

EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE LA UTILIZACION DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL EN LOS CAMPOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE
OPERACIONES ORITO DE ECOPETROL S.A.

GUSTAVO ADOLFO PERTUZ SIERRA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA – SANTANDER
2005

EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE LA UTILIZACION DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL EN LOS CAMPOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE
OPERACIONES ORITO DE ECOPETROL S.A.

GUSTAVO ADOLFO PERTUZ SIERRA

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de
Ingeniero de Petróleos

Director
JOSE LUIS JIMENEZ RIOS
Ingeniero de Petróleos

Codirector UIS
LUIS ALBERTO GONZALEZ GALVIS
Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA – SANTANDER
2005

DEDICATORIA

A DIOS quien me regaló la vida y los dones necesarios para lograr los primeros objetivos de un proyecto de vida.

A mis Padres, Luis Eduardo y Rosario, porque siempre creyeron en mí y dispusieron de todo su esfuerzo y sacrificio para lograr esta meta.

A mis hermanos, Gicella María, Luis Eduardo y Mary Stella, quienes me apoyaron y contribuyeron a formar la persona que llevo dentro.

A la familia Rincón Aljuri, especialmente a Laura María, por brindarme apoyo y amor en los momentos más difíciles durante mi estadía en una ciudad ajena.

Al grupo PETROSA (Chaffie, Restan, Fredy, Charles, July, Uriel, Paulo, Yussed, Rafa), por los buenos momentos vividos en los años como estudiante.

AGRADECIMIENTOS

A la **ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS UIS** por brindarme los conocimientos primarios para la ejecución del proyecto.

A la **SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES ORITO DE ECOPETROL S.A.** por brindarme la oportunidad y las herramientas necesarias para la consecución de los objetivos.

Al Ing. José Luis Jiménez Ríos por toda la asesoría prestada durante la ejecución del trabajo.

Al Ing. Luis Alberto González Galvis por el tiempo dedicado para que éste trabajo siempre fuera el mejor.

A todas aquellas personas que colaboraron de distintas maneras en llevar a cabo este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Página
1. Introducción.	1
2. Antecedentes.	2
3. Justificación.	4
4. Metodología.	5
5. Marco Teórico.	6
5.1 Componentes del sistema electrosumergible.	7
5.1.1 Equipos de superficie.	8
5.1.2 Equipos de subsuelo.	9
5.1.2.1 La bomba electrosumergible.	9
5.1.2.2 El motor.	13
5.1.2.3 Separador de Gas.	14
5.1.2.4 El protector.	15
5.1.2.5 El cable de potencia.	16
5.1.3 Ventajas y desventajas del bombeo electrosumergible	17
5.2 Tiempo de vida medio antes de falla (MTBF).	19
6. Generalidades del campo.	22
6.1 Áreas de la SOR con bombeo electrosumergible.	27
6.1.1 Área Orito.	28
6.1.2 Área Sur.	35
6.1.3 Área Nororienté.	41
7. Análisis del cálculo del MTBF en las Áreas pertenecientes a la SOR.	45
7.1. Área Sur.	48
7.2. Área Orito.	50
7.3. Área Nororienté.	52
7.4. Análisis General de causas de Pulling.	54
7.5. Datos Censurados.	54
7.6. Datos Fallados.	57

7.7.	Análisis General de fallas por Áreas.	58
7.7.1.	Área Sur.	58
7.7.2.	Área Orito.	59
7.7.3.	Área Nororiente.	60
7.8.	Análisis del MTBF por compañías.	61
7.8.1.	REDA-Schlumberger.	61
7.8.2.	Centrilift.	62
7.9.	Análisis parte estadística.	62
8.	ANALISIS DE FALLAS.	63
8.1.	Área Sur.	63
8.1.1.	Acaé 6.	64
8.1.2.	Acaé 8A.	69
8.1.3.	Loro 5A.	70
8.1.4.	Loro 7A.	73
8.1.5.	Loro 11.	75
8.1.6.	Conclusiones de fallas Área Sur.	78
8.2.	Área Orito.	81
8.2.1.	Orito 14.	81
8.2.2.	Orito 72.	82
8.2.3.	Orito 35 - 40.	83
8.2.4.	Orito 112.	84
8.2.5.	Orito 113.	85
8.2.6.	Orito 115.	86
8.2.7.	Conclusiones de fallas Área Orito.	88
8.3.	Área Nororiente.	89
9.	ANALISIS ECONOMICO.	91
9.1	Costos de equipos.	92
9.2	Costos de Mantenimiento de equipos.	92
9.3	Costos de Reparación.	93
9.4	Costos de Combustible.	94

9.5 Producción de pozos con BES.	94
9.6 Análisis económico por Áreas.	95
9.6.1 Área Sur.	95
9.6.1.1 Comportamiento en el tiempo (Años).	100
9.6.1.2 Comportamiento por pozos.	103
9.6.1.3 Análisis Área Sur.	104
9.6.2 Área Orito.	105
9.6.2.1 Comportamiento en el tiempo (Años).	110
9.6.2.2 Comportamiento por pozos.	111
9.6.2.3 Análisis Área Orito.	112
9.6.3 Área Nororiente.	112
9.6.3.1 Comportamiento en el tiempo (Años).	115
9.6.3.2 Comportamiento por pozos.	116
9.6.3.3 Análisis Área Nororiente.	118
10. RECOMENDACIONES Y OPTIMIZACION DE DISEÑOS.	119
10.1 Área Sur.	120
10.2 Área Orito.	130
10.3 Área Nororiente.	139
11. OTRAS EVALUACIONES.	142
12. CONCLUSIONES.	143
BIBLIOGRAFIA.	146
ANEXOS	147

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Instalación típica Bombeo electrosumergible.	7
Figura 2. La Bomba electrosumergible y sus etapas.	10
Figura 3. Ubicación geográfica de la SOR.	22
Figura 4. Áreas de la SOR	25
Figura 5. Perfil del Oleoducto Transandino.	27
Figura 6. Ubicación geográfica del campo Orito.	28
Figura 7. Ubicación geográfica del Área Sur.	35
Figura 8. Columna estratigráfica generalizada Área Sur.	37
Figura 9. Ubicación geográfica del Área Nororiental.	41
Figura 10. Tiempo de Operación instalaciones BES SOR.	45
Figura 11. Histórico BES.	47
Figura 12. Histórico MTBF.	47
Figura 13. Tiempo de Operación – Instalaciones Sur.	49
Figura 14. Comparativo Instalaciones por pozo –Tiempo de Operación Área Sur.	50
Figura 15. Tiempo de Operación – Instalaciones Orito.	51
Figura 16. Comparativo Instalaciones por pozo–Tiempo de Operación. Área Orito.	52
Figura 17. Tiempos de operación Área Nororiental.	53
Figura 18. Comparativo Instalaciones por pozo–Tiempo de Operación. Área Nororiental.	53
Figura 19. Estado instalaciones BES.	54
Figura 20. Datos censurados.	55
Figura 21. Causas de Pulling por Datos Fallados.	58
Figura 22. Análisis de Causas de Pulling Área Sur.	59
Figura 23. Análisis de Causas de Pulling Área Orito.	60
Figura 24. Análisis de Causas de Pulling Área Nororiental.	61

Figura 25.	Comportamiento de Aporte de Carbolita – Acaé 6.	65
Figura 26.	Eje del protector roto.	66
Figura 27.	Carbolita y sólidos acumulados en las etapas.	66
Figura 28.	Presencia de sólidos en la malla tipo General Pipe.	66
Figura 29.	Acumulación de sólidos a la entrada del Separador de Gas.	67
Figura 30.	Acumulación de Carbolita en el protector.	67
Figura 31.	Estado Bolsa Protector tipo BPBSBPB.	67
Figura 32.	Curva de eficiencia de la bomba 1ª instalación Acaé 6.	68
Figura 33.	Curva de eficiencia bomba 4ª instalación Acaé 6.	69
Figura 34.	Sólidos acumulados en el Separador de Gas.	70
Figura 35.	Sólidos acumulados en la bomba DN 1750.	71
Figura 36.	Curva de eficiencia bomba 1ª instalación Loro 5A.	72
Figura 37.	Motores en buen estado.	72
Figura 38.	Bomba GN 4000 con ligera acumulación de sólidos.	72
Figura 39.	Fracturas en el cable de potencia.	72
Figura 40.	Acumulación de sólidos y Carbolita en la entrada del Separador.	73
Figura 41.	Acumulación de sólidos y abrasión en las etapas de la Bomba.	73
Figura 42.	Curva de eficiencia bomba 1ª instalación Loro 7A.	74
Figura 43.	Presencia de Carbonato de Calcio en el eje de la bomba.	75
Figura 44.	Acumulación de Carbonato de Calcio en las etapas de la Bomba.	75
Figura 45.	Curva de eficiencia bomba 1ª instalación Loro 11.	76
Figura 46.	Daño mecánico en el protector tipo BPBSBPB.	77
Figura 47.	Comportamiento del Aporte de Carbolita.	79
Figura 48.	Curva de eficiencia de la bomba 1ª instalación Orito 14.	82
Figura 49.	Curva de eficiencia de la bomba 1ª instalación Orito 72.	83
Figura 50.	Bomba con alto desgaste abrasivo.	84
Figura 51.	Separador de gas con alto desgaste abrasivo.	84

Figura 52.	Estado del motor – Orito 113.	86
Figura 53.	Curva de eficiencia de la bomba 2ª instalación Orito 115.	87
Figura 54.	Bomba con desgaste por downthrust.	88
Figura 55.	Acumulación de sólidos en la bomba – Orito 115.	88
Figura 56.	Curva de eficiencia de la bomba 2ª instalación Cencellá 1.	90
Figura 57.	Producción Incremental Acaé 6.	97
Figura 58.	Producción Incremental Acaé 11.	97
Figura 59.	Diferida Loro 7A.	99
Figura 60.	Diferida Loro 11.	100
Figura 61.	Lifting Cost Área Sur por años.	102
Figura 62.	Lifting Cost por pozo Área Sur.	103
Figura 63.	Incremental Orito 14.	107
Figura 64.	Incremental Orito 35.	107
Figura 65.	Incremental pozo Orito 72.	108
Figura 66.	Incremental Orito 90.	108
Figura 67.	Curva de declinación Orito 33.	110
Figura 68.	Curva de declinación Cencellá 1.	115
Figura 69.	Curva de declinación Yurilla 1.	115
Figura 70.	Lifting Cost Área Nororiente.	117
Figura 71.	Diseño BES Loro 11 – DN1800.	123
Figura 72.	Diseño BES Loro 5A - DN 1800.	124
Figura 73.	Diseño BES Acaé 10 – DN1800.	125
Figura 74.	Diseño BES Acaé 6 – DN1400.	126
Figura 75.	Diseño BES Acaé 8A – DN1800.	129
Figura 76.	Diseño BES Orito 72 – DN1800.	132
Figura 77.	Diseño BES Orito 90 – DN 1400.	133
Figura 78.	Diseño BES Orito 35 – FC2700.	134
Figura 79.	Diseño BES Orito 112.	136
Figura 80.	Diseño BES Orito 113 – DN 675.	137
Figura 81.	Diseño BES Orito 115 – SN3600	138

Figura 82.	Diseño BES Cencellá 1.	141
Figura 83.	Diseño BES Yurilla 1.	141

LISTA DE TABLAS

	Página
TABLA 1. Serie bombas SOR	12
TABLA 2. Tipo de motores REDA	14
TABLA 3. Resistencia diferentes tipos de Cable.	16
TABLA 4. Formaciones productoras en el campo Orito.	29
TABLA 5. Propiedades de los fluidos producidos en el campo Orito.	32
TABLA 6. Parámetros petrológicos Formación Caballos.	38
TABLA 7. Instalaciones por Áreas.	48
TABLA 8. Análisis del Agua de Formación - Área Sur.	80
TABLA 9. Costos del Sistema de Bombeo Electrosumergible Total Área Sur.	95
TABLA 10. Producción Incremental pozos BES Sur.	96
TABLA 11. Producción Diferida pozos BES Sur.	98
TABLA 12. Costos y Producción por años Área Sur.	101
TABLA 13. Costos del sistema electrosumergible Área Orito.	105
TABLA 14. Producción Incremental Pozos Área Orito.	106
TABLA 15. Producción Diferida Área Orito.	109
TABLA 16. Costos y Producción por años Área Orito.	111
TABLA 17. Costos del Sistema Electrosumergible Área Nororiente.	113
TABLA 18. Producción Incremental pozos Nororiente.	114
TABLA 19. Producción Diferida pozos BES Nororiente.	114
TABLA 20. Costos y Producción 2002 Área Nororiente.	116
TABLA 21. Parámetros de diseño pozos Área Sur.	121
TABLA 22. Parámetros diseño Orito 35-72-90.	131
TABLA 23. Parámetros de diseño Orito 112.	135
TABLA 24. Parámetros diseño Área Nororiente.	140

LISTA DE ANEXOS

- ANEXO 1. Instalaciones BES SOR.
- ANEXO 2. MTBF General SOR.
- ANEXO 3. MTBF General Área Sur.
- ANEXO 4. MTBF General Área Orito.
- ANEXO 5. MTBF General Área Nororiente.
- ANEXO 6. MTBF REDA SOR.
- ANEXO 7. MTBF CENTRILIFT SOR.
- ANEXO 8. Inventario BES Área Orito.
- ANEXO 9. Inventario BES Área Sur – Nororiente.
- ANEXO 10. Costos equipos BES Área Sur.
- ANEXO 11. Costos de mantenimiento equipos BES Área Sur.
- ANEXO 12. Producción promedia de pozos BES Área Sur.
- ANEXO 13. Lifting Cost por pozos e instalaciones Área Sur.
- ANEXO 14. Costos equipos BES Área Orito.
- ANEXO 15. Costos de mantenimiento equipos BES Área Orito.
- ANEXO 16. Producción promedia de pozos BES Área Orito.
- ANEXO 17. Lifting Cost por pozos e instalaciones Área Orito.
- ANEXO 18. Costos Área Nororiente.
- ANEXO 19. Producción promedia de pozos BES Área Nororiente.
- ANEXO 20. Lifting Cost por pozos e instalaciones Área Nororiente.
- ANEXO 21. Diseños BES SOR.

RESUMEN

TITULO: EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE LA UTILIZACION DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS CAMPOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES ORITO DE ECOPETROL S. A.*

AUTOR: GUSTAVO ADOLFO PERTUZ SIERRA**

PALABRAS CLAVES: Campo Orito, Bombeo Electrosumergible, Fallas, Inversiones.

DESCRIPCION

La evaluación del bombeo electrosumergible se apoya en el análisis estadístico, económico y las fallas presentadas por este sistema de levantamiento durante toda su historia en la Superintendencia de Operaciones Orito. La aplicación de método estadístico denominado MTBF, muestra resultados bastante desfavorables, con un tiempo de 217 y 306 días a agosto de 2004, en las Áreas Sur y Orito respectivamente. Con los datos anteriores, la revisión periódica de este método, un control de producción y la optimización de diseños, pueden ser las únicas soluciones a incrementar el tiempo de vida de los equipos.

El análisis de fallas permite identificar aquellos componentes que no presentan el desempeño esperado, por ello, en la optimización de diseños se recomienda el cambio en los protectores tipo bolsa para el Área Sur, así como la revisión de los motores por sobrecalentamiento en algunas instalaciones. Se recomienda igualmente la estandarización de diseños para evitar pérdidas de producción por falta de disponibilidad de equipos.

Los costos de producción establecen, que en las condiciones actuales de operación, los pozos Orito 14 y 40, requieren un cambio de sistema de levantamiento preferiblemente a "Gas Lift", para reducir las inversiones realizadas, además tener muy presente las recomendaciones en los pozos Loro 11 y Acaé 10, en el Área Sur para encontrar la viabilidad del bombeo electrosumergible. Los altos volúmenes de producción incremental presentados en los pozos Acaé 6, Orito 72, 90 y 35, muestran que el bombeo electrosumergible debe permanecer en la Superintendencia.

* Trabajo de grado

** Facultad de ciencias Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Luis Alberto González Galvis.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICIAN-ECONOMIC EVALUATION OF THE USE OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP AS ARTIFICIAL LIFT IN THE FIELDS OF THE OPERATIONS SUPERINTENDENCE IN ORITO OF ECOPETROL S. A.*

AUTHOR: GUSTAVO ADOLFO PERTUZ SIERRA**

KEY WORDS: Orito Field, Electrical Submersible Pumps, Failures, Investments.

DESCRIPTION

The evaluation of the Electrical Submersible Pumps is supported in the statistical, economic and failures analysis presented by this Artificial Lift during the history in the Operations Superintendence in Orito. The application of statistical method called MTBF shows unfavorable results with a Run Time of 217 and 306 days to August of 2004 in the South and Orito Areas, respectively. With the previous data, the periodic revision of this method, a production control and the optimization of designs can be the only solutions to increase the Run life of the equipments.

The failure analysis allows identify those components which don't show the prospective performance; for that reason, in the optimization of designs, the change of the seal type bag is recommended for the South Area as well as the revision of the motors by high temperature in some running. The standardization of designs is recommended to avoid production losses for lack of availability of equipments.

The lifting costs estimated suggest that at the current conditions, the wells Orito 14 and 40 require a change of artificial lift to "Gas Lift", in order to reduce the carried out investments and to take into account the recommendations in the wells Loro 11 and Acaé 10, in the South Area to find the viability of the Electrical Submersible Pumps. The high volumes of incremental production presented in the wells Acaé 6, Orito 72, 90, 35 show that this Artificial Lift Method must remain in the Superintendence.

* Degree Work

** Faculty of Physical Chemical Engineering, Petroleum Engineering School, Director Eng. Luis Alberto González Galvis.

1. INTRODUCCIÓN

Para el caso, se evalúa el sistema de bombeo electrosumergible en los campos de la Superintendencia de Operaciones Orito (SOR) de ECOPETROL S.A. basado en tres aspectos: análisis estadístico, económico y de fallas para concluir y recomendar a implementar, de tal manera que se pueda declarar la viabilidad de éste sistema de levantamiento en algunos pozos de la Superintendencia

El análisis estadístico se apoya en el cálculo del MTBF (Mean Time Before Failure) implementado exitosamente en campos petroleros colombianos y en las diferentes gerencias de ECOPETROL S.A.; con el fin de determinar el nivel de confiabilidad de los equipos y las principales causas de fallas y desarrollar mejores prácticas que permitan incrementar el tiempo de vida de los equipos electrosumergibles.

Con el objeto de determinar la viabilidad de las inversiones realizadas, se calcularon los costos de producción por bombeo electrosumergible, tanto por Áreas como por pozos.

Las instalaciones más relevantes fueron revisadas para identificar el comportamiento y obtener conclusiones de las fallas presentadas, no así aquellas donde la causa de pulling¹ estuvo relacionada por problemas de bajo aporte del pozo. El inventario y la descripción de los equipos de bombeo electrosumergible se presentan con el fin de identificar el estado de éstos y realizar las posibles modificaciones en los diseños que permitan alcanzar un mayor tiempo de vida de las instalaciones teniendo en cuenta los costos y presupuesto asignado.

¹ Servicio para retirar el equipo electrosumergible instalado.

2. ANTECEDENTES

La implementación del bombeo electrosumergible en la SOR, se remonta al año de 1997, cuando a mediados de Septiembre en el pozo Acaé 11 se determinó un relativo alto valor de índice de productividad (0.7 STB/Día/psi) y una producción de 1250 BFPD en bombeo hidráulico tipo Jet, donde se decidió implementar las bombas electrosumergibles, compradas inicialmente para los pozos del Área Nororiente, producto del estudio de “Desarrollo Adicional del Área Nororiente” para aumentar los niveles de producción del pozo.

Luego de las instalaciones realizadas en el pozo anteriormente nombrado y en Acaé 10, en 1999 se suspendieron los servicios como consecuencia de las fallas tempranas que estaban presentando los equipos, ocasionadas por pega en las bombas producto del material sostén de fracturas realizadas a dichos pozos (Carbolita 20/40).

A finales de 2001, se reinicia la instalación de este sistema gracias al estudio denominado “Proyecto de Desarrollo Adicional del Área Sur”, donde se buscó implementar el sistema de levantamiento artificial por medio de bombas electrosumergibles a los principales pozos activos y a pozos nuevos perforados, para mejorar volúmenes de producción.

Paralelo a lo anterior nació el Contrato de Producción Incremental (CPI) con la compañía Petrominerales Colombia Limited (PCL), la cual intervino algunos pozos del Área Orito donde se decidió igualmente utilizar bombas electrosumergibles para aumentar los niveles de producción de pozos activos y pozos nuevos.

Actualmente las condiciones de algunos pozos con este sistema de levantamiento artificial no han arrojado los resultados esperados, involucrando elevados costos producto de fallas prematuras, razón por lo cual se desarrolla este estudio.

Aunque el bombeo electrosumergible en la Superintendencia, se inició en 1997, el considerable aumento en el número de instalaciones, se realizó a partir de finales del año 2001. Debido a la corta historia de este sistema de levantamiento en la Superintendencia; estudios para evaluar la viabilidad y las condiciones de operaciones anterior a este trabajo, no habían sido desarrollados.

3. JUSTIFICACION

Las operaciones en bombeo electrosumergible, en los campos pertenecientes a la Superintendencia de Operaciones de Orito de ECOPETROL S.A., ha presentado diversos problemas en las condiciones de operación, resultando en altos costos de reparación de equipos los trabajos de mantenimiento de subsuelo.

La optimización de diseños y la implementación de un método de control para los pozos con este sistema de levantamiento se hace necesario para optimizar tiempos de operación y disminuir sus costos.

Los cambios en los sistemas de levantamiento realizados por la compañía PCL en algunos pozos y su entrega a ECOPETROL S.A. requieren del conocimiento por parte de ésta última de los costos de producción.

Por lo anteriormente expuesto, la necesidad de recurso por parte de la ECOPETROL S. A. fue indispensable para evaluar la conveniencia de utilizar bombeo electrosumergible en la Superintendencia de Operaciones Orito, de tal manera se presenta los resultados y recomendaciones.

4. METODOLOGIA

La metodología llevada a cabo para conseguir los objetivos se describe a continuación:

4.1 Estudio de las partes, funcionamiento y nomenclatura de los sistemas de bombeo electrosumergible instalados en la Superintendencia de Operaciones Orito.

4.2 Análisis de los pozos de la Superintendencia de Operaciones Orito de ECOPETROL S.A. que han utilizado ó utilizan el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible (BES), así como las fechas de instalación y los eventos ocurridos en la historia de producción relacionados con este sistema.

4.3 Determinación del tiempo de vida del sistema en general y para cada pozo acompañado del análisis estadístico de éste.

4.4 Análisis y evaluación de las posibles causas de fallas y el elemento fallante presentadas desde la instalación del sistema de bombeo electrosumergible.

4.5 Realización del análisis económico de la utilización de bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial en la Superintendencia de Operaciones Orito.

4.6 Proposición de sistemas de levantamiento artificial alternativos al bombeo electrosumergible en los casos que apliquen.

5. MARCO TEORICO

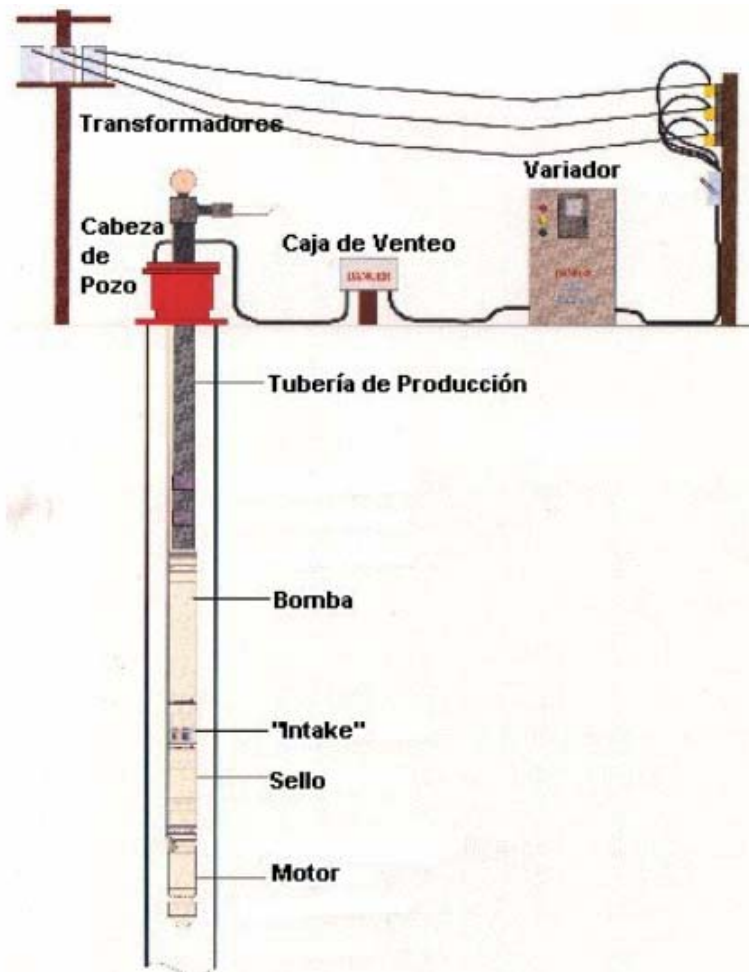
Dentro del marco teórico se identifican los componentes del sistema electrosumergible con una descripción breve sobre sus funciones, así como las nomenclaturas de los equipos utilizados en la Superintendencia. Posteriormente algunas de las ventajas y desventajas de este sistema de levantamiento.

El método estadístico MTBF con el que se evaluó el desempeño de éste sistema de levantamiento se explica igualmente con el fin de comprender el alcance de esta metodología aplicada exitosamente alrededor del mundo en los campos con bombeo electrosumergible.

5.1. COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y SUS APLICACIONES.

El bombeo electrosumergible lo componen básicamente un conjunto de dos equipos entre los que se encuentran los de superficie y los de fondo, donde se mezclan conceptos de las ingenierías eléctricas, mecánica y de petróleos. En la figura 1 se observa una instalación típica de bombeo electrosumergible.

Figura 1. Instalación típica Bombeo electrosumergible.



En la Superintendencia de Operaciones Orito no se cuenta con interconexión eléctrica, razón por lo cual se dispone de generadores ubicadas en los pozos, aunque a finales de 2004 se realizará el proceso de interconexión en algunos pozos pertenecientes al Área Orito.

5.1.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE

Son los equipos eléctricos que permiten suministrar la potencia eléctrica necesaria para operar los equipos de fondo, de acuerdo a los parámetros de diseño.

Una instalación típica consta principalmente de (a) Un Transformador Reductor (SDT), necesario cuando se tiene una red de distribución eléctrica. (b) El Controlador del Motor, que permite el arranque del motor y su control pozo abajo. En la SOR se dispone únicamente de Variadores de frecuencia por presentar mayor versatilidad para manejar caudales, además que permite realizar arranque suave a los motores después de cada parada del sistema por mantenimiento o falla de la generación eléctrica y se operan en modo frecuencia debido a que los motores nunca han operado cercanos al 100% de la carga. (c) Un Transformador Elevador (SUT). (d) La Caja de Venteo que permite ventear cualquier migración de gas proveniente del pozo a través del cable. Esta conexión se implementó en los pozos pertenecientes al Área Sur y Nororiente, no siendo así en los pozos intervenidos por la compañía PCL, sin embargo se espera que las nuevas instalaciones realizados por ECOPETROL S.A. se realice cambio a caja de venteo (e) El cabezal del pozo. EL cabezal de pozo cuenta con los accesorios que permiten conectar el sistema de potencia de superficie con el cable de potencia de fondo, para esto se utilizan: "Pig tail", "Hanger Penetrator" o el "Quick Connector", los cuales permiten conectar el cable de potencia a través del colgador de la tubería.

Como se mencionó anteriormente en la SOR no se requiere de transformador reductor por no contar con interconexión eléctrica.

5.1.2. EQUIPOS DE SUBSUELO

Los componentes básicos de subsuelo de un sistema de bombeo electrosumergible son: Motor, Protector, Intake, Bomba, cable de conexión del motor o Flat Cable Extension y cable de potencia. En los anexos 22 y 23 se encuentra el inventario de los equipos utilizados en la SOR.

Entre los elementos complementarios del sistema están el separador de gas, manejador avanzado de gas AGH para REDA o bomba Tapered para Centrilift y la unidad sensora de presión y temperatura. Algunos de los accesorios comúnmente usados son válvulas Check y Bleeder, centralizadores, protectores de cable, conectores eléctricos y sistema de inyección de químico. Todos los elementos adicionales son utilizados en la SOR.

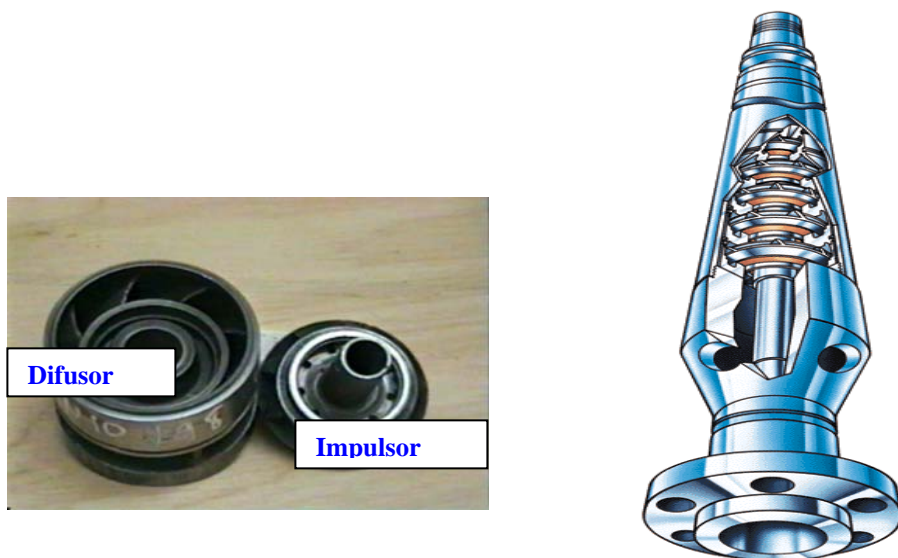
5.1.2.1. La Bomba Electrosumergible.

La bomba electrosumergible consiste en un arreglo de varias etapas de tipo centrífugo. Ver Figura 2. Cada etapa consta de un rotor o impulsor rotativo y de un estator difusor estacionario. El número y tipo de etapas son determinados de acuerdo a la producción deseada y a la cabeza total por levantar.

En la bomba, el impulsor de la primera etapa recibe el fluido que entra por el "Intake". El primer impulsor toma el fluido entre sus alabes y le imprime cierta velocidad, entregándolo a la siguiente etapa con una velocidad inicial. La configuración geométrica del difusor

permite convertir la energía cinética del fluido en presión, gracias a los cambios en el área. Luego, el siguiente impulsor toma el fluido y cambia la presión a energía cinética. El proceso continúa de esta forma hasta llegar la última etapa en donde el fluido alcanza la descarga de la bomba con una presión acumulada a lo largo de todas las etapas, que le permite vencer la columna hidrostática hasta la superficie.

Figura 2. La Bomba electrosumergible y sus etapas.



Desgaste de las Bombas.

Los diferentes componentes de cada etapa de la bomba están sometidos a empujes generados por el fluido, éstos empujes son la resultante de esfuerzos que se producen como resultado de la cabeza dinámica total que levanta la bomba, se clasifican en dos tipos de empuje:

- Empuje Ascendente ("up thrust"): Ocurre cuando la bomba se trabaja con caudales mayores a su capacidad nominal o del punto de máxima eficiencia, esto es operando hacia el lado derecho del tornado de la bomba, las fuerzas hidráulicas generadas por el fluido sobre el impulsor en sus caras superior e inferior no están equilibradas. Cuando se trabaja con caudales mayores al límite superior de mejor eficiencia, las fuerzas de la cara inferior o succión del impulsor son mayores a las fuerzas de la cara superior, lo cual hace que éste se mueva hacia arriba quedando más cerca del difusor.
- Empuje Descendente ("down thrust"): Ocurre cuando la bomba se trabaja con caudales menores al límite inferior de mejor eficiencia, esto es cuando se opera al lado izquierdo del tornado, las fuerzas de la cara superior o descarga del impulsor son mayores a las fuerzas de la cara inferior, lo cual hace que éste se mueva hacia abajo quedando en contacto con el difusor de la etapa anterior.

Los empujes sobre los elementos básicos de la bomba centrífuga (impulsor, difusor y eje), son transferidos a las cojinetes de soporte de empujes, por lo tanto, unas condiciones fuera del punto de mejor eficiencia ocasionan mayor desgaste en estas áreas. En la Superintendencia la mayor cantidad de equipos instalados han sufrido desgaste por downthrust debido a la implementación de equipos de mayor capacidad comparada con las condiciones de operación de los pozos.

Las series de las bombas utilizadas en la SOR para las compañías REDA y Centrilift están dadas como se muestra en la tabla 1, esto principalmente debido al diámetro externo del casing los cuales son de 5.5" y 7":

Tabla 1. Serie bombas SOR.

SERIE	DIAMETRO EXTERNO (PULGADAS)	COMPAÑÍA
D	4.00	REDA
S	5.38	REDA
G	5.40	REDA
F	4.00	Centrilift

Tipos de Bombas

Con respecto a la forma en que se maneja el empuje generado de la bomba, se tienen tres tipos básicos de construcción de bombas:

Tipo Flotante (FL): Cada impulsor tiene libertad para moverse hacia arriba o hacia abajo en el eje, se puede decir que flota en el eje.

Tipo con los impulsores inferiores tipo Flotante (BFL): Los impulsores superiores son del tipo compresión mientras los inferiores son del tipo flotante. Este es un diseño especial para eliminar todo el empuje descendente transmitido al protector.

Tipo Compresión: Cada impulsor está fijo al eje de forma rígida de modo que no pueden moverse sin movimiento del eje. Todos los impulsores son comprimidos en conjunto conformando un solo cuerpo rígido, de tal forma que si un impulsor trata de moverse hacia arriba o hacia abajo, éste tratará de mover al eje y al conjunto de todos los impulsores

5.1.2.2. El Motor

El motor es el elemento encargado de suministrar la potencia necesaria para hacer girar la bomba. Consiste en un motor trifásico bipolar, tipo jaula de ardilla el cual utiliza el principio básico de los motores de inducción magnética. Las principales partes del motor son: el estator, conjunto de rotores y otros elementos mecánicos.

El motor internamente se encuentra lleno de un aceite refinado de alta capacidad dieléctrica y conductividad térmica, cuya principal función es mantener lubricadas sus partes giratorias, y en menor escala transferir el calor producido por el motor durante su operación a la carcasa de donde es disipado por el fluido de producción. Un motor se diseña de acuerdo a los requerimientos de potencia de la bomba, al gradiente del fluido y a la cabeza dinámica total a ser levantada.

Los motores REDA están disponibles en cinco series diferentes: 3.75, 4.56, 5.40, 5.62 y 7.38. En la SOR se emplean los motores serie 4.56" y 5.40", los motores Centrilift implementados son de serie 4.50".

La nomenclatura que provee información acerca del tipo de motor es la siguiente: la primera letra es código que da información acerca del rating del motor.

La segunda letra es un código que provee información referente a las características internas del tipo de aislamiento:

K = Devanado convencional y barniz

X = Nuevo material de devanado patentado por REDA-Schlumberger, no usa barniz.

Tabla 2. Tipo de motores REDA

TIPO	TEMPERATURA	CARACTERISTICAS
S	250	Potencia fija
P	250	Potencia fija, Rating conservativo
M	300	Potencia Variable, Rating conservativo
K	400	Potencia Variable, Rating óptimo

5.1.2.3. Separador de Gas

La mayoría de los diseños BES se hacen con la finalidad de producir la máxima cantidad posible de petróleo sin comprometer el rendimiento del equipo. Una de las razones que degradan el rendimiento del sistema es la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba. Los separadores de gas son secciones de entrada a la bomba que tienen algunos componentes adicionales diseñados para evitar el paso de gas libre a la bomba.

En la primera sección del separador de gas el inductor aumenta la presión de la mezcla. En la cámara de separación de las fases se separan por medio de centrifugación. Puesto que la fase líquida es más pesada, ésta es expulsada hacia afuera y la fase gaseosa se concentra en el centro por ser más liviana. En la parte superior del separador los fluidos son redireccionados, el gas que venía en la parte central es direccionado al espacio anular y la fase líquida desde el exterior es dirigida hacia la bomba por la parte interior.

5.1.2.4. El protector

Se encuentra ubicado entre el Intake y el motor. El sello o protector consiste en un ensamblaje compuesto por un conjunto de cámaras las cuales pueden ser de tipo laberinto o de tipo bolsa de expansión con un eje y un cojinete para soportarlas cargas axiales que le transmite la bomba.

La nomenclatura para denominar los protectores modulares es simple y brinda información de cómo está configurado un protector. La denominación del protector siempre comienza desde la cabeza y sigue hacia la base. Se denomina de acuerdo a las cámaras de sello utilizadas y a la forma en que éstos se conectan entre sí.

La “L” se utiliza para cámara tipo laberinto y la “B” para cámaras tipo Bolsa.

En cuanto al tipo de conexión, la “P” significa en paralelo y la “S” significa conexión en serie.

En algunas ocasiones se encuentra también las letras “HL”, lo que indica que el protector tiene un cojinete de “alta carga”.

Los protectores modulares están disponibles en series 400, 540, 562 y 738. En la SOR se han implementado las series 400 y 540 para la compañía REDA; y 400 para Centrilift.

5.1.2.5. El Cable de Potencia

El cable de potencia es un conductor de tres fases, a través del cual se transmite desde superficie la corriente eléctrica requerida para el motor. La temperatura, el voltaje y la corriente del motor determinan el tipo de cable a utilizarse.

En términos generales el cable está compuesto por tres elementos: Tres conductores en cobre, elemento aislante para cada conductor fabricado en caucho-polipropileno de alta rigidez dieléctrica, Una chaqueta protectora y un blindaje en acero galvanizado o inoxidable.

Los fabricantes han clasificado los cables en números de 1 al 4 de acuerdo a su capacidad, donde el número uno es el de menor resistencia al flujo de corriente.

La resistencia de los cables está especificada de acuerdo al número AWG (“American Wire Gauge”) así:

En la SOR se han empleado los cables de calibre #2 para las Áreas Sur y Nororiente, mientras #4 para el Área Orito.

Tabla 3. Resistencia diferentes tipos de Cable.

AWG #	RESISTENCIA (Ohm/1000 ft) @ 25°C
1	0.139
2	0.175
3	0.271
4	0.431

5.1.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Ventajas.

La principal ventaja es la capacidad de alto volumen de levantamiento. Sin embargo, los fabricantes de bombas electrosumergibles en el mundo están buscando mayor aplicación en pozos de bajo volumen.

La instalación de sistemas de monitoreo remoto, permiten conocer el estado de operación del equipo, desde cualquier lugar, sin necesidad de dirigirse al pozo.

Por medio de un capilar en el cable de potencia, se pueden inyectar químicos en el fondo del pozo, para mejorar las condiciones del fluido bombeado.

Aunque se requiere de supervisión de ingeniería inicialmente, no requiere de mucho conocimiento para operarla.

Desventajas

Debido a la tasa de potencia del motor de energía eléctrica, hay limitaciones de profundidad. También está limitada la profundidad por el tamaño de la tubería y alta temperatura. Equipo de alto caballaje no pueden dar suficiente tolerancia anular para enfriar el motor, ocasionando fallas. La alta temperatura limitará tanto el motor como el cable.

El costo inicial puede ser alto ya que las bombas de alto caballaje y alto volumen son costosas. El cable también es un artículo costoso, especialmente si se requiere anticorrosivo o para alta temperatura. Deben suministrarse transformadores para asegurar voltaje apropiado.

Ocurren fallas en el cable y requieren sacar la tubería para reparación. Altas temperaturas, corrosión y manejo deficiente llevan a la falla del cable. El costo de reemplazo puede ser excesivo sobre fallas de operaciones marginales.

Las fallas del motor son también debidas a altas temperaturas, corrosión y abrasivos. El alto GOR causa baja eficiencia y la falla ocurre debido a que el gas libre bloquea la bomba.

Se requiere supervisión adicional de ingeniería en el diseño, instalación, mantenimiento, detección y solución de problemas para este tipo de levantamiento.

5.2. TIEMPO DE VIDA MEDIO ANTES DE FALLA (MTBF)

La confiabilidad de un sistema se define como la probabilidad de que éste trabaje adecuadamente por un período de tiempo determinado bajo unas condiciones operativas previamente establecidas. El tiempo esperado de operación de un equipo es entonces función de su confiabilidad.

De acuerdo al estudio realizado por B. Brookbank en su paper presentado a la SPE Workshop en mayo de 1996 denominado “How do you measure Run Life” el MTBF es el mejor método estadístico para medir el tiempo de operación esperado y estima de manera precisa el nivel real de confiabilidad de los equipos.

Para el cálculo del MTBF se utilizó el modelo de análisis de supervivencia desarrollado por Herd and Johnson, el cual fue propuesto en el Paper “Estimating MTBF Using Survival Analysis Techniques.” presentado por Rafael Lastra y Armando Rueda de Occidental de Colombia en el “1997 Electrical Submersible Pump Workshop” realizado en Houston, Texas, del cual se extrae el siguiente análisis teórico.

El método consiste en clasificar de manera ascendente los tiempos de operación $t_1, t_2, t_3, \dots, t_i, \dots, t_N$ para N equipos en una muestra, donde se incluyan datos censurados y datos fallados. Los datos censurados corresponden a los equipos que se removieron por alguna razón diferente a la falla, como rediseño, reacondicionamiento del pozo, abandono o por razones externas a los componentes del equipo como lo son falla por operación inapropiada, daño en la tubería, instalación inapropiada y condiciones inesperadas del pozo.

La función distribución acumulada de falla $F(t)$ para cada uno de los tiempos esta definida como:

$$F(t_i) = \frac{i}{N+1} \dots\dots\dots(1)$$

donde se obtiene la función confiabilidad $R(t_i)$

$$R(t_i) = 1 - F(t_i) = \frac{N+1-i}{N+1} \dots\dots\dots(2)$$

y

$$R(t_{i-1}) = \frac{N+1-i}{N+2-i} \dots\dots\dots(3)$$

Basado en las expresiones anteriores una relación recursiva para $R(t_i)$ es derivada en términos de $R(t_{i-1})$, obteniendo $R(t_i)$ en términos condicionales $R(t_{i-1})$,

$$\frac{R(t_i)}{R(t_{i-1})} = \frac{N+1-i}{N+2-i} \dots\dots\dots(4)$$

Si el tiempo t_i corresponde a un dato censurado la probabilidad condicional será 1 ya que no existe condición de falla confirmada; así:

$$R(t_i) = R(t_{i-1}) \dots\dots\dots(5)$$

En general, la probabilidad condicional debe ser definida como:

$$R(t_i / t_{i-1}) = \frac{N+1-i}{N+2-i} \text{ para falla en } t_i \dots\dots\dots(6)$$

$$R(t_i / t_{i-1}) = 1 \text{ para datos censurados } \dots\dots\dots(7)$$

Lo anterior indica la probabilidad que un equipo continúe operando entre t_{i-1} y t_i asumiendo que estaba operando en t_i .

La función de confiabilidad para cualquier t_i estaría descrita por:

$$R(t_i) = R(t_i / t_{i-1})R(t_{i-1}) \dots \dots \dots (8)$$

Y recursivamente

$$R(t_i) = R(t_i / t_{i-1})R(t_{i-1} / t_{i-2})R(t_{i-2} / t_{i-3}) \dots \dots R(t_1 / t_0) \dots \dots \dots (9)$$

Con $R(0) = 1$

Una vez que la función confiabilidad ha sido obtenida puede usarse para calcular el MTBF.

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t)dt = \sum_{i=1}^N R(t_{i-1})(t_i - t_{i-1}) \dots \dots \dots (10)$$

El método permite realizar proyecciones de tal manera que permita disminuir los tiempos de respuesta a los pozos debido a que una vez se aproximen al valor del MTBF se debe disponer de equipos para la realización del servicio, además se utiliza para obtener el presupuesto teniendo en cuenta el número de fallas que se puedan presentar, así como determinar la confiabilidad de los equipos para las diferentes compañías de servicio y determinar la mejor opción a implementar en el campo.

El método debe estar acompañado de un programa de control de producción, que permita evaluar los pozos que se aproximen o superen el MTBF, con el fin de estar preparados ante cualquier falla. Una vez se implementó se pudo diagnosticar fallas en dos pozos demostrando que el método aplicado en la SOR ha sido bastante aproximado a los tiempos de operación reales.

Con esta metodología mostrada en la primera parte del análisis se pretende dar a conocer de manera general el estado del sistema en la Superintendencia, mas no realizar un estudio de fallas como se mostrará posteriormente.

6. GENERALIDADES DEL CAMPO

La Superintendencia de Operaciones Orito está constituida por un equipo humano que contribuye al desarrollo de la riqueza petrolera de la cuenca del Putumayo, mediante la explotación de sus reservas de hidrocarburos. Para lograrlo, fomenta y administra el recurso petrolífero en forma directa y en asocio con terceros, con las mejores condiciones técnicas, ambientales y económicas, de manera tal, que aseguren el cumplimiento de los compromisos de la empresa con el País.

Figura 3. Ubicación geográfica de la SOR. (Tomado de Red Interna de ECP – SOR)



La Superintendencia de Operaciones Orito se encuentra localizada al Este del piedemonte de la cordillera Oriental en la cuenca sedimentaria del Putumayo, siendo una de las dieciocho que tiene el territorio colombiano, en un área asignada para la operación directa de 3600 kilómetros cuadrados (Ver Figura 3).

HISTORIA

Los trabajos de exploración en la cuenca fueron iniciados por la compañía Texas Petroleum Company (Texaco) en el año 1941; tres años más tarde, en 1944, fue estudiado el campo Orito mediante geología de superficie. Los resultados de estas actividades se concretaron el 22 de marzo de 1963 con la perforación del pozo Orito-1, el cuál fue completado el 29 junio del mismo año con una producción inicial de 1400 barriles de petróleo por día, constituyéndose en el pozo descubridor del campo. La producción del campo Orito, sin embargo, no inicia sino hasta el año de 1968, cuando se terminó la construcción del Oleoducto Transandino, obra considerada en su tiempo como una de las más audaces de la ingeniería latinoamericana. Actualmente el pozo Orito 1 se encuentra produciendo de la formación Rumiyaco un total de 25 barriles de petróleo por día, siendo el único pozo produciendo de ésta formación luego de los trabajos adelantados por PCL.

En los años siguientes, la intensa campaña exploratoria en estructuras aledañas al campo Orito, dio como resultado el descubrimiento por parte de Texaco, de otros campos de menor extensión pero de un gran interés productivo, como son los campos de Puerto Colón, Loro, Hormiga, Sucio, Caribe, San Antonio, Sucumbíos y Churuyaco.

En noviembre de 1979, la Empresa Colombiana de Petróleos asumió completamente el control operacional del campo, lo que dio origen a la

Gerencia Sur, con sede en Orito en el departamento del Putumayo. A finales de 2003, la Gerencia Sur fue trasladada a la ciudad de Neiva dando origen a la Superintendencia de Operaciones Orito.

Después del año 1981, La Empresa Colombiana de Petróleos reactiva la campaña exploratoria y se descubrieron los campos del área Nororiente, y los campos Quillacinga, Quinde y Cohembí, del área Suroriente; estos últimos están aún sin iniciar su explotación. Se espera que durante el año en curso el Consorcio ENERGY, conformado principalmente por la compañía PETROTESTING inicie la explotación del campo.

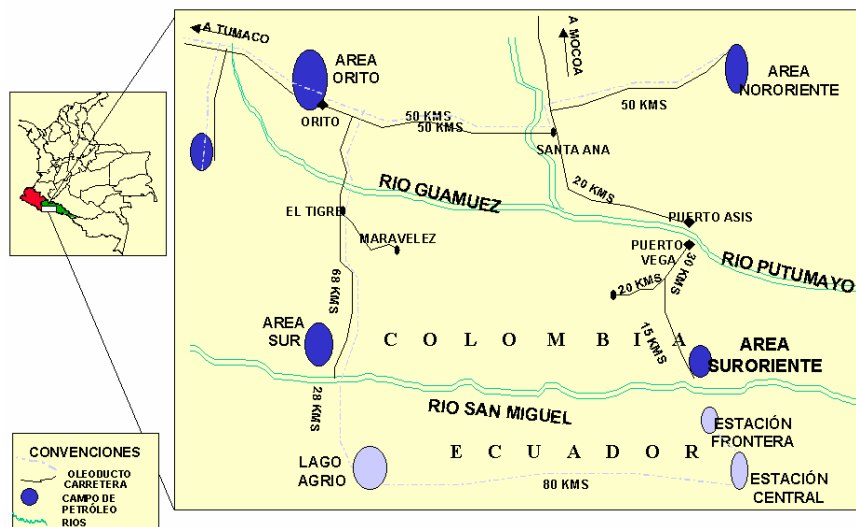
Mediante la actividad desarrollada hasta el momento en la cuenca del Putumayo, se han logrado producir en las áreas de explotación de petróleo, a diciembre de 2003, la cantidad de 295 millones de barriles de petróleo y 375 gigapies cúbicos de gas. De esta producción el mayor porcentaje lo aporta el área Orito con 78%, seguido en su orden por las áreas Sur, Occidente y Nororiente. Toda la producción se debe a recuperación primaria, aunque a mediados de junio se realizó un piloto de inyección de agua en el pozo Orito 37.

El potencial de producción de la Superintendencia de Operaciones Orito, a abril de 2004, es de 10300 barriles de petróleo por día, sin embargo la producción promedio diaria es de 9300 barriles de petróleo con una declinación promedio anual inferior al 7%.

INFRAESTRUCTURA

La Superintendencia de Operaciones Orito cuenta actualmente con una infraestructura para el manejo y desarrollo de 23 campos de petróleo, que se encuentran agrupados en áreas de acuerdo con su ubicación geográfica con respecto al municipio de Orito; es así que se habla de cinco áreas: Orito, Occidente, Nororiente, Sur y Suroriente. (Ver Figura 4). En las Áreas Orito, Sur y Nororiente se ha implementado el Bombeo electrosumergible, no siendo así en las otras Áreas producto de problemas relacionados con el orden público así como al bajo potencial de algunos pozos.

Figura 4. Áreas de la SOR. (Tomado de Red Interna de ECP – SOR)



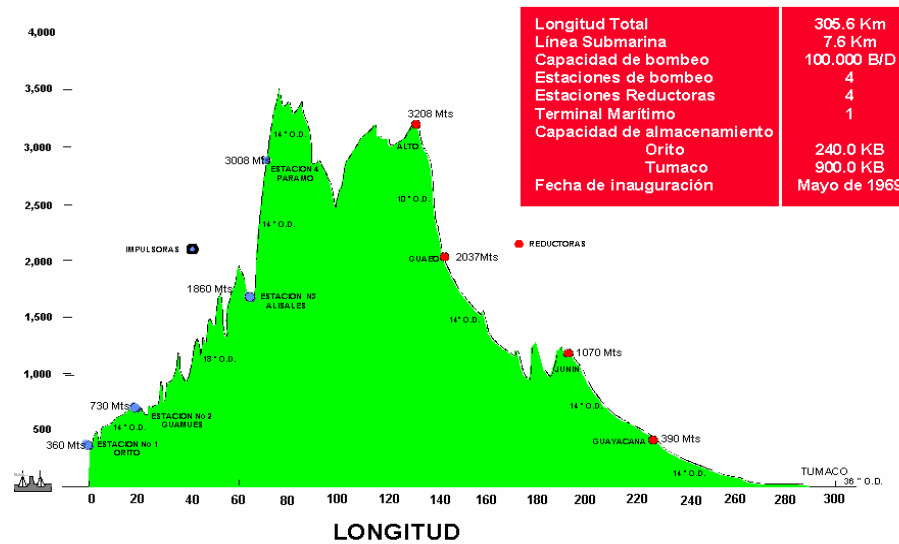
La Superintendencia de Operaciones Orito, además de disponer de las facilidades de producción para la recolección, tratamiento y despacho de los fluidos producidos en sus campos, cuenta con el Oleoducto Transandino con una capacidad nominal de transporte de 100000 barriles por día, en una longitud de 306 kilómetros, contando con cuatro estaciones impulsoras,

cuatro estaciones reductoras y un terminal de exportación en el puerto de Tumaco con una capacidad de almacenamiento de 900000 barriles (Ver Figura 5). Actualmente por problemas de orden público, la estación impulsora número 4 fue destruida por grupos al margen de la Ley, razón por la cual se decidió mantenerla fuera de servicio y reponteciar la estación impulsora número 3, donde se espera que a finales de 2004 entre en funcionamiento nuevamente el Oleoducto Transandino.

Además, en Orito, existe una refinería con una capacidad de carga de 3000 barriles de crudo por día, que forma parte de los negocios con los que cuenta la Superintendencia de Operaciones Orito, aprovechando la infraestructura instalada y las potencialidades del mercado de servicio, suministra los combustibles que requiere la zona de influencia, distribuyendo combustibles (gasolina motor, Queroseno, ACPM, JP-1A) para la región del bajo Putumayo, adicionales al consumo interno de la Superintendencia de Operaciones Orito. Actualmente la refinería opera un mes sí y uno no con una capacidad de 2600 BOPD, almacenando el consumo necesario para las operaciones diarias durante el mes siguiente, debido a la disminución de la demanda de combustibles en la zona.

Actualmente, la Superintendencia de Operaciones Orito de ECOPETROL S.A. posee la capacidad de tratamiento y de servicios industriales para el manejo de los fluidos producidos y la producción incremental adicional en el área. Igualmente, cuenta con la infraestructura de alojamiento, servicios hospitalarios, red de comunicaciones y disponibilidad de tres vuelos semanales a la ciudad de Santafé de Bogotá.

Figura 5. Perfil del Oleoducto Transandino. (Tomado de Red Interna de ECP – SOR)



6.1. AREAS DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES ORITO CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

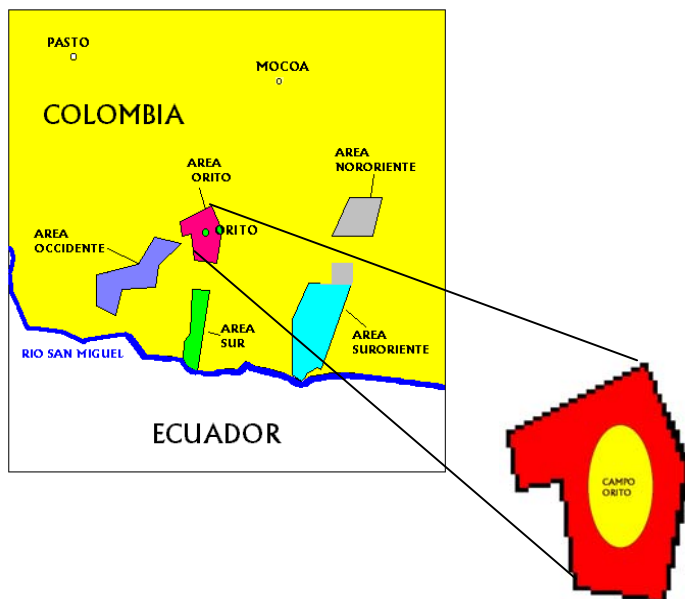
A continuación se hará una descripción breve de los campos de petróleo que están dentro de la influencia de la Superintendencia de Operaciones Orito a los cuales se les ha implementado el bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial.

En esta descripción se detalla inicialmente una introducción del área, con su ubicación geográfica y una síntesis de su reseña histórica. A continuación se describen la geología, detallando el tipo de estructuras encontradas. Luego se enumeran las propiedades petrofísicas así como de los fluidos, el comportamiento de los yacimientos y los diferentes mecanismos de producción encontrados.

6.1.1 ÁREA ORITO

El campo Orito se encuentra localizado en el municipio de Orito, en el Noroccidente del departamento del Putumayo (Ver Figura 6). Los yacimientos petrolíferos del campo Orito fueron descubiertos en el año 1963; su explotación se inició en 1969 alcanzando una producción máxima de 68000 barriles de petróleo por día, a finales de 1970. ECOPETROL S.A. adquirió la administración del campo en el año 1979. A partir de esa fecha ECOPETROL S.A. ha perforado desde los pozos Orito 87 al 109 de forma directa. El campo Orito cuenta con 115 pozos de los cuales permanecen activos 47, siendo los mayores productores de petróleo los nuevos pozos perforados por PCL como lo son Orito 112 y 113 con una producción de 450 BOPD.

Figura 6. Ubicación geográfica del campo Orito. (Tomado de Red Interna de ECP – SOR)



Las diferencias en los comportamientos de la presión, en las características de los fluidos y en los contactos de fluidos, permiten confirmar la existencia de dos yacimientos independientes, asociados con dos acumulaciones que se han denominado Domo Norte y Domo Sur. De acuerdo con los resultados de los estudios integrados de yacimientos del campo Orito y la información de producción del campo, se tienen 19 millones de reservas probadas desarrolladas, y un potencial adicional de 64 millones de barriles en reservas no desarrolladas y no probadas.

En el campo Orito se encuentran tres formaciones de interés económico: Caballos, Villeta y Pepino, cuyas características generales se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4. Formaciones productoras en el campo Orito.

Formación	Edad	Profundidad	Espesor promedio
Caballos	Cretáceo inferior	7000 pies	250 pies
Villeta	Cretáceo superior	5000 pies	1250 pies
Pepino	Eoceno	2000 pies	1200 pies

La formación Caballo es la de mayor interés en el Área, produciendo principalmente por “Gas Lift” y bombeo electrosurgible, mientras las formaciones Villeta y Pepino producen por bombeo mecánico y Cavidades Progresivas.

GEOLOGÍA

Estructura

La estructura del campo Orito corresponde a un anticlinal asimétrico cuyo eje tiene una dirección preferencial N-S, limitado al oriente por la falla inversa de fuerte ángulo y fuerte desplazamiento conocida como la falla de Orito. Esta estructura anticlinal presenta dos altos estructurales ó domos, conocidos como Domo Norte y Domo Sur, ambos productores. Al nororiente del anticlinal de Orito se encuentra otra estructura donde está localizado el pozo Caldero-1 que podría tener alguna conexión con el Domo Norte pero no se tiene certeza por el escaso cubrimiento sísmico.

Estratigrafía

La formación Caballos de edad cretácea, en el área está constituida principalmente por areniscas, con delgadas intercalaciones arcillosas. Se subdivide en cuatro miembros con un decrecimiento de los parámetros petrofísicos hacia el tope como respuestas a cambios en los regímenes de depositación. La secuencia sedimentaria de la formación Caballos en este campo posee un espesor promedio de 250 pies.

La formación Villeta es una secuencia predominantemente arcillosa. En el campo Orito presenta un espesor promedio de 1200 pies, de lodolitas (77%), calizas (16%) y areniscas (7%). Adicionalmente, se reportan intrusiones ígneas de composición ácida, muy locales, de 70 a 100 pies de espesor. Se han identificado como de interés dos calizas (A y B) con espesores entre 50 y 60 pies, y tres cuerpos arenosos (T, U y N) que varían entre 20 y 30 pies de espesor.

La formación Pepino, de edad Eocena, presenta cuatro litotipos principales: lodolitas, areniscas, conglomerados y Shales. Las lodolitas contienen cantidades variables de clastos que van desde limo hasta guijarro, en matriz arcillosa. Las arenas varían en composición desde cuarzoarenitas hasta litoarenitas y contienen diferentes clases de material, en matriz que varía de escasa gradando a lodolita. Los conglomerados tienen una composición similar a las arenas. El aporte de los sedimentos provino del Occidente, presentándose un aumento de espesor en sentido Oriente - Occidente alcanzando un espesor aproximado de 1200 pies en el Campo Orito.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Las correlaciones registro - roca de los pozos corazonados muestran una alta correspondencia entre la porosidad sónica y la porosidad medida en corazones, por lo cual se consideró este registro para el cálculo de la porosidad. La correspondencia entre los mapas de isoporosidad y los mapas de espesor arenoso indican el predominio de porosidad primaria en el campo, aunque los análisis petrográficos han mostrado la existencia de porosidad secundaria, representada en cavidades por disolución de minerales. La porosidad promedio está entre 10% y 12%. La permeabilidad varía entre 10 y 100 milidarcys, encontrándose un fuerte contraste de permeabilidad entre las arenas basales, de mejores características petrofísicas, y las arenas de la mitad superior. La saturación de agua inicial es de 25%.

Debido a la heterogeneidad litológica de la formación Villeta, las propiedades petrofísicas presentan fuertes variaciones. La porosidad de las arenas varía entre 8% y 10% y de las calizas entre 2% y 8%.

En la formación Pepino se diferencian tres miembros; el inferior y superior conformados principalmente por conglomerados y areniscas, y el intermedio por intercalaciones de arcillas, limolitas y ocasionalmente areniscas. Por la heterogeneidad de ésta formación, las propiedades presentan variaciones extremas en intervalos hasta de 1 pie. La porosidad promedio es de 16%; la permeabilidad está entre 10 y 3000 milidarcys, para un valor medio de 430 md. La saturación de agua inicial promedio es de 35%. La salinidad del agua es de 20000 ppm equivalentes de cloruros (Cl-).

PROPIEDADES Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS

En la tabla 5 se presentan las características generales de los fluidos producidos en el campo Orito.

Tabla 5. Propiedades de los fluidos producidos en el campo Orito. (Tomado de Red Interna de ECP – SOR)

Formación	Caballos	Pepino	Villeta
Datum, pies	-5600	-1000	
Temperatura promedio, °F	185	120	
Presión original al datum, psi	3200	983	
Presión actual al datum, psi	1400	200	
Gravedad del crudo, °API	35	24	24 - 37
Gravedad del gas	1.400	0.800	1.437
Contenido de CO ₂ en el gas, porcentaje	80	4	80

En la formación Caballos, la reevaluación de los datos iniciales de PVT permitió distinguir hidrocarburos más livianos en el Domo Norte (40° API) que en el Domo Sur (35° API). Los resultados de los estudios de fluidos realizados indican que las propiedades del aceite varían a medida que se incrementa la profundidad en el yacimiento. La gravedad API varía de 40° API cerca al contacto gas - aceite hasta 29° API cerca al contacto agua -

aceite. La relación gas - aceite también varía con la profundidad de 1250 SCF/SB cerca al contacto gas - aceite a 200 SCF/SB cerca al contacto agua - aceite. De este comportamiento se determina que existe un cambio de composición con la profundidad. La compañía PCL perforó los pozos Orito 110-115 pertenecientes al Domo Norte donde se pensó que eran Áreas no drenadas, encontrando fluidos con una gravedad API de 42.

COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS

Historia de producción

La producción comercial del campo Orito se inició en el año 1969; hasta la fecha se han perforado un total de 115 pozos, de los cuales 100 fueron productores comerciales. Actualmente, la producción del campo Orito es de 4300 BOPD a través de 47 pozos activos, con un acumulado de 216 millones de barriles de petróleo, 40 millones de barriles de agua y 295000 millones de pies cúbicos de gas. El factor de recobro primario es de 18% siendo naturalmente bajo por ser el empuje por gas en solución el principal mecanismo de empuje. El principal método de levantamiento es el bombeo neumático ("gas lift"), con 18 pozos, existiendo además bombeo mecánico con 11 pozos, electrosumergible con 8 pozos, cavidades progresivas con 8 y un pozo en flujo natural.

Mecanismo de producción

El yacimiento Caballos presenta un mecanismo de producción combinado de empuje de agua y expansión de capa de gas. La capa de gas fue identificada en el domo sur durante el desarrollo inicial; se detectaron además diferentes contactos agua-aceite. El sistema de fallas ha controlado parcialmente el avance de la capa de gas y el ascenso del acuífero en los

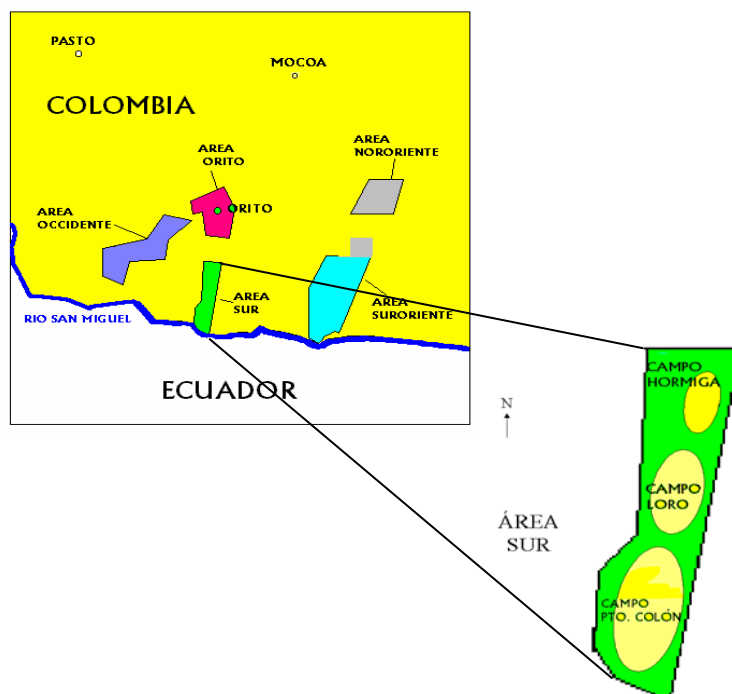
diferentes bloques, por lo que la presión del yacimiento a disminuido de 3500 a 1450 psi aproximadamente.

La producción de la formación Pepino es debida principalmente a expansión de fluidos y expansión del gas en solución. Las presiones en los pozos declinaron rápidamente, parcialmente debido a la baja permeabilidad de la formación. La producción excesiva de gas también explica la declinación de la presión.

6.1.2. ÁREA SUR

El Área Sur se encuentra localizada en el Sudeste del departamento del Putumayo, en jurisdicción de los municipios del Valle del Guamuez y San Miguel, e inicia 50 kilómetros al sur del municipio de Orito (Ver Figura 7). Dentro de esta área se encuentran ubicados los campos Puerto Colon, Loro y Hormiga.

Figura 7. Ubicación geográfica del Área Sur. (Tomado de Red Interna de ECP – SOR)



El Área Sur cuenta con 319 millones de barriles de petróleo original “in situ” y con una producción acumulada a diciembre de 2002 de 46.65 MBLS. La gravedad API promedio es de 30.5°. El factor de recuperación primaria es de 28%, debido al empuje hidráulico bastante activo que ha mantenido la presión del yacimiento casi igual en todo el tiempo de producción.

La profundidad media está en el rango de 10600 pies, con un área productiva de unos 7000 acres aproximadamente en 100 pies de arenas productivas de hidrocarburos.

GEOLOGÍA

Estructura

En el costado Occidental del sistema de fallas inversas Loro-Hormiga con dirección N-S se encuentran tres anticlinales que corresponden de Norte a Sur a los Campos Hormiga, Loro y Puerto Colón.

Los anticlinales presentan como característica común su asimetría, con buzamientos bajos en el flanco occidental y altos en su flanco oriental; las direcciones de los ejes de estas estructuras son N-S y presentan unos bajos estructurales o sillas que separan una estructura de la otra.

Estratigrafía

La formación Caballos tiene un espesor aproximado de 220 pies en el área y consiste principalmente de areniscas cuarzosas, con intercalaciones delgadas de lutitas y limolitas. A pesar de contener varios minerales, la formación Caballos puede ser considerada en su mayor parte como una formación de arenisca limpia, excepto en su parte superior donde existe una concentración importante de glauconita que afecta significativamente las respuestas de los registros. En la figura 8 se observa la columna estratigráfica de los campos pertenecientes al Área Sur.

Figura 8. Columna estratigráfica generalizada Área Sur. (Tomado de Red Interna de ECP – SOR)

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA					
Periodo	Formación	Litología	Espesor ft.	Descripción	
TERCIARIO	Caimán Guamues		250'	Abanicos Aluviales Areniscas- Conglomerados	
	Ospina		5.400'	Arcillas y areniscas Ambiente lacustre somero	
	Grupo Orito	Orito-Belén		Lutitas Intercalaciones de areniscas arcillosas	
		Orteguaza		450'	Lutitas verdes, fisibles con intercalaciones de arcillolitas arenosas. Amb. continental
	Pepino		1.350'	Principalmente arcillolitas Conglomerados en la base y tope. Amb. continental	
CRETACEO	Rumiyaoc		1.800'	Arcillolitas grises y rojas con interc. de areniscas finas Transicional Marino-Continental	
	Villeta		1.060'	Lutitas gris oscuras, limosas y calcareas. Calizas pardo oscuras, micíticas, fosilíferas. Arenisca finas, poco desarrolladas. Ambiente Marino con pulsaciones continentales	
	Caballos		220'	Arenisca color parda, gris parduzca y gris oscura, grano fino a medio, glauconíticas.	
JURASICO	Motema		?	Lutitas grises oscuras a negras.	
	Batolito de Mooca			Ambiente Fluvio - Deltaico	
Pre-Cambr.	Basamento cristalino				

PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La evaluación petrofísica de la formación Caballos en 30 pozos se realizó empleando los datos de núcleos de los pozos Acaé-8A, Acaé-10, Acaé-11, Loro-9D y Hormiga-2A. Estos datos se compararon con los cálculos realizados a partir de datos de registros, con el fin de obtener el cálculo de

las propiedades. A continuación se presenta una tabla con una descripción de cada una de ellas.

Tabla 6. Parámetros petrológicos Formación Caballos. (Tomado de Red Interna de ECP – SOR)

PROPIEDAD	PUERTO COLON	LORO	HORMIGA	PROM. GENERAL
Tope unidad (pies)	10568	10594	10827	10606
Base Unidad (pies)	10639	10671	10886	10677
Pies netos	71.01	77.21	58.47	71.24
Pies efectivos	28.57	29.31	13.91	28.17
Perm. Prom.(md)	129.25	145.70	123.25	133.01
Sw prom. (fracción)	0.420	0.329	0.344	0.370
Pies netos de arena	39.80	37.15	24.06	37.41
Poros. Prom. (fracción)	0.145	0.108	0.109	0.137
Vol. Shale prom. (fracción)	0.186	0.123	0.144	0.168

PROPIEDADES Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS

La gravedad del aceite se ha determinado en 30.5° API, con una viscosidad que varía entre 8 cSt y 20 cSt a 45 °C, presentando un porcentaje aproximado de 59% de saturados, 27% de aromáticos y 5% de resinas, entre otros compuestos. Su contenido de vanadio es de 29 mg/kg, de sodio 500 mg/Kg y de calcio 50 mg/kg. La salinidad es bastante alta y existe una fuerte tendencia a precipitar carbonato de calcio.

El agua de formación evaluada muestra un pH aproximado de 7.5, con cantidades de sulfuros mínimas y sólidos totales entre 3000 y 8500 mg/L, mientras que los cloruros varían entre 900 y 2600 mg/L.

El gas asociado tiene un porcentaje molar promedio del 24% de CO₂, 35% de metano, 20 % de etano.

COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS

El estudio integrado de yacimientos para el área Sur realizado en octubre de 1992, permitió definir tres yacimientos. Estos yacimientos, al menos en los alrededores del pozo Acaé-10, no tienen comunicación vertical y los paquetes de lutitas que dividen estos yacimientos actúan como barreras verticales al flujo de fluidos. El yacimiento superior y el yacimiento intermedio tienen un gradiente de 0.25 psi/pie, y el yacimiento inferior tiene un gradiente de 0.33 psi/pie. Esta diferencia de gradientes indica que los yacimientos superior e intermedio tienen un aceite más liviano comparado con el aceite del yacimiento inferior. A su vez algunas areniscas de estos yacimientos contienen intercalaciones de lutitas delgadas, que permiten comunicación vertical en algún sector cercano a los pozos.

Historia de producción y presión

El descubrimiento de los yacimientos de la formación Caballos en el Área Sur se realizó entre los años 1965 y 1970 y a la fecha se han perforado 21 pozos en el sector Puerto Colón, 14 en Loro y 4 en Hormiga para un total de 39, de los cuales 2 han sido secos (Hormiga-4 y San Miguel-6), 1 productor no comercial (San Miguel-2), 1 abandonado por problemas mecánicos durante la perforación (Loro-5), 20 productores inactivos y 15 productores activos que arrojan una producción diaria actual de 3800 Bls de petróleo de 30.5 °API, con un corte de agua de 30%. En 1991, se cerraron los pozos del Campo Hormiga por daños en las facilidades de producción y son descargados periódicamente por carro tanques.

La producción de crudo en el área Sur inició en octubre de 1969. Desde entonces ha producido en los yacimientos de la formación Villeta y Caballos. Actualmente el pozo Acaé 4 luego de los trabajos de reacondicionamiento realizados en 2003 se dejó en producción de la formación Pepino con una producción diaria de 40 barriles de petróleo en bombeo mecánico intermitente.

Mecanismo de producción

Los yacimientos de la formación Caballos contienen solamente fluidos en dos fases (agua y aceite), debido a que se encuentran en estado subsaturado dentro del yacimiento. La presión actual promedio de los yacimientos ($P^* = 4500$ psi) se encuentra por encima del punto de burbuja ($P_b = 1614$ psia). La presión estable del campo durante 32 años de producción y la relación gas-aceite (GOR) producida casi constante, indican que los yacimientos tienen fuerte empuje de agua.

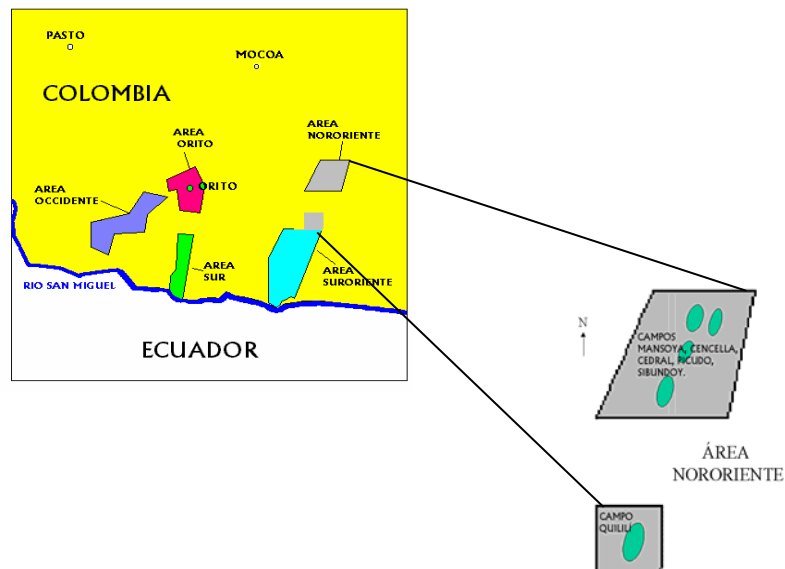
Se ha determinado que el agua ha desplazado el aceite principalmente de occidente a oriente contra la falla principal Loro-Hormiga. Se sugiere una posible condición de flujo hidrodinámico proveniente de alguna fuente de agua de la cordillera de los Andes, actuando principalmente el empuje de agua y la expansión del gas en solución.

6.1.3. ÁREA NORORIENTE

El Área Nororiente perteneciente a la Superintendencia de Operaciones Orito de ECOPETROL S.A. ha sido dividida en dos áreas diferentes geográficamente, Área Mansoyá y Área Quillí. (Ver Figura 9). De ellas solo el área Mansoyá presenta pozos con bombeo electrosumergible.

El área Mansoyá está ubicada a 25 Kilómetros al Noreste del municipio de Puerto Asís. La formación productora es Villeta, en la cual se encuentran las arenas N (productoras de crudo pesado), arenas U (constituidas por U Superior y U Inferior) y la arena T. En Total se cuenta con 48 millones de barriles de petróleo original “in situ” de crudo liviano y 53 millones de barriles de petróleo original “in situ” de crudo pesado.

Figura 9. Ubicación geográfica del Área Nororiente. (Tomado de Red Interna de ECP – SOR)



En el área de Mansoyá, la perforación exploratoria se inició en 1988 con los pozos Mansoyá-1 y Sibundoy-1, con los cuales se descubrieron hidrocarburos en las arenas N y U de la formación Villeta, la arena U fue desarrollada con la perforación de los pozos Alborada-1, Cencellá-1, Yurilla-1, Picudo-1 y Picudo W-1 durante los años 1990 y 1992, abandonando los dos últimos como pozos secos; además de la producción de crudo de 14.2 °API de la arena N en el pozo Cedral-1.

GEOLOGIA

Estructura

La estructura de Mansoyá corresponde a un monoclinal que buza al Noroeste al tope de la arenisca U Inferior, en el cual sobresalen dos altos estructurales donde se encuentran los pozos. Las fallas, producto de eventos compresionales precretáceos y reactivados en el terciario, son de tipo inverso, con dirección NE-SW y desplazamientos entre 25 y 50 pies las cuales afectan la parte inferior de la formación Villeta.

La estructura fue definida mediante la interpretación de 230 Kilómetros de líneas sísmicas obtenidas por programas llevados a cabo entre 1987 y 1990.

Estratigrafía

La formación Villeta de edad Cretácea está compuesta por areniscas, calizas y arcillolitas; caracterizada por la ciclicidad de eventos deposicionales por cambios en el nivel del mar cretáceo y el control de los paleoaltos de basamento en la depositación de las areniscas T y Caliza A.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La formación es una secuencia de arenas y calizas intercaladas. En el área de Mansoyá las unidades U, T y N que probaron producción de hidrocarburos tienen porosidades entre 7% y 19 % con permeabilidades de 20 a 3000 md para las areniscas, 0.01 a 2000 md para las calizas y 0.05 a 10 md en el caso de las dolomitas. Los valores de saturación de agua irreducible (S_{wi}) varían entre el 10% y el 39% para la arena U Inferior y entre 28% y 70% para la arena U Superior, con salinidades equivalentes de NaCl entre 53000 mg/lit y 88000 mg/lit.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Se encontraron 2 tipos diferentes de crudos, uno pesado de 14.2 °API en la arena N y uno liviano de 30-34 °API en las arenas U y T. Se cuenta con dos análisis PVT realizados a muestras de crudo de la arena U Inferior tomada en los pozos Alborada-1 y Yurilla-1, en los cuales se determinó una Presión de Burbuja (P_b) de 780 psi.

El crudo se cataloga como de base intermedia (°API entre 31.5 - 32.8), bajos contenidos de Azufre (0.69% masa) y de Vanadio (4.34 - 16 mg/Kg). El contenido de asfaltenos es de 4.46% en masa.

COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO

Historia de Producción

Con los pozos terminados en las arenas U Superior y U Inferior, el Área de Mansoyá se puso en producción desde octubre de 1990 presentando una

declinación inicial fuerte y un aumento rápido del corte de agua. Debido a la declinación de la presión en la arenisca U Superior, en 1993 se instalaron unidades de Bombeo Mecánico.

En la actualidad los pozos del Área Mansoyá tienen una producción potencial de 1250 barriles de petróleo por día, con un corte de agua del 60 %. Se tiene una producción acumulada de petróleo de 3.01 millones de barriles, equivalentes a 8% del aceite original evaluado en 48.50 millones de barriles. Las unidades de bombeo mecánico fueron reemplazadas por bombeo electrosumergible para aumentar los niveles de producción en el año 2001.

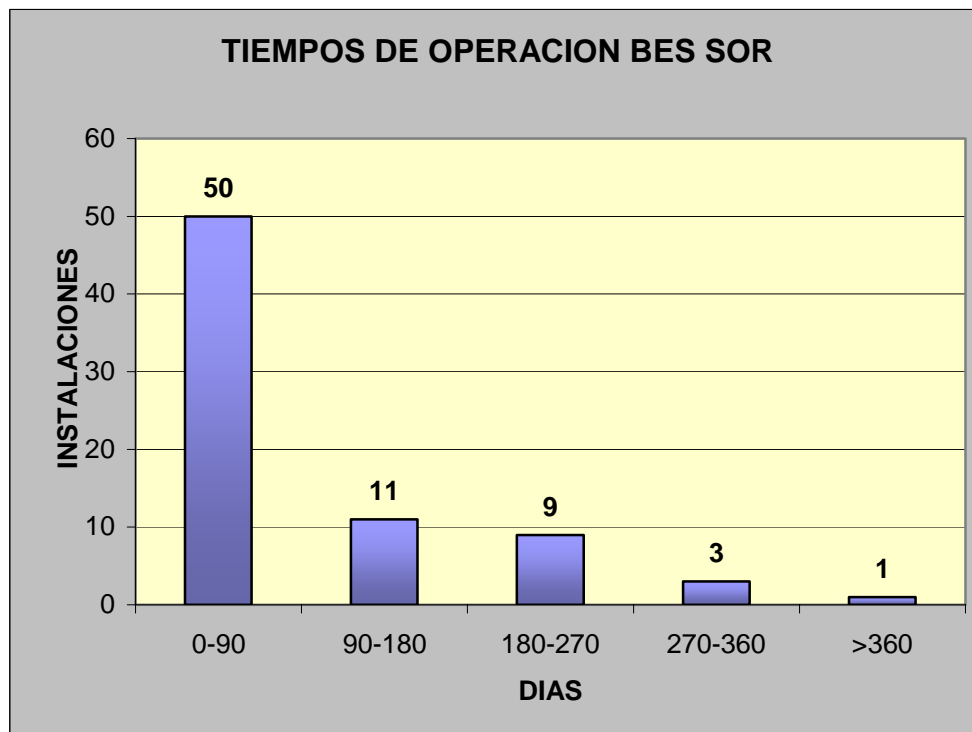
Mecanismo de Producción

Los mecanismos de producción predominantes en el Área se han definido como Empuje Hidráulico en la arena U Inferior y empuje por Gas en Solución en las arenas U Superior y N.

7. ANALISIS DEL CÁLCULO DEL MTBF EN LAS ÁREAS PERTENECIENTES A LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES ORITO.

En la figura 10 se muestra la distribución del tiempo de vida de los equipos instalados en los campos de las Áreas Orito, Sur y Nororiente a las cuales se les ha implementado el sistema electrosumergible. Se realizó por periodos de noventa días para comprobar una distribución de tipo exponencial. Inicialmente se muestra para toda la Superintendencia para luego discriminar por Áreas. En el anexo 1 se presentan las instalaciones realizadas en la SOR.

Figura 10. Tiempo de Operación instalaciones BES SOR.



Como se puede observar la mayoría de las instalaciones no superaron los 90 días en funcionamiento, lo cual equivale al 68% del total de equipos

utilizados. Solo un 17% sobrepasó la línea de los ciento ochenta días, dejando claro el crítico panorama del bombeo electrosumergible en la SOR.

Al final se anexan las tablas y gráficos de donde se toma el siguiente análisis:

El cálculo del MTBF para la SOR nos muestra un valor a agosto de 2004 de 279 días (Ver Anexo 2) luego de 73 instalaciones, donde se puede observar que cincuenta y cuatro de las causas de pulling corresponde a datos censurados. En otras Gerencias de ECOPETROL S.A. el MTBF es en la totalidad de los casos más del doble al presentado en la SOR.

De la curva se puede extraer que la probabilidad de supervivencia de un equipo para que supere los 400 días de operación es de aproximadamente el 27%, lo cual es un valor relativamente bajo, sin embargo a la fecha solo el pozo Orito 90 alcanzó a superar ese valor. Además se observa aproximadamente el 72% de probabilidad de supervivencia para alcanzar los primeros 100 días antes que ocurra una falla.

Análisis Del Cálculo del MTBF Anual

En las figuras 11 y 12 se resume el estado del bombeo electrosumergible en la SOR desde 1997 hasta agosto de 2004.

Figura 11. Histórico BES.

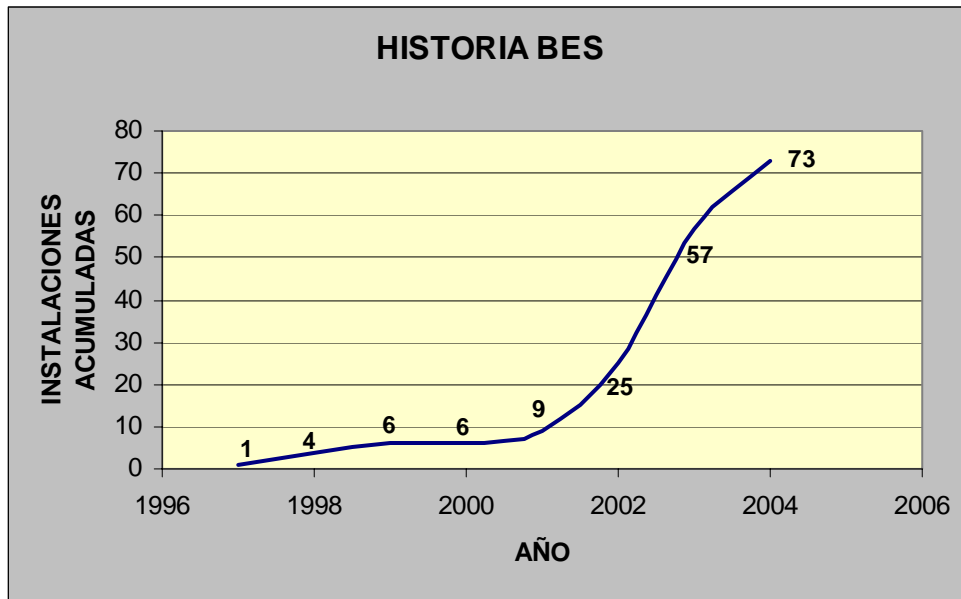
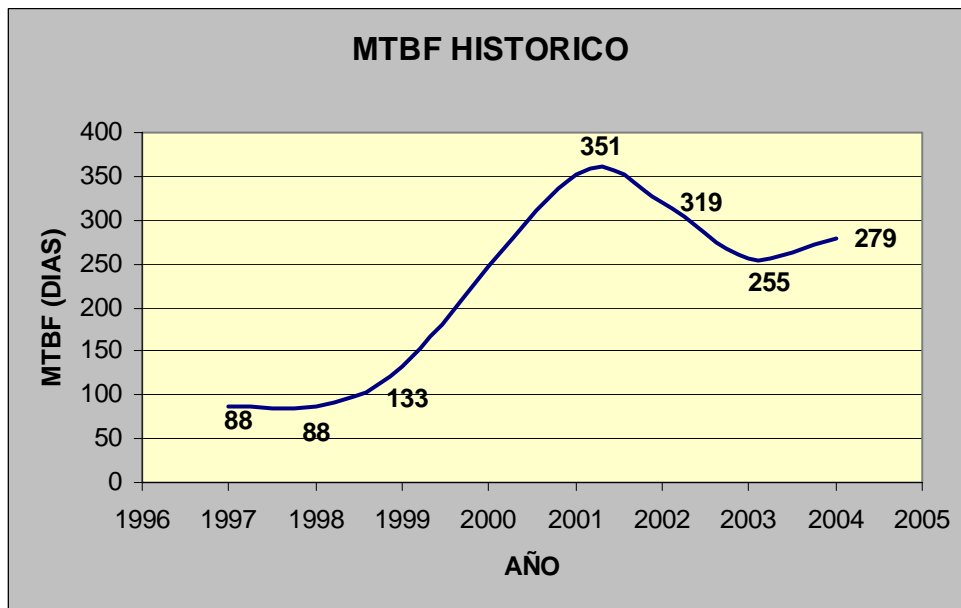


Figura 12. Histórico MTBF.



Durante las instalaciones realizadas hasta el año 2001 no se presentó falla por parte de los equipos y se evidenció tiempos de operación muy cortos. A partir del año 2002 el incremento en el número de pozos con bombeo

electrosumergible generó mayores instalaciones y con ello aparecieron las fallas en los equipos producto del “Proyecto de Desarrollo Adicional del Área Sur” y del “Contrato de Producción Incremental” (CPI). El pico que se observa en la gráfica se debe a la instalación realizada en el pozo Acaé 6 a finales del año 2001 con un tiempo de operación de 351 días. En los años siguientes la disminución en este valor es causa de lo anteriormente expuesto, y el leve aumento en el año en curso se debe a que actualmente solo 14 pozos se encuentran operando en bombeo electrosumergible.

Tabla 7. Instalaciones por Áreas.

AREA	POZOS INSTALADOS	CORRIDAS	OPERANDO
SUR	11	39	4
ORITO	13	29	8
NORORIENTE	2	5	2

En la tabla 7 se presenta el número de pozos a los cuales se les ha implementado el bombeo electrosumergible junto con el número de servicios y los que actualmente operan en cada Área. En el Área Sur se observa el panorama más crítico por razones que más adelante se explicarán. El Área Nororiente con los dos pozos con este sistema de levantamiento operando.

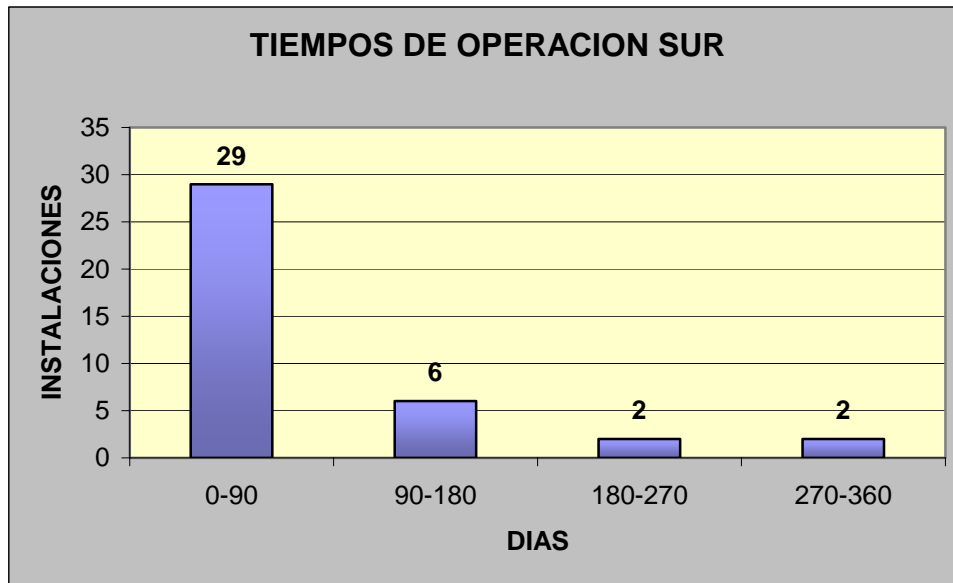
Análisis Por Áreas Del Cálculo del MTBF.

7.1. Área Sur

El MTBF para el Área Sur muestra un valor de 217 días, teniendo en cuenta que durante las 39 instalaciones solo se han presentado 8 fallas, todas de

tipo eléctrico en el cable y el motor. Las demás instalaciones corresponden a datos censurados. (Ver Anexo 3). La probabilidad para alcanzar los 350 días en operación es de 35%.

Figura 13. Tiempo de Operación – Instalaciones Sur.



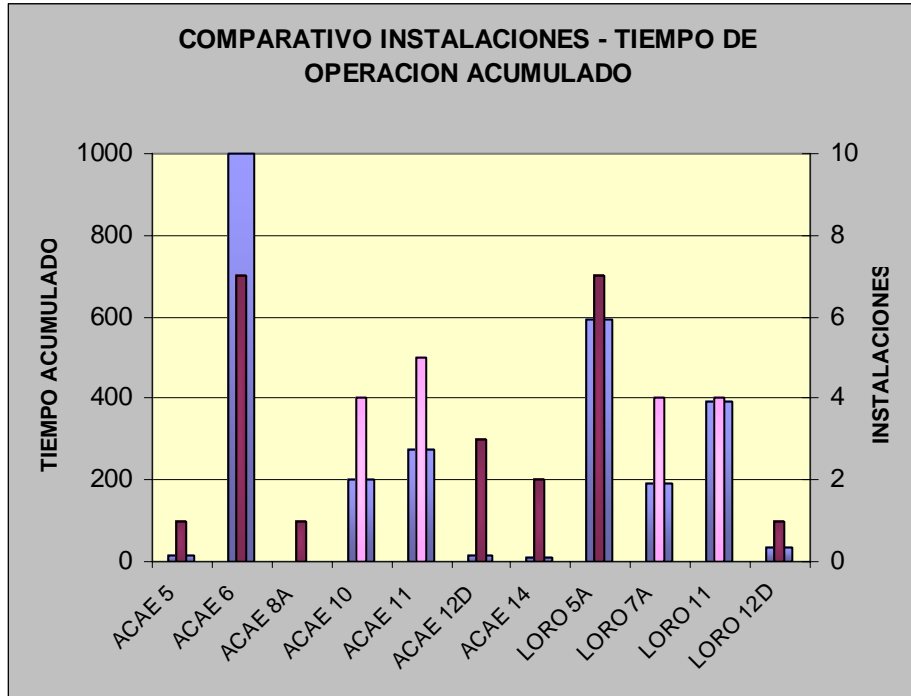
En la figura 13 se puede observar que el 74% de los equipos instalados no han superado los primeros 90 días de operación mostrando al Área Sur con el comportamiento más complicado por las condiciones de operación para el bombeo electrosumergible como se mencionará más adelante.

La figura 14 ilustra el comparativo del número de instalaciones o Running² realizadas a cada pozo del Área Sur con el tiempo de operación acumulado en éstas. Si se toma como referencia un promedio de 100 días en tiempo de operación para determinar el comportamiento por cada pozo, sin tener en cuenta las causas de pulling, el único pozo que supera el promedio de 100

² Nombre al servicio realizado para cambio de bomba electrosumergible

días en operación es el Acaé 6. Los casos más críticos se encuentran en Acaé 12D, 14, 8A y Loro 7A.

Figura 14. Comparativo Instalaciones por pozo –Tiempo de Operación Área Sur.



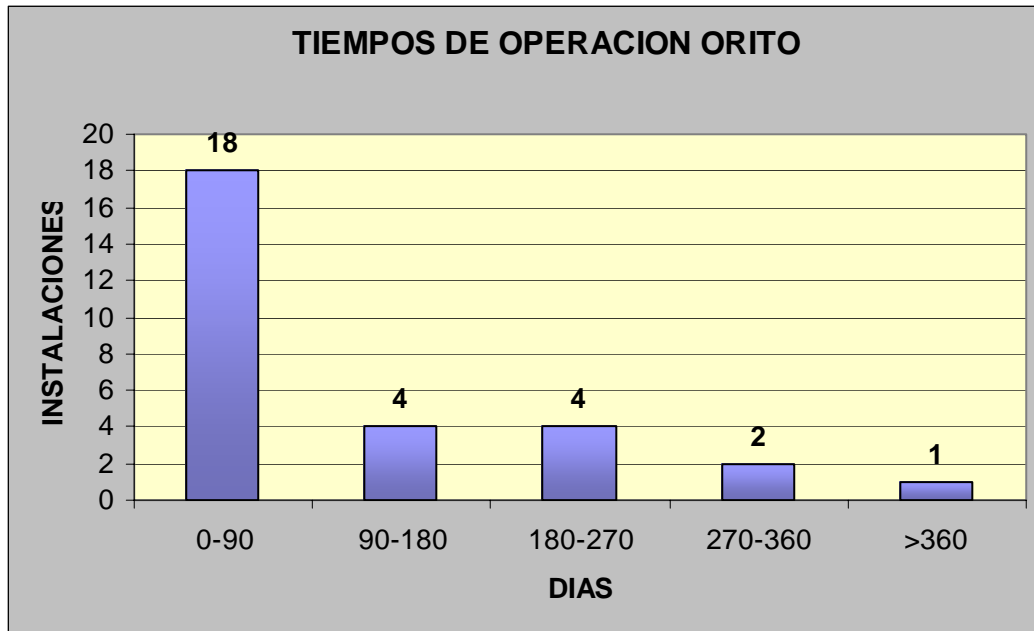
7.2. Área Orito

El MTBF calculado es de 308 días, mostrándose superior a las demás Áreas, sin embargo presenta 9 fallas en un número de instalaciones menor al Área Sur las cuales corresponden en un 66% a fallas de tipo eléctricas y 33% de tipo mecánico. (Ver anexo 4).

En la figura 15 se muestra el tiempo de operación de los pozos pertenecientes al Área Orito donde el 62% de las instalaciones no superaron los primeros 90 días de operación, siendo un comportamiento mejor que el

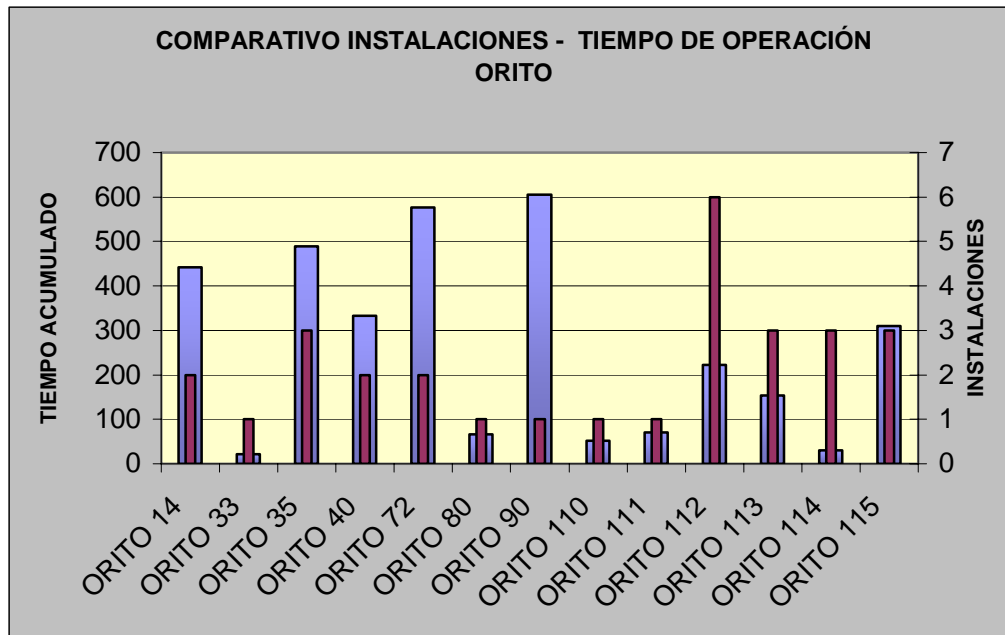
Área Sur pero que requiere alta atención en estos pozos por los altos costos de producción como se observará más adelante.

Figura 15. Tiempo de Operación – Instalaciones Orito.



En la figura 16 se observa claramente el mejor desempeño de las instalaciones realizadas en el Área Orito. Tomando como referencia los mismos parámetros que para el Área Sur; los pozos Orito 90, 72 y 35 presentan el mayor tiempo de operación acumulado con relación al número de instalaciones. Los casos más críticos en ésta Área corresponden a los pozos nuevos Orito 112, 113 y 114.

Figura 16. Comparativo Instalaciones por pozo–Tiempo de Operación. Área Orito.



7.3. Área Nororiental

La mínima cantidad de instalaciones no presenta un resultado claro del cálculo del MTBF, el cual arroja un valor de 147 días siendo el más bajo de la Superintendencia. Se ha presentado una sola falla de tipo eléctrico en cinco servicios realizados a los pozos de ésta Área. (Ver anexo 6).

En la figura 17 se observa que el 60% de las instalaciones no superaron los primeros 90 días de operación por problemas asociados a datos censurados.

En la figura comparativa 18 el caso más crítico del Área Nororiental ha sido el pozo Cencellá 1, sin embargo solo ha presentado una falla por parte de los equipos de subsuelo.

Figura 17. Tiempos de operación Área Nororiente.

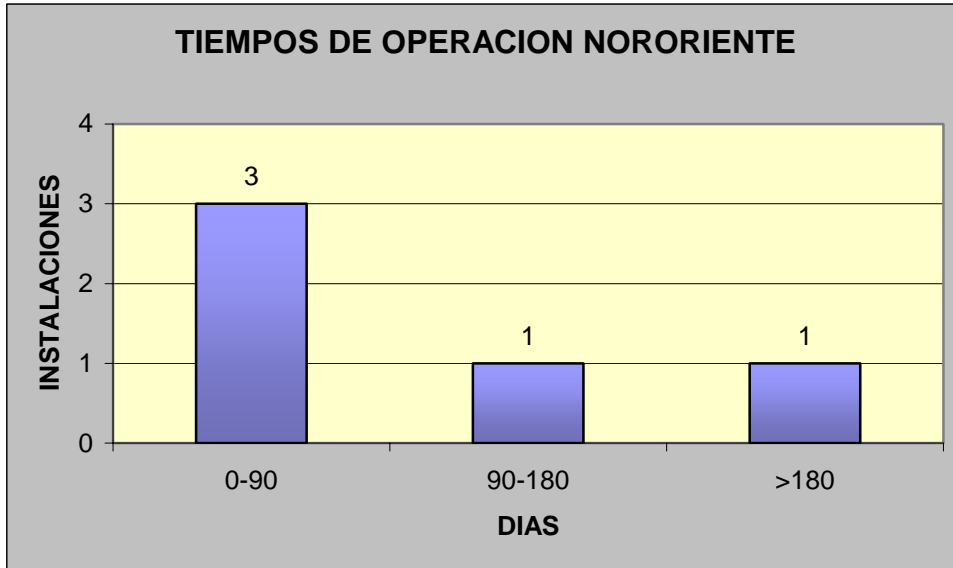
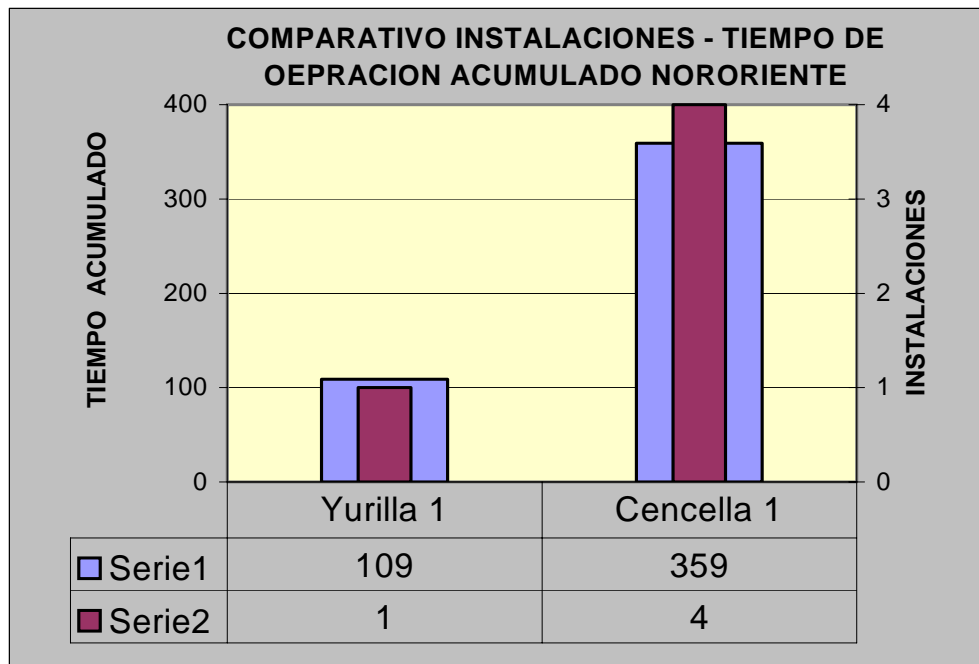


Figura 18. Comparativo Instalaciones por pozo–Tiempo de Operación. Área Nororiente.

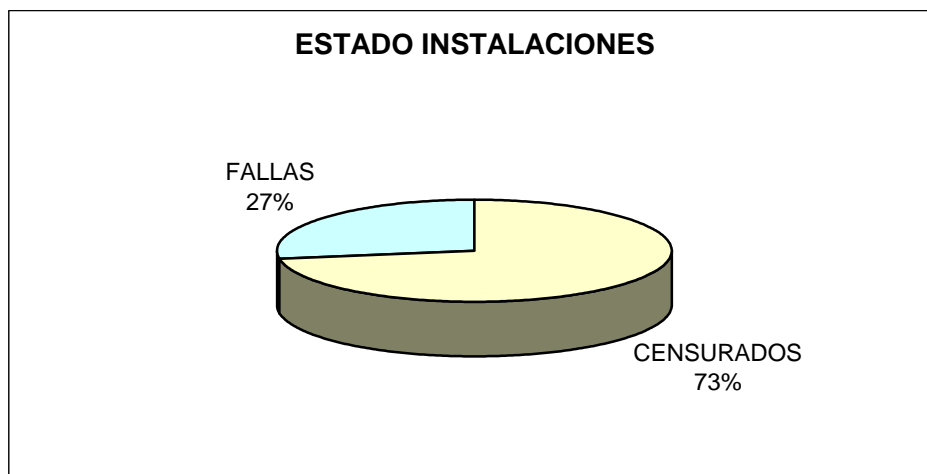


7.4. Análisis General De Causas de Pulling.

El 73% de las razones de pulling de pozos con este sistema de levantamiento se debe a datos censurado como puede observarse en la figura 19.

Lo anterior nos lleva a que se deben atacar principalmente las razones de pulling presentadas por datos censurados las cuales han incrementado significativamente el número de instalaciones y por consiguiente los costos.

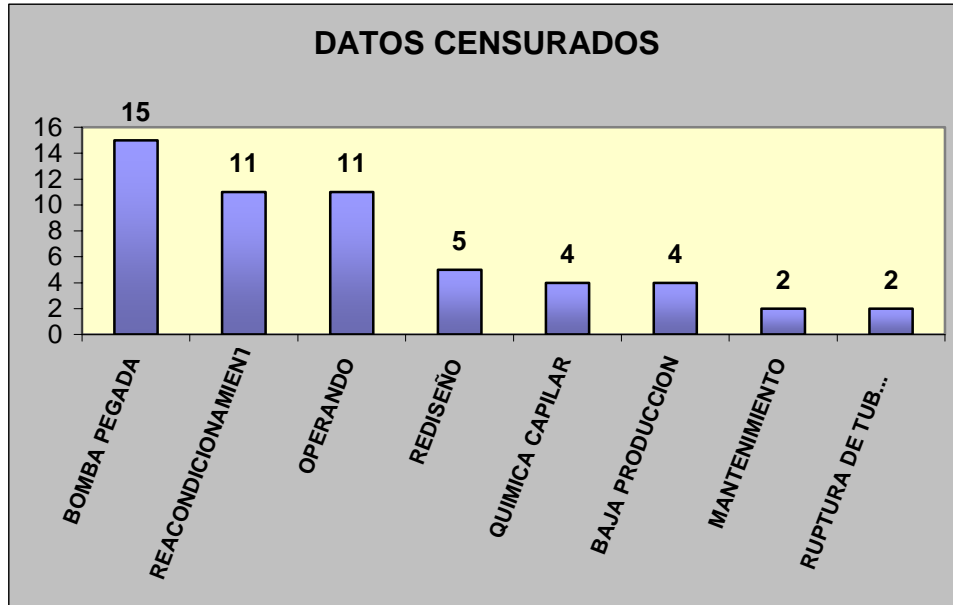
Figura 19. Estado instalaciones BES (Gráfico circular).



7.5. Datos Censurados

El análisis de los datos censurados se muestra en la figura 20, las categorías que se incluyen son las de bomba pegada, reacondicionamiento, rediseño, baja producción, mantenimiento, química en capilar, ruptura de tubería y los que se encuentran operando.

Figura 20. Datos censurados.



- Se incluyen como datos censurados los equipos que actualmente están funcionando ya que éstos no han fallado y son tenidos en cuenta para el cálculo del tiempo medio de vida antes de falla (MTBF), por lo tanto los valores deben ser actualizados periódicamente.
- De los datos obtenidos se observa que el mayor número de causas de pulling se debe a pega en las bombas por Carbolita (20/40) y depositación de Carbonato de Calcio principalmente, lo que equivale a un 28% de los datos censurados y al 35.7% de las causas de servicios realizados a los pozos para cambio de bomba.
- Se presentaron 11 trabajos de reacondicionamiento que equivalen al 26% de las razones de pulling ubicándose en segundo lugar; entre éstos se incluyen:

3 Fracturamientos

2 Profundización del hueco

5 Aislamiento de zonas

1 Estimulación

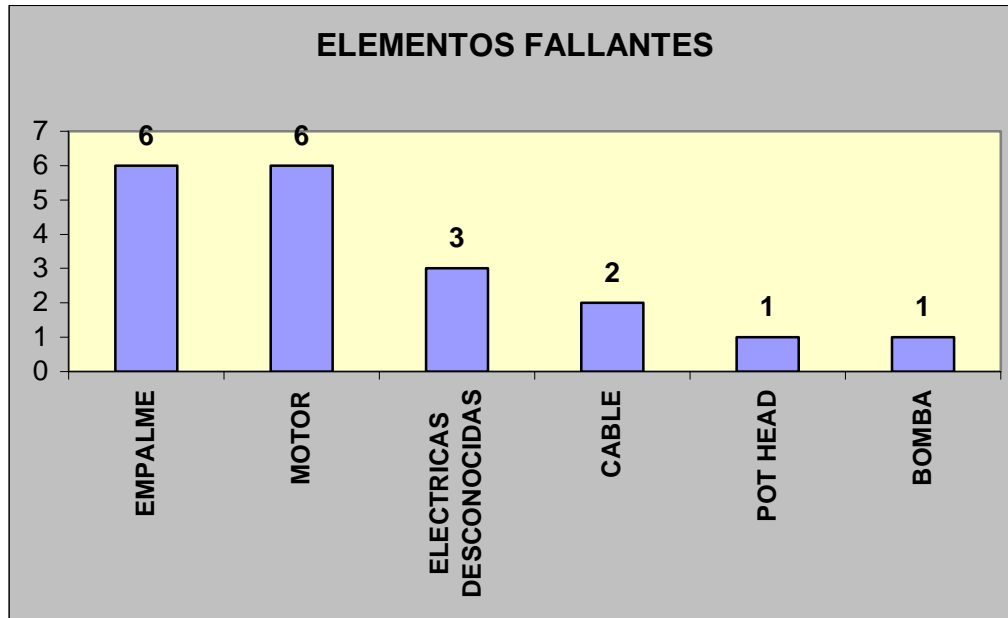
- Se realizaron 5 trabajos de rediseño que corresponden al 8% de los datos censurados de los cuales 4 de éstos fueron por cambio de sistema de levantamiento y 1 por cambio en el diseño de las bombas debido a que se instalaron tanto bomba como tubería de producción de mayor diámetro.
- Los trabajos de mantenimiento fueron realizados en el pozo Cencellá 1 por presentar fuga en la tubería.
- 4 equipos fueron retirados por presentar baja producción como en el caso Acaé 12D en dos oportunidades por presencia en superficie de solo gas.
- Las fallas presentadas en el cable por acción de la inyección del producto inhibidor de Carbonatos por el capilar en cuatro oportunidades se consideran como datos censurados.
- Los datos censurados por ruptura de tubería en los pozos Loro 5A y Yurilla 1 se deben a problemas causados por corrosión que generaron como pescado la tubería de producción y el ensamblaje de bombeo electrosumergible.

7.6. Datos fallados

- El análisis de las fallas como propias del equipo las cuales suman 20 causas de pulling equivalen al 26% del total de instalaciones donde se encuentran fallas eléctricas entre el cable, motor y empalme; y mecánicas en el motor y la bomba. Es necesario entrar en detalles para analizar estas fallas ya que las de tipo eléctricas presentadas en los motores han sido producto de problemas con los protectores los cuales han permitido en paso de fluidos del pozo a la zona del aceite del motor generando el corto, sin embargo esto ha sido consecuencia del manejo de sólidos y podría pensarse como un dato censurado, pero no se tomó así para identificar la real falla. (Ver Figura 21).
- Se han presentado dos roturas de ejes en las bombas pero la causa de lo anterior fue consecuencia de pega en las bombas, las cuales al generar excesivo torque presentaron tal efecto, por ello fueron consideradas como datos censurados.
- De las gráficas anteriores se observa que el mayor número de fallas están presentes en la parte del cable y los empalmes realizados en éste así como en el Flat Cable Extension (FCE).
- Existen 4 fallas eléctricas las cuales no se encuentran incluidas en el anterior gráfico ya que no se dispone de la información, bien sea por encontrarse el equipo de fondo como pescado o no se tiene disponible el informe de teardown³ de la compañía vendedora.

³ Reporte de inspección realizado por la compañía vendedora para determinar el estado del equipo de subsuelo

Figura 21. Causas de Pulling por Datos Fallados.

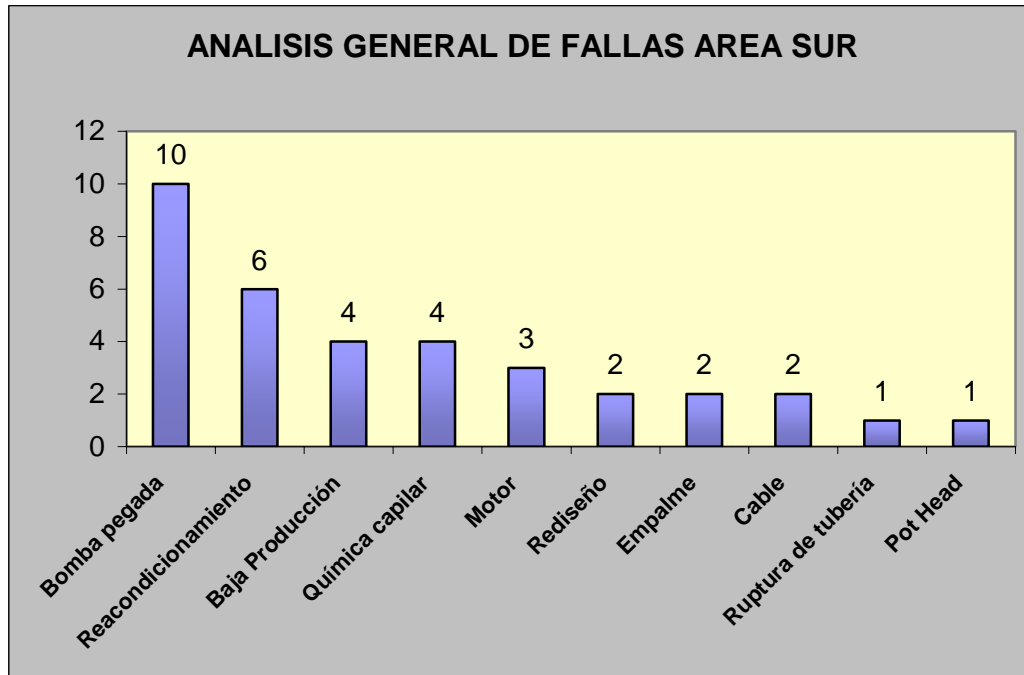


7.7. Análisis De Causas de Pulling por Áreas

7.7.1. Área Sur

En la figura 22 se muestra la distribución porcentual de razones de pulling realizados en el Área Sur. El 75.7% de éstas se deben a datos censurados, principalmente por 10 pegas en las bombas en los pozos fracturados y por precipitación de carbonatos que equivalen al 37%. Se presentaron 6 fallas eléctricas en cable y motor, se realizaron 6 trabajos de reacondicionamiento y 2 rediseños. Una ruptura del eje en el protector debido a una pega en las bombas. (Ver Anexo 1).

Figura 22. Análisis de Causas de Pulling Área Sur.

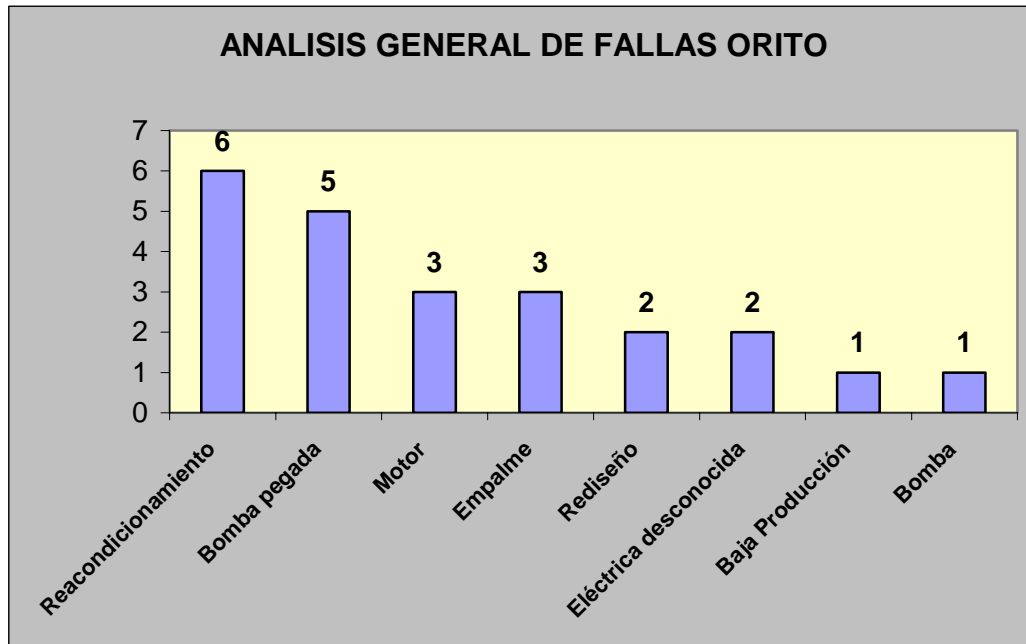


7.7.2. Área Orito

En la figura 23 se muestra las de razones de pulling de los equipos electrosumergibles instalados en el Área Orito a partir de diciembre de 2002.

En el Área Orito se han realizado 22 servicios de pulling, de los cuales 13 corresponden a causas ajenas a la integridad de las partes involucradas directamente con el sistema. Las principales causas de cambio de bomba se debe a datos censurados donde se encuentran principalmente seis trabajos de reacondicionamiento, para profundización del hueco, aislamiento de zonas y un fracturamiento al pozo Orito 112 que arroja 4 casos de bomba pegada después de los trabajos realizados en éste. Se presentaron dos rediseños, una para aumentar diámetro y otra para cambiar el sistema de levantamiento a Gas Lift.

Figura 23. Análisis de Causas de Pulling Área Orito.



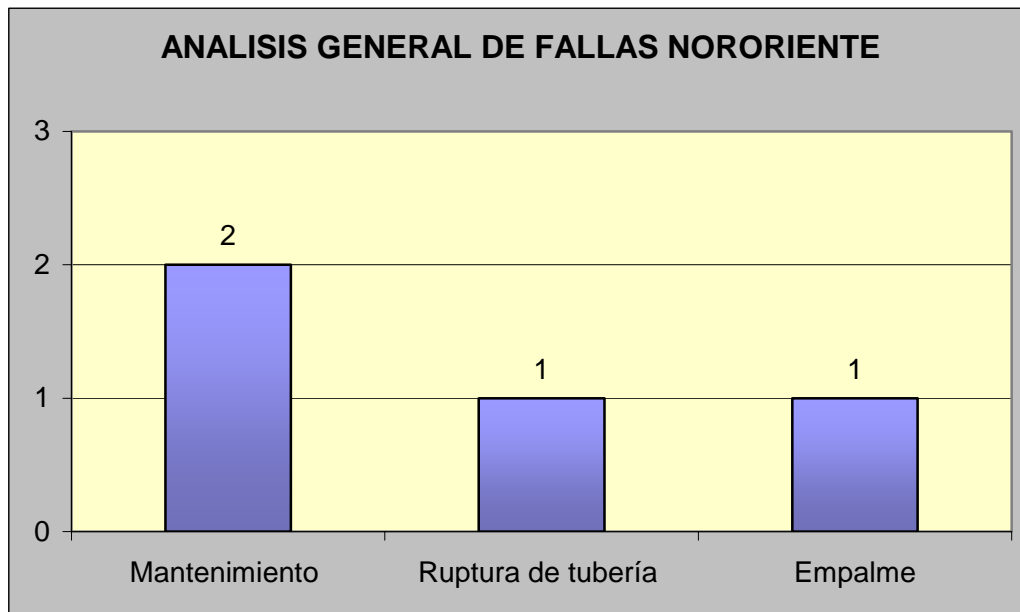
De las causas de fallas del equipo se encuentran 5 fallas eléctricas, dos de las cuales son desconocidas y las otras tres corresponden a los empalmes realizados entre el Flat Cable Extension y el cable de potencia.

7.7.3. Área Nororient

En las cinco instalaciones se han presentado una falla eléctrica y 4 datos censurados por ruptura de la tubería en el pozo Yurilla 1, así como fuga de tubería en el pozo Cencellá 1. (Ver figura 24)

La ruptura de tubería en el pozo Yurilla 1 fue por corrosión generada en la tubería de producción que ocasionó pescado del conjunto electrosumergible.

Figura 24. Análisis de Causas de Pulling Área Nororiente.



7.8. Análisis Del Cálculo Del MTBF Por Compañías.

7.8.1. REDA-Schlumberger

El MTBF para esta compañía es de 301 días para toda la Superintendencia con un total de 56 instalaciones presentando 15 fallas tanto de tipo eléctrico como mecánico. Los equipos REDA presentan los mayores tiempos de operación en el Área Orito con un valor de MTBF de 353 días, siendo muy superior a su competencia. De la curva de supervivencia existe un 30% de probabilidad para que superen los 400 días y el 75% en los primeros 100 días de operación. El total de fallas presentadas en el empalme fueron en los equipos de ésta compañía. (Ver Anexo 6)

7.8.2. Centrilit

Los equipos Centrilit han operado únicamente en el Área Orito presentando un MTBF a agosto de 2004 de 201 días. El mayor tiempo de operación a la fecha es de 292 días en el pozo Orito 40. La probabilidad para superar los 230 días en operación es de 37%. (Ver Anexo 7)

7.9 ANALISIS GENERAL PARTE ESTADISTICA.

El análisis estadístico deja claro el panorama presentado por el bombeo electrosumergible en los campos pertenecientes a la Superintendencia de Operaciones Orito de ECOPETROL S.A., donde las causas de servicios realizadas a los pozos han estado asociadas a parámetros del yacimiento mas que por fallas presentadas por parte de los equipos que conforman el bombeo electrosumergible, las cuales serán analizadas posteriormente para disminuir el número de servicios e incrementar los tiempos de operación.

Otro factor independiente del yacimiento que incrementó el número de servicios en tiempos de operación cortos fue la inyección del producto inhibidor de carbonatos a través del capilar del cable de potencia el cual generó fracturas en éste y el posterior daño eléctrico.

La implementación de bombeo electrosumergible en los pozos recién perforados y completados incrementó los costos por servicios atribuidos a problemas de baja producción y posteriores trabajos de reacondicionamiento de los pozos como los fueron en el Área Sur, Acaé 12D, Acaé 14, Loro 5A, así como para el Área Orito los pozos Orito 112-114 principalmente.

8. ANALISIS DE FALLAS

A continuación se presenta la descripción de los equipos utilizados en la Superintendencia de Operaciones Orito de ECOPETROL S.A. con el fin de determinar los más sensibles a las condiciones de operación en los pozos. En el anexo 8 y 9 se muestra el inventario de los equipos implementados.

8.1. AREA SUR

Los equipos utilizados en el Área Sur son todos fabricados por la compañía REDA-Schlumberger, las instalaciones presentadas son aquellas donde se ha visto afectada la integridad de las partes del sistema, no así cuando la causa de pulling ha estado asociado a problemas de bajo aporte de petróleo del pozo. Al inicio se muestra el análisis de fallas de los pozos antiguos que fueron candidatos al cambio de sistema de levantamiento pasando de bombeo hidráulico a electrosumergible. Los pozos Acaé 5, 8A y 6 fueron escogidos por presentar altos niveles de producción, sin embargo de ellos solo el pozo Acaé 6 continúa hasta la fecha con este sistema de levantamiento. El pozo Acaé 5 durante su primera instalación se produjo un severo daño a la formación que disminuyó los volúmenes de producción del pozo y terminó por retornar al sistema anterior motivando un estudio para determinar el efecto de la salmuera base KCl en la formación utilizada para controlar el pozo.

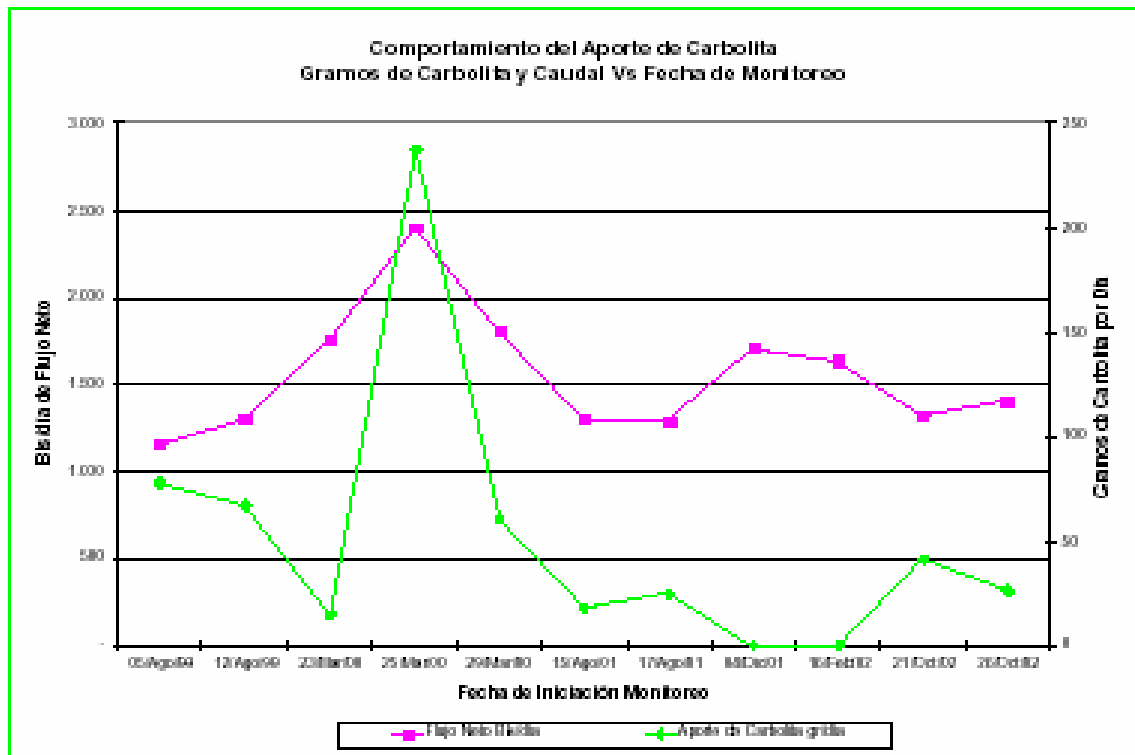
8.1.1. ACAE 6

El pozo Acaé 6 se encontraba en bombeo hidráulico manteniendo una producción promedio de 200 BOPD. En diciembre de 1998 se fracturó observando un claro incremento en la producción de aproximadamente 1500 BOPD continuando con el mismo sistema de levantamiento y manteniendo constante la producción de agua. Luego de superar problemas de orden público a finales de 2000 el pozo es puesto nuevamente en producción con aproximadamente 1200 BOPD y empieza a observarse un ligero incremento en el BSW. En noviembre de 2001 se decide bajar equipo electrosumergible aumentando la producción de aceite a aproximadamente 1300 BOPD y manteniendo constante el BSW (20).

En el pozo Acaé 6 las fallas se han presentado por problemas asociados al arrastre del material sostén (Carbolita 20/40) de la fractura realizada a éste pozo a finales de 1998. Este material ha generado problemas de atascamiento de las bombas, así como daño en los protectores con cámara superior tipo bolsa como se puede ver en los reportes de teardown. El control de éste parámetro se hace por medio del uso de una malla que rodea el Intake de la bomba para impedir el paso de Carbolita a las etapas de la bomba.

En la figura 25 se muestra el monitoreo de Carbolita realizada al pozo Acaé 6, donde se determinó una concentración experimental crítica de aporte de este material de 50 gramos/día en el estudio realizado por la compañía Corelab.

Figura 25. Comportamiento de Aporte de Carbolita – Acaé 6.



A continuación se presentan los reportes de teardown de los dos primeros servicios realizados para conocer el estado de los equipos y en las figuras 26 a 28 el estado de ellos.

La primera instalación con tiempo de operación de 351 días presentó falla por pega de las bombas tomando del reporte de teardown lo siguiente:

PROTECTORES: Contaminados, Inferior requiere reparación, Superior no recuperable. En los protectores se encontró arena de formación y Carbolita, ésta al entrar en contacto con el sello mecánico lo destruye, pues en esta zona hay baja presión con una alta velocidad en las partículas sólidas ocasionando el desgaste del eje y su posterior ruptura.

SEPARADOR DE GAS: En mal estado no recuperable. Desgaste fuerte por erosión causada por el manejo de partículas sólidas en el fluido.

BOMBAS: En mal estado requiere reparación. Las bombas estaban manejando sólidos ya que los desgastes que tienen las etapas fueron hechos por efecto de la fricción de dichos sólidos y el material de las etapas. La malla taponada con partículas de Carbolita y Carbonato de Calcio.

Figura 26. Eje del protector roto.



Figura 27. Carbolita y sólidos acumulados en las etapas.



Figura 28. Presencia de sólidos en la malla tipo General Pipe.



En la segunda instalación con un tiempo de operación de 64 días se presentó falla en el motor por problemas con el protector como puede observarse en el siguiente reporte de teardown.

El Motor se encontró contaminado (Presencia de agua –aceite). Presenta corto en el estator. En el protector se encontró arena de formación y Carbolita

Durante la cuarta instalación se evidenció la misma falla que en el segundo servicio aunque el tiempo de operación fue superior (234 días). Nuevamente problemas con el protector generó el corto circuito en el motor. En las figuras 29 a 31 se muestra el estado de los equipos después del tiempo de operación.

Figura 29. Acumulación de sólidos a la entrada del Separador de Gas.



Figura 30. Acumulación de Carbolita en el protector.



Figura 31. Estado Bolsa Protector tipo BPBSBPB.



En el pozo Acaé 6 se ha estandarizado el tipo de bomba en la configuración CR-ARZ-RA, siendo una buena elección para el manejo de sólidos como Carbolita.

En las siguientes figuras se muestra la curva de eficiencia de la bomba durante el tiempo de operación de las instalaciones 1ª y 4ª, con el fin de determinar el rango de esfuerzos en el que se encontraba trabajando la bomba. Se realizó utilizando el catálogo de la compañía REDA y calculando el volumen manejado por la bomba a las condiciones de operación.

Durante la primera instalación en el pozo Acaé 6, la bomba se encontraba trabajando dentro del rango de eficiencia de la bomba como puede observarse en la figura 32.

Figura 32. Curva de eficiencia de la bomba 1ª instalación Acae 6.

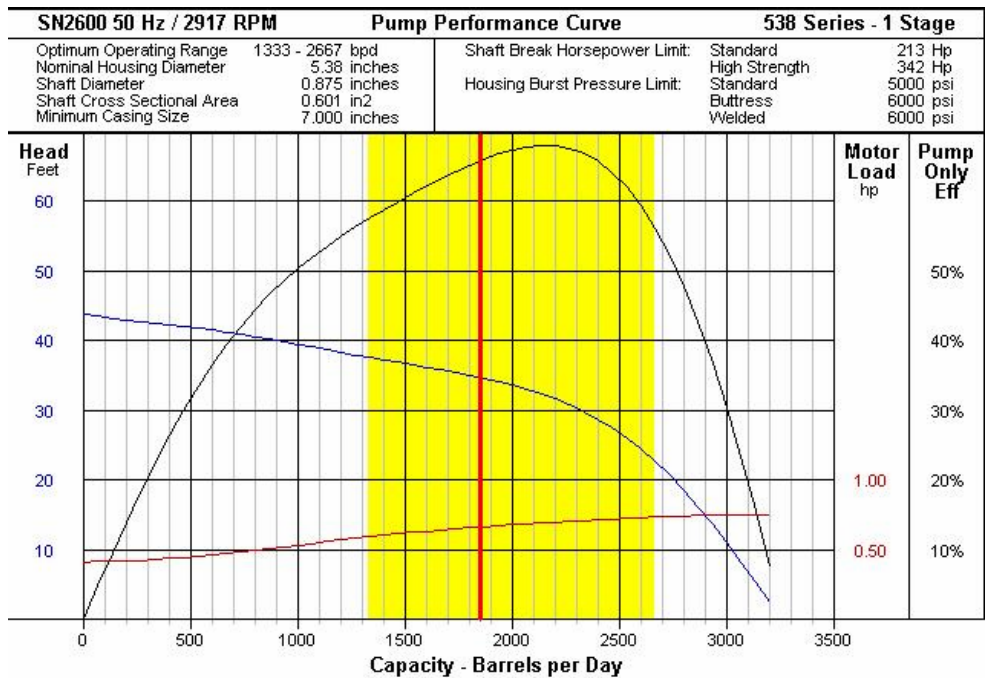
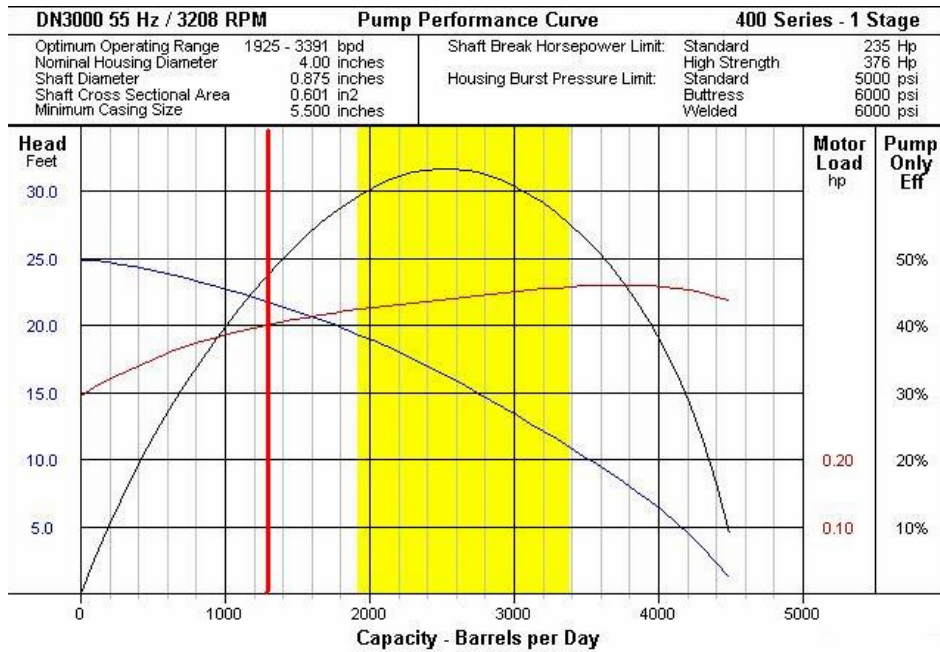


Figura 33. Curva de eficiencia bomba 4ª instalación Acaé 6.



A partir de la tercera instalación los diseños se encontraban utilizando equipos de mayor capacidad al aporte real del pozo, produciendo bajo condiciones de downthrust como se evidencia en la figura 33

8.1.2. ACAE 8A

La instalación de bombeo electrosumergible realizada al pozo Acaé 8A evidenció una mala aplicación de la malla tipo Weatherford puesto que dos horas después de haber instalado el equipo electrosumergible sufrió pega de las bombas por arrastre de Carbolita. Del reporte de teardown se toma lo siguiente “El atascamiento o bloqueo de las bombas fue ocasionado por el ingreso de Carbolita en cantidades considerables, alojándose en los puntos de contacto del difusor y el impulsor evitando el libre movimiento. El equipo fue todo recuperado con limpieza, salió dentro de tolerancias de desgaste.”

En las figuras 34 y 35 se observa la alta presencia de sólidos tanto en el separador como la bomba.

Figura 34. Sólidos acumulados en el Separador de Gas.



Figura 35. Sólidos acumulados en la bomba DN 1750.



Luego del servicio realizado al pozo nuevamente se colocó en producción con sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo Jet y una producción de 1500 BFPD con un BSW de 22%.

A continuación se muestra el análisis de falla de los equipos electrosumergibles en los pozos perforados durante el Proyecto de Desarrollo Adicional del Área Sur que se encuentran produciendo con el sistema en estudio, mas no aquellos donde definitivamente los bajos niveles de producción de petróleo motivaron los servicios de bombas como Loro 12D, Acaé 14, Acaé 12D.

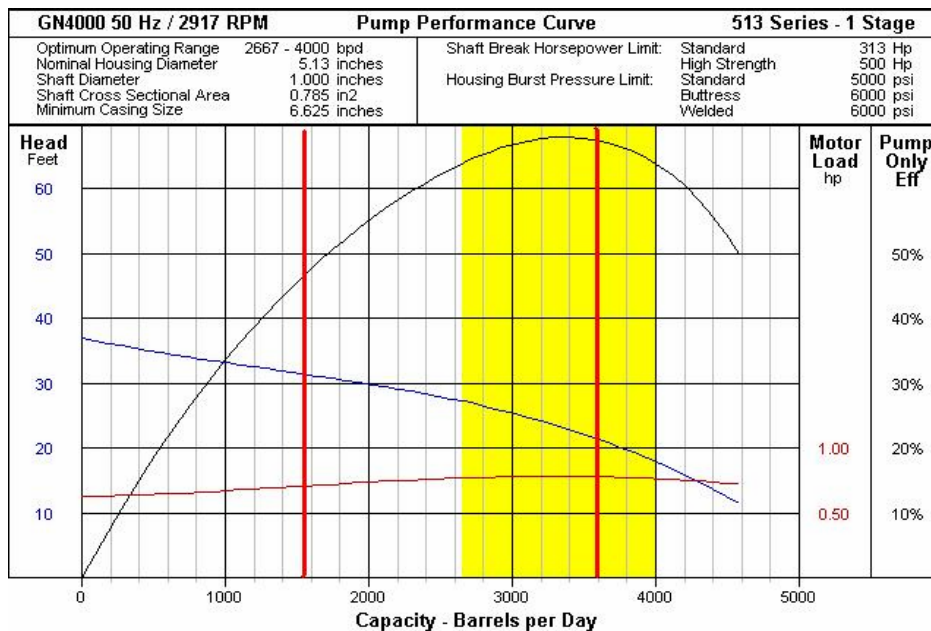
8.1.3. LORO 5A

Las instalaciones en el pozo Loro 5A, en cuanto a las bombas ha sido muy similar la configuración, la cual es del tipo FL-RA, mostrando que los equipos han necesitado reparación mayor principalmente en las bombas producto del

desgaste sufrido en las etapas por encontrarse trabajando fuera del rango óptimo de operación, protectores y motores.

El 29 de mayo de 2002 se arrancó el equipo BES donde los datos iniciales de las pruebas de producción mostraron valores de caudal de hasta 130 BI/h, BS&W del orden de 0.2 - 0.4% y producción diaria de 2,800 BOPD; sin embargo, los parámetros de producción y comportamiento en general del pozo no estabilizaron, presentando una declinación rápida en la producción hasta llegar a 1300 BFPD con un BSW del 50%. En la figura 36 se evidencia la curva de eficiencia de la bomba GN 4000 durante la primera instalación. Las líneas en rojo denotan el rango de volumen manejado por la bomba durante el tiempo de operación.

Figura 36. Curva de eficiencia bomba 1ª instalación Loro 5A.



Las siguientes instalaciones del pozo Loro 5A, fueron similares a las evidenciadas durante la primera, aunque el tiempo de operación fue corto se generó alto desgaste en las bombas.

En las figuras 37 a 39 se observa el estado de los motores y las bombas de las dos primeras instalaciones. En las dos primeras instalaciones, las causas de pulling se debieron a trabajos de reacondicionamiento en el pozo con tiempos de operación de 14 y 1 días respectivamente.

Figura 37. Motores en buen estado.



Figura 38. Bomba GN 4000 con ligera acumulación de sólidos.



Figura 39. Fracturas en el cable de potencia.



Las dos siguientes instalaciones evidenciaron el problema causado por el producto de la compañía Ondeo Nalco utilizado como inhibidor de Carbonato de Calcio el cual por su bajo pH < 1 debilitó y fracturó el cable de potencia generando la falla eléctrica. Una vez se detectó el problema se cambió el producto. En la figura 39 se observa el estado del cable.

De igual manera que en los pozos del Área Sur las partes de los equipos electrosumergibles se encontraron con alta presencia de sólidos como

Carbolita y Carbonato de Calcio. El desgaste de las etapas por el manejo de los sólidos y por trabajar en la zona de esfuerzos descendentes se puede observar en la figura 41.

Figura 40. Acumulación de sólidos y Carbolita en la entrada del Separador.



Figura 41. Acumulación de sólidos y abrasión en las etapas de la bomba.

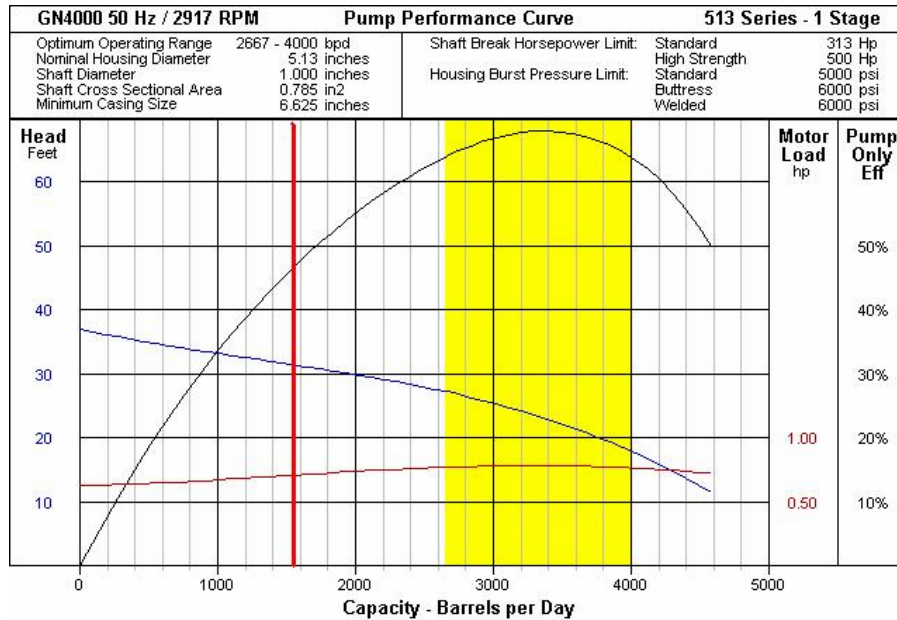


En el pozo Loro 5A se presentó corto circuito en el motor en su quinta instalación por falla en el Pot Head debido a arrastre contra el casing generando el estallido de éste y posterior contaminación del aceite dieléctrico del motor haciendo necesario un servicio de bomba en solo tres días de operación.

8.1.4. LORO 7A

Las condiciones de los equipos en el pozo Loro 7A, son muy similares a su vecino Loro 5A, donde la configuración de las bombas son del tipo FL-RA, presentando problemas en todas sus instalaciones por pega en las bombas producto de precipitación de Carbonato de Calcio en tiempos de operación muy cortos. Este pozo no presenta arrastre de Carbolita por la razón de no ser fracturado. En la figura 42 se observa que la bomba se encontraba por fuera del rango óptimo en sus dos primeras instalaciones como ha sido la principal característica de los pozos pertenecientes al Área Sur.

Figura 42. Curva de eficiencia bomba 1ª instalación Loro 7A.



Del reporte de Teardown se toma “las bombas están manejando un fluido con características y condiciones apropiadas para la formación de carbonatos (Scale), el cual se deposita en los espacios existentes entre el impulsor y el difusor dando como resultado el atascamiento o restricción de giro libre en las bombas”.

Las figuras 43 y 44 muestran la alta presencia de Carbonato de Calcio acumuladas en las diferentes partes de los equipos electrosumergibles.

La alta presencia de Carbonatos en la bomba hace necesario la evaluación del producto utilizado como inhibidor o si realmente se está utilizando en las cantidades necesarias para ser efectivo.

Figura 43. Presencia de Carbonato de Calcio en el eje de la bomba.



Figura 44. Acumulación de Carbonato de Calcio en las etapas de la bomba.



En la tercera instalación realizada al pozo se presentó falla eléctrica que no pudo ser evaluada debido a problemas con el equipo de Workover que dejó el equipo electrosumergible como pescado. Luego de cuatro meses de trabajos en el pozo se logró rehabilitar, sin embargo las condiciones del pozo con este sistema no estabilizaron y posterior a la instalación, el pozo presentó baja producción (Aproximadamente 1 BFPH) a la batería aún presentando un alto nivel de sumergencia. Se intentó recuperar la producción circulando el pozo con el objeto de destaponar una posible obstrucción en la entrada del separador de gas con resultados negativos. Una vez realizado el pulling no se encontró falla en ninguna parte del equipo electrosumergible, en consecuencia una posible causa de la baja producción del pozo fue un diseño errado que no permitía llevar el fluido a superficie con el número de etapas de la bomba (DN 1400 185 Etapas).

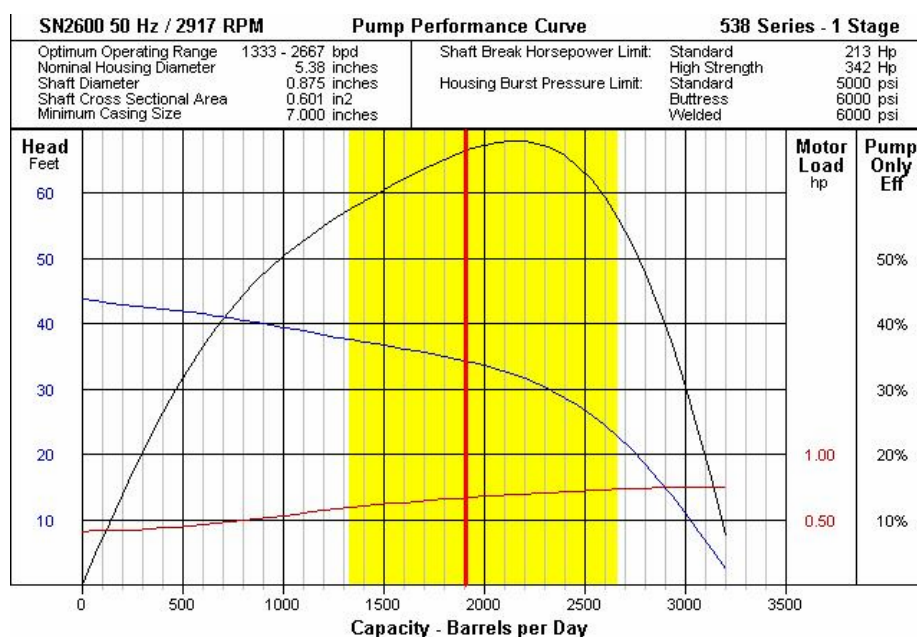
8.1.5. LORO 11

El pozo Loro 11 perforado durante la realización del proyecto del Área Sur a mediados del año 2002 fue puesto en producción con sistema de

levantamiento por bombas electrosumergibles presentando los mismos problemas de sus similares del campo Loro en tiempos cortos de operación.

Los diseños realizados en este pozo han estado dentro del rango de mayor eficiencia de la bomba evitando el desgaste de las bombas por efectos de downthrust como se puede observar en la figura 45.

Figura 45. Curva de eficiencia bomba 1ª instalación Loro 11.



Durante la primera instalación las condiciones del equipo una vez se realizó el pulling fue la siguiente: las bombas presentaban cantidades considerables de Carbonato Calcio, el protector en buen estado necesitando cambio de aceite y de sellos, los demás equipos (Motor, Surveyor y Separador) en buenas condiciones. La falla se presentó por fracturamiento del cable producto de la inyección del inhibidor de Carbonatos.

En la segunda instalación del reporte de teardown se toma la siguiente información: La contaminación con material sólido en el aceite de la cámara

del “Thrust Bearing”⁴ ocasionó el daño de esta ya que presenta rayado fuerte y acumulación de sólidos. El motor superior con aceite oscuro, el motor center sin aceite, giro libre, no presenta daño mecánico, eléctricamente el motor superior presenta corto a tierra y entre fases, el motor center presenta bajo aislamiento y alta fuga de corriente. El separador de gas no presenta desgaste en sus partes, se encontró grandes cantidades de material sólido taponando los orificios de salida de gas y en la succión.

En la figura 46 se observa el estado de los equipos luego de la inspección realizada.

Durante el último servicio realizado al pozo Loro 11 no se encontró falla por parte de los equipos, pero se evidenció alta presencia de sólidos nuevamente y la bomba estuvo trabajando en la zona de esfuerzos descendentes. Luego del trabajo de pulling se realizó un trabajo de reacondicionamiento para aislar las zonas fracturadas por un alto incremento en el corte de agua, dejando en producción finalmente con sistema de levantamiento por bombeo mecánico.

Figura 46. Daño mecánico en el protector tipo BPBSBPB



⁴ Zapata que soporta el empuje generado por la bomba

8.1.6. CONCLUSIONES DE FALLAS AREA SUR

El sistema de bombeo electrosumergible en el Área Sur ha mostrado un bajo desempeño con relación a los resultados que se esperaban con este sistema de levantamiento involucrando altos costos de operación. Como se mencionó anteriormente muchas de las causas de servicio de bomba se debe a las características del fluido que se encuentran manejando las bombas, sin embargo existen algunas configuraciones que presentan un mejor desempeño en el manejo de éstas variables.

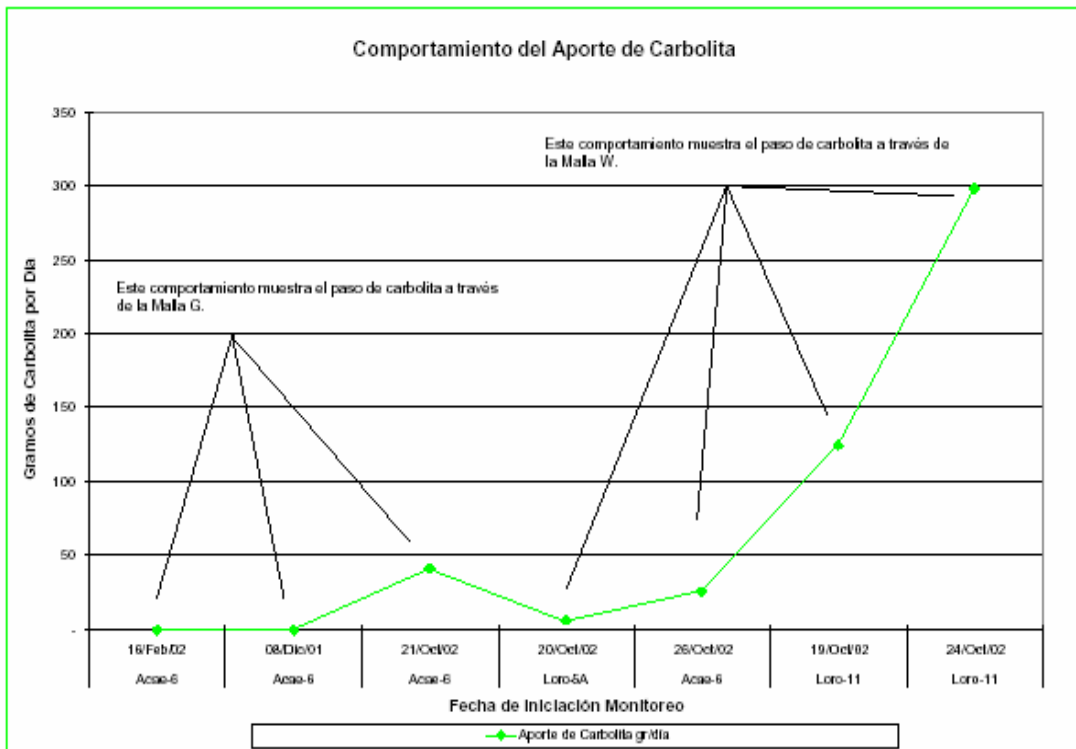
Los reportes de teardown evidencian los mismos problemas en las instalaciones de los pozos pertenecientes al Área Sur, presentando fallas en las bombas por alto desgaste en las etapas tanto por el causado por los esfuerzos descendentes como por el manejo de sólidos como Carbolita, principalmente. La rápida contaminación del aceite de los protectores generando daño eléctrico en el motor, como se evidenció en los pozos Acaé 6 y Loro 11. Las fallas presentadas por la utilización de química para inhibición de Carbonato de Calcio quedaron en el pasado debido al cambio del producto.

Los pozos donde el manejo de Carbolita aún es crítico son, para el campo Puerto Colón, Acaé 6 y 8A; en el campo Loro, Loro 5A, por ello en éstos pozos se deben mejorar tanto los diseños como las configuraciones de los equipos. El monitoreo de Carbolita debe ser periódico para determinar las concentraciones críticas.

El control de los sólidos se ha manejado con la implementación de mallas alrededor del Intake de la bomba. El uso de la malla tipo General Pipe ha

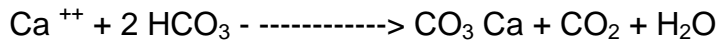
presentado un mejor desempeño a la tipo Weatherford, con un diámetro de ranuras de las mallas de 0.012". En la figura 47 se muestra el análisis del comportamiento de paso de Carbolita 20/40 a través de las ranuras de los diferentes tipos mallas.

Figura 47. Comportamiento del Aporte de Carbolita. (Tomado de Red Interna ECP-SOR)



La alta tendencia a precipitar Carbonato de Calcio en los campos del Área Sur es bastante similar como se puede ver en la tabla 8 con el análisis del agua de formación. El origen de la precipitación está dado por las sales presentes en las aguas de formación, estas incrustaciones se forman con mucha rapidez en los puntos de mayor transferencia de temperatura como en el motor electrosumergible.

La siguiente es la reacción química para la precipitación.



Es por ello que la evaporación, la pérdida parcial de dióxido de carbono o un cambio de presión pueden ocasionar la precipitación de Carbonato de Calcio.

Tabla 8. Análisis del Agua de Formación - Área Sur. (Tomado de Red Interna ECP – SOR)

POZO	Ca⁺⁺ (mg/L)	HCO₃⁻ (mg/L)
Acaé 6	1450	1020
Acaé 8A	1350	1400
Acaé 10	1250	1550
Acaé 11	1500	2200
Loro 5A	270	2070
Loro 7A	250	1950
Loro 11	240	1700
Loro 12D	240	1970

Los pozos que presentan alto corte de agua son los de mayor cuidado en cuanto a la precipitación de carbonatos, como lo son Loro 5A, Loro 11, Acaé 10 con más del 90% de BSW, y el pozo Loro 7A donde la pega de las bombas ha sido producto de formación de carbonatos en muy cortos tiempos de operación con relación a los demás pozos del Área, siendo causa probablemente de la alta concentración de CO₂ (100 mg/L) en el agua de formación. El promedio de CO₂ en el agua de los pozos del Área Sur es de 60 mg/L.

8.2. AREA ORITO

En el Área Orito se presenta las principales fallas presentadas en los pozos por parte de los equipos o problemas asociados a las condiciones de operación, no así aquellas instalaciones donde la causa de retiro de los equipos estuvo relacionado con bajos niveles de operación como los pozos Orito 110-111-114 perforados por la compañía PCL.

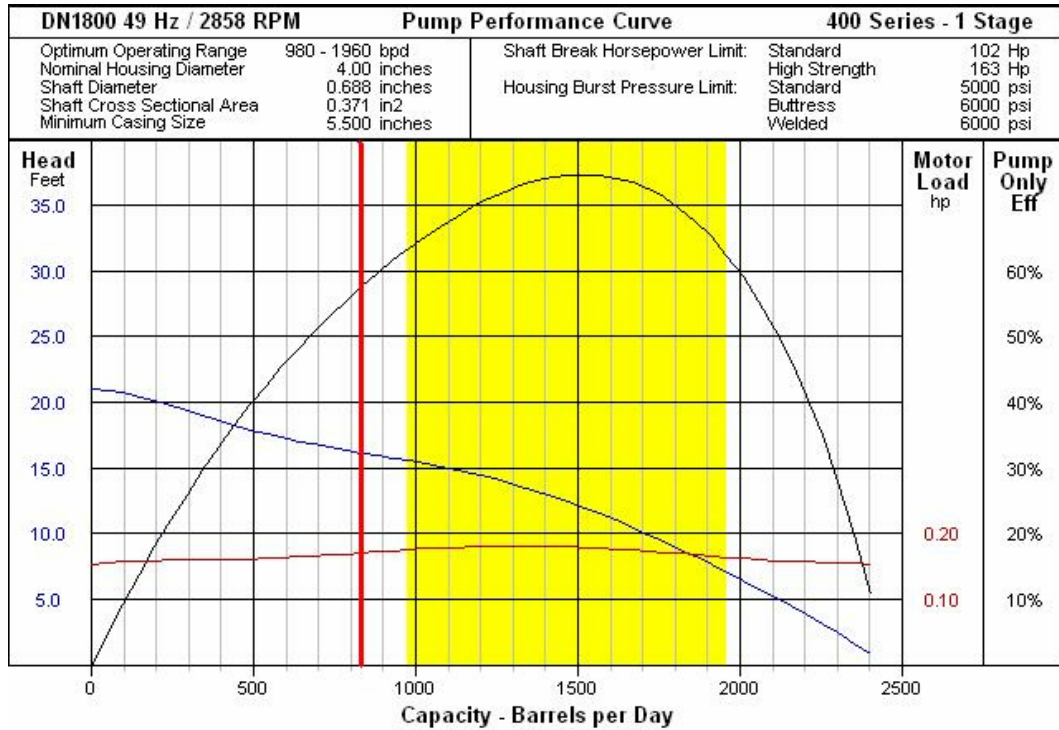
Los pozos pertenecientes a esta Área requieren la implementación de un elemento adicional como lo es el manejador de gas, debido a las bajas presiones de entrada a la bomba (promedio 350 psia) que generan un porcentaje de gas libre de más del 50% a la entrada del separador.

8.2.1. ORITO 14

El diseño del equipo se encontraba trabajando dentro de la región de esfuerzos descendentes como puede observarse en la figura 48. La producción se mantuvo en 600 BFPD con un BSW superior al 90%.

En el servicio de Pull se detectó que la falla eléctrica se presentó a la altura del empalme entre el Flat Cable Extension y el cable de Potencia. El cable de potencia salió en buen estado al igual que el equipo de fondo. Se observó sobrecalentamiento debido al salto eléctrico entre las fases y la armadura.

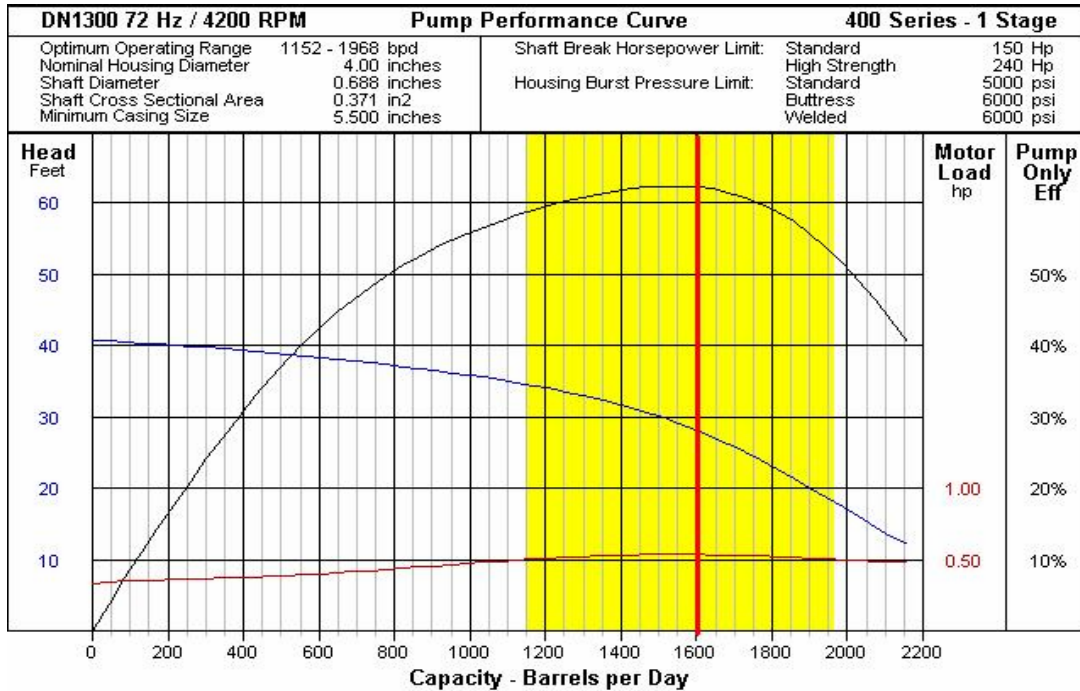
Figura 48. Curva de eficiencia de la bomba 1ª instalación Orito 14.



8.2.2. ORITO 72

La implementación del bombeo electrosumergible en este pozo ha sido exitosa por los volúmenes de producción manejados y tiempos de operación relativamente altos. En el pozo Orito 72 se observa la misma falla que en el pozo Orito 14, ocurriendo estallido a la altura del empalme entre el Flat Cable Extension y el cable de potencia. En la figura 49 se observa la curva de desempeño durante la primera instalación, trabajando dentro del cono de mayor eficiencia.

Figura 49. Curva de eficiencia de la bomba 1ª instalación Orito 72.



8.2.3. ORITO 35-40.

Los pozos Orito 35 y 40 son los únicos equipos de la compañía Centrilift que actualmente se encuentran operando en la Superintendencia. Como se observó en la parte estadística los equipos de la compañía REDA han presentado el mejor desempeño, sin embargo se deben seguir utilizando los equipos Centrilift, siendo la razón principal de esto el diámetro del casing de estos pozos el cual es de 5½ pulgadas, donde los motores REDA diseñado para este tipo de casing de serie 456 pueden generar pega del equipo o arrastre del cable durante el servicio. El motor Centrilift de serie 450 ha presentado repetidos problemas de arrastre al bajar los equipos en éstos dos pozos generando altos costos de equipo de Workover.

En el pozo Orito 35 se presentó falla en el motor, al encontrarse contaminado el aceite generando el daño eléctrico.

El pulling realizado luego de la segunda instalación evidenció alto desgaste de las etapas de la bomba generando la pérdida total de éstas, por ello se debe considerar la implementación de bombas resistentes a la abrasión.

8.2.4. ORITO 112

El mayor productor de petróleo del Área Orito ha presentado cuatro fallas prematuras, es decir menos de 15 días en operación, debido a la pega de las bombas producto del arrastre de Carbolita utilizada como material sostén de la fractura realizada al pozo después de la primera instalación en mayo de 2003. Los equipos se han encontrado con bastante desgaste abrasivo durante las primeras instalaciones. Lo anterior se observa en las figuras 50-51 tomadas del reporte de teardown.

Figura 50. Bomba con alto desgaste abrasivo.

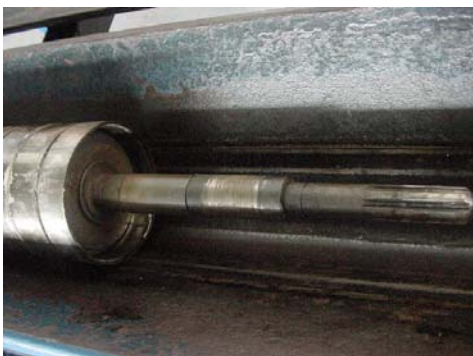


Figura 51. Separador de gas con alto desgaste abrasivo.



Posterior a las pega de las bombas se decidió colocar en producción el pozo por bombeo hidráulico tipo Jet hasta el trabajo realizado en la más reciente instalación donde se implementó la malla “*Weatherford STRATAPAC*” en el hueco abierto, siendo bastante eficiente para el control de sólidos.

8.2.5. ORITO 113

El pozo Orito 113 presentó dos fallas mecánicas en el motor, las cuales fueron prematuras producto aparentemente de la desviación del pozo. Del reporte de teardown se puede tomar el siguiente análisis. “La falla del equipo de bombeo electrosumergible fue ocasionada debido a que se descolgó el conjunto de rotores-eje durante la operación normal del equipo. La fatiga del material puede presentarse cuando las condiciones de operación no son las adecuadas; en el caso del pozo Orito 113 no se presentaron estas condiciones. Se espera la conclusión final del laboratorio de Barthesville para poder emitir la conclusión final.”

Lo anterior fue reportado después de la primera falla con un tiempo de operación de 76 días, sin embargo luego de evidenciar la segunda falla prematura por la misma causa se encontró que a la profundidad del motor existe un “dog leg⁵” de 2, siendo crítico para los equipos electrosumergibles. El máximo ángulo de desviación por cada 100 pies permitido es de 1. En la instalación actual el motor se profundizó 30 pies en distancia medida por encima de las condiciones anteriores con lo cual el “dog leg” es de 0.3.

⁵ Ángulo de desviación del pozo por cada 100 ft

Los equipos han presentado bastante desgaste radial aun utilizando equipos con la mayor resistencia al manejo de sólidos debido a que el pozo es a hueco abierto y tanto la bomba como separador de gas se encuentran manejando altos contenido de sólidos finos de formación.

En la figura 52 se observa el daño severo en el motor luego del primer servicio realizado al pozo. Las condiciones durante la segunda instalación fueron similares.

Figura 52. Estado del motor – Orito 113.



El diseño de las bombas electrosumergibles ha estado dentro del cono de mayor eficiencia de la bomba en todas sus instalaciones debido a que se ha estandarizado la utilización de la bomba DN 725.

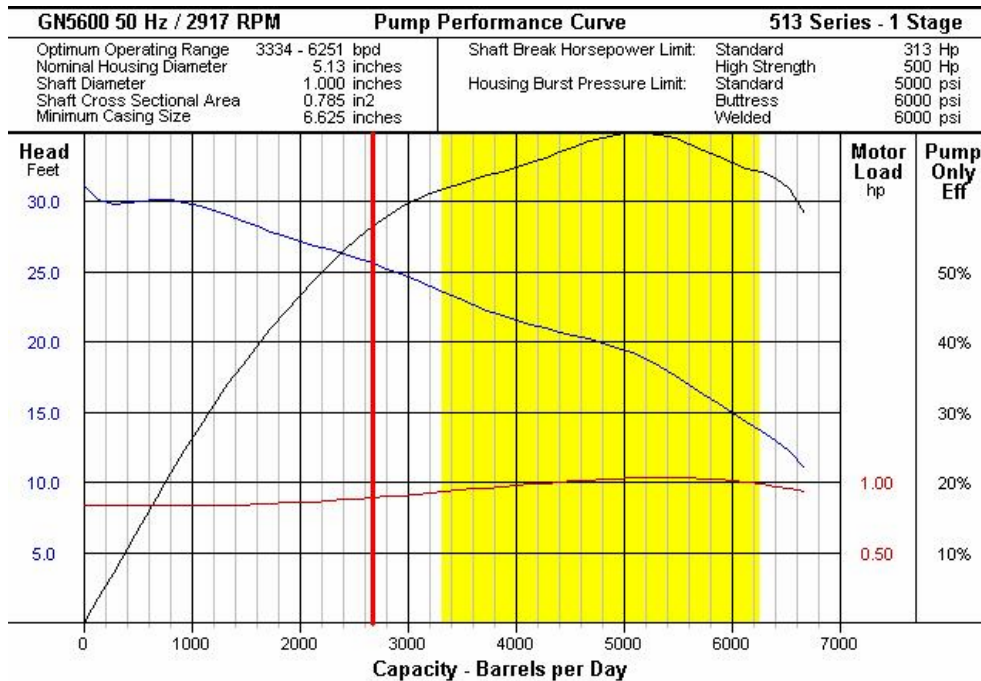
8.2.6. ORITO 115

El pozo perforado por la compañía PCL se colocó en producción con bombeo electrosumergible utilizando la bomba DN 725, sin embargo los niveles de

producción manejados por la bomba fueron superiores a los esperados, obligando a la realización del rediseño.

La implementación de la bomba GN 5600 mantuvo el equipo trabajando en condiciones de downthrust como se observa en la figura 53, sin embargo la falla se presentó a la altura del empalme entre el Flat Cable Extension y el cable de potencia. Lo anterior pudo ser consecuencia de las continuas paradas realizadas en el pozo por problemas con el sistema de generación eléctrica. La posible falla pudo ser a un arranque realizado a 68 Hz que generó sobrecorriente y posteriormente sobrecalentamiento, creando salto eléctrico entre fases.

Figura 53. Curva de eficiencia de la bomba 2ª instalación Orito 115.



La gran cantidad de sólidos manejados por las bombas se observa en las figuras 54-55, producto de ser un pozo a hueco abierto. Las bombas se

encontraron con desgaste severo por downthrust con un tiempo de operación de 177 días.

Figura 54. Bomba con desgaste por downthrust.



Figura 55. Acumulación de sólidos en la bomba – Orito 115.



8.2.7. CONCLUSIONES DE FALLAS AREA ORITO.

El desempeño de los equipos electrosumergibles en el Área Orito ha sido el mejor de la Superintendencia. Los diseños en su gran mayoría han estado dentro del rango de mayor eficiencia de la bomba, permitiendo mayor tiempo de operación como el caso Orito 90 que presentó más de 600 días en funcionamiento.

A diferencia del Área Sur, los equipos han presentado fallas, principalmente a la altura del empalme, producto de las continuas paradas y encendidas de los equipos de superficie, generando sobrecalentamiento y posterior daño en esta conexión.

El pozo Orito 112, la implementación de la malla Weatherford STRATAPAC además de la Dura-Grip Screen con ranuras de 0.012”, ha sido eficiente hasta el momento permitiendo un muy buen manejo de Carbolita evitando el atascamiento de la bomba aún con repetidas paradas de los equipos de superficie.

Los pozos nuevos que se encuentran a hueco abierto han evidenciado alto manejo de sólidos por parte de las bombas generando desgaste abrasivo, por ello se debe revisar la configuración de éstas para implementar aquellas que presenten mejor desempeño en el manejo de esta variable.

8.3. ANALISIS DE FALLAS AREA NORORIENTE

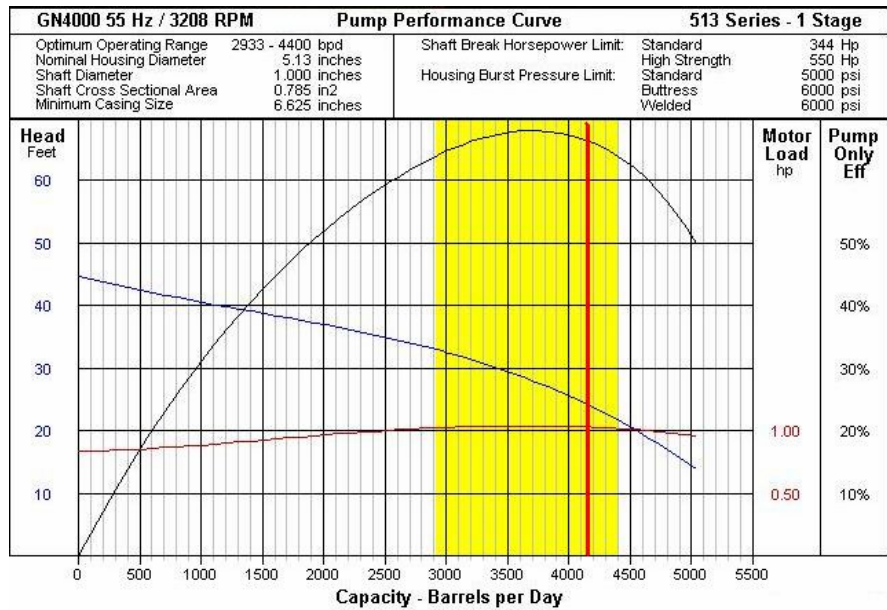
En el Área Nororiente se encuentran los equipos de mayor capacidad de la Superintendencia de Operaciones Orito, debido al alto caudal de fluido manejado por los pozos Cencellá 1 y Yurilla 1 que producen de la formación Villeta.

Las causas de servicio de bomba como se mencionó anteriormente han estado relacionadas con problemas corrosivos del fluido manejado creando fuga en las tuberías y la posterior pérdida de eficiencia ó en el peor de los casos el evidenciado en el pozo Yurilla 1 donde la corrosión localizada fracturó la tubería haciendo que tanto la tubería como el ensamblaje electrosumergible se fuera a fondo del pozo.

En la figura 56 se observa que los diseños realizados en el pozo Cencellá 1 han trabajado durante el rango de mayor eficiencia de la bomba evitando el desgaste prematuro debido a ser de tipo flotadoras.

La falla presentada en el pozo Cencellá 1 ocurrió a la altura del empalme entre el Flat Cable Extension y el cable de potencia. Durante el servicio de Pulling se evidenció que la cinta se encontraba en mal estado. La cinta perdió adherencia durante la operación del equipo permitiendo que el fluido del pozo ataque directamente el aislamiento y provoque el salto eléctrico entre fases.

Figura 56. Curva de eficiencia de la bomba 2ª instalación Cencellá 1.



9. ANALISIS ECONOMICO

El análisis económico de los pozos con bombeo electrosumergible es de gran importancia, debido a lo observado en el análisis estadístico donde los bajos tiempos de operación de los equipos ha involucrado altos costos de producción, pues es claro que la realización de un servicio a pozo con este sistema involucra la movilización de equipo de Workover, así como el cambio o reparación de las partes que lo conforman.

Es importante anotar que en este análisis se pretende dar a conocer la realidad de los costos involucrados en la producción de tal manera que permita definir cuales pozos bajo las condiciones actuales de operación no son viables con este sistema de levantamiento. Se realizó inicialmente por Áreas para luego observar el comportamiento por pozo en cada instalación en los años en que este sistema ha estado operando. Los costos presentados son aplicables únicamente a la SOR, mas no en el resto de los campos de Colombia, debido a las difíciles condiciones de operación y de seguridad que se encuentran en el Área incrementa los notoriamente los costos involucrados en el mantenimiento de los pozos.

El análisis económico incluye los costos de compra y reparación de equipos tanto de subsuelo como de superficie, así como los costos de servicios a pozos y la energía consumida por los equipos.

Los volúmenes de producción se calcularon para realizar el balance, al igual que la producción incremental y diferida por el cambio de sistema o el mantenimiento de los mismos.

9.1. COSTOS DE EQUIPOS

Los costos de los equipos tanto de fondo como de superficie fueron tomados del ILP de 2002 suministrados por la compañía REDA-Schlumberger, tomando como referencia que para la Superintendencia los descuentos por compras de equipos ascienden a 45%. Los equipos instalados entre 1997 y 1999, se disponía de la información referente a costos. Para el Área Orito la información fue suministrada por la compañía PCL, teniendo en cuenta los costos con la compañía Centrilift.

9.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO EQUIPOS BES

Los costos por mantenimiento de equipos electrosumergibles se incluyen los generados por el equipo de reacondicionamiento, el fluido de control de pozos, así como los ocasionados por la asesoría técnica del personal de las compañías que suministran el servicio de bombeo electrosumergible (REDA y Centrilift).

Los costos generados por el contrato del equipo de reacondicionamiento de pozos, se tienen para el Área Sur el contrato *APR 004-2001* con la compañía NABORS DRILLING INTERNATIONAL LIMITED. Los datos de los costos se tomaron del control que se lleva por parte de los interventores del equipo basados en la operación diaria que se realiza. Para efectos prácticos se tomaron únicamente los datos de los días en que se realizaron servicios de bomba electrosumergible y no cualquier trabajo adicional como Fracturamientos y estimulaciones entre otros. Algunos servicios fueron realizados por el equipo de perforación que se encontraba en la locación y por ello no se tuvieron en cuenta en el cálculo final de costos. Para los servicios que no se disponía de información es decir los realizados antes de diciembre de 2001 a excepción de los pozos Acaé 10 y 11 donde se tenía

información completa, se realizó un estimativo de los costos asumiendo las tarifas del contrato celebrado con dicha compañía.

En el Área Nororiente los trabajos de reacondicionamiento fueron realizados con el equipo de la compañía SERINCO, razón por la cual se utilizaron los costos que se encuentran en el contrato con esa compañía.

En el Área Orito se realizaron los trabajos con el equipo de la compañía PRIDE COLOMBIA. Los costos fueron tomados del Software DIMS, teniendo en cuenta únicamente los costos que se involucraron por servicio de bomba electrosumergible.

El costo por el servicio prestado por la compañía REDA se encuentran estipulados en el contrato *RAS1ORI-009-04*, para el Área Sur y Nororiente firmados con ECOPETROL S.A.. En el Área Orito fueron tomados los costos por los contratos firmados entre REDA y Centrilift con la compañía PCL.

9.3. COSTOS DE REPARACIÓN DE EQUIPOS

Los costos generados por la inspección y reparación de equipos en el Área Sur y Nororiente están definidos en el contrato mencionado anteriormente con la compañía REDA, teniendo diferentes tarifas dependiendo del estado del equipo en el momento del pulling. Para los pozos Acaé 10 y 11 en sus primeras instalaciones se disponía de la información completa de tales costos.

Se verificó el estado de los equipos utilizando los reportes de teardown y el inventario de los equipos con el fin de obtener los costos de reparación e inspección.

9.4. COSTOS DE COMBUSTIBLE

Debido a que no se dispone de interconexión eléctrica, es necesario incluir dentro de los costos el consumo de ACPM de los generadores de los equipos electrosumergibles. En la Superintendencia se cuenta con generadores Caterpillar 3304B de 113 KVA, 3406B de 400 KVA, 3412B de 500KVA con un consumo promedio diario de 216 gal/día.

9.5. PRODUCCION DE POZOS CON BES.

Para determinar los volúmenes de producción acumulados de los pozos que han estado funcionando con bombeo electrosumergible, se utilizaron los Software con que cuenta ECOPETROL S.A. para el manejo de ésta información, como son el OFM y Fieldview.

Debido a la declinación de los pozos y el rápido incremento del BSW que se evidenció en algunos de ellos, la producción acumulada se calculó tomando un promedio de la producción del pozo durante el período que estuvo operando.

Los datos de producción incremental alcanzados con el cambio de sistema de levantamiento artificial, se calcularon con el Software OFM, realizando la proyección de la tasa de declinación del pozo antes del servicio y calculando el incremento que se evidencia en la tasa de declinación en los casos en que ésta ocurrió.

La producción diferida por los servicios realizados a los pozos se calculó de igual forma que la incremental, asumiendo todo el tiempo en que estuvo por fuera de operación el pozo independiente de la causa, es decir en aquellos pozos donde se generó algún pescado del equipo o el servicio de cambio de bomba estuvo asociado a trabajos de reacondicionamiento.

9.6. ANALISIS ECONOMICO POR AREAS.

9.6.1. AREA SUR.

Los costos totales para el Área Sur se muestran en la tabla 9 y en los anexos 10-11.

Tabla 9. Costos del Sistema de Bombeo Electrosumergible Total Área Sur.

DESCRIPCION	COSTO TOTAL (US\$)
EQUIPOS BES	3'434'000.00
REPARACION	400'300.00
WORKOVER	2'239'633.00
ENERGIA (ACPM)	239'400.00
TOTAL	6'313'033.00

Los volúmenes de producción para el Área Sur son de aproximadamente 1'927.019 (Tomado de OFM – Anexo 12) barriles de crudo desde 1997 hasta abril de 2004, generando un costo de levantamiento acumulado por bombeo electrosumergible de aproximadamente 3.27 US\$/Bbl, sin embargo se debe realizar por años para realizar un mejor cálculo y observar las variaciones.

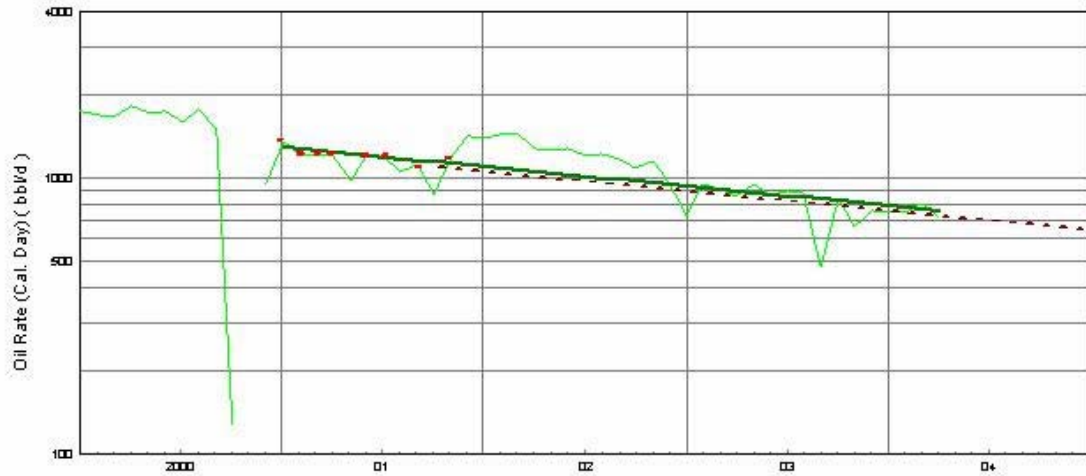
La producción incremental en el Área Sur en los pozos donde se realizó cambio de sistema de levantamiento, como son Acaé 8A, Acaé 5, Acaé 10 y Acaé 6, es del orden de 383.618 barriles (Tomado de OFM), donde la mayor parte corresponde al pozo Acaé 6 y Acaé 11 luego de los trabajos de fracturamiento realizados. En los pozos Acaé 5 y Acaé 8A, no se presentó incremento en la producción producto de daño de formación en el primero y pega de bombas en el segundo dos horas después de la instalación. (Ver tabla 10).

Tabla 10. Producción Incremental pozos BES Sur. (Tomado de Fieldview)

POZO	ANTES (BOPD)	DESPUES (BOPD)	INCREMENTAL (BARRILES)
ACAIE 5	480	242	0
ACAIE 6	986	1,436	115,763
ACAIE 8A	1,207	0	0
ACAIE 11	1,100	1,200	28,660
	1,875	3,982	73,945
	1,650	2,920	20,320
	1,041	1,763	137,788
ACAIE 10	920	1,026	742
	83	183	6,600

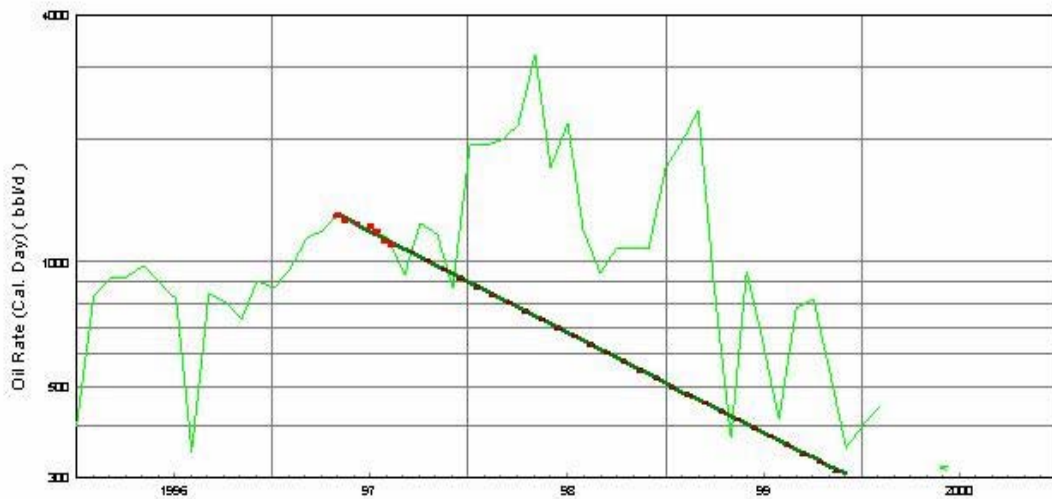
En las siguientes figuras se puede observar la producción incremental por pozos.

Figura 57. Producción Incremental Acaé 6. (Tomado de OFM)



En la figura 57 es evidente el aumento de producción con el solo cambio de sistema de levantamiento de bombeo hidráulico tipo Jet a Electrosumergible, posteriormente se observa la tasa de declinación normal del pozo.

Figura 58. Producción Incremental Acaé 11. (Tomado de OFM)



Los pozos que al igual que los anteriores presentaron cambio de sistema de levantamiento, el cálculo de producción incremental no fue realizado mediante las gráficas debido a los cortos tiempos de operación (menores de 30 días).

La producción diferida producto de los servicios realizados a los pozos una vez fallaba el equipo hasta el posterior cambio, ascienden en el Área Sur a 465.981 barriles, como puede verse en la tabla 11.

En el pozo Acaé 11 la alta producción diferida se debe a los problemas de orden público en el año 1999 como lo fue el paro campesino en el departamento del Putumayo que evitaron un oportuno servicio.

Tabla 11. Producción Diferida pozos BES Sur. (Tomado de Fielview y OFM)

POZO	DIFERIDA (BARRILES)
ACAE 6	23,491
ACAE 8A	3,690
ACAE 10	29,908
ACAE 11	257,140
ACAE 12D	0
ACAE 14	0
LORO 5A	35,666
LORO 7A	95,486
LORO 11	20,600
LORO 12D	0

La producción diferida por pozo en aquellos donde se presentó una gran pérdida de producción la podemos observar en las siguientes gráficas. Los pozos donde los trabajos fueron oportunos y sin inconvenientes simplemente se calcularon de acuerdo a la producción observada en el pozo sin su tasa de declinación.

En la figura 59 se observa la diferida en el pozo Loro 7A, durante la realización del último pulling que generó un pescado de todo el equipo electrosumergible.

En la figura 60, se observa la diferida del pozo Loro 11, después de su segunda instalación, con una alta tasa de declinación y rápido aumento el porcentaje de agua. Se realizaron trabajos de recañoneos.

Figura 59. Diferida Loro 7A. (Tomado de OFM)

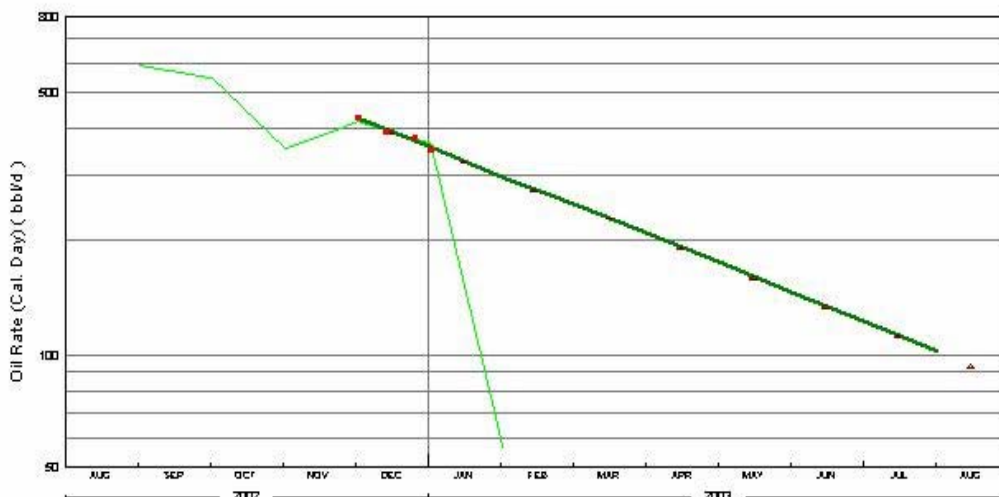


Figura 60. Diferida Loro 11. (Tomado de OFM)



9.6.1.1. COMPORTAMIENTO EN EL TIEMPO (AÑOS)

El comportamiento de la producción y los costos en que se incurrieron durante la implementación del bombeo electrosumergible en el Área Sur por años son presentados a continuación.

En la tabla 12 se observan los costos de producción de los pozos del Área Sur por años, así como la producción incremental, si la hubo, y el tiempo de operación acumulado.

En el año 1997, se observa un buen desempeño en cuanto a costos debido a los volúmenes de producción manejados por el pozo Acaé 11, bastante altos así como la incremental. En 1998 los elevados costos por bombeo electrosumergible fue consecuencia de las tempranas pegas en las bombas.

El incremento de producción estuvo relacionado con el trabajo de fracturamiento realizado al pozo Acaé 11 mas que por el cambio de sistema de levantamiento.

Tabla 12. Costos y Producción por años Área Sur.

AÑO	RUN TIME (DIAS)	PRODUCCION (BARRILES)	INCREMENTAL (BARRILES)	COSTOS (US\$)	LIFTING COST (US\$/B)
1997	88	105,600	28,660	228'790.00	2.16
1998	55	152,050	94,065	661'600.00	4.35
1999	140	282,450	138,530	601'540.00	2.12
2001	74	73,360	19,455	917'556.00	12.50
2002	539	709,318	96,308	2'624.116.00	3.69
2003	718	380,483	0	1'217.606.00	3.41

En 1999 es evidente que los costos generados por la instalación de bombeo electrosumergible en el pozo Acaé 10 no se vieron reflejados en la producción, sin embargo el comportamiento del pozo Acaé 11, presentó un bajo costo de levantamiento con este sistema, en comparación con los años anteriores. Para el 2001 el alto costo de producción por bombeo electrosumergible es producto de las fallas tempranas en los pozos Acaé 8A y Acaé 5 los cuales no presentaron incrementos de producción por las razones que se expusieron anteriormente y por ser las primeras instalaciones en estos pozos, se utilizaron equipos nuevos incrementando los costos.

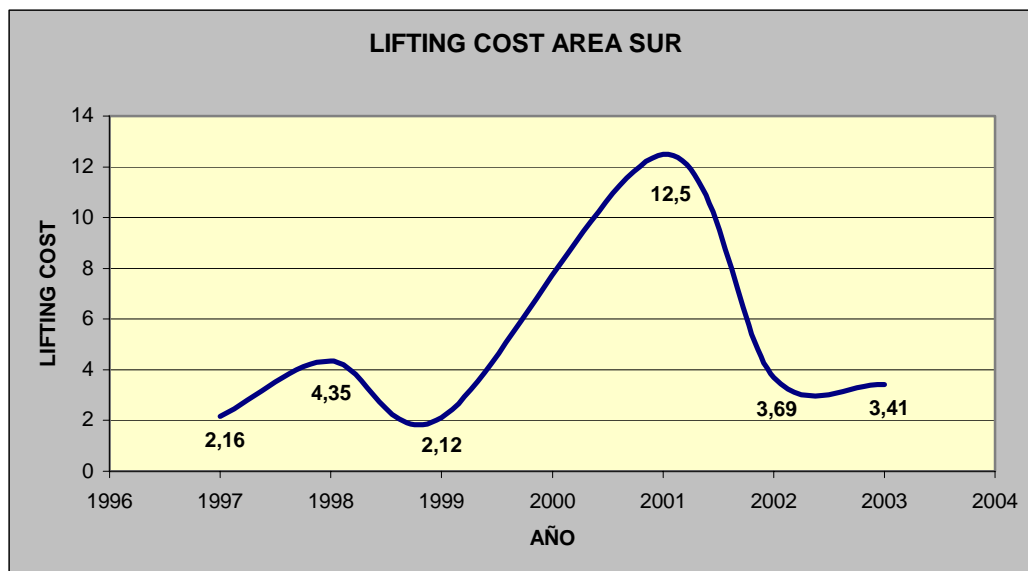
En el año 2002 el bajo costo de producción comparado con los años anteriores se debe a la alta producción del pozo Acaé 6 durante 295 días que estuvo en operación en ese año. Si esa instalación no se tuviera en cuenta el

costo de producción estaría en el orden de los 7.56 US\$/Barril, producto de las costosas inversiones realizadas a las instalaciones de los pozos perforados durante el desarrollo del proyecto del Área Sur.

En 2003, el mayor aporte de producción corresponde nuevamente al pozo Acaé 6, lo cual permite mantener los costos de producción en un valor moderado. No se tiene en cuenta producción incremental debido a que no hubo cambio de sistema de levantamiento. Los costos disminuyeron con respecto al año 2002 debido a la utilización de equipos reparados.

En la figura 61 se observa el comportamiento del costo de producción por bombeo electrosumergible en el Área Sur, la tendencia actual es mantenerse un poco por encima de los 3 US\$/B.

Figura 61. Lifting Cost Área Sur por años.

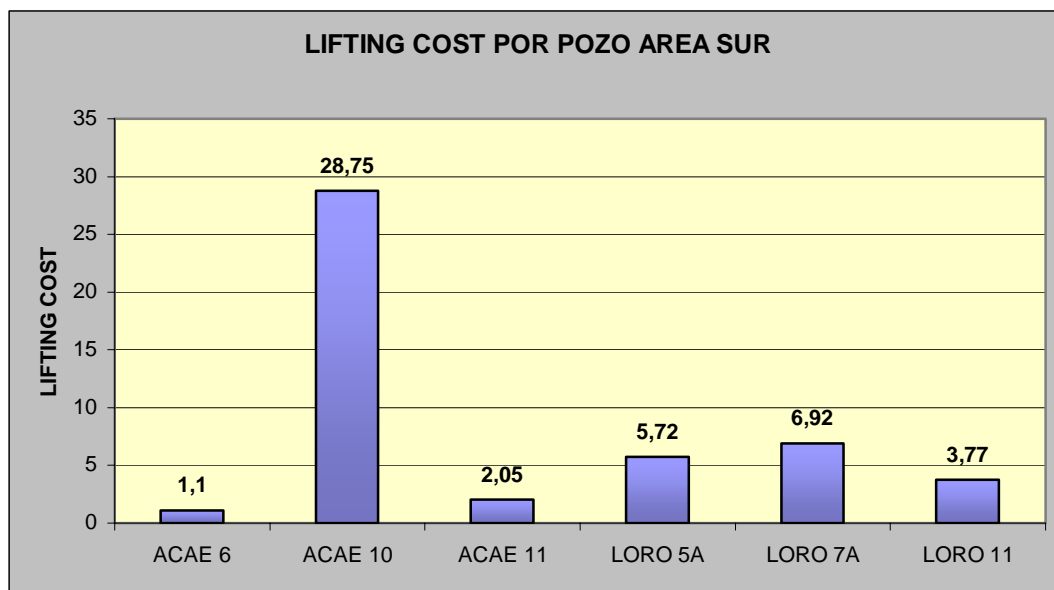


9.6.1.2. COMPORTAMIENTO POR POZOS.

En el anexo 13 se observa los costos de producción por pozo durante cada instalación con el fin de observar aquellos pozos donde las inversiones realizadas no se recuperaron con los volúmenes de producción.

En la figura 62 se observa el promedio de los costos de producción de los pozos pertenecientes al Área Sur, aquellos donde los bajos niveles de producción no justificaron las inversiones no se presentan en la figura. Los pozos Acaé 6 y Acaé 11 presentan los costos de producción más bajos debido a los altos volúmenes de producción alcanzados con este sistema de levantamiento.

Figura 62. Lifting Cost por pozo Área Sur.



9.6.1.3. ANALISIS AREA SUR

En el análisis económico se puede observar que los pozos perforados durante el Proyecto de Desarrollo Adicional del Área Sur incrementaron los costos por los bajos volúmenes de producción y los trabajos de reacondicionamiento llevados a cabo para aumentar la producción. Lo anterior puede dejar como enseñanza que los pozos pueden ser probados utilizando otro sistema de levantamiento más económico o esperar las condiciones estabilizadas del pozo para implementarlo, puesto que el bombeo electrosumergible requiere de altas inversiones y la producción de los pozos es incierta.

Los altos volúmenes de producción del pozo Acaé 6 son los causales de un costo de levantamiento acumulado de 3.5 US\$/barril aproximadamente, evidenciando que las inversiones realizadas en otros pozos fueron soportadas por los volúmenes de producción de este pozo., sin embargo el análisis detallado por pozo, permite identificar los pozos que son poco viables con este sistema de levantamiento, como lo son Acaé 12D, Acaé 14, Loro 12D.

Los costos tienden a disminuir en las últimas instalaciones debido a que las grandes inversiones en equipos de subsuelo y de superficie ya fueron realizadas, siendo necesarias las reparaciones de los equipos existentes y el manteniendo de los equipos de superficie.

Un estudio realizado sobre los costos de producción por bombeo hidráulico en el Área Sur para el año vigente arroja valores de 1.88 US\$/B y 1.45 US\$/B para los campos Loro y Puerto Colón respectivamente, es decir que

solo el pozo Acaé 6 se encuentra por debajo de ese valor con el sistema electrosumergible.

9.6.2. AREA ORITO

El análisis económico y los costos de producción del Área Orito son mostrados a continuación. Las inversiones hasta esa fecha han sido compartidas por la compañía Petrominerales Colombia Limited y ECOPETROL S.A. durante los años 2003 y 2004. (Ver anexos 14 - 15).

En la tabla 13 se muestra el total de las inversiones realizadas en esta Área. Los costos de mantenimiento de equipos no son tenidos en cuenta debido a que los equipos eran cambiados una vez que estos fallaban, siendo esto posible por las condiciones de los contratos manejados por PCL.

Tabla 13. Costos del sistema electrosumergible Área Orito.

DESCRIPCION	COSTOS US\$
EQUIPOS	3'475,567.00
WORKOVER	1'484,260.00
ENERGIA (ACPM)	292,640.00
TOTAL	5'252,467.00

En el Área Orito se han producido por bombeo electrosumergible aproximadamente 667.487 barriles de crudo (Tomado de OFM – Anexo 16) generando un costo de levantamiento de 7.86 US\$/Barril, siendo bastante alto si se compara el costo de levantamiento por Gas Lift y bombeo mecánico

en el Área el cual es 0,99 US\$/B. Los altos costos por compra de equipos incluyen los de superficie.

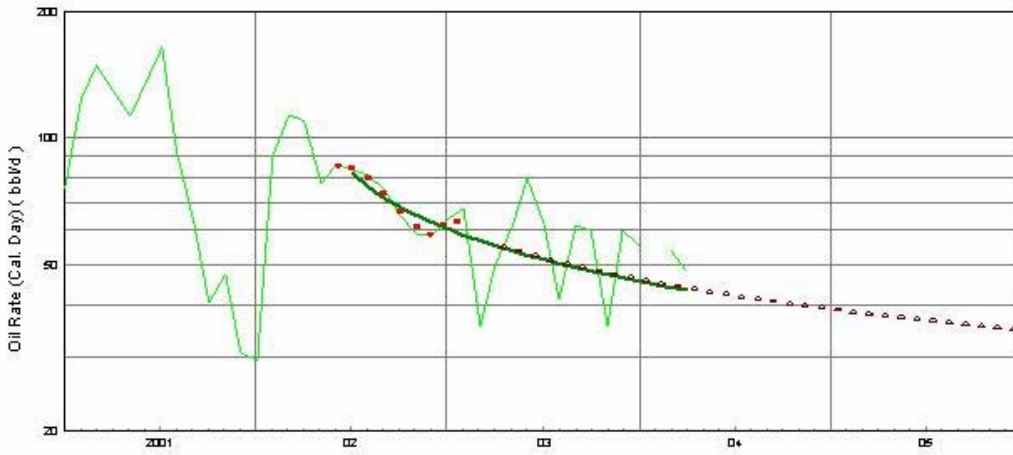
La producción incremental de los pozos donde se realizó cambio de sistema de levantamiento (Orito 14, 33, 35, 40, 72, 90, 112), es de aproximadamente 227.908 barriles, como se observa en la tabla 14. Los pozos Orito 14 y 80 durante su primera instalación presentaron pérdidas de producción.

Tabla 14. Producción Incremental Pozos Área Orito. (Tomado de Fieldvien y OFM)

POZO	INCREMENTAL (BARRILES)
ORITO 14	6,900
ORITO 33	2,156
ORITO 35	31,588
ORITO 40	3,352
ORITO 72	67,062
ORITO 90	114,766
ORITO 112	2,084
TOTAL	227,908

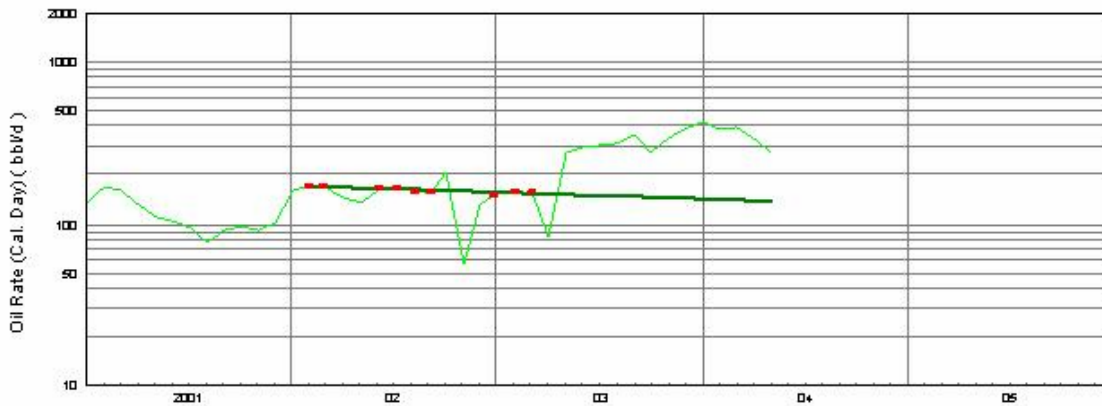
En las siguientes figuras podemos observar la producción incremental por pozos.

Figura 63. Incremental Orito 14. (Tomado de OFM)



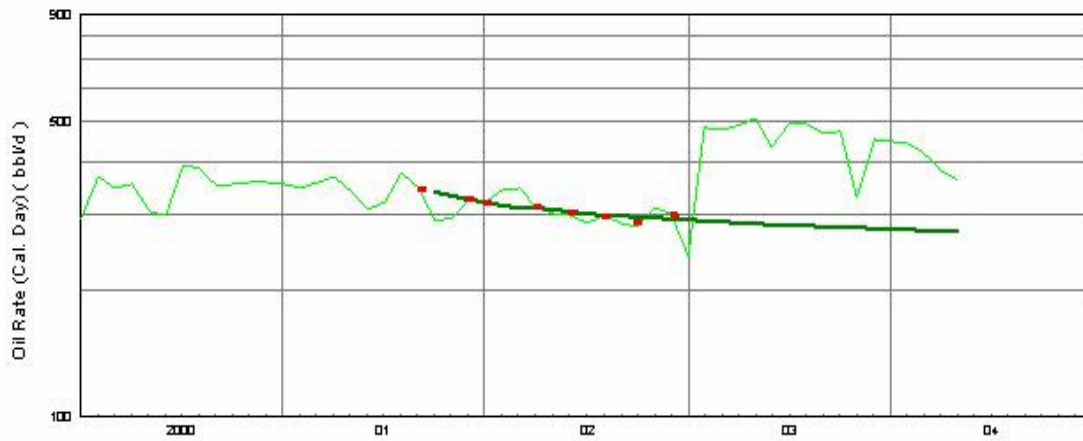
La producción incremental en el pozo Orito 14 no solo se debe al cambio de sistema de levantamiento sino a trabajos de Workover realizados por la compañía PCL.

Figura 64. Incremental Orito 35. (Tomado de OFM)



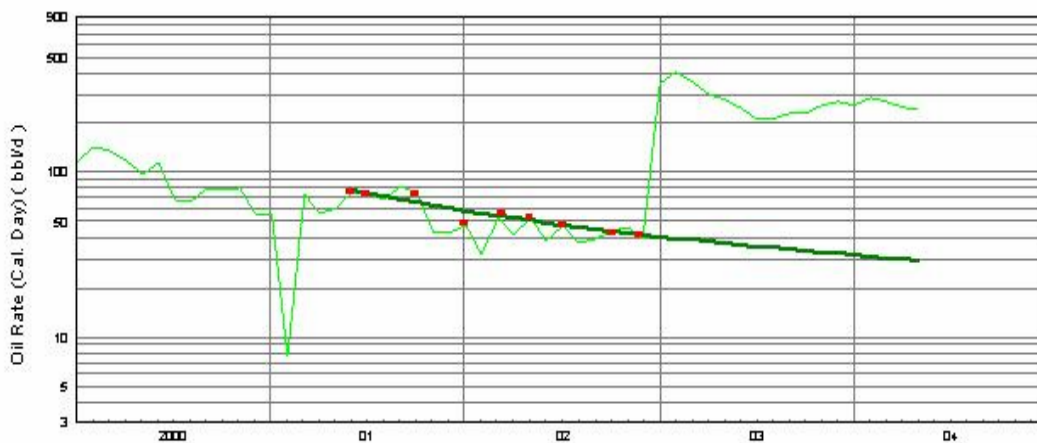
En el comportamiento de producción del pozo Orito 35 se observa claramente el éxito de los trabajos realizados en este pozo como recañoneos y cambio de sistema de levantamiento.

Figura 65. Incremental pozo Orito 72. (Tomado de OFM)



El pozo Orito 72 experimentó alta producción incremental con el cambio de sistema de levantamiento y los recañoneos llevados a cabo. La curva de declinación del pozo se muestra en la figura 65.

Figura 66. Incremental Orito 90. (Tomado de OFM)



Al igual que en el Orito 72 la producción incremental en el pozo Orito 90 son considerables después de los trabajos realizados y el cambio de sistema de levantamiento.

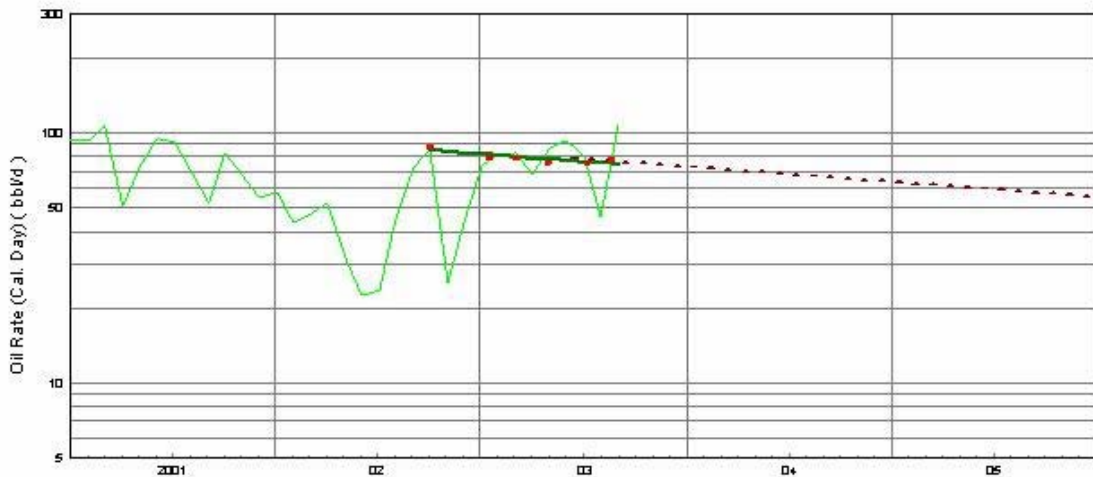
En el Área Orito la producción diferida de 78.189 (Tomado de OFM), es la menor de la Superintendencia, debido a lo oportuno de los trabajos para cambio de bomba y la baja productividad de algunos pozos comparados con las Áreas Sur y Nororiental. Revisándolo por pozos como se puede ver en la tabla 15, la mayoría de ésta corresponde al pozo Orito 33, producto de un pescado del equipo electrosumergible durante el último servicio y el pozo Orito 112 por trabajos de reacondicionamiento.

Tabla 15. Producción Diferida Área Orito. (Tomado de Fieldview)

POZO	DIFERIDA
ORITO 14	1,400
ORITO 33	16,256
ORITO 35	1,950
ORITO 40	306
ORITO 72	3,115
ORITO 80	28
ORITO 90	0
ORITO 112	41,318
ORITO 113	12,240
ORITO 114	651
ORITO 115	1,225
TOTAL	78,189

En la figura 67 se observa la producción diferida en el pozo Orito 33 después del trabajo de pulling. Inicialmente en el pozo se observó un incremento de producción con una alta tasa de declinación, sin embargo el casing de 5 ½" en este pozo generó los problemas para retirar el equipo. Actualmente se encuentra en espera de los trabajos para rehabilitarlo por parte de la compañía PCL. La producción diferida diaria es de aproximadamente 60 barriles de petróleo.

Figura 67. Curva de declinación Orito 33. (Tomado de OFM)



9.6.2.1. COMPORTAMIENTO EN EL TIEMPO (AÑOS).

El comportamiento de los costos frente a la producción obtenida en los pozos del Área Orito por años se muestra en la tabla 16.

En el año 2003 se realizaron la mayor parte de las inversiones lográndose una alta producción incremental, aunque se esperaba una mayor producción

por parte de los pozos, sin embargo el costo de levantamiento de 9.71 US/B acumulado es alto debido a las instalaciones realizadas en los pozos nuevos que presentaron mínima producción (Orito 110-111-114). En este año el tiempo de operación acumulado de los equipos es el mayor de la Superintendencia.

Tabla 16. Costos y Producción por años Área Orito.

AÑO	RUN TIME (DIAS)	PRODUCCION (BARRILES)	INCREMENTAL (BARRILES)	COSTOS (US\$)	LIFTING COST (US\$/B)
2003	1575	438,682	201,524	4'260,447.00	9.71
2004	724	227,720	26,384	618,931.00	2.71

En el año 2004 los costos de levantamiento por bombeo electrosumergible son menores que en el 2003 debido a que se realiza corte al fin de año y muchos equipos continúan operando en el siguiente año sin cargar los costos, aunque se espera que continúe con la tendencia de ser superior a los 2 US\$/Barril.

9.6.2.2. COMPORTAMIENTO POR POZOS.

En el anexo 17 se observa los costos frente a la producción por pozos en cada instalación, con el objetivo de identificar los pozos a los cuales las inversiones no se han reflejado en la producción.

Las altas inversiones realizadas en algunos pozos no han mostrado los resultados en el Área Orito, sin embargo se espera que mejoren los tiempos

de operación (MTBF= 306 días) de tal manera que se mantengan los niveles de producción para que los costos empiecen a disminuir considerablemente.

Estos costos de levantamiento por pozo son calculados, teniendo en cuenta el total de las inversiones realizadas y la producción acumulada durante el tiempo de operación acumulado de cada una de sus instalaciones.

9.6.2.3. ANALISIS AREA ORITO

Al igual que en las otras Áreas pertenecientes a la SOR, se evidencian altos costos de producción por el sistema de bombeo electrosumergible. Únicamente los pozos Orito 35, 72, 90 presentan costos de levantamiento aceptables, además al igual que en el Área Sur los pozos nuevos y probados con este sistema han involucrado los más altos costos, además de los trabajos de reacondicionamiento llevados a cabo con el objetivo de incrementar producción.

El cambio de sistema de levantamiento solo se considera exitoso en los pozos Orito 35, 72 y 90 debido al aumento de producción, sin embargo los pozos Orito 14, 33, 40, 80 no presentaron el mismo comportamiento.

9.6.3. AREA NORORIENTE.

El Área Nororiente presenta el menor número de instalaciones de la Superintendencia, el análisis económico parte con los mismos fundamentos del Área Sur. En los anexos 18 y la tabla 17 se puede observar de manera general el siguiente análisis para todo el Área.

Tabla 17. Costos del Sistema Electrosumergible Área Nororient.

DESCRIPCION	COSTOS US\$
EQUIPOS	605,850.00
WORKOVER	286,320.00
REPARACION	47,700.00
ENERGIA (ACPM)	41,062.00
TOTAL	980,932.00

En el Área Nororient a abril de 2004 se han producido aproximadamente 120.970 (Tomado de OFM – Anexo 19) barriles de crudo generando un costo de levantamiento por bombeo electrosumergible de 8,1 US\$/barril, mostrándose bastante alto debido a los costos iniciales de los equipos los cuales son los de mayor capacidad en la Superintendencia. Otro factor que genera altos costos son los servicios de reacondicionamiento de pozos debido a la gran distancia para movilización.

La producción incremental de los pozos una vez se realizó cambio de sistema de levantamiento pasando de bombeo mecánico a electrosumergible es notable con un total de 83.169 barriles (Tomado de OFM), siendo alto comparado con la producción. En la tabla 18 se presenta la producción incremental de los pozos Yurilla 1 y Cencellá 1 que es corroborado en las figuras 68 y 69. Los volúmenes son casi el doble al obtenido con el sistema anterior.

Tabla 18. Producción Incremental pozos Nororiente. (Tomado de OFM y FieldView)

POZO	INCREMENTAL (BARRILES)
YURILLA 1	25,169
CENCELLA 1	58,000
TOTAL	83,169

La producción diferida de los pozos del Área Nororiente que se muestra en la tabla 19 es igualmente alta comparada con la producción total con este sistema, principalmente por problemas de accesibilidad a la zona debido al orden público y la no disponibilidad del equipo de Workover en el Área para recuperar el pozo Yurilla 1 donde el equipo electrosumergible se encuentra como pescado por rotura de tubería por problemas corrosivos generando producción diferida diaria de aproximadamente 350 BOPD.

Tabla 19. Producción Diferida pozos BES Nororiente. (Tomado de OFM y Fieldview)

POZO	DIFERIDA (BARRILES)
YURILLA 1	51,120
CENCELLA 1	68,604
TOTAL	119,724

De la tabla anterior podemos ver que la producción diferida en el Área Nororiente es a abril de 2004 muy parecida a la producción total de los pozos con bombeo electrosumergible.

En las figuras 68 y 69 se observa las curvas de declinación de los pozos Cencellá 1 y Yurilla 1, donde se aprecia claramente el aumento de

producción solo con el cambio de sistema de levantamiento de bombeo mecánico a electrosumergible, así como la producción diferida.

Figura 68. Curva de declinación Cencellá 1. (Tomado de OFM)

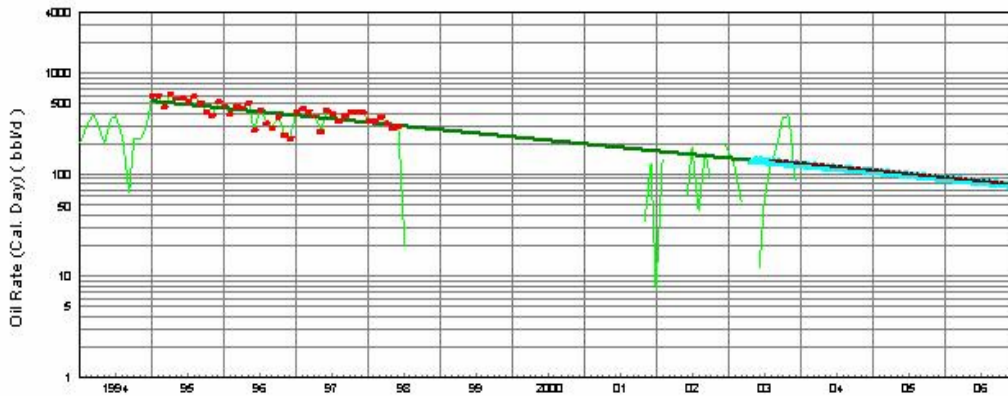
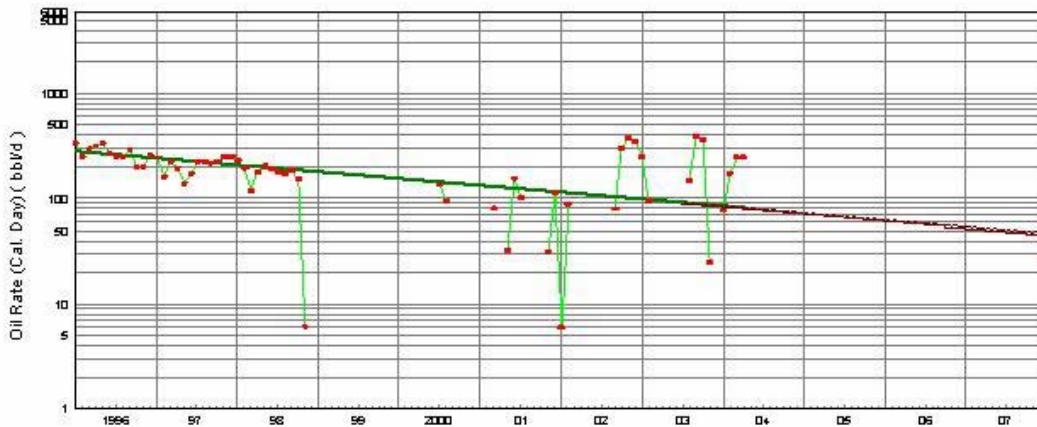


Figura 69. Curva de declinación Yurilla 1. (Tomado de OFM)



9.6.3.1. COMPORTAMIENTO EN EL TIEMPO (AÑOS).

En la tabla 20 se observa el comportamiento de los pozos con bombeo electrosumergible tomando los costos y la producción de acuerdo al año en que estuvo operando. Es necesario aclarar que la muestra por ser tan

pequeña, es decir dos pozos con cinco instalaciones hace los datos poco representativos para esta Área.

Tabla 20. Costos y Producción 2002 Área Nororienté.

AÑO	RUN TIME (DIAS)	PRODUCCION (BARRILES)	INCREMENTAL (BARRILES)	COSTOS (US\$)	LIFTING COST (US\$/B)
2002	60	22,000	16,504	410,494.00	18.65
2003	194	70,570	49,438	374,208.00	5.30
2004	94	28200	17260	180330	6.39

En el año 2002 aunque la producción incremental en el pozo Cencellá 1 fue bastante alta con relación a la producción del pozo durante el tiempo de operación, los costos fueron elevados por tratarse de equipos nuevos y de gran capacidad como se mencionó anteriormente, generando altos costos de producción, además un servicio prematuro de mantenimiento por tubería rota incrementó igualmente los costos.

En el año 2003 los costos se elevaron debido a la instalación del equipo electrosumergible en el pozo Yurilla 1, el cual fue nuevo y de gran capacidad.

9.6.3.2. COMPORTAMIENTO POR POZOS

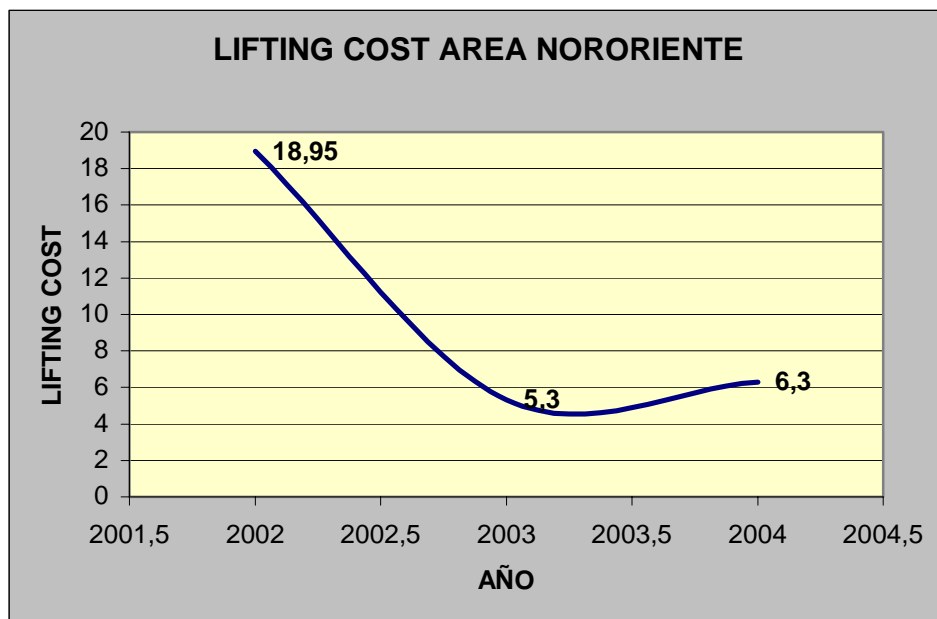
En el anexo 20 se presenta el comportamiento de los costos frente a la producción de los pozos, la única instalación realizada en el pozo Yurilla 1 se muestra alta, sin embargo se espera disminuya cuando el pozo entre en

producción nuevamente debido a que los equipos de superficie están disponibles.

Las instalaciones segunda y cuarta en el pozo Cencellá 1 presentan relativamente bajos costos de producción.

En la figura 70 se observa la tendencia del costo de levantamiento en el Área Nororiente calculada por años, mostrándose bastante alta pero con una tendencia a mantenerse constante. Para poder visualizar una mejor tendencia se necesita un mayor tiempo de operación debido a que los costos de levantamiento se calculan anuales y este sistema de levantamiento solo lleva un poco más de dos años en operación en ésta Área con pocas instalaciones.

Figura 70. Lifting Cost Área Nororiente.



9.6.3.3. ANALISIS AREA NORORIENTE

En el análisis anterior queda claro que para el Área Nororiente aunque los aumentos de producción con el cambio de sistema de levantamiento son notorios, aún los volúmenes de producción manejados no han permitido que los costos de las inversiones realizadas generen las ganancias esperadas, esto debido principalmente a los cortos tiempos de operación de los equipos, sin embargo las grandes inversiones en equipos ya fueron realizadas, por ello las nuevas instalaciones con utilización de equipos reparados permitan disminuir los costos y en lo posible se deben realizar diseños que permitan alcanzar o superar el MTBF de los equipos de la Superintendencia.

La alta producción diferida presentada por los pozos del Área Nororiente es un parámetro que no debe ser descuidado, aunque los pozos se encontraban trabajando con bombeo mecánico anteriormente, donde algunas fallas con este sistema no requieren de equipo de Workover para solucionarlas, igualmente se evidencian altas pérdidas de producción por factores relacionados con problemas de accesibilidad a la zona como se mencionó anteriormente.

Actualmente el pozo Cencellá 1 se encuentra operando y si el tiempo de operación del equipo alcanza el MTBF (290 días), los costos de producción serán del orden de 0.66 US\$/Barril, siendo el más bajo de la Superintendencia.

10. RECOMENDACIONES Y OPTIMIZACION DE DISEÑOS.

Los estudios realizados en lo que respecta a fallas, costos de producción y el análisis estadístico permiten visualizar algunas recomendaciones y optimización de diseños que mejoren el desempeño y con ellos disminuir los costos involucrados con este sistema de levantamiento.

Las recomendaciones se presentan por Áreas y pozos, teniendo en cuenta la diferencia en el comportamiento de éstos, con el objeto de encontrar la viabilidad del bombeo electrosumergible de la Superintendencia. Básicamente se apoyan en la optimización de diseños, por ello son particulares para cada pozo.

La implementación del MTBF, es la recomendación general en las Áreas, siendo el método que permite llevar un control por parte de SOR y la compañía de servicios. Para ello mensualmente se debe realizar el cálculo de éste para determinar los cambios en la confiabilidad. Desde la implementación del método hasta la finalización de la práctica se lograron predecir dos fallas (Loro 5A y Acaé 6) que permitieron disminuir el tiempo de respuesta y las diferidas, atendiendo oportunamente los problemas presentados.

10.1. AREA SUR

El MTBF actual para el Área Sur es de 217 días siendo bastante bajo aún, por ello se debe trabajar para incrementar este valor permitiendo encontrar la viabilidad del bombeo electrosumergible. Del análisis económico se puede tomar las siguientes recomendaciones:

En las condiciones actuales de tiempo de vida de los equipos electrosumergibles, los pozos que presentan producciones por debajo de 100 barriles de crudo se debe reevaluar la implementación del sistema debido a los altos costos de producción, sin embargo los altos precios internacionales del crudo hacen pensar que lo más importante en estos tiempos es producir independiente del costo involucrado.

En el Área Sur el único pozo por debajo de este potencial es el Loro 11, con una producción actual de 60 BOPD. Una vez realizado el cambio de sistema de bombeo mecánico a electrosumergible pasó de 800 a 1500 BFPD con un incremento de 15 BOPD. Actualmente los costos de levantamiento proyectados al MTBF son mayores a 5 US\$/Barril, mas sin embargo difícilmente otro sistema de levantamiento con los que se cuenta actualmente en el Área alcanzaría a manejar ese volumen de fluido. Basados en lo anterior se deben realizar diseños y tomar las lecciones aprendidas en el pasado para incrementar el tiempo de vida de los pozos del Área Sur.

Los pozos que actualmente se encuentran con este sistema de levantamiento son Acaé 6, Acaé 10, Loro 5A y Loro 11 los cuales se recomienda permanezca con este sistema de levantamiento, debido a las condiciones estabilizadas de los pozos, con lo que se pueden realizar diseños más apropiados para cada uno de ellos.

Los posibles equipos a utilizar en cada uno de los pozos y que se ajustan a las condiciones actuales de operación son descritos, con el fin de evitar tener las bombas trabajando en la región de esfuerzos descendentes que generen desgaste en las etapas. Debe quedar claro que el diseño presentado es aquel que se considera óptimo por el autor teniendo en cuenta las fallas presentadas y los costos de los equipos para evitar los errores del pasado. El Software utilizado para el diseño de las bombas es el Wellflo (Software Corporativo ECOPETROL S.A.).

En el anexo 21 se presentan los equipos a implementar y en la tabla 21 algunas condiciones de diseño para los pozos pertenecientes al Área Sur.

Tabla 21. Parámetros de diseño pozos Área Sur.

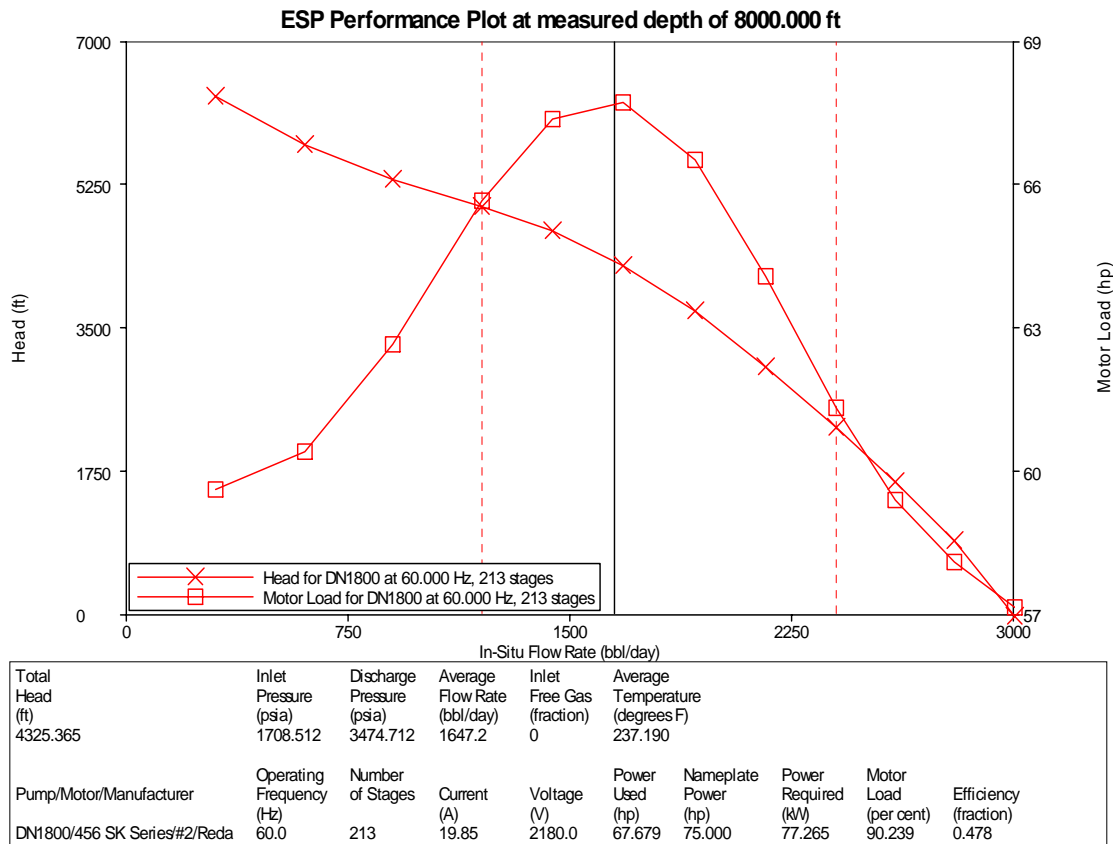
PARAMETRO	ACAE 6	ACAE 8A	ACAE 10	LORO 5A	LORO 11
Profundidad Media (ft)	10593	10530	10495	10519	10583 ft
Profundidad Bomba (ft)	8000	8000	8000	7500	8000 ft
Gravedad específica (API)	30.5	30.5	30.5	30.5	30.5
GOR (SCF/STB)	400	350	1240	1800	2400
BSW (%)	26	25	90	90	96
Índice de Productividad (STBD/psi)	0.37	0.45	0.96	0.92	1.03
Tasa de Flujo (Barriles)	1000	1380	1650	1400	1750

La implementación de bombas tipo Compresoras estabilizadas se debe a que presentan un manejo de sólidos más eficientes que la tipo flotadora. La configuración del protector normalmente utilizada en el Área Sur es BPBSBPB el cual ha presentado varias fallas generando el corto circuito en el motor por las pérdidas de las propiedades de expansión de la bolsa superior por la Carbolita, por lo anterior la configuración ha implementar es el protector LSBSBPB-HL, el cual no presenta comunicación entre el eje y el fluido dieléctrico evitando las fallas presentadas por el desgaste radial en el eje por el efecto de la Carbolita, además de presentar mejor desempeño con los sólidos y las altas temperaturas.

La implementación de protectores serie 540, serían los recomendados si la malla no se utilizara en el pozo, de lo contrario se requieren serie 400 y en tándem. En el análisis de fallas se evidencia problemas por contaminación en el fluido del protector y posteriormente en el motor, el cual puede ser minimizado con la implementación mayor número de cámaras en los protectores que puede lograrse instalándolos en tandem.

Para el pozo Loro 11, el diseño se encuentra en la figura 71. La presión de entrada a la bomba es de 1708 psi, lo anterior debido a que ésta debe ser superior a la presión de burbuja con el fin de minimizar la precipitación de carbonato de Calcio en la bomba.

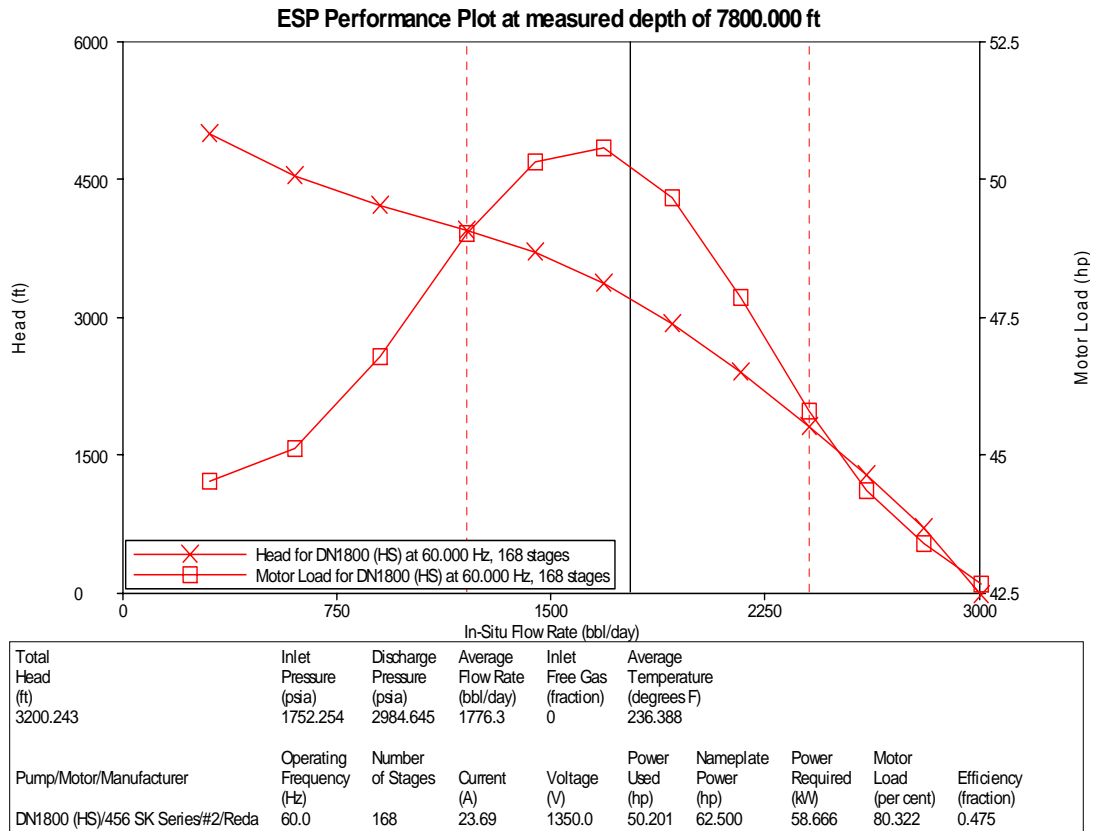
Figura 71. Diseño BES Loro 11 – DN1800.



En el pozo Loro 5A actualmente se encuentra como pescado todo el equipo electrosumergible y cerca de 194 juntas de tubería de 3-1/2" EUE N-80. Dentro del plan de choque para incrementar producción se encuentra la reactivación de este pozo por ello se debe tener listo el diseño a utilizar.

La profundidad de la bomba no debe ser inferior a 7500 ft. para crear una presión de entrada a la bomba de 1650 psi la cual sea superior a la presión de burbuja del pozo. En este pozo se recomienda realizar un monitoreo de Carbolita para definir la implementación de la malla y el tipo de bomba a utilizar, sin embargo la implementación de bombas compresoras son la mejor opción. (Ver figura 72)

Figura 72. Diseño BES Loro 5A - DN 1800.



Para los pozos Loro 11 y Loro 5A se debe mantener una presión de fondo fluuyente superior a 2600 psi por recomendaciones del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), debido a la precipitación de carbonatos en la cara de las perforaciones. Con los diseños anteriores se cumple con la anterior recomendación.

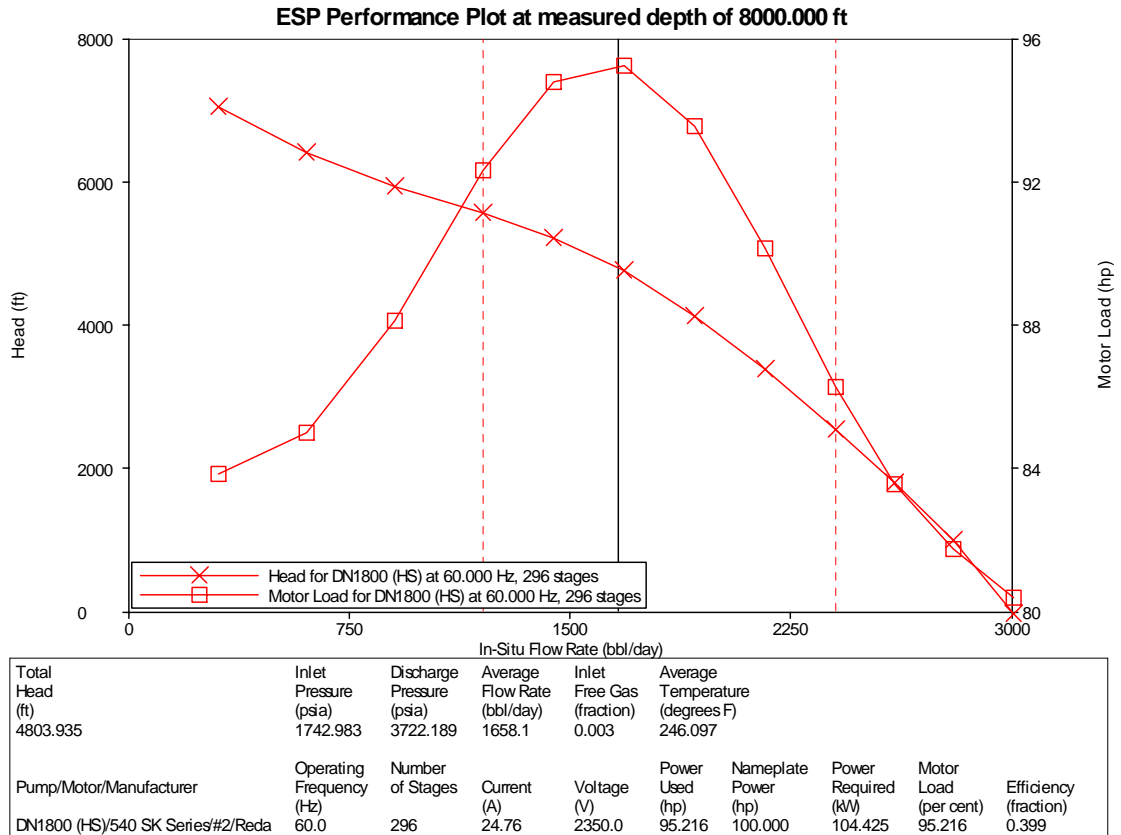
El pozo Acaé 10, con un tiempo de operación de 134 días durante su instalación actual con una profundidad del equipo de 5800 ft generando una presión de entrada a la bomba entre 500-600 psi debido a problemas de restricción en el casing que no permitió llevar el equipo a la profundidad de diseño. Luego de la falla se corroboró una alta depositación de carbonatos

en la bomba superior principalmente. Por lo anterior se debe realizar los trabajos necesarios para llevar la bomba a la profundidad óptima.

Nuevamente la bomba DN1800 aplica para las condiciones de este pozo pero incrementado el número de etapas. Las condiciones de diseño se muestran figura 96 manteniendo la presión de entrada a la bomba superior a la presión de burbuja. (Ver Figura 73)

En el pozo Acaé 10 se debe instalar motor del tipo MK debido a las temperaturas manejadas en éste por problemas de precipitación que evita su refrigeración.

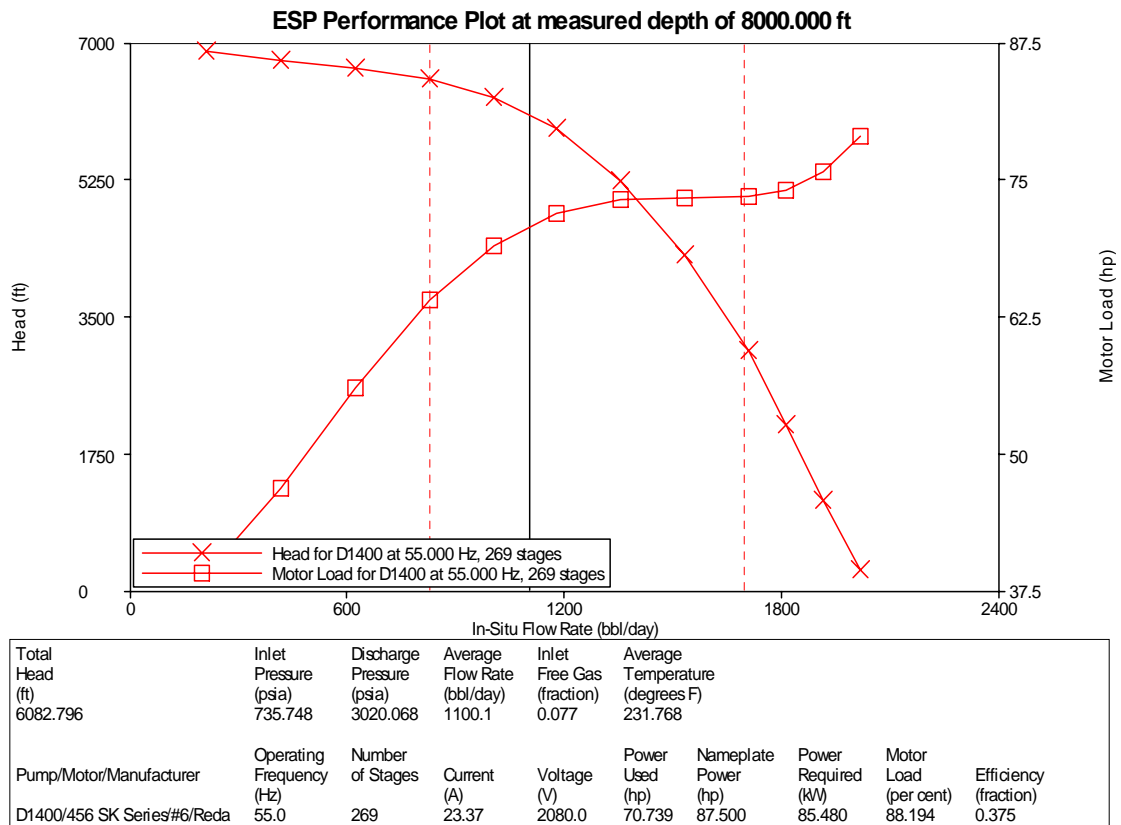
Figura 73. Diseño BES Acaé 10 – DN1800.



Aunque se observan altos costos de producción con bombeo electrosumergible en este pozo, un cambio de sistema al bombeo hidráulico no sería conveniente por los volúmenes manejados, se espera que estos diseños incrementen el tiempo de vida de los equipos para disminuir los costos.

En el pozo Acaé 6 las condiciones de operación actual han generado inconvenientes reflejados en la producción en el mejor pozo con bombeo electrosumergible en la SOR.

Figura 74. Diseño BES Acaé 6 – DN1400.



El mejor diseño una vez se realice el servicio se muestra en la figura 74, observando que la presión de entrada a la bomba no supera la presión de burbuja, debido a que la precipitación de carbonatos no ha sido crítica en la

operación de los equipos electrosumergibles, principalmente por su bajo corte de agua. El arrastre de Carbolita continúa siendo el principal problema para el sistema. Por lo anterior se debe implementar la malla de control de sólidos similar a la “*STRATAPAC Weatherford*”, para evitar la pega en las bombas por desgaste de la malla colocada alrededor del Intake. La utilización del protector tipo LSBSBPB-HL en tándem son la mejor configuración para evitar las prematuras fallas en los motores.

Las condiciones actuales del pozo Acaé 8A, son favorables para la implementación de bombeo electrosumergible por presentar problemas de baja eficiencia en bombeo hidráulico que ha generado diferida de más de 7000 barriles de crudo en el transcurso del año 2004 (Julio 15) asociados a éste problema y los servicios continuos de Wireline que han incrementado los costos. La diferida total, es decir por diferentes causas a la baja eficiencia alcanza los 15000 barriles (tomado de Fieldview). La producción diaria es de 1380 BFPD con un corte de agua del 22%.

Revisando la historia encontramos en el pozo Acaé 8A una instalación de bombeo electrosumergible en noviembre de 2001, con un tiempo de operación de 2 horas generando una pega de las bombas por arrastre de Carbolita, sin embargo los últimos monitoreos realizados a este pozo en el año 2002 mostró aporte inferior a 100 gramos/día en bombeo hidráulico con una producción de 1200 BFPD. Una comparación con su similar Acaé 6 con una producción de Carbolita inferior a 50 gramos/día en bombeo electrosumergible (Malla General Pipe) y 1200 BFPD hace pensar la pega temprana en las bombas estuvo relacionado con problemas en la instalación de la malla. El pozo Loro 11 presentó 124 gramos/día (Malla Weatherford) en bombeo electrosumergible sin sufrir pega en las bombas, lo que puede corroborar lo anteriormente afirmado.

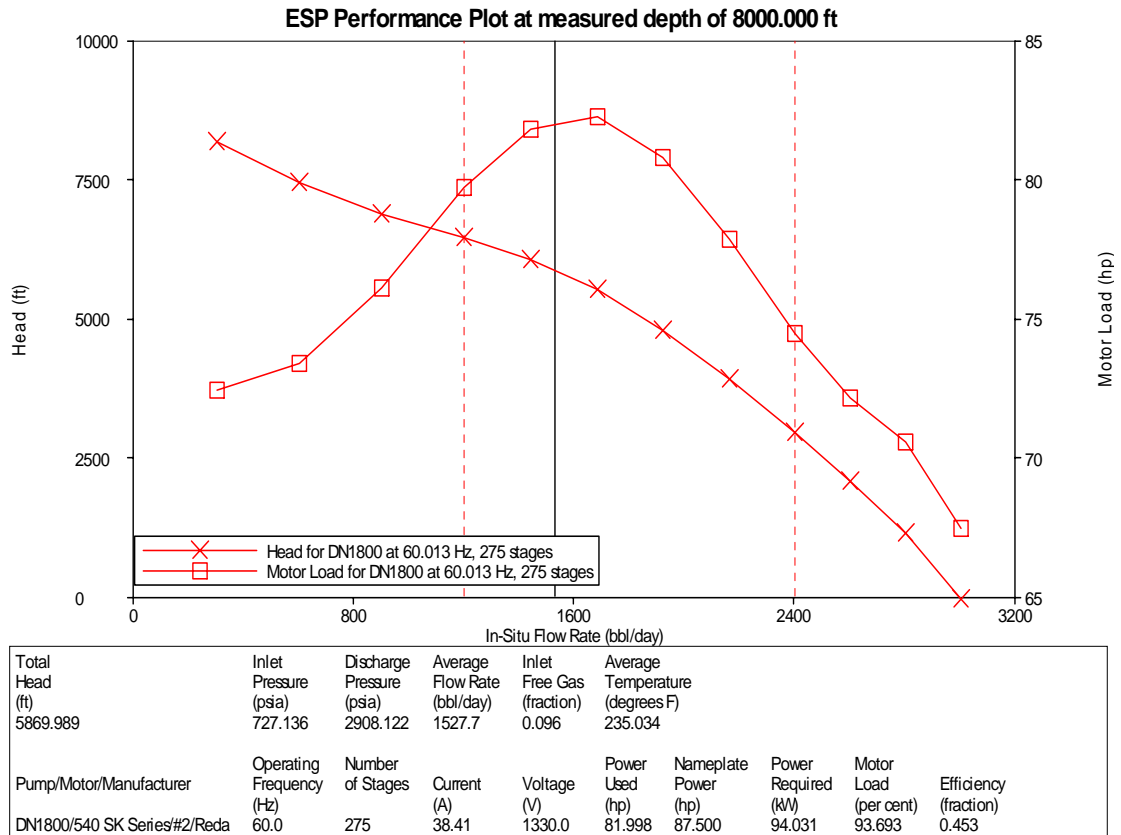
Otro factor a considerar en cuanto al manejo de éste parámetro es que durante el análisis entregado por la compañía “Core Lab” dice textualmente “es probable que la producción de agua también tenga algo de incidencia en el arrastre de partículas”. Basándose en lo anterior, el implementar equipos electrosumergibles puede generar incrementos en el BSW como se ha evidenciado en algunos pozos del Área, por ello una aplicación correcta para este pozo es utilizar éste sistema de levantamiento con la intención de disminuir las pérdidas de producción causadas por la baja eficiencia en las condiciones actuales mas no incrementar notoriamente la producción inicial.

El tiempo de vida de los equipos en el Área Sur antes de falla es de 217 días a 30 de agosto de 2004, lo que generaría tres servicios de bomba cada dos años incrementando los costos y diferida. Se debe implementar un sistema de control de sólidos diferente al utilizado en el Área Sur, como puede ser la malla colgada en el Liner (*STRATAPAC Weatherford*) similar a la utilizada en el pozo Orito 112, que ha permitido incrementar el tiempo de vida de los equipos.

Para garantizar que el estado de los equipos no sea la razón de pulling, se debe utilizar las mejores configuraciones que ofrece la compañía REDA para el manejo de sólidos y corrosión, para ello las bombas deben ser del tipo CR-ES-ARZ-RA, con separador de gas del tipo ARZ. El motor tipo MK, nos permite tener un amplio margen de seguridad en cuanto a la temperatura del motor, ya que la precipitación de carbonatos en las paredes del motor disminuye la transferencia de calor y por consiguiente aumenta la temperatura interna de éste.

El tipo de bomba que se ajusta al diseño teniendo en cuenta una profundidad de 8000 pies y una PIP superior a 700 psi utilizando el Software Wellflo es la DN1800. (Ver Figura 75)

Figura 75. Diseño BES Acaé 8A – DN1800.



Los diseños anteriores permiten identificar solo dos tipos de bombas como lo son la DN1800 y DN1400 para los pozos pertenecientes al Área Sur. Con la imposibilidad de disponer de equipos como back up para cada pozo, la estandarización de las bombas permite estar preparados ante cualquier falla y poder contar con diseños ajustados a las condiciones de operación, olvidando experiencias del pasado con equipos sobredimensionados, por falta de disponibilidad.

10.2. AREA ORITO

El seguimiento de las estadísticas en esta Área es la base para incrementar los tiempos de vida en los equipos. El MTBF actual en los pozos del Área es de 337 días para REDA-Schlumberger y 226 para Centrilift.

En esta Área la evaluación económica de los pozos Orito 14 y Orito 40 los muestran como los mayores candidatos a realizar cambio de sistema. La producción de estos pozos intervenidos por la compañía PCL, donde los trabajos realizados y el posterior cambio de sistema no se reflejó en aumento de barriles de crudo. Los costos de levantamiento en estos pozos son superiores a los 12 US\$/Barril con una producción cercana a los 50 BOPD para cada uno.

Las condiciones del pozo Orito 14 antes del cambio de sistema eran de 50 BOPD en “*Gas Lift*”, por lo cual debe retornar a producción en su antiguo sistema de levantamiento ya que se mantuvo constante en 650 BFPD.

El pozo Orito 40 igualmente debe volver a sus condiciones de producción anteriores al servicio realizado por PCL, tomando del reporte “En este servicio se molió el tapón N-1 a 6335'; el retenedor K a 6445', ultimo fondo reportado a 6499'; se tomó registro CCL-GR-CCN, cambió programa de cañoneo según resultados, cañoneo y dejó en producción todas las unidades de caballos en BES”. Con lo anterior se debe programar el trabajo de reacondicionamiento una vez falle el sistema electrosumergible, el cual basados en las estadísticas, este pozo se encuentra por encima del tiempo de vida promedio. Otro factor a tener en cuenta es que las instalaciones del sistema BES han estado sujetas a inconvenientes por restricciones en el diámetro del casing, que ha incrementado los costos y puede generar pegas durante la corrida del equipo.

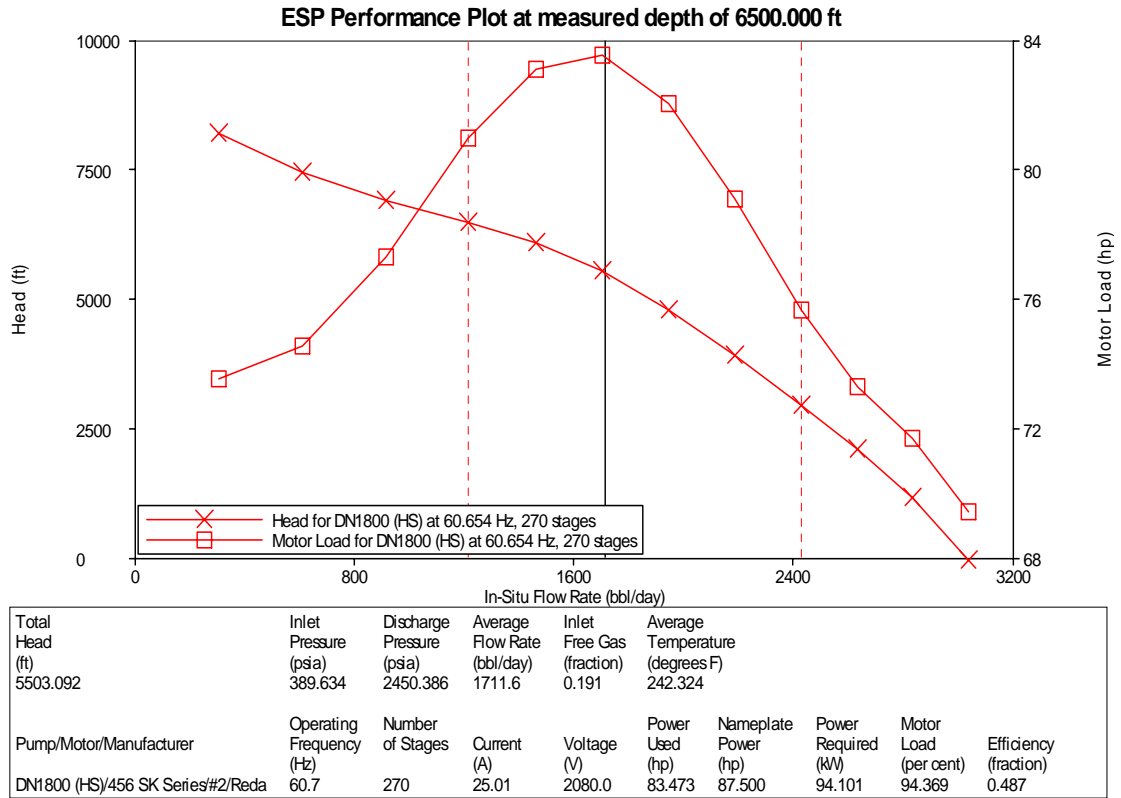
Los mejores pozos para continuar con bombeo electrosumergible son el O-35, O-72, O-90 y O-115 por los altos volúmenes de producción de fluidos y un relativo buen desempeño de los equipos. Algunos parámetros de diseños para los pozos antiguos se presentan en la tabla 22.

Tabla 22. Parámetros diseño Orito 35-72-90.

PARAMETRO	ORITO 72	ORITO 90	ORITO 35
Profundidad Media (pies)	6828	6795	6545
Profundidad Bomba (pies)	6500	6500	6240
Gravedad específica (API)	30.5	30.5	30.5
GOR (SCF/STB)	850	675	260
BSW (%)	60	70	85
Índice de Productividad (STB/día/psi)	2.34	1.22	3.58
Tasa de Flujo en Sup. (Barriles de Fluido)	1500	920	2450

El pozo Orito 72 actualmente se encuentra con una bomba SN3600 siendo de mayor capacidad al aporte real del pozo. El diseño que se presenta en la figura 76 es el que mayor se ajusta a las condiciones del pozo. En el anexo 21 se encuentran los equipos a implementar.

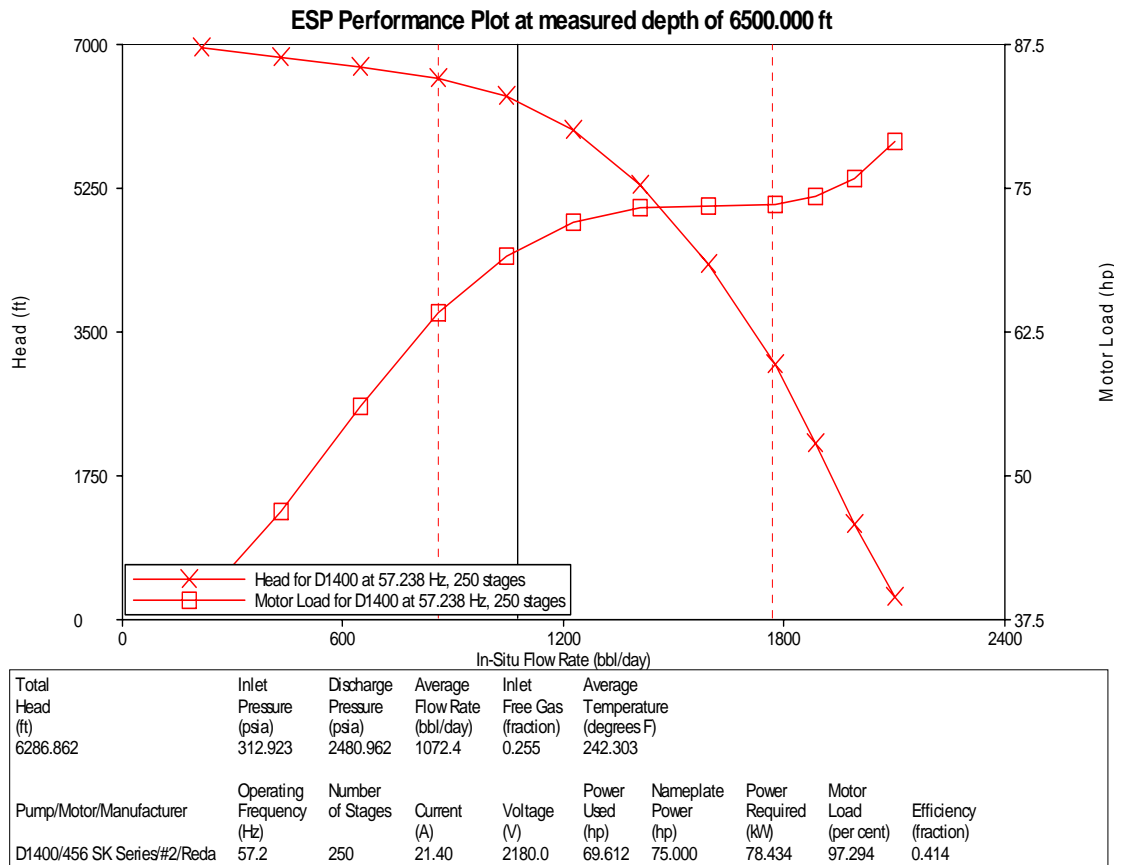
Figura 76. Diseño BES Orito 72 – DN1800.



El diseño que mejor se ajusta a las condiciones de operación de pozo Orito 90 se muestran en la figura 77. La bomba DN1400 opera dentro del cono de mayor eficiencia. El pozo Orito 90 presentó el mayor tiempo de operación de la SOR con bombas DN1800 tipo compresora operando en la zona de esfuerzos descendentes.

La implementación de motores MK es debido a la alta precipitación de carbonatos en el motor. En los últimos días de operación de este pozo, la diferencia de temperaturas de 70 °F entre el fluido de formación y el motor eran un indicio de tales condiciones de operación.

Figura 77. Diseño BES Orito 90 – DN 1400.

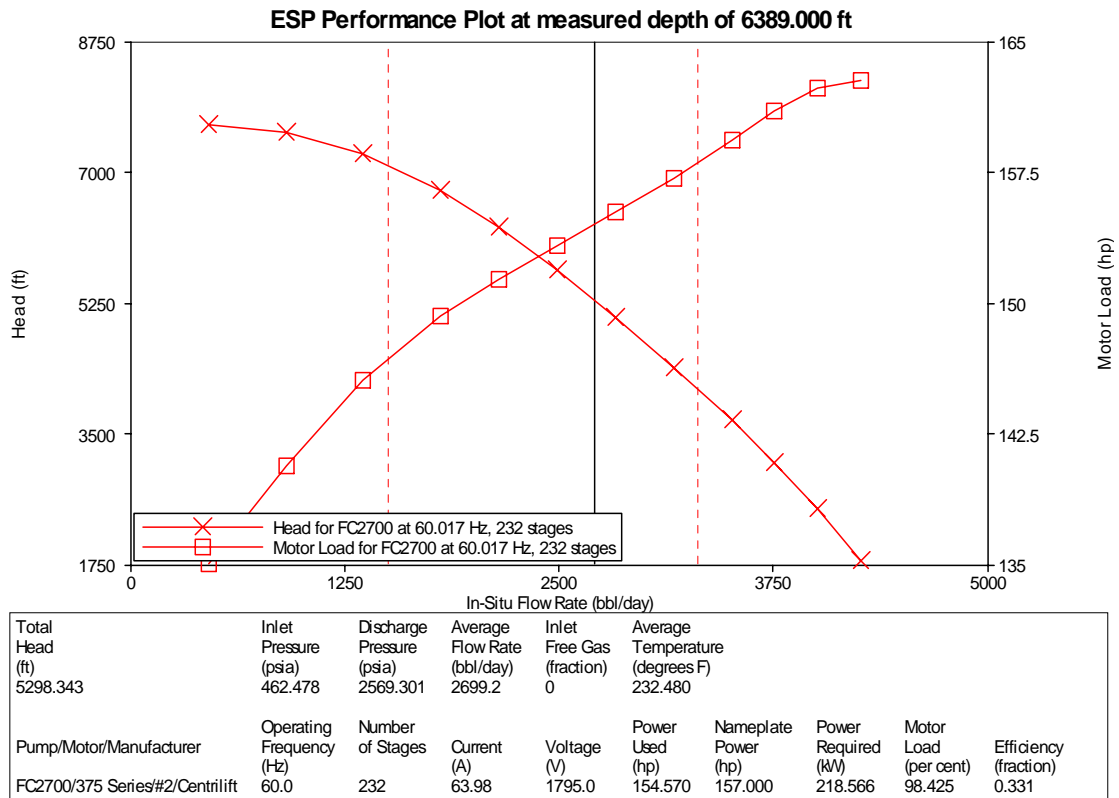


El equipo actual en el pozo Orito 35 se ajusta a las condiciones de operación como puede verse en la figura 78, se debe continuar con los equipos de la compañía Centrilift por las limitantes en el diámetro del casing.

Se deben tener configuraciones resistentes a la abrasión debido a la producción de finos de formación que han desgastado las etapas de la bomba como el ocurrido durante el último servicio.

Una buena configuración que permite manejar la abrasión y costos moderados es la bomba 1:3 ARM.

Figura 78. Diseño BES Orito 35 – FC2700.



Algunos de los parámetros utilizados para el diseño de los equipos electrosumergibles en el Área Orito para los pozos perforados por la compañía PCL se muestran en la tabla 23, teniendo en cuenta que los pozos son desviados, por ello se debe evitar la falla presentada en el pozo Orito 113, profundizando los equipos donde el dog leg sea inferior a 1.

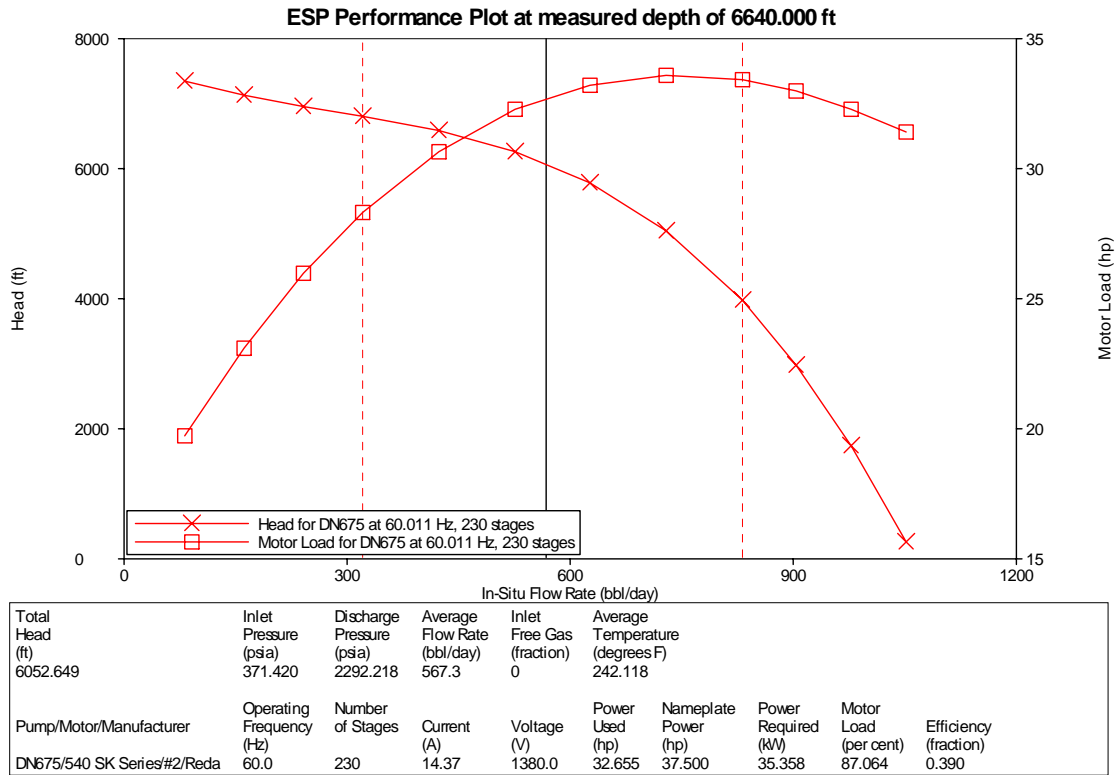
Los pozos nuevos Orito 110 – 111 – 114, los bajos volúmenes de producción definitivamente descartan la posibilidad de instalar bombeo electrosumergible.

Tabla 23. Parámetros de diseño Orito 112-113-115.

PARAMETRO	ORITO 112	ORITO 113	ORITO 115
Profundidad Media (pies)	6890	7193	7297
Profundidad Bomba (pies)	6470	6790	6950
Gravedad específica (API)	42	42	42
GOR (SCF/STB)	130	400	3800
BSW (%)	5	4	96
Índice de Productividad (STB/día/psi)	0.49	0.49	3.78
Tasa de Flujo en Sup. (Barriles de Fluido)	500	500	2850

El pozo Orito 112 luego de cinco instalaciones con tiempos de operación bastante bajos, sin embargo la implementación de la malla controladora de sólidos ha sido eficiente para aumentar los tiempos de vida. El diseño que más se ajusta a las condiciones del pozo es mostrado en la figura 79, en el cual la bomba DN675 opera dentro del cono de mayor eficiencia. La configuración debe ser tipo compresora para el manejo de sólidos debido a que los pozos Orito 112 al 115 se encuentran a hueco abierto arrastrando sólidos de formación.

Figura 79. Diseño BES Orito 112.

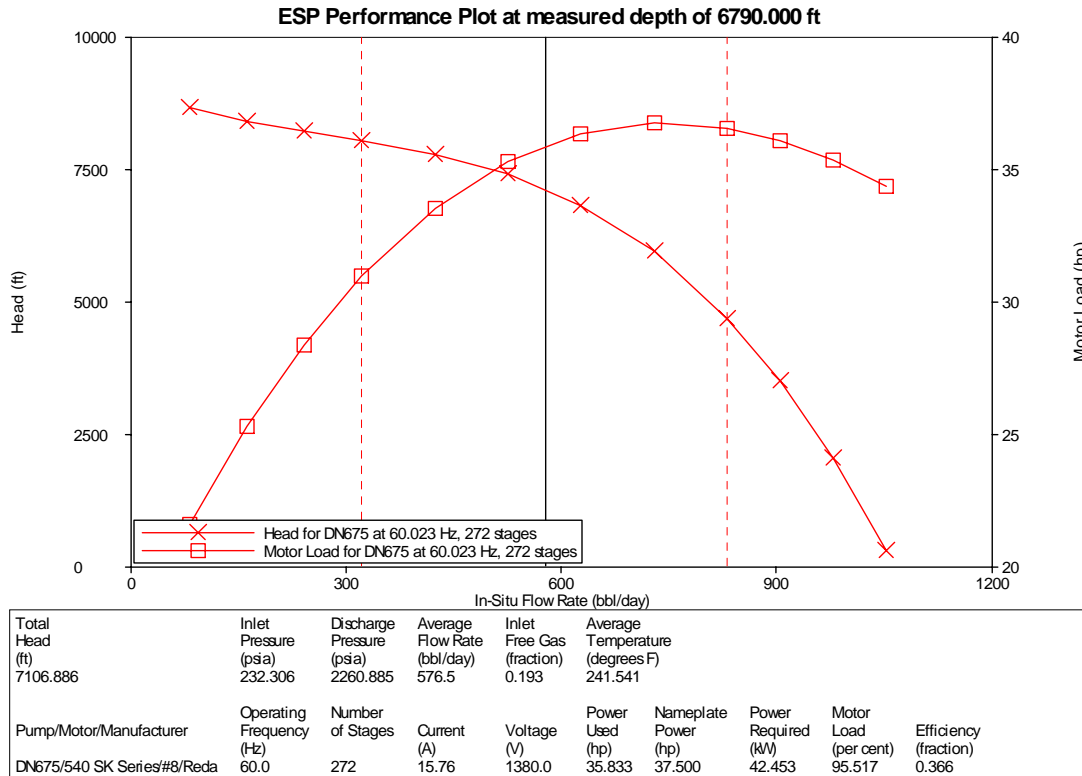


El diseño para el pozo Orito 113 se muestra en la figura 80. La simulación realizada con la bomba actual (DN725) no fue posible por no estar dentro de la base de datos del Wellflo así como tampoco en el catalogo de la compañía REDA-Schlumberger. La implementación de la bomba DN675 aplica para este caso y es muy similar a la actualmente instalada.

Durante el último servicio realizado posiblemente se creó un daño en la formación, observándose en una disminución del índice de productividad. Aunque los niveles de producción se han mantenido la presión de fondo fluyendo se disminuyó a valores de 350 psi, así como la presión de entrada a la bomba. Como se mencionó anteriormente la desviación del pozo al parecer ha generado problemas en el motor, por ello se debe conservar la recomendación realizada por la compañía REDA-Schlumberger de mantener

la profundidad actual donde se presenta un ángulo máximo de 1° grado por cada 100 pies.

Figura 80. Diseño BES Orito 113 – DN 675.



En el pozo Orito 115 debido a los altos caudales de fluido manejados se recomienda implementar la bomba SN3600, con configuración para el manejo de sólidos, es decir tipo compresora y estabilizada. Se desea que los equipos utilizados sean similares a los diseñados para el Área Nororiental.

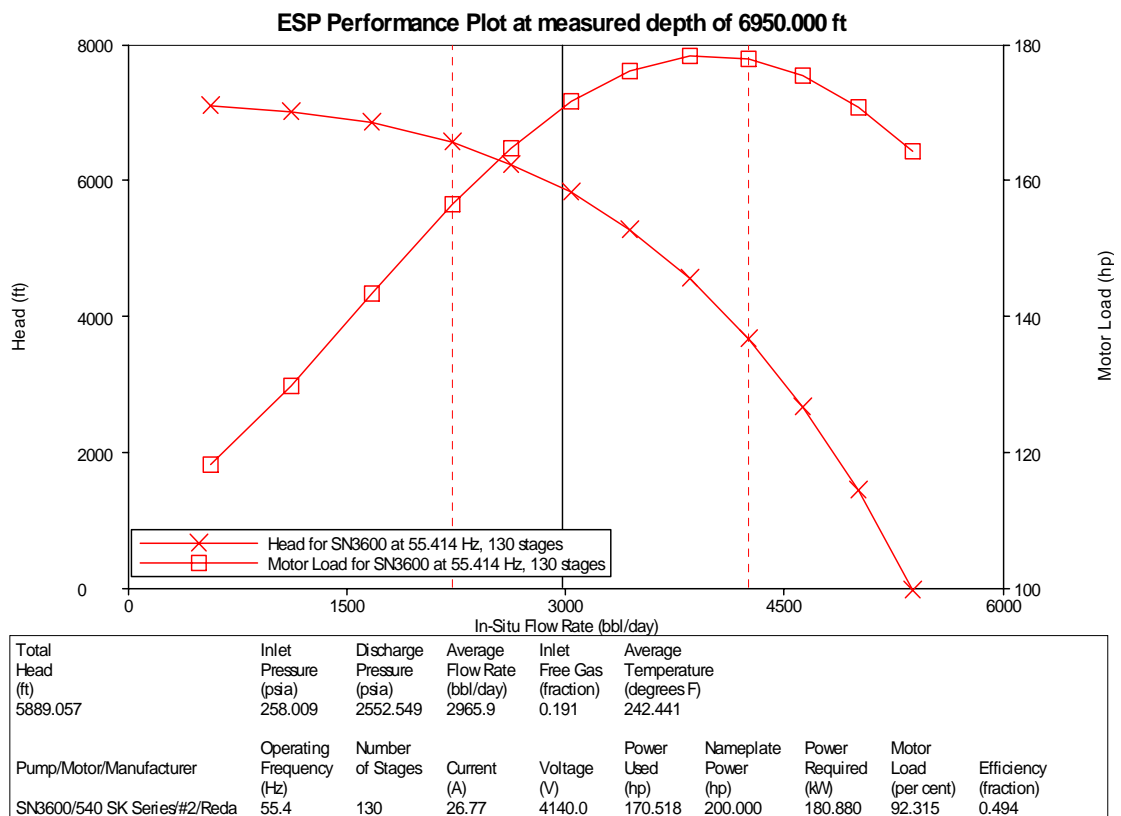
Los altos requerimientos de potencia pueden ser manejados por el motor de 450 HP, evitando colocar dos en tandem para disminuir conexiones en el sistema. Se debe acompañar de dos protectores de cuatro cámaras debido al tamaño del motor que presenta mayor contenido de fluido dieléctrico y con ello mayor expansión una vez se encuentre operando.

En la figura 81 se muestra la curva de eficiencia del pozo Orito 115, como se puede observar solo se requieren de 130 etapas para levantar el fluido a superficie, es decir puede ser manejado con una sola bomba.

Las profundidades referenciadas en los parámetros de diseño son medidas, debido a la alta desviación de los pozos Orito 115 así como el 113.

La tasa de producción de petróleo del pozo ha venido disminuyendo por un alto incremento en el corte de agua, el cual puede estar relacionado con las altas caídas de presión en la cara del pozo para manejar los volúmenes de producción.

Figura 81. Diseño BES Orito 115 – SN3600



Además de implementar los diseños expuestos en el Área Orito, se debe corregir los problemas presentados en los empalmes entre el Flat Cable Extension y el cable de potencia, para ello la compañía REDA-Schlumberger colocará dos capas adicionales de cinta para mayor protección mecánica y dos capas adicionales de cinta para los efectos de temperatura. Además se colocarán en los empalmes realizados que se vayan a encontrar sumergidos en fluido, una capa adicional de recubrimiento con plomo. Con lo anterior se protegerá mecánicamente el empalme y creará una barrera adicional para evitar el ataque de gas, principalmente en los pozos del Área Orito.

10.3. AREA NORORIENTE

Los pozos en bombeo electrosumergible en el Área Nororiente, han presentado tiempos cortos de operación principalmente por problemas de corrosión en las tuberías, para controlar lo anterior se inició un estudio para determinar las velocidades de corrosión, así como la implementación de tuberías de producción Cromo 1%.

Los diseños óptimos para los dos pozos de ésta Área, con condiciones de operación similares se muestran en las figuras 82 y 83, donde la utilización de las bombas SN3600 pueda servir de back up para el pozo Orito 115.

Los parámetros de diseño se muestran en la tabla 24, para ello se tuvo en cuenta que la presión en cabeza del pozo Yurilla 1 es de 1000 psi, debido a la distancia que debe recorrer el fluido hasta las facilidades de superficie. Lo anterior hace necesario trabajar con bombas en tandem para este pozo.

Tabla 24. Parámetros diseño Área Nororiente.

PARAMETRO	CENCELLA 1	YURILLA 1
Profundidad Media (pies)	9427	9415
Profundidad Bomba (pies)	8000	8000
Gravedad específica (API)	30.5	30.5
GOR (SCF/STB)	360	390
BSW (%)	90	90
Índice de Productividad (STB/día/psi)	3.2	3.78
Tasa de Flujo en Sup. (Barriles de Fluido)	3200	3400

La falla presentada a nivel del empalme donde se detectó que la cinta había perdido sus propiedades, la compañía REDA-Schlumberger retirará los materiales almacenados en Orito debido a que no se encuentran en condiciones óptimas. Los materiales serán distribuidos directamente desde Neiva o Bogotá.

Los equipos a implementar en los pozos Cencellá 1 y Yurilla 1 se muestran en el anexo 21, observando las condiciones similares de éstos. La baja presencia de gas a la entrada de la bomba (3% de gas libre) no hace necesario la utilización de separadores de gas.

Figura 82. Diseño BES Cencellá 1.

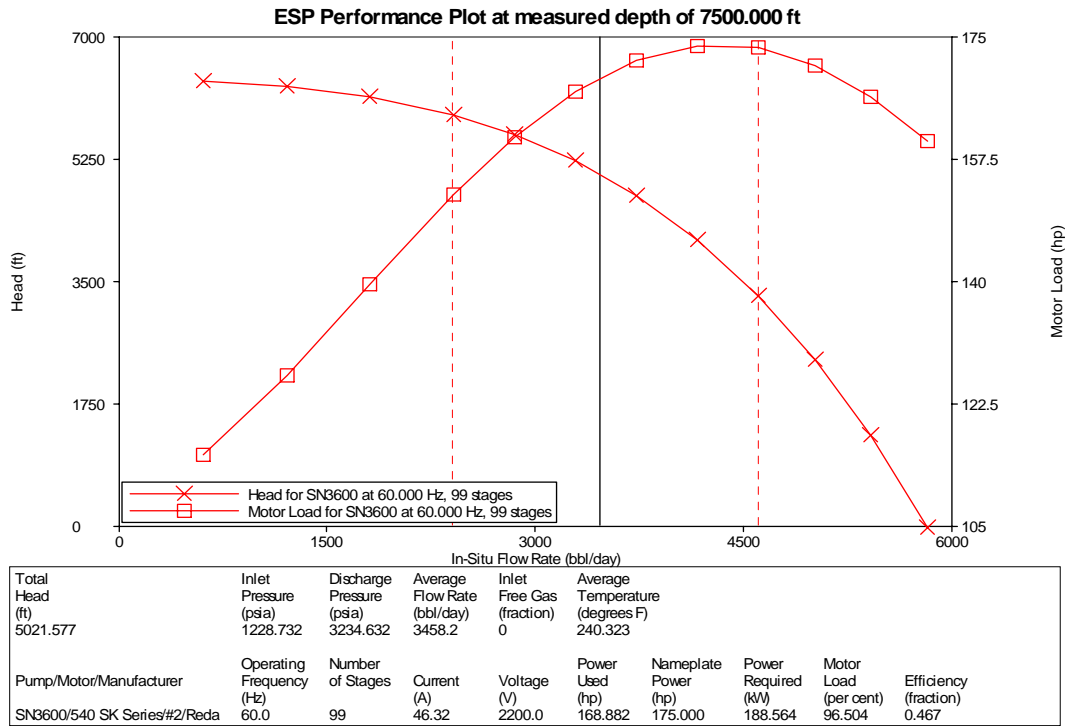
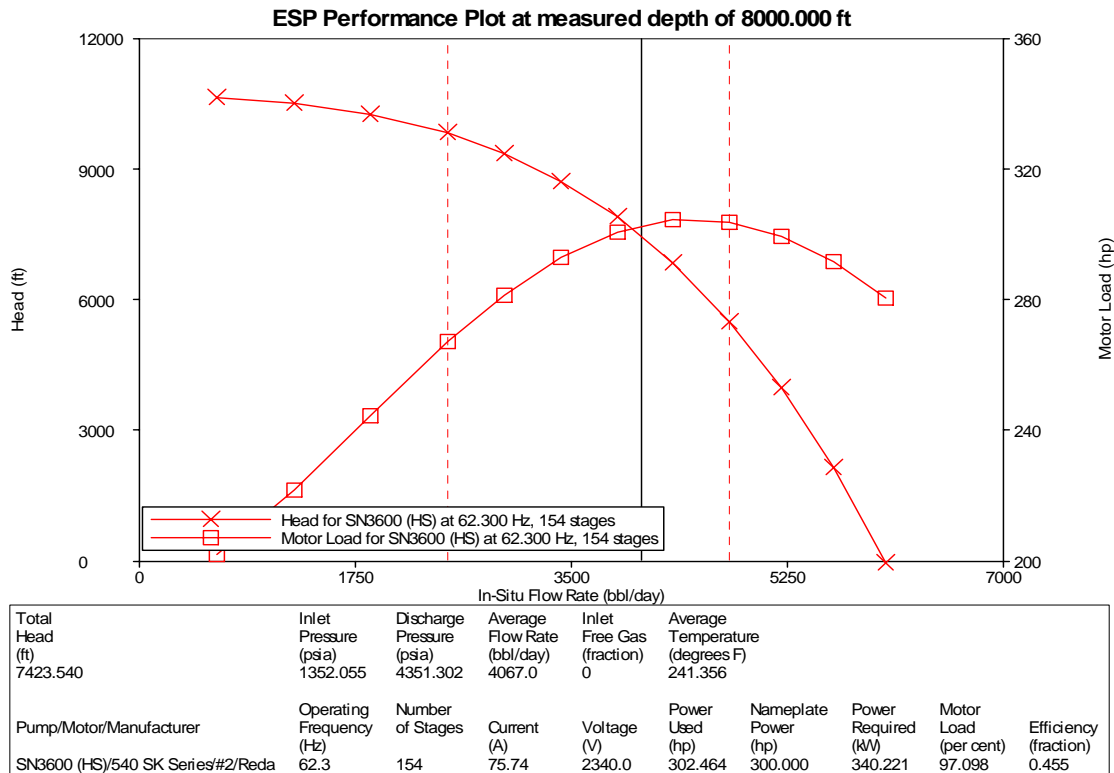


Figura 83. Diseño BES Yurilla 1.



11. OTRAS EVALUACIONES

Se recomienda la continuación de prácticas industriales en la Superintendencia de Operaciones Orito, con el fin de analizar los diferentes sistemas de levantamientos existentes, principalmente el bombeo hidráulico y el "Gas Lift" por los problemas operacionales presentados.

Para el caso del bombeo electrosumergible quedan aún algunos estudios, los cuales al aplicarlos puedan ser complementarios con este desarrollo para incrementar el tiempo de vida de los equipos y poder obtener una mejor optimización del sistema.

De acuerdo a lo anterior, se deben realizar estudios que permitan determinar los caudales críticos para evitar el arrastre de sólidos, especialmente la Carbolita de los pozos fracturados del Área Sur, así como la depositación de Carbonato de Calcio.

La evidencia en algunos pozos de aumento en el corte de agua con el incremento de frecuencia de los equipos electrosumergibles y con ello una presión de fondo fluyente menor, motiva a un estudio para determinar las velocidades críticas de acuerdo a las relaciones de movilidad y poder incrementar el recobro final en los pozos.

Estudios de corrosión, presentada en las tuberías de producción es igualmente necesario para evitar los hechos presentados en los pozos Loro 5ª y Yurilla 1, para disminuir las altas diferidas.

12. CONCLUSIONES

La implementación del MTBF como método de control para los pozos con sistema de bombeo electrosumergible es importante para identificar las fallas y determinar cambios de confiabilidad en los equipos, así como disminuir los tiempos de respuesta ante problemas inminentes. El control de producción diaria de este sistema de levantamiento es complementario al método para incrementar los tiempos de vida antes de falla en los campos de la SOR, además de los otros campos pertenecientes a ECOPETROL S.A. donde ya se ha implementado y en el campo Caño Limón de Occidental de Colombia.

En el análisis económico se determinaron los costos de producción para las diferentes Áreas de la Superintendencia, principalmente para el Área Orito donde la compañía PCL entregó los pozos intervenidos a manos de ECOPETROL S.A. para su operación. Luego de este estudio se determinó el cambio de sistema de levantamiento en los pozos Orito 14 y Orito 40 por los altos costos involucrados en la producción con bombeo electrosumergible. Se debe recalcar que los costos involucrados en este trabajo solo son aplicables a esta Superintendencia, teniendo en cuenta que los costos en mantenimiento de pozos son más elevados por los problemas de accesibilidad a la zona. Los costos de levantamiento en otros campos colombianos deben ser mucho menores. La implementación de bombeo electrosumergible no parece ser la opción más viable para los pozos recién perforados, debido a los altos costos involucrados y la producción incierta, lo anterior puede ser aplicado a los diferentes campos en Colombia.

El análisis de fallas realizado permitió identificar elementos fallantes con el objeto de ser reemplazados en futuras instalaciones; para el Área Sur, la

implementación de nuevos protectores y en tandem se espera incrementen los tiempos de vida, así como la utilización únicamente de bombas tipo compresoras y estabilizadas para un mayor control de sólidos.

La utilización del Software Wellflo es necesaria para el diseño y revisión de éstos por parte de ECOPETROL S.A. en todos los campos donde opera con el fin de validar la información enviada por la compañía de servicios. Los diseños presentados en este trabajo permiten reducir las bombas utilizadas a solo 4 para cubrir el total de pozos, además de trabajar en la zona de mayor eficiencia evitando desgastes en sus etapas. Se espera que las bombas actuales puedan ser cambiadas en acuerdo con la compañía vendedora para poder reducir costos. En los diferentes campos colombianos se deben revisar los diseños con el objeto de identificar pozos similares y estandarizar el tipo de bomba para atender respuestas de manera oportuna y disminuir la producción diferida.

Basados en el estudio realizado se puede determinar que el sistema de bombeo electrosumergible es viable por los volúmenes de producción alcanzados, los cuales difícilmente son alcanzados con los sistemas con los que se cuenta actualmente, sin embargo los altos costos involucrados deben ser disminuidos únicamente con los tiempos de operación, por ello se deben seguir las recomendaciones presentadas en éste trabajo.

Durante el desarrollo de la práctica industrial el conocimiento adquirido siempre manifestó un crecimiento de tipo exponencial, relacionado no solamente con los temas del bombeo electrosumergible, considerando entonces que este tipo de trabajos son fundamentales en el desarrollo y

aprendizaje de los estudiantes, por ello se deben promover por parte de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

BIBLIOGRAFIA

1. REDA-Schlumberger. Curso Avanzado de Operaciones de Bombeo Electrosumergible. Tulsa, Oklahoma. 1998
2. Rafael Lastra, Armando Rueda. Estimating MTBF Using Survival Analysis Techniques. Occidental de Colombia. Houston, Texas. 1997.
3. REDA-Schlumberger. Quality Submergible Pumps for the Petroleum Industry. Version 1.0. Tulsa, Oklahoma. 1998.
4. Baker Hughes Centrilift. Centrilift Handbook Catalog. Claremore, Oklahoma. 2001.
5. ECOPETROL S.A. Software Corporativos. (Fieldview – OFM Geoquest – DIMS Landmark – Wellflo EPS).
6. REDA-Schlumberger. Baker Hughes Centrilift. Reportes de Teardown pozos Superintendencia de Operaciones Orito. 2001-2004.
7. ECOPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones Orito. Red Interna de Información.
8. ECOPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones Orito. Historia de Ingeniería pozos SOR. Biblioteca de Producción.

ANEXOS

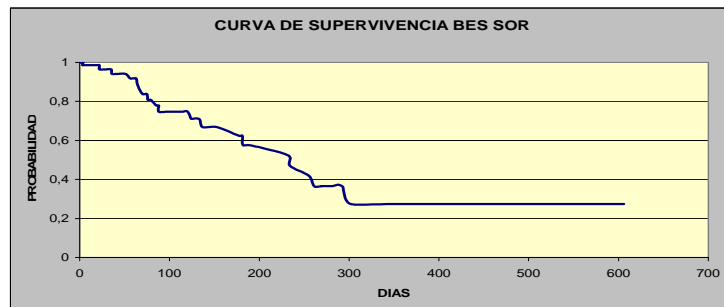
ANEXO 1 - INSTALACIONES BES SOR

Instalaciones	Item	Pozo	Run	Running	Falla	Pulling	Run Time	Marca	Estado	Razón de Pulling	Comentarios
1	1	ACAE 5	1	22/09/2001		09/10/2001	17	REDA	0	Rediseño	Falla variador y cambio a B.H. (daño de formación)
2	2	ACAE 6	1	05/11/2001	22/10/2002	23/10/2002	351	REDA	0	Bomba pegada	Ruptura del eje
3		ACAE 6	2	25/10/2002	28/12/2002	31/12/2002	64	REDA	1	Falla eléctrica motor	Aceite contaminado
4		ACAE 6	3	31/12/2002		12/01/2003	12	REDA	0	Bomba pegada	Carbolita y finos
5		ACAE 6	4	15/01/2003	06/09/2003	09/09/2003	234	REDA	1	Falla eléctrica motor	Contaminación aceite del motor generó el corto
6		ACAE 6	5	17/09/2003	12/11/2003	15/11/2003	56	REDA	1	Falla empalme FCE-cable	
7		ACAE 6	6	17/11/2003	29/07/2004	01/08/2004	255	REDA	1	Falla empalme FCE-cable	Problemas con el Generador
8		ACAE 6	7	03/08/2004		31/08/2004	28	REDA	0	OPERANDO	
9	3	ACAE 8A	1	14/11/2001	15/11/2001	16/11/2001	1	REDA	0	Bomba pegada	Carbolita y finos
10	4	ACAE 10	1	15/01/1999	22/01/1999	06/02/1999	7	REDA	0	Bomba pegada	Carbolita y finos
11		ACAE 10	2	24/08/2003	29/10/2003	Cerrado	66	REDA	1	Falla eléctrica cable	Cable aterrizado
12		ACAE 10	3	21/04/2004	23/08/2004	26/08/2004	124	REDA	1	Falla eléctrica cable	Cable aterrizado
13		ACAE 10	4	28/08/2004		31/08/2004	3	REDA	0	OPERANDO	
14	5	ACAE 11	1	17/09/1997		14/12/1997	88	REDA	0	Reacondicionamiento	Fracturamiento
15		ACAE 11	2	08/05/1998	12/06/1998	09/07/1998	35	REDA	0	Bomba pegada	Carbolita y finos (Orden Público)
16		ACAE 11	3	11/07/1998	27/07/1998	02/09/1998	16	REDA	0	Bomba pegada	Carbolita y finos
17		ACAE 11	4	08/09/1998	12/09/1998	18/09/1998	4	REDA	0	Bomba pegada	Carbolita y finos
18		ACAE 11	5	05/01/1999	18/05/1999	19/05/1999	133	REDA	0	Bomba pegada	Carbolita y finos
19	6	ACAE 12D	1	21/12/2002		23/12/2002	2	REDA	0	Baja producción	Bajo aporte del pozo (solo gas)
20		ACAE 12D	2	25/12/2002	26/12/2002	04/01/2003	1	REDA	0	Baja producción	Se apaga el equipo por protección debido a prod. por baches.
21		ACAE 12D	3	02/02/2003	15/02/2003	13/06/2003	13	REDA	0	Reacondicionamiento	Limpieza y tratamiento ácido y orgánico
22	7	ACAE 14	1	30/10/2002		07/11/2002	8	REDA	0	Reacondicionamiento	Alto BSW y Aislamiento de zonas
23		ACAE 14	2	25/12/2002	28/12/2002	07/05/2003	3	REDA	0	Reacondicionamiento	Alto BSW-aislamiento de zonas
24	8	LORO 5A	1	29/05/2002	12/06/2002	14/06/2002	14	REDA	0	Reacondicionamiento	Aislamiento de zonas y cañones.
25		LORO 5A	2	22/06/2002	23/06/2002	24/06/2002	1	REDA	0	Reacondicionamiento	Daño en la armadura y posterior Fracturamiento
26		LORO 5A	3	15/08/2002		15/01/2003	153	REDA	0	Falla cable	Daño por acción de químico en el capilar
27		LORO 5A	4	18/01/2003	07/04/2003	15/05/2003	7	REDA	1	Falla cable	Daño por acción de químico en el capilar
28		LORO 5A	5	25/13/2003	23/05/2003	05/06/2003	3	REDA	1	Falla mecánica FCE	Contaminación aceite del motor generó el corto
29		LORO 5A	6	10/06/2003	12/08/2003	29/08/2003	63	REDA	0	Baja producción	Posterior tratamiento orgánico
30		LORO 5A	7	11/09/2003		17/06/2004	280	REDA	0	Ruptura de tubería	Equipo como pescado. En espera de inspección
31	9	LORO 7A	1	22/06/2002	06/07/2002	19/07/2002	14	REDA	0	Bomba pegada	Alta presencia de Carbonatos en las bombas
32		LORO 7A	2	03/09/2002	08/11/2002	12/11/2002	66	REDA	0	Bomba pegada	Cable fracturado por químico en el capilar
33		LORO 7A	3	15/11/2002	11/02/2003		88	REDA	1	Falla eléctrica equipo de fondo	Equipo como pescado. En espera de inspección
34		LORO 7A	4	16/04/2004		08/05/2004	22	REDA	0	Rediseño	Baja producción. Cambio a bombeo mecánico.
35	10	LORO 11	1	18/09/2002	21/01/2003	03/02/2003	125	REDA	0	Falla cable	Cable fracturado por químico en el capilar
36		LORO 11	2	04/02/2003	21/06/2003	14/09/2003	137	REDA	1	Falla eléctrica motor	
37		LORO 11	3	10/10/2003	30/10/2003	30/10/2003	20	REDA	0	Rediseño	
38		LORO 11		27/05/2004		31/08/2004	96	REDA	0	OPERANDO	Cambio a bombeo mecánico
39	11	LORO 12D	1	08/11/2002	08/11/2002	05/12/2002	2	REDA	0	Falla cable	Químico capilar
40	12	YURILLA 1	1	21/08/2003	08/12/2003		109	REDA	0	Ruptura de tubería	Equipo como pescado
41	13	CENCELLA 1	1	24/09/2002	23/11/2002		60	REDA	0	Mantenimiento	Tubería rota
42		CENCELLA 1	2	10/08/2003	03/11/2003	24/01/2004	85	REDA	1	Falla empalme FCE-cable	
43		CENCELLA 1	3	24/01/2004		20/02/2004	27	REDA	0	Mantenimiento	Tubería rota
44		CENCELLA 1	4	23/02/2004		31/08/2004	190	REDA	0	OPERANDO	
45	14	ORITO 14	1	22/05/2003	07/02/2004	01/03/2004	261	REDA	1	Falla empalme FCE-cable	Sobrecalentamiento
46		ORITO 14	2	03/03/2004		31/08/2004	181	REDA	0	OPERANDO	
47	15	ORITO 33	1	29/08/2003	20/09/2003		22	Centriflitt	1	Falla eléctrica equipo de fondo	Equipo como pescado
48	16	ORITO 35	1	21/04/2003	20/10/2003	24/10/2003	182	Centriflitt	1	Falla eléctrica motor	
49		ORITO 35	2	25/10/2003	13/06/2004	15/06/2004	232	Centriflitt	1	Falla mecánica	Bombas con alto desgaste erosivo
50		ORITO 35	3	17/06/2004		31/08/2004	75	Centriflitt	0	OPERANDO	
51	17	ORITO 40	1	17/09/2003	27/10/2003	28/10/2003	41	Centriflitt	0	Reacondicionamiento	Aislamiento de zonas por alto BSW
52		ORITO 40	2	13/11/2003		31/08/2004	292	Centriflitt	0	OPERANDO	
53	18	ORITO 72	1	30/01/2003	28/11/2003	02/12/2003	302	REDA	1	Falla empalme FCE-cable	Baja carga en el variador
54		ORITO 72	2	05/12/2003		31/08/2004	270	REDA	0	OPERANDO	
55	19	ORITO 80	1	31/05/2003	05/08/2003	06/08/2003	66	Centriflitt	0	Rediseño	Cambio a Gas Lift
56	20	ORITO 90	1	30/12/2002	27/08/2004	30/08/2004	606	REDA	0	Bomba pegada	Limpieza de anular generó pega
57	21	ORITO 110	1	03/03/2003		23/04/2003	51	Centriflitt	0	Reacondicionamiento	
58	22	ORITO 111	1	28/02/2003		09/05/2003	70	Centriflitt	1	Falla eléctrica equipo de fondo	
59	23	ORITO 112	1	08/03/2003	06/05/2003	08/05/2003	59	Centriflitt	0	Reacondicionamiento	Fracturamiento
60		ORITO 112	2	15/07/2003	28/07/2003	28/07/2003	13	Centriflitt	0	Bomba pegada	Carbolita y finos
61		ORITO 112	3	26/08/2003	03/09/2003	03/09/2003	8	Centriflitt	0	Bomba pegada	Ruptura de eje en la bomba
62		ORITO 112	4	15/09/2003	26/09/2003	27/09/2003	11	Centriflitt	0	Bomba pegada	Cambio de sistema
63		ORITO 112	5	11/03/2004	23/03/2004	24/03/2004	12	Centriflitt	0	Bomba pegada	Carbolita y finos
64		ORITO 112	6	03/05/2004		31/08/2004	120	REDA	0	OPERANDO	
65	24	ORITO 113	1	21/03/2004		05/06/2004	76	REDA	1	Falla motor	Thrust Bearing
66		ORITO 113	2	07/06/2004	13/07/2004	19/07/2004	36	REDA	1	Falla motor	Thrust Bearing
67		ORITO 113	3	21/07/2004		31/08/2004	41	REDA	0	OPERANDO	
68	25	ORITO 114	1	14/12/2003		17/12/2003	3	Centriflitt	0	Reacondicionamiento	Profundización del hueco
69		ORITO 114	2	24/12/2003		12/01/2004	19	Centriflitt	0	Reacondicionamiento	Profundización del hueco
70		ORITO 114	3	15/01/2004	23/01/2004	05/08/2004	8	Centriflitt	0	Baja producción	Cambio a Gas Lift
71	26	ORITO 115	1	13/10/2003		31/10/2003	18	REDA	0	Rediseño	Bomba y tubería de prod. más grandes
72		ORITO 115	2	05/11/2003	30/04/2004	08/05/2004	177	REDA	1	Falla empalme FCE-cable	En espera de inspección
73		ORITO 115	3	08/05/2004		31/08/2004	115	REDA	0	OPERANDO	

ANEXO 2 - MTBF GENERAL SOR

Instalación	Running	Falla	Pulling	Run Time	Estado	R(T)/(T1-1)	R(T)	R(t)/dt
0				0			1	
1	14/11/2001	15/11/2001	16/11/2001	1	0	1	1	1
2	25/12/2002	26/12/2002	04/01/2003	1	0	1	1	0
3	22/06/2002	23/06/2002	24/06/2002	1	0	1	1	0
4	21/12/2002		23/12/2002	2	0	1	1	1
5	06/11/2002	08/11/2002	05/12/2002	2	0	1	1	0
6	28/08/2004		31/08/2004	3	0	1	1	1
7	25/12/2002	28/12/2002	07/05/2003	3	0	1	1	0
8	23/05/2003	26/05/2003	05/06/2003	3	1	0,98507463	0,98507463	0
9	14/12/2003		17/12/2003	3	0	1	0,98507463	0
10	08/09/1998	12/09/1998	18/09/1998	4	0	1	0,98507463	0,98507463
11	15/01/1999	22/01/1999	06/02/1999	7	1	1	0,98507463	2,95522388
12	30/10/2002		07/11/2002	8	0	1	0,98507463	0,98507463
13	26/08/2003	03/09/2003	03/09/2003	8	0	1	0,98507463	0
14	15/01/2004	23/01/2004	05/08/2004	8	0	1	0,98507463	0
15	15/09/2003	26/09/2003	27/09/2003	11	0	1	0,98507463	2,95522388
16	31/12/2002		12/01/2003	12	0	1	0,98507463	0,98507463
17	11/03/2004	23/03/2004	24/03/2004	12	0	1	0,98507463	0
18	02/02/2003	15/02/2003	13/06/2003	13	0	1	0,98507463	0,98507463
19	15/07/2003	28/07/2003	28/07/2003	13	0	1	0,98507463	0
20	29/05/2002	12/06/2002	14/06/2002	14	0	1	0,98507463	0,98507463
21	22/06/2002	06/07/2002	19/07/2002	14	0	1	0,98507463	0
22	11/07/1998	27/07/1998	02/09/1998	16	1	0,98507463	1,97014925	
23	22/09/2001		09/10/2001	17	0	1	0,98507463	0,98507463
24	13/10/2003		31/10/2003	18	0	1	0,98507463	0,98507463
25	24/12/2003		12/01/2004	19	0	1	0,98507463	0,98507463
26	10/10/2003	30/10/2003	30/10/2003	20	0	1	0,98507463	0,98507463
27	16/04/2004		08/05/2004	22	0	1	0,98507463	1,97014925
28	29/08/2003	20/09/2003		22	1	0,9787234	0,96411559	0
29	24/01/2004		20/02/2004	27	0	1	0,96411559	4,82057796
30	03/08/2004		31/08/2004	28	0	1	0,96411559	0,96411559
31	08/05/1998	12/06/1998	09/07/1998	35	0	1	0,96411559	6,74880915
32	07/06/2004	13/07/2004	19/07/2004	36	1	0,97674419	0,9416943	0,96411559
33	17/09/2003	27/10/2003	28/10/2003	41	0	1	0,9416943	4,7084715
34	21/07/2004		31/08/2004	41	0	1	0,9416943	0
35	03/03/2003		23/04/2003	51	1	0,9416943	0,9416943	9,41694299
36	17/09/2003	12/11/2003	15/11/2003	56	1	0,97435897	0,91754829	4,7084715
37	08/03/2003	06/05/2003	08/05/2003	59	0	1	0,91754829	2,75264488
38	24/09/2002	23/11/2002		60	0	1	0,91754829	0,91754829
39	10/06/2003	13/08/2003	29/08/2003	63	0	1	0,91754829	2,75264488
40	25/10/2002	28/12/2002	31/12/2002	64	1	0,97142867	0,89133263	0,91754829
41	24/08/2003	29/10/2003	Cerrado	66	1	0,97058824	0,86511696	1,78266520
42	03/09/2002	08/11/2002	12/11/2002	66	0	1	0,86511696	0
43	31/05/2003	05/08/2003	06/08/2003	66	0	1	0,86511696	0
44	28/02/2003		09/05/2003	70	1	0,96774194	0,83720996	3,46046784
45	17/06/2004		31/08/2004	75	0	1	0,83720996	4,18604981
46	21/03/2004		05/06/2004	76	1	0,96551724	0,80834065	0,83720996
47	18/01/2003	07/04/2003	15/05/2003	79	0	1	0,80834065	2,42502196
48	10/08/2003	03/11/2003	24/01/2004	85	1	0,96296296	0,77840211	4,85004392
49	17/09/1997		14/12/1997	88	0	1	0,77840211	2,33520633
50	15/11/2002	11/02/2003		88	1	0,96	0,74726603	0
51	27/05/2004		31/08/2004	96	0	1	0,74726603	5,97812821
52	21/08/2003	08/12/2003		109	0	1	0,74726603	9,71445834
53	08/05/2004		31/08/2004	115	0	1	0,74726603	4,48359616
54	03/05/2004		31/08/2004	120	0	1	0,74726603	3,73633013
55	21/04/2004	23/08/2004	26/08/2004	124	1	0,95	0,70990272	2,9890641
56	18/09/2002	21/01/2003	03/02/2003	125	0	1	0,70990272	0,70990272
57	05/01/1999	18/05/1999	19/05/1999	133	0	1	0,70990272	5,6792218
58	04/02/2003	21/06/2003	14/09/2003	137	1	0,94117647	0,66814374	2,8396109
59	15/08/2002		15/01/2003	153	0	1	0,66814374	10,6902999
60	05/11/2003	30/04/2004	08/05/2004	177	1	0,93333333	0,62360082	16,0354498
61	03/03/2004		31/08/2004	181	0	1	0,62360082	2,4944033
62	21/04/2003	20/10/2003	24/10/2003	182	1	0,92307692	0,57563153	0,62360082
63	23/02/2004		31/08/2004	190	0	1	0,57563153	4,60505224
64	25/10/2003	13/06/2004	15/06/2004	232	1	0,90909091	0,52330139	24,1755243
65	15/01/2003	06/09/2003	09/09/2003	234	1	0,9	0,47097125	1,04660278
66	17/11/2003	29/07/2004	01/08/2004	255	1	0,88888889	0,41864111	9,8903963
67	22/05/2003	07/02/2004	01/03/2004	261	1	0,875	0,36631097	2,51184668
68	05/12/2003		31/08/2004	270	0	1	0,36631097	3,29679877
69	11/09/2003		17/06/2004	280	0	1	0,36631097	3,66310974
70	13/11/2003		31/08/2004	292	0	1	0,36631097	4,39573169
71	30/01/2003	28/11/2003	02/12/2003	302	1	0,75	0,27473323	3,66310974
72	05/11/2001	22/10/2002	23/10/2002	351	0	1	0,27473323	13,4619283
73	30/12/2002	27/08/2004	30/08/2004	606	0	1	0,27473323	70,0569738

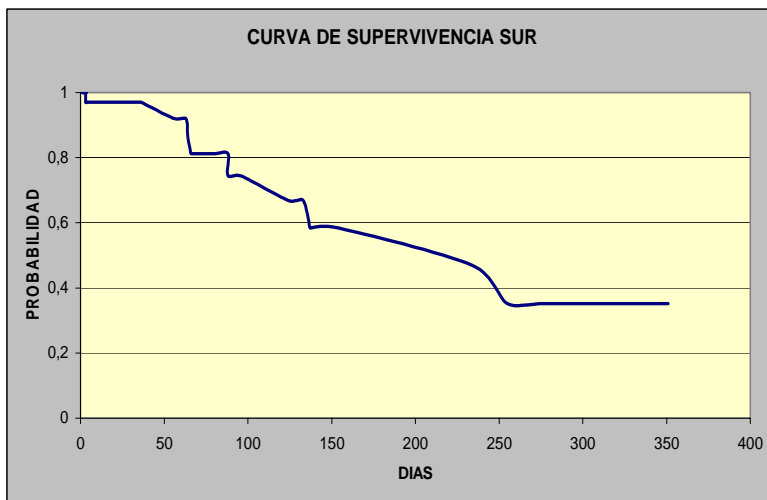
PROMEDIO 288,007114 DIAS



ANEXO 3 - MTBF GENERAL AREA SUR

Instalación	Running	Falla	Pulling	Run Time	Estado	R(Ti/(Ti-1))	R(Ti)	R(t)dt
							1	
1	14/11/2001	15/11/2001	16/11/2001	1	0	1	1	1
2	25/12/2002	26/12/2003	04/01/2003	1	0	1	1	0
3	22/06/2002	23/06/2002	24/06/2002	1	0	1	1	0
4	21/12/2002		23/12/2002	2	0	1	1	1
5	28/08/2004		31/08/2004	3	0	1	1	1
6	25/12/2002	28/12/2002	07/05/2003	3	0	1	1	0
7	23/05/2003	26/05/2003	05/06/2003	3	1	0,97058824	0,97058824	0
8	08/09/1998	12/09/1998	18/09/1998	4	0	1	0,97058824	0,97058824
9	15/01/1999	22/01/1999	06/02/1999	7	0	1	0,97058824	2,91176471
10	30/10/2002		07/11/2002	8	0	1	0,97058824	0,97058824
11	31/12/2002		12/01/2003	12	0	1	0,97058824	3,88235294
12	02/02/2003	15/02/2003	13/06/2003	13	0	1	0,97058824	0,97058824
13	29/05/2002	12/06/2002	14/06/2002	14	0	1	0,97058824	0,97058824
14	22/06/2002	06/07/2002	19/07/2002	14	0	1	0,97058824	0
15	11/07/1998	27/07/1998	02/09/1998	16	0	1	0,97058824	1,94117647
16	22/09/2001		09/10/2001	17	0	1	0,97058824	0,97058824
17	10/10/2003	30/10/2003	30/10/2003	20	0	1	0,97058824	2,91176471
18	16/04/2004		08/05/2004	22	0	1	0,97058824	1,94117647
19	03/08/2004		31/08/2004	28	0	1	0,97058824	5,82352941
20	08/05/1998	12/06/1998	09/07/1998	35	0	1	0,97058824	6,79411765
21	30/10/2002		05/12/2002	36	0	1	0,97058824	0,97058824
22	17/09/2003	12/11/2003	15/11/2003	56	1	0,94736842	0,91950464	19,4117647
23	10/06/2003	12/08/2003	29/08/2003	63	0	1	0,91950464	6,43653251
24	25/10/2002	28/12/2002	31/12/2002	64	1	0,94117647	0,86541614	0,91950464
25	24/08/2003	29/10/2003		66	1	0,9375	0,81132763	1,73083227
26	03/09/2002	08/11/2002	12/11/2002	66	0	1	0,81132763	0
27	18/01/2003	07/04/2003	15/05/2003	79	0	1	0,81132763	10,5472592
28	17/09/1997		14/12/1997	88	1	0,81132763	0,81132763	7,30194864
29	15/11/2002	11/02/2003		88	1	0,91666667	0,74371699	0
30	27/05/2004		31/08/2004	96	0	1	0,74371699	5,94973593
31	21/04/2004	23/08/2004	26/08/2004	124	1	0,9	0,66934529	20,8240758
32	05/01/1999	18/05/1999	19/05/1999	133	0	1	0,66934529	6,02410763
33	04/02/2003	21/06/2003	14/09/2003	137	1	0,875	0,58567713	2,67738117
34	18/09/2002		03/02/2003	138	0	1	0,58567713	0,58567713
35	15/08/2002		15/01/2003	153	0	1	0,58567713	8,78515696
36	15/01/2003	06/09/2003	09/09/2003	234	1	0,8	0,4685417	47,4398476
37	17/11/2003	29/07/2004	01/08/2004	255	1	0,75	0,35140628	9,8393758
38	11/09/2003	15/06/2004		278	0	1	0,35140628	8,0823444
39	05/11/2001	22/10/2002	23/10/2002	351	0	1	0,35140628	25,6526583

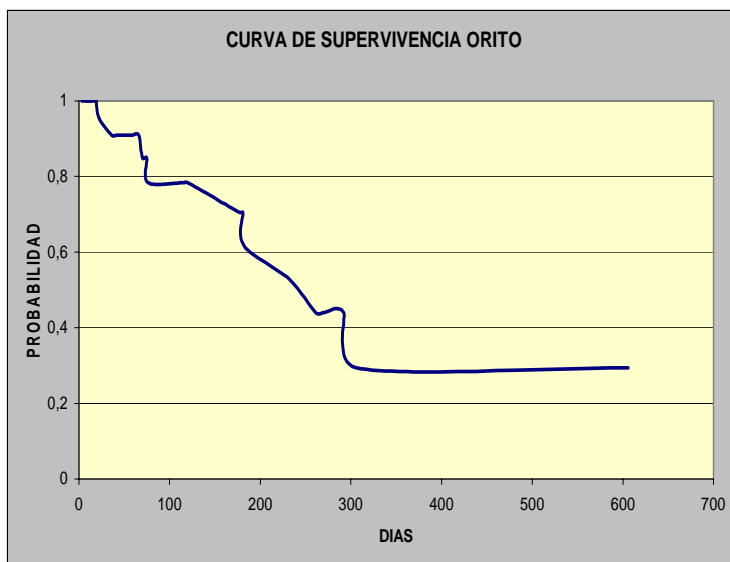
PROM 217,23761 DIAS



ANEXO 4 - MTBF GENERAL AREA ORITO

Instalación	Running	Falla	Pulling	Run Time	Estado	R(Ti/(Ti-1))	R(Ti)	R(t)dt
							1	
1	14/12/2003		17/12/2003	3	0	1	1	3
2	26/08/2003		03/09/2003	8	0	1	1	5
3	15/01/2004	23/01/2004	30/04/2004	8	0	1	1	0
4	15/09/2003	26/07/2003	27/09/2003	11	0	1	1	3
5	11/03/2004	23/03/2004	24/03/2004	12	0	1	1	1
6	15/07/2003		28/07/2003	13	0	1	1	1
7	13/10/2003		31/10/2003	18	0	1	1	5
8	24/12/2003		12/01/2004	19	0	1	1	1
9	29/08/2003	20/09/2003	07/10/2003	22	1	0,95454545	0,95454545	3
10	07/06/2004	13/07/2004	19/07/2004	36	1	0,95238095	0,90909091	13,3636364
11	17/09/2003	27/10/2003	28/10/2003	41	0	1	0,90909091	4,54545455
12	21/07/2004		31/08/2004	41	0	1	0,90909091	0
13	03/03/2003		23/04/2003	51	0	1	0,90909091	9,09090909
14	08/03/2003	06/05/2003	08/05/2003	59	0	1	0,90909091	7,27272727
15	31/05/2003	05/08/2003	06/08/2003	66	0	1	0,90909091	6,36363636
16	28/02/2003		09/05/2003	70	1	0,93333333	0,84848485	3,63636364
17	17/06/2004		31/08/2004	75	0	1	0,84848485	4,24242424
18	21/03/2004		05/06/2004	76	1	0,92307692	0,78321678	0,84848485
19	08/05/2004		31/08/2004	115	0	1	0,78321678	30,5454545
20	03/05/2004		31/08/2004	120	0	1	0,78321678	3,91608392
21	05/11/2003	30/04/2004	30/04/2004	177	1	0,9	0,7048951	44,6433566
22	03/03/2004		31/08/2004	181	0	1	0,7048951	2,81958042
23	21/04/2003	20/10/2003	24/10/2003	182	1	0,875	0,61678322	0,7048951
24	25/10/2003	13/06/2004	15/06/2004	232	1	0,85714286	0,52867133	30,8391608
25	22/05/2003	07/02/2004	01/03/2004	261	1	0,83333333	0,44055944	15,3314685
26	05/12/2003		31/08/2004	270	0	1	0,44055944	3,96503497
27	13/11/2003		31/08/2004	292	0	1	0,44055944	9,69230769
28	30/01/2003	28/11/2003	02/12/2003	306	1	0,66666667	0,29370629	6,16783217
29	30/12/2002		27/08/2004	606	0	1	0,29370629	88,1118881

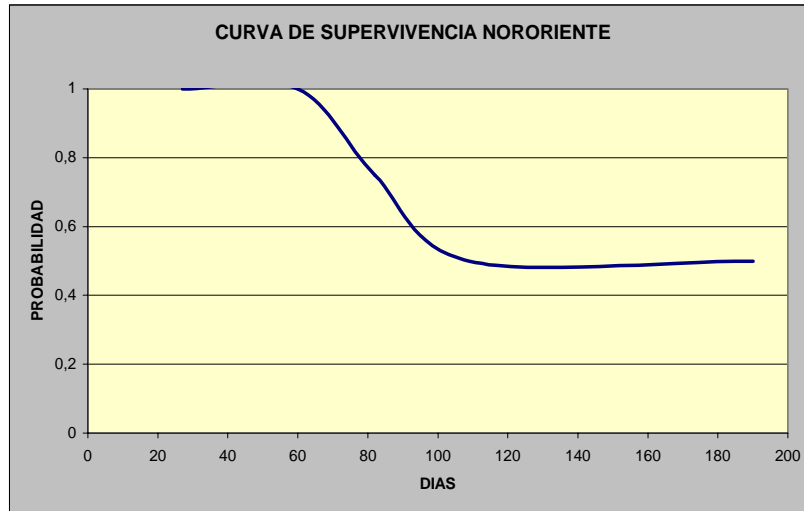
PROM 308,1007 DIAS



ANEXO 5 - MTBF AREA NORORIENTE

Instalación	Running	Falla	Pulling	Run Time	Estado	$R(T_i/(T_i-1))$	$R(T_i)$	$R(t)dt$
1	24/01/2004		20/02/2004	27	0	1	1	27
2	24/09/2002	23/11/2002		60	0	1	1	33
3	13/08/2003	03/11/2003		82	1	0,75	0,75	22
4	21/08/2003	08/12/2003		109	1	0,66666667	0,5	20,25
5	23/02/2004		31/08/2004	190	0	1	0,5	40,5

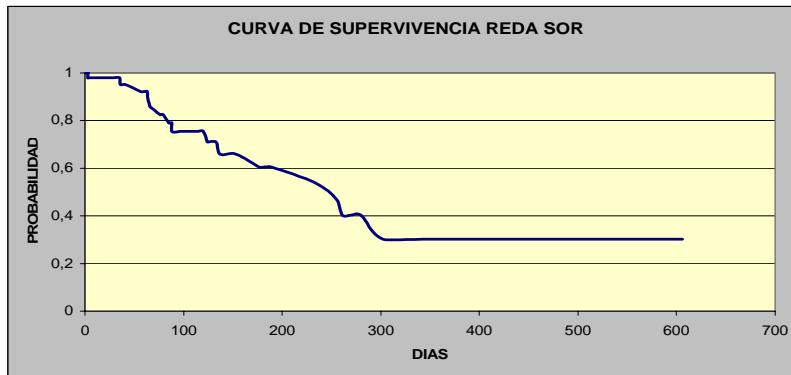
PROMEDIO 142,75 DIAS



ANEXO 6 -MTBF REDA SOR

Instalación	Running	Falla	Pulling	Run Time	Estado	R(Ti)/(Ti-1))	R(Ti)	R(t)dt
1	14/11/2001	15/11/2001	16/11/2001	1	0	1	1	1
2	25/12/2002	26/12/2002	04/01/2003	1	0	1	1	0
3	22/06/2002	23/06/2002	24/06/2002	1	0	1	1	0
4	21/12/2002		23/12/2002	2	0	1	1	1
5	06/11/2002	08/11/2002	05/12/2002	2	0	1	1	0
6	28/08/2004		31/08/2004	3	0	1	1	1
7	25/12/2002	28/12/2002	07/05/2003	3	0	1	1	0
8	23/05/2003	26/05/2003	05/06/2003	3	1	0,98	0,98	0
9	08/09/1998	12/09/1998	18/09/1998	4	0	1	0,98	0,98
10	15/01/1999	22/01/1999	06/02/1999	7	0	1	0,98	2,94
11	30/10/2002		07/11/2002	8	0	1	0,98	0,98
12	31/12/2002		12/01/2003	12	0	1	0,98	3,92
13	02/02/2003	15/02/2003	13/06/2003	13	0	1	0,98	0,98
14	29/05/2002	12/06/2002	14/06/2002	14	0	1	0,98	0,98
15	22/06/2002	06/07/2002	19/07/2002	14	0	1	0,98	0
16	11/07/1998	27/07/1998	02/09/1998	16	0	1	0,98	1,96
17	22/09/2001		09/10/2001	17	0	1	0,98	0,98
18	13/10/2003		31/10/2003	18	0	1	0,98	0,98
19	10/10/2003	30/10/2003	30/10/2003	20	0	1	0,98	1,96
20	16/04/2004		08/05/2004	22	0	1	0,98	1,96
21	24/01/2004		20/02/2004	27	0	1	0,98	4,9
22	03/08/2004		31/08/2004	28	0	1	0,98	0,98
23	08/05/1998	12/06/1998	09/07/1998	35	0	1	0,98	6,86
24	07/06/2004	13/07/2004	19/07/2004	36	1	0,97058824	0,95117647	0,98
25	21/07/2004		31/08/2004	41	0	1	0,95117647	4,75588235
26	17/09/2003	12/11/2003	15/11/2003	56	1	0,96875	0,92145221	14,2676471
27	24/09/2002	23/11/2002		60	0	1	0,92145221	3,68580882
28	10/06/2003	12/08/2003	29/08/2003	63	0	1	0,92145221	2,76435662
29	25/10/2002	28/12/2002	31/12/2002	64	1	0,96551724	0,88967799	0,92145221
30	24/08/2003	29/10/2003	Cerrado	66	1	0,96428571	0,85790378	1,77935598
31	03/09/2002	08/11/2002	12/11/2002	66	0	1	0,85790378	0
32	21/03/2004		05/06/2004	76	1	0,96153846	0,82490748	8,57903778
33	18/01/2003	07/04/2003	15/05/2003	79	1	1	0,82490748	2,47472244
34	10/08/2003	03/11/2003	24/01/2004	85	1	0,95833333	0,79053633	4,94944487
35	17/09/1997		14/12/1997	88	0	1	0,79053633	2,371609
36	15/11/2002	11/02/2003		88	1	0,95454545	0,75460286	0
37	27/05/2004		31/08/2004	96	0	1	0,75460286	6,03682291
38	21/08/2003	08/12/2003		109	0	1	0,75460286	9,80983723
39	08/05/2004		31/08/2004	115	0	1	0,75460286	4,52761718
40	03/05/2004		31/08/2004	120	0	1	0,75460286	3,77301432
41	21/04/2004	23/08/2004	26/08/2004	124	1	0,94117647	0,71021446	3,01841146
42	18/09/2002	21/01/2003	03/02/2003	125	0	1	0,71021446	0,71021446
43	05/01/1999	18/05/1999	19/05/1999	133	0	1	0,71021446	5,68171568
44	04/02/2003	21/06/2003	14/09/2003	137	1	0,92857143	0,65948486	2,84085784
45	15/08/2002		15/01/2003	153	0	1	0,65948486	10,5517577
46	05/11/2003	30/04/2004	08/05/2004	177	1	0,91666667	0,60452778	15,8276365
47	03/03/2004		31/08/2004	181	0	1	0,60452778	2,41811114
48	23/02/2004		31/08/2004	190	0	1	0,60452778	5,44075006
49	15/01/2003	06/09/2003	09/09/2003	234	1	0,88888889	0,53735803	26,5992225
50	17/11/2003	29/07/2004	01/08/2004	255	1	0,875	0,47018828	11,2845186
51	22/05/2003	07/02/2004	01/03/2004	261	1	0,85714286	0,40301852	2,82112966
52	05/12/2003		31/08/2004	270	0	1	0,40301852	3,62716671
53	11/09/2003		17/06/2004	280	0	1	0,40301852	4,03018523
54	30/01/2003	28/11/2003	02/12/2003	302	1	0,75	0,30226389	8,86640751
55	05/11/2001	22/10/2002	23/10/2002	351	0	1	0,30226389	14,8109307
56	30/12/2002	27/08/2004	30/08/2004	606	0	1	0,30226389	77,0772925

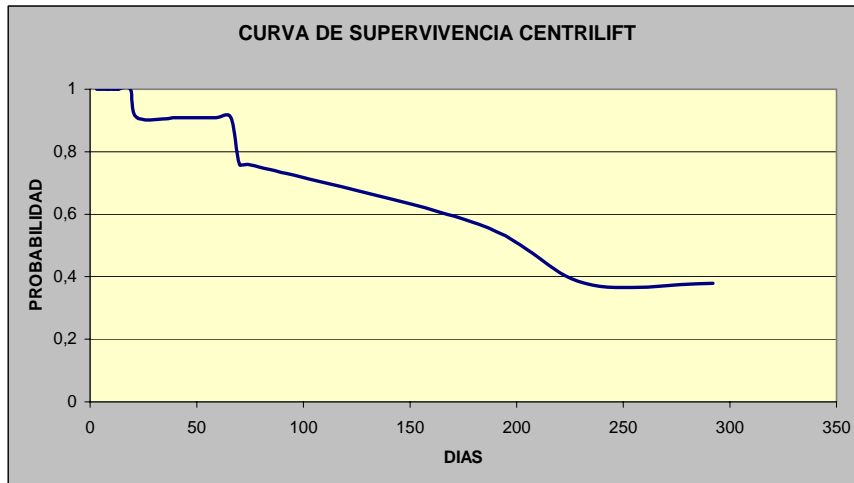
PROMEDIO 301,642917 DIAS



ANEXO 7 - MTBF CENTRILIFT ORITO

Instalación	Running	Falla	Pulling	Run Time	Estado	R(Ti)/(Ti-1)	R(Ti)	R(t)dt
							1	
1	14/12/2003		17/12/2003	3	0	1	1	3
2	26/08/2003	03/09/2003	03/09/2003	8	0	1	1	5
3	15/01/2004	23/01/2004	05/08/2004	8	0	1	1	0
4	15/09/2003	26/09/2003	27/09/2003	11	0	1	1	3
5	11/03/2004	23/03/2004	24/03/2004	12	0	1	1	1
6	15/07/2003	28/07/2003	28/07/2003	13	0	1	1	1
7	24/12/2003		12/01/2004	19	0	1	1	6
8	29/08/2003	20/09/2003		22	1	0,90909091	0,90909091	3
9	17/09/2003	27/10/2003	28/10/2003	41	0	1	0,90909091	17,2727273
10	03/03/2003		23/04/2003	51	0	1	0,90909091	9,09090909
11	08/03/2003	06/05/2003	08/05/2003	59	0	1	0,90909091	7,27272727
12	31/05/2003	05/08/2003	06/08/2003	66	0	1	0,90909091	6,36363636
13	28/02/2003		09/05/2003	70	1	0,83333333	0,75757576	3,63636364
14	17/06/2004		31/08/2004	75	0	1	0,75757576	3,78787879
15	21/04/2003	20/10/2003	24/10/2003	182	1	0,75	0,56818182	81,0606061
16	25/10/2003	13/06/2004	15/06/2004	232	1	0,66666667	0,37878788	28,4090909
17	13/11/2003		31/08/2004	292	0	1	0,37878788	22,7272727

PROM. 201,62121 DIAS



ANEXO 8- INVENTARIO BES AREA ORITO

POZO	Datos RUNDAYS					Fabricante	BOMBA				INTAKE / SEPARADOR DE GAS				MANEJADOR / SEPARADOR DE GAS				PROTECTOR				MOTOR				SENSOR		
	Item	Fecha RUN	Fecha de Fala	Fecha de Pull	Runday		Serie	Etagas	Modelo	Construcción	SIN	Serie	Modelo	SIN	Serie	Modelo	sin	Serie	Modelo	SIN	Serie	HP	Volt	Amp	SIN	Modelo	SIN		
ORITO 14	1	22-May-03	07-Feb-04	01-Mar-04	261	REDA	400	116	DN1800	CR-CT-RA-ES	2FP2L00905	400	DRS-ES-RA	4BB3A21890	400	FL-CT	8DS1G40464	400	BPSSBPB	3CE2J59596	540	200	1220	99	1DP3C01143	SURVEYOR	PSS2D16658		
							400	116	DN1800	CR-CT-RA-ES	2FP2L00911																		
	400	125	DN1800	CR-CT-RA-ES	2FP2L00924																								
	400	147	DN1400	FL-CT-RA	2FP1G01047																								
2	03-Mar-04		08-Abr-05	401	REDA	400	147	DN1400	FL-CT-RA	2FP1G01047	400	DRS-RA	4BB7642070	400	FL-TC	8DS1F-3991	400	BPSSBP	3CB1G42940	540	140	1299	69.5	1DB308956	SURVEYOR	PSS2D16658			
						400	147	DN1400	FL-CT-RA	2FP1G01046																			
400	78	FC1600	FPMTSX	01F04248																									
400	203	FC1600	FPMTSX	01F04247																									
ORITO 33	1	29-Ago-03	20-Sep-03	07-Oct-03	22	Centrif	400	20	TAPERED	FC-NPSH	01F-04328	400	FRSTY BALBAR X	42F-42390															
							400	41	FC2700	FPMTSXFERHG	01F-04293																		
							400	108	FC2700	FPMTSXFERHG	01F-04252																		
							400	108	FC2700	FPMTSXFERHG	01F-04251																		
ORITO 35	1	21-Abr-03	20-Oct-03	24-Oct-03	182	Centrif	400	20	TAPERED	FC-NPS-HG	01F-04254	400	FRSTYBARBALHGFER	42F-42398															
							400	41	FC2700	FPMTSXFERHG	01F04253																		
							400	108	FC2700	FPMTSXFERHG	01F-04252																		
							400	108	FC2700	FPMTSXFERHG	01F-04251																		
2	25-Oct-03	13-Jun-04	15-Jun-04	232	Centrif	400	41	FC2700	FPMTSXFERHG	01F04253	400	FRSTYBARBALHGFER	42F-42398																
						400	108	FC2700	FPMTSXFERHG	01F04252																			
						400	108	FC2700	FPMTSXFERHG	01F04251																			
						400	20	TAPERED	FC-NPS-HG	01F04254																			
3	17-Jun-04		8-Abr-05	295	Centrif	400	108	FC2700	FPMTXFER	01F-06651	400	FRSTXFERBARBAL	42F-43699																
						400	108	FC2700	FPMTXFER	01F-06652																			
						400	41	FC2700	FPMTXFER	01F-06653																			
						400	20	TAPERED	FPMTXC	01F-06654																			
ORITO 40	1	17-Sep-03	27-Oct-03	28-Oct-03	40	Centrif	400	78	FC1600	FPMTX	01F05340	400	FRSTBARALX	42F-43655															
							400	203	FC1600	FPMTX	01F05339																		
							400	20	TAPERED	FO-NPSH-FPMTXCV	01F-05265																		
							400	74	FC2700	FPMTSHH	01F-05399																		
2	13-Nov-03		08-Abr-05	512	Centrif	400	108	FC2700	FPMTSHH	01F-05397	400	FRSTBARARL	42F-43655																
						400	20	TAPERED	FC-NPSH	01F-05265																			
						400	185	DN1300	FL-CT-ES-RA	2FP3A-00974																			
						400	185	DN1300	FL-CT-ES-RA	2FP3A-00973																			
ORITO 72	1	30-Ene-03	28-Nov-03	02-Dic-03	302	REDA	400	185	DN1300	FL-CT-ES-RA	2FP3A-00974	400	GS-DRS-ES-RA	RBB2J54108	400	FL-CT	8DS16-39906	400	BPSSBPB	3CP2L-D0854	456	216	1762	78.5	1CB155454	PHOENIX	MDT2869		
							400	185	DN1300	FL-CT-ES-RA	2FP3A-00973																		
							538	29	SN3600	CR-CT-HSS-RA	2P93G-01415																		
							538	77	SN3600	CR-CT-HSS-RA	2P93G-01415																		
2	05-Dic-03		08-Abr-05	490	REDA	538	29	SN3600	CR-CT-HSS-RA	2P93G-01415	538	VGSA 520-90ESRA	RD-3P4-01619	540	VGSA 20/0	2IBOI-21787	400	BPSSL-RA	3FBOI-21766	456	450	2125	128	1HB3E-78513	PHOENIX	MDT-3992			
						538	77	SN3600	CR-CT-HSS-RA	2P93G-01415																			
						538	77	SN3600	CR-CT-HSS-RA	2P93G-01420																			
						538	77	SN3600	CR-CT-HSS-RA	2P93G-01420																			
ORITO 90	1	30-Dic-02		08-Abr-05	830	REDA	400	125	DN1800	CR-CT-RA	2FP2D0855	400	VGSA 20-60 RA	2003133	400	R-CT-ARZ-R	845F39905	400	BPSSBPB-HL-RA	3CP2L0855	456	132	1706	78.5	1CB155452	PHOENIX DMT	MDT2165		
							400	125	DN1800	CR-CT-RA	2FP2D0856																		
							400	78	FC1600	FPMTXFER	01F-04248																		
							400	203	FC1600	FPMTXFER	01F-04247																		
ORITO 110	1	03/03/2003	23/04/2003	51	Centrif	400	20	TAPERED	FPBMTXCFER	01F-04249	400	FRSTXFER BARBAL	42F-42385																
						400	184	FC650	FPMTXFER	01F-04327																			
						400	184	FC650	FPMTXFER	01F-04326																			
						400	20	TAPERED	FPBMTXCFER	01F-04328																			
ORITO 111	1	28/02/2003	09/05/2003	70	Centrif	400	232	FC225	FPMTX	01F-04331	400	FRSTXFER BARBAL	42F-42390																
						400	184	FC650	FPMTXFER	01F-04326																			
						400	20	TAPERED	FPBMTXCFER	01F-04328																			
						400	232	FC225	FPMTX	01F-04332																			
ORITO 112	1	08-Mar-03	06-May-03	08-May-03	59	Centrif	400	89	FC925	FPMTX	01F-04332	400	FRSTXBARBAL	42F-42391															
							400	20	TAPERED	FPBMTXC	01F04333																		
							400	89	FC925	FPMTX	01F-04331																		
							400	232	FC225	FPMTX	01F-04332																		
2	15-Jul-03	28-Jul-03	28-Jul-03	13	Centrif	400	232	FC225	FPMTX	01F-04332	400	FRSTXBARBAL	42F-42385																
						400	20	TAPERED	FPBMTXC	01F-04249																			
						400	265	FC650	FPMTXFERARM	01F-05349																			
						400	20	TAPERED	FPBMTXCFERARM	01F-04249																			
3	26-Ago-03	03-Sep-03	03-Sep-03	8	Centrif	400	232	FC225	FPMTXARM	01F-06576	400	FRSBXBARBAL	42F-42385																
						400	20	TAPERED	FPBMTXCFERARM	01F-06577																			
						400	20	TAPERED	FPBMTXCFERARM	01F-06576																			
						400	20	TAPERED	FPBMTXCFERARM	01F-06577																			
5	11-Mar-04	23-Mar-04	24-Mar-04	12	Centrif	400	182	DN1300	CR-CT-ES-RA		400	GRSTXBARBAL	42F-42391																
						400	202	DN1300	CR-CT-ES-RA																				
						400	139	DN225	CR-CT-ES-RA	2FP3J01531																			
						400	216	DN225	CR-CT-ES-RA	2FP3J01531																			
ORITO 113	1	21-Mar-04		05-Jun-04	76	REDA	400	216	DN225	CR-CT-ES-RA	2FP3J01531	400	DRS-ES-RA	4BB3A-29538															
							400	216	DN225	CR-CT-ES-RA	2FP3J01531																		
							400	78	D725N	CR-CT-ES-RA	2FP4F02023																		
							400	216	D725N	CR-CT-ES-RA	2FP4F02023																		
2	07-Jun-04	13-Jul-04	19-Jul-04	36	REDA	400	78	D725N	CR-CT-ES-RA	2FP4F02023	400	DR-ES-RA		400	FL-CT-RA	8DS1F39906	400	BPSSBPB HL	3CBOG16257	540	140	1299	69.5	1DB021717	PHOENIX	MDT 2869			
						400	216	D725N	CR-CT-ES-RA	2FP4F02023																			
						400	78	D725N	CR-CT-ES-RA	2FP4F02023																			
						400	216	D725N	CR-CT-ES-RA	2FP4F02023																			
3	20-Jul-04		08-Abr-05	282	REDA	400	78	D725N	CR-CT-ES-RA	2FP4F02023	400	VGSA 020-60 ES-RA	4BP4G02100	400	D521 FLCT	8DS1F-39906	400	BPSSL	3FB1155499	540	200	1220	99	1DP3C01143	PHOENIX	MDT 4670			
						400	216	D725N	CR-ES-RA	2FP4F01994																			
						400	160	FC925	FPMTX	01F-05432																			
						400	160	FC925	FPMTX	01F-05433																			
ORITO 114	1	14-Dic-03		17-Dic-03	3	Centrif	400	20	TAPERED	FPBMTXC	01F-05434	400	FRXTXBARBAL	41F-43680															
							400	160	FC925	FPMTX	01F-05433																		
							400	20	TAPERED	FPBMTXC	01F-05434																		
							400	160	FC925	FPMTX	01F-05432																		
2	24-Dic-03		12-Ene-04	19	Centrif	400	160	FC925	FPMTX	01F-05433	400	FRXTXBARBAL	41F-43680																
						400	20	TAPERED	FPBMTXC	01F-05434																			
						400	160	FC925	FPMTX	01F-05432																			
						400	160	FC925	FPMTX	01F-05433																			
3	15-Ene-04	23-Ene-04	08-Abr-05	8	Centrif	400	160	FC925	FPMTX	01F-05433	400	FRXTXBARBAL	41F-43680																
						400	20	TAPERED	FPBMTXC	01F-05434																			
						400	160	FC925	FPMTX	01F-05433																			
						400	20	TAPERED	FPBMTXC	01F-05434																			
ORITO 115	1	13-Oct-03		31-Oct-03	18	REDA	400	139	D725N	CR-CT-ES-RA	2FP3J01531	400	DRS-ES-RA	4BP301530	400	H-CR-CT-ARA	8DB3J01532	400/456	BPSSBPB	3CB2J59595	456	125	1480						

ANEXO 9-INVENTARIO BES AREA SUR

POZO	Datos RUNDAYS					BOMBA					INTAKE / SEPARADOR DE GAS			MANEJADOR/SEPARADOR DE GAS			PROTECTOR			MOTOR			SENSOR		CABLE					
	Item	Fecha RUN	Fecha de Fuga	Fecha de Pull	Runday	Serie	Etapas	Modelo	Construcción	S/N	Serie	Modelo	S/N	Serie	Modelo	s/h	Serie	Modelo	S/N	Serie	HP	Volt	Amp	S/N	Modelo	S/N	#	Tipo		
	Acse-6	1	05-Nov-01	22-Oct-02	23-Oct-02	351	538	52	SN2800	CR-CT-ARZ-RA	298021761	400	DRS-ES-RA	48B1E40200				400	BPSSPB-RA	3C8021791	540	200	1220	99	1D86K27691	SURVEYOR	PSHG110078	2	REDALEAD	
	2	25-Oct-02	28-Dec-02	31-Dec-02	64	538	127	SN2800	CR-CT-ARZ-RA	299201744	400	DRS-ES	48B0G16249				400	BPSSPB-RA	3C81A3037	540	200	1220	99	1D81A3020	SURVEYOR	PSB1H45004	2	REDALEAD		
	3	31-Oct-02		12-Ene-03	12	538	127	SN2800	CR-CT-ARZ-RA	299200951	400	VGSA	5981D07507	400	[D5-21 FL-CT] 8091F39913		400	BPSSPB-RA	3C2P200764	540	200	1220	99	1D86K27691	PUMP WATCHER	SNX332	2	REDALEAD		
	4	15-Ene-03	06-Sep-03	09-Sep-03	234	400	96	DN3000	CR-CT-RA	2FP200384	400	DRS-RA	48B7G42070				400	BPSSPB-RA	3C2P200764	540	200	1220	99	1D86K27691	PUMP WATCHER	CH47615	2	REDALEAD		
	5	17-Sep-03	12-Nov-03	15-Nov-03	56	400	96	DN3000	CR-CT-RA	2FP200695	400	DRS-ES-RA	48B1E40199				400	BPSSPB-RA	3C3A300931	540	200	1058	113	1D8386899	SURVEYOR	PSP2K00721	2	REDALEAD		
	6	17-Nov-03	29-Jul-04		255	538	127	SN2800	CR-CT-ES-ARZ	29P3H01490	400	DRS-ES-RA	48B1E40199				400	BPSSPB-RA	3C3A300931	540	200	1058	113	1D8386899	SURVEYOR	PSP2K00721	2	REDALEAD		
Acse-8A	1	14-Nov-01	15-Nov-01	16-Nov-01	1	400	108	DN1750	FL-CT-ARZ	2FB8K27680	400	DRS-ES-RA	48B1E40201				540	BPSSL-HL	3FB867241	540	100	1245	47	1D87E39444	SURVEYOR	PSHG110079	2	REDALEAD		
						400	67	DN1750	FL-CT-ARZ	2FB8K27675							540	LSL-HL	3FB867246											
	1	15-Ene-99	22-Ene-99	06-Feb-99	7	540	95	GN4000	FL-CT-ARZ-RA	288H65132	540	INTAKE					540	BPSSL-HL-RA	3FB8H65123	540	120	1105	69.5	1D88H65128	SURVEYOR	PSHG110078	2	REDALEAD		
Acse-10	2	24-Ago-03	29-Oct-03	17-Abr-04	66	538	63	SN2800	CR-CT-ARZ-RA	298021744	540	VGSA S20-90 ES-RA	RDBOL21781				540	BPSSL-RA	3FB021765	540	200	1220	99	1D8021719	SURVEYOR	PSBOA02991	2	REDALEAD		
	3	21/04/2004	08/04/2005	352		538	61	SN2800	CR-CT-ES-RA	29P200695	538	VGSA	RDBOL-21781				540	BPSSL-RA	3FB021765	540	200	1220	99	1D8021719	SURVEYOR	PSBOH02991	2	REDALEAD		
						538	63	SN2800	CR-CT-ARZ-RA	298021744																				
	1	17-Sep-97		14-Dic-97	88	400	108	DN1750	FL-CT-ARZ	2FB8K27675	400	STD-RA	364224				540	LSB-HL-RA	3FB6K27685	540	100	1245	47	1D87E39444	PSI	PDB6K27694	2	REDALEAD		
						400	68	GN5600	FL-CT-ARZ	2FB8K27680								540	LSL-HL-RA	3FB8H65130	540	120	1105	69.5	1D88H65131					
	2	08-May-98	12-Jun-98	09-Jul-98	35	540	68	GN5600	53FL-CT-AR	21B9K-27689	540		RDB6K-27690				540	BLSBSSL-HL-RA	3FB6K-27695											
						540	64	GN5600	53FL-CT-AR	21B9K-27688								540	BLSBSSL-HL-RA	3FB6K-27695										
						540	50	GN5600	53FL-CT-AR	21B9K-27688								540	BLSBSSL-HL-RA	3FB6K-27695										
Acse-11	3	11-Jul-98	27-Jul-98	02-Sep-98	16	540	45	GN5600	ES-FL-RA	2FNB8E1336	540		RDB6K27696				540	BLSBSSL-HL-RA	3FB6K-27695											
						540	41	GN5600	ES-FL-RA	2FNB8E1401								540	BLSBSSL-HL-RA	3FB6K-27695										
						540	73	GN4000	FL-CT	2FN8H01427								540	BLSBSSL-HL-RA	3FB6K27695										
	4	08-Sep-98	12-Sep-98	18-Sep-98	4	540	73	GN4000	FL-CT	2FN8H01428	540		RDB6K27690	540	DRS RE		540	BLSBSSL-HL-RA	3FB6K27695											
						540	52	GN4000	FL-CT	284711038								540	BLSBSSL-HL-RA	3FB6K27695										
						540	73	GN4000	FL-CT	21H8H01428	538	VGSA-2000-RA	4HB146102				540	BLSBSSL-HL	3FB6K27695											
						540	52	GN4000	FL-CT	21H8H01427								540	BLSBSSL-HL	3FB6K27695										
Acse-12D	1	21-Dic-02		23-Dic-02	2	400	96	DN3000	CR-CT-RA	2FP200384	540	VGSA S20-90 RA	4HB2626945				540	BPSSL-RA	3FB021765	540	140	1299	69.5	1D86E11202	SURVEYOR	PSB1L55437	2	REDALEAD		
	2	25-Dic-02	26-Dic-02	04-Ene-03	1	400	96	DN3000	CR-CT-RA	2FP200386	540	VGSA S20-90 RA	4HB2626945				540	BPSSL-RA	3FB021765	540	140	1299	69.5	1D86E11202	SURVEYOR	PSB1L55437	2	REDALEAD		
	3	02-Feb-03	15-Feb-03	13-Jun-03	13	400	96	DN3000	FL-CT-RA	2FP200722	540	VGSA S20-90 RA	4HB2626945				540	BPSSL-RA	3FB021765	540	120	1105	69.5	1D88E7242	SURVEYOR	PSB1L55437	2	REDALEAD		
Acse-14	1	30-Oct-02		07-Nov-02	8	538	127	SN2800	CR-CT-ES-RA	29P200722	538	VGSA S20-90 ES-RA	RDB1L55484				540	BPSSL-HL-RA	3FB155499	540	120	1105	69.5	1D88E7242	SURVEYOR	PSHG110078	2	REDALEAD		
	2	25-Dic-02	28-Dic-02	07-May-03	3	400	147	DN1400	FL-CT-RA	2FP2001047	400	DRS ES	48B8A7154				540	BPSSL-RA	3FB100128	540	140	1229	69.5	1D8821717	SURVEYOR	PSBOA02991	2	REDALEAD		
						400	147	DN1400	FL-CT-RA	2FP2001046							540	BPSSL-RA	3FB021766	540	200	1220	99	1D81A3020	SURVEYOR	PSB1H45004	2	REDALEAD		
	1	29-May-02	12-Jun-02	14-Jun-02	14	540	60	GN4000	FL-CT-RA	2FP200346	540	VGSA S20-90 ES-RA	RDB021781				540	BPSSL-RA	3FB021766	540	200	1220	99	1D81A3020	SURVEYOR	PSB1H45004	2	REDALEAD		
	2	22-Jun-02	23-Jun-02	24-Jun-02	1	538	88	SN2800	CR-CT-ES-RA	29P200410	400	VGSA S20-90 ES-RA	RDB021781				540	BPSSL-RA	3FB021766	540	200	1220	99	1D81A3020	SURVEYOR	PSB1H45004	2	REDALEAD		
Loro-5A	3	18-Ago-02		15-Ene-03	153	400	108	DN1750	FL-CT-RA	2FB8K27680	400	DRS-ES-RA	28B1E40199				540	LSL-HL	3FB867246	540	120	1105	69.5	1D88H65127	SURVEYOR	PSHG110079	2	REDALEAD		
	4	18-Ene-03	07-Abr-03	15-May-03	79	400	145	DN1300	FL-CT-RA	2FP200793	400	VGSA	RBB1D07507	400	[D5-21 FL-CT] 8091F39913		540	BPSSL-RA	3FB8A43340	540	100	1245	47	1D87E39444	SURVEYOR	PSB1H43004	2	REDALEAD		
	5	24-May-03	26-May-03		2	400	147	DN1400	FL-CT-ARZ-RA	2FP1G10106	400	DRS	48B8A7154				540	BPSSL-RA	3FP130076	540	120	1105	69.5	1D88H65127	SURVEYOR	PSBOA02991	2	REDALEAD		
	6	10-Jun-03	12-Ago-03	29-Ago-03	63	400	147	DN1400	FL-CT-ARZ-RA	2FP1G10106	400	VGSA D20-60	1FB1E40209				400	LSBSPBL-RA	3C81A029H1	540	100	1245	47	1D87E39444	SURVEYOR	PSB1H45004	2	REDALEAD		
	7	11-Sep-03		16-Jun-04	279	400	145	DN1300	FL-CT-RA-ES	2FP200793	400	DRS	48B8A7154				400	BPSSPB-RA	3CP3801071	540	120	1105	69.5	1D88E7242	SURVEYOR	PSB1L55437	2	REDALEAD		
	1	22-Jun-02	06-Jul-02	19-Jul-02	14	540	59	GN4000	FL-CT-RA	2FP200347	540	VGSA S20-90 RA	RDB1L55484				540	BPSSL-HL-RA	3FB1L55499	540	200	1220	99	1D8021719	SURVEYOR	PSB1L55477	2	REDALEAD		
						540	100	GN4000	FL-CT-RA	2FP200352								540	BPSSL-RA	3FP130076	540	120	1105	69.5	1D88H65127	SURVEYOR	PSBOA02991	2	REDALEAD	
Loro-7A	2	03-Sep-02	08-Nov-02	12-Nov-02	66	400	147	DN1400	FL-CT-RA	2FP2001047	400	DRS-ES-RA	48B1L55479				540	BPSSL-RA	3FP130076	540	140	1299	69.5	1D8021716	SURVEYOR	PSB1L55477	2	REDALEAD		
	3	15-Nov-02	11-Feb-03		88	400	147	DN1400	FL-CT-RA	2FP200793	400	DRS-ES-RA	48B1L55479				540	BPSSL-RA	3FB8H65129	540	140	1299	69.5	1D8021716	SURVEYOR	PSB1L55477	2	REDALEAD		
	4	18-Abr-04		09-May-04	23	400	195	DN1300	FL-CT-RA	2FP200793	400	VGSA D20-60	1FB1E40209				540	BPSSL-RA	3FP0001200	540	140	1299	69.5	1D8021717	SURVEYOR	PSB1L55477	2	REDALEAD		
Loro-11	1	18-Sep-02	21-Ene-03	03-Feb-03	125	538	61	SN2800	CR-CT-ES-RA	29P200695	400	VGSA S20-60 RA	1FB1E40209				400	BPSSPB-RA	3C21A029H1	540	200	1220	99	1D8021719	SURVEYOR	PSB1L55488	2	REDALEAD		
						538	88	SN2800	CR-CT-ES-RA	29P200410								540	BPSSL-RA	3C8021791	540	140	1299	69.5	1D86E112					

ANEXO 10-COSTOS EQUIPOS BES AREA SUR

POZO	SERVICIO	COSTOS US\$		TOTAL
		SUPERFICIE	FONDO	
ACAE 5	1	80.502,00	86.430,00	166.932,00
	TOTAL	80.502,00	86.430,00	166.932,00
ACAE 6	1	142.002,00	174.443,60	316.445,60
	2		19.217,00	19.217,00
	3		39.003,00	39.003,00
	4		16.245,00	16.245,00
	5		82.389,85	82.389,85
	TOTAL	142.002,00	331.298,45	473.300,45
ACAE 8A	1	87.502,00	79.478,00	166.980,00
	TOTAL	87.502,00	79.478,30	166.980,30
ACAE 10	1	133.500,00	163.500,00	297.000,00
	2		REPARADO	0,00
	TOTAL	133.500,00	163.500,00	297.000,00
ACAE 11	1	71.450,00	89.200,00	160.650,00
	2	140.400,00	133.300,00	273.700,00
	3		43.000,00	43.000,00
	4		26.000,00	26.000,00
	5		73.898,00	73.898,00
	TOTAL	211.850,00	365.398,00	577.248,00
ACAE 12D	1	141.902,00	154.177,30	296.079,30
	2		28.532,00	28.532,00
	3		REPARADO	0,00
	TOTAL	87.502,00	182.709,30	270.211,30
ACAE 14	1	87.502,00	119.993,30	207.495,30
	2		REPARADO	0,00
	TOTAL	87.502,00	119.993,30	207.495,30
LORO 5A	1	142.002,00	142.291,10	284.293,10
	2		11.424,00	11.424,00
	3		43.280,00	43.280,00
	4		20.769,10	20.769,10
	5		38.055,00	38.055,00
	6		REPARADO	0,00
	TOTAL	142.002,00	255.819,20	397.821,20
LORO 7A	1	142.002,00	128.161,10	270.163,10
	2		76.608,00	76.608,00
	3		27.700,00	27.700,00
	TOTAL	142.002,00	232.469,10	374.471,10
LORO 11	1	87.502,00	128.164,10	215.666,10
	2		25.526,10	25.526,10
	3		11.020,00	11.020,00
	TOTAL	87.502,00	164.710,20	252.212,20
LORO 12D	1	142.002,00	132.336,10	274.338,10
	TOTAL	142.002,00	132.336,10	274.338,10

TOTAL SUR US\$ 3.434.007,00

COSTOS DE INSPECCION Y REPARACION EQUIPOS BES SUR (US\$)

POZO	INSPECCION	REPARACION	TOTAL
Acae 5	4.800,00		4.800,00
Acae 6	9.900,00	121.500,00	131.400,00
Acae 8A	5.300,00		5.300,00
Acae 10			9.700,00
Acae 11			30.025,00
Acae 12D	11.850,00	9.100,00	20.950,00
Acae 14	9.800,00	8.095,00	17.895,00
Loro 5A	14.450,00	75.050,00	89.500,00
Loro 7A	14.600,00		14.600,00
Loro 11	8.360,00	63.000,00	71.360,00
Loro 12D	4.800,00		4.800,00

TOTAL SUR US\$ 400.330,00

ANEXO 11 - COSTOS DE MANTENIMIENTO EQUIPOS BES (US\$)

Pozo	Servicios	Workover	Fluidos de Control	Running & Pulling	Total
Acae 5	1	30.000,00	864,00	10.600,00	41.464,00
	2	30.000,00	864,00	8.100,00	38.964,00
Acae 6	1	30.000,00	864,00	10.600,00	41.464,00
	2	29.615,00	864,00	11.500,00	41.979,00
	3	25.000,00	864,00	11.500,00	37.364,00
	4	25.860,00	864,00	12.100,00	38.824,00
	5	75.300,00	864,00	15.100,00	91.264,00
	6	29.000,00	864,00	12.700,00	42.564,00
Acae 8A	1	50.000,00	1.728,00	18.700,00	70.428,00
Acae 10	1				52.084,00
	2				43.000,00
	3	58.200,00	864,00	12.400,00	71.464,00
	4	40.900,00	864,00	11.500,00	53.264,00
Acae 11	1				43.371,00
	2				75.509,00
	3				83.824,00
	4				135.334,00
	5				51.419,00
	6				56.416,00
	7				45.617,00
Acae 12D	1			13600	13600
	2	27.000,00	864,00	8.100,00	35.964,00
	3	25.500,00	864,00	11.500,00	37.864,00
	4	36.300,00	864,00	11.200,00	48.364,00
Acae 14	1	24.000,00	864,00	11.800,00	36.664,00
	2	26.600,00	864,00	8.100,00	35.564,00
	3	26.700,00	864,00	11.200,00	38.764,00
	4	27.000,00	864,00	8.100,00	35.964,00
Loro 5A	1			10.600,00	10.600,00
	2	31.500,00	864,00	8.100,00	40.464,00
	3	37.500,00	864,00	18.700,00	57.064,00
	4	38.300,00	864,00	12.400,00	51.564,00
	5	31.000,00	864,00	13.900,00	45.764,00
	6	43.100,00	864,00	12.100,00	56.064,00
	7	61.300,00	864,00	18.300,00	80.464,00
	8	31.200,00	1.728,00	14.500,00	47.428,00
Loro 7A	1			10.600,00	10.600,00
	2	32.900,00	864,00	8.100,00	41.864,00
	3	35.000,00	864,00	10.600,00	46.464,00
	4	20.000,00	864,00	11.500,00	32.364,00
Loro 11	1	34.800,00	864,00	11.200,00	46.864,00
	2	28.500,00	864,00	12.480,00	41.844,00
	3	44.000,00	864,00	18.700,00	63.564,00
	4	26.300,00	864,00	8.100,00	35.264,00
Loro 12D	1	36.200,00	864,00	10.600,00	47.664,00
	2	36.400,00	864,00	8.100,00	45.364,00

TOTAL SUR US\$ 2.239.633,00

ANEXO 12-PRODUCCION PROMEDIA DE POZOS CON BES SUR

Item	Pozo	Run	Running	Failure	Pulling	Run Time	BOPD	BWPD	BFPD	ACUMULADO
1	Acae 5	1	22/09/2001		09/10/2001	17	242	244	486	4114
2	Acae 6	1	05/11/2001	22/10/2002	23/10/2002	351	1301	295	1596	456651
	Acae 6	2	25/10/2002	28/12/2002	31/12/2002	64	1122	309	1431	71808
	Acae 6	3	31/12/2002		12/01/2003	12	1000	160	1160	12000
	Acae 6	4	15/01/2003	06/09/2003	09/09/2003	234	891	200	1091	208494
	Acae 6	5	17/09/2003	12/11/2003	15/11/2003	56	870	246	1116	48720
	Acae 6	6	17/11/2003		30/04/2004	165	800	206	1006	132000
3	Acae 8A	1	14/11/2001	15/11/2001	16/11/2001	1	0	0	0	0
4	Acae 10	1	15/01/1999	22/01/1999	06/02/1999	7	1020	1260	2280	7140
	Acae 10	2	24/08/2003	29/10/2003		66	167	1620	1787	11022
5	Acae 11	1	17/09/1997		14/12/1997	88	1223	12	1235	107624
	Acae 11	2	08/05/1998	12/06/1998	09/07/1998	35	3890	130	4020	136150
	Acae 11	3	11/07/1998	27/07/1998	02/09/1998	16	2900	325	3225	46400
	Acae 11	4	08/09/1998	12/09/1998	18/09/1998	4	2700	440	3140	10800
	Acae 11	5	05/01/1999	18/05/1999	19/05/1999	133	2070	360	2430	275310
6	Acae 12D	1	21/12/2002		23/12/2002	2	0	0	0	0
	Acae 12D	2	25/12/2002	26/12/2002	04/01/2003	1	0	0	0	0
	Acae 12D	3	02/02/2003	15/02/2003	13/06/2003	13	90	72	162	1170
7	Acae 14	1	30/10/2002		07/11/2002	8	15	620	635	120
	Acae 14	2	25/12/2002	28/12/2002	07/05/2003	3	20	650	670	60
8	Loro 5A	1	29/05/2002	12/06/2002	14/06/2002	14	1646	383	2029	23044
	Loro 5A	2	22/06/2002	23/06/2002	24/06/2002	1	0	0	0	0
	Loro 5A	3	15/08/2002		15/01/2003	153	480	135	615	73440
	Loro 5A	4	18/01/2003	07/04/2003	15/05/2003	79	285	110	395	22515
	Loro 5A	5	24/05/2003	26/05/2003	05/06/2003	2	292	125	417	584
	Loro 5A	6	10/06/2003	12/08/2003	29/08/2003	63	145	112	257	9135
	Loro 5A	7	11/09/2003		30/04/2004	232	209	813	1022	48488
9	Loro 7A	1	22/06/2002	06/07/2002	19/07/2002	14	680	500	1180	9520
	Loro 7A	2	03/09/2002	08/11/2002	12/11/2002	66	540	150	690	35640
	Loro 7A	3	15/11/2002	11/02/2003		88	320	134	454	28160
10	Loro 11	1	18/09/2002	21/01/2003	03/02/2003	125	800	680	1480	100000
	Loro 11	2	04/02/2003	21/06/2003	14/09/2003	137	305	1180	1485	41785
	Loro 11	3	10/10/2003	30/10/2003	30/10/2003	20	82	1165	1247	1640
11	Loro 12D	1	30/10/2002		05/12/2002	36	211	452	663	7596

PROD. TOTAL BES SUR 1927016 BARRILES

ANEXO 13 - LIFTING COST POR POZO E INSTALACIONES AREA SUR

POZO	RUN TIME (DIAS)	PRODUCCION (BARRILES)	INCREMENTAL (BARRILES)	COSTOS (US\$)	LIFTING COST (US\$/B)
ACAE 5	17	4114	0	254.656,00	N.A.
TOTAL	17	4114	0	254.656,00	N.A.
ACAE 6	351	459810	115763	420.984,00	0,91
ACAE 6	64	71808	0	95.428,00	1,32
ACAE 6	12	7680	0	104.060,00	13,54
ACAE 6	234	211770	0	108.961,00	0,51
ACAE 6	56	48720	0	206.541,00	4,23
ACAE 6	165	132000	0	95.101,00	0,72
TOTAL	882	931788	115763	1.031.075,00	1,1
ACAE 8A	1	0	0	242.316,00	N.A.
TOTAL	1	0	0	242.316,00	N.A.
ACAE 10	7	7140	742	398.250,00	N.A.
ACAE 10	66	11484	6600	137.316,00	11,95
TOTAL	73	18624	7342	535.566,00	28,75
ACAE 11	88	105600	28660	228.790,00	2,16
ACAE 11	35	94850	73745	360.086,00	3,79
ACAE 11	16	46400	20320	134.510,00	2,89
ACAE 11	4	10800	0	167.004,00	15,46
ACAE 11	133	257310	137788	203.291,00	0,73
TOTAL	276	514960	260513	1.093.681,00	2,05
ACAE 12D	2	0	0	316.898,00	N.A.
ACAE 12D	1	0	0	71.597,00	N.A.
ACAE 12D	13	1170	0	94.745,00	N.A.
TOTAL	16	1170	0	483.240,00	N.A.
ACAE 14	3	60	0	84.029,00	N.A.
ACAE 14	8	120	0	344.016,00	N.A.
TOTAL	11	180	0	428.045,00	N.A.
LORO 5A	14	23043	0	314.445,00	13,64
LORO 5A	1	0	0	126.970,00	N.A.
LORO 5A	153	73440	0	130.798,00	1,78
LORO 5A	79	22515	0	113.282,00	5,03
LORO 5A	2	584	0	109.271,00	N.A.
LORO 5A	63	9136	0	102.814,00	11,25
LORO 5A	232	47096	0	109.437,00	2,32
TOTAL	544	175814	0	1.007.017,00	5,72
LORO 7A	14	9520	0	287.281,00	30,17
LORO 7A	66	35640	0	131.126,00	3,67
LORO 7A	88	28160	0	89.414,00	3,17
TOTAL	168	73320	0	507.821,00	6,92
LORO 11	125	100000	0	301.066,00	3,01
LORO 11	137	41785	0	107.322,00	2,56
LORO 11	20	1640	0	133.294,00	N.A.
TOTAL	282	143425	0	541.682,00	3,77
LORO 12D	36	7596	0	331.050,00	N.A.
TOTAL	36	7596	0	331.050,00	N.A.

N.A. NO APLICA - NIVELES MINIMOS DE PRODUCCION

ANEXO 14-COSTOS EQUIPOS BES AREA ORITO

POZO	SERVICIO	COSTOS		TOTAL
		SUPERFICIE	FONDO	
ORITO 14	1	141.950,00	142.979,00	284.929,00
	2		REPARADO	0,00
	TOTAL	141.950,00	142.979,00	284.929,00
ORITO 33	1	0,00	130.000,00	130.000,00
	TOTAL	0,00	130.000,00	130.000,00
ORITO 35	1	104.471,00	166.600,00	271.071,00
	2		REPARADO	0,00
	TOTAL	104.471,00	166.600,00	271.071,00
ORITO 40	1	49.971,00	45.200,00	95.171,00
	2		120.200,00	120.200,00
	TOTAL	49.971,00	165.400,00	215.371,00
ORITO 72	1	111.064,00	148.300,00	259.364,00
	2		140.000,00	140.000,00
	TOTAL	111.064,00	288.300,00	399.364,00
ORITO 80	1	104.471,00	129.000,00	233.471,00
	TOTAL	104.471,00	129.000,00	233.471,00
ORITO 90	1	111.064,00	152.891,51	263.955,51
	TOTAL	111.064,00	152.891,51	263.955,51
ORITO 110	1	78.900,00	148.000,00	226.900,00
	TOTAL	78.900,00	148.000,00	226.900,00
ORITO 111	1	78.900,00	139.045,00	217.945,00
	TOTAL	78.900,00	139.045,00	217.945,00
ORITO 112	1	104.471,00	125.603,00	230.074,00
	2		21.790,00	21.790,00
	3		49.480,00	49.480,00
	4		49.800,00	49.800,00
	5		84.556,00	84.556,00
	TOTAL	104.471,00	331.229,00	435.700,00
ORITO 113	1	37.610,00	97.000,00	134.610,00
	TOTAL	37.610,00	97.000,00	134.610,00
ORITO 114	1	0,00	79.186,00	79.186,00
	2		68.590,00	68.590,00
	3		52.790,00	52.790,00
	TOTAL	0,00	200.566,00	200.566,00
ORITO 115	1	56.565,00	89.696,05	146.261,05
	2	119.015,00	196.409,05	315.424,05
	TOTAL	175.580,00	286.105,10	461.685,10

TOTAL US\$ 3.475.567,00

ANEXO 15-COSTOS DE MANTENIMIENTO EQUIPOS BES ORITO (US\$)

Pozo	Servicios	Workover	Running & Pulling	Total
Orito 14	1	43.600,00	9.500,00	53.100,00
	2	46.000,00	9.500,00	55.500,00
Orito 33	1	29.380,00	12.150,00	41.530,00
Orito 35	1	34.000,00	9.500,00	43.500,00
	2	34.000,00	13.600,00	47.600,00
Orito 40	1	30.400,00	15.800,00	46.200,00
	2	96.200,00	29.000,00	125.200,00
Orito 72	1	34.000,00	10.000,00	44.000,00
	2	26.000,00	10.000,00	36.000,00
Orito 80	1	35.000,00	14.200,00	49.200,00
	2	26.400,00	5.000,00	31.400,00
Orito 90	1	34.000,00	10.000,00	44.000,00
Orito 110	1	21.000,00	5.000,00	26.000,00
	2	31.400,00	4.900,00	36.300,00
Orito 111	1	29.500,00	6.250,00	35.750,00
	2	19.500,00	5.400,00	24.900,00
Orito 112	1	35.000,00	13.950,00	48.950,00
	2	55.000,00	25.900,00	80.900,00
	3	20.000,00	3.650,00	23.650,00
	4	40.000,00	14.000,00	54.000,00
	5	53.000,00	20.680,00	73.680,00
	6	30.000,00	4.000,00	34.000,00
	7	47.500,00	8.500,00	56.000,00
	8	22.000,00	6.800,00	28.800,00
Orito 113	1	24.000,00	10.000,00	34.000,00
Orito 114	1	33.000,00	4.100,00	37.100,00
	2	42.500,00	4.000,00	46.500,00
	3	32.000,00	5.550,00	37.550,00
	4	53.200,00	5.700,00	58.900,00
Orito 115	1	40.800,00	9.500,00	50.300,00
	2	65.000,00	14.750,00	79.750,00

TOTAL ORITO US\$

1.484.260,00

ANEXO 16-PRODUCCION PROMEDIA DE POZOS CON BES ORITO

Item	Pozo	Run	Running	Falla	Pulling	Run life	BOPD	BWPD	BFPD	ACUMULADO
1	ORITO 14	1	22/05/2003	07/02/2004	01/03/2004	261	49	561	610	12789
	ORITO 14	2	03/03/2004		30/04/2004	58	60	688	748	3480
2	ORITO 33	1	29/08/2003	20/09/2003	07/10/2003	22	158	378	536	3476
3	ORITO 35	1	21/04/2003	20/10/2003	24/10/2003	186	317	1915	2232	58962
	ORITO 35	2	25/10/2003		30/04/2004	188	375	2200	2575	70500
4	ORITO 40	1	17/09/2003	27/10/2003	28/10/2003	41	18	1700	1718	738
	ORITO 40	2	13/11/2003		30/04/2004	169	62	2500	2562	10478
5	ORITO 72	1	30/01/2003	28/11/2003	02/12/2003	302	486	810	1296	146772
	ORITO 72	2	05/12/2003		30/04/2004	147	450	678	1128	66150
6	ORITO 80	1	31/05/2003	05/08/2003	06/08/2003	66	11	150	161	726
7	ORITO 90	1	30/12/2002		30/04/2004	487	278	860	1138	135386
8	ORITO 110	1	03/03/2003		23/04/2003	51	43	1060	1103	2168
9	ORITO 111	1	28/02/2003		09/05/2003	70	44	166	200	3080
10	ORITO 112	1	08/03/2003	06/05/2003	08/05/2003	61	465	533	998	28365
	ORITO 112	2	15/07/2003	28/07/2003	28/07/2003	13	68	40	108	884
	ORITO 112	3	26/08/2003	03/09/2003	03/09/2003	8	335	15	350	2680
	ORITO 112	4	15/09/2003	26/09/2003	27/09/2003	12	320	13	333	3840
	ORITO 112	5	11/03/2004	23/03/2004	24/03/2004	13	474	19	493	6162
11	ORITO 113	2	21/03/2004		30/04/2004	40	375	15	390	15000
12	ORITO 114	1	14/12/2003		17/12/2003	3	90	137	227	270
	ORITO 114	2	24/12/2003		12/01/2004	19	7	800	807	133
	ORITO 114	3	15/01/2004	23/01/2004	08/04/2005	8	5	1000	1005	40
13	ORITO 115	1	13/10/2003		31/10/2003	18	245	540	785	4410
	ORITO 115	2	05/11/2003		30/04/2004	177	514	1950	2464	90978

PROD. TOTAL BES ORITO

667467 BARRILES

ANEXO 17 - LIFTING COST POR POZO E INSTALACIONES AREA ORITO

POZO	RUN TIME (DIAS)	PRODUCCION (BARRILES)	INCREMENTAL (BARRILES)	COSTOS (US\$)	LIFTING COST (US\$/B)
ORITO 14	261	15138	6900	368.178,00	24,32
ORITO 14	58	2842	0	62.304,00	21,9
TOTAL	319	18080	6900	430.482,00	23,81
ORITO 33	22	3476	2156	320.126,00	N.A.
TOTAL	22	3476	2156	320.126,00	N.A.
ORITO 35	186	58962	31588	337.019,00	5,71
ORITO 35	188	69936	0	69.784,00	0,99
TOTAL	374	128898	31588	406.803,00	3,15
ORITO 40	41	738	0	146.209,00	N.A.
ORITO 40	169	10478	3352	265.342,00	25,32
TOTAL	210	11216	3352	411.551,00	N.A.
ORITO 72	302	146772	67062	339.000,00	2,3
ORITO 72	147	66150	0	193.340,00	2,92
TOTAL	449	212922	67062	532.340,00	2,5
ORITO 80	66	726	0	322.388,00	N.A.
TOTAL	66	726	0	322.388,00	N.A.
ORITO 90	487	135386	114766	365.410,00	2,64
TOTAL	487	135386	114766	365.410,00	2,64
ORITO 112	61	28365	0	367.122,00	12,94
ORITO 112	13	884	0	100.924,00	N.A.
ORITO 112	8	2680	1712	124.104,00	N.A.
ORITO 112	12	3840	0	85.216,00	22,19
ORITO 112	13	6162	372	170.090,00	27,6
TOTAL	107	41931	2084	847.456,00	20,21
ORITO 113	40	15000	0	235.513,00	15,7
TOTAL	40	15000	0	235.513,00	15,7
ORITO 114	3	270	0	195.581,00	N.A.
ORITO 114	19	133	0	117.332,00	N.A.
ORITO 114	18	40	0	151.184,00	N.A.
TOTAL	30	443	0	464.097,00	N.A.
ORITO 115	18	4410	0	198.865,00	N.A.
ORITO 115	177	90978	0	416.060,00	4,57
TOTAL	195	95388	0	614.925,00	6,44

N.A. NO APLICA - NIVELES MINIMOS DE PRODUCCION

ANEXO 18 COSTOS EQUIPOS BES NORORIENTE

POZO	SERVICIO	COSTOS		TOTAL
		SUPERFICIE	FONDO	
Cencellá 1	1	88.966,20	201.584,00	290.550,20
	2		13.890,00	13.890,00
	3		47.510,00	47.510,00
	4		REPARADO	
	TOTAL	88.966,20	262.984,00	351.950,20
Yurilla 1	1	54.500,00	167.600,00	222.100,00
	TOTAL	54.500,00	167.600,00	222.100,00

TOTAL NORORIENTE US\$ 574.050,20

COSTOS DE REPARACION NORORIENTE

POZO	INSPECCION	REPARACION	TOTAL
Cencellá 1	16.200,00	31.500,00	47.700,00

TOTAL NORORIENTE US 47.700,00

COSTOS DE MANTENIMIENTO EQUIPOS BES (US\$)

Pozo	Servicios	Workover	Fluidos de Control	Running & Pulling	Total
Cencellá 1	1	75.000,00	864,00	20.600,00	96.464,00
	2	40.000,00	864,00	12.700,00	53.564,00
	3	41.200,00	864,00	13.900,00	55.964,00
	4	22.000,00	864,00	11.500,00	34.364,00
Yurilla 1	1	32.000,00	864,00	13.000,00	45.864,00

ANEXO 19 - PRODUCCION PROMEDIA DE POZOS CON BES NORORIENTE

Item	Pozo	Run	Running	Falla	Pulling	Run life	BOPD	BWPD	BFPD	ACUMULADO
1	Yurilla 1	1	21/08/2003	08/12/2003		109	355	3010	3365	38695
2	Cencella 1	1	24/09/2002	23/11/2002		60	370	3130	3500	22200
	Cencella 1	2	10/08/2003	03/11/2003		85	375	3367	3742	31875
	Cencella 1	3	24/01/2004		20/02/2004	27	300	2910	3210	8100
	Cencella 1	3	23/02/2004		30/04/2004	67	300	2910	3210	20100

PROD. TOTAL BES NORORIENTE 120970 BARRILES

ANEXO 20 - LIFTING COST POR POZO E INSTALACIONES AREA NORORIENTE

POZO	RUN TIME (DIAS)	PRODUCCION (BARRILES)	INCREMENTAL (BARRILES)	COSTOS (US\$)	LIFTING COST (US\$/B)
YURILLA 1	109	38695	25169	280.824,00	7,25
TOTAL	109	38695	25169	280.824,00	7,25
CENCELLA 1	60	22200	16504	410.494,00	18,49
CENCELLA 1	85	31875	24269	93.384,00	2,92
CENCELLA 1	27	8100	0	138.060,00	17,04
CENCELLA 1	67	20100	17226	58.170,00	2,89
TOTAL	239	82275	57999	700.108,00	8,51

ANEXO 21- DISEÑOS BES SOR

AREA SUR

POZO	BOMBA				SEPARADOR DE GAS		PROTECTOR		MOTOR				CABLE		
	Serie	Etapas	Modelo	Construcción	Serie	Modelo	Serie	Modelo	Serie	HP	Volt	Amp	Configuración	#	Tipo
Acae-6	400	215	DN1400	CR-CT-RA	400	DRS-ES-RA	400	LSBSBPB-HL-RA	540	140	1299	69,5	SK-UT-RA	2	REDALEAD
Acae-8A	400	270	DN1800	CR-CT-RA	400	DRS-ES-RA	400	LSBSBPB-HL-RA	540	140	1299	69,5	MK-UT-RA	2	REDALEAD
							400	LSBSBPB-HL-RA							
Acae 10	400	300	DN1800	CR-CT-RA	400	DRS-ES-RA	400	LSBSBPB-HL-RA	540	140	1299	69,5	MK-UT-RA	2	REDALEAD
Loro-5A	400	170	DN1800	CR-CT-RA	400	DRS-ES-RA	400	LSBSBPB-HL-RA	540	140	1299	69,5	SK-UT-RA	2	REDALEAD
Loro-11	400	240	DN1800	CR-CT-RA	400	DRS-ES-RA	400	LSBSBPB-HL-RA	540	140	1299	69,5	SK-UT-RA	2	REDALEAD

AREA ORITO

Orito 35	400	230	FC2700	FPMTXFERARM	400	FRSTXFERBARBAL	400	FSB3GXFERLT	450	132	1370	64		4	PLANO
	400	20	TAPERED	FPMTXC											
Orito 72	400	270	DN1800	CR-CT-RA	400	DRS-ES-RA	400	LSBSBPB-HL-RA	540	140	1299	69,5	MK-UT-RA	2	REDALEAD
Orito 90	400	260	DN1400	CR-CT-RA	400	DRS-ES-RA	400	LSBSBPB-HL-RA	540	140	1299	69,5	MK-UT-RA	2	REDALEAD
Orito 112	400	230	DN725	CR-CT-RA	400	DRS-ES-RA	400	LSBSBPB-HL-RA	540	140	1299	69,5	SK-UT-RA	2	REDALEAD
Orito 113	400	290	DN725	CR-CT-RA	400	DRS-ES-RA	400	LSBSBPB-HL-RA	540	140	1299	69,5	SK-UT-RA	2	REDALEAD
Orito 115	538	130	SN3600	CR-CT-ARZ-RA	540	DRS-ES-RA	540	LSBSBPB-HL-RA	562	450	2125	128	SK-UT-RA	2	REDALEAD
							540	LSBSBPB-HL-RA							

AREA NORORIENTE

Cencellá 1	538	130	SN3600	CR-CT-RA	540	INTAKE	540	LSBSBPB-HL-RA	562	450	2125	128	SK-UT-RA	2	REDALEAD
							540	LSBSBPB-HL-RA							
Yurilla 1	538	130	SN3600	CR-CT-RA	540	INTAKE	540	LSBSBPB-HL-RA	562	450	2125	128	SK-UT-RA	2	REDALEAD
							540	LSBSBPB-HL-RA							

