API < 16$, pozos que no utilicen productos químicos, manejo de fluidos viscosos y con alto porcentaje de producción de solidos etc.), y continuar realizando análisis técnicos económicos, para reducir costos y optimizar la explotación de la producción.
- ✓ Derivado del análisis nodal y la optimización indica que no es rentable seguir cambiando y operando con el BM por otro de las mismas características como se viene haciendo en las RME.
- ✓ El BCP es una excelente alternativa ya que hace más eficiente el proceso de explotación y maximiza las ganancias para la empresa PEMEX.
- ✓ Las principales ventajas del método BCP en el área de estudio son las siguientes: reducción del uso de ERTP ya que se plantean que las RME sean con Camión Varillero, bajo consumo de energía eléctrica, bajo costo de instalación y mantenimiento, poco ruido, alta eficiencia en el manejo de fluidos viscosos y excelente en el manejo de solidos (arena).
- ✓ De este estudio 18 pozos de Moloacan cumplen con las recomendaciones establecidas, de los cuales se seleccionaron 15 pozos para la instalación del BCP.

- ✓ Del análisis de las muestras de crudo, se hace necesario considerar los porcentajes de sólidos que producen los pozos; (principal problema en la operación del BM).
- ✓ Para la selección de la bomba según parámetros de operación es la siguiente: se escoge la de mayor factor de uso y menor velocidad de rotación debido a que los gastos de crudo son bajos.
- ✓ Como resultado de la simulación en BCP, se concluye que la potencia requerida por la bomba es baja, ya que se encuentra en el rango de 12 a 20 HP.
- ✓ El resultado de la evaluación económica indica que el proyecto se considera rentable ya que supera el valor de la tasa de interés que es del 10%.
- ✓ El análisis económico y de sensibilidad muestran un proyecto sólido que soporta altas variaciones en cuanto al precio de los hidrocarburos, monto de inversión requerida y a la producción de los mismos.
- ✓ Los resultados son válidos para este proyecto, ya que se compararon con los de la compañía de servicios y se concluye que son muy similares.

Nomenclatura

API	gravedad api del aceite	
Air Lift	levantamiento por aire	
BHP	presión de fondo fluyente	psi
BCP	bombeo de cavidades progresivas	
d Máx	diámetro máximo	pulg.
drev	diámetro del revestidor	pulg.
dt	diámetro de la tubería	pulg.
Dp	profundidad de la bomba	m
drev	diámetro del revestimiento	pulg.
dvar	diámetro de la varilla	pulg.
ERTP	equipo de reparación y terminación de pozos	
ESP	bombeo eléctrico sumergible	
g	gravedad	m/s ²
Gas lift	levantamiento por gas	
I.A.S	invasión de agua salada	
IP	índice de productividad	bpd/psi
L	longitud	m
Nd	nivel dinámico	m
Np	producción acumulada del yacimiento	
P	presión	psi
Pb	presión de burbuja	psi
Pd	presión de descarga	psi
Pp	presión de bombeo	psi
PS	presión estática	psi
Psucc	presión de succión	psi
Psep	presión de separación	psi
Pwf	presión de fondo fluyendo	psi
PVT	presión volumen temperatura	
QDES	gasto deseado	bpd
QL	gasto de líquido	bpd
QMAX	gasto máximo	bpd
Qt	producción total	bpd
RGA	relación gas aceite	m ³ /m ³
SAP	sistema artificial de producción	
SG	gravedad específica	
SPE	sociedad de ingenieros petroleros	
T	temperatura	°c
THP	presión total en la cabeza	psi
Ty	temperatura de yacimiento	°c
UBM	unidades de bombeo mecánico	
ΔP FRICCION LINEA	diferencial de presión en la línea	psi
ΔP FRICCION TUBERIA	diferencial de presión en la tubería	psi
ΔP	diferencial de presión	psi
μ f	viscosidad dinámica	cp
v	viscosidad cinemática	

Referencias bibliográficas

1. American Petroleum Institute, NORMA API, "Progressive cavity pumps systems for artificial lift Part 1: Pumps Part 2: Surface drive systems. (s.f) 1220 L Street, NW Washington, DC 20005-4070 USA Petroleum and natural gas industries.
2. Baker Hughes, Netzsch, Geremia (Weatherford), Moyno, ABB, NEO, PCM Moineau (Equimavenca), Tarby. Catálogos de las compañías bombas de cavidades progresivas y equipos relacionados al sistema.
3. Bautista Fragoso Saúl, Apuntes de la Maestría (2014), Sistemas Artificiales de Producción, UNAM.
4. Bombeo de Cavidad Progresiva Modulo 3. (2007). NCT Energy Group.
5. Bourgoyne, A.T. (1991). Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers.
6. Brown, Kermit E. (1980). The Technology Of Artificial Lift Methods" Volume 2A, PennWell Books Sections 2.841 -2.845.
7. Censo de Yacimientos petroleros de la región Sur. (1993).
8. Chacín N. (2003). Bombeo de Cavidad Progresiva. ESP Oil International Training Group.
9. Ciulla, F. (2003) Principios fundamentales para diseños de bombas con cavidad progresiva.
- 10 Díaz Zertuche J.H., Mata Iturbe G. (1991). Manual para Bombeo de Cavidades Progresivas. Instituto Mexicano del Petróleo.
11. Farías L., Hirschfeldt M. (2006). Explotación de pozos con PCP en yacimiento Diadema, Tesis de Grado.
12. Geremia Progressing Cavity Pumping Systems. (s.f). Weatherford Artificial Lift Systems.
13. Gutiérrez M., Aquiles j. (2009). Optimización de la producción por sistema PCP, Tesis de Grado, Lima- Perú.
14. Haworth, C.G. (1997). Updated field case studies on application and performance of bottom drive progressing Cavity pumps. SPE 39043, Rio de Janeiro, Brazil.
16. Hirschfeldt M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas Versión 2008V1. Argentina.
17. Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombas de Cavidades Progresivas. Oil Production Consulting and Training.

18. Hurtado, J. (2010). Visualización y Conceptualización para la generación de escenarios del Plan de Explotación del Campo Moloacan. Halliburton Consulting.
19. Informe Anual 2007. (2008). Petróleos Mexicanos, Dirección Corporativa de Finanzas.
20. Las Reservas de Hidrocarburos en México. (2008). Petróleos Mexicanos, Dirección Corporativa de Finanzas.
21. McCain, Jr. W.D. (1989). The Properties of Petroleum Fluids. Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
22. PCPRod: Varillas Huecas para Bombeo por Cavidades Progresivas Versión 04. (2007). Tenaris TAMSA, Argentina.
23. PC-Pump: An Interactive Design & Evaluation Tool for Progressing Cavity Pumping
24. Systems versión 2.70 (1999). C-Fer Technologies, Canadá.
25. Programa de Entrenamiento en BCP: Módulo 1 “Nomenclatura Bombas WFT”. (2005). Weatherford International.
26. Programa de Entrenamiento en BCP: Módulo 2 “Diseño de Sistemas BCP”. (2005). Weatherford International.
27. Progressive Cavity Pump Catalogue. (2007). Protex CIS Ltd. Calgary, Canadá.
28. Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production SPE-30271.
29. Progressive Cavity Pump Manual. (2007). Protex CIS Ltd. Calgary, Canadá.
30. Poon D. and Kisman K., Non-Newtonian Effects On The Primary Production of Heavy Oil Reservoirs. PETSOC-92-07-06-P.
31. Reyes, G., Rodríguez M. (1982). Alternatives to steam injection in Moloacan field. Instituto Mexicano del Petróleo.
32. Saveth K.J., Klein S.T., Fisher, K.B. (1987). A Comparative Analysis of Efficiency and Horsepower Between Progressing Cavity Pumps and Plunger Pumps. SPE Paper 16194, Production Operations Symposium, Oklahoma City.
33. Saveth K.J., Robello S. (1998). Progressing Cavity Pump (PCP): New Performance Equations for Optimal Design. SPE Paper 39786, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas.
34. Saveth, K.J. (1993). Field Study of Efficiencies Between Progressing Cavity, Reciprocating, and Electric Submersible Pumps. SPE Paper 25448, Production Operations Symposium, Oklahoma City.

35. Saveth, K.J., Klein, S.T. (1989). The Progressing Cavity Pump Principle and Capabilities. SPE Paper 18873, Production Operations Symposium, Oklahoma City.
36. Saveth, K.J., Robello, S. (1998). Progressing Cavity Pump (PCP): New Performance Equations for Optimal Design. SPE Paper 39786, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas.
37. Tecnología alterna para transportar crudos pesados y extrapesados. (2013). Gaceta IMP No.70 ISSN: 1655-4536.
38. User Guide Linear Rod Pump Installation 112-872.001 LRP.
39. Veil J.A., Langhus B.G., Belieu S. (1999). Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separation (DOWS) Technology. Technical Report for U.S. Department of Energy.