

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POR BOMBEO DE
CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL ÁREA MAYOR DE
SOCORORO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Angulo R. Víctor M.,
Plazola A. Pedro R.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POR BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Sandro Gasbarri
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Jesús Patiño

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Angulo R. Víctor M.,
Plazola A. Pedro R.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2006

Caracas, Junio 2006

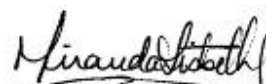
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Angulo R. Víctor M. y Plazola A. Pedro R., titulado:

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POR BOMBEO DE CAVIDADES
PROGRESIVAS EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO”**

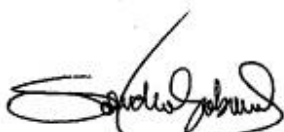
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Pedro Martorano
Jurado



Prof. Lisbeth Miranda
Jurado



Prof. Sandro Gasbarri
Tutor Académico



Ing. Jesús Patiño
Tutor Industrial



DEDICATORIA

...A Dios Padre por haberme permitido llegar hasta aquí, por protegerme, por no dejarme solo, por ser mi espada y mi escudo.

...A ti Divino Niño por haberme devuelto la fe perdida en los momentos en que dude poder hacerlo... mira, ¡lo hicimos!, si se pudo y esto me ha enseñado que ¡si se puede!

...Al activo más valioso que tengo: mi familia, gracias por esperar.

...A Carmen de Angulo, mamá: me has dado tanto que siento que contigo he incurrido en una deuda que no podré pagarte jamás... pero haré el intento, te quiero mucho.

...A mi cuñada y hermanos por haber sido mi apoyo en todo momento, por la constancia que siempre me han demostrado, por quererme.

...A mis sobrinos, por haberlos visto desde bebés, por alegrarme el rato, por desordenarme el cuarto, por todo el cariño que me dan.

...A Rayo, por ser el otro miembro de la familia que me recibe cada día como si no me hubiese visto en una semana, para mí eso es cariño... sería ingratitud no incluirlo.

...A la Universidad Central de Venezuela, por haberme dado la oportunidad y patrocinar este anhelo mío de tener un título universitario.

...Y a todas aquellas personas que creyeron en mí que estuvieron conmigo y me ayudaron de cualquier manera.

Víctor Angulo

DEDICATORIA

... A Dios por estar a mi lado en todo momento y darme la oportunidad de ser una mejor persona cada día...

... A mi familia por el apoyo y motivación día a día, mi Papá, mi Mamá, Ernesto (El Simpsons) y en especial a mi hermana Lidumar (Loqui), que a pesar de la distancia siempre ha estado presente en todo momento dándome su apoyo y fuerza para seguir adelante, esto es para ustedes... Gracias !!!...

... A mis amigos de la Universidad que dejaron una huella imborrable en mi vida, Ender(El Cachete), Raúl (Jump), Harrysong (Haddy), Luis (El Monstruo), Mayralit (May) y a muchos otros que no he nombrado porque no alcanzarían las páginas...Gracias a todos !!!

... A mi novia Juvenyn Latuff (Muñeca) por acompañarme en este importante trayecto de mi vida compartiendo día a día en las buenas y en las malas...también a su hermana Jenny (Jennita) Gracias a ambas !!!...

...A Juan Carlos Lavado, por una amistad excepcional...Gracias Profesor!!!

...A el Ensemble “Oro Negro” William (Wallas), Luis (Flois), Army (...zulia), Marlon (Chipola)... por los tiempo llenos de música y una gran amistad en el transcurso de la carrera...Gracias a todos !!!

...A mi compañero de tesis Víctor (La Mente), por los años de amistad y por soportarme en la realización de este Trabajo Especial de Grado...Gracias!!!

Pedro Plazola

AGRADECIMIENTOS

- ✓ Principalmente a Dios por darnos vida, paciencia y constancia para lograr nuestra meta.
- ✓ A nuestros padres por darnos la vida, apoyarnos y facilitarnos todo cuanto necesitamos. Gracias por toda la compañía, confianza y paciencia.
- ✓ A la Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería y Escuela de Petróleo por habernos dado la oportunidad de formarnos como profesionales.
- ✓ Al Ingeniero Sandro Gasbarri, por su apoyo en todo momento desde antes del inicio de este trabajo de grado cuando era sólo nuestro profesor en el área de producción.
- ✓ Al Ingeniero Jesús Patiño, por todas las consultas, lecciones, atenciones y recomendaciones durante todo este tiempo. Gracias por no habernos dejado solos en el camino.
- ✓ Al Ingeniero Hermes Romero por haber sido nuestro guía durante nuestra estadía en Pariaguán, por sus consejos, revisiones y recomendaciones.
- ✓ A todo el personal de PetroUCV, por su apoyo y colaboración que nos permitió la realización de este trabajo.
- ✓ A todos nuestros amigos, compañeros de clases y todas aquellas personas que de alguna manera contribuyeron para que este proyecto se llevara a cabo.

RESUMEN

**Angulo R., Víctor M.
Plazola A., Pedro R.**

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POR BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO

**Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri.
Tutor Industrial: Ing. Jesús Patiño.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.
Año 2006, 120p**

Palabras Claves: Bomba de Cavidades Progresivas, Campo Socororo, Elastómeros.

Resumen: En los sistemas de producción actuales se cuenta con diversos métodos aplicables a las diferentes características que presentan los pozos. El sistema de Bomba de Cavidades Progresivas (BCP) es uno de los métodos más comunes para pozos que producen crudos medianos y pesados. Este método tiene un reducido costo de instalación y de mantenimiento, ocupa poco espacio en superficie y opera a un bajo nivel de ruido comparado a otros sistemas tradicionales.

Actualmente en el Área Mayor de Socororo (AMS) se encuentran diversas Bombas de Cavidades Progresivas en producción desde julio de 2003 operadas bajo ciertas condiciones de operación, las cuales han presentado en algunos casos buenos desempeños y en otros casos fallas operativas y/o de selección de equipos.

Este sistema presenta ciertas limitaciones: profundidad de instalación, corte de gas, presencia de finos, H_2S , CO_2 y/o aromáticos, velocidad de operación y problemas mecánicos con la sarta de cabillas son algunos de ellos. Sin embargo, la compatibilidad entre el elastómero de la BCP y los fluidos producidos por el pozo es la principal limitación.

Este trabajo presenta estadísticas de producción del AMS, evaluando la manera en que se han hecho los diseños de completación para BCP, pero principalmente se hace una evaluación de la experiencia con BCP junto con sus elastómeros para distintos pozos en el AMS desde julio de 2003 hasta diciembre de 2005. Se destacan las fallas que se han presentado en el campo, en algunos casos ocasionadas por los equipos y en otros por razones ajenas al equipo de producción.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS	xii
ÍNDICE DE FIGURAS	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1 Bombeo de Cavidades Progresivas	3
1.1.1 Antecedentes ^(9,17)	3
1.1.1.1 El comienzo de BCP en la producción petrolera ⁽¹³⁾	4
1.1.1.2 Experiencia Venezolana con BCP ⁽¹⁶⁾	6
1.1.1.3 Funcionamiento de una Bomba de Cavidades Progresivas ⁽⁹⁾	7
1.1.1.4 Ventajas del sistema de Bomba de Cavidades Progresivas para los pozos de petróleo ⁽⁹⁾	9
1.1.1.4.1 Ventajas económicas del BCP.....	9
1.1.1.4.2 Ventajas físicas del BCP	9
1.1.1.5 Otras aplicaciones	10
1.1.1.6 Limitaciones del BCP.....	10
1.1.2 Componentes de la BCP ^(9,17)	12
1.1.2.1 Componentes de superficie	12

1.1.2.2 Componentes de subsuelo	14
1.2 Mejores desempeños a nivel mundial DE BCP ⁽²¹⁾	17
1.3 Problemas típicos de las BCP.....	18
1.3.1 Interferencia de gas ^(9,12)	19
1.4 Descripción del Área Mayor de Socororo ^(12, 14,16)	20
1.4.1 Características generales del área.....	20
1.4.2 Distribución geográfica del área	26
1.4.2.1 Área 1: Socororo Este	26
1.4.2.2 Área 2: Socororo Oeste	26
1.4.2.3 Área 3: Caricari	27
1.4.2.4 Área 4: Cachicamo	27
1.5 Mecanismos de producción ^(8,10)	28
1.5.1 Estimación de los fluidos presentes	28
1.5.1.2 Producción acumulada	29
1.5.1.3 Historia de producción	29
1.6 Estado actual de los fluidos ^(14,16)	31
1.6.1 Distribución presente de los fluidos	31
1.6.2 Presiones y temperaturas.....	31

1.6.2.1 Temperatura de las arenas	32
1.7 Producción de arena – el problema más frecuente ⁽¹¹⁾	32
1.8 Planes para reducir la incertidumbre geológica	33
1.9 Evaluación económica ⁽⁶⁾	33
1.9.1 Período de recuperación de capital.....	34
1.9.2 Tasa de descuento mínima requerida (TMR).....	34
1.9.3 Valor presente neto (VPN).....	35
1.9.4 Valor anual (VA).....	35
1.9.5 Tasa interna de retorno (TIR).....	36
CAPÍTULO II	37
2.1 Recopilación de información	37
2.1.1 Información básica	37
2.1.2 Información teórica	38
2.2 Elaboración de una base de datos estadística de las características generales de producción del AMS	38
2.3 Creación de la base de datos de BCP junto con sus elastómeros instaladas en el AMS.....	38
2.4 Evaluación del diseño de las BCP en el AMS	39

2.5 Evaluación de los aspectos de operación en el AMS	39
2.5.1 Evaluación de los aspectos generales de operación	39
2.5.2 Evaluación de los aspectos específicos de operación para las áreas ..	39
2.6 Evaluación de las experiencias de los elastómeros	40
2.7 Evaluación económica.....	40
2.8 Conclusiones y recomendaciones.....	40
CAPITULO III	41
3.1 Distribución de pozos por arenas	41
3.2 Estadísticas de producción mensual para diciembre de 2005	43
3.3 Base de datos de las BCP instaladas en el AMS	45
3.4 Elastómeros	46
3.5 Diseño de las BCP en el Campo Socororo	49
3.6 Aspectos generales de operación.....	51
3.6.1 Motores.....	54
3.6.2 Cabezales.....	55
3.7 Experiencia operacional en el área Este del Campo Socororo	56
3.7.1 Descripción operacional del pozo ES-401	61
3.7.2 Descripción operacional del pozo ES-404	61

3.7.3 Descripción operacional del pozo ES-451	62
3.7.4 Descripción operacional del pozo ES-454	64
3.7.5 Descripción operacional del pozo ES-455	64
3.7.6 Descripción operacional del pozo ES-456	64
3.7.7 Descripción operacional del pozo ES-460	65
3.7.8 Descripción operacional del pozo ES-461	65
3.7.9 Descripción operacional del pozo SOC-5	65
3.8 Experiencia operacional en el área Oeste del Campo Socororo.....	66
3.8.1 Descripción operacional del pozo ES-452	72
3.8.2 Descripción operacional del pozo ES-453	73
3.8.3 Descripción operacional del pozo ES-457	73
3.8.4 Descripción operacional del pozo ES-458	74
3.9 Evaluación de los elastómeros	76
3.9.1 Primera BCP para el pozo ES-451 (julio 2003)	78
3.9.2 Primera BCP para el pozo ES-452 (diciembre 2003)	82
3.9.3 Primera BCP para el pozo ES-457 (octubre 2004)	87
3.9.4 Análisis de compatibilidad	91
3.10 Evaluación económica.....	93

CONCLUSIONES	101
Conclusiones generales	101
Conclusiones específicas.....	102
RECOMENDACIONES	103
Recomendaciones generales.....	103
Recomendaciones específicas	104
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
Anexo 1.- Estadísticas del pozo ES-401	108
Anexo 2.- Estadísticas del pozo ES-404	109
Anexo 3.- Estadísticas del pozo ES-451	111
Anexo 4.- Estadísticas del pozo ES-452	113
Anexo 5.- Estadísticas del pozo ES-453	114
Anexo 6.- Estadísticas del pozo ES-455	115
Anexo 7.- Estadísticas del pozo ES-457	116
Anexo 8.- Estadísticas del pozo SOC-5.	117
Anexo 9.- Análisis cromatográfico del pozo ES-401	118
Anexo 10.- Análisis cromatográfico del pozo ES-451	119
Anexo 11.- Análisis cromatográfico del pozo ES-452.....	120

Anexo 12.- Análisis cromatográfico del pozo ES-455.....	121
---	-----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Estadísticas de Pozos del campo de Socororo para diciembre de 2005.....	42
Tabla 2.- Producción de los pozos por BCP para diciembre de 2005.....	44
Tabla 3.- Tabla de Datos de las BCP instaladas en Socororo.	45
Tabla 4.- Distintos elastómeros que ofrece el fabricante PCM.....	46
Tabla 5.- Distintos elastómeros que ofrece el fabricante Geremía.	47
Tabla 6.- Distintos elastómeros que ofrece el fabricante Moyno.....	48
Tabla 7.- Distintos elastómeros que ofrece el fabricante Netzsch.	48
Tabla 8.- Características del diseño de BCP utilizado en el AMS.	50
Tabla 9.- Lista cronológica de BCP dañadas en Socororo.....	51
Tabla 10.- Lista cronológica de fallas ocurridas con el sistema BCP en Socororo.	52
Tabla 11.- Especificaciones de completación de los pozos del área este.....	56
Tabla 12.- Últimos niveles medidos de diferentes pozos del área este.	58
Tabla 13.- Número de monitoreos recibidos en el 2005 para los pozos del área este del AMS.	60

Tabla 14.- Fallas mecánicas (por cabillas) presentadas durante la historia de producción con BCP en el área este del AMS.	60
Tabla 15.- Especificaciones de completación de los pozos del área oeste.....	66
Tabla 16.- Niveles de diferentes pozos del área oeste.....	67
Tabla 17.- Número de monitoreos recibidos en el 2005 para los pozos del área oeste del AMS.	71
Tabla 18.- Fallas mecánicas (por cabillas) presentadas durante la historia de producción con BCP en el área oeste del AMS.	72
Tabla 19.- Resumen de las principales características del Área este.	75
Tabla 20.- Resumen de las principales características del Área oeste.	75
Tabla 21.- Características de los diferentes pozos activos del AMS sobre elastómeros.....	76
Tabla 22.- Análisis químico de CO ₂ y H ₂ S para los pozos ES-401, ES-451 y ES-455.....	77
Tabla 23.- Cronología de las fallas por elastómeros del AMS.....	78
Tabla 24.- Resumen del análisis de compatibilidad hecho por BCP-VEN al pozo ES-452.	87
Tabla 25.- Tarifas de gas y electricidad. ⁽²¹⁾	93
Tabla 26.- Parámetros de operación.....	94
Tabla 27.- Consumo y costo de gas para motor de combustión a gas.....	95

Tabla 28.- Consumo y costo de energía para motor eléctrico	95
Tabla 29.- Comparación entre los sistemas de potencia	99
Tabla 30.- Horizonte económico para 5 años.....	99
Tabla 31.- Flujo de caja / costos.....	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.- René Moineau, creador de la primera BCP.	3
Fig. 2.- Esta es la estructura típica de superficie de un pozo que produce por BCP, el cabezal es un Weatherford M4.	4
Fig. 3.- La poca cantidad de espacio requerido en superficie y el bajo nivel de ruido operacional generado por la BCP la convierte en una opción atractiva para su uso en zonas pobladas.	5
Fig. 4.- Serie de pozos produciendo con BCP en el campo de Cerro Negro. ...	7
Fig. 5.- Rotor y Estator, componentes básicos de la BCP.	8
Fig. 6.- Componentes típicos de superficie de BCP.	12
Fig. 7.- Componentes típicos de subsuelo de BCP.	14
Fig. 8.- Ubicación geográfica del Área Mayor de Socororo.	20
Fig. 9.- Estructura geológica de la cuenca oriental de Venezuela.	23
Fig. 10.- Producción mensual para diciembre de 2005.	41
Fig. 11.- Pozos activos para diciembre de 2005.	41
Fig. 12.- Pozos productores por arena para diciembre de 2005.	42
Fig. 13.- Producción mensual de las distintas arenas del AMS para diciembre de 2005.	43

Fig. 14.- Porcentaje de producción para los pozos por BCP durante diciembre de 2005.	44
Fig. 15.- Distribución de BCP para los diferentes proveedores.	49
Fig. 16.- Ventana de resultados de las herramientas acústicas computacionales aplicadas al pozo ES-453, Agosto 2005.	53
Fig. 17.- El motor Arrow VRG330 es la principal fuerza motriz de los pozos por BCP del AMS.	54
Fig. 18.- Cabezal Moyno DA3 en el pozo SOC-5.	55
Fig. 19.- Cabezal Weatherford M2 en el pozo ES-461.	55
Fig. 20.- Cabezal KUDU VH100 en el pozo ES-455.	55
Fig. 21.- Producción por pozos del área Este del Campo Socororo para diciembre 2005.	57
Fig. 22.- Producción por arenas del área Este del Campo Socororo para diciembre 2005.	57
Fig. 23.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-401.	58
Fig. 24.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-451.	59
Fig. 25.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-455.	59
Fig. 26.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo SOC-5.	59
Fig. 27.- Estadísticas de producción del área Oeste, diciembre 2005.	67
Fig. 28.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-452.	68

Fig. 29.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-453.....	69
Fig. 30.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-457.....	69
Fig. 31.- Gráfica RGP vs Tiempo del pozo ES-451.....	79
Fig. 32.- Gráfica RPM vs Tiempo del pozo ES-451.....	79
Fig. 33.- Gráfico Eficiencia vs Tiempo ES-451.....	80
Fig. 34.- Segmentos de la BCP del pozo ES-451.....	80
Fig. 35.- Sección desgastada del rotor de la BCP del pozo ES-451.....	81
Fig. 36.- Gráfico de RGP vs Tiempo del pozo ES-452.....	83
Fig. 37.- Gráfico de RPM vs Tiempo del pozo ES-452.....	83
Fig. 38.- Gráfico de Eficiencia vs Tiempo del pozo ES-452.....	84
Fig. 39.- Segmentos de la BCP del pozo ES-452.....	85
Fig. 40.- Elastómero desgarrado y desprendido de la base tubular, extremo de descarga. Pozo ES-452.....	86
Fig. 41.- Sección de descarga de la BCP del ES-457.....	89
Fig. 42.- Sección central de la BCP del pozo ES-457.....	90
Fig. 43.- Sección de succión de la BCP del pozo ES-457.....	90
Fig. 44.- Extracto del Análisis de Compatibilidad de la empresa Weatherford, obsérvese que este análisis fue hecho sólo a temperatura de fondo.....	91

Fig. 45.- Extracto de análisis de compatibilidad de la empresa Inpegas, obsérvese que esta prueba fue realizada sólo a temperatura de fondo.	92
---	----

INTRODUCCIÓN

El Área Mayor de Socororo (AMS) se encuentra ubicada geológicamente en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (Suroeste del Área Mayor de Oficina) y comprende un bloque irregular de unos 270 kilómetros cuadrados. Geográficamente está situada en las inmediaciones de la población de Pariaguán y la componen los campos petrolíferos de Socororo, Cachicamo y Caricari.

En esta región las arenas prospectivas se concentran mayormente en las Formaciones Oficina y Merecure, de edad Mioceno y Oligoceno; presentándose los yacimientos en general dentro de trampas estructurales. La característica común en el área para las arenas contentivas de hidrocarburos viene a ser la lenticularidad recurrente, así como también el poco espesor que desarrollan, lo cual históricamente ha complicado la explotación del área en general.

Este estudio se realizó en una serie de pozos ubicados en dos áreas (Este y Oeste), el área Este se encuentra comprendida por los pozos: ES-401, ES-451, ES-455, ES-460, ES-461 y SOC-5 y el área Oeste comprendida por los pozos: ES-453 y ES-458, los cuales se encontraban en producción con Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) para diciembre de 2005.

El objetivo general de este Trabajo Especial de Grado es realizar un estudio completo para conseguir la optimización del proceso de producción por BCP en el Área Mayor de Socororo.

Entre los objetivos específicos están:

- Estudiar la historia de producción de todos los pozos del AMS que estén operando bajo BCP con el objeto de determinar cual ha sido la experiencia de la zona.
- Evaluar el método de operación de los pozos que ya producen por BCP en el AMS.
- Determinar cuales son los problemas de producción típicos del AMS.
- Estudiar los sistemas de producción actuales y determinar en cada caso si existe una mejor manera de producir el pozo.
- Realizar una evaluación económica sobre los sistemas de potencia para BCP aplicables en el AMS.

Con base a la data obtenida, se realizó un estudio estadístico que nos permitió clasificar las bombas según sus características, ya que en las mismas se reflejan aspectos generales, como fecha de instalación, fallas que han presentado y los reemplazos que se han llevado a cabo desde el inicio de la operación. De esta forma se ha logrado reunir la información más importante para determinar la experiencia obtenida en los pozos del AMS.

En la configuración física de las BCP, se hace presente el elastómero, cuyo componente de dicho equipo, es quizás el más afectado a condiciones de pozo por factores como la temperatura, cortes de gas, agentes corrosivos e incompatibilidad con los fluidos. Para mejorar la decisión de selección de los elastómeros, se dispone de herramientas como el análisis de fallas y el análisis de compatibilidad entre los fluidos, los cuales son provistos por empresas de servicios.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1 Bombeo de Cavidades Progresivas

1.1.1 Antecedentes ^(9,17)

La historia del bombeo de cavidades progresivas puede ser llevada hasta finales de los años 20, cuando René Moineau diseñaba aeroplanos y buscaba un compresor para incrementar la potencia de los motores. En 1930 la Universidad de París otorgó a Moineau un doctorado en ciencias por su tesis sobre “nuevo capsulismo” y esta fue su disertación pionera para que fuera conducido a los fundamentos del bombeo de cavidades progresivas.



Fig. 1.- René Moineau, creador de la primera BCP.

Moineau diseñó un compresor rotatorio de tipo tornillo, y creó un mecanismo capaz de crear variaciones de presión en un fluido, también descubrió que su equipo podía desplazar eficientemente los fluidos y logro aplicar su diseño a bombas, compresores y motores. Uno de esos diseños tomó la forma de lo que se conoce actualmente como bomba de cavidades progresivas.

A principio de los años 30, René Moineau llenó su primer formulario para una patente de bomba de cavidades progresivas en Francia. En 1932, formó equipo con el

ingeniero mecánico Robert Bienaimé para fundar PCM Pompes, que se convirtió en la primera compañía en fabricar bombas de cavidades progresivas. En los siguientes años otras compañías obtuvieron la tecnología. Desde entonces, estas bombas han sido ampliamente utilizadas para transferencia de fluidos en un gran rango de aplicaciones industriales que incluyen la industria agroalimentaria, del tratamiento de las aguas y, de manera general, de las industrias de procesos.

1.1.1.1 El comienzo de BCP en la producción petrolera⁽¹³⁾

En la industria petrolera se ha usado BCP desde hace más de cincuenta años, aunque principalmente para la transferencia de petróleo en superficie.



Fig. 2.- Esta es la estructura típica de superficie de un pozo que produce por BCP, el cabezal es un Weatherford M4.

En los ochenta, las compañías de exploración y diseño estaban buscando soluciones para el bombeo de crudos pesados en ambientes arenosos y/o viscosos. La aproximación lógica fue modificar la tecnología BCP para aplicaciones en fondo de pozo debido a su capacidad para bombear fluidos viscosos y abrasivos a gran presión.

Sin embargo, había dificultades técnicas concernientes al movimiento de la bomba en el fondo. Esto requirió el diseño de piezas que pudieran transferir el movimiento rotacional de las cabillas a la bomba. Teniendo éxito ante este problema, la principal área de aplicación para BCP en producción de crudo tomó lugar en Canadá, donde la arena y los crudos muy viscosos son un gran problema.

Sobre los pasados 20 años las innovaciones han ampliado el rango de aplicaciones para BCP, incluyendo una gran variedad de tipos de fluidos a altas presiones y grandes volúmenes. Como resultado, la BCP ha reemplazado otros tipos de bombeo debido principalmente a su excelente eficiencia y bajo costo inicial.



Fig. 3.- La poca cantidad de espacio requerido en superficie y el bajo nivel de ruido operacional generado por la BCP la convierte en una opción atractiva para su uso en zonas pobladas.

Como sistema de levantamiento artificial, las aplicaciones de BCP van desde crudos de 8 grados API hasta crudos de 30 grados API. Con potencia de hasta 300HP y perfiles hidráulicos produciendo hasta 6.400 bpd. Se pueden manejar fluidos desde 0.5 cP hasta 3.000 cP. Incluso cuando las variaciones de viscosidad son significantes,

la tasa de flujo sólo varía ligeramente y la bomba continúa trabajando a ritmo constante. Si se espera que el fluido contenga arena, un diseño conservador puede incrementar la vida útil del rotor y el estator, pero al costo de incrementar la inversión.

La BCP es una tecnología nada despreciable para actividades costa afuera debido a su alta versatilidad en el diseño, permitiéndole manejar partículas de arena, gas y agua con trazas de crudo. Debido a su baja velocidad de salida y la transferencia de las cavidades progresivas, el crudo y el agua no se mezclan en la bomba. Esto incrementa substancialmente la eficiencia general de cualquier instalación de separación cuando se compara el BCP con el bombeo electro centrífugo.

1.1.1.2 Experiencia Venezolana con BCP ⁽¹⁶⁾

A partir de 1983, Maraven comenzó a instalar estas bombas iniciando su primera etapa de evaluación. Desde su comienzo se presentaron problemas mecánicos a nivel del equipo de superficie, debido a la poca experiencia del personal en el manejo de este sistema. Luego, a partir de 1988 comenzó la segunda etapa de evaluación en el cual se han obtenido mejores resultados al utilizar este método de levantamiento.

Actualmente solo en los campos de Costa Bolívar (Lagunillas, Tía Juana y Cabimas), existen aproximadamente 300 pozos instalados, y en todo el país, cerca de 450 pozos. En Bare las BCP se empezaron a instalar en 1994 con la perforación de los primeros pozos horizontales, al año siguiente se instaló una mayor cantidad de equipos en los campos Bare y Arecuna para pozos con potencial esperado menor de 1.000 BPD.

En el AMS se han implementado con éxito las BCP, han resultado más económicas de adquirir cuando se les compara con el bombeo mecánico y sus gastos operativos son bajos. Dado que en el AMS no existe suministro eléctrico el Bombeo

Electro Sumergible (BES) esta descartado, de hecho, la fuerza motriz que mueve las BCP en el AMS es proporcionada por motores de combustión a gas, que toman el gas del propio pozo y proporcionan una potencia aproximada de 60HP.



Fig. 4.- Serie de pozos produciendo con BCP en el campo de Cerro Negro.

1.1.1.3 Funcionamiento de una Bomba de Cavidades Progresivas ⁽⁹⁾

El movimiento comienza desde la superficie, donde un motor, bien sea eléctrico o de combustión interna, le transmite movimiento rotacional a una sarta de cabillas a través de distintos engranajes. Los engranajes transmiten el movimiento y reducen las revoluciones altas del motor para obtener las revoluciones deseadas en la sarta de cabillas.

El movimiento transmitido por la sarta de cabillas es transferido a través de distintos acoples hasta el rotor de la bomba.

La Bomba de Cavidades Progresivas es una máquina rotativa de desplazamiento positivo, compuesta por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles (Véase la Fig. 5). El efecto de bombeo se obtiene a través de cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator.

El crudo es desplazado en forma continua hasta la superficie por efecto del rotor que gira dentro del estator, formando de esta manera cavidades progresivas ascendentes. La eficiencia volumétrica de estas bombas es afectada por la presencia de gas libre en la succión y la viscosidad del crudo.



Fig. 5.- Rotor y Estator, componentes básicos de la BCP.

Los componentes de la bomba deben satisfacer requerimientos tales como: resistencia química a la acción del fluido que maneja, adecuada resistencia térmica y óptimas propiedades mecánicas que garanticen el ajuste entre los componentes básicos del sistema, a fin de garantizar el funcionamiento óptimo de la bomba.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a bajas velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua, así como también son ideales para manejar crudos de mediana y baja gravedad API.

1.1.1.4 Ventajas del sistema de Bomba de Cavidades Progresivas para los pozos de petróleo ⁽⁹⁾

1.1.1.4.1 Ventajas económicas del BCP

- La mitad del costo de inversión que un sistema de bombeo mecánico, y 1/5 del costo de una bomba electrosumergible.
- Consume la mitad de la potencia de una bomba mecánica y 1/3 de la potencia de una bomba electrosumergible (la potencia representa 2/3 de los gastos operacionales de un pozo de alto porcentaje de agua).
- Costos mínimos de transporte y de instalación (el sistema completo se puede transportar en una camioneta de 3/4 Ton).
- Ocupa poco espacio, ideal para plataformas costa afuera.
- Más vida útil entre reparaciones.

1.1.1.4.2 Ventajas físicas del BCP

- Bomba de bajo cizalleo, no crea emulsiones.
- Bomba de tipo volumétrica. El gasto varía con la velocidad y no varía mucho con la altura, si esta por debajo de la altura nominal.
- Buena bomba multifásica: a 500 rpm, maneja un 50% de gas libre a la succión de la bomba, y 75% a 100 rpm.
- No se bloquea por gas.
- Simplicidad –sólo 2 partes- rotor y estator.
- Mejor bomba para resistir las partículas abrasivas.
- Mejor bomba para crudos de alta viscosidad.
- Resiste bien la corrosión.
- Preferiblemente debería ser localizada debajo de las perforaciones con el fin de mejorar la separación del gas.

- La tasa de flujo es uniforme, sin pulsaciones o surgidos inducidos por la bomba, lo que facilita medición y tratamiento.

1.1.1.5 Otras aplicaciones

- Bombas de inyección, instaladas en los pozos cerca de la superficie. La distribución del agua con bombas centrífugas de baja presión se puede efectuar por tuberías de plástico enterradas, lo que elimina los problemas de corrosión y congelación.
- Bombas reforzadoras de alta presión en configuración horizontal.
- Bombas de inyección de fondo para desagüe y eliminación.
- Bombas de fondo para inyección de agua en pozos de petróleo.

1.1.1.6 Limitaciones del BCP

- El ambiente químico operacional de la bomba puede afectar el elastómero, hinchándolo o deteriorándolo por la exposición a ciertos fluidos.
- Es propensa a reducir su eficiencia volumétrica al bombear cantidades sustanciales de gas.
- La rotación del rotor a través de la sarta de cabillas no facilita el uso efectivo de raspadores dentro de la tubería de producción para el control de parafinas.
- El estator tiende a sufrir daños permanentes si la bomba trabaja al vacío, aún en períodos cortos de tiempo.
- La temperatura a la profundidad de la bomba afecta el elastómero.
- No opera con eficiencia a grandes profundidades debido a los problemas generados por las grandes extensiones de las sargas de cabillas.

El BCP tiene sus limitaciones, pero estas no han sido un problema que no pueda ser superado a medida que avanza la tecnología.

El principal problema que puede suscitar el ambiente químico es el hinchamiento del elastómero. El ajuste que debe existir entre rotor y estator tiene que ser un ajuste exacto. Si el ajuste es demasiado débil la bomba disminuirá dramáticamente su eficiencia. Cuando el estator se hincha, el ajuste entre rotor y estator se hace demasiado fuerte lo cual genera una mayor fricción de la prevista entre rotor y estator reduciendo en gran medida la vida útil del estator. Hoy en día existen análisis de laboratorio que buscan predecir el comportamiento de los elastómeros para las condiciones del pozo. Estos análisis han permitido predecir el porcentaje de hinchamiento del elastómero y han aumentado el porcentaje de instalaciones exitosas de BCP.

El problema de la producción de gas puede ser controlado de diferentes maneras. Lo mejor es colocar la bomba por debajo de las perforaciones para que el pozo mismo actúe como un separador de gas natural, dejando que el gas suba por el anular una vez que abandone el yacimiento y dejando que el líquido caiga, de esta manera la bomba trabajaría con la mayor cantidad de fluido disponible. Cuando no se puede alterar el diseño del pozo se puede instalar un separador de fondo de gas, que reduce la cantidad de gas que pasa por la bomba enviándola por el anular.

El problema del control de las parafinas no se ve facilitado por la sarta de cabillas que esta insertada en la tubería de producción, sin embargo, ya existen BCP que tienen el motor en el fondo, lo que dejaría la tubería de producción libre de obstáculo para poder usar los raspadores.

La BCP trabaja al vacío cuando el nivel de fluido dinámico cae por debajo de la profundidad de la bomba. Cuando lo hace va aumentando su temperatura a tal punto que el estator sufre daños severos e irreversibles. Este daño se puede prevenir monitoreando el nivel de fluido dinámico del pozo y manteniendo un nivel mínimo de líquido por encima de la bomba como factor de seguridad. Las pruebas acústicas son la herramienta preferida para ejecutar este trabajo.

No existen limitaciones que no puedan ser vencidas, resolver problemas es parte del trabajo del ingeniero.

1.1.2 Componentes de la BCP ^(9,17)

El funcionamiento de las BCP cuenta con equipos que trabajan en superficie a fin de dar el desempeño adecuado a los equipos de subsuelo, de esta manera podemos mencionar el ensamble de dichos equipos, desde la superficie hacia el fondo:

1.1.2.1 Componentes de superficie

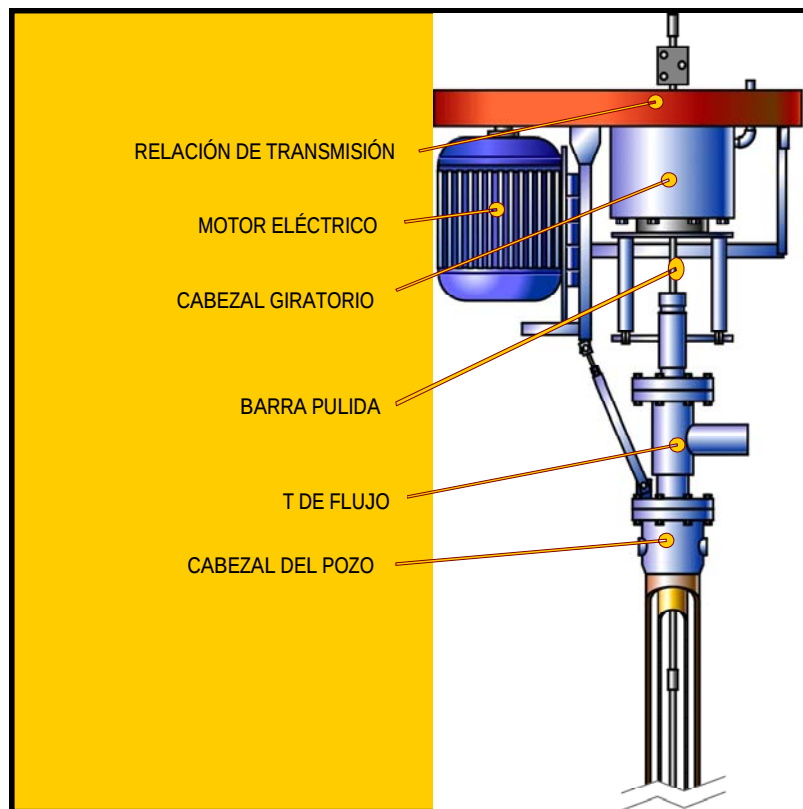


Fig. 6.- Componentes típicos de superficie de BCP.

Cabezal giratorio: Su principal función es sostener el peso de la sarta de cabillas y hacer rotar a las mismas. El cabezal giratorio transmite el movimiento

rotatorio que produce la unidad motriz a la sarta de cabillas a través del sistema de engranajes. La carga axial manejada es influenciada por el peso de las cabillas sumergido en el fluido del pozo.

El Cabezal giratorio se compone de elementos que varían de acuerdo a las marcas y modelos utilizados.

Árbol de navidad: Se encuentra estructurado por el *Blow Out Preventer* (BOP), T de flujo y el Tubing Top. El BOP es una válvula preventora de explosiones, la T de flujo sirve de soporte al cabezal rotatorio así como permitir el paso del crudo hacia la tubería de superficie y el tubing Top o tope de la tubería es una pieza integrada que funciona como colgador de la tubería de producción. Actualmente estos tres instrumentos vienen integrados en una sola pieza llamada CPT (Composite Pumping Tree o Crown Compositive). Esto permite que el pozo sea menos elevado y que el cabezal y motor no queden a un nivel alto, generándose menor vibración del equipo en superficie, además de presentar mayores beneficios en cuanto a seguridad y reducción de fugas así como soportar mejor el peso de tuberías de grandes diámetros (4½" o 5½").

Motovariador o motor-reductor: Estos equipos se clasifican de dos formas generales según sea la capacidad del mismo de transmitir a través de sí, la energía que recibe de parte del motor. De esta forma encontramos:

Motor - reductor directo: acoplado en línea a través de una caja reductora, cuya caja está diseñada para alcanzar una relación de transformación de velocidad determinada por el operador. Estos cabezales directos acoplan el motor verticalmente en línea al eje de entrada de la caja reductora que también es vertical o en línea, lo que significa que todos los ejes son paralelos entre sí.

Motor - reductor de correa y polea: acopla el motor al eje de una polea generalmente a un lado del cabezal rotatorio el cual acopla a la segunda polea. Las dos poleas son entonces unidas por una correa que permite la transmisión de la energía rotacional de polea a polea. Las poleas son diseñadas con diámetros específicos para obtener una relación de velocidad en el eje del cabezal.

Variador de frecuencia: Es un sistema de última tecnología que permite el ajuste de la frecuencia de operación del motor eléctrico en base a una curva que relaciona el voltaje con la frecuencia. Esto permite ajustar la velocidad del motor a casi cualquier valor deseado por el usuario.

1.1.2.2 Componentes de subsuelo

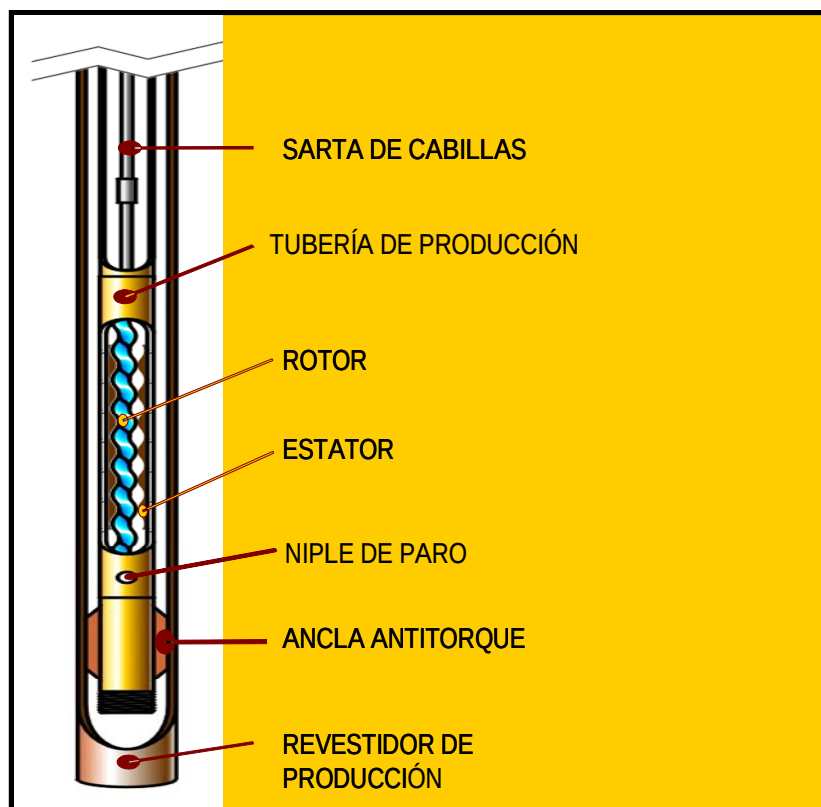


Fig. 7.- Componentes típicos de subsuelo de BCP.

Bomba de Cavidades Progresivas: Como se ha mencionado anteriormente, la Bomba de Cavidades Progresivas es una máquina rotativa de desplazamiento positivo, compuesta por un rotor metálico por defecto y un estator cuyo material es elastómero generalmente. A través de la interacción entre el rotor y el estator se genera una cavidad sellada de forma helicoidal que permite el desplazamiento positivo del crudo. Las partes fundamentales de una bomba se describen a continuación:

Rotor: Se fabrica con acero altamente fortalecido y se recubre de una capa de cromo para minimizar la abrasión generada por el transporte de fluidos que contienen partículas sólidas y para disminuir la fricción entre el rotor y el estator. El espesor de dicha capa se fabrica en función de la naturaleza abrasiva de los productos bombeados (espesores típicos = 300 a 370 micras). Posee una sección longitudinal helicoidal sencilla, acoplada por arriba con las cabillas, las cuales dan la energía rotacional para que gire dentro del estator y provoque la progresión del fluido hacia la descarga o parte superior de la bomba. El diámetro del rotor, dependerá del posible hinchamiento del elastómero debido a la presión, temperatura y naturaleza de los fluidos bombeados.

Estator: Se fabrica con un elastómero diseñado, particularmente, para tolerar efluentes a temperaturas de subsuelo: petróleo, agua y gas. Es externamente tubular e internamente helicoidal está definido por un diámetro seccional mínimo, diámetro seccional máximo y el paso de su hélice o etapa. El estator enrosca por arriba a la tubería de producción.

Niple de paro: Es un tubular enroscado o soldado a la succión de la BCP, con un pin de cabilla que lo atraviesa transversalmente en su parte interior y evita que el rotor pueda caer en caso de desprenderse de las cabillas por partidura o desenrosque.

Sarta de cabilla: Transmite la energía rotacional recibida desde el motor hacia el rotor de la BCP. Pueden ser continuas o convencionales acopladas por un niple hueco de doble rosca.

Tubería: Generalmente usadas para desalojar el crudo de producción hasta la superficie.

Ancla anti - torque: Utilizada para evitar desprendimientos de la tubería por desenrosque o rotura que pueden ocurrir con frecuencia, debido al estado de operación permanente de la bomba.

Ancla de gas: Su función es de limitar la cantidad de gas libre que maneja la BCP, permitiendo la mejor operación de la misma. Esto lo hace separando el gas libre del crudo y desplazándolo hacia el espacio anular. No todo ensamblaje del equipo BCP contiene este componente de subsuelo, ya que en muchos casos no es necesario su uso, bien sea por poca presencia de gas o buena ubicación de la bomba.

1.2 Mejores desempeños a nivel mundial DE BCP ⁽²¹⁾

Más bombas por campo

Ubicación: Venezuela

Número de bombas instaladas: 150

Vida más larga

Ubicación: Canadá

Vida útil: 99 meses (+8 años)

Pozo más desviado

Ubicación: California, USA

Posición horizontal

Pata de Perro: hasta 15° / 100 pies

Pozo más profundo

Ubicación: Ecuador

Profundidad: 3000m (9842 pies)

Contenido más alto de H₂S

Ubicación: Canadá

Contenido de H₂S: 7% del gas

Temperatura: 46 °C

Crudo más pesado

Ubicación: Alberta, Canadá

Gravedad: 8 grados API

Viscosidad: 100,000 cP

Contenido más alto de CO₂

Ubicación: USA, Wyoming

Contenido de CO₂: 30% del gas

Temperatura: 57 °C (135 °F)

Crudo más ligero

Ubicación: Este de Texas, USA

Gravedad: 45 grados API

Temperatura: 60 °C (140 °F)

Contenido de aromáticos más alto

Ubicación: oeste de Texas

Contenido de Aromáticos: 15%

Temperatura: 40 °C (110 °F)

Temperatura más elevada

Ubicación: Argentina

Temperatura: 127 °C (260 °F)

Tasa más alta

Ubicación: Canadá (Pozos de agua)

Tasa: 800m³/d (5.270 BPD)

1.3 Problemas típicos de las BCP

Durante la parada de un pozo, existe peligro en la energía en las cabillas y en el fluido del cabezal en la tubería de producción, que puede hacer que las cabillas empiecen a girar en reversa de manera incontrolable, dañándose, desenroscándose y/o girando a velocidades inseguras cuando son liberadas.

Fallas severas y/o fatales de elastómero en forma de hinchamiento pueden tomar hasta un año con síntomas de alto torque, causando problemas en la sarta de cabillas. El reducir el tamaño del rotor no siempre corrige el problema.

Aparte de los problemas de hinchamiento, cualquier desalineación en la sarta de cabillas puede causar stress en las cabillas, conexiones y/o cabezal con cada revolución. La acumulación de este stress es conocida por causar fatiga y la posterior falla. Para resolver este problema, el cabezal debe estar bridado y no atornillado a la tubería de producción; alineado verticalmente con balance de burbuja y el ensamblaje del motor de cabezal soportado por cables y secciones de acero. Sin embargo, estas soluciones reducen el problema, pero no lo eliminan.

Si la interferencia rotor-estator es demasiado baja, puede generar problemas de vibración dentro de la bomba durante su operación. En el bombeo de crudos más pesados, esta situación se reduce ligeramente debido al crudo mismo y su viscosidad. También si el rotor no está espaciado adecuadamente del niple de paro puede generar problemas severos de vibración.

Cada operador tiene sus preferencias a la hora de realizar los diseños de completación de BCP, algunos prefieren arreglos donde colocan bombas pequeñas y menos costosas para ser operadas a mayores rpm, para obtener mayores eficiencias a expensas de reducir la vida útil de la bomba. Otros prefieren bombas más grandes para ser operadas a bajos rpm, con mayor capacidad de levantamiento, más costosas

pero con una vida útil más larga y una mínima frecuencia de problemas en la sarta de cabillas.

1.3.1 Interferencia de gas ^(9,12)

Un sistema de BCP eficiente requiere de líquido libre de burbujas de gas en la entrada de la bomba. La entrada de la BCP debe ser llenada con líquido libre de gas para una alta eficiencia volumétrica. Por esta razón, la bomba debería ser colocada por debajo de la formación o debería ser instalado un separador de gas por debajo de la bomba para minimizar la entrada de gas libre en la bomba. Hay muchos separadores de gas disponibles en el mercado, sin embargo, ninguno es tan bueno como colocar la bomba por debajo de las perforaciones.

Puede haber un incremento grande en la temperatura debido a la compresión del gas que esta pasando por la bomba. Sabemos que las altas temperaturas dañan el elastómero de la bomba, pero cuando hay altos porcentajes de gas libre presentes hay que ser cuidadoso. Probablemente, cuando el gas libre esta presente, la presión en la entrada de la bomba puede estar en un rango de 5 a 500 lpca, resultando en que la mayoría del calor ganado por el gas durante la compresión se lo transfiera a los componentes de la bomba, reduciendo su vida útil. Durante condiciones de producción normal, las condiciones de succión y la descarga generalmente permanecen relativamente constantes. Si el líquido esta entrando en la bomba a 50 lpca y 100 °F, el líquido es descargado en aproximadamente 3 segundos después dentro de la tubería de producción por encima de la bomba con muy poca variación en la temperatura. La presión de descarga en un pozo de 3.000 pies puede ser de aproximadamente 1.500 lpc. Por otro lado, asumiendo que sólo gas esta entrando en la bomba, el gas entraría a 50 lpca y 100 °F, siendo comprimido en aproximadamente 3 segundos y saliendo por la descarga a aproximadamente 1.500 lpca. Suponiendo que ocurre una compresión adiabática, la temperatura aproximada sería de 490 °F en la descarga de la bomba, en sólo unos segundos, sin líquido que refrigere el proceso

de compresión. Es obvio entonces, porque es importante minimizar la cantidad de gas libre en la succión de la bomba.

1.4 Descripción del Área Mayor de Socororo ^(12, 14,16)

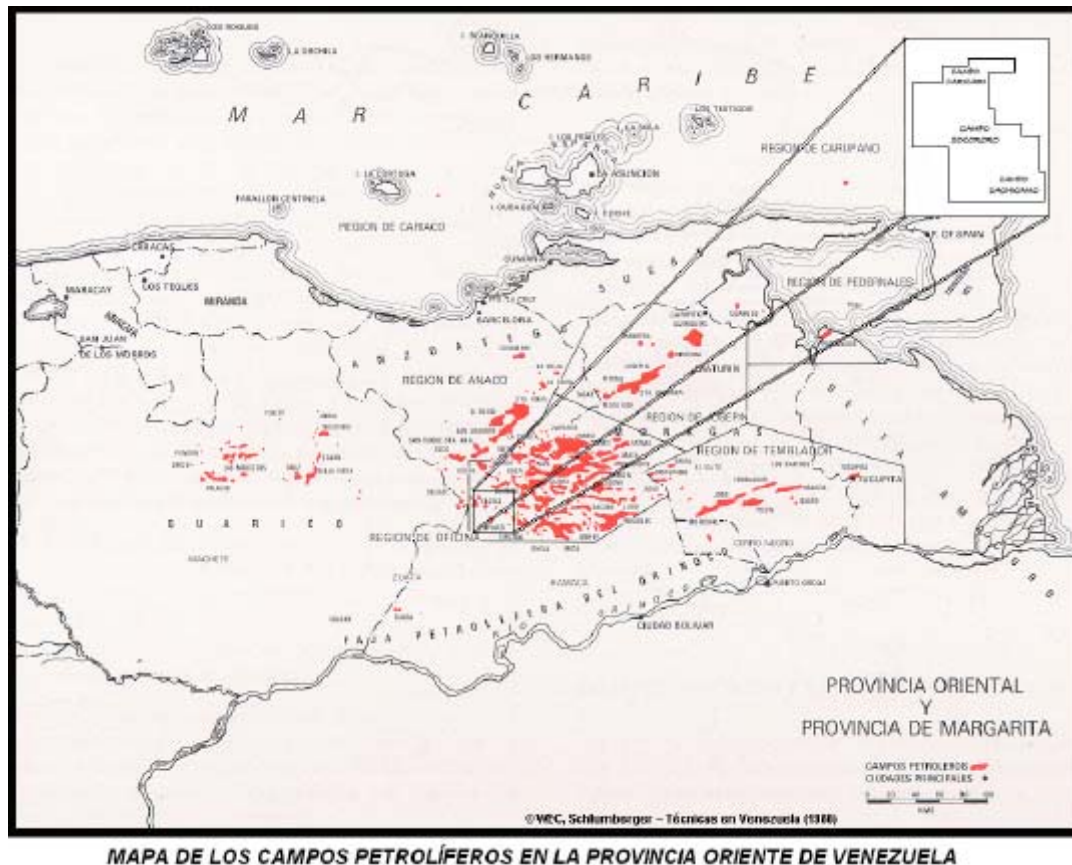


Fig. 8.- Ubicación geográfica del Área Mayor de Socororo.

1.4.1 Características generales del área

El 2 de septiembre de 2002, PetroUCV S.A. (PetroUCV) fue designada como operadora bajo un acuerdo entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y la Universidad Central de Venezuela (UCV), para manejar el campo del Área Mayor de Socororo, localizado en el este de Venezuela. PetroUCV es una nueva compañía que fue promovida por PDVSA para el diseño de capital intelectual a través de proyectos

de alta rentabilidad en la explotación de hidrocarburos en un campo inactivo de Venezuela. PetroUCV es una asociación entre la UCV, una de las mas prominentes universidades públicas en Venezuela, y PDVSA, que se constituye como un pionero mundial de la cooperación entre universidad e industria.

El presupuesto aprobado para el diseño del campo fue de 67 MMUS\$ para inversiones y 170 MMUS\$ para operaciones, por un total de 237 MMUS\$. El POES del campo es 418 MMBNP y el GOES es de 278 MMMPCN. Volúmenes de 50 MMBNP y 85 MMPCN de gas esperan ser recuperados con una ganancia de 20 MMUS\$ para el operador libre de impuestos y regalías. El área del campo cubre 257 km², esta localizado en las inmediaciones de los pueblos de Pariaguán y El Pao, en el estado Anzoátegui. El plan de diseño consiste en la perforación de 42 nuevos pozos y la reactivación de 20 pozos inactivos, adaptando y expandiendo las instalaciones de producción para manejar una tasa de producción de petróleo cercana a 12.000 BPD en un término de 20 años.

El plan de desarrollo para el AMS operado por PetroUCV en el este de Venezuela, fue construido usando todos los datos y estudios disponibles, y sumalizando las características geológicas y las expectativas de producción para el campo.

Un estudio integrado se llevó a cabo para mejorar el entendimiento de las características geológicas y los mecanismos de producción de los yacimientos.

El AMS comprende los campos de Socororo, Cachicamo y Caricari, donde las fallas normales son las responsables por el entrampamiento en las arenas del mioceno y oligoceno. Las principales características a tener en cuenta para el diseño de estos campos son el entendimiento de los yacimientos, la rentabilidad de la operación y el control de la producción de arena.

Debido a los largos años de inactividad del campo algunas de las instalaciones de producción no se encuentran en las mejores condiciones. Sólo dos de las 4 estaciones de flujo existentes se encuentran operativas, estas son las estaciones de flujo ELIAS (EEF-11) y SOCORORO (SOCEF-1), ambas recolectan la producción de cerca de 14 pozos activos para diciembre de 2005. Las estaciones de CARICARI (CCEF-1) y CACHICAMO (CACHEF-1) se encuentran parcialmente desmanteladas y con algunos equipos dañados por la inactividad y corrosión.

Las formaciones perforadas en el AMS son Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador y las formaciones Carrizal. Las formaciones Merecure y Oficina son las únicas relacionadas con petróleo de interés comercial. Las formaciones más profundas, Tigre y Canoa (Grupo Temblador), y la formación Carrizal, todas Paleozoicas, fueron perforadas por algunos pozos (SOC-1, CAC-1, CAC-2 y CAC-3), pero no mostraron indicios de hidrocarburos de interés comercial, como resultado del análisis de núcleo y registros ejecutados.

La reactivación de los campos de Socororo, Cachicamo y Caricari, que forman parte del AMS esta principalmente basada en el uso de los pozos existentes, que en la mayoría de los casos son productores pobres, con problemas prematuros de arena y producción de agua, y, en algunos casos, alta producción de gas. Desafortunadamente la información disponible sobre las historias de producción y los eventos de estos pozos esta en su mayoría incompleta o es de pobre calidad.

De los 103 yacimientos de crudo, la producción comercial ha sido de 57 de ellos, acumulando cerca de 10,8 MMBNP hasta marzo del 2005. Esto representa el 2,6 % del POES oficial de 418 MMBNP.

La interpretación geológica muestra un gran número de depósitos con la capa de gas original en sitio y acuíferos asociados de muy limitada extensión. Los yacimientos son someros, con una profundidad promedio de 3.800 pies, con grados

API entre 12° y 27°, la mayoría de los depósitos están en su condición original, saturados o ligeramente subsaturados.

El principal mecanismo de producción del AMS es principalmente la expansión de la roca y los fluidos, y en un menor grado, la expansión de la capa de gas y empuje limitado de acuíferos.

El ambiente deposicional de los intervalos estratigráficos con interés comercial (formación Oficina y parte superior de la formación Merecure) fueron definidas como fluvio-deltaicas. Están caracterizadas por una secuencia alternada de invasiones marinas, de acuerdo a la asociación vertical de facies, comportamiento de registros de potencial espontáneo (SP) y Gamma Ray (GR). Desde un punto de vista sedimentológico, se considera que las arenas de la formación Oficina (TO – U1), del Mioceno, fueron depositadas en un ambiente deltaico, mientras que las arenas de la formación Merecure (U2 – U8), del Oligoceno, fueron depositadas en ambientes mixtos, probablemente deltaicos con influencia de

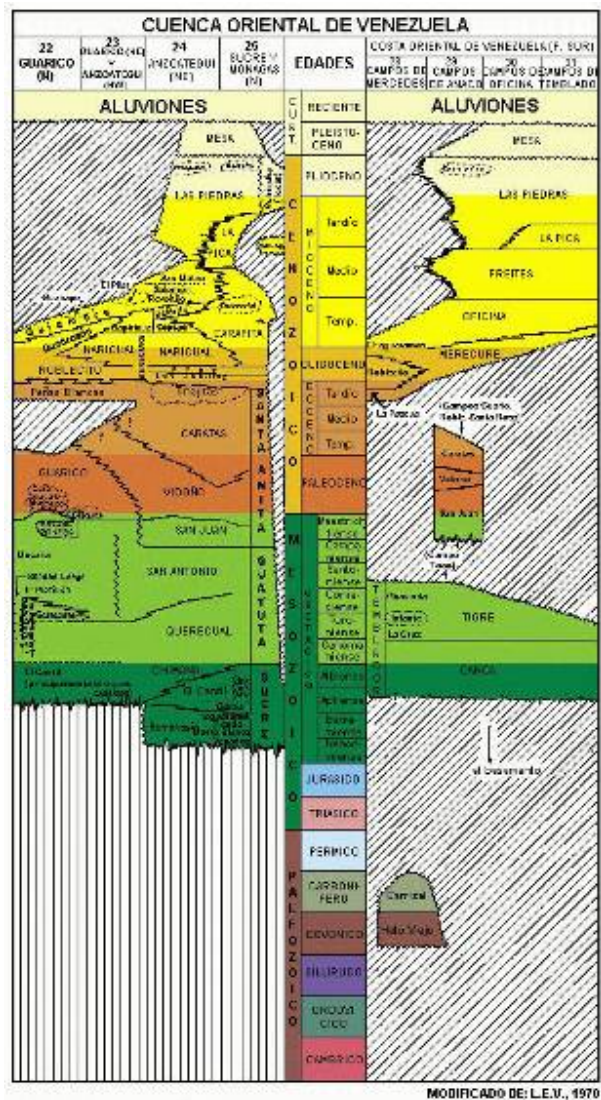


Fig. 9.- Estructura geológica de la cuenca oriental de Venezuela.

mareas. Las implicaciones de estas observaciones son inmensas para la correcta explotación del AMS: Las arenas depositadas en estos ambientes mixtos son presentadas como sucesiones laterales y apilamiento vertical de barras, canales, y otros cuerpos de arena. Estos cuerpos de arena presentan una gran variabilidad y consecuente lenticularidad con una distribución que muestra gran probabilidad de coalescencia. Un estudio posterior podría determinar la geometría, direcciones, formas y dimensiones físicas de esos cuerpos de arena presentes en el área. Pueden proveer la base para la perforación direccional en el AMS y una mejor eficiencia en la producción.

En el AMS hay información sísmica de variable calidad. En 1999 PDVSA junto con otra empresa contratada adquirieron 18 km² de sísmica 3D. Toda esta información fue reinterpretada como parte de un estudio integrado que ayudó a proveer un mejor entendimiento de los yacimientos. Las líneas de sísmica 2D son de calidad pobre a aceptable, 50% de esta información 2D fue sectorizada y migrada en el 2002, para permitir una interpretación como elemento crucial para el modelo estructural que esta siendo construido para el AMS. La información 3D es considerada de excelente calidad, y fue adquirida en el área de mayor interés para el diseño de los cuerpos de arena. Muchas características sedimentarias como canales son fácilmente visibles, y los atributos sísmicos están actualmente siendo relacionados con la información petrofísica en el orden de proveer una interpretación de los fluidos contenidos que permitan guiar futuras perforaciones.

La integración de la información de la sísmica 3D con la información geológica ha permitido una interpretación del AMS como un set de fallas normales, inclinadas 2° - 3° hacia el noroeste. El régimen extensional dio origen a las fallas normales, generalmente de trazas noreste – suroeste, paralelas a la inclinación regional. La principal característica del área es la falla de Cachicamo, con una caída de 120 – 180 pies, es parte del sistema de fallas. El entrapamiento de crudo ocurrió cuando este set de fallas se combinó ajustadamente con fallas menores. Hay un

sistema de fallas secundario, con dirección noroeste – sureste, claramente perpendicular al principal, y es la mayor responsable de la aparición de hidrocarburos en Socororo y Caricari. En este sistema, los rangos de caída son de 20 a 100 pies. Se puede concluir que en el AMS el entrapamiento de hidrocarburos es debido a factores estructurales, principalmente por fallas normales de caída moderada a pequeña, incluso, tan pequeñas como 10 pies, que formaron trampas en estas zonas extensivas, donde la inclinación general es pequeña hacia el norte, de sólo 4 grados. Nueva interpretación sísmica puede ser el camino para proveer mayores oportunidades para la explotación de hidrocarburos del AMS.

La petrofísica del AMS viene de 39 pozos del área que tienen registros de resistividad y porosidad disponibles. Esta evaluación fue hecha sin la disponibilidad de modelos integrados.

Aún con altos niveles de incertidumbre, un sumario de las principales características derivadas del modelo petrofísico es el siguiente:

- En los 3 campos del AMS, casi todos los intervalos, 85% de los 150 intervalos superiores evaluados (hasta el nivel de arenas S1), poseen gas.
- Con la excepción del pozo ES-439, las arenas petrolíferas son muy delgadas hasta la arena S1; sólo 3 de ellas tienen más de 10 pies de arena neta. Todas las arenas que han producido crudo muestran un valor promedio de 20 grados API.
- La presencia de intervalos de agua, o contactos gas-agua y petróleo-agua son comunes, tanto en la formación Oficina como en Merecure.
- La arena neta, en los 105 pozos evaluados en el AMS es considerada en promedio como conservadora.

1.4.2 Distribución geográfica del área

Para un mejor análisis de la distribución de los fluidos, el AMS fue subdividido en 4 áreas geográficas como sigue:

1.4.2.1 Área 1: Socororo Este

- La porción este del campo, tiene 18 km² de información 3D calificada de buena a excelente. También comprende la porción norte del campo de Cachicamo.
- En esta área encontramos pozos con registros de porosidad y evaluaciones petrofísicas. CAC-5 es considerado un pozo seco. Sobre la unidad TU, encontramos intervalos de gas y petróleo que no han sido probados, excepto para la arena P2 en el pozo SOC-3 que produjo 500 BPPD de 25 grados API.
- Todos los estratos del intervalo TU y sus inferiores contienen petróleo. La base de estos intervalos prospectivos comienza a 4.550 pies y termina a 4.750 pies, de acuerdo a los registros de pozos y sin la presencia de acuíferos en los pozos SOC-3 y SOC-5.
- Las arenas U1 muestran petróleo con grados API variando entre 16° y 30°. Son de mejor calidad que el resto de las arenas evaluadas. Una excepción es el pozo SOC-5, donde el intervalo superior de la arena U1 contiene gas y la arena U2 contiene petróleo.

1.4.2.2 Área 2: Socororo Oeste

- Comprende la parte occidental del campo.
- 10 de los 12 pozos evaluados muestran una distribución normal de los fluidos, con columnas de gas apartadas de las arenas que contienen petróleo.

- La base de los intervalos de petróleo en estos 10 pozos es constante, variando de 4.562 pies hasta 4.632 pies (registros). Excepciones son los pozos ES-445 y ES-448, pero sólo porque el taladro no alcanzó estas profundidades.
- En el ES-429 y ES-433 no hay intervalos de gas. En el ES-429 hay dos intervalos de interés económico (U4M y U1M,L), que probaron producciones de 100 y 350 BPPD de un crudo cercano a los 20 grados API.
- La arena S2 demuestran ser buen yacimiento consistentemente en el ES-428, ES-432, ES-434 y ES-435, con petróleo de más de 20 grados API. En dos de los pozos se obtuvo producción inicial de más de 700 BPPD. Inclusive, la producción acumulada del ES-423 y ES-425 de las arenas S2 es de 940 y 577 mil barriles cada uno. Para esta arena se tiene previsto un proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas.

1.4.2.3 Área 3: Caricari

- Comprende la porción norte del AMS, el campo de Caricari.
- 7 pozos fueron evaluados en esta área, con una poco clara distribución de intervalos de gas y petróleo. Las arenas I6/J1 muestran gas en todos los 7 pozos, excepto para el CAR-15.
- Los intervalos por encima de las arenas I6/J1 no lucen atractivos, excepto para los pozos CAR-3 y CAR-12.
- La excelente presencia de petróleo con más de 20 grados API en las arenas U1 esta presente en 5 de los 7 pozos evaluados. La prueba de producción del CAR-12 mostró 200 BPPD de 20 grados API de la arena U1M.

1.4.2.4 Área 4: Cachicamo

- Comprende el sur del AMS, la porción sur del campo Cachicamo.
- El área comprende los pozos CAC-2, CAC-6, CAC-7 y CAC-10, está caracterizada por la ausencia de intervalos de interés.

- Los pozos muestran gas seco y petróleo en pocas cantidades, con el CAC-2 que produjo 1.126 BPPD con 22 grados API de las arenas R0. Otro buen ejemplo es el pozo CAC-6, con 150 BPPD de 18 grados API desde la arena U1.

1.5 Mecanismos de producción ^(8,10)

1.5.1 Estimación de los fluidos presentes

La estimación de los fluidos originalmente en sitio (POES y GOES), fue llevada a cabo con las propiedades de las rocas derivada de la petrofísica y de la revisión de la información geológica. Para los tres campos en consideración, el volumen de POES estimado fue de 418 MMBNP y el GOES fue de 0,278 MMMPCN. Las reservas de crudo fueron establecidas en 51 MMBNP y las reservas de gas libre en 0,178 MMMPCN.

Un análisis fue llevado a cabo tomando en cuenta el balance de materiales para todos los yacimientos con producción acumulada sobre los 30 MBNP, estando involucrados 35 yacimientos. Fue aparentemente anormal tener la Relación Gas – Petróleo (RGP) demasiado alta, esto pudo ser por errores en la contabilidad del gas que se produjo o por mala contabilización del gas inyectado cuando fue utilizado como método de levantamiento artificial.

Las dimensiones de los acuíferos asociados a los yacimientos en el AMS fueron estimadas de mapas isópacos y estructurales, y reportados como volumen de agua producida. Se reconoció que cerca del 40% de los yacimientos tenían actividad acuífera de grado moderado.

La escasa información sobre presiones no permite un completo y preciso análisis de comportamiento de la presión, pero se estima que el 70% de los

yacimientos tienen una presión actual de 1.200 lpc, con una presión inicial de 1.600 lpc. El factor de recobro a partir del balance de materiales se aproxima al 7%.

1.5.1.2 Producción acumulada

La producción acumulada del AMS es de 10,8 MMBNP para el 2005, viniendo de dos muy distintivos intervalos: las arenas U y las arenas que van de la P hasta la S. Como se describió anteriormente en la parte geológica, las arenas U muestran un buen espesor y una buena extensión areal, pero su productividad se ve afectada por la baja gravedad API del crudo y la producción de agua, que muestra una alta actividad energética proveniente de acuíferos en estos intervalos. De las arenas P a la S, no se ha producido extensivamente, pero contienen crudos más ligeros favorables para la producción. Ambos intervalos se ven severamente afectados por la producción de arena, un factor común agresivo a ser controlado para mantener la productividad de los pozos que de allí produzcan. El problema de la arena fue el principal responsable de la inactividad del AMS.

1.5.1.3 Historia de producción

Una revisión de la producción histórica del AMS indica que la actividad ha sido casi continua desde el año 1953 hasta el presente, con períodos de cierre/inactividad en 1955, 1956, 1957, 1963, 1975, 1977 y 1978. La tasa de producción alcanzó un valor de 1.000 BPPD desde el 1979 hasta 1981, con la producción de las arenas R0 (ES-442), S2 (ES-423) y S2 (ES-425), y en 1988 – 1989, principalmente por la actividad de la U1U,M (SOC-3).

Desde el comienzo de las operaciones del campo, los porcentajes de agua han estado variando entre 30 y 70 %, sólo bajaron en 1992, con valores de 20 a 30 %.

La RGP no ha seguido una tendencia clara. El rango de valores típicos se encuentra entre 500 y 5.000 PCN/BNP, aunque en algunos períodos, este radio ha

sido considerablemente mayor, de entre 5.000 y 10.000 PCN/BNP, probablemente debido a alguna conificación de gas o a la producción de la capa original de gas de las arenas.

En el AMS, el primer campo productivo fue Cachicamo, que inició producción en 1953, donde 3 períodos de producción pueden ser mencionados: De 1953 hasta 1958, la producción de crudo alcanzó el orden de los 1.500 BPPD, declinando rápidamente hasta valores cercanos a 300 BPPD, con incrementos en la producción de agua de hasta 90%, el RGP creció de 1.000 hasta 3.300 PCN/BN hasta el final de este período. Entre los años 1970 y 1972 muy poca productividad fue observada (entre 20 y 70 BPPD), con producción de agua de 30%, y RGP variando entre 10.000 y 40.000 PCN/BN. Finalmente, un tercer período puede ser mencionado, de 1987 a 1991, donde la producción de crudo remontó hasta 250 BPPD, declinando subsecuentemente hasta 30 BPPD con cortes de agua de 70% y RGP entre 10.000 y 30.000 PCN/BN.

El campo de Caricari comenzó a producir en 1960. Dos períodos de producción pueden ser mencionados. Entre los años 1960 y 1961 las tasas de producción se mantuvieron entre 125 y 480 BPPD, con cortes de agua de 40 y 50 %, RGP de 2.500 PCN/BN. El segundo período de producción fue durante 1980 y 1981, donde la tasa de producción declino de 250 hasta 120 BPPD. Cortes de agua erráticos fueron medidos entre 10 y 80%. RGP incremental de 800 hasta 5.000 PCN/BN.

El comportamiento histórico de la producción del Campo Socororo sigue el comportamiento de la producción total para el AMS, este entró en actividad en 1961. Consecuentemente, el análisis de comportamiento del AMS se aplica para este campo individual.

1.6 Estado actual de los fluidos ^(14,16)

1.6.1 Distribución presente de los fluidos

Como resultado del bajo factor de recobro y los niveles de presión relativamente altos, la mayoría de las arenas de Socororo, Cachicamo y Caricari, están prácticamente cerca de sus condiciones iniciales, que implica que muy pocos cambios son esperados en la localización de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo.

La revisión de la información disponible resulta en una estimación de la tasa de declinación, para al menos 9 arenas, a estar variando entre 5 y 30%. Es aparente una rápida declinación en la tasa de producción, posiblemente por taponamientos de arena de los empaques de grava de los pozos y/o reducción de la permeabilidad por migración de arena o finos, aunque no existe información que permita afirmar o desechar esta conclusión.

1.6.2 Presiones y temperaturas

La evaluación detallada de la información de presiones obtenida en Socororo, Cachicamo y Caricari permite 49 mediciones útiles y validas, tomadas entre 1948 y 1987. Estas mediciones de presiones estáticas son tabuladas por fecha y por arenas, siendo concluyente que hay información para 11 arenas. Estos datos corresponden a la primera fase de producción de las arenas. La única excepción es la arena S2 (ES-423), relacionada a un discontinuado proyecto de inyección de gas que contabilizó un buen número de mediciones (63% del total de las mediciones) que cubren un período entre 1978 y 1987. Esta información permite una valida correlación que pueda ser utilizada para la planificación.

1.6.2.1 Temperatura de las arenas

Por mucho tiempo debido a la información con alta dispersión no se pudo definir el comportamiento de la variación de las temperaturas de formación con la profundidad, utilizándose entonces la estimación de la temperatura de las arenas para el este de Venezuela, correlación que aplica para la mayoría de las zonas orientales.

PetroUCV corrigió esta situación y para el 2005 contaba con su propia correlación de temperatura para el AMS.

1.7 Producción de arena – el problema más frecuente⁽¹¹⁾

La producción de arena fue identificada como el principal problema desde los inicios de la explotación del AMS. Muchas tecnologías de control de arena han sido aplicadas, lográndose controlar la producción de arena desde el 2002 hasta la fecha de realización de este trabajo.

La actividad histórica es una serie de fallas secuenciales en los empaques, con empaques de grava ejecutados casi siempre idénticamente. Cuando una zona productiva es abandonada, no hay información que sostenga que la falta de productividad es debida a problemas inherentes al yacimiento o al empaque de grava impuesto. El método más comúnmente usado es el empaque de grava en el revestidor de 5½” con tuberías ranuradas de 2⁷/₈” con muy pobres resultados. Se ha asumido que las razones importantes para estas fallas ha sido la limitada disponibilidad local de tecnologías del pasado, la falta de empaques de grava y tuberías ranuradas que cumplieran los requerimientos impuestos por el tamaño de arena.

1.8 Planes para reducir la incertidumbre geológica

Para reducir el grado de incertidumbre que afectaba al principio de las operaciones, una campaña fue llevada a cabo para adquirir información urgentemente necesitada para construir y mejorar los modelos estáticos y dinámicos del AMS.

El plan de desarrollo incorporó una campaña agresiva para adquirir nueva información que mejore y complete el modelo geológico de arenas: adquisición de información sísmica 3D, perforación de pozos estratigráficos donde núcleos y juegos completos de registros puedan ser tomados. También, presiones y análisis PVT, análisis geoquímicos de crudos, y estudios sedimentológicos fueron todos partes de la estrategia para reducir la incertidumbre y poder proveer una base sólida para las necesidades crecientes de este proyecto.

1.9 Evaluación económica ⁽⁶⁾

En los estudios realizados en el área de ingeniería, es necesario establecer una formulación y/o evaluación del proyecto de inversión que se lleva a cabo, en el cual se debe considerar el rendimiento que genera el proyecto dado y lo que el mismo puede llegar a producir.

La pregunta fundamental es si con el tiempo una inversión de capital planificado y sus componentes asociados se pueden recuperar mediante ingresos, en un tiempo relativamente corto, e incluso a mediano y largo plazo, además de ofrecer un rendimiento que sea suficientemente atractivo en comparación con los riesgos implicados y usos alternativos potenciales.

De esta manera, existen parámetros o criterios de selección que son recomendados para evaluación de proyectos, aún cuando en el ámbito económico se presentan diversos métodos. A continuación describiremos algunos de ellos a fin de facilitar la comprensión en el proceso de evaluación económica de un proyecto:

1.9.1 Período de recuperación de capital

Indica el número de períodos requeridos para recuperar totalmente la inversión inicial.

El método consiste en hallar el número de períodos σ que haga cumplir la ecuación planteada, donde los Y_t son los flujos de fondo para cada período.

$$\sum_{t=0}^{\sigma} Y_t = 0$$

Este método es utilizado en la toma de decisiones económicas como criterio de apoyo secundario.

1.9.2 Tasa de descuento mínima requerida (TMR)

Esta tasa es usualmente decidida por el administrador principal de una organización basado en numerosas consideraciones, entre ellas:

- Cantidad de dinero disponible para la inversión, y la fuente y costo de esos fondos.
- Números de buenos proyectos disponibles para inversión y su propósito.
- La cantidad de riesgos percibidos, asociados con oportunidades de inversión disponibles para la empresa.

En teoría la TMR se debe elegir para maximizar el bienestar económico de una organización, sujeta a los tipos de consideraciones previos. La forma de llevarlo a la práctica dista de ser uniforme y bien definida.

Un método común implica tomar en cuenta el costo de oportunidad y el fenómeno de racionamiento de capital.

1.9.3 Valor presente neto (VPN)

Se basa en el concepto del valor equivalente de todos los flujos de efectivo relativos a alguna base o punto de inicio en el tiempo llamado presente.

Por lo tanto, todos los flujos entrantes y salientes de efectivo se anticipan al punto presente en el tiempo a una tasa de descuento (usualmente la TMR).

$$VPN = \sum_{k=0}^N \frac{F_k}{(1+i)^k}$$

- Los proyectos independientes son aceptados cuando el valor presente neto es mayor o igual a cero.
- La selección de un proyecto entre un conjunto de estos mutuamente excluyentes, se hace tomando aquel que tenga el valor presente más alto.

Este método permite comparar montos de dinero en distintos períodos, ya que toma en cuenta el efecto del tiempo sobre el valor de la moneda de acuerdo al valor de la tasa que se haya seleccionado para el cálculo.

1.9.4 Valor anual (VA)

Es una serie anual de montos iguales, para el período de estudio establecido, equivalente a los flujos de entrada y salida de efectivo a una tasa de interés que por lo general es la Tasa Mínima Requerida (TMR).

- Mientras el VA sea mayor que o igual a cero, el proyecto será atractivo económicamente; caso contrario no lo será.

1.9.5 Tasa interna de retorno (TIR)

Este es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Se define como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente de una serie de ingresos y desembolsos. O dicho de otra manera es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

$$VPN = \sum_{k=0}^N \frac{F_k}{(1+i)^k} = 0$$

Desde el punto de vista de la Evaluación Económica de Proyectos corresponde a la Tasa que a través del descuento de los Flujos de Efectivo (Actualización de los Flujos) permite recuperar la inversión.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

La evaluación del sistema de producción por BCP para el Campo Socororo se realizó en función de la información histórica registrada durante los años de producción con BCP. Bajo esta premisa, este Trabajo Especial de Grado está orientado en evaluar la experiencia de producción por BCP para el AMS, incluyendo los distintos éxitos y fallas vinculados al método.

Este Trabajo Especial de Grado en función de lo antes expuesto se dividió en:

2.1 Recopilación de información

La recopilación de la información fue una de las primeras fases en la evaluación del sistema. A través de esta etapa se recopiló toda la información disponible a fin de lograr el desarrollo de la evaluación requerida.

Este proceso se dividió en:

2.1.1 Información básica

Se recopiló información referente a las características generales de producción del AMS que permitieran visualizar el sistema de producción por BCP en el Campo e identificar las principales características del sistema. Para esto se revisó el material existente en oficinas operacionales de PetroUCV tanto en la ciudad de Caracas como en el pueblo de Pariaguán, además de consultas y notas de los ingenieros de PetroUCV.

2.1.2 Información teórica

Esta parte de la recopilación de información se enfocó hacia la documentación bibliográfica, búsqueda de artículos de investigación publicados, trabajos realizados anteriormente que permitieron fortalecer los conceptos, técnicas y metodología a ser aplicada en la investigación. Para ello, se realizó la revisión de textos, trabajos de grado y publicaciones de la *Society of Petroleum Engineers* (SPE) relacionados con cada una de las áreas mencionadas en este trabajo, además de la consulta por Internet de algunas páginas web relacionadas.

2.2 Elaboración de una base de datos estadística de las características generales de producción del AMS

Esta base de datos fue creada con el objetivo de adquirir una idea clara sobre las características generales de producción del AMS de una manera rápida y resumida. Incluye tablas y figuras con las características más importantes de producción del AMS. Las fechas con las que se trabajó van desde julio de 2003 hasta diciembre de 2005.

2.3 Creación de la base de datos de BCP junto con sus elastómeros instaladas en el AMS

Se creó una base de datos de todas las BCP que se encuentran instaladas en los diferentes pozos del AMS. Esta base de datos incluye el tipo de elastómero que utilizan, sus capacidades de bombeo y levantamiento de fluido. Junto con esta base de datos se recolectó información técnica sobre los distintos tipos de elastómeros disponibles para las BCP en el mercado venezolano, donde se incluyen resistencias ante la temperatura, H₂S, CO₂, aromáticos y abrasivos.

2.4 Evaluación del diseño de las BCP en el AMS

Luego de la revisión bibliográfica de la información teórica, fue evaluado el tipo de diseño de completación de BCP utilizado para el Campo Socororo, caracterizando las ventajas y desventajas de este tipo de diseño.

2.5 Evaluación de los aspectos de operación en el AMS

El AMS se encuentra dividido por razones operacionales en dos áreas: Este y Oeste. Los Aspectos de operación del AMS fueron divididos en: generales y específicos. Los Aspectos generales son aquellos que se aplican para ambas áreas del AMS. Los Aspectos específicos son aquellos que sólo se aplican para el área del AMS que esta en estudio.

2.5.1 Evaluación de los aspectos generales de operación

Con la información operacional conseguida se creó una lista cronológica de BCP que han fallado en el AMS y otra lista de las fallas ocurridas con el sistema BCP. También se menciona el tipo y características de los motores a combustión a gas y los cabezales utilizados comúnmente por los diversos pozos del AMS, además del monitoreo normal que reciben los pozos que producen por BCP.

2.5.2 Evaluación de los aspectos específicos de operación para las áreas

Aquí pueden encontrarse las especificaciones de completación de los pozos de ambas áreas, junto con la información estadística de producción por área. El monitoreo de los niveles de fluidos de los diferentes pozos fue evaluado para determinar que pozos han presentado problemas por baja sumergencia. El número de monitoreos recibidos por pozo para el año 2005 fue investigado y con esto se determinó la frecuencia con que son monitoreados los distintos pozos de las distintas

áreas del AMS. También son incluidas las fallas mecánicas por cabillas que han surgido para ambas áreas, junto con una breve historia de producción por BCP para cada pozo. Al final de esta parte se realizó una tabla que resume toda la información importante para ambas áreas.

2.6 Evaluación de las experiencias de los elastómeros

Fue creada una tabla cronológica con todas las BCP que han sido instaladas en el AMS, para determinar el tipo de experiencia que se ha conseguido, fueron encontradas buenas experiencias con largas vidas útiles y malas experiencias con fallas por elastómero. Fueron evaluadas las experiencias de los 3 pozos que han fallado por elastómeros, con la finalidad de conseguir la razón de su falla, el tipo de daño que recibieron y, principalmente, buscar la manera de evitar la falla en el futuro. Se hicieron gráficas en las que se compararon las RGP, RPM y Eficiencias de BCP vs Tiempo para conocer las características bajo las cuales fueron operadas las BCP. Los análisis de fallas de BCP junto con los análisis de compatibilidad fueron utilizados en la evaluación de las experiencias.

2.7 Evaluación económica

La evaluación económica fue realizada en base a los sistemas de potencia disponibles en la actualidad, para ello se hizo una comparación entre los parámetros de costos, bajo las mismas condiciones de operación entre los motores de combustión a gas y su equivalente eléctrico.

2.8 Conclusiones y recomendaciones

Por último, teniendo en cuenta todas las evaluaciones previas se elaboran las conclusiones y recomendaciones para el sistema de producción por BCP.

CAPITULO III

ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 Distribución de pozos por arenas

Los crudos que se producen en el AMS son crudos pesados con un promedio de 17 grados API. Todos los pozos del Campo Socororo producen con algún tipo de levantamiento artificial, los usados han sido el Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) y el levantamiento artificial por gas (LAG).

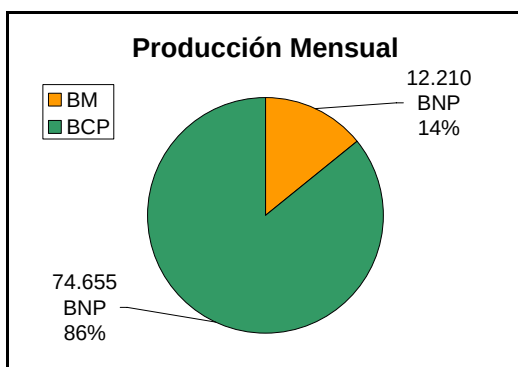


Fig. 10.- Producción mensual para diciembre de 2005.

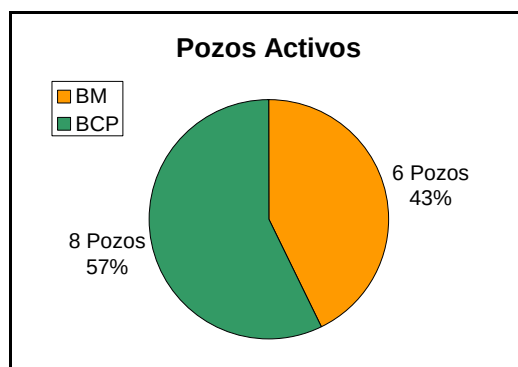


Fig. 11.- Pozos activos para diciembre de 2005.

En la Fig. 10 se muestra la cantidad de crudo producido por tipo de levantamiento. En la Fig. 11 se muestra la cantidad de pozos activos en producción por tipo de levantamiento para diciembre de 2005.

Tabla 1.- Estadísticas de Pozos del Campo Socororo para diciembre de 2005.

27 Pozos	11 Pozos perforados	6 en producción	ES-451, ES-453, ES-455, ES-458, ES-460, ES-461.
		5 inactivos	ES-452, ES-454, ES-456, ES-457, ES-459.
	16 Pozos reactivados	8 en producción	ES-401, ES-417, ES-433, ES-436, ES-450, SOC3, SOC4, SOC5.
		8 inactivos	ES-404, ES-420, ES-425, ES-428, ES-429, ES-438, ES-446, ES-448.

Para diciembre de 2005, en el Campo Socororo existían 27 pozos que presentaron historia de producción desde que PetroUCV tomó el control del campo. De esos 27 pozos, 11 fueron perforados y 16 fueron reactivados. Se encuentran 13 pozos inactivos, 14 en producción. De los pozos en producción, 6 de ellos se encuentran produciendo por BM y 8 de ellos por BCP. Véase la Tabla 1.

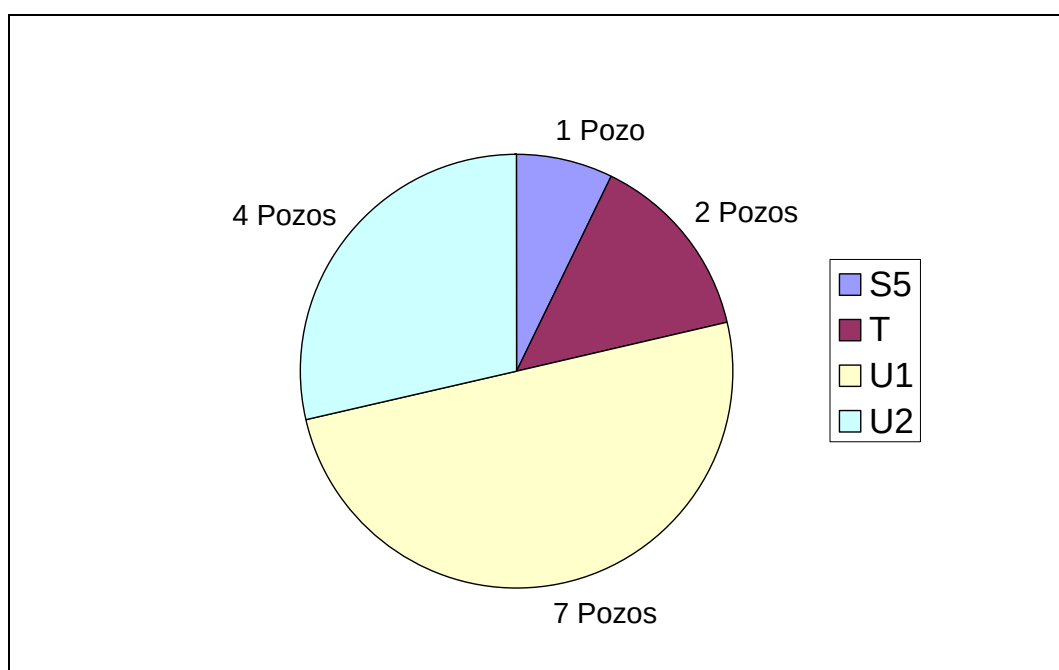


Fig. 12.- Pozos productores por arena para diciembre de 2005

Los pozos activos del AMS producen de 4 arenas distintas, estas son las arenas S5, T, U1 y U2. La arena que presenta más pozos produciendo desde ella es la U1, desde la cual producen 7 pozos.

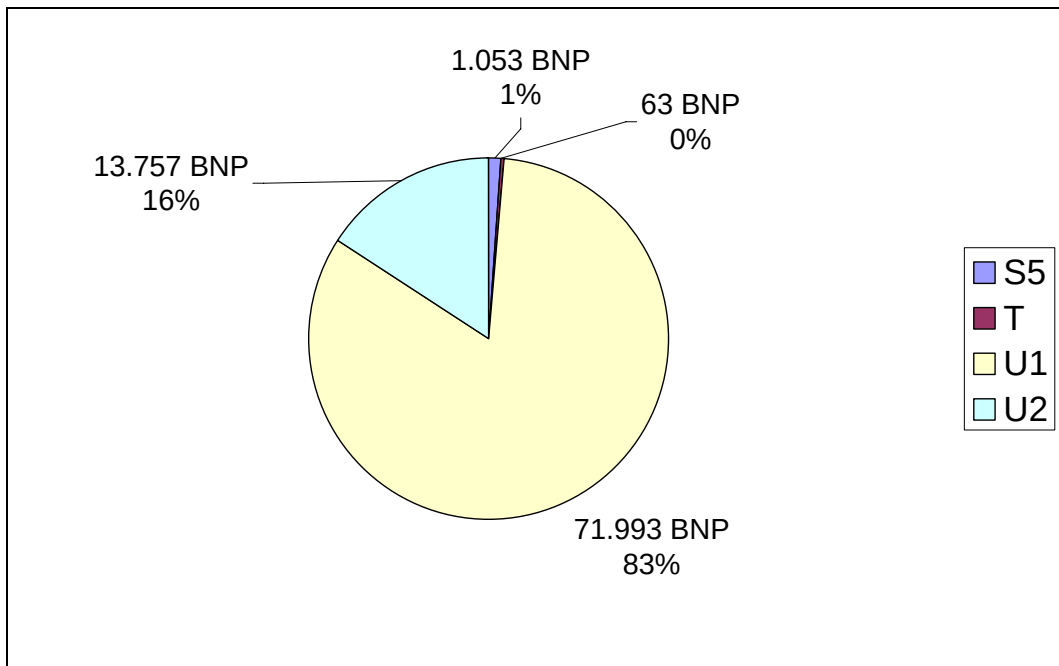


Fig. 13.- Producción mensual de las distintas arenas del AMS para diciembre de 2005.

Como se puede observar en la Fig. 13, la arena más productora es la arena U1, la cual produjo 71.993 BNP para diciembre de 2005, lo que represento el 86% de la producción del AMS para ese mes.

3.2 Estadísticas de producción mensual para diciembre de 2005

En la Tabla 2, se puede observar el comportamiento de los pozos que produjeron por BCP en el AMS durante el mes de diciembre de 2005:

Tabla 2.- Producción de los pozos por BCP para diciembre de 2005.

Pozo	BPPD	RGP	%AyS
ES-451	129	430	40
ES-453	181	265	38
ES-455	206	253	16
ES-458	195	80	30
ES-460	119	1426	60
ES-461	1.404	100	1
ES-401	173	355	25
SOC-5	90	391	30

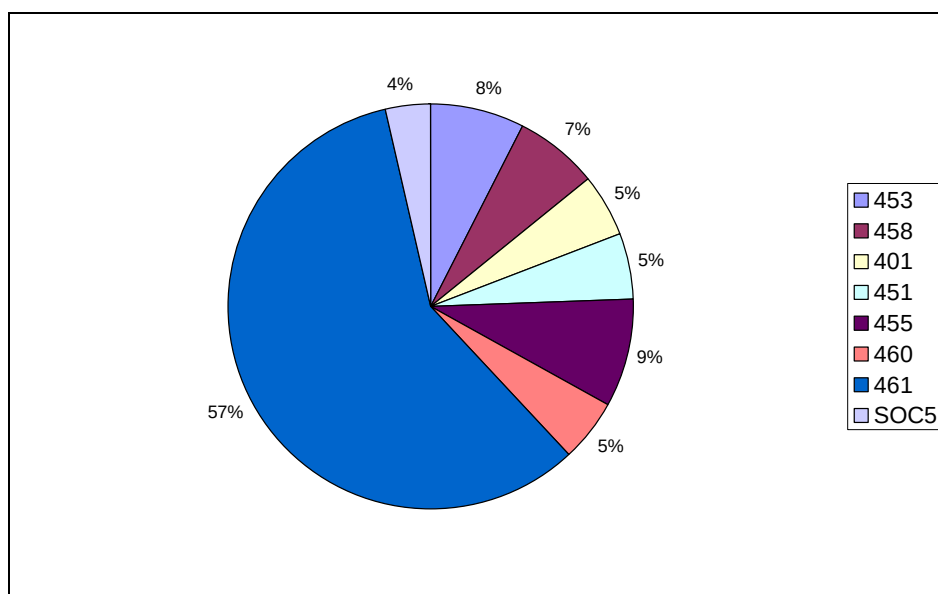


Fig. 14.- Porcentaje de producción para los pozos por BCP durante diciembre de 2005.

Como se puede observar en la Fig. 14, el pozo que más produjo durante diciembre de 2005 fue el ES-461, el cual fue el primer pozo horizontal en el Campo Socororo. Este pozo fluyó por flujo natural por la tubería y el anular hasta el mes de Enero de 2006. Para Febrero de 2006 inició producción con una BCP.

3.3 Base de datos de las BCP instaladas en el AMS

Cada fabricante de BCP tiene su propia nomenclatura, que va en función de las características de la bomba, tasa de bombeo a determinada velocidad, capacidad de levantamiento en pies, tamaño de la bomba. La tabla 3 muestra un resumen de las características de las BCP instaladas en Socororo para diciembre de 2005.

Tabla 3.- Tabla de Datos de las BCP instaladas en Socororo.

POZO	METODO	EMPRESA	BOMBA	MARCA	CAPACIDAD DE LA BOMBA (Bls/dia/RPM)	Levantamiento (ft)
ES-451	BCP	R&M	50 H 200	Moyno	2,01	5.000
ES-452	BCP	Weatherford	24-40-1500	Geremía	3,33	5.512
ES-453	BCP	Weatherford	24-40-1500	Geremía	3,33	5.512
ES-455	BCP	Weatherford	24-40-1500	Geremía	3,33	5.512
ES-456	BCP	Equimavenca	200 TP 1800	PCM	2,46	5.900
ES-457	BCP	R&M	50 N 340	Moyno	3,23	5.000
ES-401	BCP	Equimavenca	200 TP 1800	PCM	2,46	5.900
ES-404	BCP	Equimavenca	80 TP 1600	PCM	1,07	5.250
SOC-5	BCP	R&M	50 H 200	Moyno	2,01	5.000
ES-458	BCP	BCP-Ven	400 150 ST50	Netzsche	3,15	5.250
ES-460	BCP	Weatherford	24-40-1500	Geremía	3,33	5.512
ES-461	BCP	Equimavenca	580 TP 1600	PCM	7,25	5.250

En las bombas PCM, los modelos son designados por dos números. El primero es una aproximación de la capacidad de la bomba en m³/d a 500 rpm y altura de levantamiento igual a 0 m, el segundo indica la capacidad nominal de levantamiento en metros.

En las bombas Geremía el primer número indica el número de etapas de la BCP y a su vez la presión por etapa entre 100, el segundo número representa el diámetro del rotor en milímetros y el tercer número corresponde a la capacidad de la BCP; expresada en la tasa que es capaz de manejar a una velocidad de 500 rpm.

En las bombas Moyno, el primero de los dos números multiplicado por cien indica la capacidad de levantamiento en pies de agua, el segundo juego de números indica la tasa de producción expresada en BPD para una velocidad de 100 rpm.

En las bombas Netzsch no hay ninguna nomenclatura especial para sus bombas.

3.4 Elastómeros

Existen ciertos tipos comunes de elastómeros entre los fabricantes, ejemplo de ello son los elastómeros de alto nitrilo, nitrilo estándar y fluoro-carbono, por mencionar algunos. Sin embargo, las especificaciones y resistencias de los elastómeros de un mismo tipo, pueden variar dependiendo del fabricante. Es decir, el elastómero de nitrilo estándar de un fabricante no tiene que poseer las mismas especificaciones y resistencias que el elastómero de nitrilo estándar de otro fabricante. Las tablas 4, 5, 6 y 7 muestran las características de los distintos elastómeros que ofrecen PCM, Geremía, Moyno y Netzsch respectivamente.

Tabla 4.- Distintos elastómeros que ofrece el fabricante PCM.

Características	Código PCM	Prop. Mecánicas	Resist. a los Abrasivos	Resist. a los Aromáticos	Resist. al H ₂ S	Resist. al CO ₂	Límite de Temperatura
Nitrilo Estándar	159	Excelente	Buena	Media	Buena	Buena	120 °C
Nitrilo Suave	194	Buena	Excelente	Pobre	Buena	Pobre	80 °C
Alto Acronitrilo	199	Buena	Media	Buena	Buena	Media	100 °C
Nitrilo Hidrogenado	198	Buena	Excelente	Media	Excelente	Media	140 °C
Fluorocarbono	204	Media	Pobre	Muy Buena	Buena	Excelente	130 °C

Tabla 5.- Distintos elastómeros que ofrece el fabricante Geremía.

Propiedades Principales	NBRM	NBRA	HNBR	VITON
Dureza (Shore A)	65	72	72	72
Temperatura Máxima (°C)	91	99	149	171
Temperatura de Operación (°C)	79	88	129	149
Resistencia Mecánica	**	**	**	-
Resistencia Abrasiva	**	*	**	-
Dioxido de Carbono (CO ₂)	-	*	**	-
H ₂ S	-	-	**	*
Resistencia a los Aromáticos	*	**	*	***
Agua Caliente	-	*	*	**
Vapor	-	-	-	*
Aplicación	Crudos pesados con bajos contenidos de aromáticos y/o presencia de abrasivos.	Crudos ligeros y medianos (26<grados API<40) con alto contenido de aromáticos.	Crudos pesados o medios (con bajo contenido de aromáticos) bajo alta temperatura o presencia de H ₂ S.	Crudos ligeros con alto contenido de aromáticos y baja abrasividad.

Leyenda

Excelente

**

Muy Buena

*

Buena

-

Débil

Tabla 6.- Distintos elastómeros que ofrece el fabricante Moyno.

Tipo de Compuesto	Código PCM	Nivel de ACN	Resist. General a los Aromáticos	H ₂ S	Decompresión	Agua	Límite de Temperatura
NBR	UF102	Medio	4	6	10	10	80 °C
NBR	UF103	Medio	4	6	6	10	80 °C
NBR	UF136	Ultra Alto	6	3	10	10	80 °C
HNBR	UF158	Ultra Alto	8	9	8	10	120 °C
HNBR	UF167	Alto	7	10	8	10	120 °C
FKM	EX531	N/A	10	3	2	10	190 °C

Nomenclatura	2	No Recomendado
	4	Aceptable
	6	Bueno
	8	Excelente
	10	Superior

Tabla 7.- Distintos elastómeros que ofrece el fabricante Netzsch.

Tipo	Temperatura Máxima	% CO ₂	% H ₂ S	% Gas Libre	Calidad Abrasiva
NBR01	88 °C	5	2	25	Buena
NBR02	88 °C	5	2	35	Muy Buena
HNBR01	149 °C	10	6	80	Aceptable
HT	177 °C	15	10	50	Pobre

En el AMS hay una variedad de bombas de diferentes compañías, estas son: Equimavenca, Weatherford, BCP-Ven y R&M. En la Fig. 15 se puede observar la distribución de las compañías de acuerdo al número de bombas instaladas.

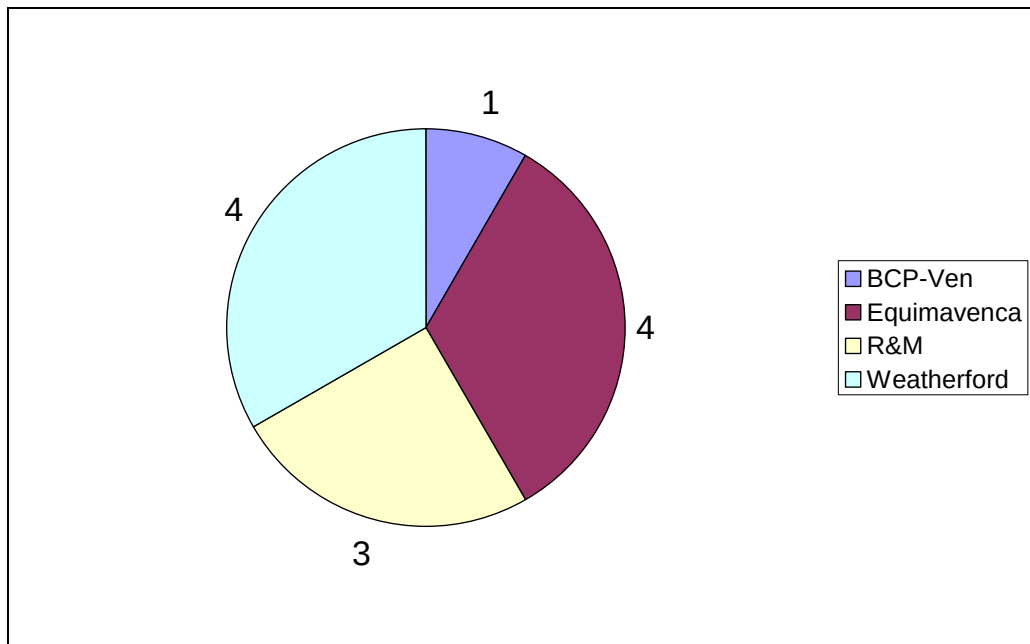


Fig. 15.- Distribución de BCP para los diferentes proveedores.

3.5 Diseño de las BCP en el Campo Socororo

Todas las BCP del Campo Socororo poseen al menos 5.000 pies de capacidad de levantamiento. Estas BCP poseen generalmente muchas etapas para lograr esas capacidades de levantamiento. Esta preferencia permite su instalación a profundidades mayores para asegurarse de que siempre exista la mayor cantidad de columna de fluido disponible sobre la BCP. La Tabla 8 muestra las ventajas y desventajas de esta configuración.

Otra característica del diseño son las capacidades de bombeo, siempre se escogen BCP que puedan bombear entre 100 y 150 BBPD trabajando a 100 rpm, con una eficiencia entre 50 y 75 %.

El rango de rpm de las BCP esta entre 100 y 150 rpm. Debido a las bajas rpm, los esfuerzos a los que son sometidas las cabillas son menores, trayendo como consecuencia un menor número de fallas por problemas mecánicos.

Tabla 8.- Características del diseño de BCP utilizado en el AMS.

Alta Capacidad de Levantamiento, Alto Caudal, Operada a Bajos rpm.
Ventajas: • Menos fallas en la sarta de cabillas debido a las bajas rpm. • El nivel de escurrimiento es el mínimo. • Siempre habrá la mayor cantidad de fluido disponible sobre la BCP. • La vida útil de la BCP es mayor. • Menor número de veces se tendrá que cambiar la BCP. • Monitoreo de los niveles de fluido menos frecuente. Desventajas: • Alto costo inicial de instalación.

La configuración de diseño que mejor se ajusta para el Campo Socororo es la que esta siendo usada actualmente, con bombas de gran capacidad de levantamiento y bombeo operadas a bajos rpm.

Esta configuración es la mejor debido a que en el Campo Socororo no se cuenta con los recursos para hacer monitoreos con frecuencia de los niveles de fluido, además, el proceso de reemplazar alguna BCP puede presentar retrasos al no poseer taladro propio. Trabajar con bajas rpm trae la ventaja de reducir la probabilidad de fallas en la sarta de cabillas, además de reducir el escurrimiento al haber un menor diferencial de presión entre la succión y la descarga de la BCP, que conlleva a mayores eficiencias. El cambio de rpm es limitado cuando no se tiene un variador de

frecuencia. Para cambiar el rpm de la sarta de cabillas hay que jugar con la velocidad del motor y la relación de poleas instaladas en el cabezal.

3.6 Aspectos generales de operación

No se ha presentado ninguna falla de BCP por causa del rotor, ninguno se ha roto en el pozo, sólo uno ha sido extraído con desgaste sobre su capa de cromo, esto ha sido debido a los efectos colaterales del hinchamiento del elastómero.

Tabla 9.- Lista cronológica de BCP dañadas en Socororo.

Pozo	Bomba	Duración (meses)	Causa
ES-404	28 40 2100 (WEATHERFORD)	-	Falló en la completación inicial
ES-404	28 40 2100 (WEATHERFORD)	2	Se cambió debido a la alta producción de finos
ES-451	200-TP-1800 (EQUIMAVENCA)	11	Falló elastómero
ES-452	200-TP-1800 (EQUIMAVENCA)	10	Falló elastómero
ES-457	50 N 340 (R&M)	1	Falló elastómero
ES-451	225-TP-2400 (EQUIMAVENCA)	8	Luego de detenerse el pozo por una cabilla partida, se evaluó la BCP y se decidió cambiarla.

El elastómero ha sido el causante de la mitad de las fallas de producción por BCP, de las 6 fallas ocurridas en el campo, 3 de ellas las causó el fallo del elastómero.

Tabla 10.- Lista cronológica de fallas ocurridas con el sistema BCP en Socororo.

Pozo	Fallas	Fecha
ES-451	Falla por cabillas	15/07/2003
ES-451	Falló por elastómero	15/06/2004
ES-452	Falló por elastómero	05/11/2004
ES-457	Falló por elastómero	30/11/2004
ES-457	Falla por cabillas	09/12/2004
ES-451	Falla por cabillas	15/04/2005

Los problemas mecánicos relacionados a fallas de cabillas se han presentado en los pozos ES-451 y ES-457 que se han detenido por haber partido cabillas.

Los problemas relacionados a fallas por elastómeros se han presentado en igual medida, en los pozos ES-451, ES-452 y ES-457 durante el año 2004.

Como no hay servicio eléctrico en el campo, no hay ningún tipo de variadores de frecuencia (VSD) o sistemas remotos que permitan enviar información o cambiar las condiciones de operación de un pozo sin estar en el sitio. También existen razones económicas y de logística para no contar con estos equipos en el campo.

El monitoreo normal de los pozos con BCP es hecho realizando pruebas acústicas, donde el principal parámetro a buscar es el nivel de fluido. Cuando se realizan las pruebas de producción se obtienen la tasa de líquido y gas estimada para un día y el %AyS. Con la tasa obtenida tras la prueba de producción se calcula la eficiencia volumétrica a la que opera la bomba. Además se calculan las curvas IPR/TPR usando el programa comercial Pipesim y se realizan diagnósticos de fallas al equipo de BCP que haya sido reemplazado.

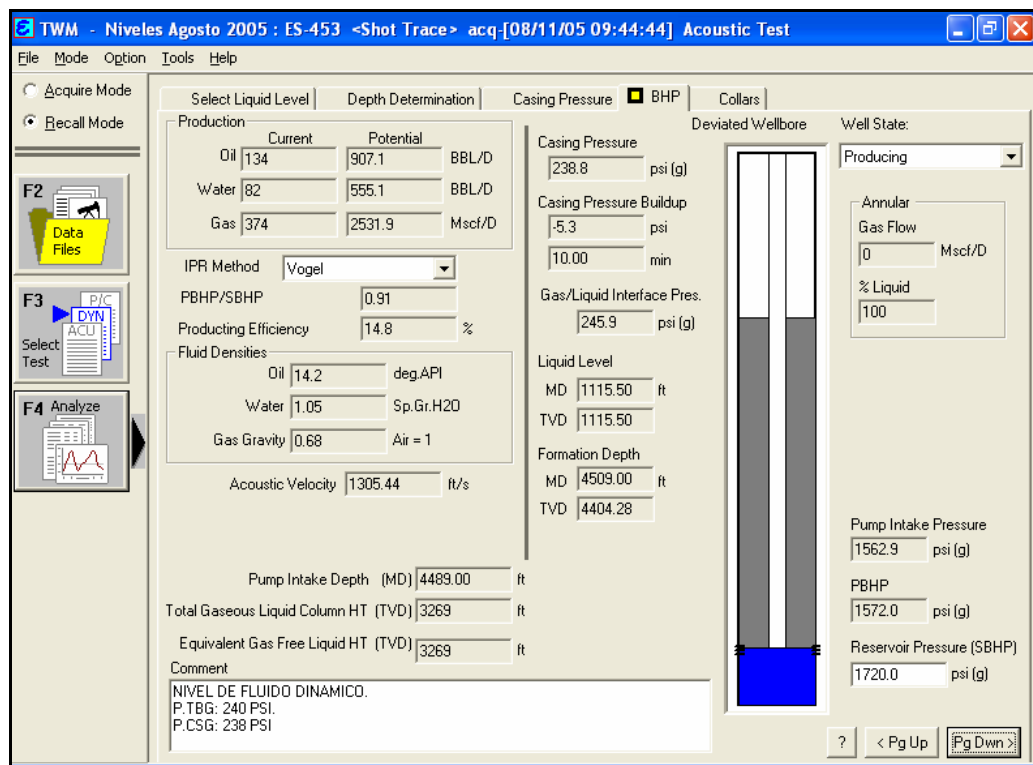


Fig. 16.- Ventana de resultados de las herramientas acústicas computacionales aplicadas al pozo ES-453, Agosto 2005.

3.6.1 Motores

Todos los cabezales son impulsados por los motores de combustión a gas Arrow VRG330, 4 ciclos, 6 cilindros en línea y 5.4 litros. Este motor puede generar hasta 80 HP de fuerza a 2.200 rpm. Existen 2 tipos de correas utilizadas entre los cabezales y los motores Arrow: 4 correas pequeñas como en el caso del pozo ES-461 o una sola correa grande como la usa el pozo SOC-5, ambas correas son no dentadas. Ver Fig. 17.

Una manera fácil y poco costosa de reducir los costos de operación en los pozos productores es dándoles el mantenimiento



Fig. 17.- El motor Arrow VRG330 es la principal fuerza motriz de los pozos por BCP del AMS.

apropiado a los motores de los pozos. Estos motores están hechos para trabajar continuamente y sin atención a veces hasta por semanas. Sin embargo, períodos de mantenimiento preventivo pueden extender la vida útil de los motores de 2 a 3 veces, y substancialmente reducir los costos de reparación.

3.6.2 Cabezales

En el Campo Socororo existen 3 cabezales que son comúnmente usados, estos son el cabezal Moyno DA3, el Kudu VH 100 y el Weatherford M2. El cabezal Moyno tiene una relación de engranajes de 3,05:1 mientras que en los cabezales Kudu y Weatherford es de 2:1. Los cabezales disponen de frenos que impiden que la sarta de cabillas sufra daños durante la parada del pozo, este freno se activa automáticamente. Ver Figs. 18, 19 y 20.



Fig. 18.- Cabezal Moyno DA3 en el pozo SOC-5.



Fig. 19.- Cabezal Weatherford M2 en el pozo ES-461.



Fig. 20.- Cabezal KUDU VH100 en el pozo ES-455.

3.7 Experiencia operacional en el área Este del Campo Socororo

Tabla 11.- Especificaciones de completación de los pozos del área Este.

Pozo	Revestidor de Producción	Tubería de Producción	Completación	Liner Ranurado	Empaque
ES-401	7"	4 1/2"	Ventana de 13"	de 3 1/2" x 0,015"	Grava 16/30
ES-404	7"	4 1/2"	Ventana de 13"	de 4 1/2" x 0,020"	Grava 20/40
ES-451	7"	3 1/2"	Ventana de 13"	de 4 1/2" x 0,015"	Grava 16/30
ES-454	7"	3 1/2"	Casing Cañoneado	de 3 1/2" x 0,015"	Grava 16/30
ES-455	7"	4 1/2"	Ventana de 13"	de 4 1/2" x 0,015"	Grava 16/30
ES-456	7"	4 1/2"	Casing Cañoneado	de 3 1/2" x 0,015"	Grava 16/30
ES-460	7"	3 1/2"	Casing Cañoneado	de 3 1/2" x 0,015"	
ES-461	9 5/8"	4 1/2"		de 4 1/2" x 0,015"	
SOC-5	5 1/2"	2 7/8"	Casing Cañoneado	de 2 7/8" x 0,015"	Grava 16/30

Como se pudo observar en la Tabla 11, en la mayoría de los pozos del área Este, el revestidor de producción es de 7 pulgadas salvo los pozos ES-461 y SOC-5 con revestidores de 9 ⁵/₈ y 5 ¹/₂ pulgadas, respectivamente. Los diámetros de tuberías de producción comunes son de 3 ¹/₂ y 4 ¹/₂ pulgadas, salvo el pozo SOC-5 con diámetro de tubería de 2 ⁷/₈ pulgadas. Los pozos ES-401, ES-404, ES-451 y ES-455 presentan ventanas de 13 pulgadas, mientras que al resto le ha sido cañoneado el revestidor de producción. Las completaciones en las perforaciones de todos los pozos son con liners ranurados con medidas que se ajustan al diámetro de la tubería de producción y ranuras de 0,015 pulgada salvo el pozo ES-404. El empaque común de grava es de 16/30, salvo el pozo ES-404 que presenta empaque de grava de 20/40.

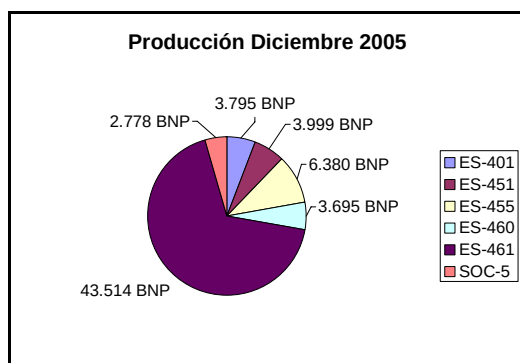


Fig. 21.- Producción por pozos del área Este del Campo Socororo para diciembre 2005.

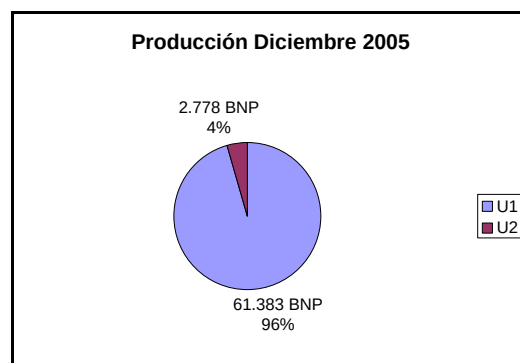


Fig. 22.- Producción por arenas del área Este del Campo Socororo para diciembre 2005.

Los pozos productores por BCP del área Este son los que más aportan a la producción del campo en general, por sí solos produjeron 64.161 BNP durante el mes de diciembre de 2005, que representaron el 74% de la producción de crudo del AMS para ese mes. Este crudo fue producido de las arenas U1 y U2, pero la mayoría de esta producción es de los distintos niveles de la arena U1.

Para diciembre de 2005, la tasa de producción del área Este fue de 2.120 BPPD, con un corte de agua promedio de 16 % y una RGP promedio de 176 PCN/BN. El crudo producido fue petróleo pesado de 17 grados API. Los pozos productores activos de esta área fueron: ES-401, ES-451, ES-455, ES-460, ES-461 y SOC-5.

Hasta diciembre de 2005 se han instalado 13 BCP en esta área, de ellas 4 han resultado dañadas, para el pozo ES-404 una resultó dañada en la completación inicial y otra fue removida debido a problemas por producción de finos. Las 2 restantes se dañaron por desgaste, ambas con el pozo ES-451. El promedio de vida útil de las BCP instaladas aquí ha sido de 13,7 meses.

Tabla 12.- Últimos niveles medidos de diferentes pozos del área Este.

Pozo	Nivel dinámico (pies)	Sumergencia (pies)	Fecha
ES-401	1.554	2.549	03/01/2006
ES-404	3.592	1.183	22/04/2005
ES-451	952	3.078	02/01/2006
ES-455	642	3.420	03/01/2006
ES-456	504	3.543	20/12/2004
SOC-5	2.286	1.703	02/01/2006

Las pruebas acústicas realizadas sobre los pozos ES-401, ES-404, ES-451, ES-455, ES-456 y SOC-5 han mostrado sumergencias mayores de 1.000 pies. Este nivel de sumergencia es bastante bueno. Para diciembre de 2005, ningún pozo productor por BCP de esta área presentaba baja sumergencia. A continuación se muestra una historia de los niveles de varios pozos en los últimos dos años.

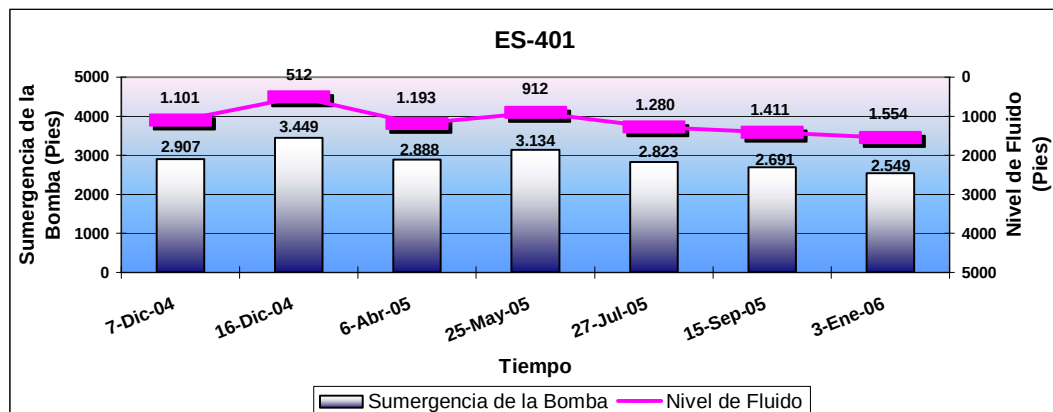


Fig. 23.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-401.

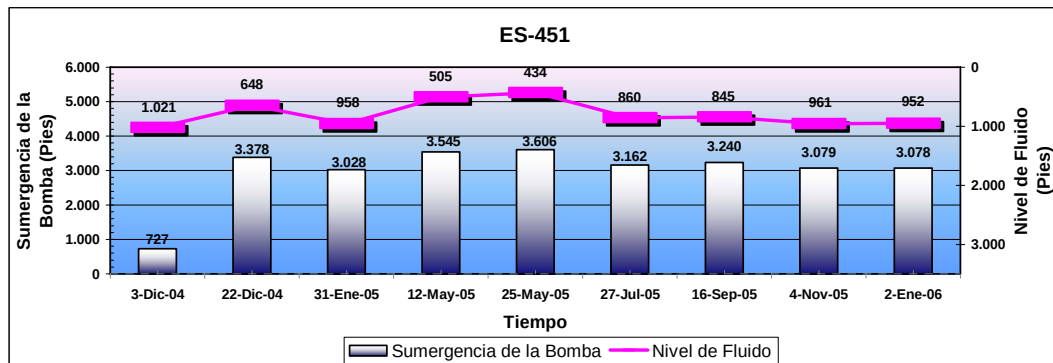


Fig. 24.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-451.

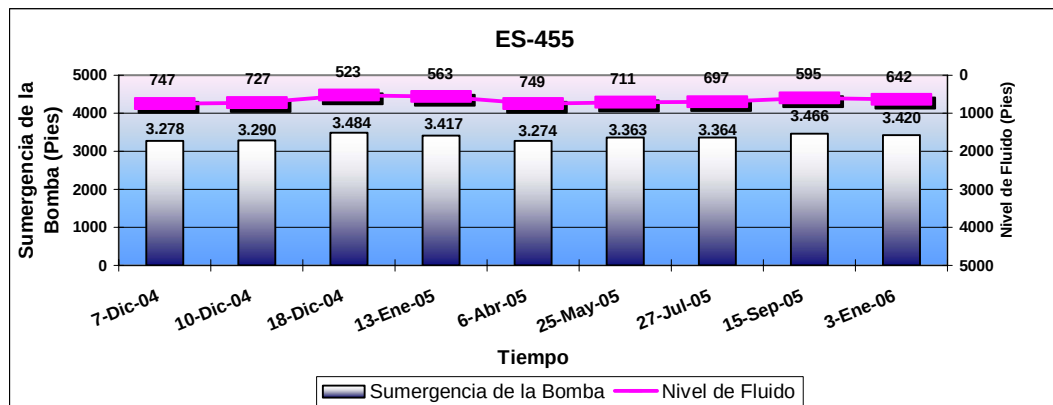


Fig. 25.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-455.

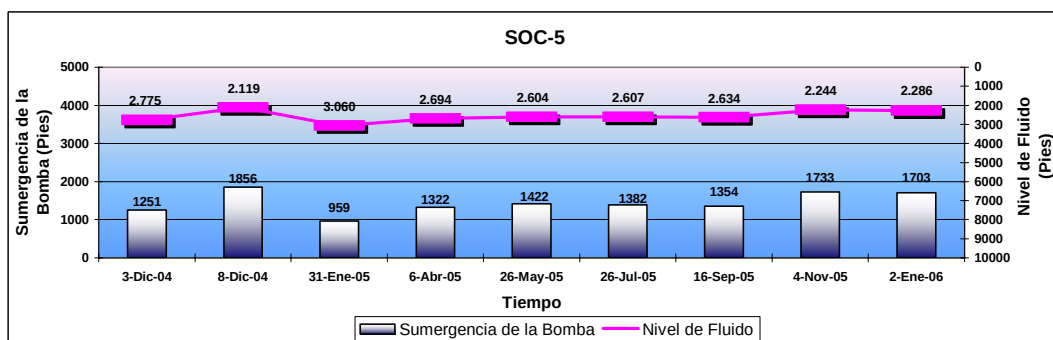


Fig. 26.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo SOC-5.

Las figuras anteriores muestran el comportamiento de los niveles de fluidos y sumergencias de los pozos ES-401, ES-451, ES-455 y SOC-5. Estos cuatro pozos reflejan el comportamiento general de esta área, donde los niveles de fluidos y sumergencias no varían drásticamente con el cambio de velocidades de operación de los pozos productores por BCP. Los pozos de esta área presentan una buena afluencia y han estado produciendo muy por debajo de su potencial.

Tabla 13.- Número de monitoreos recibidos en el 2005 para los pozos del área Este del AMS.

Pozo	Veces que fue monitoreado (2005)	Días de Producción (2005)	Número de días entre cada Monitoreo
ES-401	4	350	88
ES-451	6	322	54
ES-455	5	362	72
SOC-5	6	363	61

Es de hacer notar que el monitoreo de los niveles de fluidos de los pozos ES-401, ES-451, ES-455 y SOC-5 no necesita ser muy frecuente, ya que estos presentan buena afluencia yacimiento - pozo. Véase Tabla 13.

Las fallas mecánicas por parte de cabillas en esta área han sido muy esporádicas, sólo se han presentado dos fallas en el pozo ES-451 durante sus 875 días de producción. Las fallas por cabillas se presentaron en julio de 2003 y abril de 2005, respectivamente. Véase Tabla 14.

Tabla 14.- Fallas mecánicas (por cabillas) presentadas durante la historia de producción con BCP en el área Este del AMS.

Pozo	Días en producción con BCP	Fallas por cabillas	Días promedio entre fallas
ES-401	761	0	-
ES-451	875	2	438
ES-455	553	0	-
SOC-5	687	0	-

3.7.1 Descripción operacional del pozo ES-401

Este pozo ha producido sin problemas desde que fue rehabilitado el 28 de noviembre de 2003. Posee una BCP Geremía modelo 200 TP 1800 con un elastómero de nitrilo estándar. Produce de las arenas U1U,M. La tasa promedio es de 176 BPPD con un corte de agua promedio de 25%. La RGP promedio ha sido de 281 PCN/BN. La velocidad de operación promedio ha sido de 162 rpm. Su historia de producción indica un comportamiento normal de sus eficiencias, con un valor promedio de 59% donde no se observa desgaste severo de la BCP. El pozo no ha presentado problemas de baja sumergencia. La información de producción detallada de este pozo puede conseguirse en el Anexo 1.

3.7.2 Descripción operacional del pozo ES-404

Este pozo produce de la arena P2 y ha presentado problemas de producción de arena durante su historia reciente. En noviembre de 2003 se realizó la primera completación con BCP, que sólo produjo por unos días, y aunque no se encontró relleno en la bomba, el elastómero presentó desgarramiento.

En enero de 2004 se realizó la segunda completación, con una BCP marca Geremías, modelo 28 40 2100 con un elastómero para crudos ligeros o medianos con alto contenido de aromáticos. Luego de instalada produjo sólo por 2 meses, pero no mostró indicios de buen funcionamiento desde el comienzo. El valor más alto de eficiencia fue de 26%, esto puede deberse a una interferencia anormalmente baja, que pudo ser originada al no haberse hinchado el elastómero con normalidad o a la mala selección del rotor a utilizar con la BCP. Tal vez el problema se debió a la severa producción de finos que presentó el pozo con el empaque de grava 16/40. Puesto que se desconoce el nivel de fluido dinámico durante el período de producción, es posible que la BCP estuviese operando con bajos niveles de sumergencia. Aunque con bajas

eficiencias, esta BCP se encontraba en producción hasta que se decidió cambiar el método de producción para bombeo mecánico por la severa producción de finos.

Luego de 3 bombas mecánicas y un cambio de reempaque con grava 20/40 se decidió volver a BCP, instalándose en mayo de 2005 una PCM modelo 80 TP 1600 con elastómero de nitrilo estándar. La bomba registró una eficiencia de 63% en los primeros días de producción, pero a los dos meses este pozo presentó alta RGP de hasta 2.245 PCN/BN, teniendo entonces que ser cerrado. Presento buenas sumergencias con más de 1.000 pies en sus dos últimos meses de producción. La información de producción detallada de este pozo puede conseguirse en el Anexo 2.

3.7.3 Descripción operacional del pozo ES-451

En junio de 2003 se instaló la primera BCP, una PCM modelo 200 TP 1800, con elastómero de nitrilo estándar. De acuerdo a los valores de eficiencia, esta BCP muestra un hinchamiento normal del elastómero luego de su instalación. La historia de producción indica que los valores de eficiencia presentaron valores normales de entre 50 y 70%. Esta primera BCP produjo por 11 meses hasta que fue removida debido a sus bajos valores de eficiencia. Del análisis de falla se sabe que el elastómero presentó ampollas, desgarramiento, hinchamiento excesivo en la succión de la bomba y desgaste de la capa de cromo a nivel de las crestas en el rotor.

Las ampollas se originan cuando el gas logra permearse a través del elastómero. Las ampollas más el hinchamiento excesivo son indicativos de que el ataque químico fue el principal responsable del daño de la BCP, principalmente por la cantidad de H_2S y CO_2 presentes en el fluido. Se tienen valores de 10 ppm y 7% vol molar, respectivamente. El desgarramiento y el desgaste de la capa de cromo del rotor son consecuencia del hinchamiento del estator que provocó un aumento en el torque de las cabillas que terminaron desgastando aceleradamente la BCP.

La falta de un análisis de compatibilidad realizado previamente a la instalación de la BCP en el ES-451 conllevó a la mala selección del elastómero.

En julio de 2004 se realizó la segunda completación, con BCP de PCM modelo 225 TP 2400 y se utilizó el mismo elastómero 159 de nitrilo estándar utilizado con la primera BCP. Esta BCP produjo durante 8 meses. No se sabe si hubo análisis de compatibilidad previo a la instalación. Esta bomba trabajó casi siempre a una velocidad de entre 90 y 100 rpm. La RGP fue alta con 475 PCN/BN durante toda su etapa de producción, y fue más alta que la RGP que manejó la BCP previa con 212 PCN/BN. No hubo problemas de sumergencia durante su vida útil. Esta BCP dejó de producir debido a una cabilla rota. Durante la reparación de la sarta de cabillas se extrajo la BCP y se decidió no volverla a instalar ya que presentaba síntomas de desgaste. Aunque esta BCP presentaba desgaste podía seguir produciendo, pero no valía la pena re-instalarla para reemplazarla a los pocos meses.

En mayo de 2005 se realizó la tercera completación. Esta vez se eligió la BCP Moyno modelo 50 H 200 con elastómero UF158 el cual es de alto nitrilo saturado, lo que hace que sea muy resistente a los fluidos aromáticos, CO₂, agua y H₂S. Hasta diciembre de 2005 lleva 7 meses produciendo. El elastómero 158UF de Moyno posee niveles de resistencia superiores al elastómero 159 de PCM, sobretodo en el aspecto que más afecta a este pozo: H₂S y CO₂.

Este pozo produce de las arenas U1U,M. La tasa de producción promedio es de 125 BPPD con un corte de agua de 42%. La RGP promedio ha sido de 363 PCN/BN. La velocidad de operación promedio es de 144 rpm. Esta BCP ha presentado buen comportamiento durante su operación, con valor promedio de eficiencia en 54%. Los últimos valores de eficiencia registrados no muestran señales de desgaste de la BCP. El pozo no ha presentado problemas de baja sumergencia. La información de producción detallada de este pozo puede conseguirse en el Anexo 3.

3.7.4 Descripción operacional del pozo ES-454

Este pozo es productor por BM pero presentó una breve historia inicial con BCP, en abril de 2004 se instaló una PCM modelo 24 40 1500, produciendo de la arena U4M,L por un poco más de un mes un crudo de 8 grados API. Esta BCP no se dañó, simplemente el crudo resultó ser demasiado viscoso para bombearlo efectivamente. Se cambió el método de producción a BM y el pozo produjo con mejores resultados. Actualmente este pozo está inactivo por presentar un alto corte de agua.

La experiencia con BCP para este pozo es interesante, la compañía PCM afirma que el método de BCP ha sido capaz de levantar crudo de hasta 8 grados API y 100.000 cP pero de esta experiencia sólo se sabe que utilizaron el elastómero 204.

3.7.5 Descripción operacional del pozo ES-455

Este pozo ha producido sin problemas de las arenas U1U,M desde que fue abierto el 23 de junio de 2004. Posee una BCP Geremía modelo 24 40 1500 con elastómero NBRA de nitrilo estándar. La tasa de producción promedio ha sido de 169 BPPD con un corte de agua de 19%. La RGP promedio es de 217 PCN/BN. La velocidad de operación promedio ha sido de 122 rpm. Su historia de producción indica un comportamiento normal de sus eficiencias con un promedio de 52%, donde no se observa desgaste de la BCP. El pozo no ha presentado problemas de baja sumergencia. La información de producción detallada de este pozo puede conseguirse en el Anexo 6.

3.7.6 Descripción operacional del pozo ES-456

En octubre de 2004 se realizó la completación inicial de este pozo con una BCP PCM modelo 200 TP 1800. Este pozo presentó inicialmente buenos valores de eficiencia que hacen pensar que el elastómero se ajustó correctamente. Produjo por 4

meses con valores de eficiencia entre 42 y 61%. Su velocidad de operación fue de 100 rpm. La BCP no parece presentar problemas durante su operación. Este pozo fue cerrado debido al alto corte de agua que presentó durante los últimos dos meses y que llegó hasta 95%. El pozo está en espera para ser reacondicionado.

3.7.7 Descripción operacional del pozo ES-460

Este es un pozo nuevo, comenzó su producción el 30 de noviembre de 2005. Tiene una BCP Geremía modelo 24 40 1500. Produce de las arenas U1M,L. Su tasa es de 155 BPPD con un corte de agua de 48%. El RGP es de 1.426 PCN/BN. La velocidad de operación es de 107 rpm.

3.7.8 Descripción operacional del pozo ES-461

Otro pozo nuevo, el primero con un brazo horizontal del campo, entro en producción el 30 de noviembre de 2005. Posee una BCP PCM modelo 580 TP 1600. Produce de la arena U1U. Para diciembre, su tasa es de 1.461 BPPD con un corte de agua de 1%. La RGP es de 327 PCN/BN. Este pozo fluyó por flujo natural hasta el mes de febrero de 2006.

3.7.9 Descripción operacional del pozo SOC-5

Este pozo ha estado abierto a producción desde el 8 de febrero de 2004. Con una BCP R&M modelo 50 H 200 y elastómero 136 de alto nitrilo, produce de la arena U2M,L. La tasa de producción promedio ha sido de 86 BPPD con un corte de agua de 30%. La RGP promedio que maneja el pozo es de 426 PCN/BN. La velocidad de operación promedio ha sido de 109 rpm. Su historia de producción indica un comportamiento normal de sus eficiencias con un promedio de 56%, sin observarse desgaste en la BCP. No hay indicios de canalización. Aunque este pozo ha sido el que menos sumergencia ha tenido de toda el área, esta se ha mantenido entre 959 y 1.856 pies. El crudo que produce es de 12 grados API, convirtiéndolo en el pozo que

produce el crudo más viscoso del área. Actualmente, se le esta inyectando diluyente en superficie para mejorar su productividad. La información de producción detallada de este pozo puede conseguirse en el Anexo 8.

3.8 Experiencia operacional en el área Oeste del Campo Socororo

Tabla 15.- Especificaciones de completación de los pozos del área Oeste.

Pozo	Revestidor de Producción	Tubería de Producción	Completación	Liner Ranurado	Empaque
ES-452	7"	4 1/2"	Ventana de 13"	de 4 1/2" x 0,015"	Grava 16/30
ES-453	7"	4 1/2"	Casing Cañoneado	de 3 1/2" x 0,015"	Grava 16/30
ES-457	7"	3 1/2"	Casing Cañoneado	de 3 1/2" x 0,015"	Grava 16/30
ES-458	7"	4 1/2"	Casing Cañoneado	de 3 1/2" x 0,015"	Grava 16/30

Como se pudo observar en la Tabla 15, En los pozos productores del área Oeste, todos los diámetros del revestidor de producción son de 7 pulgadas. Los diámetros de tuberías comúnmente son de 4 ½ pulgadas, aunque el ES-457 tiene tubería de producción de 3 ½ pulgadas. Las completaciones sobre las perforaciones de todos los pozos son con tuberías ranuradas, todos a excepción del ES-452 presentan completación cementada, cañoneada y luego empacada con grava. El ES-452 presenta empaque con grava y ventana de 13 pulgadas.

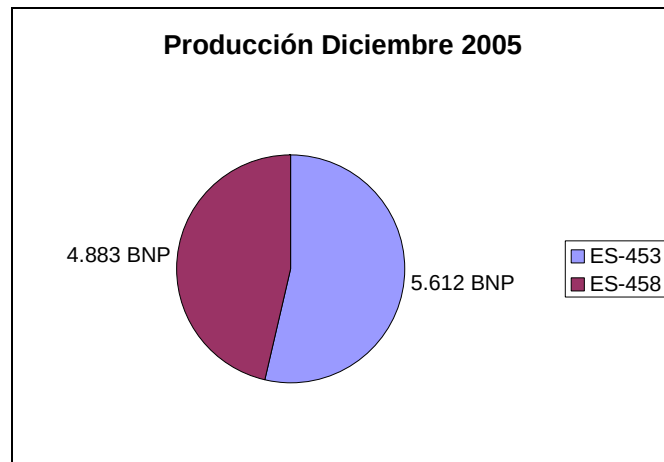


Fig. 27.- Estadísticas de producción del área Oeste, diciembre 2005.

La producción de los pozos de esta área representa el 14% de la producción del campo en general, estos pozos produjeron 10.495 BNP durante diciembre de 2005 provenientes de los distintos niveles de la arena U2.

Para diciembre de 2005, la tasa de producción del área es de 376 BPPD, con un corte de agua promedio de 34 % y una RGP promedio de 128 PCN/BN. Los pozos productores por BCP activos para diciembre de 2005 son el ES-453 y ES-458.

Hasta diciembre de 2005, en esta área se han instalado 6 BCP, resultando 2 de ellas dañadas, todas por desgaste, una en el ES-452 y otra en el ES-457. El promedio de vida útil de las BCP aquí es de 9,6 meses.

Tabla 16.- Niveles de diferentes pozos del área Oeste.

Pozo	Nivel dinámico (pies)	Sumergencia (pies)	Fecha
------	-----------------------	--------------------	-------

ES-452*	1.351	2.838	07/11/2005
ES-457	4.221	150	24/05/2005

Las pruebas acústicas realizadas sobre el pozo ES-453 han mostrado niveles de fluido entre 500 y 1.000 pies, lo que hace que tengan sumergencias mayores de 3.000 pies. Sin embargo, este pozo es la excepción, ya que en esta área la tendencia de los pozos es a presentar problemas de baja sumergencia. Los pozos ES-452 y ES-457 reflejan este comportamiento de bajo aporte, donde el nivel de fluido decrece constantemente a lo largo del período de producción. Véase Tabla 16.

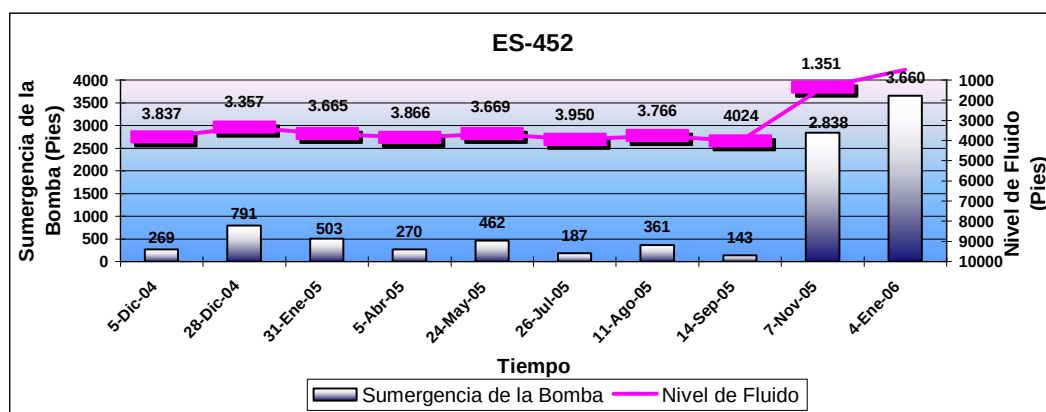


Fig. 28.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-452.

* El nivel leído para este pozo es el nivel estático, ya que se encontraba cerrado a producción cuando le fue tomado el nivel.

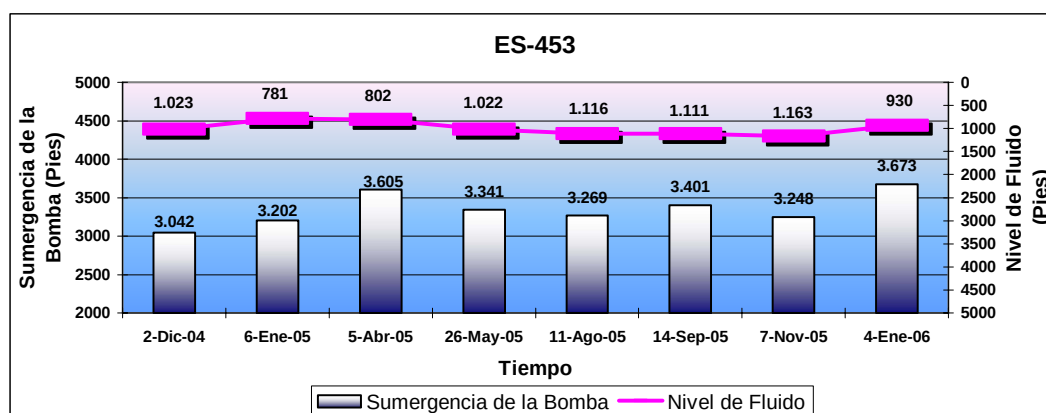


Fig. 29.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-453.

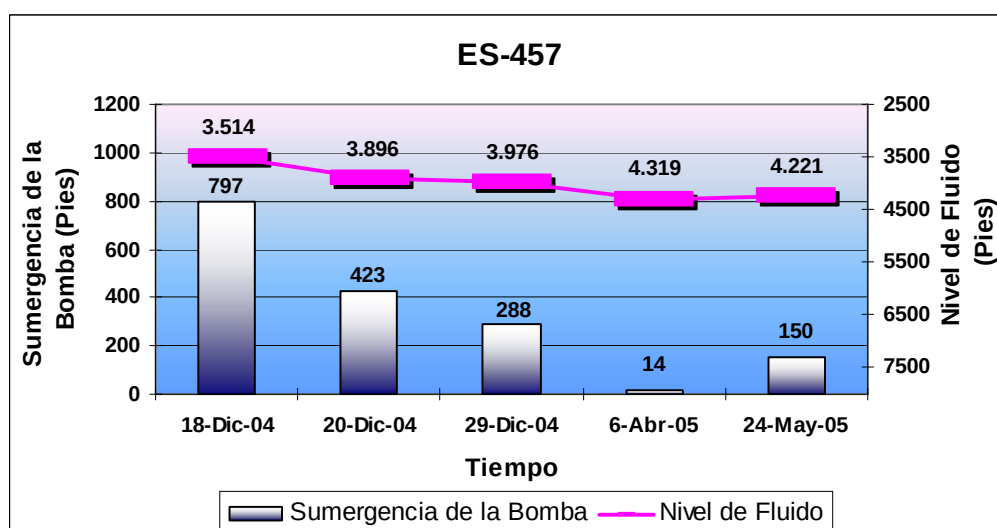


Fig. 30.- Niveles de fluidos y sumergencias del pozo ES-457.

La causa de los problemas de bajo aporte de algunos de los pozos de esta área se encuentra en la pobre consolidación de las arenas. Cuando se coloca un empaque con grava de granos muy finos, la permeabilidad se va reduciendo a medida que avanza la producción, ya que los granos finos de la formación pobremente consolidados van siendo arrastrados a medida que produce el pozo y llegan a depositarse entre los granos del empaque de grava, reduciendo la permeabilidad con el transcurso del tiempo. Por otro lado, cuando se coloca un empaque con grava de

granos más gruesos, ocurre que los granos finos no consolidados circulan libremente a través del empaque con grava, lo que genera problemas en los equipos por producción de finos.

Tabla 17.- Número de monitoreos recibidos en el 2005 para los pozos del área Oeste del AMS.

Pozo	Veces que fue monitoreado (2005)	Días de Producción (2005)	Número de días entre cada Monitoreo
ES-452	7	311	44
ES-453	6	363	61
ES-457*	5	190	38

Esta área contiene dos de los pozos que han sido más monitoreados durante el 2005, los pozos ES-452 y ES-457. De todos los pozos en producción del AMS, el pozo ES-457 es el que ha recibido la mayor cantidad de monitoreo de niveles de fluido con respecto al número de días que ha estado en producción, con un monitoreo cada 38 días. Véase Tabla 17.

El pozo ES-457 fue un pozo que empezó a producir en los primeros días de diciembre de 2004, se puede observar que para el 18 de diciembre este pozo tenía 797 pies de nivel de fluido sobre la BCP, en sólo once días este pozo perdió 509 pies de nivel de fluido pasando a tener sólo 288 pies de nivel de fluido. Este pozo fue monitoreado sólo dos veces en el 2005, pero en los 5 meses que estuvo produciendo, desde diciembre de 2004 hasta mayo de 2005, fue monitoreado al menos 5 veces.

Las fallas mecánicas relacionadas a cabillas ocurridas en esta área también han sido mínimas, sólo se ha presentado una falla en el pozo ES-457 durante diciembre de 2004. Véase Tabla 18.

* Este pozo fue monitoreado desde diciembre de 2004.

Tabla 18.- Fallas mecánicas (por cabillas) presentadas durante la historia de producción con BCP en el área Oeste del AMS.

Pozo	Días en producción con BCP	Fallas por cabillas	Días promedio entre fallas
ES-452	705	0	-
ES-453	613	0	-
ES-457	244	1	244

3.8.1 Descripción operacional del pozo ES-452

La primera completación realizada sobre este pozo se hizo en diciembre de 2003, donde se instaló una PCM modelo 200 TP 1800 con un elastómero de nitrilo estándar modelo 159. El ES-452 produjo con esta completación durante 10 meses. Esta BCP mostró indicios de haberse ajustado correctamente en sus momentos iniciales, registrando siempre eficiencias mayores a 70% durante su primer mes. Sin embargo, de su historia de producción podemos observar que la eficiencia se mantuvo en constante descenso hasta el momento en que fue retirada la BCP.

La segunda completación inicial se realizó en noviembre de 2004, donde se instaló una GEREMIA modelo 24 40 1500 con un elastómero NBRA de nitrilo estándar. Esta BCP instalada en este pozo no ha mostrado valores buenos de eficiencia, alcanzó su máximo valor de 47% en sus momentos iniciales pero luego de eso se ha mantenido en constante descenso. Los rpm se han mantenido entre 80 y 100 rpm.

El ES-452 ha presentado bajos niveles de sumergencias durante su producción, estas han oscilado entre 150 y 800 pies. De acuerdo a las gráficas de IPR construidas, el pozo ES-452 tiene un potencial máximo de 367 BBPD; para un diferencial de presión de 500 lpc, este pozo debería producir 164 BBPD, sin embargo, este pozo apenas produce 50 BBPD para ese diferencial de presión, presentando problemas de baja sumergencia. La información de producción detallada de este pozo puede conseguirse en el Anexo 4.

3.8.2 Descripción operacional del pozo ES-453

Este pozo ha producido sin problemas de las arenas U2M,L desde que fue abierto el 20 de abril de 2004. La tasa de producción promedio ha sido de 160 BPPD con un corte de agua de 36%. La RGP promedio es de 245 PCN/BN. La velocidad de operación promedio ha sido de 113 rpm. Su historia de producción indica un comportamiento normal de sus eficiencias con un promedio de 66%, donde no se observa desgaste de la BCP. Hay canalización de agua presente desde octubre de 2004, donde el corte de agua nunca ha podido ser menor de 30%. El pozo no ha presentado problemas de baja sumergencia. La información de producción detallada de este pozo puede conseguirse en el Anexo 5.

3.8.3 Descripción operacional del pozo ES-457

La primera BCP instalada sobre este pozo apenas duró un poco más de un mes en producción. Esta BCP no parece haberse ajustado al pozo desde el principio, puesto que la mayor eficiencia registrada fue de 16%. Del análisis de falla realizado sobre esta BCP podemos observar que el elastómero utilizado fue de nitrilo estándar. La BCP dejó de producir eficientemente debido al ataque químico a la que fue sometida por los fluidos del pozo.

Es interesante observar que antes de que la BCP dejara de funcionar por completo este pozo estuvo detenido por una cabilla rota en la sarta. Esta cabilla debió romperse cuando el elastómero comenzó a hincharse debido al ataque químico, haciendo que aumentara el torque sobre las cabillas. La sarta de cabillas de este pozo fue cambiada de $\frac{7}{8}$ pulgada a 1 pulgada.

La segunda BCP instalada aquí no parece haberse ajustado correctamente, el mayor valor de eficiencia registrado fue de 33%, justo cuando la BCP estaba recién

instalada. Luego de esto la eficiencia se ha mantenido en constante descenso. La velocidad de operación con la que ha trabajado esta BCP ha sido de 65 rpm.

Posibles incompatibilidades entre los fluidos del pozo y los elastómeros instalados pueden ser la causa por las que el ES-457 no ha producido eficientemente. Este pozo también presenta bajos niveles de sumergencia durante su historia productiva. La información de producción detallada de este pozo puede conseguirse en el Anexo 7.

3.8.4 Descripción operacional del pozo ES-458

Este es un pozo nuevo, entró en producción el 8 de diciembre de 2005. Posee una BCP Netzch modelo 400*150 ST 50. Produce de las arenas U2M. Su tasa es de 195 BPPD con un corte de agua de 30%. El RGP es de 80 PCN/BN. La velocidad de operación es de 93 rpm.

Las tablas 19 y 20 muestran un resumen de las principales características de ambas áreas del AMS.

Tabla 19.- Resumen de las principales características del Área Este.

Área Este			
Producción diaria:	2.120 BPPD		
%AyS:	16 %		
RGP:	176 PCN/BN		
Pozos Activos (6) →	ES-401, ES-451, ES-455, ES-460, ES-461 y SOC-5.		
Pozos Inactivos (2) →	ES-404, ES-456.		
Bombas Instaladas:	13	Bombas Dañadas:	4
Vida útil promedio de BCP:	13,7 meses		
• Ningún pozo por BCP presenta problemas de baja sumergencia. • Cuenta con información sísmica 3D. • Principalmente la producción proviene de la arena U1.			

Tabla 20.- Resumen de las principales características del Área Oeste.

Área Oeste			
Producción diaria:	376 BPPD		
%AyS:	34 %		
RGP:	128 PCN/BN		
Pozos Activos (2) →	ES-453 y ES-458.		
Pozos Inactivos (2) →	ES-452, ES-457.		
Bombas Instaladas:	6	Bombas Dañadas:	2
Vida útil promedio de BCP:	9,6 meses		
• Históricamente ha tenido pozos por BCP que han presentado problemas de baja sumergencia (ES-452 y ES-457). • Toda la producción proviene de la arena U2.			

3.9 Evaluación de los elastómeros

Con algunos elastómeros se han obtenido buenos resultados, prueba de ello son los pozos ES-401, ES-453, ES-455 y SOC-5, que llevan una vida operacional de 26, 20, 18 y 23 meses respectivamente sin mostrar pruebas de desgaste o alta ineficiencia. Véase Tabla 21.

Tabla 21.- Características de los diferentes pozos activos del AMS sobre elastómeros.

Pozo	Bomba	Instalación	Removida	Duración (meses)	Elastómero
ES-451	200-TP-1800 (EQUIMAVENCA)	Jul-03	Jun-04	11	159
ES-401	200-TP-1800 (EQUIMAVENCA)	Nov-03	-	26	159
ES-452	200-TP-1800 (EQUIMAVENCA)	Dic-03	Oct-04	10	159
ES-404	28 40 2100 (WEATHERFORD)	Ene-04	Mar-04	2	NBRA
SOC-5	50 H 200 (R&M)	Feb-04	-	23	136UF
ES-453	24-40-1500 (WEATHERFORD)	Abr-04	-	20	NBRA
ES-455	24-40-1500 (WEATHERFORD)	Jun-04	-	18	NBRA
ES-451	225-TP-2400 (EQUIMAVENCA)	Jul-04	Mar-05	8	159
ES-457	50 N 340 (R&M)	Oct-04	Nov-04	1	136UF
ES-452	24-40-1500 (WEATHERFORD)	Nov-04	-	11	NBRA
ES-457	50 N 340 (R&M)	Dic-04	-	6	102UF
ES-451	50 H 200 (R&M)	May-05	-	8	158UF
ES-404	80-TP-1600 (EQUIMAVENCA)	May-05	-	2	159

El pozo SOC-5 se encuentra produciendo de la arena U2. Es el único pozo que produce de esa arena en el área Este del AMS.

Los pozos ES-401, ES-451 y ES-455 han producido con elastómeros del tipo nitrilo estándar, el modelo 159 de PCM para los pozos ES-401 y ES-451 y el modelo NBRA de Geremía para el pozo ES-455. Vale aclarar que aunque estos dos elastómeros pertenecen a la misma clase no tienen las mismas características, puesto que son de diferentes fabricantes y cada uno de estos tiene su propia formula química para sus elastómeros, que los hace tener características particulares. Por ejemplo, el elastómero 136UF de nitrilo estándar de Moyno tiene más resistencia al H₂S que el elastómero 102UF de alto nitrilo de la misma compañía.

Tabla 22.- Análisis químico de CO₂ y H₂S para los pozos ES-401, ES-451 y ES-455.

Pozo	CO ₂ (% Vol. Molar)	H ₂ S (ppm)
ES-401	9,758	10
ES-451	6,693	10
ES-455	10,512	10

Los pozos ES-401, ES-451 y ES-455 producen desde la misma arena U1 en los mismos niveles U y M. Los pozos ES-401 y ES-451 han producido con el mismo elastómero 159 proveídos por PCM, con resultados distintos. De acuerdo al análisis químico todos los pozos presentan la misma cantidad de H₂S con 10 ppm. Del análisis químico puede observarse que el pozo ES-451 es el que menor porcentaje de CO₂ presenta de los tres pozos. Sin embargo, el pozo ES-451 es el único de los tres pozos cuestionados que ha fallado por elastómero. Véase Tabla 22. En los Anexos 9, 10, 11 y 12 se encuentran los análisis cromatográficos de los pozos ES-401, ES-451, ES-452 y ES-455 respectivamente.

Kenneth Oglesby, José Arellano y Gary Scheer son los autores del paper de la SPE número 80919 de título “Catorce Años de Bombeo por Cavidades Progresivas en el Sur de Oklahoma”. En sus conclusiones operacionales llegaron a la siguiente: “La aplicabilidad de BCP en otros campos debe ser cuidadosamente probada, ya que la compatibilidad de elastómero y el ajuste estator-rotor puede variar de campo en campo y de pozo a pozo”.

No se ha encontrado ninguna razón válida por la que el pozo ES-451 haya fallado su elastómero, teniendo mejores características químicas que los pozos ES-401 y ES-455 y que han producido exitosamente con elastómeros similares. Sólo se ha observado el mismo comportamiento operacional sucedido en el sur de Oklahoma.

Una situación similar puede observarse en los pozos ES-452, ES-453 y ES-457 del área Oeste del AMS. Los tres pozos producen de la misma arena U2 en los niveles M y L, teniendo experiencias distintas. Mientras los pozos ES-452 y ES-457

ya presentaron fallas por elastómeros, el pozo ES-453 lleva 20 meses en producción con un elastómero de nitrilo estándar NBRA de Geremía.

Tabla 23.- Cronología de las fallas por elastómeros del AMS.

Pozo	Bomba	Duración (meses)	Causa
ES-451	200-TP-1800 (EQUIMAVENCA)	11	Falló Elastómero
ES-452	200-TP-1800 (EQUIMAVENCA)	10	Falló Elastómero
ES-457	50 N 340 (R&M)	1	Falló Elastómero

Algunos elastómeros de nitrilo estándar demostraron no soportar el ataque químico que ejercía el fluido de algunos pozos sobre ellos. Los pozos ES-451, ES-452 y ES-457 han demostrado baja tolerancia al elastómero de nitrilo estándar. Véase Tabla 23.

La única falla puramente por elastómero ha sido la del pozo ES-451, durante su vida de producción este pozo no tuvo problemas de sumergencia y su elastómero siempre estuvo en contacto con el fluido del pozo.

Los pozos ES-452 y ES-457 han fallado por elastómero pero han sido operados bajo la circunstancia especial de siempre producir con bajos niveles de sumergencia. Es posible que en algún momento estas BCP hayan trabajado en vacío.

3.9.1 Primera BCP para el pozo ES-451 (julio 2003)

La primera BCP fue instalada en julio de 2003, poseía un elastómero de nitrilo estándar y produjo por 11 meses 69.088 BNP, 14.628 MPCN de gas y 49.012 BN de agua.

Las Fig. 31, 32 y 33 muestran la grafica de comportamiento de la RGP, RPM y eficiencias de la BCP respectivamente con respecto al tiempo.

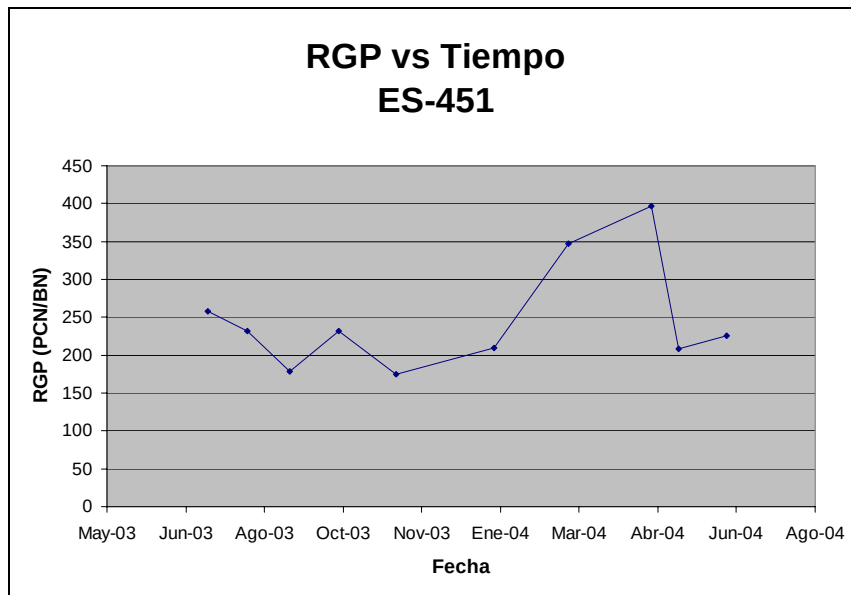


Fig. 31.- Gráfica RGP vs Tiempo del pozo ES-451.

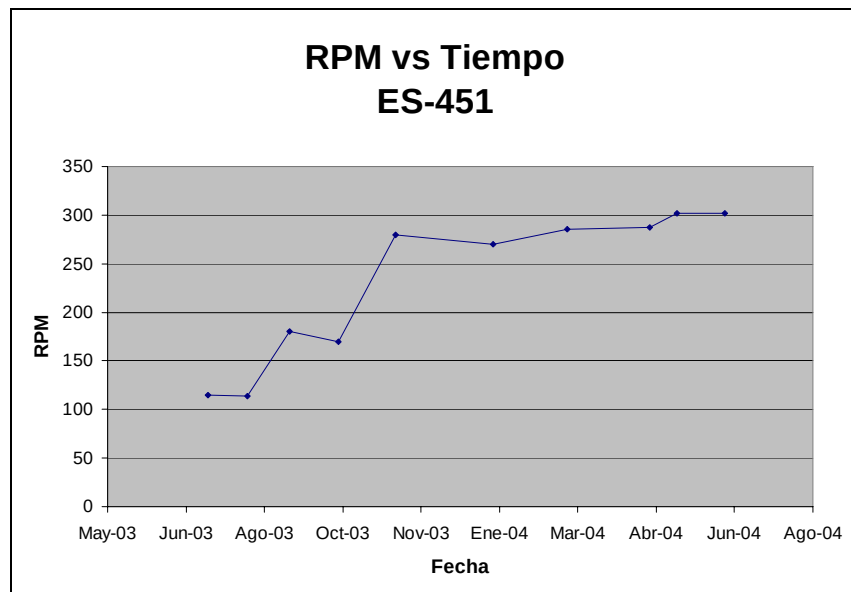


Fig. 32.- Gráfica RPM vs Tiempo del pozo ES-451.

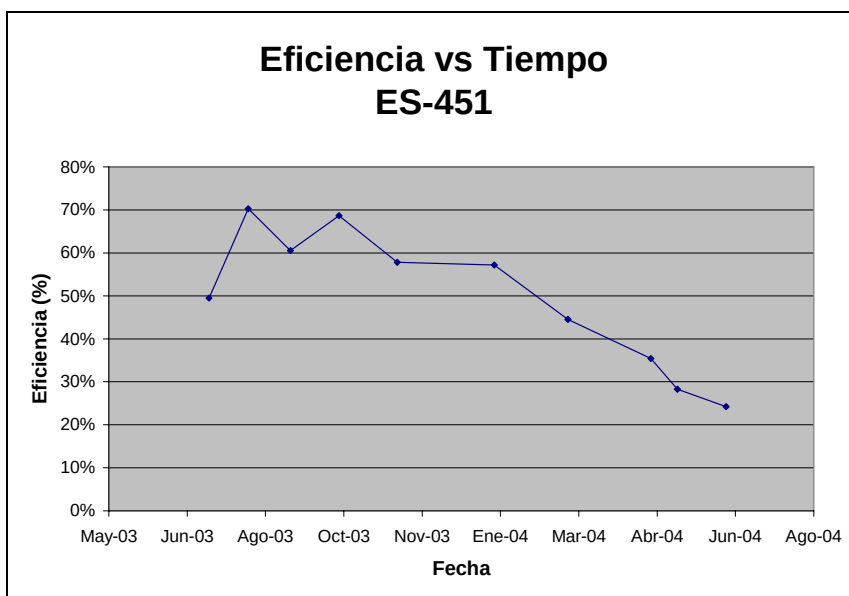


Fig. 33.- Gráfico Eficiencia vs Tiempo ES-451.

La RGP con que operó la BCP mantuvo un comportamiento ascendente desde los 258 PCN/BN iniciales hasta alcanzar un tope de 397 PCN/BN. La RGP final de producción fue de 212 PCN/BN. La velocidad de operación se mantuvo en ascenso desde 115 rpm en julio de 2003 hasta 302 rpm en junio de 2004. Los valores de eficiencia siempre fueron decrecientes, desde 70% en agosto de 2003 hasta 24% en junio de 2004.



Fig. 34.- Segmentos de la BCP del pozo ES-451.

El 18 de junio de 2004 se retiró la BCP en el pozo ES-451 debido a que presentaba deficiencias de producción. Se detectó que el estator presentó desgarramiento severo del elastómero a lo largo de 8 pies medidos a partir del extremo de descarga y ampolla puntual a esta distancia, el extremo de succión presentó obstrucción total de la cavidad a 8 pulgadas del extremo. El rotor presentó desgaste en diversos sitios.



Fig. 35.- Sección desgastada del rotor de la BCP del pozo ES-451.

El equipo fue acoplado (rotor – estator) el mismo día, lo cual evitó el envejecimiento acelerado del elastómero. El buen estado de las roscas refleja una buena manipulación del equipo al momento de su instalación. Se observa ablandamiento y desprendimiento del elastómero de la base tubular. El desgarramiento del elastómero es debido a la alta interferencia originada por un alto hinchamiento y el desprendimiento es causado por el contenido de gas CO_2 presente en el fluido producido.

De un análisis cromatográfico realizado por el Centro de Análisis de San Tomé, se sabe que el fluido del pozo ES-451 contiene 7% en volumen molar de CO_2

y 10 ppm de H₂S. Los valores más altos registrados en los fluidos del campo son de 15 % en volumen molar para el CO₂ y 42 ppm para el H₂S.

El desgaste presente en las crestas del rotor es normal, este se debe a las condiciones operacionales a las cuales estuvo sometido el equipo durante las operaciones de producción de fluidos. El desprendimiento observado se originó debido a la alta interferencia causada por el excesivo hinchamiento.

La causa principal de falla del equipo es el ataque químico del CO₂ y H₂S ejercido sobre el elastómero, que produjo el fenómeno de histéresis, originando el endurecimiento y fragilización del elastómero y ocasionando así el desgarramiento del mismo. La presencia de ampollas es causada por la alta concentración de gas CO₂ presente. El desgaste del rotor fue consecuencia de la alta interferencia originada por el hinchamiento excesivo del elastómero.

3.9.2 Primera BCP para el pozo ES-452 (diciembre 2003)

Las Fig. 36, 37 y 38 muestran la grafica de comportamiento de la RGP, RPM y eficiencias de la BCP respectivamente con respecto al tiempo.

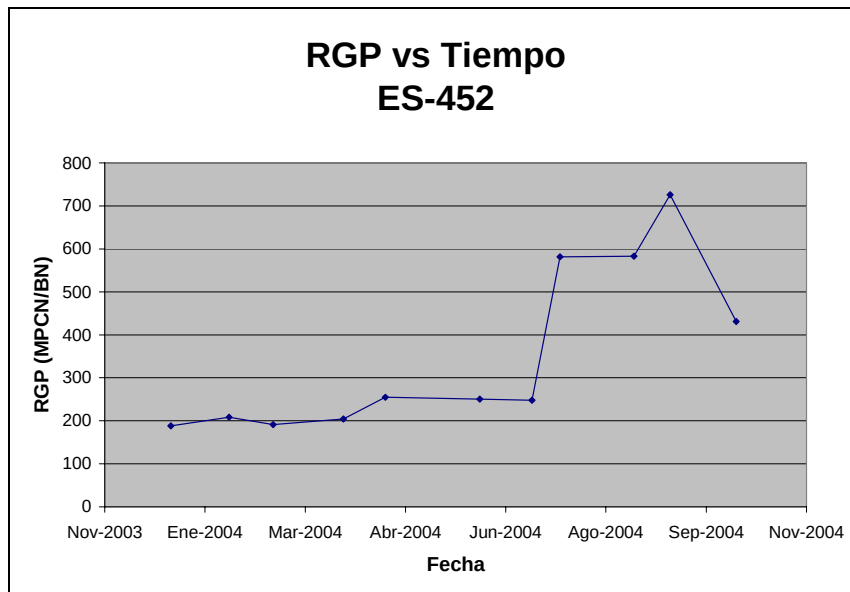


Fig. 36.- Gráfico de RGP vs Tiempo del pozo ES-452.

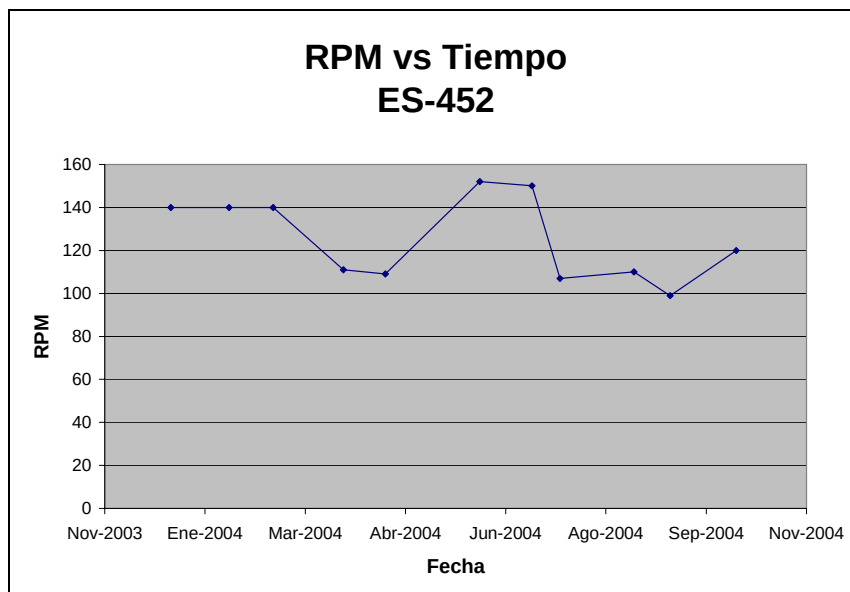


Fig. 37.- Gráfico de RPM vs Tiempo del pozo ES-452.

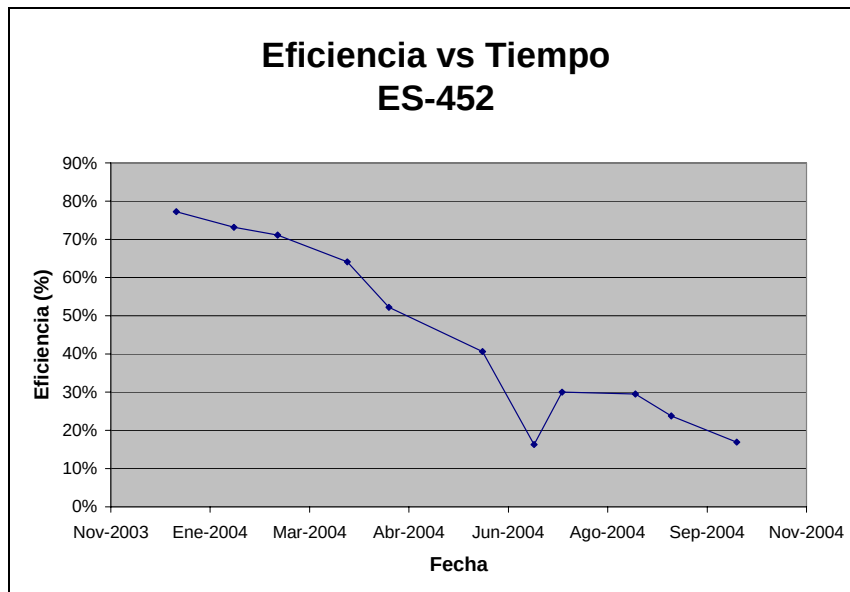


Fig. 38.- Gráfico de Eficiencia vs Tiempo del pozo ES-452.

La primera BCP fue instalada en diciembre de 2003, poseía un elastómero de nitrilo estándar y produjo por 10 meses 40.501 BNP y 10.481 MPCN de gas y 10.270 BN de agua.

La RGP con que opero la BCP se mantuvo inicialmente en un comportamiento casi constante, donde sólo subió de 188 a 248 MPCN/BN en 7 meses, luego de ese período se mantuvo ascendente hasta alcanzar los 726 MPCN/BN en sólo 3 meses. La RGP final de producción fue de 259 PCN/BN. La velocidad de operación se mantuvo en un rango de 99 a 115 rpm. Los valores de eficiencia siempre fueron decrecientes a excepción de un pequeño repunte en julio de 2004, con valores desde 77% en diciembre de 2003 hasta 17% en octubre de 2004.

En el mes de noviembre de 2004 se retiró el equipo de subsuelo instalado en el pozo ES-452 por presentar deficiencias de producción. Se detectó que el estator presentó desgarrado severo del elastómero a lo largo de 11 pies del extremo de descarga, y ampollas puntuales a 3 pies medidos a partir de la succión, el extremo de

descarga presentaba desprendimiento y desgarre del elastómero, mientras que en el extremo de succión se observó desprendimiento del mismo de la base tubular.

El equipo fue acoplado el mismo día lo cual evitó el envejecimiento acelerado del elastómero. También se observa desgarre generalizado del elastómero a lo largo de 11 pies medidos a partir del extremo de descarga y una ampolla a 3 pies medidos a partir del extremo de succión.

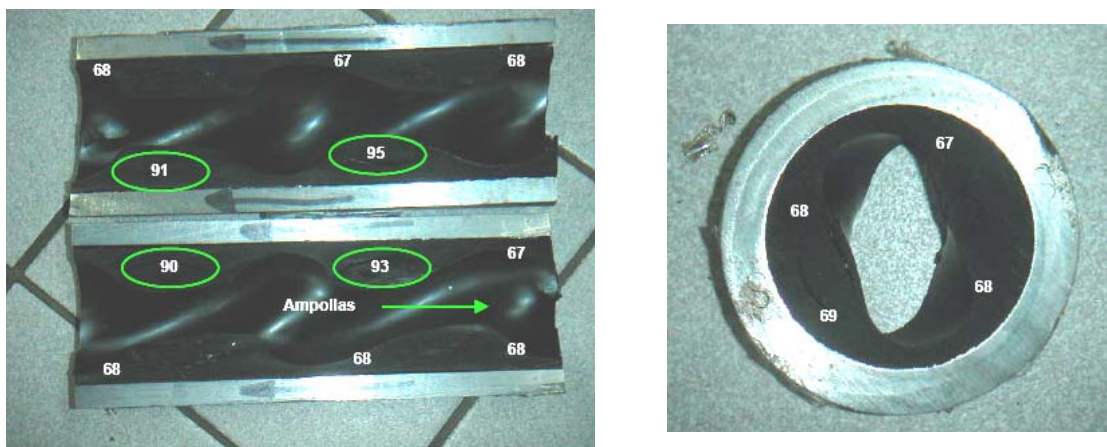


Fig. 39.- Segmentos de la BCP del pozo ES-452.

Los valores de dureza tomados en puntos aleatorios de los cortes transversales (óvalos verdes), están fuera del rango de aceptación del fabricante, lo que evidencia la formación de histéresis que es originada por la migración de sus componentes plastificantes, debido a la alta temperatura desarrollada en el interior del estator por el alto hinchamiento, creando así una alta interferencia rotor – estator.

Según el fabricante, la causa principal de falla del equipo fue el alto hinchamiento derivado de la alta concentración de gas CO_2 presente en el crudo, lo cual produjo alta interferencia rotor – estator originando altas temperaturas en el interior del estator, produciendo el fenómeno de histéresis, originando el endurecimiento y la fragilización del elastómero ocasionando así el desgarramiento del mismo.

Como causa secundaria esta el desprendimiento del elastómero del cuerpo del estator, esto debido igualmente a la presencia de alto contenido de gas CO_2 en el crudo que incide directamente en la pérdida de la fuerza de adhesión elastómero – base tubular.

La Presencia de ampollas es causada por la alta concentración de gas CO_2 . El fluido del pozo ES-452 contiene 11% en volumen molar de CO_2 y 5 ppm de H_2S .



Fig. 40.- Elastómero desgarrado y desprendido de la base tubular, extremo de descarga. Pozo ES-452.

La Tabla 24 muestra un análisis de compatibilidad hecho al fluido del pozo ES-452, donde se recomienda el uso de elastómero de alto nitrilo acrilonitrilo. Para diciembre de 2005 el pozo ES-452 no ha mostrado resultados satisfactorios con elastómeros de nitrilo estándar, sería recomendable utilizar el elastómero de alto nitrilo con la próxima BCP.

Tabla 24.- Resumen del análisis de compatibilidad hecho por BCP-VEN al pozo ES-452.

PRUEBA DE INMERSIÓN CON ELASTÓMEROS NETZSCH			
PRESIÓN ATMOSFÉRICA TEMPERATURA AMBIENTAL			
POZO ES – 452			
Muestra	Fecha de medicion: 06-05-2005	Fecha de medición: 13-05-2005	Fecha de medicion: 30-05-2005
	Variación Vol.[%]	Variación Vol.[%]	Variación Vol.[%]
237	1,27	2,29	3,3
281	1,10	1,67	2,3
286	0,52	1,11	1,5
287	0,66	1,15	1,7
312	2,19	3,27	4,3
332	1,11	1,52	2,6
334	2,15	3,24	3,9
451	0,00	0,12	0,2
Fecha de Inicio de la Prueba: 29-04-2005			
OBSERVACIONES: Se puede notar que la muestra elastomérica N° 286 ALTO NITRILO ACRILONITRILO (NBR02) es la muestra que presenta mejores resultados tanto en variación de volumen (hinchamiento) como en dureza, por lo tanto es el tipo de elastómero que recomendamos para la aplicación.			

3.9.3 Primera BCP para el pozo ES-457 (octubre 2004)

La primera BCP fue instalada en octubre de 2004, poseía un elastómero modelo 136UF de alto nitrilo y produjo por 1 mes. Esta BCP produjo 3.648 BNP y 1.023 MPCN de gas. La RGP final de producción fue de 280 PCN/BN. La velocidad de operación fue de 135 rpm. La eficiencia se mantuvo en 16 %. Los niveles de sumergencia para esta BCP fueron bastante bajos, 150 pies para junio de 2005.

La BCP de este pozo inicio operaciones el 16 de septiembre de 2004 con parámetros operativos normales. Luego, el 20 de octubre el sistema quedo fuera de

servicio por haber soltado cabillas. El pozo fue intervenido el 28 de octubre reemplazándose la cabilla partida y completándose el pozo exactamente igual.

El sistema comenzó nuevamente operaciones el 30 de octubre, chequeándose en superficie flujo intermitente con alta velocidad y alta presencia de gas. El valor de eficiencia de la BCP era de 16 %.

Luego, el sistema quedo fuera de servicio, nuevamente, el 4 de noviembre debido a una cabilla suelta. Por consideración del personal de PetroUCV se decidió sacar la BCP para chequear su estado.

Una vez recuperado el equipo e inspeccionado visualmente se determinó que el estator se encuentra dañado y no estaba apto para ser bajado nuevamente al pozo. En esta operación se pudo verificar gran cantidad de fragmentos de elastómero desprendido provenientes de la sección central de la bomba. A pesar de esto, los extremos de succión y descarga se encontraban en buenas condiciones.

El fabricante R&M decidió realizar un análisis de falla sobre el equipo. En la evaluación de las condiciones del elastómero se observó la formación de pequeñas vejigas de gas y una apreciable forma de libro en la zona de corte del elastómero. Adicionalmente, se realizó la prueba de dureza obteniéndose gran diversidad en las mediciones, desde 49 hasta 72 shore con un promedio de 55 shore.

En conclusión, el equipo estuvo operando realmente 40 días, con una vida operativa de 57.600 ciclos. De igual forma estuvo inoperativo dentro del pozo durante 63 días. De acuerdo a las características de falla presentada y las observaciones realizadas se presume que se generó un debilitamiento de la estructura interna del elastómero, debido a la incompatibilidad química con el fluido del pozo, lo cual a su vez causó la disminución de la interferencia rotor – estator, disminuyendo a su vez la cantidad de fluido levantado y aumentando las pérdidas por resbalamiento, culminando todo en una disminución considerable de la eficiencia volumétrica. Esta

apreciación se basa en que la dureza registrada de 55 shore es baja, comparada con la de 65 shore que posee el elastómero cuando esta nuevo y tomando en cuenta que la tendencia de los elastómeros es a endurecerse debido a los efectos del trabajo y las condiciones de presión y temperatura del fondo del pozo. También el aspecto de libro de las paredes de goma del estator en el área de corte es característico de estos casos.



Fig. 41.- Sección de descarga de la BCP del ES-457.

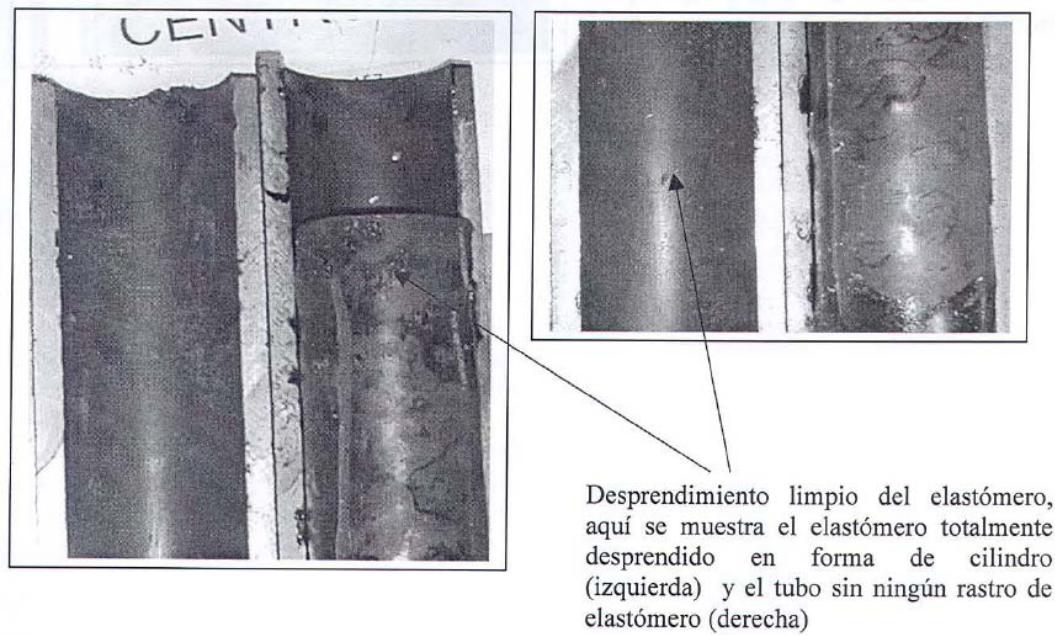


Fig. 42.- Sección central de la BCP del pozo ES-457.

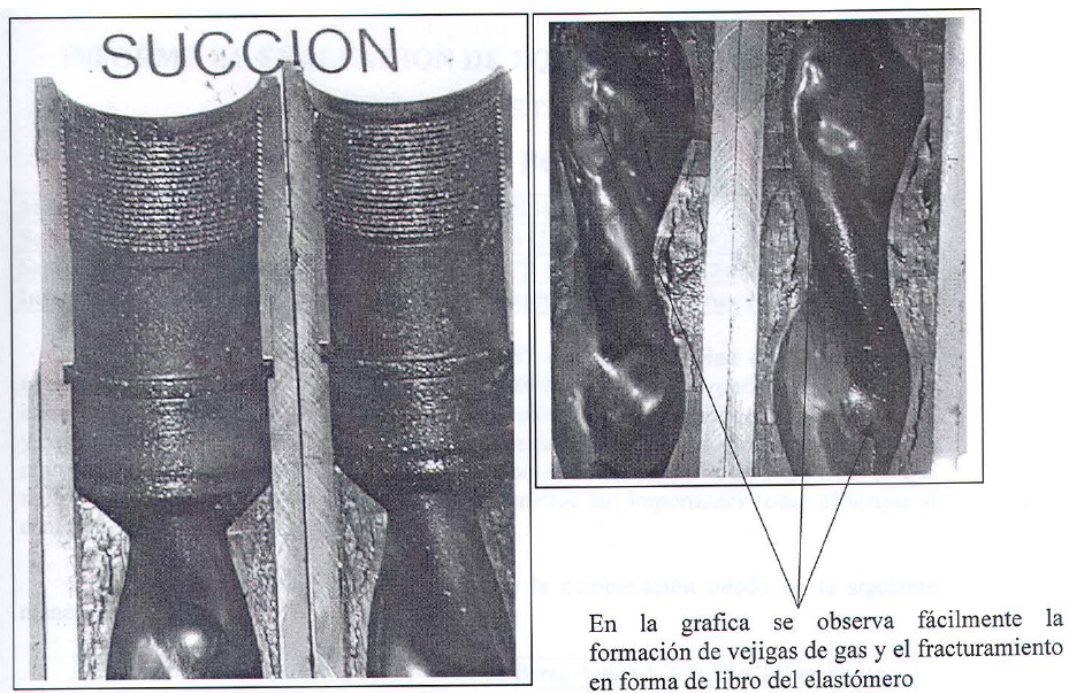


Fig. 43.- Sección de succión de la BCP del pozo ES-457.

3.9.4 Análisis de compatibilidad

Los análisis de compatibilidad deberían ser ejecutados lo más fielmente posible a las condiciones de pozo, es decir, como mínimo a la presión y temperatura a la profundidad en que será instalada la BCP.



Fig. 44.- Extracto del Análisis de Compatibilidad de la empresa Weatherford, obsérvese que este análisis fue hecho sólo a temperatura de fondo.

En tres distintos análisis de compatibilidad revisados para este trabajo de grado conseguimos que ninguno fue realizado a presión de fondo de pozo, y sólo dos de los análisis, el de las empresas Weatherford e Inpegas fueron realizados a

temperatura de pozo. El análisis hecho por la empresa BCP-VEN fue hecho a temperatura ambiental.

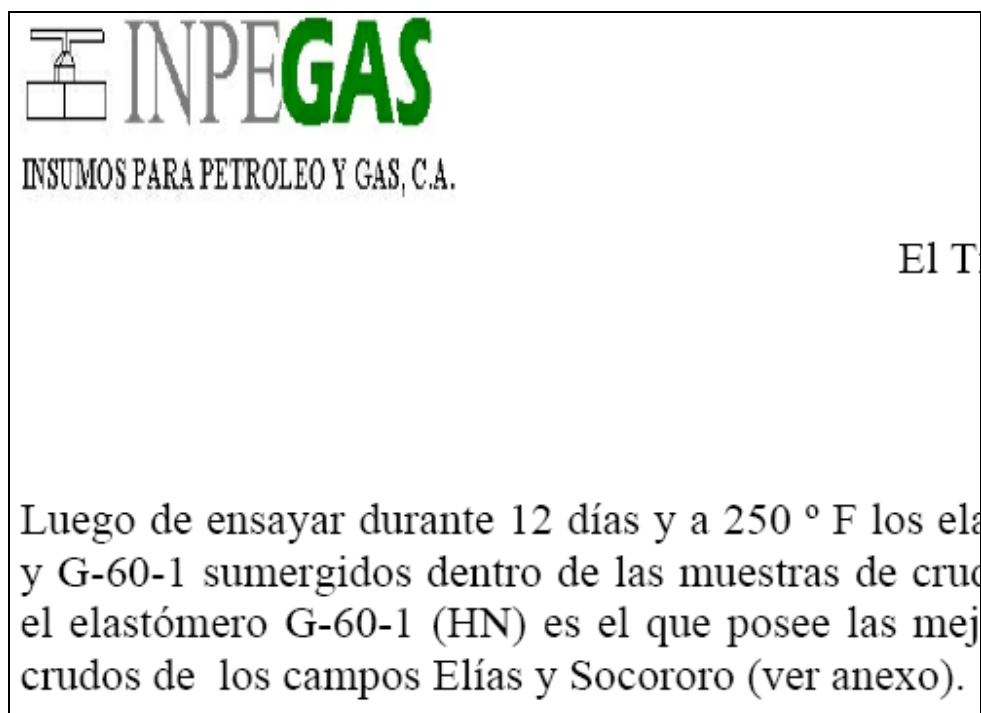


Fig. 45.- Extracto de análisis de compatibilidad de la empresa Inpegas, obsérvese que esta prueba fue realizada sólo a temperatura de fondo.

3.10 Evaluación económica

Los sistemas de potencia actualmente utilizados en el AMS requieren de grandes cantidades de gas, ya que, como se ha mencionado anteriormente, estos son motores de combustión a gas con grandes capacidades de desempeño, como referencia tenemos los parámetros de fuerza y velocidad situados en 52 HP y 1.400 rpm aproximadamente. Sin embargo, estos parámetros pueden ser superados fácilmente según sea la configuración de las correas utilizadas.

En la búsqueda de una rentabilidad favorable en el sistema de potencia, se han tomado como referencia los motores que actualmente se encuentran en funcionamiento en el AMS, a fin de ser comparados con su equivalente eléctrico con base en la evaluación económica.

De esta forma tenemos los valores de costo de cada uno de los sistemas de potencia, presentados en la siguiente tabla:

Tabla 25.- Tarifas de gas y electricidad. ⁽²¹⁾

RPM aproximados	1.400
Tarifa de Gas (Bs / m³)	1.103
Tarifa eléctrica (Bs / Kwh)	50

- El precio del gas metano también conocido como gas natural para Anaco, en la categoría industrial es de Bs 38,958 por metro cúbico a condiciones normales.⁽²⁴⁾
- El costo de la electricidad en Venezuela se ubica entre Bs 50 y 150 por kwh, el precio varía de acuerdo a la región.⁽²³⁾

Los indicadores económicos fueron hallados con base a las condiciones específicas aquí mostradas.⁽²¹⁾

Tabla 26.- Parámetros de operación

Potencia del Motor (HP)	52
BTU por hora	488.800
BTU por día	11.731.200

Cálculo de costo de gas para motor de combustión a gas:

Parámetros:

- **Consumo de gas por día** = 11,73 MSCF = 11.730 SCF ⁽²¹⁾

$$\text{Consumo de gas por día} = 11730 \text{ SCF} * \frac{0.2831 \text{ m}^3}{1 \text{ SCF}} = 332.15 \text{ m}^3$$

- **Costo de gas por día:**

$$\text{Costo de gas por día} = \frac{38,958 \text{ Bs}}{1 \text{ m}^3} * 332.15 \text{ m}^3 = 12.940 \text{ Bs}$$

- **Costo de gas por mes** = 388.205 Bs
- **Costo de gas por año** = 4.658.460 Bs

Cálculo de costo de electricidad para motor eléctrico equivalente a 52 HP:

- **Consumo de electricidad por día** = 930,63 KWH ⁽²¹⁾

➤ **Costo de electricidad por día:**

$$\text{Costo de electricidad por día} = \frac{50 \text{ Bs}}{1 \text{ KWH}} * 930,63 \text{ KWH} = 46.531,5 \text{ Bs}$$

➤ **Costo de electricidad por mes = 1.395.945 Bs**

➤ **Costo de electricidad por año = 16.751.340 Bs**

Tabla 27.- Consumo y costo de gas para motor de combustión a gas

Motor de combustión a gas	
Gas MCF por día	11,73
Costo de gas por mes	388.205 (Bs)

Tabla 28.- Consumo y costo de energía para motor eléctrico

Motor equivalente eléctrico	
Electricidad KWH por día	930,63
Costo eléctrico por mes	1.395.945 (Bs)

De esta forma observamos que el VPN difiere en Bs 1.004.274, lo que expresa el ahorro por consumo mensual, de cada uno de los modelos, bajo las especificaciones de un motor Arrow operado a 1.400 rpm generando hasta un máximo de 52 hp.

Luego realizando la sensibilidad, dejando cada uno de los parámetros establecidos en la parte anterior, con un costo de energía de 150 Bs por Kwh, se obtiene un VPN mayor como es de esperarse con un ahorro por consumo mensual de Bs 3.799.630.

Analizando los indicadores económicos VPN y TIR, que se tienen simplemente como referencia, en vista que se encuentran establecidos bajo las normativas de proyectos de PDVSA, se conoce que el $\text{VPN} > 0$ y la $\text{TIR} > 17,98\%$. Condición que se mantiene estable para los sistemas de potencia utilizados

actualmente en AMS, lo que hace ver que el mejor sistema de potencia es el motor de combustión a gas. Sin embargo, cabe destacar que esta evaluación cuenta sólo con los parámetros operativos a favor del motor de combustión a gas, ya que se ha considerado su funcionamiento a corto plazo, es decir en lapso de un mes, despreciando los costos por instalación y mantenimiento, que en comparación a su contra parte se encuentra en desventaja lo cual es descrito a continuación.

Los motores eléctricos gozan de una vida útil más prolongada que el motor de combustión a gas, su durabilidad se encuentra sobre los dos años sin presencia de fallas, solo con un mantenimiento preventivo, a diferencia del motor de combustión a gas que presenta fallas aproximadamente a los dos años posteriores a su instalación, en algunos casos se hace necesaria la sustitución del mismo, lo que genera un costo adicional.

De esta manera hemos realizado los cálculos para un horizonte económico de 5 años, a fin de reunir las condiciones suficientes para poder establecer cual de los sistemas de potencia, es realmente el más recomendable económicamente.

Para hacer la comparación a largo plazo necesitamos el valor de las eficiencias presentes en el sistema, las cuales se ven afectadas directamente por diversos factores como lo son las cabillas o la fricción entre las mismas, pérdidas por fricción en el cabezal, poleas y otros, que sin embargo permiten una eficiencia mecánica de hasta un 50 % cuando se trabaja en condiciones óptimas.

Entonces tenemos:

Cálculo de Potencia Hidráulica de la Bomba:

$$P_h = 7,37 \times 10^{-6} * q * \Delta P$$

Usando la tasa promedio de Líquido: (ql) = 401 BPD

Presión estática*: Pe = 1.790 lpc

Presión a la entrada de la bomba*: Pi = 434 lpc

$$P_h = 7,37 \times 10^{-6} (401 \text{ bpd})(1356 \text{ lpc}) \approx 4 \text{ HP}$$

Luego con la eficiencia de la Bomba y la eficiencia mecánica, se estima la Potencia del Motor:

$$P_{motor} = \frac{P_h}{\eta_B * \eta_M} = \frac{4 \text{ HP}}{0,6 * 0,6167} = \frac{4}{0,37} = 10,81 \text{ HP}$$

Según estos valores, las condiciones de operación para un motor eléctrico sugieren una potencia de aproximadamente 11 HP.

Una vez analizados los criterios de operación, debe establecerse un balance entre las características básicas de operación de ambos sistemas de potencia, que se refleja claramente mediante el indicador económico VPN para un horizonte económico de cinco (5) años, donde el mismo nos indica la factibilidad del sistema.

Se consideran como factores esenciales para el cálculo del VPN en este caso:

* Presiones estimadas tomadas del Programa comercial “Echometer”.

- Costos de cada motor y su frecuencia de falla o reemplazo.
- Costo de electricidad.
- Costo de gas.

1. Frecuencia de falla para motor a gas, estimada en 2 años aproximadamente, se puede minimizar la frecuencia de fallas o reemplazo del motor bajo la realización del mantenimiento preventivo anual. ⁽²¹⁾

2. Costo de motor de combustión a gas, estimado en Bs 21.500.000. ⁽²¹⁾

3. Costo de consumo de gas, estimado en Bs 4.658.460 anual.

4. Frecuencia de fallas para motor eléctrico limitada al cambio de bobina cada dos años, esto evita que presente fallas a largo plazo. ⁽²¹⁾

5. Costo de motor eléctrico, estimado en Bs 6.314.000 para motor de 15 HP aproximadamente. ⁽²¹⁾

6. Costo de electricidad, estimada en Bs 16.751.340 Anual.

Bajo la consideración que el costo reflejado cubre las necesidades energéticas de cada sistema, bien sea, por eficiencia y/o los factores de pérdida o disipación de energía.

Cálculo del flujo de caja diferencial en función de la instalación de Motor eléctrico:

Parámetros:

Costo de Motor de gas $\approx$ 21.500.000 Bs

Costo de Motor eléctrico $\approx$ 6.314.000 Bs

Luego haciendo un análisis de sensibilidad después de los dos años de operación para el sistema de potencia; se refleja el horizonte económico, bajo una comparación entre ambos sistemas, con variables ajustadas al programa en línea de “arrow engine company” ⁽²²⁾ para motores usados en lo pozos de petróleo. Véase en la tabla 29.

Tabla 29.- Comparación entre los sistemas de potencia

Motor eléctrico		Motor combustión a gas	
Potencia (HP)	10	Potencia (HP)	12
Costo Motor	\$1.487,17	Costo Motor	\$10.952,59
Costo Electricidad	\$0,12	Costo del gas por MPC	\$1,50
Rebobinado (Mantenimiento cada 2 años)	\$200,00	Mantenimiento Anual	\$500,00
Línea Eléctrica	NO	MCF/día	1,70
Costo por conexión	\$350,00	Costo por conexión	\$250,00

Tabla 30.- Horizonte económico para 5 años

Comparación de costos de los sistemas de potencia para 5 años de operación					
Año	1	2	3	4	5
Motor de Combustión a Gas	\$14.209,57	\$7.888,80	\$8.088,80	\$7.888,80	\$7.888,80
Motor Eléctrico	\$9.725,97	\$3.006,98	\$3.006,98	\$3.006,98	\$3.006,98

Tabla 31.- Flujo de caja / costos

Flujo de Caja / Costos en cinco (5) años	
Motor de Combustión a Gas	45.964,77 \$
Motor Eléctrico	21.753,89 \$
Ahorro motor eléctrico vs motor de combustión a gas	24.210,88 \$

Luego considerando una tasa de cambio de 2.200 Bs por dólar para el presente año 2006, se tendrá un ahorro total de Bs 53.263.936 para cada pozo con estas características al final de cinco (5) años de operación.

Una vez estudiado nuestro horizonte económico, podemos ver que es favorable la instalación de un motor eléctrico que nos genere menores costos cumpliendo con las mismas exigencias operacionales que devenga un motor a gas. Siempre acotando que ésta evaluación ha sido realizada sin costos por electrificación.

Finalmente, se debe mencionar que a pesar de contar con un mejor sistema de potencia, en este caso el eléctrico, actualmente se hace casi imposible una sustitución del sistema que se ha venido utilizando en el campo, en vista que en el campo no se cuenta con un generador de electricidad que permita la implementación de estos motores, de aquí que actualmente se cuente sólo con el sistema de potencia a gas o motor de combustión a gas. Sin embargo, el sistema de potencia eléctrico no deja de ser una alternativa atractiva incluso para las inmediaciones del pueblo que rodea al Campo Socororo, ya que de implementarse este sistema de potencia existiría la posibilidad de que se realice la electrificación completa del área generando un buen impacto, tanto a la industria como a la población que circunda en el campo.

CONCLUSIONES

Conclusiones generales

- El diseño actual de las BCP en el Campo Socororo ha sido el correcto, ya que permite un monitoreo de los niveles de fluido menos frecuente con la menor cantidad de fallas mecánicas debido a las bajas velocidades de operación y menores intervenciones de taladro para instalar BCP nuevas por la mayor longevidad de las BCP.
- Las fallas mecánicas relacionadas a cabillas han sido mínimas para los pozos de ambas áreas del AMS.
- El uso de motores de combustión a gas en BCP tiene sus limitaciones: rango de velocidad limitado, necesidad de poleas adicionales y dificultad para monitorear el torque de las cabillas son algunas de ellas.
- Los motores a gas tienen un mayor costo inicial comparado a su contraparte eléctrico, pero su muy bajo costo de mantenimiento y operación lo hace una alternativa operacionalmente atractiva.
- Algunos pozos por BCP presentan buena compatibilidad con el elastómero que tienen instalado (ES-401, ES-453, ES-455 y SOC-5), han presentado vidas útiles de BCP de 26, 20, 18 y 23 meses, respectivamente.
- De acuerdo a los análisis de fallas realizados sobre BCP dañadas, los pozos ES-451, ES-452 y ES-457 presentan poca compatibilidad con elastómeros de nitrilo estándar.
- De acuerdo a experiencias operacionales con BCP en el AMS y otras experiencias descritas en publicaciones recientes, se puede afirmar que la aplicabilidad de BCP en cada pozo debe ser cuidadosamente probada, ya que

la compatibilidad del elastómero y el ajuste estator-rotor puede variar de campo en campo y de pozo a pozo.

- En algunos casos los análisis de compatibilidad no son realizados a condiciones de pozo (presión y temperatura). Esta condición es la recomendada para minimizar las fallas.

Conclusiones específicas

Área Este

- Ningún pozo por BCP ha presentado problemas de baja sumergencia, demostrando que existe buena afluencia yacimiento-pozo para esta área. Podría considerarse subir la producción en los pozos con alta sumergencia.
- El pozo ES-401 presenta buena compatibilidad elastómero-fluido con el elastómero modelo 159 provisto por PCM.
- El ES-451 no tiene buena compatibilidad elastómero-fluido con el elastómero modelo 159 provisto por PCM.
- El pozo ES-455 presenta buena compatibilidad elastómero-fluido con el elastómero modelo NBRA provisto por Geremía.
- El pozo SOC-5 presenta buena compatibilidad elastómero-fluido con el elastómero modelo 138 provisto por Moyno.

Área Oeste

- Los pozos ES-452 y ES-457 presentan problemas de bajos niveles de sumergencias, relacionados directamente a baja afluencia yacimiento-pozo.
- Influidos por los problemas de baja afluencia, los pozos ES-452 y ES-457 han presentado eficiencias demasiado bajas ubicadas por debajo del 20 % en los últimos meses, afectando la vida útil.
- El pozo ES-453 presenta buena compatibilidad elastómero-fluido con el elastómero modelo NBRA proveído por Geremía.

RECOMENDACIONES

Recomendaciones generales

- Aunque esto no puede hacerse debido a limitaciones impuestas por los motores de combustión a gas, sería recomendable monitorear el torque aplicado a las cabillas, de esta manera se puede estimar: la potencia del motor, eficiencia total del sistema, hinchamiento del estator y la interferencia.
- Proseguir con los análisis de fallas es de gran importancia ya que sus resultados son información valiosa que contribuye a minimizar la frecuencia de falla.
- El monitoreo de los niveles de fluido puede ser menos frecuente, pero sólo para aquellos pozos que han tenido buena historia de producción.
- Se debería llevar un mejor registro digital de los diferentes servicios realizados a los pozos, ya que esta información, junto con la estadística, permite una mejor toma de decisiones.
- Es importante proseguir con la política de exigir que el proveedor de BCP avale su oferta con un análisis de compatibilidad de elastómero a condiciones de temperatura y si es posible de presión de operación.
- Medir el flujo de gas consumido por los motores de combustión para mejor estimado de la eficiencia del equipo BCP. También medir la producción de gas por la sección anular y comparar con el gas medido en el separador de prueba.
- Sería recomendable conocer y comparar las experiencias de BCP obtenidas en los campos cercanos al AMS.
- Un análisis detallado de la implantación de energía eléctrica en el campo debería ser llevado a cabo, además de obtener beneficios operacionales

también se obtendrían beneficios sociales, al verse beneficiados con electricidad los habitantes cercanos al AMS.

Recomendaciones específicas

- El pozo ES-452 posee un elastómero modelo NBRA de nitrilo estándar proveído por Geremía. Se recomienda cambiar su elastómero en el futuro a alto acrilonitrilo, ya que existen pruebas de compatibilidad que han demostrado mejor rendimiento con este elastómero.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Bradley, Howard. **Petroleum Engineering Handbook**. Editorial Penn Well Publishing Co, Tulsa, 1992, 613.
2. W., Nelson y otros. **Petróleos Crudos de Venezuela y Otros Países**, Ministerio de Energía y Minas, Caracas, Segunda Edición, 1959.
3. Barberii, Efraín y otros. **La Industria Venezolana de los Hidrocarburos Tomo I**, Editorial CEPET, Caracas, 1991. 110 pp.
4. Gas Processors Suppliers Association. **Engineering Data Book**. Undécima Edición. Volumen II, Tulsa, 1998. Secciones 16-26.
5. Chilingarian, G. **Surface Operations in Petroleum Production, I**. Editorial Elsevier, New York, 1987, 228pp.
6. Torres, Michel y otros. **Análisis Económico de Decisiones un Enfoque Conceptual**, Publicación conjunta de la Facultad de Ingeniería de la UCV Y Callaos y asociados, ingenieros Consultores. C.A. Caracas 1997, 375 pp.
7. Economides, M. **Petroleum Production Systems**. Prentice Hall Petroleum Engineering. Series. New Jersey 1994, pp 611.
8. PetroUCV S. A. **Plan de Desarrollo Del Área Mayor de Socororo 2002 – 2021, Fase I**. PetroUCV S. A. Caracas, 2001.
9. ESP Oil Engineering Consultants, **“Manual de Bombeo de Cavidad Progresiva”**. 2003.

10. THETA ENTERPRISE, **“Manual Optimización de Bombeo Mecánico”**. 2005.
11. Díaz Cristian y Díaz Yoslery. **“Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el Área Mayor de Socororo”**. Trabajo Especial de Grado Presentado ante la Ilustre Universidad Central de Venezuela. Caracas, Abril 2002.
12. Rondón, M.A.; Marques, D. **“Estudio para el mejoramiento de la productividad de los pozos del Área Mayor de Socororo mediante la aplicación de métodos de levantamiento artificial”**. Trabajo Especial de Grado Presentado ante la Ilustre Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2002.
13. Peñalosa Ordóñez, Lourdes, **“Estudio de Optimización de Sistemas por Bombas de Cavidades Progresivas Aplicado al Campo Mene Grande”**, Trabajo Especial de Grado Presentado ante la Ilustre Universidad Central de Venezuela. Caracas, 1999.
14. Landaeta Gheissa y Romero Hermes, **“Análisis de la capacidad del sistema de producción del Campo Socororo mediante el uso de un programa de simulación”**, Trabajo Especial de Grado Presentado ante la Ilustre Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2005.
15. SPE 80919 (2003) - **Fourteen Years of Progressing Cavity Pumps in a Southern Oklahoma Waterflood**, Kenneth Oglesby, José Arellano y otros.
16. SPE 84591 (2003) **Reservoir Description of the Area Mayor de Socororo, Eastern Venezuela** – María Capello, Jesús Patiño y otros.

17. SPE 18873 (1989) **The Progressing Cavity Pump Principle and Capabilities** – Saveth y Klien.
18. SPE 52162 (1999) **Well Optimization Package for Progressive Cavity Pumping Systems** – Klein, Mena y otros.
19. <http://www.moyno.com>
20. <http://www.rmenergy.com>
21. <http://www.kudupump.com>
22. <http://www.arrowengine.com>
23. <http://pcmpompes.com>
24. <http://www.laedc.com.ve>
25. <http://www.veneconomy.com>

Anexo 1.- Estadísticas del pozo ES-401

ES-401

FECHA	BBPD	%AYS	BPPD	BAPD	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia
28/11/2003	333	1.6	328	5	35	107	200	170	418	80%
22/12/2003	265	0.1	265	0	37	140	170	146	359	74%
01/01/2004	292	1	289	3	78	269	160	164	403	72%
05/02/2004	266	16	223	43	68	306	200	163	401	66%
03/03/2004	297	16	249	48	53	213	200	166	408	73%
19/04/2004	245	18	201	44	57	284	200	161	396	62%
04/05/2004	291	30	204	87	45	219	200	170	418	70%
13/06/2004	250	45	138	113	48	350	210	170	418	60%
15/07/2004	265	40	159	106	48	302	210	170	418	63%
17/08/2004	250	43	143	108	48	338	210	170	418	60%
20/09/2004	185	38	115	70	68	592	280	170	418	44%
26/10/2004	248	46	134	114	75	563	177	170	418	59%
25/11/2004	195	48	101	94	75	743	220	144	354	55%
21/12/2004	235	30	165	71	68	411	330	192	472	50%
20/01/2005	228	30	160	68	63	335	370	191	470	49%
07/02/2005	234	30	164	70	63	382	200	194	477	49%
05/03/2005	259	30	181	78	60	333	280	201	494	50%
17/04/2005	155	40	93	62	47	500	200	120	295	53%
22/05/2005	183	44	102	81	34	333	210	120	295	62%
20/06/2005	219	34	145	74	46	315	280	140	344	64%
24/07/2005	237	14	204	33	46	224	520	170	418	57%
02/08/2005	237	20	190	47	45	237	390	160	394	60%
14/09/2005	261	30	183	78	40	219	360	163	401	65%
12/10/2005	220	34	145	75	50	344	320	163	401	55%
28/11/2005	192	28	138	54	40	290	380	180	443	43%
16/12/2005	260	25	195	65	61	314	140	138	339	77%

PCM 200 TP 1800 (2.46 BPD/RPM - 5,900 ft)				Tiempo Func (meses)	
Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)		
131.000	42.266	49.482	180.482	24	

	Método	Bombas	Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
Producción previa	BM	-	340.122	198.192	22.788	362.910	-
Producción posterior	BCP	1	131.000	42.266	49.482	180.482	24

Producción Histórica
ES-401

Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)
471.122	240.458	72.270	543.392

Anexo 2.- Estadísticas del pozo ES-404

ES-404

FECHA	BBPD	%Ays	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia
16/01/2004	142	1	141	1	23	165	110	132	548	26%
17/01/2004	103	1	102	1	23	228	110	120	498	21%
18/01/2004	89	1	88	1	23	263	110	110	457	19%
19/01/2004	98	1	97	1	20	203	110	120	498	20%
20/01/2004	89	1	88	1	27	311	110	120	498	18%
03/02/2004	148	15	126	22	61	484	95	152	631	23%
04/02/2004	134	16	113	21	61	541	100	152	631	21%
02/03/2004	96	12	84	12	53	622	80	128	531	18%
24/03/2004	64	12	56	8	29	511		128	531	12%

GEREMIAS 28 40 2100 (4.15 BPD/RPM - 6.430 ft)

Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
6.349	3.765	911	7.260	2

FECHA	BBPD	%Ays	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	SPM
20/05/2004	125	20	100	25	46	459	100	9
02/06/2004	98	9	89	9	109	1224	120	9

ARWA 2 7/8" x2'x16'

Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
1.392	1.132	254	1.646	1

FECHA	BBPD	%Ays	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	SPM
20/10/2004	39	9	35	4	41	1167	120	9

ARWA 1 7/8" x2'x16'

Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
510	580	50	560	1

FECHA	BBPD	%Ays	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	SPM
13/01/2005	11	32	7	4	42	5652	140	11.5
28/02/2005	27	32	18	9	48	2599	100	10
12/03/2005	18	9	16	2	46	2830	110	10.5

15/04/2005	16	14	14	2	51	3704	100	5
------------	----	----	----	---	----	------	-----	---

ARHB Insertable								
Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)				
1.539	5.053	434	1.973	3				

FECHA	BBPD	%AYS	BBPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia
18/05/2005	47	11	42	5	38	901	130	70	75	63%
12/06/2005	13	1	13	0	24	1861	100	70	75	17%
06/07/2005	9	1	9	0	20	2245	100	70	75	12%

PCM 80 TP 1600 (1.07 BPD/RPM - 5.250 ft)								
Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)				
1.790	2.127	165	1.955	2				

Producción previa	Método	Bombas	Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
	BM	-	766.365	735.746	53.971	820.336	-
	BCP	3	8.139	5.892	1.076	9.215	4
Producción posterior	BM	3	3.441	6.765	738	4.179	5

Observaciones: La completación inicial con BCP falló, el pozo no produjo.

Producción Histórica			
ES-404			
Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)
777.945	748.403	55.785	833.730

Anexo 3.- Estadísticas del pozo ES-451

ES-451

FECHA	BBPD	%AYS	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia
Jul-03	140	34	92	48	24	258	180	115	283	49%
Ago-03	197	40	118	79	27	232	150	114	280	70%
Sep-03	268	40	161	107	29	178	180	180	443	61%
Oct-03	287	50	144	144	33	231	80	170	418	69%
Nov-03	398	50	199	199	35	175	200	280	689	58%
Ene-04	380	50	190	190	40	209	190	270	664	57%
Feb-04	312	36	200	112	69	347	190	285	701	45%
Abr-04	250	36	160	90	64	397	210	287	706	35%
May-04	210	40	126	84	26	208	200	302	743	28%
Jun-04	180	42	104	76	24	225	200	302	743	24%

PCM 200 TP 1800 (2.46 BPD/RPM - 5.900 ft)						
Np (BN)		Gp (MPCN)		Wp(BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
69.088		14.628		49.012	118.100	11

Observaciones: El elastómetro falló.

FECHA	BBPD	%AYS	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia
21/07/2004	200	40	120	80	24	203	200	302	852	23%
25/08/2004	180	40	108	72	22	205	200	302	852	21%
19/09/2004	224	40	134	90	50	375	150	302	852	26%
31/10/2004	164	63	61	103	28	468	150	95	268	61%
30/11/2004	182	63	67	115	70	1036	150	93,4	263	69%
12/12/2004	216	40	130	86	75	578	200	93	262	82%
11/01/2005	178	40	107	71	44	415	160	95	268	66%
11/02/2005	160	40	96	64	52	543	120	91	257	62%
18/03/2005	171	40	103	68	71	695	120	98	276	62%

PCM 225 TP 2400 (2.82 BPD/RPM - 7.900 ft)						
Np (BN)		Gp (MPCN)		Wp(BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
28.117		13.348		22.418	50.535	8

Observaciones: El elastómetro falló.

FECHA	BBPD	%AYS	BBPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGp (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia
14/05/2005	139	48	72	67	39	540	140	70	197	70%
26/06/2005	114	46	62	52	42	682	160	90	254	45%
25/07/2005	161	48	84	77	40	478	170	110	310	52%
11/08/2005	175	42	102	74	41	404	160	130	367	48%
21/09/2005	209	40	125	84	46	367	240	180	508	41%
03/10/2005	251	44	141	110	50	356	220	180	508	49%
26/11/2005	275	38	171	105	45	264	190	150	423	65%
24/12/2005	215	40	129	86	55	426	200	113	319	67%

MOYNO 50 N 340 (3.23 BPD/RPM - 5.000 ft)	Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
	23.574	10.403	17.570	41.144	7

PCM 200 TP 1800	Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
	69.088	14.628	49.012	118.100	11
PCM 225 TP 2400	28.117	13.348	22.418	50.535	8
MOYNO 50 N 340	23.574	10.403	17.570	41.144	7

Producción Histórica ES-451			
Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)
120.779	38.379	89.000	209.779

Anexo 4.- Estadísticas del pozo ES-452

ES-452

FECHA	BBPD	%AYS	BPPD	BAPD	Qg (MPCND)	RGp (PCNIBN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia	
Dic-2003	266	0.2	265	1	50	188	100	140	344	77%	
Ene-2004	252	20	202	50	42	208	100	140	344	73%	
Feb-2004	245	36	157	88	30	191	100	140	344	71%	
Mar-2004	175	30	123	53	25	204	90	111	273	64%	
Abr-2004	140	30	98	42	25	255	100	109	268	52%	
May-2004	152	12	134	18	34	250	150	152	374	41%	
Jun-2004	60	16	50	10	13	248	110	150	369	16%	
Jul-2004	79	18	65	14	38	582	110	107	263	30%	
Ago-2004	80	25	60	20	35	583	110	110	271	30%	
Sep-2004	58	32	39	19	29	726	160	99	244	24%	
Oct-2004	50	6	47	3	20	431	120	120	295	17%	
PCM 200 TP 1800 (2.46 BPD/RPM - 5.900 ft)											
Np (BN)				Gp (MPCN)				Wp(BN)		Vol Total (BN)	
40.501				10.481				10.270		50.771	
										Tiempo Func (meses)	
										10	

Observaciones: El elastómetro falló.

FECHA	BBPD	%AYS	BPPD	BAPD	Qg (MPCND)	RGp (PCNIBN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia	
17/11/2004	100	6	94	6	19	206	200	64	213	47%	
05/12/2004	98	6.4	92	6	29	312	155	80	266	37%	
03/01/2005	98	6.4	92	6	29	312	155	80	266	37%	
01/02/2005	82	1	81	1	26	323	100	85	283	29%	
27/03/2005	74	10	67	7	19	282	100	82	273	27%	
16/04/2005	62	6	58	4	19	331	100	82	273	23%	
11/05/2005	89	8	82	7	21	253	100	85	283	31%	
10/06/2005	40	8	37	3	20	532	100	85	283	14%	
07/07/2005	55	8	51	4	20	387	100	85	283	19%	
23/08/2005	52	7	48	4	24	500	100	90	300	17%	
22/09/2005	47	12	41	6	28	682	120	102	340	14%	
23/10/2005	54	6	51	3	31	611	120	102	340	16%	
GEREMIA 24 40 1500 (3.33 BPD/RPM - 5.512 ft)											
Np (BN)				Gp (MPCN)				Wp (BN)		Vol Total (BN)	
24.003				8.763				1.761		25.764	
										Tiempo Func (meses)	
										11	

Observaciones: Producción detenida en noviembre 2005.

PCM 200 TP 1800	Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
GEREMIA 24 40 1500	40.501	10.481	10.270	50.771	10
	24.003	8.763	1.761	25.764	11
Producción Histórica					
ES-452					
Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)		
64.504	19.244	12.031	76.535		

Anexo 5.- Estadísticas del pozo ES-453

ES-453

FECHA	BBPD	%AYS	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia
20/04/2004	145	6	136	9	35	257	80	85	283	51%
26/05/2004	207	1	205	2	51	250	100			
23/06/2004	100	20	80	20	51	641	100			
10/07/2004	140	1	139	1	51	370	100			
10/08/2004	120	10	108	12	51	475	100			
03/09/2004	187	1	185	2	17	94	100	89	296	63%
17/10/2004	363	30	254	109	36	142	240	213	709	51%
18/11/2004	164	30	115	49	33	291	240	140	466	35%
04/12/2004	214	30	150	64	36	239	330	157	523	41%
18/01/2005	143	30	100	43	56	559	220	72	240	60%
24/02/2005	179	30	125	54	27	217	180	67	223	80%
23/03/2005	241	30	169	72	28	163	180	112	373	65%
11/04/2005	218	30	153	65	21	139	150	112	373	58%
12/05/2005	274	36	175	99	28	161	230	118	393	70%
07/06/2005	223	34	147	76	31	208	230	118	393	57%
24/07/2005	278	38	172	106	31	177	200	118	393	71%
23/08/2005	229	34	151	78	31	207	230	115	383	60%
23/09/2005	236	30	165	71	38	230	220	115	383	62%
04/10/2005	244	36	156	88	35	224	230	110	366	67%
07/11/2005	215	38	133	82	40	300	250	110	366	59%
18/12/2005	292	38	181	111	48	265	250	110	366	80%
GEREMIA 24 40 1500 (3,33 BPD/RPM - 5,512 ft)										
					Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)	
					87.829	22.621	35.794	123.623	20	

Producción Histórica
ES-453

Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)
87.829	22.621	35.794	123.623

Anexo 6.- Estadísticas del pozo ES-455

ES-455

GEREMIA 24 40 1500 (3,33 BPD/RPM - 5.512 ft)											Tiempo Func (meses)	
FECHA	BBPD	%AYS	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia		
23/06/2004	144	50	72	72	18	250	100	80	266	54%		
25/07/2004	282	25	212	71	53	251	100	80	266	106%		
28/08/2004	240	30	168	72	53	315	100	80	266	90%		
24/09/2004	214	4	205	9	57	276	100	80	266	80%		
07/10/2004	244	14	210	34	71	339	140	93	310	79%		
05/11/2004	142	10	128	14	68	529	100	93	310	46%		
13/12/2004	95	0,8	94	1	71	750	140	93	310	31%		
28/01/2005	189	0,8	187	2	47	251	110					
10/02/2005	214	1	212	2	51	239	110					
04/03/2005	290	18	238	52	53	222	120	117	390	74%		
23/04/2005	240	18	197	43	27	135	110	117	390	62%		
17/05/2005	239	20	191	48	35	183	100	117	390	61%		
07/06/2005	210	20	168	42	42	249	120	120	400	53%		
11/07/2005	263	20	210	53	36	170	120	120	400	66%		
06/08/2005	219	20	175	44	27	154	120	117	390	56%		
09/09/2005	182	20	146	36	31	214	160	120	400	46%		
15/10/2005	179	18	147	32	34	232	140	117	390	46%		
26/11/2005	165	20	132	33	31	235	370	150	500	33%		
24/12/2005	245	16	206	39	52	253	80	108	360	68%		
GEREMIA 24 40 1500 (3,33 BPD/RPM - 5.512 ft)											Vol Total (BN)	
											109.668	
											Tiempo Func (meses)	
											18	

Producción Histórica

ES-455		
Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)
91.927	25.819	17.741
Vol Total (BN)		
109.668		

Anexo 7.- Estadísticas del pozo ES-457

ES-457

FECHA	BBPD	%AYS	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia
30/10/2004	71	4	68	3	19	277	100	135	436	16%
30/11/2004	71	4	68	3	19	277	100	135	436	16%

MOYNO 50 N 340 (3.23 BPD/RPM - 5,000 ft)									
Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)		Tiempo Func (meses)				
3.648	1.023	152	3.800		1				

Observaciones:

FECHA	BBPD	%AYS	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia
28/12/2004	65	6	61	4	27	434	180	61	197	33%
08/01/2005	62	6	58	4	44	751	100	65	210	30%
04/02/2005	60	7	56	4	17	303	90			
09/03/2005	40	14	34	6	16	467	80	68	220	18%
14/04/2005	36	19	29	7	20	670	50	68	220	16%
05/05/2005	38	16	32	6	18	552	100	60	194	20%
06/06/2005	20	20	16	4	22	1348	90	60	194	10%

MOYNO 50 N 340 (3.23 BPD/RPM - 5,000 ft)									
Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)		Tiempo Func (meses)				
7.826	4.400	954	8.780		5				

Observaciones: Pozo Cerrado en Julio 2005.

Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)		Tiempo Func (meses)				
3.648	1.023	152	3.800		1				
7.826	4.400	954	8.780		5				

Producción Histórica
ES-457

Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp(BN)	Vol Total (BN)	
11.474	5.423	1.106	12.580	

Anexo 8.- Estadísticas del pozo SOC-5

SOC-5

FECHA	BBPD	%AYS	BPPD	BAPD	Qg (MPCN/D)	RGP (PCN/BN)	PCF (LPPC)	RPM	Qteórica	Eficiencia
08/02/2004	130	38	81	49	61	761	500	103	207	63%
17/02/2004	267	21	211	56	53	250	500	98	197	136%
08/03/2004	183	20	146	37	46	315	380	107	215	85%
12/04/2004	157	18	129	28	33	253	580	118	237	66%
07/05/2004	114	18	93	21	26	279	520	118	237	48%
20/06/2004	105	18	86	19	26	302	520	118	237	44%
28/07/2004	150	24	114	36	29	250	520	118	237	63%
29/08/2004	130	25	98	33	29	297	520	118	237	55%
23/09/2004	147	18	121	26	66	544	510	118	237	62%
30/10/2004	186	20	149	37	30	202	330	118	237	78%
30/11/2004	126	20	101	25	55	546	330	118	237	53%
03/12/2004	108	20	86	22	69	803	330	67	135	80%
31/01/2005	107	20	86	21	66	771	280	52	105	102%
26/02/2005	186	20	149	37	55	366	540	63	127	147%
20/03/2005	127	34	84	43	51	605	260	126	253	50%
09/04/2005	108	20	86	22	52	608	400	126	253	43%
06/05/2005	98	30	69	29	43	634	280	113	227	43%
22/06/2005	120	28	86	34	61	709	280	113	227	53%
23/07/2005	161	28	116	45	60	518	340	113	227	71%
01/08/2005	107	26	79	28	37	469	490	110	221	48%
23/09/2005	125	26	93	33	37	402	380	110	221	57%
13/10/2005	107	30	75	32	33	441	400	99	199	54%
24/11/2005	109	42	63	46	27	427	440	113	227	48%
27/12/2005	128	30	90	38	35	391	400	106	213	60%

MOYNO 50 H 200 (2,01 BPD/RPM - 5,000 ft)	Np (BN)	Gp (MPCN)	Wp (BN)	Vol Total (BN)	Tiempo Func (meses)
	68.032	30.374	21.643	89.675	22

Producción Histórica SOC-5	
Np (BN)	Gp (MPCN)
68.032	30.374
Wp (BN)	Vol Total (BN)
21.643	89.675

Anexo 9.- Análisis cromatográfico del pozo ES-401



GERENCIA DE COORDINACION OPERACIONAL ORIENTE
SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE CRUDO
CENTRO DE ANALISIS SAN TOME

INFORME DE ENSAYO GAS - 2004 - 18862

CLIENTE: PETRO UCV
REQUERIDO POR: VICTOR MONTENEGRO
IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA: POZO ES-401(SALIDA DEL SEPARADOR DE PRUEBA)
SITIO DE MUESTREO: SOCORRO ESTACION DE FLUJO 1
FECHA Y HORA DE MUESTREO: 27/10/2004; 1:00 PM
FECHA INICIO ENSAYO: 01/11/2004
FECHA CULMINACIÓN ENSAYO: 01/11/2004
FECHA EMISIÓN INFORME: 02/11/2004

Unidad 1

DETERMINACIONES

RESULTADO DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO ASTM D 1945-81

COMPONENTES	% VOL. MOLAR	CONTENIDO DE LIQUIDOS (GPM)
N2	0,387	
CO2	9,758	-
METANO	86,136	
ETANO	1,324	-
PROPANO	0,152	0,042
I-BUTANO	1,182	0,386
N-BUTANO	0,903	0,284
I-PENTANO	0,137	0,050
N-PENTANO	0,005	0,002
HEXANOS	0,004	0,002
HEPTANOS	0,003	0,001
OCTANOS	0,006	0,003
NONANOS +	0,005	0,003

CONDICIONES DE LA MUESTRA: PRESIÓN(PSI): 65,00 TEMP(°F): 105,00
H2S(ppm): 10,00 PTO.DE ROCIO (°F): - HUMEDAD DEL GAS (LBS/MMP3): -

CARACTERÍSTICAS CALCULADAS A PARTIR DE RESULTADOS CROMATOGRÁFICOS

GRAVEDAD ESPECÍFICA:	0,691	GPM TOTAL (C3+):	0,772
PESO MOLECULAR (Lb/MOL):	20,020	PRESIÓN DE VAPOR (PSI):	4319,026
TEMP. PSEUDOCRÍTICA (°F):	-84,689	BTU/PC (BRUTO):	971,852
PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA (PSI):	647,698	BTU/PC (NETO):	877,147

CONDICIONES AMBIENTALES:

TEMPERATURA (°C): 24
HUMEDAD RELATIVA (%): 85
PRESIÓN BAROMÉTRICA (mmHg): 742

OBSERVACIONES:

AUTORIZADO POR:	* ESTE INFORME CUMPLE LO ESTABLECIDO EN EL APARTE 5.10.2 DE LA NORMA ISO/IEC 17025:1999 * LOS RESULTADOS SE REFIEREN ÚNICAMENTE A LA MUESTRA IDENTIFICADA * SE PROHIBE LA REPRODUCCIÓN DE ESTE DOCUMENTO SIN LA AUTORIZACIÓN DEL LABORATORIO	CASTM-F-E-03
EFRAIN MENDOZA		FECHA EMISIÓN
		MAY/17/2002
SUP. LABORATORIO		EDICIÓN
		1

DIRECCIÓN CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ, CAMPO NORTE, SAN TOMÉ EDO ANZOÁTEGUI

TLF. 0283-2302027, 0283-2302026 TLF. PDVSA 82027.82026

E-MAIL: mendozaf@pdvsa.com

Anexo 10.- Análisis cromatográfico del pozo ES-451



GERENCIA DE COORDINACION OPERACIONAL ORIENTE
SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE CRUDO
CENTRO DE ANALISIS SAN TOME

INFORME DE ENSAYO GAS - 2005 - 12120

CLIENTE: PETRO UCV
REQUERIDO POR: JUAN CARLOS PACHECO
IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA: POZO:ES-451
SITIO DE MUESTREO: SALIDA DEL SEPARADOR; MEDIDOR N°2034
FECHA Y HORA DE MUESTREO: 26/07/2005; 10:30 AM
FECHA INICIO ENSAYO: 29/07/2005
FECHA CULMINACIÓN ENSAYO: 29/07/2005
FECHA EMISIÓN INFORME: 29/07/2005

DETERMINACIONES

RESULTADO DE ANÁLISIS CROMATOGRAFICO ASTM D 1945:81

COMPONENTES	% VOL. MOLAR	CONTENIDO DE LIQUIDOS (GPM)
N2	0,130	-
CO2	6,693	-
METANO	90,418	-
ETANO	1,640	-
PROPANO	0,092	0,025
I-BUTANO	0,733	0,239
N-BUTANO	0,008	0,003
I-PENTANO	0,073	0,027
N-PENTANO	0,006	0,002
HEXANOS	0,063	0,026
HEPTANOS	0,081	0,037
OCTANOS	0,038	0,019
NONANOS +	0,025	0,015

CONDICIONES DE LA MUESTRA: PRESIÓN(PSI): 70,00 TEMP(°F): 80,00
H2S(ppm): 10,00 PTO.DE ROCIO (°F): - HUMEDAD DEL GAS (LBS/MMP3): -

CARACTERISTICAS CALCULADAS A PARTIR DE RESULTADOS CROMATOGRAFICOS

GRAVEDAD ESPECIFICA:	0,646	GPM TOTAL (C3+):	0,393
PESO MOLECULAR (Lb/MOL):	18,721	PRESION DE VAPOR (PSI):	4534,762
TEMP. PSEUDOCRITICA (°F):	-94,846	BTU/PC (BRUTO):	983,464
PRESION PSEUDOCRITICA (PSI):	654,422	BTU/PC (NETO):	886,891

CONDICIONES AMBIENTALES:
TEMPERATURA (°C): 24
HUMEDAD RELATIVA (%): 85
PRESION BAROMETRICA (mmHg): 742

OBSERVACIONES:

AUTORIZADO POR:	* ESTE INFORME CUMPLE LO ESTABLECIDO EN EL APARTE 5.10.2 DE LA NORMA	CASTM-F-E-03
EFRAIN MENDOZA	ISO/IEC 17025:1999	FECHA EMISIÓN
	* LOS RESULTADOS SE REFIEREN UNICAMENTE A LA MUESTRA IDENTIFICADA	MAY/17/2002
	* SE PROHIBE LA REPRODUCCIÓN DE ESTE DOCUMENTO SIN LA AUTORIZACIÓN DEL	EDICIÓN
SUP. LABORATORIO	LABORATORIO	1

DIRECCIÓN: CENTRO DE ANALISIS SAN TOME, CAMPO NORTE, SAN TOME EDO ANZOATEGUI
TLF 0283-2302027, 0283-2302026 TLF PDVSA 82027,82026
E-MAIL mendozaf@pdvsa.com

Anexo 11.- Análisis cromatográfico del pozo ES-452



GERENCIA DE COORDINACION OPERACIONAL ORIENTE
SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE CRUDO
CENTRO DE ANALISIS SAN TOME

INFORME DE ENSAYO GAS - 2005 - 12119

CLIENTE: PETRO UCV
REQUERIDO POR: JUAN CARLOS PACHECO
IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA: POZO: ES-452
SITIO DE MUESTREO: SALIDA DEL SEPARADOR, MEDIDOR N°2061
FECHA Y HORA DE MUESTREO: 26/07/2007; 9:22 AM
FECHA INICIO ENSAYO: 26/07/2005
FECHA CULMINACIÓN ENSAYO: 26/07/2005
FECHA EMISIÓN INFORME: 27/07/2005

DETERMINACIONES

RESULTADO DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO ASTM D 1945:81

COMPONENTES	% VOL. MOLAR	CONTENIDO DE LIQUIDOS (GPM)
N2	0,347	
CO2	10,594	-
METANO	85,106	-
ETANO	3,616	-
PROPANO	0,085	0,023
I-BUTANO	0,137	0,045
N-BUTANO	0,014	0,004
I-PENTANO	0,017	0,006
N-PENTANO	0,001	0,000
HEXANOS	0,026	0,011
HEPTANOS	0,022	0,010
OCTANOS	0,020	0,010
NONANOS +	0,015	0,009

CONDICIONES DE LA MUESTRA: PRESIÓN(PSI): 80,00 TEMP(°F): 80,00
H2S(ppm): 5,00 PTO.DE ROCIO (°F): - HUMEDAD DEL GAS (LBS/MMP3): -

CARACTERÍSTICAS CALCULADAS A PARTIR DE RESULTADOS CROMATOGRÁFICOS

GRAVEDAD ESPECÍFICA:	0,681	GPM TOTAL (C3+):	0,119
PESO MOLECULAR (Lb/MOL):	18,727	PRESION DE VAPOR (PSI):	4284,512
TEMP. PSEUDOCRÍTICA (°F):	-86,436	BTU/PC (BRUTO):	936,153
PRESION PSEUDOCRÍTICA (PSI):	649,900	BTU/PC (NETO):	844,123

CONDICIONES AMBIENTALES:

TEMPERATURA (°C): 24
HUMEDAD RELATIVA (%): 85
PRESION BAROMÉTRICA (mmHg): 742

OBSERVACIONES:

AUTORIZADO POR:	* ESTE INFORME CUMPLE LO ESTABLECIDO EN EL APARTE 5.10.2 DE LA NORMA	CASTM-F-E-03
EFRAIN MENDOZA	ISO/IEC 17025:1999	FECHA EMISIÓN
	* LOS RESULTADOS SE REFIEREN ÚNICAMENTE A LA MUESTRA IDENTIFICADA	MAY/17/2002
	* SE PROHIBE LA REPRODUCCIÓN DE ESTE DOCUMENTO SIN LA AUTORIZACIÓN DEL	EDICIÓN
SUP. LABORATORIO	LABORATORIO	1

DIRECCIÓN CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOME, CAMPO NORTE, SAN TOME EDO ANZOATEGUI

TLF 0283-2302027, 0283-2302026 TLF PDVSA 82027, 82026

E-MAIL: mendozaef@pdvsa.com

Anexo 12.- Análisis cromatográfico del pozo ES-455



GERENCIA DE COORDINACION OPERACIONAL ORIENTE
SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE CRUDO
CENTRO DE ANALISIS SAN TOME

INFORME DE ENSAYO GAS - 2005 - 12338

CLIENTE: PETRO UCV
REQUERIDO POR: JUAN CARLOS PACHECO
IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA: POZO: ES-455
SITIO DE MUESTREO: SALIDA DEL SEPARADOR; MEDIDOR N°2034
FECHA Y HORA DE MUESTREO: 28/07/2005, 9:37 AM
FECHA INICIO ENSAYO: 29/07/2005
FECHA CULMINACIÓN ENSAYO: 29/07/2005
FECHA EMISIÓN INFORME: 29/07/2005

DETERMINACIONES

RESULTADO DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO ASTM D 1945:81

COMPONENTES	% VOL. MOLAR	CONTENIDO DE LIQUIDOS (GPM)
N2	0,246	-
CO2	10,512	-
METANO	85,439	-
ETANO	3,486	-
PROPANO	0,084	0,023
I-BUTANO	0,126	0,041
N-BUTANO	0,012	0,004
I-PENTANO	0,016	0,006
N-PENTANO	0,001	0,000
HEXANOS	0,028	0,011
HEPTANOS	0,021	0,010
OCTANOS	0,020	0,010
NONANOS +	0,010	0,006

CONDICIONES DE LA MUESTRA: PRESIÓN(PSI): 70,00 TEMP(°F): 85,00
H2S(ppm): 10,00 PTO.DE ROCIO (°F): - HUMEDAD DEL GAS (LBS/MMP3): -

CARACTERÍSTICAS CALCULADAS A PARTIR DE RESULTADOS CROMATOGRÁFICOS

GRAVEDAD ESPECIFICA:	0,879	GPM TOTAL (C3+):	0,111
PESO MOLECULAR (Lb/MOL):	19,660	PRESION DE VAPOR (PSI):	4300,078
TEMP. PSEUDOCRITICA (°F):	-86,855	BTU/PC (BRUTO):	936,308
PRESION PSEUDOCRITICA (PSI):	650,193	BTU/PC (NETO):	844,207

CONDICIONES AMBIENTALES:

TEMPERATURA (°C): 24
HUMEDAD RELATIVA (%): 85
PRESION BAROMETRICA (mmHg): 742

OBSERVACIONES:

AUTORIZADO POR:	* ESTE INFORME CUMPLE LO ESTABLECIDO EN EL APARTE 5.10.2 DE LA NORMA	CASTM-F-E-03
EFRAIN MENDOZA	ISO/IEC 17025:1999	FECHA EMISION
	* LOS RESULTADOS SE REFIEREN UNICAMENTE A LA MUESTRA IDENTIFICADA	MAY/17/2002
	* SE PROHIBE LA REPRODUCCIÓN DE ESTE DOCUMENTO SIN LA AUTORIZACIÓN DEL	EDICION
SUP. LABORATORIO	LABORATORIO	1

DIRECCIÓN CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ, CAMPO NORTE, SAN TOMÉ EDO ANZOATEGUI

TLF: 0283-2302027, 0283-2302028 TLF. PDVSA 82027, 82028

E-MAIL: mendozaef@pdvsa.com