

**OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO
MECÁNICO DE LA SECCIÓN 67 DE LOS CAMPOS PETROLEROS “ING.
GUSTAVO GALINDO VELASCO”**

BLAS OCTAVIO REY BOTTO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2004

**OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO
MECÁNICO DE LA SECCIÓN 67 DE LOS CAMPOS PETROLEROS “ING.
GUSTAVO GALINDO VELASCO”**

BLAS OCTAVIO REY BOTTO

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Directores

NICOLÁS SANTOS SANTOS

Ingeniero de Petróleos

RICARDO GALLEGOS ORTA

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2004

DEDICATORIA

A las 2 mujeres que más quiero en este mundo y que son mi razón de ser y existir, por las cuales lucho día a día para salir adelante: son mis 2 mamás Ana y Geo, que además de ser mi apoyo moral y económico, siempre han estado ahí, en las buenas y en las malas, dando todo sin importar el costo y el sacrificio que halla significado, con tal de construir y forjar mi futuro hasta lo que soy hoy. Gracias por creer en mí, las quiero mucho.

Al señor Orlando Velásquez Linero, que ha sido para mí como un padre, el padre que nunca tuve. Gracias por creer en mí y por apoyarme económicamente en sacar adelante esta carrera y poder hoy dar un gran paso importante en mi vida, culminando esta meta. Discúlpeme por los inconvenientes que le halla causado, espero poder algún día muy pronto, poder retribuirle de alguna manera, todo el esfuerzo que Ud. ha hecho por mí.

A mis 2 hermanitos de crianza, Alcides y Tilsia, que son mi otra razón de ser, los quiero mucho, ojalá lleguen muy lejos y cuenten conmigo. Gracias por aguantar a su hermanito Blas.

A Dios, que siempre ha estado conmigo en las buenas y en las malas. Siempre he podido contar con él, es mi fuerza espiritual y mi mejor amigo. Siempre me ayuda y escucha.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

La compañía PACIFPETROL S.A., la cual me abrió sus puertas y en la cual pude desarrollar la maravillosa experiencia de esta práctica empresarial.

Al Ingeniero de Petróleos RICARDO GALLEGOS ORTA, Decano de la Facultad de Ciencias de la Tierra de la Escuela Superior del Litoral, ESPOL Guayaquil, Ecuador, ya que siempre estuvo ahí, desde la gestión y apoyo en la consecución de la presente práctica, hasta en las asesorías y enseñanzas en la parte técnica, como Director de este Trabajo, ya que sin su apoyo incondicional, este trabajo ahora no sería una realidad.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL en Guayaquil Ecuador, por facilitarme material que fue de valiosa información en la realización de este trabajo.

Al Ingeniero gerente del Área de Yacimientos, RAFAEL RODRIGUEZ ANDRADE, el cual fue mi asesor en la compañía PACIFPETROL S.A.

Al Ingeniero HOLGER RIZZO VERGEL, Gerente de Operaciones de la compañía, ya que gracias a su apoyo y amistad desinteresada, pude salir adelante en los momentos buenos y malos, ya que a pesar de ser mi compatriota en Ecuador, más que mi paisano era como un amigo y padre ayudándome a solucionar todos los problemas que se me presentaron.

Al Departamento de Mediciones Físicas, en especial al Sr. FERNANDO GALVEZ, por su paciencia y enseñanzas, que fueron fundamentales para mi enriquecimiento profesional, ya que su experiencia en campo fue su mejor

carta de presentación para ampliar mis conocimientos y por siempre poder contar con él.

A todas las demás personas, operadores y empleados de la Compañía PACIFPETROL S.A., que de una u otra forma colaboraron en la realización de este trabajo.

Al Ingeniero de Petróleos NICOLÁS SANTOS SANTOS, profesor de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander UIS, director del Proyecto.

A los profesores RUTH PAEZ CAPACHO y LEOVALDO REYES ARIZA, Ingenieros de Petróleos de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, UIS, por sus consejos, asesorías, correcciones y enseñanzas en la parte técnica de la realización de este trabajo.

A todo el cuerpo de profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS, por sus aportes en la construcción de Ingenieros de calidad para el futuro, bien posicionados tanto a nivel nacional como internacionalmente y les agradezco a todos Uds. por formarme como ahora soy.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES Y TEORÍA BÁSICA SOBRE POZOS EN BOMBEO MECÁNICO.	19
1.1 PARTES Y COMPONENTES BÁSICOS PARA UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO	21
1.1.1 Equipo de superficie	21
1.1.1.1 Motor	22
1.1.1.2 Unidad de Bombeo	22
1.1.1.2.1 Clasificación de las unidades de Bombeo	23
1.1.2 Equipo de subsuelo	29
1.1.2.1 La bomba de subsuelo.	30
1.1.2.1.1 Definición	30
1.1.2.1.2 Funcionamiento	30
1.1.2.1.3 Elementos principales	30
1.1.2.1.3.1 Barril	31
1.1.2.1.3.2 Pistón	31
1.1.2.1.3.3 Válvulas	32
1.1.2.1.3.4 Anclaje de fondo	32
1.1.2.1.4 tipos de bombas de subsuelo.	33
1.1.2.1.4.1 Bombas insertables	33
1.1.2.1.4.2 Bombas de Tubing	33
1.1.2.1.5 Selección de la Bomba de Subsuelo	33
1.1.2.1.6 Bombas más usadas en el campo.	34
1.1.2.2 Sarta de Varillas de Succión	35
1.1.2.3 Tubería de producción	36
1.2 FUNCIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN PARA BOMBEO	

MECÁNICO	36
2. HERRAMIENTAS DE REGISTRO Y CONTROL PARA EL ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE INSTALACIONES CON BOMBEO MECÁNICO	39
2.1 PRUEBAS DE POZO	40
2.1.1 Controlar si el pozo “produce”.	41
2.1.2 Registrar y medir la producción	41
2.1.3 Medir la presión del pozo	42
2.2 NIVEL DE FLUIDO	43
2.2.1 Ecómetro	43
2.2.2 Toma de Niveles de Fluido	45
2.3 DINAGRAMA.	47
2.3.1 Cartas Dinamométricas	47
2.3.2 Toma e interpretación de Cartas Dinamométricas	52
2.3.3 Cartas dinamométricas típicas	55
3. OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN POR BOMBEO MECÁNICO DE LA SECCIÓN 67.	61
3.1 GENERALIDADES DEL CAMPO.	61
3.1.1 Ubicación Geográfica	61
3.1.2 Breve Reseña Histórica	63
3.1.3 Geología del campo.	65
3.1.3.1 Generalidades	65
3.1.3.2 Estructuras	66
3.1.3.3 Estratigrafía	66
3.1.3.4 Tectónica	69
3.1.5 Ingeniería De Yacimientos.	69
3.1.5.1 Situación actual de la operación	69
3.1.5.2 Caracterización de yacimientos.	71
3.1.5.2.1 Relación Gas-Petróleo, Presiones y temperaturas	71
3.1.5.2.2 Petrofísica.	72
3.1.5.2.3 Fluidos	75

3.1.5.3 Datos históricos	76
3.1.5.3.1 Historia del desarrollo de los campos	76
3.1.5.3.2 Historia de perforación	77
3.1.5.3.3 Desarrollo de yacimientos y Tipo de Terminaciones.	80
3.1.5.3.3.1 Atlanta	80
3.1.5.3.3.2 Socorro	81
3.1.5.3.3.3 Formación Atlanta y Santo Tomás	81
3.1.5.3.4 Pozo tipo por área	82
3.1.5.4 Petróleo Original in Situ	83
3.1.5.5 Plan de desarrollo	84
3.1.5.6 Perfiles de producción y reservas remanentes	85
3.1.6 Reservas	86
3.1.6 Producción	87
3.1.6.1 Discriminación de la producción por campo y sistema a Abril de 1997	87
3.1.6.2 Control de la producción	90
3.2 PROCEDIMIENTO EN LA OBTENCIÓN DE DATOS DE CAMPO.	91
3.2.1 Obtención De Datos, Parámetros E Información Para El Diseño De BM	91
3.2.1.1 Parámetros de diseño	91
3.2.1.2 Condiciones especiales de Operación	92
3.2.1.3 Procedimiento de Registro y Seguimiento de pozos	94
3.2.1.4 Otros datos de interés de los pozos	98
3.3 ANALISIS DE LA INFORMACION OBTENIDA PARA EL DISEÑO Y LA OPTIMIZACION DEL SISTEMA	99
3.3.1 Organización de la información por Pozo	100
3.3.2 Análisis cuantitativo de las Cartas Dinamométricas	100
3.3.3 Análisis cualitativo de las Cartas Dinamométricas y del Nivel de Fluido	101
3.3.4 Estudio de las Intervenciones al pozo. (Pulling	101
3.3.5 Propuesta de rediseño	102

3.3.6 Recomendaciones y Conclusiones	103
3.4 OPTIMIZACION DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DE LA SECCIÓN 67	104
3.5 ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS.	107
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	132
BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS	138

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Rango de variacion de las propiedades petrofisicas basicas de los testigos	73
Tabla 2. Valores promedio para la formacion atlanta	74
Tabla 3. Propiedades de los fluidos	75
Tabla 4. Caudales promedio de los pozos por zonas.	83

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Unidad de Bombeo Mark II.	27
Figura 2. Unidad de Bombeo convencional.	28
Figura 4. Diagrama de una instalación típica de Bombeo Mecánico	37
Figura 5. Representación de un ciclo de bombeo.	38
Figura 6. Esquema de instalación del Echometer	44
Figura 7. Gráfico del equipo y la señal acústica del programa.	46
Figura 8. Gráfica que muestra los resultados del nivel de fluido. Donde se bosqueja la configuración del pozo y su nivel	46
Figura 9. Carta dinamométrica ideal	47
Figura 10. Carta dinamométrica considerando efectos de acelerado	49
Figura 11. Carta dinamométrica considerando acción de las válvulas	50
Figura 12. Carta dinamométrica considerando efectos de presión de gas	51
Figura 13. Representación de diagrama real	52
Figura 14. Carta Dinamométrica mostrando Golpe de Fluido.	56
Figura 15. Curva típica por pérdida en válvulas	57
Figura 16. Carta dinamométrica mostrando, varilla rota	58
Figura 17. Carta dinamométrica que representa bomba embastonada.	59
Figura 18. Carta Dinamométrica que representa Candado de Gas.	60
Figura 19. Ubicación geográfica de los campos (Ing. Gustavo C. Velasco)	62
Figura 20. Estado de los pozos a dic. del 98.	70
Figura 21. Estado de los pozos de acuerdo a su sistema de extracción.	71
Figura 22. Historia total de producción del campo ancon	76
Figura 23. Historia de producción del campo a partir del inicio de la operación CGC.	77

Figura . 24 Producción acumulada promedio vs. numero de pozos perforados td. 2000' fm. Atlanta	78
Figura 25 Historia de producción de las distintas campañas de perforación en San Joaquin la fe.	80
Figura 26 Ppronóstico de producción según el desarrollo propuesto	86
Figura 27. Pozos de la sección 67 discriminados según sistema de levantamiento	104
Figura 28 Tendencia del comportamiento diario de la producción ANC0703	109
Figura 29 Tiempo óptimo de restauración del pozo ANC0703.	118
Figura 30 Tendencia del comportamiento diario de la producción ANC0584	120
Figura 31. Reporte de Pulling Bombeo Mecánico Pozo ANC 703	123
Figura 32. Gráfico de de nivel de fluido del pozo ANC 703 por el TWM	124
Figura 33. Carta dinamométrica del pozo ANC 703	126
Figura 34. Tiempo óptimo de restauración del pozo ANC0584.	131

TITULO: OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DE LA SECCIÓN 67 DE LOS CAMPOS PETROLEROS “ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO”*

AUTOR: BLAS OCTAVIO REY BOTTO**

PALABRAS CLAVES: Bombeo Mecánico, Dinagramas, Optimización del Sistema, Nivel de Fluido, Ecuador, Producción, TWM, Sistema de Levantamiento.

DESCRIPCIÓN O CONTENIDO:

El análisis del funcionamiento del Bombeo Mecánico es importante para aumentar la eficiencia, dando como consecuencia un aumento en la producción y una disminución en los costos de levantamiento. Los aspectos a tener en cuenta en la optimización del sistema son:
- Las pruebas de campo – Las mediciones acústicas – El Dinagrama.

Aumentar la eficiencia y disminuir costos son los objetivos del presente trabajo. Para lograrlo es necesario: - Hacer un buen diseño. – Analizar el comportamiento de los pozos con Bombeo mecánico, haciendo uso de las mediciones acústicas y del dinagrama. – Detectar las posibles fallas en el sistema, mediante un buen análisis e interpretación de dichas herramientas. – Plantear las posibles soluciones – Aplicarlas al sistema y evaluarlas.

Este trabajo utiliza datos reales de los campos “Gustavo Galindo Velasco”, localizados en la península de Santa Elena, Ecuador, operado por la compañía PACIFPETROL S.A. Debido al bajo potencial de estos pozos, se pudo determinar que la falla más importante encontrada es el golpe de fluido y la solución más acertada que se planteó fue la realización de un estudio de restauración de nivel, que permita conocer el tiempo óptimo de restauración y el tiempo óptimo de trabajo de las unidades de bombeo, para que la bomba siempre permanezca sumergida. Cabe resaltar que fue fundamental el uso del *Total Well Management* (TWM), como herramienta tanto en la adquisición como en la interpretación de datos.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Directores: Ing. Nicolás Santos Santos, Ing. Ricardo Gallegos Orta

TITLE: OPTIMIZATION OF THE OPERATION OF THE SUCKER ROD PUMPING SYSTEM SECTION'S 67 "ENG. GUSTAVO GALINDO VELASCO" OILFIELDS

AUTHOR: BLAS OCTAVIO REY BOTTO**

KEY WORDS: Sucker Rod Pumping, Dynamometer Cards, Optimization System, Fluid Level, Ecuador, Production, TWM, Lifting System.

DESCRIPTION OR CONTENT:

The analysis of the sucker rod pumping's functioning is important to increase the efficiency, giving as a result an increase in the production and a decrease in the lifting costs. The aspects to having in bill in the system's optimization: - the Dynagraph - the acoustic measurements the- field-tests -.

Increasing the efficiency and decreasing costs are the present work's objectives. For to achieve it is necessary: - making a good design. - examining the behavior of the wells with sucker rod pumping, making use of the acoustic measurements and dynagraph. - detecting the possible faults in the system, by means of a good analysis and tools interpretation. - Presenting the possible solutions - to apply them to the system and to evaluate them.

This work utilize the field's real data Gustavo Galindo Velasco, localized in Santa Elena's peninsula, in Ecuador once PACIFPETROL S.A was operated on for the company.. due to these well's reduce potential, it happened to me that the more important fault once was found could be determined that he is the fluid pound and the more solution guessed right that it came into question was the realization of a level restoration study, that he permit knowing the optimal restoration time and the optimal job time of the units pumping, for the pump always Let him remain submerged.

*Degree Project

**Physical – Chemical Engineerings Faculty, Petroleum Engineering School.
Advisers: Eng. Nicolás Santos Santos, Eng. Ricardo Gallegos Orta

INTRODUCCIÓN

El Bombeo Mecánico es el Sistema de Levantamiento Artificial de extracción de petróleo más ampliamente usado en el mundo. Más del 80% de los pozos petrolíferos del mundo trabaja con este sistema. Esto se debe a factores tales como, su versatilidad, su antigüedad, su facilidad para operar en diversidad de condiciones, la intercambiabilidad de los equipos, la familiaridad que los operarios tienen en el manejo del sistema, entre otros.

Pero no por ser el sistema más viejo y el más usado, esto quiera decir que sea el más simple, más barato y el mejor conocido por todos su diseño. Al contrario, su complejidad mecánica en comparación con los otros sistemas de levantamiento artificial, lo hace a que este expuesto a mayor cantidad de esfuerzos y por este motivo, es el que mayor atención requiere durante su operación.

Esta desventaja que se acaba de mencionar, es la que causa que el sistema se vuelva ineficiente en cuanto a la tasa de producción y hace que se vuelva costoso en comparación a los otros sistemas, ya que a pesar de que su inversión inicial es más baja que los otros sistemas, los costos de mantenimiento por las causas antes mencionadas, hacen que pierda ventaja en relación a los otros sistemas.

Pero esto no significa que el Sistema de Bombeo Mecánico sea malo. Estos problemas tienen solución y son función del Ingeniero de Producción, hacer un seguimiento continuo del sistema, minimizando las fallas durante su operación, haciéndolo más eficiente y minimizando por ende los costos de producción por Barril producido.

Estas funciones del Ingeniero de producción son los objetivos principales del presente trabajo, es decir aumentar la producción de los Pozos que operan

con Bombeo Mecánico, haciendo el sistema más eficiente y disminuir los costos de operación del mismo.

Los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, están ubicados en la Península de Santa Elena, en la costa Pacífica de nuestra hermana República del Ecuador, cerca a Guayaquil y fueron los primeros campos en explotarse en dicho país, desde hace más de ochenta años. Actualmente es un campo marginal, con un yacimiento depletado, con una producción muy baja y que actualmente pertenece a la Escuela Superior Politécnica del Litoral ESPOL en consorcio con la operadora PACIFPETROL S.A. Debido a la baja producción del campo, por cuestiones económicas solo se ha podido usar como Sistemas de Levantamiento Artificial el Gas Lift y el Bombeo Mecánico, siendo este último el más ampliamente usado en el campo por su antigüedad y economía, además que no escapa de la tendencia mundial a la preferencia del mismo.

La sección 67 de dicho campo es la que más produce y tiene en el Bombeo Mecánico su principal Sistema de Levantamiento. Es por esta razón que la compañía PACIFPETROL S.A., elaboró el plan “Proyecto Piloto 67”, que tiene como objetivos fundamentales, aumentar la producción y disminuir los costos de levantamiento y producción. Por tales antecedentes es que este trabajo tiene la misión de cumplir con tales objetivos, haciendo énfasis en un seguimiento continuo del sistema de producción de Bombeo Mecánico, ya que un diagnóstico de las principales fallas del sistema y la determinación de sus posibles alternativas de solución, revertirán en una mejor eficiencia, mayor producción y una disminución en los costos de operación, los cuales se verán reflejados en la sección 67 y permitirán que los objetivos del Plan Piloto se vean cumplidos y de esta forma aplicarlos a otras secciones del campo.

Este trabajo se realizó básicamente, haciendo un estudio preliminar y recopilando toda la información necesaria de los pozos que producen con el sistema de Bombeo Mecánico de la sección 67, tales como historia de Producción, estados mecánicos, intervenciones a los pozos (*Pullings55*), y estudio de las diferentes variables que afectan y que son importantes en el diseño y funcionamiento del sistema. Después se hizo un trabajo de campo, que consistió principalmente en hacerles un seguimiento continuo y permanente a los pozos en estudio. Dicho seguimiento se desarrolló haciéndole un seguimiento a la producción de cada pozo, es decir, poniendo pozos a prueba para hacer un análisis de la producción diaria del mismo; también se usaron las herramientas básicas de registro y control del sistema, las cuales son el Dinagrama y las mediciones acústicas, que se obtuvieron mediante el *Total Well Management* (TWM), las cuales permitirían hacer un análisis tanto cualitativo como cuantitativo, del comportamiento del sistema y por medio de este podríamos determinar fácilmente las fallas que el sistema podría estar presentando. Después de realizado el trabajo de campo y con toda la información recopilada del sistema previamente, se realizó un diagnóstico de las principales fallas presentes en el sistema. Luego se plantearon las posibles alternativas de solución a dichas fallas y su viabilidad para aplicarlas. Al final se corrigieron algunas fallas en el sistema, y se evaluaron los cambios hechos al mismo. Al final se obtuvieron las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo.

Vale la pena resaltar, que mucha de la información necesaria para el análisis del sistema de Bombeo mecánico que se quería obtener en la etapa previa de recopilación de información en la realización de este trabajo, no se pudo obtener por normas de alta confidencialidad de la compañía, la cual impedía acceso a cierta información. De todos modos el apoyo logístico y técnico de la compañía PACIFPETROL S.A., fue muy importante.

1. GENERALIDADES Y TEORÍA BÁSICA SOBRE POZOS EN BOMBEO MECÁNICO.

El diseño adecuado de una instalación de Bombeo mecánico, debe considerar todas las partes del sistema como un todo y de forma individual, con el fin de seleccionar el equipo de superficie y subsuelo necesario para suministrar la energía faltante al yacimiento para levantar el fluido hasta la superficie.

El diseño del sistema de bombeo mecánico por varillas de succión tiene por objeto transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad en donde se encuentra ubicado el fluido, a fin de elevarlo hasta superficie.

El bombeo mecánico por medio de varillas conocido en inglés como “*sucker rod pumping*” es de los sistemas de extracción el más ampliamente usado. Históricamente, la mayor ventaja ha sido la familiaridad que el personal de operación tiene con el sistema; pero no por ser el más antiguo, más simple, más barato es el más conocido por todos su diseño.

De todos los sistemas de extracción artificial, es el mecánicamente más complejo, debido a que está expuesto a mayores cantidades de esfuerzos y es por estas razones que requiere mayor atención durante su operación.

Su empleo data de los albores de la explotación petrolera, en el año 1860 en los Estados Unidos de América. Probablemente fue una adopción del sistema de explotación de pozos de agua. Aquellos pioneros no imaginaron las complicaciones a que nos estaban sometiendo a quienes nos toca trabajar hoy con tales aparatos. Es posible que si hubiesen adoptado algún

otro sistema, hoy aquel no existiría. Pues al principio se utilizaban máquinas de bombeo que alcanzaban los 100 a 250 metros de profundidad, con un balancín de madera y sarta de varillas de acero y una bomba tipo molino de viento. Lo que sucedió con el transcurso de los años es que la industria petrolera adoptó su sistema y lo fue adaptando para profundidades cada vez mayores y se ubicó entre los primeros lugares como un método de extracción artificial de petróleo.

Durante muchos años se fueron efectuando mejoras a este sistema, especialmente en lo que hace referencia a los materiales empleados, lo que le dio mucha más vida, además se mejoró su diseño para hacerlo adaptable a cualquier tipo de yacimiento y al tipo de fluido que se desee levantar.

Una gran limitante para su diseño ha sido siempre la profundidad, no obstante, unidades de bombeo con mayor capacidad de carga y con varillas de alta resistencia permiten trabajar a mayores profundidades.

Las principales ventajas y desventajas del sistema se pueden resumir así:

Ventajas:

- ✚ Debido a la familiaridad del personal de campo con el bombeo mecánico, las operaciones e instalaciones no resultan complicadas.
- ✚ El bombeo mecánico ofrece una amplia gama de tasas de producción que variará de acuerdo a los equipos de superficie y de subsuelo utilizados.
- ✚ Los costos de mantenimiento de cada unidad de bombeo son relativamente mínimos por la baja energía que consumen, que puede ser el gas del mismo pozo o producida con motores eléctricos o a diesel.

- ✚ No se necesita una gran torre para un cambio de bomba o para la intervención del pozo debido a que el peso de las varillas es bajo y de fácil manejo.

Desventajas:

- ✚ El diámetro del revestimiento y la profundidad limitan el volumen manejado por el sistema. La eficiencia volumétrica se reduce por altos valores del GOR, por producción de sólidos, formación de parafinas y por la corrosividad de los fluidos.
- ✚ Al inicio la inversión es elevada, principalmente para pozos donde se requieren grandes unidades de bombeo; adicionalmente el análisis económico debe contemplar el costo de la sarta de varillas.
- ✚ El mal manejo de las varillas es causa de muchas fallas de la bomba, roturas en las cuplas y costosas pescas.

1.1 PARTES Y COMPONENTES BÁSICOS PARA UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO

Una instalación de bombeo mecánico consta básicamente de las siguientes partes:

- ✚ Equipo de superficie.
- ✚ Equipo de subsuelo.

A continuación, se hablará en detalle de cada uno de ellos.

1.1.1 Equipo de superficie. Como su nombre lo indica, son las partes del sistema que podemos observar a simple vista y que se encuentran a nivel del suelo. El equipo de superficie está constituido por un motor primario, el cual proporciona la energía que acciona a su vez la unidad de bombeo. Mediante la acción de bandas y una caja de engranajes se reducen las velocidades y

el movimiento rotacional, se transforma en movimiento rectilíneo a través de la manivela, la biela y el balancín, todo este proceso sucede coordinadamente. El movimiento se transmite a la sarta de varillas la que a su vez hace trabajar a la bomba de subsuelo.

1.1.1.1 Motor. La función del motor es suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de la instalación; para suministrar esta energía, el motor produce un movimiento rotacional de alta frecuencia y bajo torque; luego este movimiento es transformado por la unidad de bombeo a reciprocante.

Los motores usados en la industria del petróleo para las instalaciones de Bombeo mecánico, pueden ser eléctricos o de combustión interna. Para la selección del motor, se deben tener en cuenta aspectos como la potencia necesaria, economía y condiciones de trabajo, ubicación de los pozos, disponibilidad de uno u otro tipo de motor, entre otros factores.

Actualmente el motor que se utiliza para accionar las unidades de bombeo mecánico con varillas de succión es el motor eléctrico; para zonas aisladas o que no disponen con el suministro de energía eléctrica también se utilizan motores de combustión interna, accionados por diesel. Sin embargo, los motores de combustión interna con un adecuado blindaje pueden ser perfectamente utilizados lo que redundará en un abaratamiento en los costos porque para este tipo de motores se puede utilizar como combustible el mismo gas de los pozos. Este es el caso que ocurre en los pozos de los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, los cuales trabajan generalmente con los motores de combustión interna ARROW y FM, los cuales son diseñados específicamente para trabajar en pozos petroleros. Estos motores reciben mantenimiento periódicamente para prevenir posibles fallas y paradas de las unidades.

1.1.1.2 Unidad de Bombeo. Es un mecanismo cuya función principal es accionar la sarta de varillas y la bomba a fin de elevar el fluido desde el

subsuelo a superficie. Por muchos años hubo alguna confusión acerca de la clasificación de las unidades de bombeo. En 1943 una junta especial del API propuso establecer:

- ✚ Una serie simplificada de clasificaciones de torsiones máximas de reductor.
- ✚ Una serie de clasificaciones de estructuras, carreras máximas y vástagos.
- ✚ Ciertas dimensiones uniformes para algunos componentes estructurales de la unidad.

La principal parte estructural de la unidad de bombeo es la base, la cual se fabrica con perfiles de acero y sirve como miembro rígido que une el poste maestro, reductor de engranajes y motor primario. El poste maestro normalmente se construye de tres o cuatro soportes también de perfiles de acero. Debe tener suficiente rigidez y resistencia para soportar el doble de la carga máxima del vástago pulido. Centrado sobre el tope del poste maestro se encuentra el cojinete central el cual soporta la viga principal, la cual debe ser suficientemente fuerte para resistir las diferentes cargas en uno y otro extremo. El cabezal de la unidad está adherido en un extremo de la unidad y soporta el vástago pulido mediante un cable de acero. En el otro extremo están la biela, manivela y la caja reductora.

1.1.1.2.1 Clasificación de las unidades de Bombeo. Las unidades de bombeo o balancines se diseñan con geometría de palanca clase I y de palanca clase III, sin embargo, los primeros pueden ser: serie A, serie B o serie C, (un tipo adicional serían los de serie M que son diseñados con una geometría de palanca clase II y que consideran adicionalmente el torque). Esta nueva nomenclatura con letras hace referencia a la geometría de la

viga. Así los aparatos serie A se construyen con los brazos de la viga principal de la misma longitud, con lo cual la carrera de la cabeza de caballo es el doble del radio R de la manivela. Los aparatos serie B y C se construyen con la dimensión desde el cojinete central al eje del pozo de mayor longitud que el brazo posterior de la viga, con el objeto de aumentarle la carrera al aparato.

El aspecto físico o tipo de balancín esta dado por la clase palanca y el tipo de balanceo. Los de clase I pueden estar balanceados en la viga o en la manivela y los de clase III en la manivela o por aire.

Otro factor para identificar un balancín corresponde al tipo de balanceo, de acuerdo al cual se tiene:

- ✚ A: Balanceada por aire (Air Balanced).
- ✚ B: Balanceada en la viga (Beam Balanced).
- ✚ C: Balanceada en la manivela o Convencional (Cranck Balanced).
- ✚ M: Uнитарque Mark II.

Unidades balanceadas por aire.

Este tipo de unidades posee las siguientes características:

- ✚ Un tanque cilíndrico ubicado frente a la unidad aloja un pistón y un cilindro de aire. La fuerza que ejerce el aire comprimido en el cilindro se utiliza para contrapesar la carga del pozo.
- ✚ Para evitar escape de aire entre el pistón y el cilindro se dispone de un depósito de aceite al tope del pistón que actúa como un sello de aire.

- ✚ Para hacer que el sistema de presión llegue a un nivel de trabajo se utiliza un compresor de aire auxiliar a fin de controlar y mantener la presión del aire dentro de un rango preestablecido.
- ✚ Las unidades balanceadas por aire son estructuralmente distintas de las unidades convencionales debido a que los brazos de la manivela están conectados entre el punto de carga y el punto de apoyo del balancín mientras que la unidad convencional tiene el punto de apoyo entre la carga y los brazos de la manivela.
- ✚ Permiten una mayor longitud de carrera del vástago pulido que si se utilizara una unidad convencional del mismo tamaño.
- ✚ Son aproximadamente 35% más pequeñas y 40% más livianas que las unidades de balancín convencional que prestan un servicio equivalente.
- ✚ El costo inicial es mayor que las unidades de bombeo convencionales, pero su uso es interesante en muchas aplicaciones especiales.

El uso de aire comprimido en lugar de pesas permite controlar mejor el contrapeso; el peso de la unidad se reduce aproximadamente 40% y los costos de transporte e instalación disminuyen considerablemente.

Existen unidades de este tipo de hasta 3648000 Lb-pulg. y carreras de hasta 300 pulg. de longitud. Estas unidades son especialmente indicadas para plataformas costa afuera, en las que el espacio es reducido; debido a que las cargas quedan en el plano vertical, se eliminan las fuerzas dinámicas horizontales que se presentan con las unidades convencionales.

Debido a que el reductor está colocado entre el poste maestro y el pozo, se pueden utilizar manivelas más cortas reduciendo el "factor torque" de la unidad, que es simplemente un número que multiplicado por la carga sobre el vástago menos el contrabalanceo da como resultado el torque requerido por el reductor. Este número varía durante las diferentes posiciones de la

rotación de la manivela y generalmente se considera su valor máximo el cual ocurre a 75 grados del punto muerto superior y casi siempre es algo mayor que la mitad de la carrera del vástago. Una unidad con geometría “perfecta” tendría exactamente la mitad de la carrera como su factor de torque.

El factor G de una unidad es la relación de la mitad de la carrera dividido por el factor de torque máximo y representa la medida de la eficiencia de la geometría de la unidad.

Al analizar un sistema de bombeo es necesario suponer que el movimiento es armónico simple.

Otra de las condiciones que en numerosas ocasiones se ha comprobado y que presenta este equipo es que bombeando en similares condiciones de velocidad, largo de la carrera y el mismo tamaño del émbolo de la bomba, una unidad balanceada por aire produce más que la unidad convencional, a continuación se citan algunos de los factores que influyen en esto y son los siguientes:

✚ Una razón se debe a que como la aceleración y la velocidad son menores en el recorrido inferior, la bomba tiene más tiempo para su llenado. Esta condición se torna más importante cuanto más pesado y viscoso es el petróleo.

✚ Más de la mitad del recorrido vertical se efectúa en la mitad de la carrera descendente. Es decir, que el máximo de la velocidad se produce en menos de la mitad del tiempo del recorrido descendente. Como el resto de la carrera descendente se efectúa en más de la mitad del tiempo, hay un intervalo más largo para que la inercia de las varillas haga bajar el émbolo a mayor profundidad. La elasticidad de la sarta de varillas hace posible el sobrerrecorrido de tal manera que se consigue un desplazamiento efectivo de la bomba más alto.

✚ El inconveniente que presentan estas unidades respecto a las convencionales es que requieren un mantenimiento más intensivo por personal especializado lo que redundará en un mayor costo de operación..

Unidades Unitorque Mark II

Por su singular forma y contrapeso, este tipo de unidad reduce los picos de torsión y en muchos casos, cuando se usa debidamente requiere menos caballaje. La forma poco común del Mark II redunda en una carrera ascendente más rápida a aceleración baja, donde la carga es más alta, lo cual resulta en menores cargas máximas y en más duración de las varillas de bombeo.

La carrera ascendente disminuye la aceleración donde la carga es más alta y reduce así la carga sobre el vástago pulido. Al encontrarse el travesaño compensador en la posición mencionada, se obtiene una ventaja mecánica menor para la carga reducida de la carrera descendente, es decir, baja el factor máximo de torsión.

Figura 1. Unidad de Bombeo Mark II.



Unidades Convencionales

La unidad convencional balanceada por manivelas es la más universal, conocida y popular utilizada en los campos petroleros, de fácil manejo y mantenimiento mínimo. En este tipo de balancín la rotación de las manivelas origina que la viga principal oscile y mueva hacia arriba y hacia abajo al vástago pulido.

Para muy diversas condiciones de bombeo en las que la confiabilidad, y la sencillez son factores primordiales, la unidad convencional ha sido siempre la preferida. Un limitante para este tipo de unidades es que su tamaño aumenta notablemente en función de la producción a extraer.

Figura 2. Unidad de Bombeo convencional.



Clasificación de Balancines por Tamaño

Esta clasificación se realiza basándose en el tamaño de los aparatos y se fundamenta en los tres parámetros que gobiernan a las unidades de bombeo:

- ✚ Torque máximo en la caja reductora (en el eje de la manivela).
Valor en miles de libras acompañado de una letra que indica el tipo de reducción.
- ✚ Capacidad máxima de carga estructural.
Valor en cientos de libras.
- ✚ Carrera máxima disponible.
Valor en pulgadas.

El API establece que la nomenclatura para identificar un balancín debe considerar los tres factores señalados anteriormente, además del tipo de unidad de bombeo.

Vale la pena resaltar, que el tipo de unidad de Bombeo mecánico de los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, en su mayoría son Convencionales y las marcas más usadas son Lufkin, American Betlehem, Emsco, entre otras.

1.1.2 Equipo de subsuelo. Constituye la parte esencial de este sistema, está restringido por el diámetro de la tubería de revestimiento, y esto puede representar limitaciones a su diseño. Transmite la energía necesaria para levantar fluido del pozo, sirviendo como elemento conector entre la cara del pozo y la unidad de superficie. Sin este equipo sería imposible la extracción del fluido de un yacimiento, cuya energía no es la suficiente para producir por flujo natural.

Básicamente está conformado por:

- ✚ La bomba de subsuelo.
- ✚ La sarta de varillas.
- ✚ Tubería de producción.
- ✚ Otros accesorios.

1.1.2.1 La bomba de subsuelo.

1.1.2.1.1 Definición. La función de la bomba de subsuelo es levantar fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección. Básicamente las bombas de subsuelo utilizadas son bombas de barril y se dispone de muchas variaciones en los diseños de los diferentes elementos de la misma. De acuerdo a las condiciones de los pozos se utilizará alguno de los tipos de bombas de subsuelo disponibles

1.1.2.1.2 Funcionamiento. En la carrera ascendente el peso del fluido en el tubing cierra la válvula viajera, siendo el fluido almacenado en el barril desplazado por el pistón hacia la superficie; creando una depresión sobre la válvula fija, ocasionando la apertura de la misma y por consiguiente el ingreso de fluido desde el revestimiento al interior del barril. En la carrera descendente el fluido contenido en el barril ejerce una presión contra el pistón que baja, provocando la apertura de la válvula viajera y el cierre de la válvula fija, pasando el fluido contenido en el barril hacia la parte superior del pistón, hasta llegar al punto muerto inferior. En ese momento comienza la carrera ascendente volviendo a cumplirse el ciclo.

1.1.2.1.3 Elementos principales. Básicamente los elementos que conforman la bomba son cuatro y son:

- ✚ Barril.
- ✚ Pistón.
- ✚ Válvula fija.
- ✚ Válvula viajera.
- ✚ Anclaje de fondo.

1.1.2.1.3.1 Barril. Existen diferentes tipos de barriles para bombas de subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas para pozos someros a medianamente profundos o paredes gruesas para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (tubing) o tipo camisa (liner).

1.1.2.1.3.2 Pistón. Los pistones para bombas de subsuelo pueden ser de acuerdo a su configuración lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc. Y de acuerdo al material se clasifican en metálicos y no metálicos. Algunas características importantes son: Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (aleación de boro, cromo y silicio). Estos últimos son recomendados para condiciones abrasivas pero donde no existan problemas de ácido sulfúrico

Los pistones de copa comúnmente se utilizan en barriles con bombas de tubería de producción. Comúnmente se fabrican las copas de lona impregnada de brea, caucho o plástico. La aplicación de estos pistones está restringida a poca profundidad y han ido desapareciendo del mercado.

Los pistones de composición de anillos consisten en un número grande de anillos de tela y caucho en ranuras individuales cortadas en un mandril de

metal. Tampoco son muy recomendables a menos que sea para poca profundidad. La longitud de un pistón puede determinarse fácilmente aplicando una regla empírica que determina un pie de pistón por cada 1000 pies de profundidad. Una longitud de 6 pies es satisfactoria para más de 6000 pies.

1.1.2.1.3.3 Válvulas. Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la válvula fija permite el llenado del barril y la válvula viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas. Fallas en las válvulas son la causa más común de fallas en las bombas. La especificación 11AX del API para válvulas de bola y asiento no especifica los materiales de manufactura, sin embargo, solo se controlan las tres dimensiones. La bola y el asiento son hechos como un par, y la bola y asiento de una válvula no debe ser intercambiada con la bola y asiento de otra válvula. El diseño API para válvulas de bola es el más comúnmente utilizado en bombas de subsuelo.

Para prematuro desgaste de válvulas en pozos con problemas de arena se recomienda utilizar válvulas y asientos de mayor dureza como son los de carburo de tungsteno o también un doble juego de válvulas y de esta manera aunque se deposite arena en una de las válvulas, el cierre será asumido por la otra, evitando una violenta descarga de fluido a través de la primera incrementando la vida útil de la bomba.

1.1.2.1.3.4 Anclaje de fondo. Otro elemento que puede considerarse como parte constitutiva adicional de las bombas de subsuelo es el anclaje de fondo. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería de producción y puede ser del tipo copas y del tipo mecánico. El primero utiliza plástico o un material similar para que funcione como sello y el segundo se utiliza para

condiciones extremas de temperatura donde el de copas no es recomendable.

1.1.2.1.4 tipos de bombas de subsuelo. Se las puede clasificar en dos grupos principales que son las bombas insertables (*insert pumps*) y las bombas de tubería de producción (*tubing pumps*).

1.1.2.1.4.1 Bombas insertables. Son aquellas que van introducidas en la tubería de producción y conectadas a la sarta de varillas, usualmente el barril, el pistón y las válvulas se fabrican en un solo ensamblaje y la bomba se ancla en el niple de asiento. Se clasifican asimismo de acuerdo al barril:

- ✚ Barril estacionario y anclaje superior
- ✚ Barril estacionario y anclaje inferior
- ✚ Barril viajero y anclaje inferior

1.1.2.1.4.2 Bombas de Tubing El barril de la bomba se instala como una parte integral de la sarta; el émbolo se corre y se recupera mediante un dispositivo que se encuentra instalado en la parte inferior del pistón. Tienen la ventaja de poseer mayor desplazamiento para cualquier diámetro específico de tubing. Adicionalmente, en caso de problemas con la bomba es necesario sacar completamente la tubería de producción.

1.1.2.1.5 Selección de la Bomba de Subsuelo. En el diseño y operación de un sistema de bombeo mecánico, una de las primeras y más importantes consideraciones es la selección de la bomba de subsuelo. Esto quiere decir, la selección del tamaño de la bomba, longitud de la carrera y los golpes por minuto para proveer la tasa de producción deseada, además de la selección de un adecuado diseño de bombeo, lo cual garantizará una operación

confiable con un mantenimiento mínimo, de acuerdo a las condiciones existentes en los pozos.

En los inicios de la industria petrolera era sencillo seleccionar una bomba subsuperficial porque la consideración más importante entonces era maximizar su tamaño de acuerdo al del tubing. Existía solo un diseño disponible que era una bomba de tubing con un soft-pack. Con el devenir del tiempo y cuando la profundidad de los pozos llegó a ser un factor a considerarse, se comenzaron a utilizar las bombas insertables y crecieron en número las diseñadas para ofrecer un trabajo más eficiente para diferentes condiciones en el pozo.

1.1.2.1.6 Bombas más usadas en el campo.

Tipo RHA

Este tipo de bomba se desempeña bien en pozos que producen arena. El dispositivo de anclaje permite que el barril de la bomba actúe como un ancla de gas y su longitud puede ser restada de la longitud del ancla de gas que necesite el pozo.

Como la válvula viajera está suspendida del barril y este último está sujeto al mecanismo de ensamblaje de fondo de la bomba, la carga de fluido en la carrera descendente someterá al barril a una condición de carga, y de igual manera en la carrera ascendente el barril soportará presiones que tienden a hacerlo estallar, lo cual limita la profundidad a la cual se puede bajar la bomba.

Tipo RWA

Es usada bajo condiciones de operación menos severas que las que se presentan cuando se utilizan las bombas del tipo RHA. Tienen todas las características de las anteriores a excepción que la pared del barril es más delgada lo que favorece la capacidad de producción debido a que pueden correrse en tuberías de producción de diferentes tamaños dando una mayor capacidad de producción y disminuyendo los costos.

Tipo RWB

Es una buena elección para pozos con alto GOR. Se adapta a bajos volúmenes de producción del pozo debido a que ambas válvulas están cerca del niple de asiento y el fluido viaja la distancia más pequeña para ingresar en la cámara de desplazamiento de la bomba. Se recomiendan para profundidades de bombeo moderadas, no son recomendables para pozos productores de arena y para pozos con problemas de escala.

1.1.2.2 Sarta de Varillas de Succión. Es usada para transmitir el movimiento y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, son fabricadas de acero y en fibra de vidrio y las combinadas, que conservan la propiedad del material de fabricación. La industria clasifica las varillas de acero en grados A, B, C, D, y E dependiendo de la resistencia a la carga. Son fabricadas de acuerdo con el API en tamaños desde 3/8" y en tamaños mayores. Ver la tabla 4.3 API RP 111, sobre datos de varillas de succión.

1.1.2.3 Tubería de producción. La tubería de producción en un pozo de bombeo, es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga. En la mayoría de las instalaciones de bombeo, cuando la profundidad de la bomba no excede los 5000 pies, la tubería es suspendida por el cabezal. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse. Se fabrican en tamaños de 1.9", 2 3/8", 3 1/2", 4", y 4 1/2". Ver tabla 4.2 del API RP 11L sobre datos de tubería de producción.

1.2 FUNCIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN PARA BOMBEO MECÁNICO

Este método consiste en levantar fluido desde el fondo del pozo hacia los tanques de recolección o a una estación de producción por medio de una bomba de subsuelo ubicada en el fondo del pozo cuya energía es proporcionada por un balancín o equipo de bombeo en superficie y es transmitida por medio de una sarta de varillas a la bomba. El fluido levantado es transportado por la tubería de producción o tubing y luego por las líneas de transferencia hasta el tanque o separador según como estén configuradas las facilidades de superficie.

La bomba va fijada en el extremo inferior de la columna de producción, (tubing) que va acoplada o asentada en una parte de la tubería llamado "asiento de válvula" o "niple de asiento".

Está formada por una camisa de gran longitud (12'a 24') con una válvula de bola, en un extremo inferior, llamada válvula fija ("*standing valve*"). El pistón, que se mueve verticalmente en su interior tiene una longitud que oscila entre 2 a 8 pies (Figura1-1), es hueco y también tiene una válvula de bola en el extremo inferior, llamada válvula viajera ("*traveling valve*").

En el movimiento ascendente del pistón, el fluido que está en su interior más todo lo que está por encima de él se eleva, llegando a superficie, a la vez que por debajo de la válvula del mismo, se está produciendo el llenado de la camisa, debido a la depresión que se produce, ingresando entonces, el fluido por la válvula fija (Figura 1-2). En la carrera descendente del pistón, la válvula fija se cierra y se produce la apertura en la válvula viajera transfiriendo el fluido que estaba en la camisa, al interior del pistón (análogo al cilindro de un motor), completándose así el ciclo.

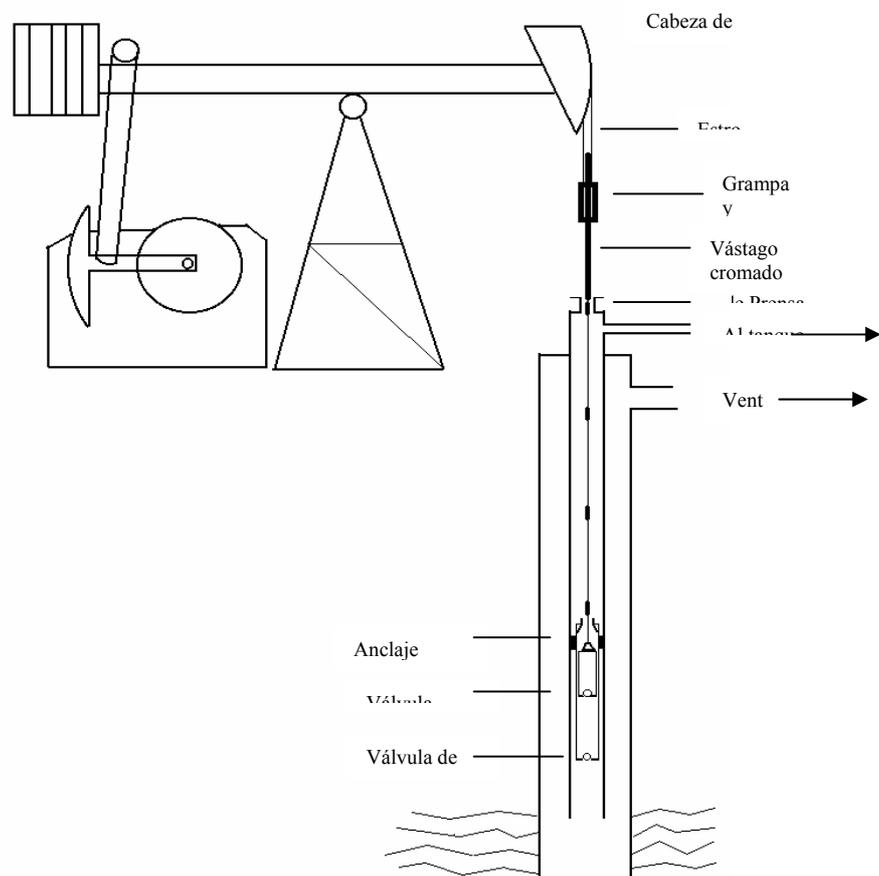


Figura 4. Diagrama de una instalación típica de Bombeo Mecánico.

El movimiento del pistón, es transmitido desde la superficie, por una sarta de varillas de acero, con una longitud unitaria entre 6,00 m (20 pies) y 7,00 m (25 pies), enroscadas unas con otras, formando la mencionada sarta, que va desde la bomba hasta la superficie.

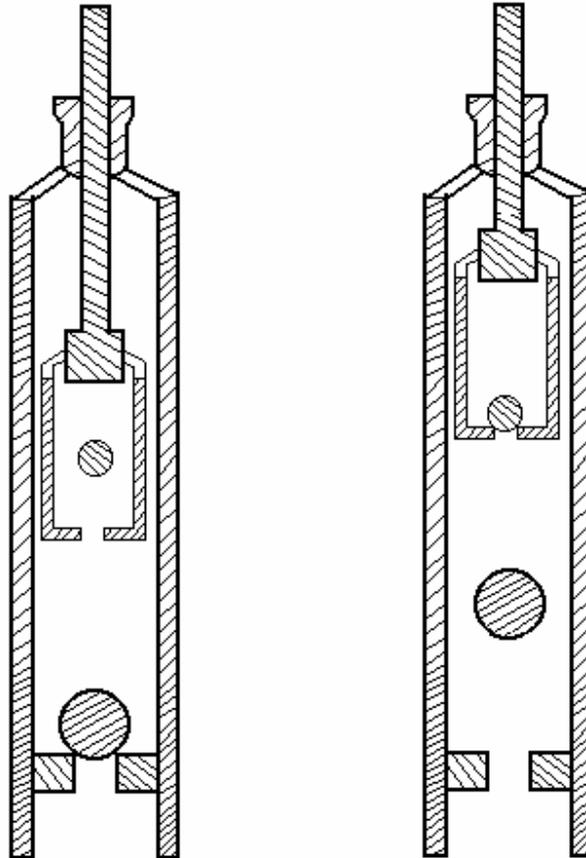


Figura 5. Representación de un ciclo de bombeo.

2. HERRAMIENTAS DE REGISTRO Y CONTROL PARA EL ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE INSTALACIONES CON BOMBEO MECÁNICO

Para hacer un buen control en el funcionamiento y en la producción de los pozos con instalaciones de Bombeo Mecánico, se debe empezar por llevar un registro diario completo de la producción de cada uno de los pozos en estudio, para lo cual deben realizarse diferentes tipos de pruebas en cada uno de ellos. Con base en los resultados obtenidos en las pruebas se proceden a hacer los análisis y los correctivos necesarios para obtener las mejores condiciones de operación de cada pozo; la evaluación de estas condiciones de operación se pueden realizar mediante el uso de tres registros fundamentales o pruebas, las cuales son:

- ✚ Prueba de pozo (Producción).
- ✚ Nivel de fluido.
- ✚ Dinagrama.

Haciendo un análisis del funcionamiento del sistema por medio de las mediciones de estas pruebas, se puede determinar por ejemplo, si el pozo produce o no, si la bomba de subsuelo se encuentra sumergida, si las válvulas de la bomba de subsuelo se encuentran trabajando bien, si el contrabalance de la unidad es el adecuado, si hay problemas de gas, entre otros muchos aspectos.

En un sistema de Bombeo mecánico, podemos haber realizado un buen diseño en cuanto a la selección del equipo y algunas condiciones de trabajo (como velocidad de bombeo, longitud de la carrera en el vástago, tasa de producción, entre otras), pero esto no es suficiente si a la hora de poner en

funcionamiento la unidad, observamos fallas que harán que la unidad trabaje con una menor eficiencia o que en poco tiempo quede fuera de servicio. Es por tal razón que con la interpretación correcta de los resultados de las mediciones de las pruebas mencionadas anteriormente, se verá si el diseño adoptado de la unidad es correcto y si se adapta perfectamente a las condiciones del pozo, además se pueden detectar posibles obstáculos y una serie de anomalías y problemas y por ende poderlos corregir a tiempo.

En los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, existe el departamento de mediciones físicas, a cargo del Sr. Fernando Gálvez, el cual diariamente, con una programación previa, se encarga de hacerles un seguimiento continuo a los pozos con Bombeo mecánico del campo, realizando tales mediciones, usando como herramienta el *Total Well Management* (TWM), el cual se explicará más adelante.

2.1 PRUEBAS DE POZO

Las pruebas de pozo son diferentes maniobras de campo que se le hacen al pozo para determinar como se está portando. Se aconseja que para que den buenos resultados estas maniobras, es que se realicen de forma permanente y muy de cerca en todos y cada uno de los pozos de interés. La frecuencia de estas pruebas depende del tipo de pozo y de las facilidades instaladas en superficie. Algunas de las principales maniobras que normalmente se realizan son:

- ✚ Controlar si el pozo “produce”.
- ✚ Registrar y medir la producción.
- ✚ Medir la presión del pozo.

2.1.1 Controlar si el pozo “produce”. Este es un control que se debe efectuar varias veces al día. Esta maniobra se realiza simplemente abriendo la válvula de chequeo que debe tener todo pozo en el puente de producción (GRAFICA CABEZA DE POZO). Si el pozo no produce, habrá que verificar la causa. Existen varias razones para que no produzca el pozo, siendo las más normales las siguientes:

- ✚ Bomba bloqueada por gas.
- ✚ Bomba aprisionada.
- ✚ La bomba no trabaja.
- ✚ Falta de nivel en el pozo.

Las dos primeras fallas pueden ser detectadas por el operario con cierta experiencia en el manejo del bombeo mecánico. Pero para las otras dos fallas será necesario recurrir a los equipos especiales de medición, que son:

- ✚ El Ecómetro.
- ✚ El Dinamómetro.

Los cuales se describirán más adelante. Además de estas dos fallas, estos equipos pueden detectar otras más no tan comunes.

2.1.2 Registrar y medir la producción. Este es otro control que se debe efectuar con bastante frecuencia. “Medirle la producción” al pozo quiere decir ponerlo a producir en un separador de prueba en la estación de bombeo y medir la producción del pozo, llevando una estadística de la misma, para poder observar de forma continua la evolución de la producción del pozo. Cuando se note alguna disminución en su producción, inmediatamente se tomaran los correctivos para restaurarla. Vale la pena decir, que la

producción obtenida en tanque se conoce como “producción bruta”. (FOTO TANQUE DE RECOLECCIÓN DE CRUDO)



2.1.3 Medir la presión del pozo. Esta se realiza colocando un manómetro en la válvula de chequeo y cerrando la válvula de la línea. Si el pozo está produciendo y no levanta presión, es probable que el *tubing* esté roto. Si no está produciendo, no es necesario efectuar la medición de presión y lo más frecuente en este caso es “golpear el pozo”.

Golpear el pozo quiere decir hacer golpear el vástago pulido en el fondo de su carrera descendente. Esto se consigue modificando la posición del vástago cromado con la grampa de colgar, de modo que aquel se desplace un poco hacia abajo. El objetivo de golpear el pozo, es librar la válvula fija de la bomba, de un probable bloqueo por gas, o bien hacer salir alguna basura que haya presente en alguna de las dos válvulas. Estos dos síntomas son simples suposiciones, sin tener la certeza de ninguno de los dos. Pero con el objeto de restaurar la producción del pozo, se debe comenzar con lo más práctico y barato; es simple prueba y error.

Se deja golpeando el pozo un tiempo, que puede variar entre algunos minutos y un par de horas, luego se debe corregir el bombeo. Si con este tratamiento no se restaura la producción en un par de horas, habrá que atacar el problema más drásticamente. La primera operación que habrá de efectuarle al pozo es un dinamómetro. De acuerdo al resultado de este, el cual se analizará detenidamente, se verá la necesidad de intervenir el pozo con un equipo de *Pulling* (Varilleo), para cambiar la bomba. (Ojo diagrama de flujo operación BM)

2.2 NIVEL DE FLUIDO

Es la profundidad a la cual se encuentra la columna de fluido producido por el yacimiento en el pozo. Este se puede medir con el Ecómetro o Sonolog.

2.2.2 Ecómetro. También llamado *Sonolog*, es un instrumento que aprovechando la propagación del sonido en un medio elástico, determina el nivel de líquido dentro de un pozo.

El principio básico de este aparato consiste en generar dentro del pozo, desde la superficie, una onda sonora de alto nivel acústico inyectando gas carbónico, CO₂, por una válvula en el espacio anular, y dicha onda es seguida simultáneamente por un micrófono anexo al equipo. El sonido avanza a través del pozo a una determinada velocidad y cada vez que pasa sobre una unión de tubing (“cupla”) se produce una reflexión (eco) que es detectada por el micrófono instalado en una salida del revestimiento. Cuando la onda sonora llega al líquido, se produce un fuerte rebote de la misma, el que también es detectado por el micrófono. Todo este proceso es grabado en

superficie por un registrador (decodificador digital de señales acústicas). Es decir que cuando la onda llega al nivel se produce un eco total de la misma, que producirá una deflexión mayor en un microamperímetro y señalará el nivel de líquido.

La onda es generada por el disparo de un cartucho de fogeo. Además para efectuar la medición es necesario detener el bombeo, ya que este produce ruidos y pueden ser detectados por el micrófono, por lo que la medición en los pozos que tengan rápida recuperación se debe realizar en el menor tiempo posible. La operación de toma de registro se esquematiza en la figura 6. Los resultados son presentados por medio de una computadora portátil (figura 7).

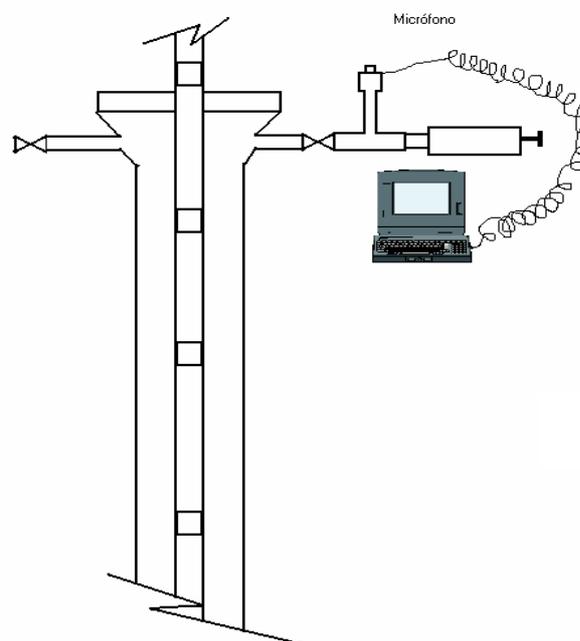


Figura 6. Esquema de instalación del Echometer

Los resultados pueden ser obtenidos de acuerdo al modelo del analizador: Mediante el modelo M se pueden presentar los datos por medio de un papel que es registrado por una pluma, guiada por las deflexiones del microamperímetro. Este papel debe ser proporcional a la profundidad de las cuplas detectadas en el registro y luego multiplicando por la longitud promedio de la tubería, dará como resultado el nivel. Este valor no es exacto, pero su error nunca es superior a un par de metros, oscilando entre el 1 y 2 % para pozos superiores a los 4000 pies de profundidad, y aumentando el error a medida que los pozos son menos profundos.

Un punto importante a considerar al hacer esta medición es que toda la tubería bajada sea aproximadamente de la misma longitud, por lo menos del mismo rango, dado que este sistema no mide, sino que cuenta las uniones entre la tubería.

2.2.2 Toma de Niveles de Fluido. Para la toma de niveles de fluidos en los pozos del campo se utilizó el Echometer denominado "*Well Analyzer Model*" que es un modelo y un software.

El programa debe considerar muchos parámetros para garantizar la precisión de la medición, este muestra sus resultados de una manera gráfica como se muestra en la figura 8.

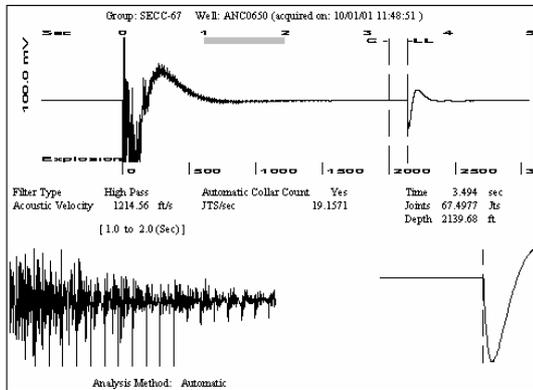


Figura 7. Gráfico del equipo y la señal acústica del programa.

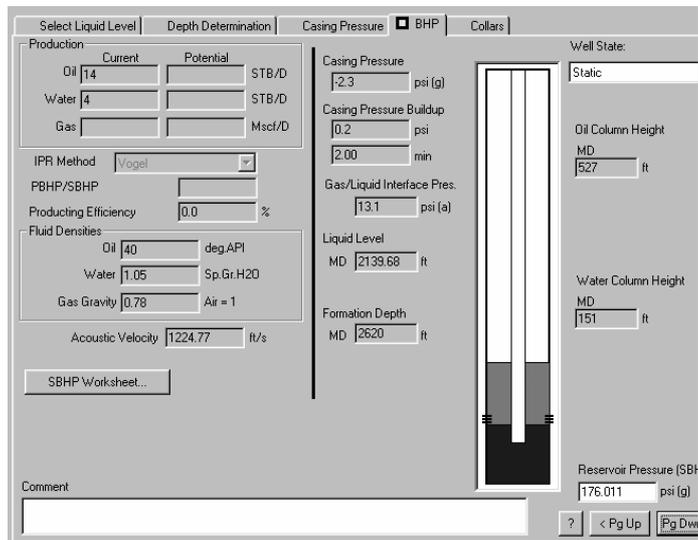


Figura 8. Gráfica que muestra los resultados del nivel de fluido. Donde se bosqueja la configuración del pozo y su nivel.

2.3 DINAGRAMA.

Es un instrumento indispensable cuando se utiliza bombeo mecánico como levantamiento artificial. Éste registra y mide en forma continua las cargas y las deformaciones que soporta el vástago pulido y como resultado muestra las cartas dinamométricas correspondientes que deben ser interpretadas para determinar los problemas que existen en el fondo del pozo y dar las soluciones pertinentes.

El gráfico final representa la Carga vs. Carrera y se obtiene conociendo la carrera correspondiente del vástago del balancín.

2.3.1 Cartas Dinamométricas. Si consideramos la sarta rígida, esto es, si al aplicarle una carga no se estira, como si estuviera el vástago directamente conectado con el pistón de la bomba, se obtendría un gráfico como el de la figura 9.

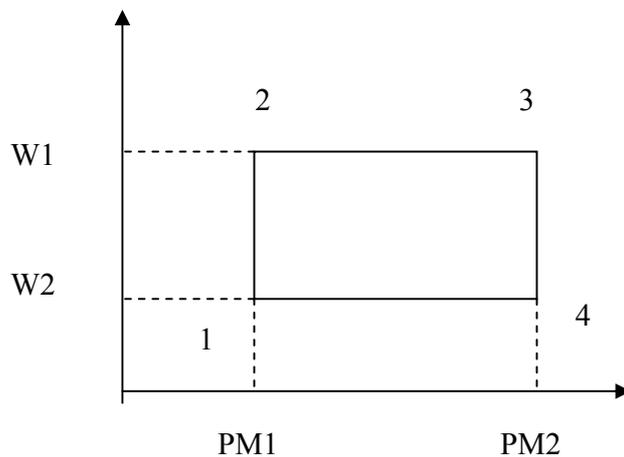


Figura 9. Carta dinamométrica ideal

Suponiendo que la columna de la tubería de producción está llena y la bomba de subsuelo posee buena sumergencia se analiza lo siguiente:

Punto 1: Una vez que se inicia el movimiento ascendente del vástago pulido, se cierra la válvula viajera y toda la carga del fluido que estaba sobre la válvula fija, está ahora soportada por las varillas y el vástago.

Antes de iniciar el movimiento, la carga sobre el vástago era W_1 , es decir, el peso de las varillas sumergidas en líquido. Un instante después, cerrada la válvula viajera (TV), la carga en el vástago será el peso de las varillas más el peso del líquido, es decir W_2 .

Punto 2: Completa su carrera transportando el fluido de una longitud de carrera a un valor constante de carga.

Punto3: Completa el aparato su carrera de ascenso, llegando al punto muerto superior y teniendo todavía la carga de varillas más la carga de líquido. Un instante después, cuando el vástago apenas inicia su descenso, se cierra la válvula fija (SV). En este momento se transfiere la carga del líquido al tubing, quedando sobre el vástago solamente la carga de varillas (W_1).

Punto 4: Completa su carrera descendente del vástago, impulsando el pistón de la bomba hacia abajo y completando el ciclo en el punto 1.

El peso de las varillas es W_1 y el peso del líquido es $W_2 - W_1 = W_f$. El trabajo que realiza el aparato es A-2-3-B y el que realiza la bomba es: 1-2-3-4. La diferencia entre la primera y segunda carrera se debe al trabajo necesario para mover las varillas.

Dado que las varillas no son rígidas, como son elásticas se estiran, parte de la carrera ascendente se ocupará en estirar las varillas, sin elevar el pistón de la bomba. Superada la deformación elástica, comenzará a moverse el pistón (punto 2' figura 10). Algo similar ocurrirá con el punto 4. Cerrada la válvula fija el pistón no comenzará a moverse inmediatamente, sino que parte de la carrera se ocupará en acortar las varillas y el punto 4, pasará a ocupar el lugar 4' y el pistón recién empezará a moverse.

Es decir, que del ciclo original 1-2-3-4, se pasa al 1-2'-3-4' donde se puede observar que el trabajo de la bomba es menor, no obstante el del aparato es casi el mismo que antes. Esto no indica que la eficiencia mecánica del sistema ha disminuido.

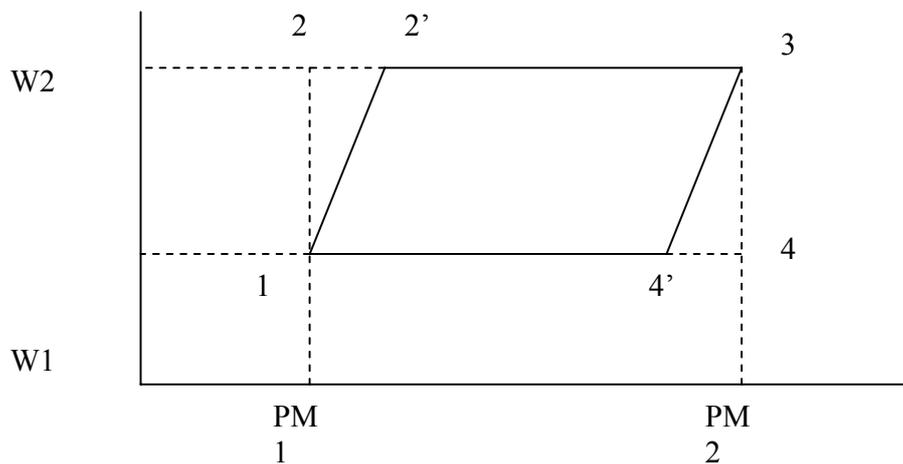


Figura 10. Carta dinamométrica considerando efectos de acelerado

Además tendremos que las válvulas nunca accionan instantáneamente, demandando un cierto tiempo para cerrarse. Por lo que el gráfico de la figura 10 se transforma en el gráfico de la figura 11.

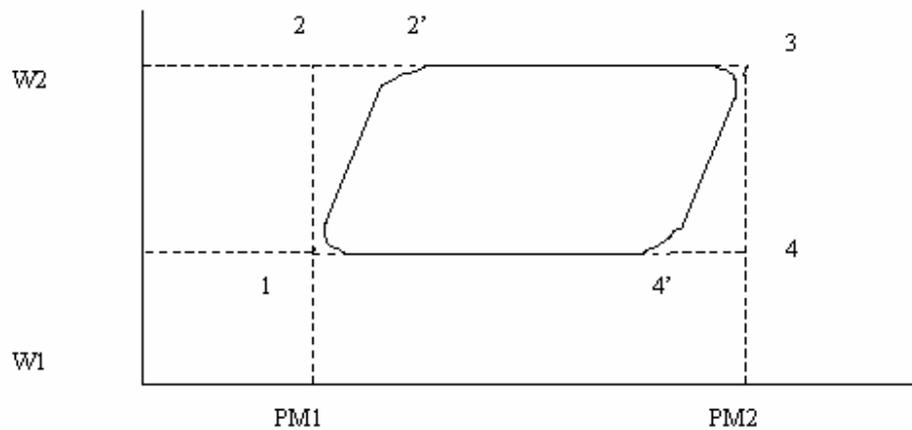


Figura 11. Carta dinamométrica considerando acción de las válvulas

A esto hay que agregarle que siempre dentro de la bomba habrá una cierta cantidad de gas libre que impedirá que la válvula viajera se abra instantáneamente, siendo necesario llegar a la presión de disolución del gas del petróleo, dentro de la bomba, para que aquella se abra y la S.V. se cierre, en la carrera descendente, obteniéndose ahora un gráfico como el de la figura 12.

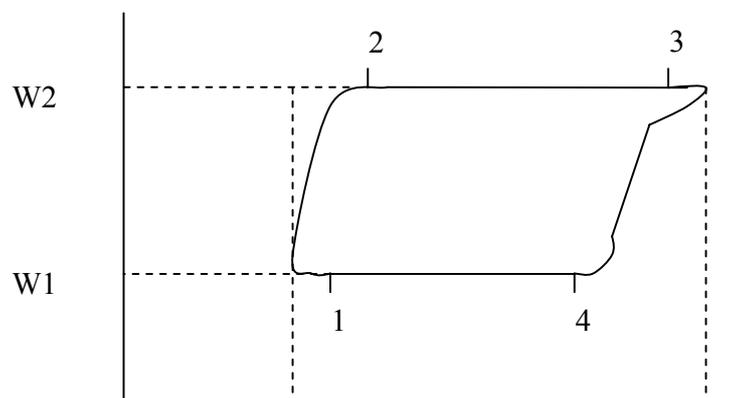


Figura 12. Carta dinamométrica considerando efectos de presión de gas

Notemos que el máximo impulso que se imprime a la sarta de varillas es cuando el vástago inicia su carrera ascendente. Esto aumentará la carga en el punto 2 (figura 3-7) por efecto de la inercia producida por la aceleración del aparato de bombeo que actúa de acuerdo a la siguiente relación:

$$a_{max} = W^2 * r * \left(1 + \frac{r}{1}\right)$$

Algo similar ocurre cuando el vástago está en su punto muerto superior e inicia su carrera descendente. En este momento, la aceleración es hacia abajo, por lo que hará disminuir la carga en el punto 4. De este modo, obtendremos un gráfico como el de la figura 13 que representa más o menos un dinagrama real.

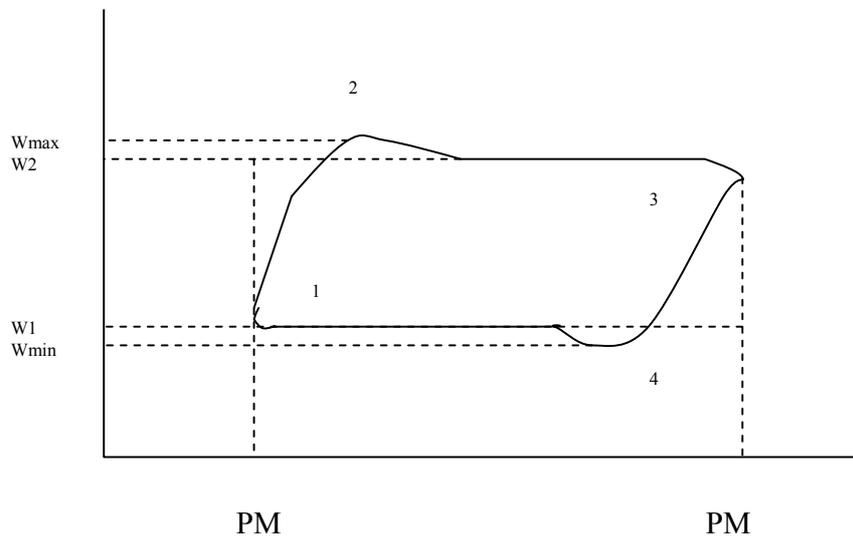


Figura 13. Representación de diagrama real

Ahora los valores topes de las cargas graficadas, esto es, lo que antes era W_1 y W_2 no son más las cargas de las varillas y el fluido respectivamente, sino que estas cargas topes se ven afectadas por el efecto de impulsos y pasan a ser W_{\min} y W_{\max} según corresponde.

2.3.2 Toma e interpretación de Cartas Dinamométricas. Se ha determinado que la toma de cartas dinamométricas es útil para detectar los problemas que existen en el campo cuando el sistema de bombeo mecánico no produce y también para encontrar las posibles soluciones. La interpretación consiste en un análisis cualitativo de la carta donde además se

pueden jugar con algunos parámetros de diseño. Por lo tanto, cualquier variación de alguno modificará la carta dinamométrica correspondiente.

Existe una serie de síntomas que permiten confeccionar un diagnóstico eficiente al pozo que se estudia complementándose en la mayoría de los casos con la medición de nivel usando el ecómetro.

Dentro de los síntomas más comunes en los campos petroleros,"Ing. Gustavo Galindo Velasco" se tienen los siguientes:

- ✚ Pérdida de fluido por las válvulas.
- ✚ Pérdida por tubería de producción o tubing roto.
- ✚ Varillas rotas.
- ✚ Bomba embastonada por presencia de escala
- ✚ Golpe de fluido.
- ✚ Golpe de Gas.
- ✚ Bloqueo de la bomba por gas o candado de gas.

✚ **Pérdidas en válvulas.** Como se dijo en un capítulo anterior se produce cuando el desgaste una o ambas válvulas ocasiona que no exista un cierre perfecto y se produzca un medio de comunicación entre la columna de fluido y el fondo causando que el fluido levantado se regrese, la carta típica de pérdidas presenta concavidades de 2 a 4 y de 3 a 1 como se muestra en la figura

✚ **Pérdida de producción por tubing roto.** Cuando en la carta dinamométrica se observa que se produce un perfecto llenado en la bomba, es decir, que la forma de la carta sale normal y el pozo no produce o no tiene la presión suficiente para que su producción avance a la estación o al tanque, existe la posibilidad de que exista una fuga por rotura del tubing, pero se puede verificar con mayor precisión realizando una prueba de hermeticidad, la carta típica se presenta en la figura

✚ **Varilla Rota.** Esta carta es muy evidente porque la bomba no trabaja y por lo tanto el área de trabajo de la misma es nula, debido que está totalmente desconectada y el trabajo que se realiza es simplemente levantar la sarta de varillas. La carta típica tiene la forma que se observa en la figura

✚ **Bomba embastonada por presencia de parafina.** Se debe muchas veces a la suciedad del fondo del pozo, cuando el fluido es de origen parafínico se acumula y se solidifica en los componentes de la bomba: barril, pistón y las válvulas causando presión y atascamiento de la bomba impidiendo el normal funcionamiento de la misma.

✚ **Golpe de fluido** Por lo general existen diseños en los que la producción no se equipara con la restauración del pozo y se puede

presentar un golpe de fluido por no poseer un buen nivel en el pozo, es decir que el pistón no se llena en su totalidad y cuando el pistón baja pega un golpe fuerte en el fluido. La carta típica de este problema es como en la figura.

✚ **Golpe de Gas** Se produce debido a que existe gas disuelto por debajo de la succión de la bomba, donde buena parte de la carrera del pistón se ocupa en comprimir gas. El dinagrama característico se muestra en la figura.

✚ **Bloqueo o candado de gas.** También se mencionó anteriormente; la carta dinamométrica típica se muestra en la figura se produce cuando la cantidad de gas libre es tal, que la presión que se levanta dentro de ella no alcanza a superar la presión de disolución del gas en el petróleo. De tal manera que al subir el pistón se va a expandir la mezcla del petróleo y gas, al bajar nuevamente se va a comprimir, como si estuviera trabajando un resorte dentro de la bomba.

2.3.3 Cartas dinamométricas típicas. A continuación se muestran diferentes casos típicos de cartas dinamométricas, y el respectivo problema que representan, tomados con el software TWM. Se muestra primero la carta de superficie y después la carta de la bomba respectivamente.

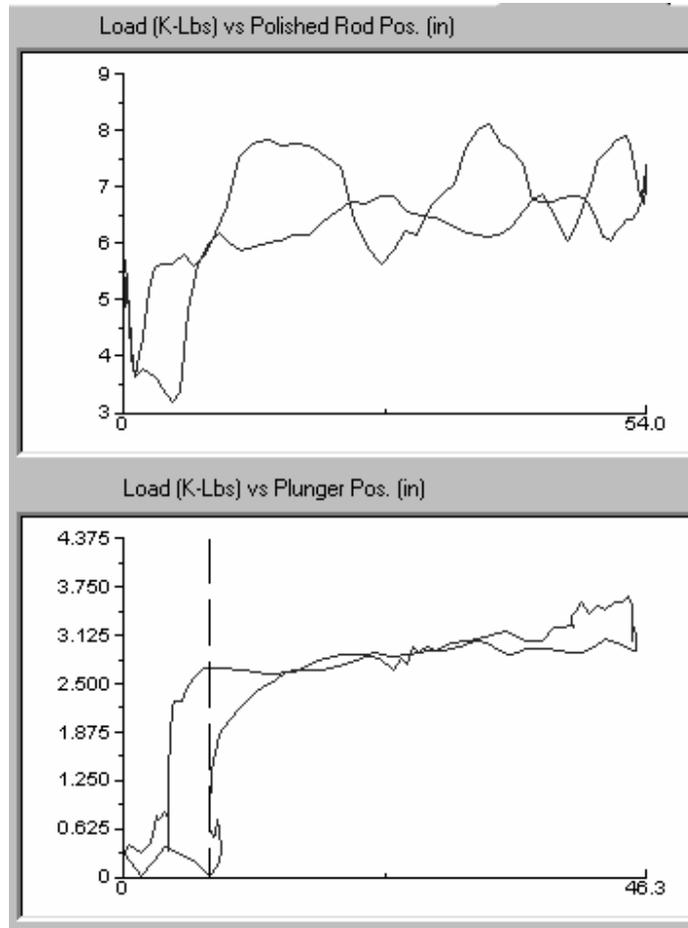


Figura 14. Carta Dinamométrica mostrando Golpe de Fluido.

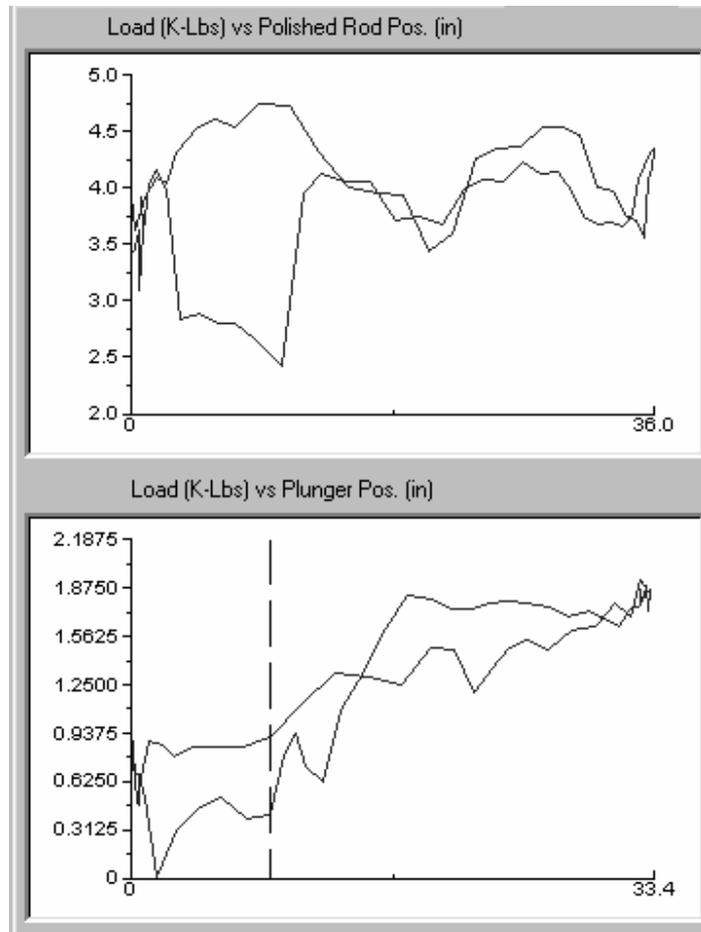


Figura 15. Curva típica por pérdida en válvulas

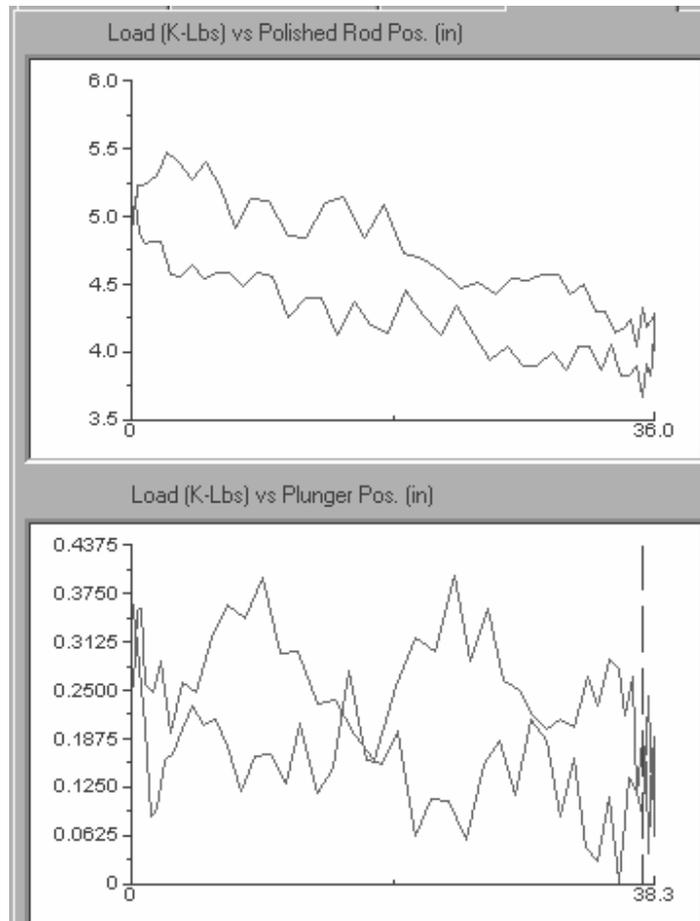


Figura 16. Carta dinamométrica mostrando, varilla rota

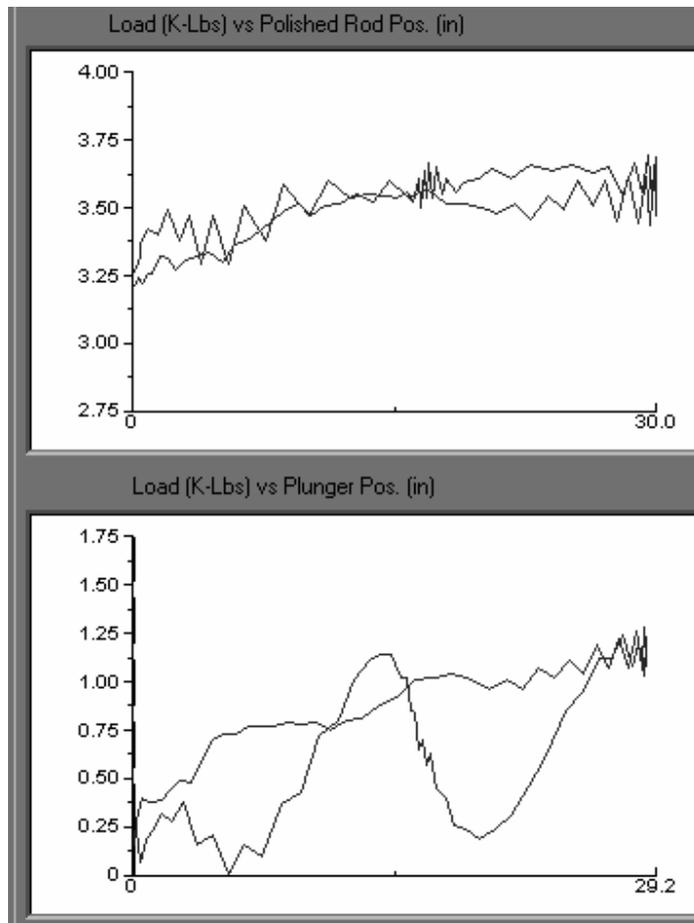


Figura 17. Carta dinamométrica que representa bomba embastonada.

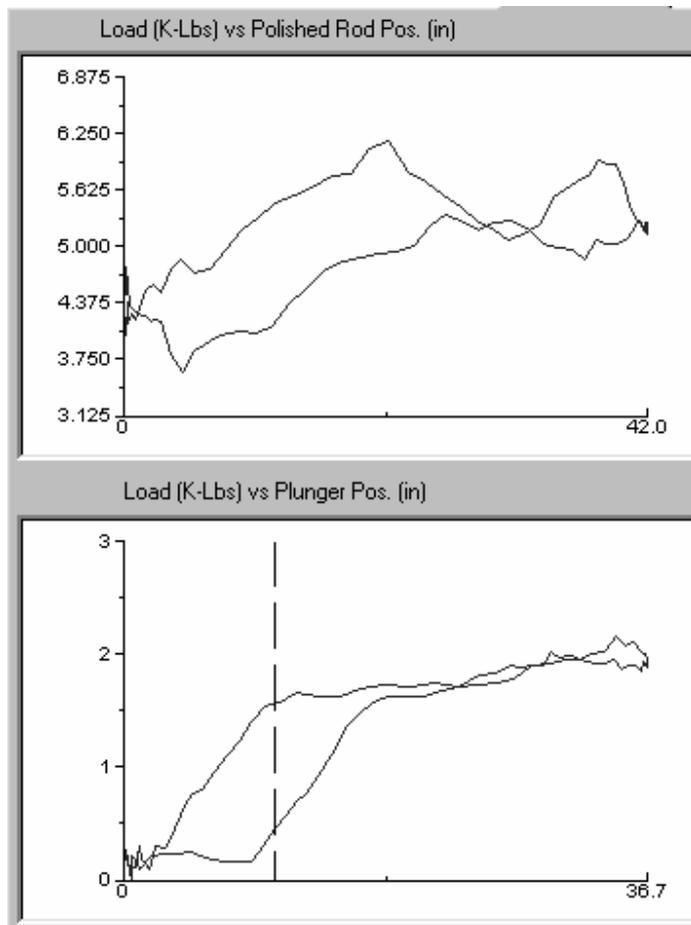


Figura 18. Carta Dinamométrica que representa Candado de Gas.

3. OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN POR BOMBEO MECÁNICO DE LA SECCIÓN 67.

3.1 GENERALIDADES DEL CAMPO.

3.1.1 Ubicación Geográfica. El bloque ESPOL-PACIFPETROL, el cual es un conjunto de yacimientos, denominado “Campos Petroleros de la Península de Santa Elena, Ing. Gustavo Galindo Velasco” se encuentra ubicado en la Península de Santa Elena, al sudoeste de la provincia del Guayas, República del Ecuador.

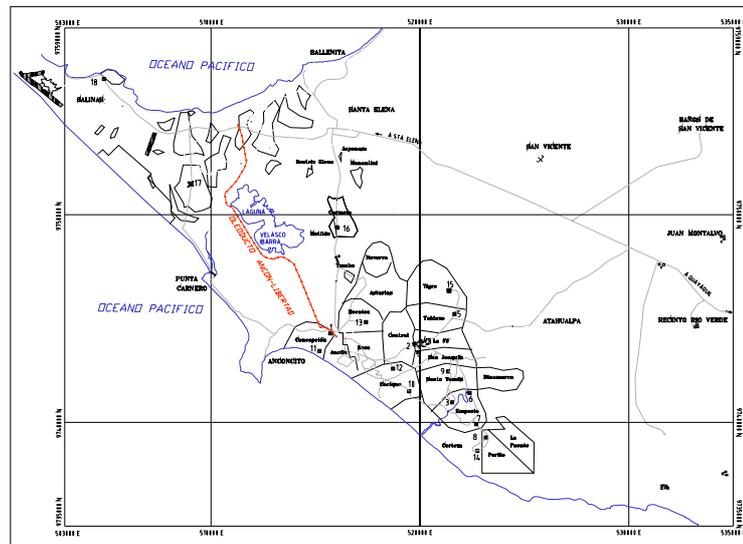
- ✚ Sus límites son:
- ✚ Al norte se encuentra el bloque I, operado por la compañía Tripetrol.
- ✚ Al este, por el bloque IV.
- ✚ Al sur y al oeste por el Océano Pacífico.

Estos campos petroleros se encuentran ubicados a 130 Km. al oeste de la ciudad de Guayaquil. El bloque tiene una extensión de 1200 Km. cuadrados, correspondiendo el 55% a la porción costa adentro (onshore), con 660 Km. cuadrados y el 45% restante, es decir 540 Km. cuadrados, al área costa afuera.

En este bloque se han perforado aproximadamente 2900 pozos, con una producción máxima de 7300 BOPD, alcanzada en 1961. (Informe CEPE 1985). El principal yacimiento es el campo Ancón, que produce de yacimientos de edad Terciaria, habiendo acumulado hasta el presente 110

MMB (95% de la producción acumulada total de la Península). El 5% restante (6 MMB) proviene de un conjunto de pequeños yacimientos, cuya producción proviene de yacimientos de edad Cretácica (Santa Paula, Achallan, Petrópolis, Carolina, San Raymundo, Cautivo).

Figura 19. Ubicación geográfica de los campos (Ing. Gustavo Galindo Velasco)



3.1.2 Breve Reseña Histórica. Los campos petroleros de la Península de Santa Elena, han sido los primeros productores de petróleo del Ecuador. La aparición de petróleo en la Península, ha sido conocida desde tiempos prehispánicos, ya que los indígenas de la zona y posteriormente, los conquistadores utilizaban el petróleo y arenas bituminosas provenientes de los numerosos manaderos de gas y petróleo que se encontraban en la región (La libertad y Baños de San Vicente). Estos resumideros de hidrocarburos, despertaron hacia principios de siglo, el interés de empresas Británicas, constituidas como Ancón Oil Company, lo cual, inicio el descubrimiento de estos campos, que con fines comerciales, fueron descubiertos en 1916, el primer pozo fue perforado en 1911, llamado ANC-1, localizado en las proximidades de la localidad de Anconcito, con una profundidad final de 2116 pies y su producción provenía de la formación Socorro. Hacia 1917, 2 empresas se dividían mayoritariamente las concesiones. En la zona sur de la Península de Santa Elena, el operador más importante fue Anglo-Ecuadorian Oilfields Ltd (AEO) que explotó los campos de Ancón, hasta 1964, pero la explotación fue declarada como comercial en el año de 1921. El 75% del área correspondió a la Anglo Ecuadorian Oilfields Co y el resto se entregó a otras concesiones más pequeñas. La AEO operaba lo que es hoy actualmente el campo Ancón. En la zona norte se encontraban un conjunto de pequeños campos, operados por una compañía también de origen Británico, Ecuador Oilfields Ltd., que descubrió en 1934 el campo Tigre, en cercanías de Ancón. Las propiedades de esta compañía fueron transferidas en 1951 a la Manabí Exploration Co. (MEC) las que a su vez fueron adquiridas en 1958 por Tenesse Ecuador (TenEc.). Después, todas las áreas de la zona norte en 1963 fueron cedidas a Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana (CEPECA).

Otros operadores minoritarios fueron: International Petroleum Co. (Campos Carmela, Matilde y Tambo), Carolina Oil Company (campos de Santa Paula, Carolina y Petrópolis) y varios concesionarios independientes.

En el período comprendido entre 1930 y 1960 se llevaron a cabo los mayores esfuerzos exploratorios, perforándose varios pozos exploratorios, realizándose líneas sísmicas de reflexión y refracción, trabajos gravimétricos, entre otros; se suspende la actividad exploratoria en 1961, concentrándose solamente en la producción de los campos.

Entre los años 1973-1976, se produjo la reversión total de los campos al Estado Ecuatoriano y la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, comenzó a operar los yacimientos de la Península. CEPE se dedica únicamente al mantenimiento y producción del campo, la cual declinó a 700 BOPD al final de su gestión en 1995, y durante ese período, no perforó pozos exploratorios. En ésta época se registró líneas sísmicas con dinamita (CP-4P), vibradores y marinas, pero solo fueron 13 Km. De una línea sísmica de prueba y algunas líneas de relevamiento regional, a lo largo de los caminos. En este período de tiempo, podemos concluir que a pesar de haberse llevado adelante trabajos de investigación a partir de 1960, no se perforaron pozos exploratorios, por lo que se ha mantenido la concepción geológica tradicional.

Después, mediante decreto ejecutivo N 2186 del 11 de octubre de 1994, se suscribió un acuerdo entre Petroproducción y la ESPOL (Escuela Superior Politécnica del Litoral), para el desarrollo de los campos de la Península, llamado "Gustavo Galindo Velasco".

La ESPOL, mediante lo estipulado en el artículo 3, del presente decreto, convoca a licitación a las empresas nacionales y extranjeras para la formación de consorcios, para la ejecución del contrato de servicios específicos para la producción de hidrocarburos en los campos petroleros.

En abril de 1996, la ESPOL suscribió con la Compañía General de Combustibles (CGC), un contrato de operación por 20 años del bloque de producción y exploración.

A los 5 años de labores de la compañía, debido a la crisis económica vivida en su país, esta compañía Argentina cayó en quiebra, quedándose

económicamente, incapacitada de seguir operando el campo, lo que obliga a la ESPOL, a invitar a licitaciones, en la cual la compañía Pacifpetrol S.A., es la que sale favorecida y es la que actualmente opera el campo.

Esta compañía es de capital Brasileño, y a manera de ilustración, opera en Colombia, el campo Rubiales, en el departamento del Meta.

A la fecha se han producido cerca de 120 MMBO con una gravedad API promedio de 36 y con una producción promedio a la fecha de 1400 BOPD.

Cabe notar, que la gran cantidad de empresas que participaron en la exploración y desarrollo de la Península de Santa Elena, fue la causa principal, para que la información geológica y de producción este fragmentada e incompleta y que la nomenclatura estratigráfica utilizada en los distintos campos genere confusión.

3.1.3 Geología del campo.

3.1.3.1 Generalidades. La geología del Ecuador y del Noroccidente de Sudamérica, están marcados por la subducción de la placa de Nazca al oeste, bajo la placa continental, al este. La costa del Ecuador ha sido identificada como un terreno alóctono de origen oceánico, que se unió al margen continental andino durante el Cretáceo tardío- Terciario temprano. El área de estudio, ubicado en el levantamiento de Santa Elena ocupa una posición frontal en el sistema de subducción de la placa de Nazca contra la Placa continental sudamericana.

La península de Santa Elena ha sido estudiada geológicamente por mas de 80 años, sin embargo, la indefinición de un modelo geológico persiste, y hace que aún, en la actualidad, se sigan desarrollando estudios, para continuar y orientar la investigación geofísica de exploración sobre este bloque, así, que podemos concluir que la geología de la península de Santa Elena es bastante compleja. Los sedimentos provienen del levantamiento de los

andes en el terciario inferior medio. El área fue sometida a fuertes tensiones compresionales y tensionales producidas por el efecto de subducción entre la placa del pacífico y la del atlántico, dando origen a un fuerte fallamiento y fisuramiento de los reservorios existentes.

3.1.3.2 Estructuras. La principal característica morfológica de la costa cercana al área de estudio, es la cordillera Chongón – Colonche, en la que afloran rocas del Cretáceo superior al Eoceno medio y presenta una estructura homoclinal de rumbo N 110° y buzamiento 15° S. (**ANEXO**)

3.1.3.3 Estratigrafía. La Estratigrafía de los campos de la península, es caracterizada por 4 secuencias sedimentarias.

Un basamento de rocas volcánicas de edad cretácico inferior (Fm Cayo/Piñón) Discordantemente sobre el mismo se dispone la formación Santa Elena, cuya litología está compuesta por arcilitas silíceas, chert y limolitas arenosas, con un espesor que varía entre 590 y 3860 pies en el área Petrópolis y Santa Paula de edad cretácico superior

- ✚ *Grupo Azúcar:* se dispone en discordancia sobre el cretácico y es el principal productor de hidrocarburos en el campo Ancón. Esta solo aparece al sur de la falla Chongón-Colonche, aunque el contacto inferior no ha sido observado, es muy probable que este sobre la formación Santa Elena, como sugiere el análisis de líneas sísmicas. Por estudios micro paleontológicos, el grupo Azúcar está comprendido entre el Daniano y la parte baja del Eoceno inferior. El grupo Azúcar, comprende secuencias de areniscas y conglomerados que contienen en menor proporción arcilla guijarrosa. Se lo ha dividido en dos unidades básicas, la inferior,

llamada San José (arenisca lutítica) y la superior Atlanta (arenisca conglomerática). Estos sedimentos fueron depositados por abanicos submarinos debido a turbiditas de alta densidad, en un ambiente nerítico a abisal y fueron deformados estructuralmente por fallas y fracturas.

El espesor máximo se calcula en más de 7000 pies. La sección se adelgaza hacia el norte y aflora hacia el este.

- ✚ *Grupo Ancón*: está comprendido por las formaciones Passage beds, Clay Pebble Beds, Socorro, Seca y Punta Ancón. Este orden es de base a tope. El Grupo Ancón se superpone al Grupo Azúcar por discordancia. Su espesor promedio es de 1300 pies. Litológicamente se trata de turbiditas típicas con alternancia de areniscas tipo gravosas y lutitas.

- ✚ La formación Passage Beds está formada por interestratificaciones de areniscas y lutitas. El Passage Beds bajo, contiene principalmente foraminíferos planctónicos que representan el final de los restos preservados del ciclo sedimentario marino del Paleoceno superior. El Passage Beds superior puede representar la base conglomerática lenticular del ciclo sedimentario del Lutetiano.

- ✚ En la parte superior de la Fm Passage Beds se halla Clay Pebble Beds, que consta de 2000 pies de lutitas con clastos intercalados y capas contorneadas de areniscas guijarrosas, areniscas, lutitas, chert, y limolitas. Estos representan grandes deslizamientos de masa que indican la inestabilidad del sustrato. Esta formación también es conocida como la arenisca de Santo Tomás.

- ✚ La formación Socorro consiste de lutitas laminadas, arcillas y areniscas de grano fino de un ambiente fuera de la plataforma submarina, intercalado con gruesas capas de areniscas turbidíticas. Las capas de deslizamiento de masas y turbiditas son cercanas a la base y decrecen hacia arriba, sugiriendo una disminución. La formación Socorro se pierde gradualmente dando paso a la formación Seca. Las arenas se subdividen en las llamadas S1 y S2.

- ✚ La formación Seca presenta una secuencia de lutitas laminadas, arcillolitas y margas que reflejan influencias estacionales y climáticas. El incremento hacia arriba de bioturbación, contiene fauna nerítica, que indican un ambiente poco profundo de la plataforma submarina.

- ✚ La formación Punta Ancón presenta areniscas gruesas macizas, con estratificaciones oblicuas, existiendo bancos conglomerados y lutitas, intercalados con moluscos y restos de plantas.

- ✚ La formación Tablazo está compuesta de areniscas calcáreas, coquinas y conglomerados finos, conteniendo abundantes megafósiles, son depósitos Pleistocénicos, areniscas gruesas y calizas arenosas. Se localizan en los mismos manantiales de petróleo pesado (breas) usados para trabajos de pavimento. Además, esta formación se encuentra afectada por la tectónica de fallas cuaternarias.

Cabe destacar dentro de este Grupo Ancón, que las areniscas Santo Tomás y las arenas S1 Y S2de Socorro, son uno de los yacimientos más importantes como productores de petróleo del campo Ancón.

✚ *La formación Santa Elena:* aflora sólo en la península del mismo nombre. Este ha sido considerada un equivalente estratigráfico de la formación Guayaquil. Algunos afloramientos en la Península indican que pertenecen al Cretáceo, aunque existen pruebas que muestran que son del Paleoceno. Estos afloramientos fueron alterados y fuertemente metaforizado, limitando cualquier estimación preciosa del análisis sedimentológico, pero de acuerdo a la litología, ésta es comparable a la de la formación Guayaquil. Sugiriendo un ambiente deposicional similar.

3.1.3.4 Tectónica. El levantamiento Santa Elena se presento como una unidad geológica emergente a partir de la reactivación del sistema de la Falla La Cruz. Así se encuentra limitado al norte por la cordillera de Chongón-Colonche, al noroeste por la falla La Cruz, al sur por el Graben de Jambelí y al oeste por el Océano Pacífico. Un sistema de fallas sub-paralelo a la falla La Cruz y otro perpendicular configuran un complejo fallamiento que crea un micro-fracturamiento, el cual es el elemento fundamental en el mecanismo de migración y drenaje del petróleo.

3.1.5 Ingeniería De Yacimientos.

3.1.5.1 Situación actual de la operación. Según la información proveniente de la gerencia técnica de Ecuador se presenta a continuación un resumen del número de pozos, estado de los mismos, producción actual, acumulada y descripción de las instalaciones

POZOS Y ESTADISTICAS DE PRODUCCION:

✚ ***Nro. pozos productivos: 742***

✚ ***Producción actual (Dic. 98):***

- ✚ PETROLEÓ + GASOLINA: 1338 BOPD.
- ✚ AGUA: 657 BWPD.
- ✚ GOR : 1148 Scf/bbl
- ✚ **Pozos perforados por CGC:** 15 pozos (13 productivos)
- ✚ **Pozos reacondicionados: (W/O + otros):** 336
- ✚ **Intervenciones (Pulling + Wireline):** 2303
- ✚ **Estado de los pozos:**
- ✚ **Abandonados:** 81
- ✚ **Desconocido:** 202
- ✚ **Productivos:** 742
- ✚ **Suspendidos para Abandono:** 862
- ✚ **Suspendidos para Producción:** 822
- ✚ **Parados Transitoriamente:** 120

TOTAL: 2829

Figura 20. Estado de los pozos a dic. del 98.

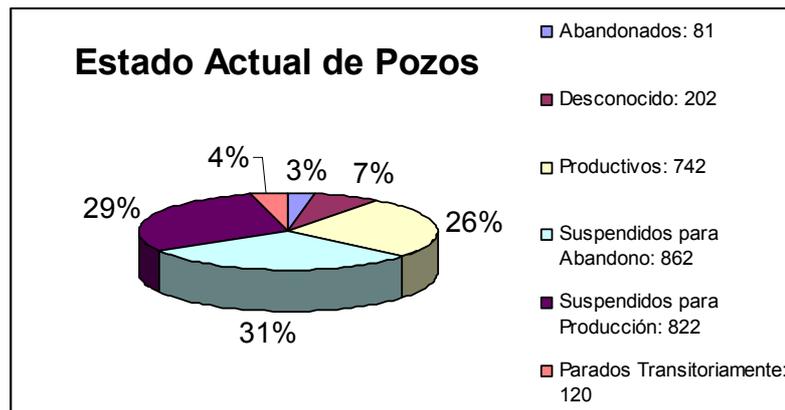
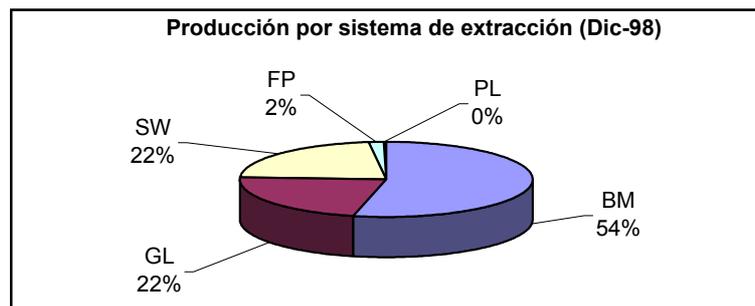
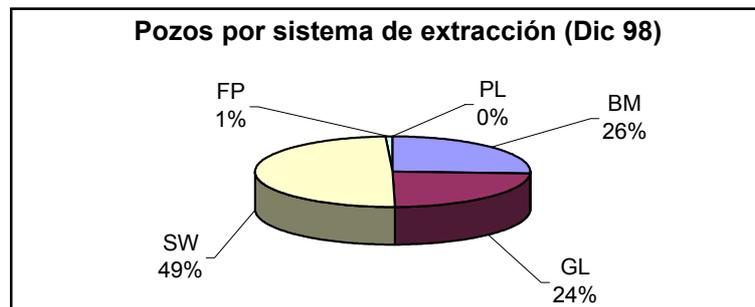


Figura 21. Estado de los pozos de acuerdo a su sistema de extracción.

SISTEMA	POZOS	bbbl/mes	bbbl/pozo
Bombeo Mecánico	BM	191	22,163
Gas Lift	GL	177	9,204
Swabbing	SW	368	9,191
Fluyentes	FP	5	688
Plunger Lift	PL	1	96



3.1.5.2 Caracterización de yacimientos.

3.1.5.2.1 Relación Gas-Petróleo, Presiones y temperaturas. El aumento de la relación gas-petróleo a lo largo de la vida de los pozos perforados a Atlanta sugiere un mecanismo de producción por expansión de gas disuelto. Si bien no se tienen mediciones precisas del gas producido, se consigna en los informes de A.E.O. que la relación gas-petróleo aumentaba rápidamente al poner los pozos en producción, estabilizándose en un alto GOR en zonas de desarrollo maduro (1350 cu.ft./Bbl), para declinar como pozos viejos en zonas depletadas.

De esta manera el factor final de recobro para este tipo de mecanismo de drenaje es de 12% (Arps), pero debido a que se trata de un yacimiento muy heterogéneo, de arenas turbidíticas con muy baja permeabilidad, el factor final de recobro se estima en el 8 a 10%.

Los yacimientos de la Formación Atlanta se encuentran a un rango de profundidades, que va entre los 1000 pies (alto de Certeza) a 4500 pies (Campa de Navarra), con una profundidad promedio de 3500pies.

Los yacimientos someros de la Formación Lower Socorro presentan un entorno de profundidades que va entre los 500 a 1500 pies.

La temperatura promedio para los yacimientos de Atlanta en el campo Ancón es de 50°C (120° F) y se estima un gradiente de 2.4°C cada 100 metros (corregido).

Las mediciones de presión no son confiables y no existe historia de haberse realizado campañas de medición en el campo.

Los datos consignados por los AEO presentan una gran dispersión, estimándose que la presión inicial de yacimiento era de 1400 a 1850 psi dependiendo de la zona del campo y la posición estructural de los yacimientos.

3.1.5.2.2 Petrofísica.

Durante la extensa historia del desarrollo del campo Ancón, se han obtenido numerosos testigos, los cuales tenían un fin netamente estratigráfico y, que en muchos pozos que no cuentan con perfiles eléctricos, no se podían efectuar analogías. Por lo tanto, no se han realizado muchos estudios de petrofísica básica sobre testigos. Con el paso del tiempo muchos de estos núcleos se han extraviado y los actualmente disponibles presentan una identificación dudosa o no son representativos de las condiciones del yacimiento. De todas maneras CGC en 1998, encargó a los laboratorios de Petroproducción un estudio sobre 26 muestras que pudieron ser

identificadas, a las que se les efectuó petrofísica básica y estudios petrográficos de secciones delgadas. Se pudieron obtener solamente pequeños trozos de plugs de entre 10 a 50 cm., de las formaciones Atlanta, Socorro y Chert Santa Elena, las cuales pueden no ser representativas de las condiciones generales del yacimiento.

El resultado de los estudios sobre testigos corona se resume en el siguiente cuadro (compilación de estudios CGC y AEO).

Tabla 1. Rango de variación de las propiedades petrofísicas básicas de los testigos

Yacimiento.	Phi Mínima %	Phi Máxima %	Phi Promedio %	K min (md)	Kmax (md)
Atlanta	4.1	10.5	6	0.40	32
Socorro	10	22	14	4.3	100
Chert Santa Elena	3	4	3.5	.037	?

Como se mencionó anteriormente, los yacimientos de Atlanta y Chert Santa Elena son yacimientos naturalmente fracturados, por lo tanto los estudios sobre testigos reflejan las condiciones puntuales de la matriz del sistema. Cabe aclarar que debido a la naturaleza de las muestras y su estado de conservación, no se han hecho mediciones a pleno diámetro que permitirían reconocer la contribución de la porosidad y permeabilidad de las fracturas y la determinación del coeficiente de partición.

Los valores de porosidad máximos medidos son generalmente puntuales y representan el valor promedio que se ha obtenido de las evaluaciones de perfiles de pozo abierto. Esta falta de correspondencia entre datos de porosidad de perfiles y núcleos se debe a que las herramientas de porosidad investigan un volumen de formación mucho mayor que el que se encuentra

representado en los plugs de un testigo. El volumen investigado por los perfiles incluye las fracturas, mientras que los análisis de núcleos solo miden las características de la matriz del sistema.

A fines de obtener una caracterización del yacimiento Atlanta, se efectuaron evaluaciones petrofísicas de perfiles en 12 pozos claves del Campo Ancón, los cuales presentaban al menos un perfil de porosidad continuo en el tramo del yacimiento. (Stinco, 1999). En estos estudios se integraron los datos disponibles de núcleos, cuttings, y ensayos de pozo, permitiendo la calibración de los registros. De esta forma se obtuvieron valores representativos de porosidad, saturación de agua y volúmenes porcentuales de arena/arcilla.

Cualitativamente, estos estudios permitieron caracterizar la gran heterogeneidad y variabilidad litológica, permitiendo reconocer tendencias de variaciones granulométricas y en el contenido arena/arcilla. El material fino corresponde a arcillas dispersas.

Mediante la utilización de un modelo estadístico y la determinación de valores de corte de porosidad y arcillosidad, se determinaron los siguientes valores promedio para la Formación Atlanta:

Tabla 2. Valores promedio para la formación atlanta

Valores de corte:	Phi: 7% Vsh 10%
Relación H neto/ Htotal	0.30
Porosidad Promedio	11%
Saturación de Agua Promedio	57 %

También se desarrolló un modelo para la obtención de la porosidad a partir de rayos gamma y de resistividad profunda para ser utilizada en estudios futuros.

Mediante el análisis petrográfico de secciones delgadas se determinó que el desarrollo de cementos silíceos y calcícos es principal factor de destrucción de la porosidad primaria, llegando en ocasiones a ocupar hasta el 20% de la roca. Estos cementos provienen de procesos de alteración de feldespatos y litoclastos de rocas volcánicas.

3.1.5.2.3 Fluidos. Se realizó durante el año 1998 un estudio integrado de datos a partir de muestras seleccionadas, elaborándose un PVT Sintético del yacimiento Ancón.

Tabla 3. Propiedades de los fluidos

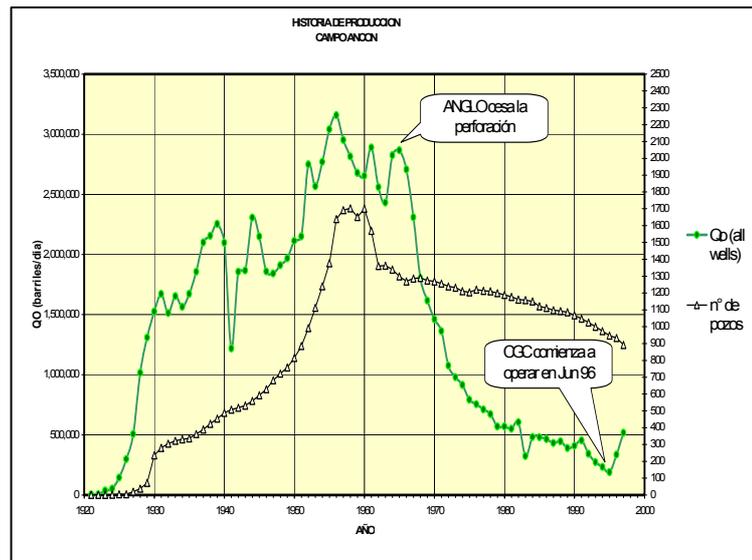
	PVT Sintético	
Procedencia de la muestra	Correlaciones	De separador (pozos varios)
Fecha de obtención	Julio 85	Oct-98
Presión de Burbuja (psi)	1850 igual a presión inicial	360
$\mu.o$ (Cps.) a Temp. y Presión de Saturación	1.04	1.32
°API en condiciones. STD	36	41
Bo @ Pres. burbuja y T res.	1.258	1.061
Bo a Presión actual		1.035 *
		suponiendo 50 psi de presión actual
Rs. (scf/bbl) a Pb y T yacimiento.	464	83

Compresibilidad del aceite (1/psi)		1×10^{-5}
GE gas	0.75	
$\mu.g$ (Cps.) a Temp. y Pres. de Saturación		0.0125
Z a Pb y Temp. F_{μ}		0.9636
Bg a Pb		0.0421

3.1.5.3 Datos históricos En este punto se presentan los datos de producción de todo el campo promediados a intervalos mensuales o anuales según convenga.

3.1.5.3.1 Historia del desarrollo de los campos. El siguiente cuadro resume los datos de producción total según base de datos de CGC en el campo. La misma incluye la producción de los reservorios principales así como también la proveniente de Socorro y de algunos pozos al Cretácico.

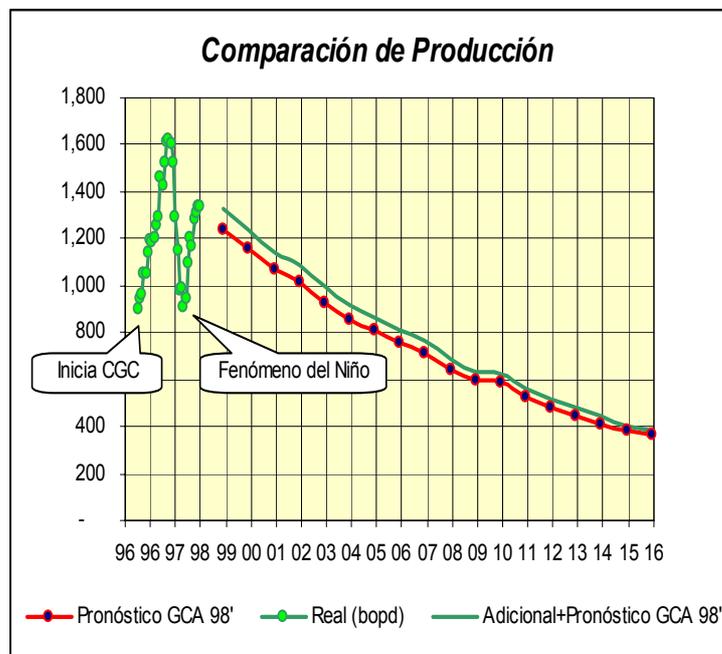
Figura 22. Historia total de producción del campo Ancon



La producción acumulada del campo es según informes mensuales de Aproximadamente 109 MMBbl.

En el siguiente gráfico se presenta el incremento de producción a partir de que toma el área CGC; Se muestran los efectos de los fenómenos climáticos sobre la producción, y el pronóstico según la declinación del campo.

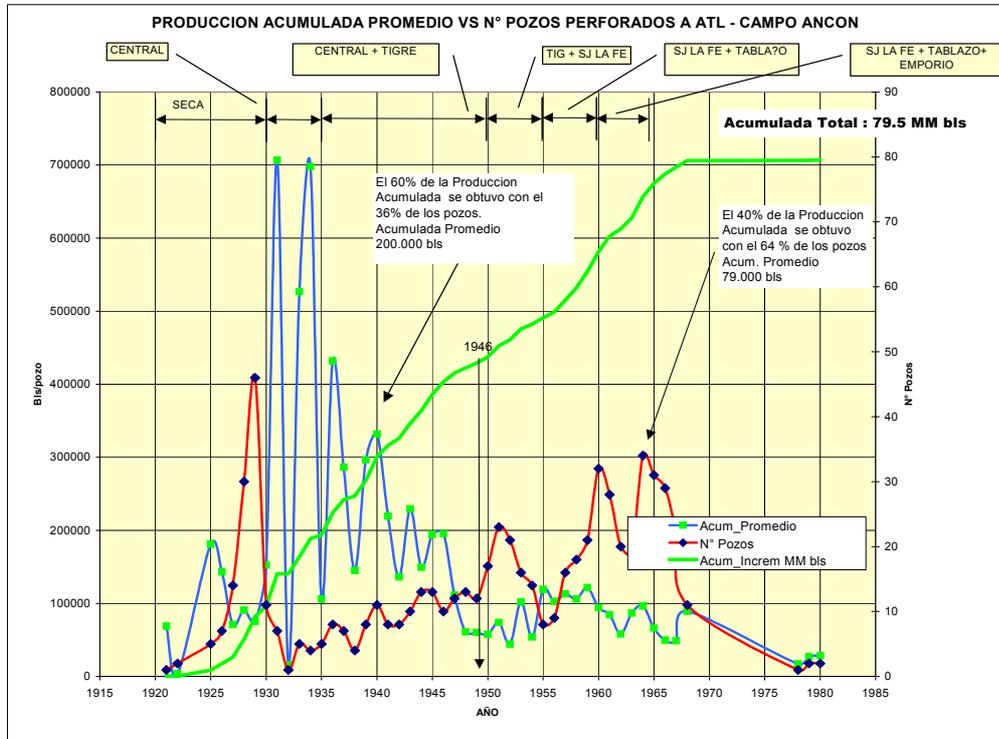
Figura . 23 historia de producción del campo a partir del inicio de la operación CGC.



3.1.5.3.2 Historia de perforación. Dentro la extensa historia del campo, pueden delinearse las distintas campañas de perforación y sus resultados. La cronología es la siguiente, comenzando en el año 1921 y cesando la perforación en el año 1967.

SECA - CENTRAL - TIGRE – SAN JOAQUIN LA FE – TABLAZO – EMPORIO

Figura . 24 Producción acumulada promedio vs. numero de pozos perforados td. 2000' fm. Atlanta



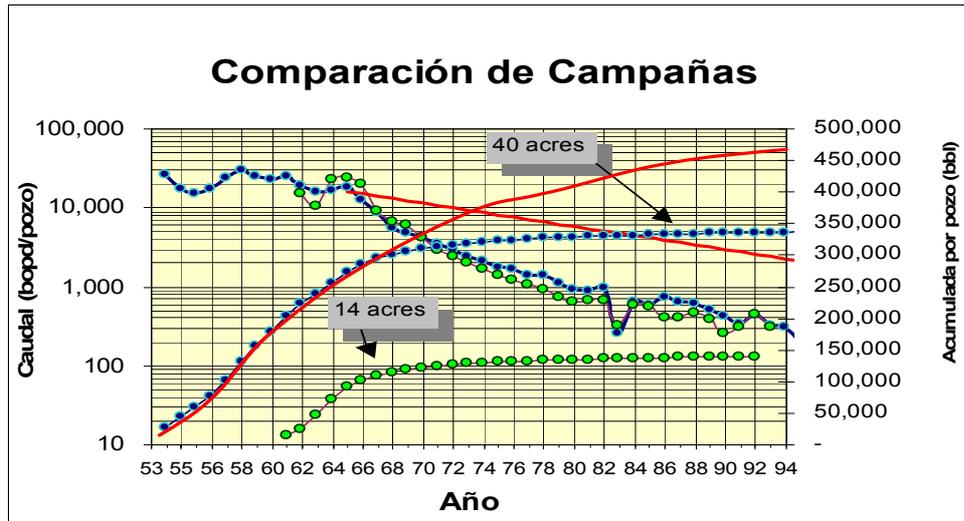
En el siguiente gráfico puede verse un análisis de los resultados de las campañas, en cuanto a caudales iniciales de producción. Los datos rotulados como “Acum_Promedio” representan la acumulada de petróleo promedio por pozo ese año, es decir, da una idea de lo que acumula un pozo promedio por año para cada campaña. Por ejemplo, si se perfora Central, el promedio estará representando a ese tipo de pozos.

Puede verse claramente, que durante la perforación de SECA los resultados son regulares, ya que nunca los pozos acumularon más de 200,000 Bbl en el primer año, en cambio para la zona de CENTRAL, la acumulada promedio por pozo perforado para el primer año es del orden de los 700,000 Bbl.

Luego, a medida que avanza la perforación de la zona de Tigre, se van incorporando más pozos de menor productividad al promedio (el distanciamiento promedio de Tigre es de 10 acres).

Mediante este gráfico se podría estimar las mejores zonas perforadas y ver como fue desmejorando el comportamiento de las distintas campañas a lo largo de la vida del yacimiento. Esto sería cierto si la perforación mantiene un criterio uniforme en cuanto a distanciamiento entre pozos, tecnología disponible en completamiento y perforación, estimulación, explotación y depleción natural del campo. Ya que no es homogénea la manera de desarrollar el campo y con el fin de obtener el comportamiento de "Pozos Tipo" para las distintas zonas, se realizó el estudio de las distintas campañas de perforación en las zonas de San Joaquín La Fe, Tigre, Central y Tablazo. El siguiente gráfico muestra el promedio de los pozos perforados en la zona de San Joaquín La Fe y la diferencia en cuanto a productividades con respecto al espaciamiento de los pozos.

Figura 25. Historia de producción de las distintas campañas de perforación en San Joaquín la fe.



Puede verse claramente, que la disminución del distanciamiento promedio va en detrimento de la recuperación final de los pozos. La línea roja representa la producción por extrapolación de no haber existido la segunda campaña (14 acres) y puede verse que se recuperaría un adicional de casi 130MBbl en los pozos de 40 Acres (cifra similar a la recuperada final promedio de los pozos de 14 Acres) con lo que en cuanto a recuperación final, no hubiese sido necesaria la perforación de los mismos.

Se supone que esto responde a una estrategia de aceleración de producción de la compañía operadora, en ese momento.

3.1.5.3.3 Desarrollo de yacimientos y Tipo de Terminaciones.

3.1.5.3.3.1 Atlanta. Los pozos de la formación Atlanta se fracturaron debido a una supuesta baja productividad de un pozo, aparentemente “enmascarada” por la sobreperforación existente en el campo. La historia de

perforación muestra constantemente la existencia de pérdidas de circulación en los yacimientos, soportando así la idea del tipo yacimiento fracturado.

3.1.5.3.3.2 Socorro. Se desarrolló con un esparcimiento variable, entre 2 a 4 acres, prácticamente todos los pozos anteriores a 1955 fueron terminados con revestimiento preperforado en toda la sección del Lower Socorro.

Con posterioridad a 1955 se efectuaron completamientos con casing liso, aislando las zonas de interés, con adquisición de registros. En estos casos se obtuvieron pobres resultados de producción, ya que los reservorios son capas decimétricas, distribuidas en todo el espesor del Lower Socorro).

3.1.5.3.3.3 Formación Atlanta y Santo Tomás. Desde el inicio del desarrollo se utilizó casing pre-perforado, para completar las secciones productivas de la Fm. Atlanta. Posteriormente se utilizó una combinación de casing liso para la sección superior de Atlanta y pre-perforado para la inferior. En 1961 se dejó de utilizar el pre-perforado, siendo terminados todos los pozos con casing liso.

El fracturamiento hidráulico comenzó a utilizarse en 1956, debido a la baja permeabilidad de los yacimientos y posibles daños durante la perforación. Se utilizó tanto en pozos nuevos como en pozos viejos, obteniendo un substancial incremento de la producción. Los pozos viejos completados con casing pre-perforado no tuvieron buena respuesta.

La técnica utilizada era de entrada limitada, con 15 a 20 perforaciones de bala en un tramo de 200 a 500 pies., con 500 bolsas de arena con una concentración máxima de 3 a 3.5 lbs/gal. El gradiente de fractura para la Fm Atlanta en el rango de profundidades de 3000 a 4500 pies es de 0.62 a 1.20 psi/ft.

3.1.5.3.4 Pozo tipo por área. Con los datos existentes en la base de datos de producción, puede realizarse un promedio aritmético de los caudales de producción iniciales de los pozos para cada zona en particular, con el fin de obtener un pozo tipo por área para el pronóstico de nuevos prospectos, etc. Si bien puede utilizarse esto como una estimación para ver diferencias entre zonas, los valores resultantes pueden estar severamente subestimados por las siguientes razones:

- ✚ La base de datos cuenta solo con la producción acumulada durante el año, sin especificar los días efectivos de extracción, por lo que al dividir por 360 se supone que produjo todo el año, hecho que generalmente no ocurre.
- ✚ Debido a la posible sobreperforación del campo, las campañas infill y las áreas con pozos muy próximos, incorporan al promedio, pozos (generalmente los últimos en perforarse) de muy bajas productividades haciendo que el resultado final sea menor al de un promedio “inteligente”.
- ✚ Debido a la gran dispersión en el tiempo que tienen las campañas de perforación de algunas zonas (en algunos casos hasta de 20 años), es de esperar que los últimos pozos incorporados encuentren los principales reservorios en estado de depleción, con lo que su productividad es menor a la de los pozos iniciales.

Tabla 4. Caudales promedio de los pozos por zonas.

Zone <i>(Sorted by Qo max)</i>	Avg. Qo max <i>[Bb/D]</i>	Avg Cumoil <i>[MBb]</i>	Dec An <i>%</i>
Central + Central Sur	174	573	8%
Tigre	70	132	8%
Santo Tomas	61	121	8%
San Joaquín La Fe	59	102	8%
Tigre Norte	47	90	8%
Emporio	45	103	9%
Cacique + Cacique Norte	41	80	8%
Certeza	45	124	7%
Seca	32	100	6%
PROMEDIOS	64	158	7.8%

Puede verse claramente que la zona de Central aparece nuevamente como la de mayor productividad, aunque presenta un caudal inicial promedio de 174 BOPD, que no es demasiado representativo entre los pozos, ya que algunos se completaron sin estimular con caudales de hasta 900 BOPD.

3.1.5.4 Petróleo Original in Situ. Debido a la complejidad estructural de los campos, la falta de datos de producción de los tres fluidos, la heterogeneidad de los reservorios presentes y el hecho de que los pozos presenten penetración parcial del yacimiento principal, el método volumétrico se convierte en una alternativa difícil para la evaluación de reservas, dado el grado de incertidumbre existente en parámetros clave, como el espesor útil, factor de recuperación, etc.

No obstante, se realizó en las zonas de mayor densidad de datos, un informe utilizando los espesores penetrados con el fin de aproximarse a un valor dado por volumetría y obtener así una estimación de los factores de recuperación para la zona oriental de Ancón.

Un intento de obtener estos parámetros fue realizado por la sucursal en Ecuador y el detalle de los resultados se encuentran en el informe “Volumen Original de Petróleo y Factor de Recobro” por W. Ycaza y B. Clerque. Este informe concluye que el factor de recuperación actual promedio de la zona oriental del campo Ancón es de aproximadamente 8 %

3.1.5.5 Plan de desarrollo. El siguiente es un plan de desarrollo confeccionado en Diciembre de 1998 dentro del siguiente marco de hipótesis.

- ✚ Se propone un plan de recompletamiento del yacimiento Passage Beds. La descripción técnica y soporte de cálculo se encuentra en informe disponible en archivo. La Etapa I del desarrollo consiste en 40 reparaciones principales, realizándose 30 en 1999 correspondientes a pozos seleccionados según las reparaciones ya realizadas y sus resultados.
- ✚ El costo final de cada reparación se estima entre \$10,000 y \$15,000
- ✚ El caudal inicial incremental es de 20-25 BOPD con el siguiente esquema de declinación efectiva anual:

50% 1 año

40% 1 año

30% 1 año

25% 1 año

20 % 1año

19% 1 año

12% resto

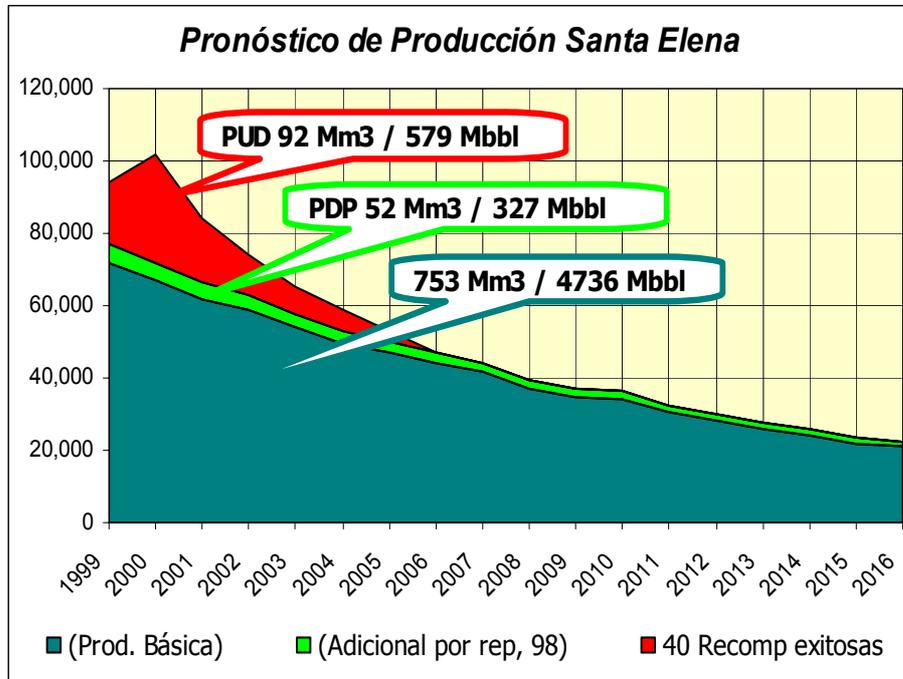
Según mapa anexo de espesor útil, en Passage Beds existirían unos 90 pozos más con posibilidades de ser cañoneados, que por encontrarse en zonas sin experiencia previa en este tipo de trabajos se consideran con mayor incertidumbre. Estimando un % de éxito del 80% quedarían 68 pozos candidatos a un recompletamiento exitoso, manteniendo el esquema de producción anterior y suponiendo que tiene instalación de producción.

3.1.5.6 Perfiles de producción y reservas remanentes. De acuerdo al desarrollo propuesto en el punto anterior se elabora el siguiente pronóstico de producción.

Tabla 5. Pronostico de producción para el campo.

Fecha	PDP		PUD	
	(Prod. Básica)	(Adicional por rep. 98)	Cant. Recomp.	40 Recomp exitosas
01/12/99	72,000	5,192	14	16,764
01/12/00	67,000	4,815	38	30,021
01/12/01	62,000	4,441	40	17,505
01/12/02	59,000	4,108	40	10,942
01/12/03	54,000	3,800	40	7,775
01/12/04	49,500	3,524	40	5,966
01/12/05	47,000	3,251	23	2,867
01/12/06	44,000	3,007	1	144
01/12/07	41,500	2,781	0	0
01/12/08	37,000	2,580	0	0
01/12/09	34,500	2,379	0	0
01/12/10	34,000	2,201	0	0
01/12/11	30,500	2,036	0	0
01/12/12	28,000	1,888	0	0
01/12/13	26,000	1,741	0	0
01/12/14	24,000	1,611	0	0
01/12/15	22,000	1,490	0	0
01/12/16	20,999	1,382	0	0
Totales m3	752,999	52,227	40	91,984
Totales bbl	4,736,364	328,508	40	578,579

Figura . 26 Ppronóstico de producción según el desarrollo propuesto



3.1.6 Reservas. En el cuadro de reservas y recursos podemos identificar la clasificación de las reservas en:

- Reservas probadas desarrolladas: se dispone de un volumen de 5.896 MM barriles obtenidos.
- Reservas probadas no desarrolladas: Por perforación de pozos 6.98 MM Barriles, rehabilitación de pozos y reparaciones, un volumen de 2.65 MM Barriles.

Dentro de las reservas por probar, se estima un volumen de petróleo in situ de 53 MM Barriles, que con un factor de recobro del 15%, nos da un volumen aproximado de 8 MMBO, los cuales serán extraídos por la perforación de 55 pozos desviados de 4 pozos exploratorios ad referéndum de la sísmica. Aquí no se han considerado las posibles reservas provenientes de offshore.

En el cuadro adjunto (**anexo**) se puede observar los valores de producción para los distintos rubros en que se divide los trabajos a realizar en la Península de Santa Elena, lo que muestra una recuperación de reservas esperadas para los 20 años del proyecto de 23.93 MMBO.

3.1.6 Producción La producción total antes de la firma del contrato CGC-ESPOL (mayo del 96), alcanzó un valor promedio de 774 Bb/día, 55 Bb/día de gasolina, de los cuales se entregaba a refinería solo 30 Bb/día (45% de merma).

Se ha logrado un aumento progresivo de producción alcanzado a Abril de este año, que fue de 1300 Bb/día y 84 Bb/día de gasolina promedio. Este incremento de producción se ha logrado mediante la perforación de 8 pozos (7 productivos) en distintos objetivos (3 en la formación Santo Tomás y 4 en Atlanta y Chert), y la intervención de 24 Work Over y 114 rehabilitaciones y reacondicionamientos de pozos.

3.1.6.1 Discriminación de la producción por campo y sistema a Abril de 1997. El campo produce por 4 sistemas de extracción artificial, así: 24% Swab, 44% Bombeo Mecánico, 26.6% Gas Lift y 1.6% Plunger Lift y el 3.4% restante son por flujo natural. Cabe resaltar que el sistema Swab, como todos sabemos, no es un sistema de levantamiento artificial propiamente dicho, sino un sistema de evaluación para los pozos, y que en este campo se aplica a los pozos con altos niveles de arenamiento y pocos caudales, en los que, el uso de otro sistema de levantamiento en ellos no sería rentable y el uso del Swab es muy económico.

La producción por campo es la siguiente: Ancón 54%, Cautivo 19% y de la zona norte 27%.

El plan de acción, de acuerdo con las condiciones actuales, excluyendo futuros desarrollos, para optimizar la producción es el siguiente:

✚ *Para los pozos fluyentes:* de los 16 pozos fluyentes de la zona norte que no tenían controles ni intervenciones en los últimos 10 años, 4 fueron candidatos a Bombeo Mecánico, 6 están con Plunger Lift y los otros 6 restantes se mantuvieron en su mismo estado, como fluyentes. Existe un nuevo pozo que produce por flujo natural, se llama el SPA 1002, que ha incrementado la producción en esta forma de producción. Actualmente se reacondicionan las instalaciones, se hacen mediciones y limpieza de parafinas con equipo de wireline.

✚ *Gas Lift:* se emplean para pozos con producción menor a 2 Bb/día, el cual, para solucionar este inconveniente se utilizan 2 alternativas:

- Instalaciones en superficie: en la primera fase, reparación integral e intensificación del plan de mantenimiento preventivo y correctivo de los compresores que atienden la red de suministro del sistema neumático, se adquirieron controladores automáticos de ciclos de inyección (MOT-1) para el mejoramiento del tiempo de inyección. Se instalaron puntos de medición para el control de la cantidad de gas que se maneja en el sistema.

En la segunda fase se han reducido el número de compresores en funcionamiento, teniéndose 6 compresores en marcha, 2 unidades en stand by y uno en reparación. Se seguirán parando compresores hasta aumentar la confiabilidad global del sistema y disminuir las pérdidas de producción por falla de gas. Esta propuesta se basa en la diferencia entre la capacidad nominal de los compresores y el volumen disponible (10.5 MMSCFD vs 4 MMSCFD), debiendo optimizarse la red con un adecuado

anillado que permita captar todo el gas de baja por las unidades que queden en servicio.

- Instalaciones en el subsuelo: con el fin de mejorar los pozos con baja producción o con fuerte merma por fallas en los distintos elementos, como válvulas, asientos, tuberías de producción, etc., se tomarán las siguientes medidas:
 - Aplicación de un nuevo diseño de Gas Lift intermitente.
 - Conexión de pozos cerrados y de Swab a la línea de gas de baja presión.
 - Adquisición de codos, tubería, válvulas, medidores de presión y controladores.
 - Mayor planificación de las tareas de intervención, mediante el estudio de los programas de Ingeniería de Producción.

Un número menor de pozos implica un aprovechamiento eficiente del escaso gas disponible y que puedan ser atendidos por un menor número de equipos, de acuerdo a lo indicado anteriormente.

✚ *Bombeo Mecánico*: se utiliza en 187 pozos a un promedio de 3.3 Bb/día; los aparatos de Bombeo Mecánico (AIB) son 93, 67 son fijos y 26 portátiles, de estos 2 son nuevos. Se han incorporado 33 equipos reacondicionados a la fecha.

Para el análisis técnico-económico se ha establecido lo siguiente:

- Ensayos para determinar el potencial real del pozo.
- Curso de preparación en el manejo y mantenimiento del ECHOMETER, comprado para mediciones físicas: Ecómetro digital, dinamómetro electrónico, software de interpretación y diagnóstico.

- Modificación en el diseño de las instalaciones de fondo a través del seguimiento estadístico de las causas de falla, realizado por parte de Ingeniería de Producción.
- Intensificación del programa de intervenciones para la rehabilitación de pozos con merma total o parcial, por problemas en la instalación.

✚ *Sistema Swab*: antes de comenzar las operaciones, la producción por este sistema fue de 3500 Bb/mes, con 260 intervenciones; en Abril de 1997 la producción subió a 9953 Bb/mes, con 862 intervenciones, habiéndose adoptado las siguientes medidas:

- Incremento en las horas de servicio.
- Incremento del número de pozos por rehabilitación o cambio de sistema.
- Mejoramiento del transporte y medición del producto obtenido.

Se ha aplicado un programa estadístico para optimizar el cumplimiento del ciclo de Swab en cada pozo

3.1.6.2 Control de la producción. Implementación de metodología para el control y cuantificación de la producción de los campos, basado en el principio de balance y control de stock total del área.

Calibración o reemplazo del instrumental existente en las secciones, a fin de minimizar el factor de error. Se procedió a la limpieza de los tanques de recepción del petróleo, para tener mejor control en las mediciones. Se está instrumentando el software para el cálculo de la producción total por zona, estadísticas de controles y producción mensual por pozo. Se volcó toda la estadística de producción de EXCEL al sistema de base de datos ACCESS, para facilitar el manejo de todos estos datos a futuro.

3.2 PROCEDIMIENTO EN LA OBTENCIÓN DE DATOS DE CAMPO.

Todos los datos y registros necesarios en la realización de este trabajo, fueron tomados de la sección 67 de los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, en la península de Santa Elena, Ecuador, operado por la compañía PACIFPETROL S.A.; a continuación se explicará detalladamente, el método seguido para la consecución de la información y el manejo de la misma:

3.2.1 Obtención De Datos, Parámetros E Información Para El Diseño De BM. La información que se explica en esta primera parte, comprende básicamente lo realizado en los trabajos anteriores, en la cual se explica el procedimiento de cómo se obtuvo tal información. Esta información, se puede dividir en:

- 1.1 Parámetros de diseño.
- 1.2 Condiciones de operación del pozo.
- 1.3 Datos referentes a Registro, seguimiento y Control de los pozos.
- 1.4 Otros datos de interés de los pozos.

3.2.1.1 Parámetros de diseño. Son aquellos que permiten, determinar o diseñar en un pozo, la instalación de un sistema de Levantamiento de Bombeo Mecánico. Entre los parámetros más importantes, tenemos:

- ✓ Nivel de Fluido
- ✓ Tamaño y tipo de Bomba.
- ✓ Profundidad de asentamiento de la Bomba.

- ✓ Gravedad específica del fluido.
- ✓ Diámetro nominal del tubing.
- ✓ Carrera del vástago cromado.
- ✓ BS&W
- ✓ Diseño de la sarta de varillas.
- ✓ Profundidad de las capas productoras.
- ✓ Caudal de producción.
- ✓ GOR

Estos parámetros enunciados, se obtuvieron principalmente, mediante los reportes de Pulling o de Intervenciones a los pozos, Estados Mecánicos y También por medio de pruebas de producción. El nivel de fluido se obtuvo mediante el TWM software, por medio del SONOLOG. La obtención de estos parámetros fue de vital importancia, en el desarrollo, prueba y planteamiento de los diseños.

3.2.1.2 Condiciones especiales de Operación. Son aquellas que están presentes en el pozo, independientemente del sistema de Levantamiento, pero que son de considerar a la hora de evaluar un diseño, ya que pueden influir sobre el buen desempeño del mismo; es decir, no son condiciones de la instalación de Bombeo, sino son condiciones propias del pozo. Entre las más importantes, tenemos:

- ✓ Cantidad de gas.
- ✓ Problemas de parafinas.
- ✓ Problemas de arenas y de finos.
- ✓ Pozos desviados.
- ✓ Pozos muy profundos.

- ✓ Problemas de incrustaciones.
- ✓ Crudo muy viscoso.
- ✓ Presencia de H₂S Y CO₂. (Ambientes Corrosivos).

Las condiciones especiales de los pozos se obtuvieron, mediante el reporte de Pulling, ya que en estos, se especifican los motivos y causas de tales intervenciones, que generalmente se deben, a algunas de las condiciones de Pozo de las nombradas arriba y también, mediante pruebas de Swab, que tienen como objetivo, realizar una Evaluación del pozo y tal operación se desarrollaba generalmente después que se reacondicionaban los pozos.

Para nuestro caso, los pozos de este campo y los de estudio, básicamente presentan problemas de arenas y finos, Parafinas e incrustaciones y alta presencia de Gas. Los otros factores, tales como la viscosidad del crudo, no afecta, ya que los crudos de este campo son de una Gravedad API muy alta y están clasificados como crudo liviano (°API 40, promedio), además que son pozos verticales y son poco profundos (Promedio 3000'). Los problemas de parafinas, finos, arenas e incrustaciones se determinaron mediante los reportes de Intervenciones a los Pozos (Pulling), ya que eran motivo continuo por el que se presentaban cambios de Bomba, ya sea por desgaste en las válvulas o embastonamiento de la Bomba. La presencia de gas se observaba en cabeza de pozo, que en nuestro caso presentaban fugas, también por la alta presión que se medía en la salida del casing y por pruebas de producción.

3.2.1.3 Procedimiento de Registro y Seguimiento de pozos. Aparte de la información referente a los parámetros necesarios para un correcto diseño de los pozos, hay que tener en cuenta aquella que especifica las condiciones de operación del sistema de levantamiento, en este caso, del Bombeo Mecánico es decir, aquella que nos da a conocer el comportamiento y funcionamiento del esquema actual de diseño, además de su control y seguimiento para poderlo evaluar. Esta información, básicamente comprende:

- ✓ Dinagramas.
- ✓ Nivel de Fluido.
- ✓ Pruebas de Producción.
- ✓ Observación del funcionamiento de las unidades de Bombeo. (Prácticas comunes de campo).

Todos los aspectos mencionados anteriormente, se obtienen mediante un seguimiento y control continuo a los pozos, el cual fue para mí, una fase del trabajo de práctica, denominado en el cronograma de la Tesis, como TRABAJO DE CAMPO.

- ✓ Comenzando con una breve descripción de los aspectos mencionados anteriormente, podemos decir primero que, **el dinagrama** es la herramienta de medición fundamental, en el seguimiento y control a los pozos. Esta nos da 2 tipos de interpretaciones bien interesantes, una cualitativa y otra cuantitativa. Cualitativamente hablando, las cartas dinamométricas nos dan una visión, que nos permite diagnosticar el funcionamiento y las posibles fallas que pueda presentar el equipo de subsuelo de la Unidad de Bombeo, especialmente, la Bomba de Profundidad. Es haciendo una analogía, como un “electrocardiograma”

para el ingeniero de Producción, que permite atacar y determinar correctamente, los problemas que pueda presentar la Bomba, mediante la interpretación de las formas de las cartas dinamométricas, las cuales por los estudios hechos y la experiencia en dichas interpretaciones, hay unas formas muy típicas asociadas a los problemas más comunes presentes en la Bomba. Cuantitativamente hablando, el dinagrama mide las cargas reales presentes el Vástago Cromado, en función de su Carrera. A través de la medición de dichas cargas, podemos obtener todos los cálculos que se requieren en el diseño de una instalación de Bombeo, tales como, las Cargas Máxima y Mínima en el Vástago Cromado PPRL y MPRL, el trabajo de la Bomba, el Contrabalance Efectivo CBE, el rango de cargas, la Potencia en el Vástago cromado PRHP, efecto de Contrapeso ideal, efecto de Contrapeso real y el Torque. Estos cálculos son muy importantes, a la hora de evaluar un diseño y son la base de la operación y funcionamiento del Bombeo Mecánico. En este caso, las cartas Dinamométricas fueron obtenidas del Software TWM de Echometer. Estas mediciones fueron hechas para nuestro caso, en promedio 3 veces por pozo, para tener una mejor comprensión, de la tendencia del comportamiento de la Bomba y del equipo de subsuelo y poder manejar márgenes de error y tener más seguridad y confianza, en los cálculos realizados, así como en el análisis cualitativo, ya que se podía manejar una tendencia acorde de la forma de las cartas Dinamométricas.

- ✓ **El nivel de fluido** es otra medida fundamental y de vital importancia en el seguimiento y control de Pozos. A partir del nivel de Fluido, podemos determinar el nivel de sumergencia de la Bomba, es decir, que tan “llena” estaba y en conjunto con un dinagrama, determinar otros problemas típicos en el funcionamiento de la Bomba, tales como el “Pumped off”. En

nuestro caso particular, la medición de nivel también nos permitía, un control de las presiones de fondo y de cuanto podía producir un pozo en particular, debido a que los pozos de este campo, son de muy bajo potencial, además que la recuperación de nivel es muy lenta, y debido a su intermitencia, dichos pozos no mantienen un nivel constante a una tasa de Bombeo dada, sino, que dependiendo del aporte de la formación al pozo, nos da un nivel particular, ya que el aporte de la formación al pozo es muy pobre, no hay un nivel dinámico constante; Esto se explicará más adelante, cuando entremos en materia en el estudio de las condiciones de los pozos. Continuando con esta misma explicación, la toma de medición de nivel de Fluido fue fundamental en el seguimiento del tiempo óptimo de restauración de los pozos trabajados, que fue uno de los estudios desarrollados como propuesta de solución fundamental, tema que se desarrollará a fondo más adelante. El nivel de Fluido también se determinaba mediante el Software Total Well Management (TWM), por medio del SONOLOG y el seguimiento de campo, también es similar al de los dinagramas, ya que a la par de la medición de los dinagramas, se tomaba el nivel de Fluido, en promedio 3 veces por pozo, además de una medición constante por pozo, para su seguimiento en la determinación del tiempo óptimo de Restauración de Nivel de Fluido.

Haciendo un paréntesis, cabe agregar y aclarar, que debido a la muy lenta recuperación de nivel de los pozos e intermitencia, hay pozos que operan por turnos, es decir, no funcionan 24 horas sino menos tiempo por día y en el presente trabajo, se tuvieron en cuenta y el procedimiento de campo en la toma de las mediciones, tanto de Dinagramas como de Nivel hay una pequeña variación al procedimiento descrito anteriormente, ya que a estos pozos se les tomaba Dinagrama y Nivel de Fluido, antes de poner a funcionar la unidad de Bombeo, al final de la restauración y antes de que se apagara la unidad, es decir, cuando ya se quedaba “sin nivel” el pozo y esto

se hacia en promedio 3 veces por pozo, a diferencia de los Pozos que funcionan permanentemente, a los cuales solo se les iba a medir dinagrama y nivel una sola vez y no dos.

- ✓ **Las Pruebas de Producción**, son muy importantes, ya que podemos determinar el comportamiento de producción de un pozo en particular y analizar los posibles cambios que este presente y sus posibles causas. Las pruebas de producción se hicieron permanente y constantemente a lo largo de esta práctica, y de esta analizábamos si tal variación era causada por el sistema de Bombeo o por el Yacimiento como tal. Se obtenía también, el corte de agua BS&W y lo más importante, nos permite evaluar si un cambio en el diseño del Sistema de Levantamiento de Bombeo Mecánico es favorable o no, respecto a un incremento de la producción. El procedimiento de campo en el control de la prueba de producción, era simplemente, pasar la producción en la línea de Flujo de la estación 67 del pozo respectivo, de un volúmetro general a un volúmetro individual, y controlar diariamente su producción, que en este caso es producción bruta (petróleo mas agua). Otro método usado en campo, un poco más “artesanal”, es simplemente colocar un tanque cerca de la locación del pozo y poner la línea de producción del pozo a ese tanque, y diariamente, medir la altura de nivel de Fluido y con un factor de corrección del tanque, se calculaba el volumen.

- ✓ Para terminar en lo que corresponde al seguimiento y control de los pozos, un dato muy importante a considerar en el diseño y en las sugerencias y/o recomendaciones, son las observaciones que se puedan hacer permanentemente del funcionamiento de la Instalación del Bombeo Mecánico. Tales observaciones involucran, entre otras, las más importantes como siguen:

- ✓ Chequear la producción del pozo, abriendo la Válvula de chequeo.
- ✓ Observar posibles vibraciones, tanto en la unidad de Bombeo, como en el Vástago y en la base.
- ✓ Posible escape de fluido a través del Stuffing Box.
- ✓ Alta temperatura en el vástago Cromado.
- ✓ Mirar que tan centrado se encuentra el vástago Cromado, con respecto a la cabeza de pozo y respecto a la cabeza de mula.
- ✓ Escape y ruido en la cabeza de pozo.
- ✓ Notar si en la carrera descendente, hay golpes con las válvulas y vibraciones en el Vástago.
- ✓ Cauchos quemados en el Stuffing Box.
- ✓ Alta presión en la salida del Casing.
- ✓ Observar si “levanta presión”, al cerrar la línea de producción.
- ✓ Entre otras prácticas comunes que se realizan en campo.

Estas observaciones y prácticas comunes de campo hechas a las unidades de Bombeo Mecánico, se deben realizar de manera permanente cuando se realiza un seguimiento a los pozos, ya que estas observaciones sencillas pueden ser fundamentales, a la hora de tomar una decisión en el diseño y en las recomendaciones de una Optimización del Bombeo Mecánico. En el campo en nuestro caso, estas observaciones se hacían a la par de la realización de las mediciones de Dinagrama y Nivel.

3.2.1.4 Otros datos de interés de los pozos. Además de los otros datos importantes en el estudio de la Optimización del Sistema de Bombeo Mecánico de la sección 67 y de explicar como se obtuvieron, no menos importantes, son otras informaciones generales de los pozos en estudio, entre las cuales, las más importantes podemos destacar:

- ✓ Estados mecánicos de los pozos.
- ✓ Reportes y diagramas de Pulling.
- ✓ Características de las formaciones productoras.
- ✓ Geología
- ✓ Historias de producción.
- ✓ Tipo de pozo.
- ✓ Tiempo de trabajo de la Unidad de Bombeo.
- ✓ Características del fluido producido
- ✓ Otros datos.

Toda esta información se obtuvo de los archivos de la compañía **PACIFPETROL S.A.** y de la Base de datos, siendo tabulada y organizada, para tener una visión general de las características del pozo.

3.3 ANALISIS DE LA INFORMACION OBTENIDA PARA EL DISEÑO Y LA OPTIMIZACION DEL SISTEMA.

Después de finalizada la parte de obtención y organización de toda la información necesaria, se explicará brevemente el procedimiento a seguir o el esquema a seguir en el análisis y rediseño, para la optimización o mejoramiento de la eficiencia en el sistema de Bombeo Mecánico.

- ✚ Organización de la información por pozo.
- ✚ Análisis cuantitativo de las Cartas Dinamométricas.
- ✚ Análisis cualitativo de las cartas Dinamométricas.
- ✚ Análisis del nivel de Fluido.
- ✚ Estudio de las Intervenciones al Pozo (Pulling).
- ✚ Propuesta de rediseño.
- ✚ Elaboración de las Recomendaciones y conclusiones.

3.3.1 Organización de la información por Pozo. En esta primera etapa del diseño como tal, se clasificará toda la información explicada anteriormente por pozo y se discriminará de la siguiente manera:

- ✓ Datos Generales del Pozo. En esta parte se tendrá en cuenta información general y de interés del Pozo, tal como, Ubicación, Sistema de Levantamiento, Estado del Pozo, Sección, Área, tiempo de trabajo de la Unidad de Bombeo, entre otros datos.
- ✓ Datos de Estado Mecánico y tubería. Aquí se tendrá en cuenta, información fundamental, tales como, profundidad del Pozo, Formaciones productoras, Diseño de la Tubería de Revestimiento (Casing), datos de la Tubería de Producción (Tubing), entre otros valores.
- ✓ Datos de producción y Características de los Fluidos, información tal como, potencial actual, historia de producción, gravedad del crudo, corte de agua (BS&W), viscosidad, etc.
- ✓ Características de la Unidad de Superficie, como denominación API de la unidad, tipo de Balancín, Motor, especificaciones del motor, contrapeso, caja reductora, etc.
- ✓ Reportes de Intervenciones a los Pozos (Pulling). Información de los datos actualizados de la última intervención, tal como, tipo y características de la Bomba, diseño de las varillas, accesorios presentes en el diseño.
- ✓ Anotación de las condiciones de operación observadas en el pozo.
- ✓ Análisis de los costos de producción por pozo.

3.3.2 Análisis cuantitativo de las Cartas Dinamométricas. Por medio del TWM software, se obtienen los datos de interés en el diseño y optimización del Bombeo Mecánico. Datos como:

- ✓ Carga Máxima en el Vástago Cromado, PPRL.
- ✓ Carga Mínima en el Vástago Cromado, MPRL.
- ✓ Trabajo de la Bomba.
- ✓ Rango de cargas.
- ✓ Potencia en el Vástago Cromado, PRHP.
- ✓ Efecto de contrapeso ideal.
- ✓ Efecto de contrapeso Real.
- ✓ Contrabalance Efectivo (CBE)
- ✓ Torque.

Estos valores nos sirven para analizar si el diseño de instalación de Bombeo Mecánico actual, satisface las condiciones de carga, torque, potencia y Contrabalance necesarios que resultan de las condiciones reales de Operación; es decir, podremos saber si la unidad está subdimensionada o sobredimensionada.

3.3.3 Análisis cualitativo de las Cartas Dinamométricas y del Nivel de Fluido. Mediante el análisis de las cartas Dinamométricas, podremos determinar los problemas típicos presentes en la instalación de subsuelo, principalmente la Bomba de Profundidad. Mediante la observación de formas típicas asociadas a problemas comunes de la Bomba y del equipo de subsuelo, podremos determinar las fallas que presenta y en combinación con el nivel de Fluido, podremos saber si la Bomba está “Pumped off” o “Fluid Pound”.

3.3.4 Estudio de las Intervenciones al pozo. (Pulling). En esta parte se hace un análisis de los motivos y resultados de la Intervención, además de la Frecuencia y número de las mismas, para poder determinar las condiciones de Operación del pozo, tales como problemas de arena y finos, y así, dar a

conocer posibles alternativas de solución o recomendaciones que servirán para tener muy en cuenta en la propuesta de optimización.

3.3.5 Propuesta de rediseño. Teniendo en cuenta todos los aspectos mencionados anteriormente, y estimando las posibles fallas y sus causas, se plantea la propuesta de rediseño del sistema, es decir, los cambios más significativos que erradicaran o minimizaran los efectos de tales fallas. Además de las fallas que se pueden determinar por los aspectos mencionados anteriormente, también debemos tener en cuenta:

- ✓ El análisis que se pueda obtener de las pruebas de producción o de la historia de producción de los pozos.
- ✓ El análisis de los problemas observados en campo, de las condiciones de operación de la Unidad de Bombeo.

Con todas estas consideraciones y fallas obtenidas en el sistema, es decir, con el diagnóstico de los problemas presentes, se establecerán los posibles mecanismos que se ajusten a minimizar o a desaparecer estas fallas y con estos cambios se planteará un nuevo diseño, que se elaborará basándose en el método API. Estas pueden ser algunas modificaciones:

- ✓ Cambio en la longitud de la carrera del Vástago Cromado.
- ✓ Cambio en la velocidad de Bombeo.
- ✓ Uso de otro diseño de sarta de Varillas.
- ✓ Otro tipo de Bomba.
- ✓ Usar accesorios de fondo, como anclas de Gas, estabilizadores, etc.
- ✓ Entre otros.

Con estos y muchos otros cambios que dependerán de las condiciones de cada pozo, se esperan en la medida de lo posible, minimicen las fallas, y que

los resultados se adapten bien a la unidad de Bombeo, pero además hay que tener en cuenta que estos cambios no solo se harán dependiendo solamente la viabilidad técnica, sino también, la parte económica, ya que sino es rentable la modificación que se aplique al sistema, no se justificará su aplicación, así sea técnicamente factible. Por ejemplo, que una unidad de superficie de Bombeo este sobredimensionada, debería ser cambiada, pero si su cambio implica un alto costo que no retornará rápidamente y que no de rentabilidad, no se justificaría.

3.3.6 Recomendaciones y Conclusiones. Después de dar a conocer la viabilidad técnica de la aplicación de los cambios necesarios para una correcta y eficiente operación del sistema de Bombeo Mecánico, se evaluarán dichos cambios. Estos cambios o modificaciones o soluciones a los problemas o fallas determinadas anteriormente en el anterior diseño del sistema, mediante los aspectos mencionados anteriormente, tales como condiciones de operación del pozo, causas de las intervenciones al pozo y demás, se denominan Recomendaciones.

Las conclusiones de este trabajo, se basan en aquellas modificaciones y/o alternativas de solución, que siempre tengan como objetivo, disminuir los costos de operación y producción, con un funcionamiento eficiente del sistema, aumentando la producción, es decir que sea factible y viable tanto técnica como económicamente.

3.4 OPTIMIZACION DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO DE LA SECCIÓN 67.

GENERALIDADES DE LA SECCIÓN 67.

En este capítulo acerca de las Generalidades de la sección 67, se dará una breve explicación e información acerca de los datos de mayor interés, especialmente lo relacionado a los Pozos Bombeo Mecánico Fijos de la Sección 67 de los Campos petroleros Ing. "Gustavo Galindo Velasco".

Podemos adelantar, que la sección 67 se ubica geográficamente en la Zona Centro-Este del Bloque Operado por el consorcio ESPOL-PACIFPETROL.

Posee cerca de 400 pozos, de los cuales actualmente se encuentran productivos 127 pozos.

Los sistemas de levantamiento por los cuales se discrimina la producción en esta sección, son:

Figura 27. Pozos de la sección 67 discriminados según sistema de levantamiento

Sistema	N° de Pozos	Producción (Bbls/Mes)	%producción	% de Pozos
Bombeo Mecánico	26	5051.5	69.26	20.47
Gas Lift	21	524.7	7.19	16.54
Swab	38	1014.9	13.91	29.92
Flujo Natural	0	0	0.00	0.00
Herramienta Local	42	702.8	9.64	33.07
Plunger Lift	0	0	0.00	0.00
TOTAL	127	7293.9	100	100

Esta tabla, obtenida de datos suministrados del último informe Mensual de la compañía, nos muestra claramente la importancia que tiene el Sistema de Levantamiento de Bombeo Mecánico, en cuanto a resultados de producción se refiere, ya que produce el 70% de la producción total de la sección, siendo el N° 1, seguido por Swab, con apenas un 14 %. Cabe observar también, en cuanto al # de pozos, solo un 20% del total de los pozos de la Sección producen por Bombeo Mecánico, en comparación al Swab, que tiene un 30% de los pozos, lo que nos da una muestra clara del mejor desempeño del sistema de Bombeo Mecánico, respecto a otros sistemas de levantamiento de la sección. (Informe Marzo de 2003).

De los 26 pozos que actualmente operan por BM, 18 pozos trabajan con unidades de Bombeo Fijas y los 8 restantes trabajan con Balancines Portátiles, es decir, los llamados "Pozos Periódicos".

De los 18 pozos que operan por BM y que son el propósito de estudio del presente trabajo, los podemos clasificar en 2 grupos:

- ✓ Pozos 24 horas.
- ✓ Pozos que trabajan por jornadas.

Los pozos 24 horas, son aquellos pozos, que como su nombre lo indica, trabajan permanentemente, sin parar, las 24 horas del día, todos los días y de este tipo de pozos, actualmente trabajan así 5 pozos.

Los pozos que trabajan por jornadas son aquellos que operan por un periodo menor de 24 horas del día, es decir, tienen horarios de trabajo y horarios de "descanso" o periodo de tiempo en el que se restaura su nivel.

La razón por la que existen pozos que operen por jornadas es sencilla: los pozos de este campo, particularmente hablando, debido a su baja permeabilidad, tienen una lenta y variable restauración de nivel, hasta tal punto que es mucho más bajo y más lento el aporte de fluidos de la Formación al Pozo, que lo que puede sacar la Bomba de subsuelo en su ciclo normal de Bombeo.

En las operaciones normales de campo, a estos pozos de jornadas, se ponen a funcionar sus balancines a las 7am y se empiezan a apagar en la tarde, entre las 3 hasta las 5pm.

Es por eso que este estudio tiene como objetivo, hacerle un seguimiento a esos pozos que trabajan por jornadas, para determinar el tiempo óptimo de restauración y el tiempo óptimo de trabajo de los Balancines y determinar sus jornadas de operación.

Actualmente estas jornadas de trabajo en las que están funcionando los aparatos de Bombeo, no tiene un fundamento Ingenieril y simplemente se apagan ya cuando se ve que no produce más y se deja restaurando mucho tiempo.

Veremos que con un adecuado estudio de restauración de nivel de los Pozos, podremos aprovechar y sacarle al máximo “el jugo” al pozo, con un tiempo de receso de los Balancines menor, aprovechando ese tiempo de más para volver a poner a funcionar el balancín.

Y para no dejar a un lado a los Pozos 24 horas, también serán motivo de estudio de un seguimiento de restauración de nivel y ver la posibilidad de descartar su operabilidad permanentemente y ponerlos a funcionar por

Jornadas, ya que estos pozos 24 horas, también presentan problemas de intermitencia y de falta de nivel, que toca ser analizada

El trabajo de campo hecho para el seguimiento y control de los pozos, fue desarrollado entre los meses de diciembre de 2002 y Enero de 2003, fecha para la cual estaban operando 15 pozos.

3.5 ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS.

En el presente capítulo de este trabajo, se analizarán los datos y parámetros obtenidos por pozo, y se realizarán los cálculos respectivos que nos permitirán obtener el diseño adecuado y demostrar Ingenierilmente, la viabilidad de la propuesta de optimización. Para efectos prácticos, se describirán detalladamente el análisis a los Pozos ANC0703 y ANC0584, por ser pozos representativos en cuanto a la información que se dispone, por presentar en conjunto, la mayoría de los problemas presentes en la operación de las Unidades de Bombeo Mecánico de los pozos estudiados y por su producción alta, en comparación a los otros Pozos de la sección 67 levantados artificialmente por el sistema de Bombeo Mecánico. No obstante, en el capítulo de discusión de resultados, se presentará una tabla comparativa de los resultados obtenidos, en cuanto a los parámetros de optimización se refiere, de los otros pozos que fueron estudiados en la Práctica empresarial.

POZO ANC0703.

1. INFORMACION DEL POZO.

1.1 Generalidades del Pozo

- ✓ Ubicación: X= 522125; Y= 9745593 Coordenadas UTM.
- ✓ Sistema de Levantamiento: Bombeo Mecánico.
- ✓ Sección: 67.
- ✓ Área: Tigre.
- ✓ Estado: Productivo (P).
- ✓ Fecha inicio de producción: 6 de Mayo de 1947.

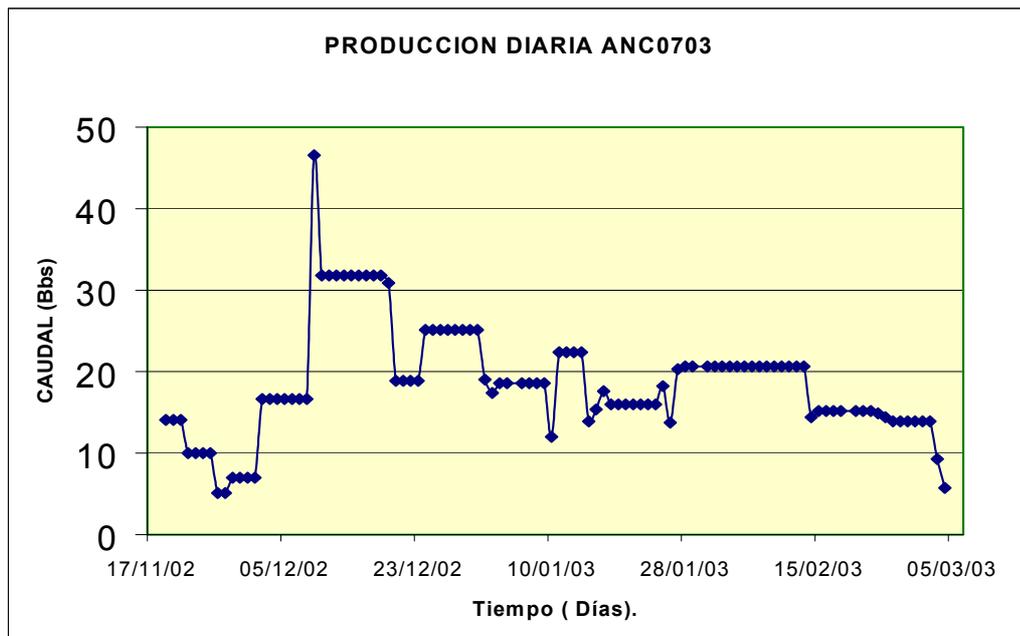
1.2 Datos de Estado Mecánico y tubería.

- ✓ Casing :
 - Superficie: $\phi_{\text{externo}} = 6''$; 18# (Guía); de 0' hasta 4389'; Zapato@2879'.
 - Productor: $\phi_{\text{externo}} = 6''$; 18# (Liner Ranurado); de 2879" hasta
 -
 -
 - 4389'; Zapato@4389'
- ✓ Total Depht (TD)= 4400'
- ✓ Cruceta@3400'.
- ✓ Tubing: 145 tubos cortos; $\phi_{\text{externo}} = 2 \frac{7}{8}''$ Tipo 10 H STD.
- ✓ Formaciones Productoras: Passage Beds/Sto. Tomás y Atlanta.

1.3 Datos de producción y características del Fluido.

- ✓ Producción Promedia: 20 Bb/d (Dic/2002).
- ✓ BS&W: 0%.
- ✓ Gravedad API: 37.5° (Fm, Sto. Tomás, PB y Atlanta)

Figura. 28 Tendencia del comportamiento diario de la producción ANC0703.



- ✓ Motor a Gas marca Arrow Specialty C-96.
- ✓ Potencia del motor: 20HP.
- ✓ Revoluciones del motor: 600 r.p.m.
- ✓ Tiempo de trabajo de la unidad: 24 Hr / día.
- ✓ Rotación: Clock Wise (CW).
- ✓ Longitud de la carrera del vástago cromado(S): 75.3".
- ✓ Velocidad de Bombeo: 10 SPM.

1.5 Características de la instalación de subsuelo.

- ✓ Bomba de subsuelo.
 - Designación API: 20-125-RWAC-12-4.
 - # De Bomba: 221.
 - Estado de la Bomba: Reparada.
 - Características del Pistón: Cromado Ranurado.
 - Diámetro del Pistón (ϕ): 1 ¼ "
 - Luz del Pistón: 0.002".
 - Tipo de Bomba: Insertable, de pared delgada, con anclaje en la parte superior, tipo copa.
 - Pistón metálico.
 - Trabaja para diámetros de tubing de 2 3/8".
 - Longitud del Barril: 12´.
 - Longitud del Pistón: 4´.
 - Otras especificaciones: Posee filtro y malla.
 - Asiento de la Bomba: 3350´.
 - Profundidad de entrada de la Bomba: 3400´.

- ✓ Sarta de varillas.

- Designación API: 65
- Grado de las varillas: D.

2. OBSERVACIONES Y COMENTARIOS.

2.1 Datos de Producción.

Según los datos de producción, se puede observar de la gráfica una clara tendencia a la disminución gradual de la producción. Una causa posible a este comportamiento puede justificarse por problemas en la Bomba o una baja en el aporte de la formación al Pozo.

2.2 Reportes de Pulling.

En la información referente a las operaciones de Intervención al Pozo (Pulling), podemos observar y destacar la siguiente información.

- ✓ Número de intervenciones hechas en el último año: 6.
- ✓ Tiempo transcurrido entre la primera y la última intervención del año: 6 Meses.
- ✓ Frecuencia de las intervenciones: Mensual (Promedio).
- ✓ Motivo de las Intervenciones: Cambio de Bomba y varilla rota.
- ✓ Causas más frecuentes de los cambios de Bomba:
 - ✓ Presencia de arenas y finos, que provocan daños en las copas y embastonamiento de la Bomba.
 - ✓ La presencia de Gas, que provoca la erosión de las válvulas y provoca también que la Bomba se embastone.

- ✓ Medidas que se han tomado en las intervenciones:
 - Aplicación siempre del filtro y de la malla en la Bomba.
 - Uso del Pistón cromado Ranurado.
 - Disminución en el diámetro del Pistón.
 - Disminución de la Luz del Pistón.
 - Variación en la profundidad de asentamiento de la Bomba.

- ✓ La bomba que se usa actualmente está diseñada para pozos de diámetro nominal de tubing de 2 3/8" y no de 2 7/8" como es el caso.

2.3 Observaciones hechas en campo al funcionamiento del aparato de Bombeo.

Del trabajo y del seguimiento realizado en campo, podemos decir:

- ✓ Vibraciones en el Vástago Pulido y en el aparato de Bombeo en general.
- ✓ Escape de gas en cabeza de pozo.
- ✓ Desgaste en los cauchos.
- ✓ Fuga de fluido por el Stuffing Box.
- ✓ Unidad de Bombeo descentrada.

2.4 Análisis del Nivel de Fluido.

En el seguimiento del presente pozo, de las mediciones de nivel podemos observar una clara tendencia en la disminución de la misma, y que también es muy variable, y la causa más probable a esta situación se explica debido al comportamiento que presenta el yacimiento, ya que el

aporte de este, por su baja permeabilidad, al pozo cae considerablemente.
Los resultados del nivel de fluido fueron los siguientes:

- ✓ 11/20/02= 261 ft.
- ✓ 12/16/02= 79 ft.
- ✓ 12/26/02= 43 ft.

2.5 Análisis Dinamométrico.

En el análisis realizado a los resultados de las mediciones Dinamométricas, podemos observar, lo siguiente:

- ✓ Clara presencia de Golpe de fluido.
- ✓ Fricciones excesivas en el sistema de Bombeo.
- ✓ Vibraciones.
- ✓ Pérdida en las válvulas.

Las causas posibles a estos problemas son:

- ✓ Bajo nivel de sumergencia de la Bomba.
- ✓ Lento y bajo aporte de la Fm al pozo.
- ✓ Disminución en el porte de la Fm. Al pozo.
- ✓ Vástago y sarta de varillas descentrado respecto al pozo.
- ✓ Vibraciones excesivas del aparato de Bombeo en superficie.

3. CÁLCULOS.

Con todos los parámetros presentes y dados del pozo, y con el análisis de la Carta Dinamométrica, obtenemos los siguientes parámetros de diseño:

- ✓ PPRL= 6400 lbs.
- ✓ MPRL= 3700 lbs.
- ✓ PRHP= 1.1 HP.
- ✓ Potencia de la Bomba = 0.9 HP.
- ✓ %Rango de cargas = 42.2%..
- ✓ PD = 27.3 B/D.
- ✓ Fillage = 19.75%.
- ✓ Torque máximo (PT)= 90000 Lbs-pulgada.
- ✓ Efecto ideal de contrapeso (CB) = 4837.5 lbs.

La potencia del motor, la podemos calcular empíricamente, con el uso de la siguiente fórmula:

$$\text{MHP} = 1.5 \times \text{PRHP}.$$

$$\text{MHP} = 1.5 \times 1.1$$

$$\text{MHP} = 1.65 \text{ HP}.$$

4. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

Con los cálculos de los parámetros de diseño obtenidos, mediante los datos suministrados y teniendo en cuenta las observaciones y comentarios, podemos afirmar:

- ✓ Con los datos de carga máxima en el Vástago, torque máximo y carrera, podemos establecer que la designación API apropiada para una unidad de Bombeo en estas condiciones, debe ser:
C114-143-64.
- ✓ Dicha designación API, cumple ampliamente con las condiciones de operación del pozo, ya que puede resistir una capacidad estructural

máxima de 14300 libras, un torque máximo de la caja reductora de 114000 lb-pulgada.

- ✓ Esta designación API, comparada con la que actualmente tiene la unidad de Bombeo, es decir C228-213-86, nos da pie para poder afirmar, que la unidad que actualmente opera, para propósitos prácticos de ingeniería, **ESTA SOBREDIMENSIONADA.**
- ✓ En cuanto al motor, podemos decir lo mismo, ya que la potencia máxima de trabajo del Motor, es de 20 HP, comparados con los 1.65 HP calculados, es un motor muy grande para operar a las condiciones del sistema de Bombeo.
- ✓ En cuanto al Fillage o análisis de llenado o de capacidad de la Bomba, es muy bajo(apenas el 20%), lo que nos permite afirmar el uso de una Bomba más pequeña, ya que esta Bomba esta sobrediseñada en cuanto al aporte de fluido de la formación al pozo, que es menor.

5. SOLUCIONES Y RECOMENDACIONES.

Haciendo un análisis de las observaciones hechas y de la interpretación de resultados, se dan a conocer las posibles alternativas de solución y algunas recomendaciones a los problemas más comunes, descritos arriba. Algunas consideraciones claves son:

- ✓ El uso de anclas o separadores de gas como accesorio en la instalación de subsuelo, disminuirá en gran medida, los problemas más comunes asociados a la alta presencia de gas, como un candado de gas y la picadura en las válvulas.

- ✓ Usar en todas los nuevos cambios de Bomba, filtro y malla para minimizar los efectos de la presencia de arenas y finos, que ocasionan erosión en las válvulas y embastonamiento de la Bomba.
- ✓ Es buena la idea y espero que se siga aplicando el uso del Pistón Cromado Ranurado.
- ✓ Si siguen aumentando los problemas asociados a la presencia de arenas, atacar el problema directamente, usando las SAND PUMPS o Bombas tipo RWT.
- ✓ Uso de pistón LOCK-NO.
- ✓ En un próximo reacondicionamiento, aunque se sale de los propósitos de la Tesis, mirar la viabilidad de empaquetar con Grava.
- ✓ En cuanto a las observaciones hechas en el campo, podemos decir:
 - ✓ El uso de lubricadores sería una gran alternativa, para evitar el calentamiento del Vástago, el daño de los cauchos en el Stuffing Box y posibles fugas a través del mismo.
 - ✓ El uso de la técnica de la “plomada”, para poder centrar la unidad de Bombeo al pozo, y así evitar las excesivas fricciones y vibraciones observadas en las cartas Dinamométricas.
 - ✓ En caso de no solucionar plenamente el problema de las fricciones, usar centralizadores como accesorio en la Instalación de subsuelo.

- ✓ Verificar y fijar fuertemente al suelo las unidades de Bombeo, para evitar vibraciones.
- ✓ Una de las soluciones más efectivas, a la hora de corregir el “talón de Aquiles”, en la operación del sistema de Bombeo, no solo en este pozo, sino en todos los pozos de estudio, es un estudio del **Tiempo Óptimo de Restauración del Nivel de fluido**. Este seguimiento nos permitirá corregir problemas asociados a la falta de sumergencia de la Bomba que se presentan, tales como:

- ✓ El golpe de Fluido.
- ✓ El Pumped Off, o Bomba que no trabaja.
- ✓ Y otra serie de Inconvenientes asociados a los 2 primeros.

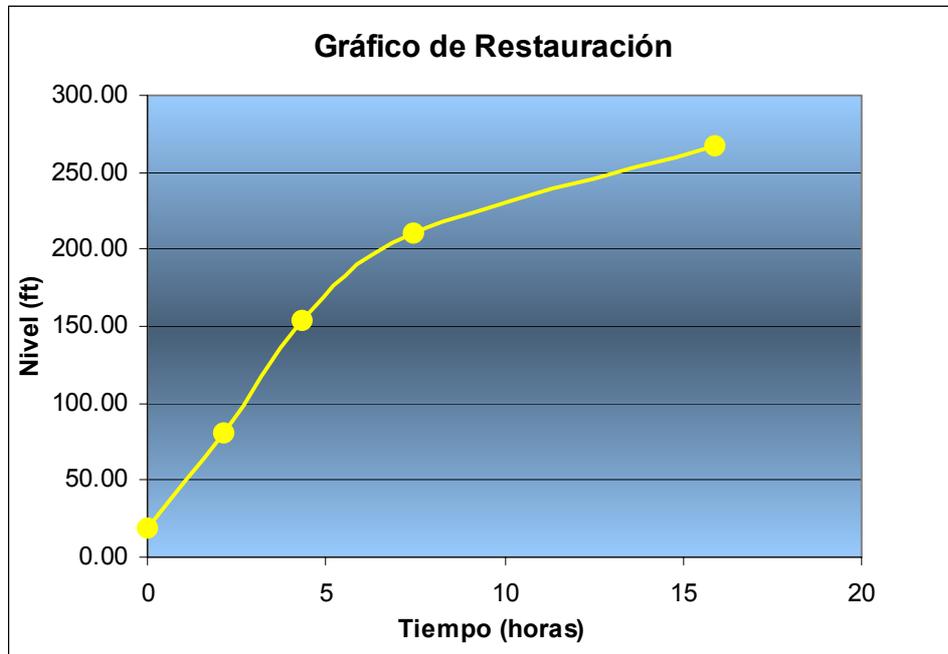
Con la eliminación o reducción de estos 2 graves problemas que se presentan comúnmente en la operación del Sistema de Bombeo

Mecánico, que es el común denominador en el campo petrolero de Ancón, se logrará:

- ✓ Reducir el número de intervenciones a los pozos, causados por desgastes en las válvulas y la Bomba, y por ende una reducción en el costo de operación del pozo.
- ✓ Determinar el tiempo óptimo de trabajo del Balancín, para evitar excesos de operación de la unidad cuando no está produciendo.
- ✓ Aumento de la producción.
- ✓ Evitar el sobredimensionamiento de la unidad por la falta de fluido.
- ✓ La necesidad de usar lubricadores, ya que el pozo estaría permanentemente en su funcionamiento, produciendo.

A continuación se presentará el estudio del tiempo óptimo de restauración, para este pozo, el **ANC0703**.

Figura 29. Tiempo óptimo de restauración del pozo ANC0703.



De este gráfico podemos decir, que el tiempo óptimo de restauración o de descanso de la unidad, debe ser en este caso de 8 horas, es decir, descartamos la posibilidad de trabajo de este pozo de 24 horas, por todos los problemas descritos anteriormente.

ANC0584.

1. INFORMACION DEL POZO.

1.1 Generalidades del Pozo

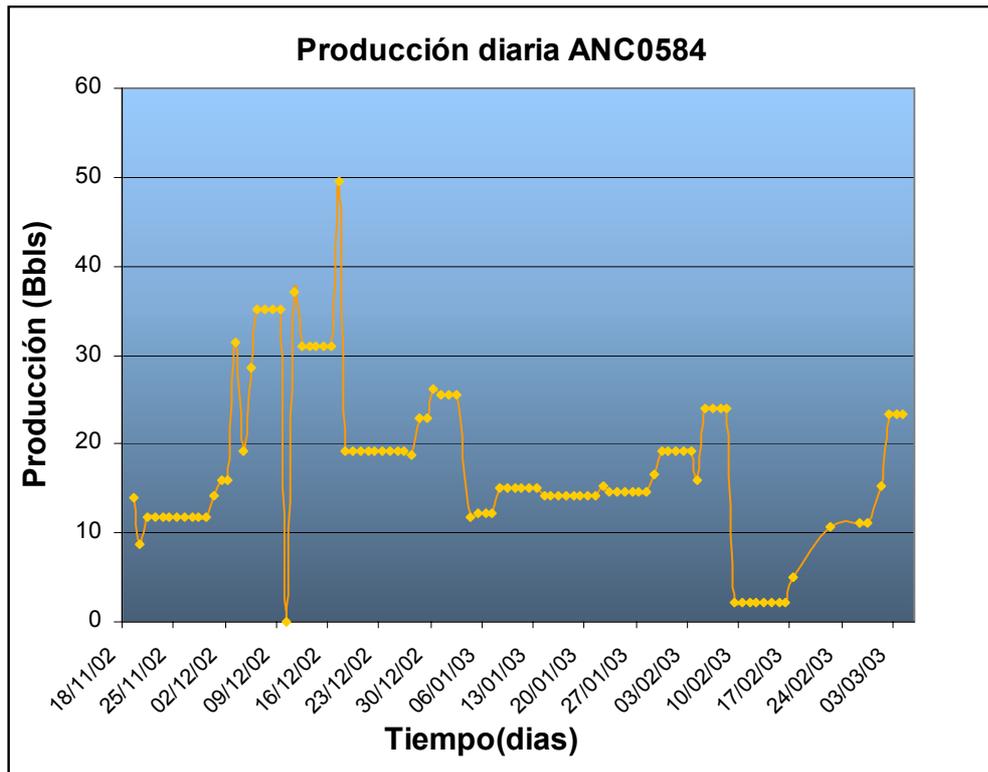
- ✓ Ubicación: X= 522358; Y= 9745621 Coordenadas UTM.
- ✓ Sistema de Levantamiento: Bombeo Mecánico.
- ✓ Sección: 67.
- ✓ Área: Tigre.
- ✓ Estado: Productivo (P).
- ✓ Fecha inicio de producción: 26 de Julio de 1941.

1.2 Datos de Estado Mecánico y tubería.

- ✓ Casing :
 - Superficie: $\phi_{\text{externo}} = 10 \frac{3}{4}$ " ; 40.5# (Guía); de 0' hasta 2176'; Zapato@2176'.
 - intermedio: $\phi_{\text{externo}} = 8 \frac{5}{8}$ " ; 36# (Liner Ranurado); de 2614" hasta 3466'; Zapato@3510'
 - Productor: $\phi_{\text{externo}} = 5 \frac{3}{4}$ " ; (Liner Ranurado); de 3432' hasta 4166'; Zapato@4166'.
- ✓ Total Depht (TD)= 4172'
- ✓ Tubing:
 - ✓ 25 tubos cortos; $\phi_{\text{externo}} = 2 \frac{3}{8}$ " Tipo 8 H -EUE.
 - ✓ 105 tubos largos; $\phi_{\text{externo}} = 2 \frac{3}{8}$ " – 8 H- EUE.
- ✓ Formaciones Productoras: Passage Beds/Sto. Tomás y Atlanta.
- ✓ Profundidad promedia capas productoras: 3700'.

1.3 Datos de producción y características del Fluido.

Figura 30 Tendencia del comportamiento diario de la producción ANC0584.



- ✓ Producción Promedia: 14 Bb/d (Dic/2002).
- ✓ BS&W: 0%.
- ✓ Gravedad API: 35.5° (Fm, Sto. Tomás, PB y Atlanta)

1.4 Características de la instalación de superficie de Bombeo.

- ✓ Unidad marca Sunward 228
- ✓ Reductor AIB Sunward 228.
- ✓ Designación API: C456D-365-120d.
- ✓ Contrapeso en las manivelas marca SMACO 40.
- ✓ Peso del contrapeso = 2000 lbs.

- ✓ Motor a Gas marca Arrow Specialty C-106.
- ✓ Potencia del motor: 32HP.
- ✓ Revoluciones del motor: 800 r.p.m.
- ✓ Tiempo de trabajo de la unidad: 24 Hr / día.
- ✓ Rotación: Clock Wise (CCW).
- ✓ Longitud de la carrera del vástago cromado(S): 67.7".
- ✓ Velocidad de Bombeo: 10.5 SPM.

1.5 Características de la instalación de subsuelo.

- ✓ Bomba de subsuelo.
 - Designación API: 20-150-RWAC-16-5.
 - # De Bomba: 5502.
 - Estado de la Bomba: Reparada.
 - Características del Pistón: Cromado liso.
 - Diámetro del Pistón (ϕ): 1 ¼ "
 - Luz del Pistón: 0.003".
 - Tipo de Bomba: Insertable, de pared delgada, con anclaje en la parte superior, tipo copa.
 - Pistón metálico.
 - Trabaja para diámetros de tubing de 2 7/8".
 - Longitud del Barril: 16´.
 - Longitud del Pistón: 5´.
 - Otras especificaciones: Posee filtro y malla.
 - Asiento de la Bomba: 3797´.
 - Profundidad de entrada de la Bomba: 3800´.

- ✓ Sarta de varillas.
 - Designación API: 65
 - Grado de las varillas: D.

2. OBSERVACIONES Y COMENTARIOS.

2.1 Datos de Producción.

El comportamiento actual de la producción, es similar al del pozo ANC0703. Una causa posible a este comportamiento puede justificarse por problemas en la Bomba o una baja en el aporte de la formación al Pozo.

2.2 Reportes de Pulling.

En la información referente a las operaciones de Intervención al Pozo (Pulling), podemos decir que solo se dispone con un solo reporte, que data del 22 de Octubre de 2001, y es el más actualizado con el que se cuenta. Lo único que podemos decir al respecto, es que el cambio de Bomba se debió a presencia de residuos de Caucho del Stuffing Box, que tapó las válvulas, lo cual nos hace afirmar:

- ✓ Que los problemas respecto al Stuffing Box, como quema de cauchos son de origen similar al del caso anterior.
- ✓ Las posibles causas de la quema de estos cauchos, por observaciones en campo, son:
 - ✓ Varillón Pulido no centrado respecto a la cabeza de pozo.
 - ✓ Falta de lubricación del Stuffing Box.
 - ✓ Falta de nivel de fluido.

Figura 31. Reporte de Pulling Bombeo Mecánico Pozo ANC 703



SOCIACION CGC - SMC - PACIFPETROL - ANDIPETROLEOS - SANTA ELENA OIL & GAS

REPORTE DE PULLING: BOMBEO MECANICO

POZO: ANC0703

SECCION: 067

UNIDAD DE PULLING: 66

FECHA: 27/07/02

TUBERIA

FONDO: _____

NIVEL DE LIQUIDO: _____

CONTACTO O/W: _____

LUZ: _____

VARILLAS

N° VARILLAS	ESPACIAMIENTO ft.inch	PROFUNDIDAD ft.inch	INSTALACION
1	16		VARILLON PULIDO DE 1 1/4" X 16'
3	2-4-6	28	NEPLO DE VARILLA DE 3/4" X 1'
1	30	58	VARILLAS DE 3/4" X 30'
57	1425	1453	VARILLAS DE 3/4" X 25'
77	1925	3378	VARILLAS DE 5/8" X 25'
1	12	3390	BOMBA

TIPO DE SERVICIO Cambio de bomba

OBSERVACIONES:

Bomba sale en buen estado

BOMBA N°: 221

TIPO: 20 - 125 - RWAC - 12 - 4 (0.002)

NUEVA REPARADA

PISTON: CROMADO RANURADO

FILTRO MALLA

Ing. Bolívar Guano
SUPERVISOR DE PULLING

Miércoles, 26 de Febrero de 2003

2.3 Observaciones hechas en campo al funcionamiento del aparato de Bombeo.

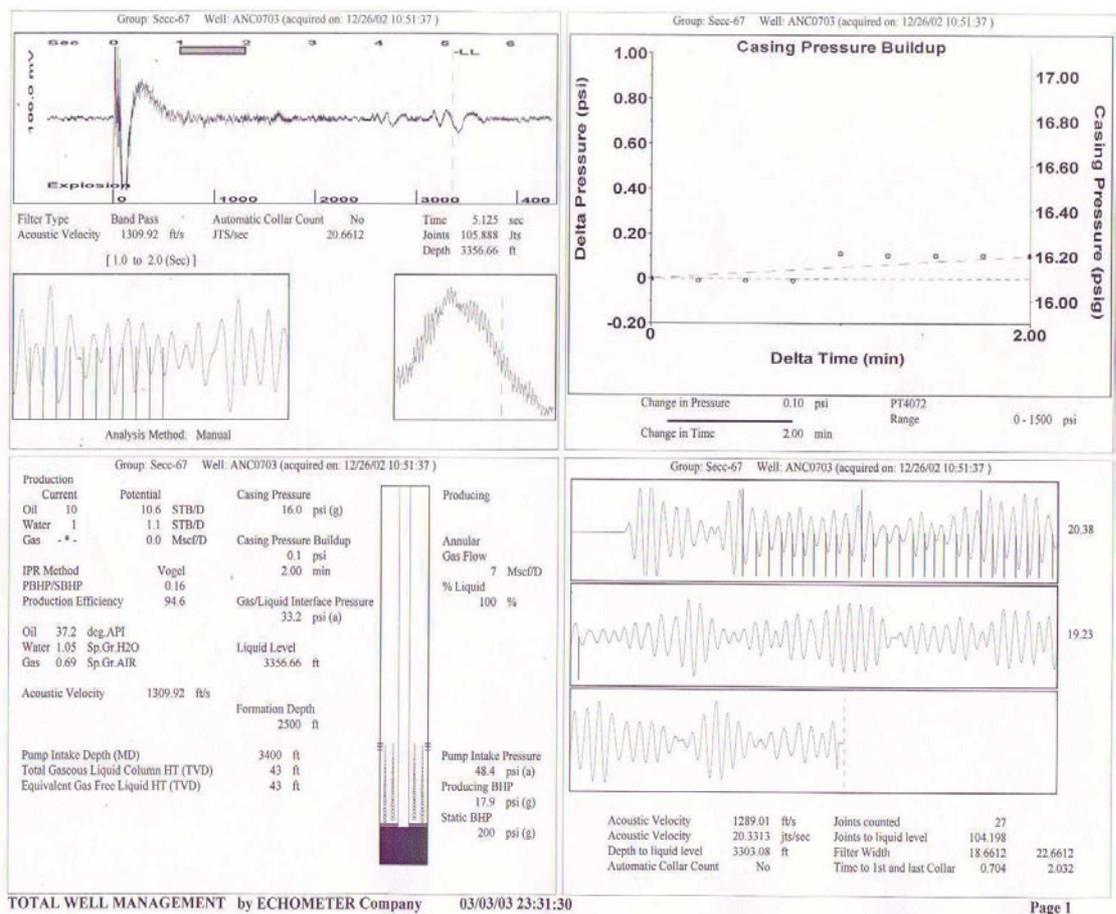
Del trabajo y del seguimiento realizado en campo, podemos decir:

- ✓ Vibraciones en el Vástago Pulido y en el aparato de Bombeo en general.
- ✓ Intermittencia en la producción.
- ✓ Desgaste en los cauchos.
- ✓ Fuga de fluido por el Stuffing Box.
- ✓ Unidad de Bombeo descentrada.

2.4 Análisis del Nivel de Fluido.

En el seguimiento del presente pozo, de las mediciones de nivel podemos notar la variabilidad de la misma, es decir no hay un nivel estabilizado, teniendo como causa más probable a esta situación el comportamiento que presenta el yacimiento, ya que el aporte de este, por su baja

Figura 32. Gráfico de de nivel de fluido del pozo ANC 703 por el TWM



permeabilidad, al pozo cae considerablemente. Los resultados del nivel de fluido fueron los siguientes:

✓ 11/19/02= 100 ft.

- ✓ 12/16/02= 24 ft.
- ✓ 12/26/02= 59 ft.

2.5 Análisis Dinamométrico.

En el análisis realizado a los resultados de las mediciones Dinamométricas, podemos observar, lo siguiente:

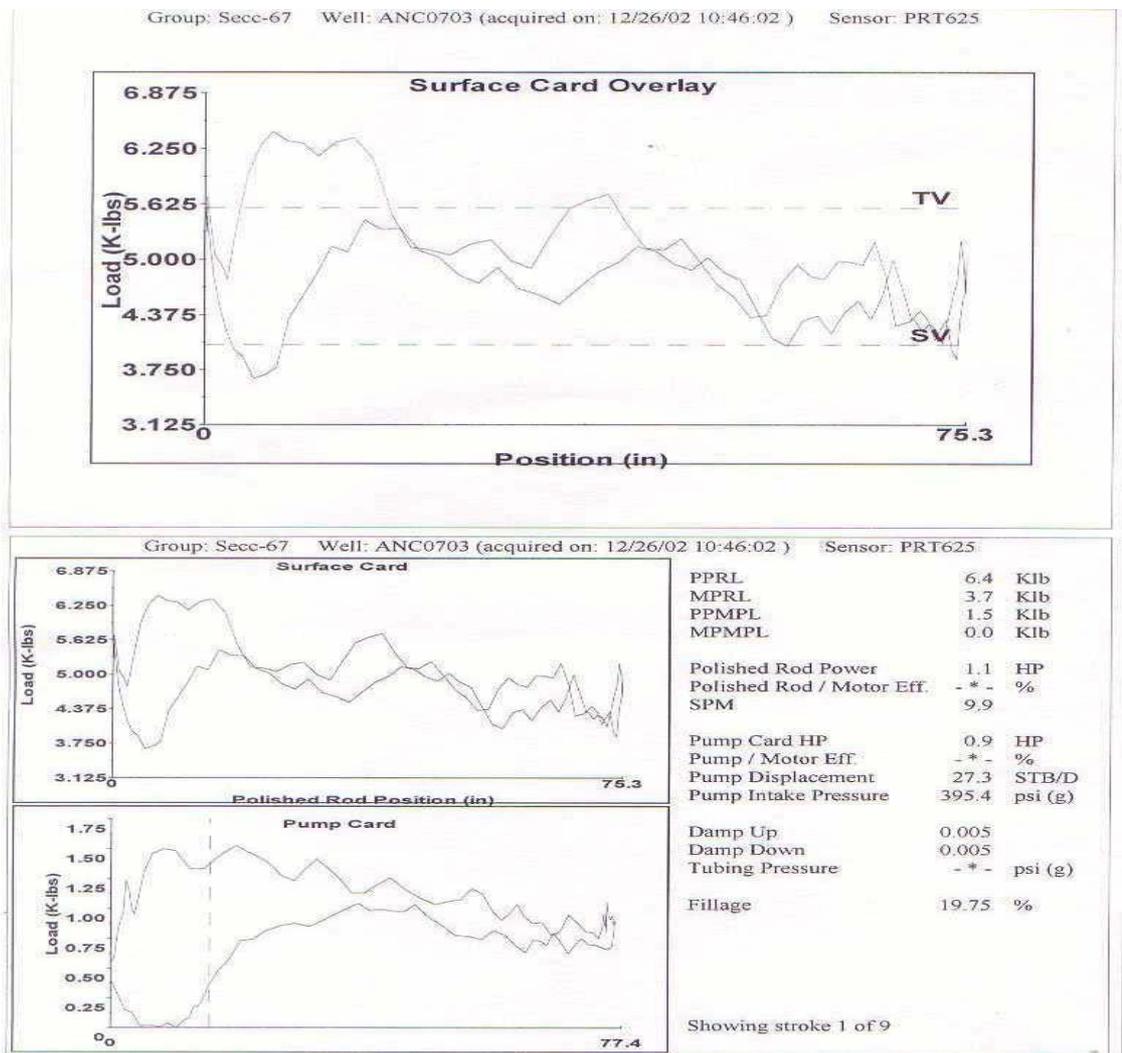
- ✓ Clara presencia de Golpe de fluido.
- ✓ Golpe de gas.
- ✓ Tendencia a un posible embastonamiento de la Bomba.
- ✓ Fricciones excesivas en el sistema de Bombeo.
- ✓ Vibraciones.
- ✓ Pérdida en las válvulas.

Las causas posibles a estos problemas son:

- ✓ Bajo nivel de sumergencia de la Bomba.
- ✓ Lento y bajo aporte de la Fm al pozo.
- ✓ Disminución en el aporte de la Fm. Al pozo.
- ✓ Vástago y sarta de varillas descentrado respecto al pozo.
- ✓ Vibraciones excesivas del aparato de Bombeo en superficie.
- ✓ Alto GOR.

3. CÁLCULOS.

Figura 33. Carta dinamométrica del pozo ANC 703



Con todos los parámetros presentes y dados del pozo, y con el análisis de la Carta Dinamométrica, obtenemos los siguientes parámetros de diseño:

- ✓ PPRL= 8100 lbs.
- ✓ MPRL= 4200 lbs.
- ✓ PRHP= 1.7 HP.
- ✓ Potencia de la Bomba = 1.6 HP.
- ✓ %Rango de cargas = 48.1%..
- ✓ PD = 22.9 B/D.
- ✓ Fillage = 18.49%.
- ✓ Torque máximo (PT)= 120000 Lbs-pulgada.
- ✓ Efecto ideal de contrapeso (CB) = 5125 lbs.

La potencia del motor, la podemos calcular empíricamente, con el uso de la siguiente fórmula:

$$\text{MHP} = 1.5 \times \text{PRHP}.$$

$$\text{MHP} = 1.5 \times 1.6$$

$$\text{MHP} = 2.4 \text{ HP}.$$

4. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

Con los cálculos de los parámetros de diseño obtenidos, mediante los datos suministrados y teniendo en cuenta las observaciones y comentarios, podemos afirmar:

- ✓ Con los datos de carga máxima en el Vástago, torque máximo y carrera, podemos establecer que la designación API apropiada para una unidad de Bombeo en estas condiciones, debe ser:

C160-173-74.

- ✓ Dicha designación API, cumple ampliamente con las condiciones de operación del pozo, ya que puede resistir una capacidad estructural máxima de 14300 libras, un torque máximo de la caja reductora de 160000 lb-pulgada.

- ✓ Esta designación API, comparada con la que actualmente tiene la unidad de Bombeo, es decir C456D-365-120, nos da pie para poder afirmar, que la unidad que actualmente opera, para propósitos prácticos de ingeniería, **ESTA SOBREDIMENSIONADA.**

- ✓ En lo que a la carrera del Vástago se refiere, podemos decir que es muy aproximada a la actual, inclusive, la idea es aumentar la carrera del Vástago Pulido para disminuir la velocidad de Bombeo, para aprovechar la Sumergencia de la Bomba.

- ✓ En cuanto al motor, podemos decir lo mismo, ya que la potencia máxima de trabajo del Motor, es de 32 HP, comparados con los 2.4 HP calculados y que son los que se requieren, es un motor muy grande para operar a las condiciones del sistema de Bombeo.

- ✓ En cuanto al Fillage o análisis de llenado o de capacidad de la Bomba, es muy bajo (apenas el 20%), lo que nos permite afirmar el uso de una Bomba más pequeña, ya que esta Bomba está sobrediseñada en cuanto al aporte de fluido de la formación al pozo, que es menor, siendo similar al caso del Pozo anterior.

5. SOLUCIONES Y RECOMENDACIONES.

Haciendo un análisis de las observaciones hechas y de la interpretación de resultados, se dan a conocer las posibles alternativas de solución y algunas recomendaciones a los problemas más comunes, descritos arriba. Algunas consideraciones claves son:

- ✓ El uso de anclas o separadores de gas como accesorio en la instalación de subsuelo, disminuirá en gran medida, los problemas más comunes asociados a la alta presencia de gas, como un candado de gas, la picadura en las válvulas y en nuestro caso, el Golpe de gas.
- ✓ Usar en todas los nuevos cambios de Bomba, filtro y malla para minimizar los efectos de la presencia de arenas y finos, que ocasionan erosión en las válvulas y embastonamiento de la Bomba.
- ✓ En cuanto a las observaciones hechas en el campo, podemos decir:
 - ✓ El uso de lubricadores sería una gran alternativa, para evitar el calentamiento del Vástago, el daño de los cauchos en el Stuffing Box y posibles fugas a través del mismo.
 - ✓ El uso de la técnica de la “plomada”, para poder centrar la unidad de Bombeo al pozo, y así evitar las excesivas fricciones y vibraciones observadas en las cartas Dinamométricas.
 - ✓ En caso de no solucionar plenamente el problema de las fricciones, usar centralizadores como accesorio en la Instalación de subsuelo.
 - ✓ Verificar y fijar fuertemente al suelo las unidades de Bombeo, para evitar vibraciones.

- ✓ Una de las soluciones más efectivas, a la hora de corregir el “talón de Aquiles”, en la operación del sistema de Bombeo, no solo en este pozo, sino en todos los pozos de estudio, es un estudio del **Tiempo Óptimo de Restauración del Nivel de fluido**. Este seguimiento nos permitirá corregir problemas asociados a la falta de sumergencia de la Bomba que se presentan, tales como:

- ✓ El golpe de Fluido.
- ✓ El Pumped Off, o Bomba que no trabaja.
- ✓ Y otra serie de Inconvenientes asociados a los 2 primeros.

Con la eliminación o reducción de estos 2 graves problemas que se presentan comúnmente en la operación del Sistema de Bombeo Mecánico, que es el común denominador en el campo petrolero de Ancón, se logrará:

- ✓ Reducir el número de intervenciones a los pozos, causados por desgastes en las válvulas y la Bomba, y por ende una reducción en el costo de operación del pozo.
- ✓ Determinar el tiempo óptimo de trabajo del Balancín, para evitar excesos de operación de la unidad cuando no está produciendo.
- ✓ Aumento de la producción.
- ✓ Evitar el sobredimensionamiento de la unidad por la falta de fluido.
- ✓ La necesidad de usar lubricadores, ya que el pozo estaría permanentemente en su funcionamiento, produciendo.

A continuación se presentará el estudio del tiempo óptimo de restauración, para este pozo, el **ANC0584**.

Figura 34. Tiempo óptimo de restauración del pozo ANC0584.



De este gráfico podemos decir, que el tiempo óptimo de restauración o de descanso de la unidad, por análisis de pendientes debe ser en este caso de 7 horas, es decir, descartamos la posibilidad de trabajo de este pozo de 24 horas, por todos los problemas descritos anteriormente. Estas 7 horas son tiempo suficiente, en el cual el pozo presenta una alta recuperación de nivel y dejarlo más tiempo sin operar, no es viable ni técnica ni económicamente.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Al finalizar el presente trabajo, sobre OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO DE LA SECCION 67, podemos concluir:

- ✓ La sección 67 de los campos petroleros “ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO”, es la que más representatividad tiene en cuanto a producción en el campo(es la que sección que más produce), además de tener en mayor % el sistema de levantamiento de BM.
- ✓ El sistema de Bombeo Mecánico, es el sistema de Levantamiento artificial, que representa la mayor producción de la sección, discriminado en cuanto a los otros sistemas de levantamiento
- ✓ Es por eso que se tiene la seguridad que con este estudio, los objetivos y alcances de este proyecto, como lo es, la disminución en los costos de operación y producción por pozo, y un aumento en la producción, se verán fácilmente reflejados.
- ✓ Estos pozos se caracterizan por ser los llamados “pozos estrella”, es decir, los que más producen.
- ✓ Entre las falencias más comunes encontradas en los Pozos de BM fijos de la sección, tenemos:
 - ✓ sobredimensionamiento de las unidades y aparatos de Bombeo.

- ✓ El golpe de fluido.
 - ✓ Golpe de gas.
 - ✓ Mínima y variable restauración de nivel de los pozos.
 - ✓ Presencia de gas.
 - ✓ Excesivo número y promedio de intervenciones (Pulling) a aquellos pozos que presentan problemas de arenas.
 - ✓ Y otros problemas producto de la observación directa de las unidades, como son, Vibraciones, quema de cauchos, Vástago descentrado, entre otros.
 - ✓ Pozos que trabajan mucho tiempo sin nivel. (PUMPED-OFF).
- ✓ La solución más acertada que se plantea en este trabajo, es un seguimiento o estudio del tiempo óptimo de restauración de los pozos.
- ✓ Este estudio probado en algunos pozos, nos arrojó como resultado un cambio en el tiempo de trabajo en las unidades de Bombeo, que en algunos casos, aquellas que trabajaban permanentemente, deberán hacerlo por jornadas.
- ✓ Otra solución que se planteó es en cuanto a modificaciones en cuanto al diseño del aparato de Bombeo se refiere, pero sabemos bien, que no es viable económicamente hacer un cambio de aparato de Bombeo.
- ✓ Una solución que minimiza en parte la eficiente operación del sistema de Bombeo, es haciendo unas variaciones al diseño del equipo de subsuelo, en la mayoría de los casos, las variaciones más importantes fueron:
- ✓ Una disminución en el tamaño de la Bomba.
 - ✓ Un aumento en la carrera del Vástago Pulido.
 - ✓ El uso de accesorios, como centralizadores, anclas de gas y lubricadores.

- ✓ El uso, en el caso de los pozos con problemas de arena, Bombas tipo RWT o SAND-PUMP.
 - ✓ Disminución en la luz del Pistón, debido a la alta gravedad API del crudo, para minimizar los escurrimientos entre el pistón y la camisa de la Bomba.
 - ✓ Disminución en la velocidad de Bombeo.
- ✓ Recomendaciones prácticas de procedimiento de campo, a la hora de hacer un seguimiento y detectar posibles fallas en cuanto al funcionamiento de la unidad de Bombeo Mecánico, son las siguientes:
- ✓ Verificar de forma continua si el pozo “produce”. Esto se logra abriendo la válvula de chequeo o de “purga”, que se encuentra en la cabeza de pozo, a la salida del tubing.
 - ✓ En caso de no observar producción por este procedimiento, se recomienda cerrar la línea de flujo o Flowline y la válvula de chequeo y medir la presión. Un aumento de presión nos indicará producción.
 - ✓ Medir diariamente la producción del pozo, en nuestro caso, en los volúmetros de la estación 67, poniendo el pozo a prueba, llevando una estadística de dicha producción y observar en forma continua la evolución de la misma. En caso de notar una disminución de la producción, se tomarán las medidas necesarias para restaurarla o establecer las posibles causas de tal situación. También la prueba se puede realizar, desplazando un tanque cerca de la locación del pozo.
- ✓ En muchos pozos se observaba un golpe al final de la carrera del Vástago Pulido, hecho que se conoce como, poner a “golpear el pozo”. Esto ocurre, cuando al final de la carrera, se produce un golpe entre las válvulas fija y viajera. Se recomienda evitar tal situación, ya que provoca con el tiempo, daño en las válvulas y por ende, ocasiona una intervención por un cambio prematuro en la Bomba. Para remediar tal situación, se

aconseja modificar la posición del Vástago cromado con la grampa de colgar, de modo de hacer elevar el vástago un poco hacia arriba.

- ✓ En la selección correcta del aparato de Bombeo Mecánico, hay que tener en cuenta, factores como la carga Máxima en el Vástago Pulido (PPRL), el Torque Máximo (PT), los cuales se obtuvieron por el análisis Dinamométrico.
- ✓ En cuanto al otro parámetro para la selección de la unidad, que es la Carrera del Vástago cromado, será seleccionada de una forma optima, que permita aprovechar al máximo, la sumergencia de la Bomba, a pesar del bajo nivel de fluido e intermitencia de los pozos.
- ✓ Para la selección de los aparatos de Bombeo, se tuvo en cuenta, la tabla de clasificación de los aparatos de Bombeo, según norma API Std 11E.
- ✓ El hecho de que la capacidad de las unidades de Bombeo actuales sobrepasen las reales condiciones de operación del pozo, en cuanto a los rangos de carga y Torque, no son garantía de un diseño óptimo, ya que con unidades más pequeñas en cuanto a esos parámetros se demostró que pueden satisfacer plenamente, esas condiciones de operación.
- ✓ Fue indispensable en el desarrollo del presente trabajo, el uso y análisis de las cartas Dinamométricas, como herramienta en el seguimiento y control de la operación de las unidades de Bombeo Mecánico y cuyos datos interpretados y resultados obtenidos de las mismas, nos permitieron determinar las principales falencias en el sistema, que básicamente son de tipo mecánico ya que permitirán por ende, una operación más económica, en cuanto a costos de producción se refiere.

- ✓ El “golpe de fluido”, que es uno de los problemas más comunes en la operación del Sistema de Bombeo Mecánico de los pozos estudiados, es causante de 2 graves inconvenientes que causan las intervenciones y por ende, aumento en los costos de operación, estos son:
 - ✓ Disminución en la vida útil de la Sarta de Varillas, por “pandeo” continuo de estas.
 - ✓ Disminución en la eficiencia de la Bomba de subsuelo, por desgaste prematuro en sus válvulas.

- ✓ Las soluciones encontradas y estudiadas en el presente trabajo, que pueden reducir los efectos de dicho problema, son:
 - ✓ El uso de un menor desplazamiento de la Bomba, que se logra bajando la velocidad de Bombeo y/o la carrera del Vástago Pulido.
 - ✓ Trabajar con un pistón más pequeño del actual, que tenga la capacidad de sostener la producción del pozo, es decir, que mantenga un buen nivel de Sumergencia.
 - ✓ Tener en cuenta el estudio de recuperación de nivel de Fluido del pozo, que nos permitirá establecer el tiempo óptimo de restauración del pozo, para tener operando con buen nivel y sacar al máximo, el fluido producido en el tiempo necesario y evitar excesos en la unidad de Bombeo.

- ✓ En este caso especial de los pozos BM de estudio, no es aconsejable o no se cumple la lógica, afirmando que un aumento en la velocidad de Bombeo repercutirá en un aumento de producción, al contrario, hará en este caso, debido a la lenta restauración, que la Bomba se quede rápidamente sin nivel, provocando cargas innecesarias en la estructura y

fatiga en la sarta de varillas, debido a los efectos de aceleración. Por eso se recomiendan velocidades de Bombeo Bajas y carreras del Vástago Pulido largas.

- ✓ En aquellos pozos donde sea común, la pérdida en las válvulas por desgaste en las mismas, se recomienda bajar una Bomba con doble válvula, por si se daña una, la otra la reemplaza y así, se ahorra una intervención por cambio de Bomba.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- ✓ BASE DE DATOS DE INFORMACIÓN DE LOS CAMPOS PETROLEROS “ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO” DE LOS POZOS DE LA COMPAÑÍA PACIFPETROL S.A.

- ✓ ARCHIVOS DE REFERENCIA DE LA COMPAÑÍA PACIFPETROL S.A.

- ✓ T.W.E. NIND. FUNDAMENTOS DE PRODUCCION Y MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLIFEROS. PRIMERA EDICION, MEXICO: EDITORIAL LIMUSA S.A., 1987.

- ✓ CRAFT, B. HOLDEN, W. GRAVES, D. Well Design: Drilling and Production, 1962.

- ✓ BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2^a. 1975.

- ✓ DONELLY, Richard. Oil and Gas Production: Beam Pumping. Division of Continuing education, The University of Texas and Austin, 1986.

- ✓ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API “Recommended practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping System”, Third Edition , 1977 Washington, D.C.
- ✓ BERGANTINO FRANCISCO, “Fundamentos de Bombeo mecánico”, Segunda Edición 1995, Argentina.

- ✓ ITURRALDE MORTOLA, Julio Andrés. Diseño de Instalaciones de Bombeo Mecánico para pozos de la Península de Santa Elena. Guayaquil-Ecuador: Departamento de Geología, Minas y Petróleo, ESPOL, 1980.

- ✓ RODRIGUEZ, Rafael. Optimización del Bombeo Mecánico del Campo Tigre. Guayaquil-Ecuador: Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, ESPOL, 1996.

- ✓ Manual del TWM Software de Echometer Company.

- ✓ TAKACS, Gabor. Modern Sucker-Rod Pumping. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma, 1993.

- ✓ DIFERENTES PAPERS RELACIONADOS CON EL TEMA.