

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS AUTOMATIZADOS Y
MONITOREADOS DEL ÁREA LISAMA DE LA SUPERINTENDENCIA DE
OPERACIONES DE MARES**

**JOSÉ DAVID HERNÁNDEZ OTERO
ANGIE VANESSA LOZANO CASTAÑEDA**

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

2014

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS AUTOMATIZADOS Y
MONITOREADOS DEL ÁREA LISAMA DE LA SUPERINTENDENCIA DE
OPERACIONES DE MARES**

**JOSÉ DAVID HERNÁNDEZ OTERO
ANGIE VANESSA LOZANO CASTAÑEDA**

**Trabajo de grado para optar por el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director:

M.Sc. FERNANDO CALVETE

Codirector:

M. Sc. IVAN ROMERO AMOROCHO

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

2014

DEDICATORIA

A mi Padre Celestial por permitirme culminar con éxito esta etapa de mi vida y lograr este inmenso triunfo. Por acompañarme día a día y guiarme con su mano poderosa en mi caminar. Y aunque en algunos momentos no lo percibiera siempre supe que estabas a mi lado.

A mi padre y a mi madre, que además son mis maestros, amigos y sobretodo ejemplos en mi vida. Gracias porque sin ustedes esto no hubiese sido posible. Esas enseñanzas que desde pequeño tengo las llevaré en mi corazón por siempre.

A mis Hermanas Aura y Daniela porque son la alegría de mi vida, las dos mujeres que después de mi madre, más amo.

A mis tías, tíos, primos y primas que contribuyeron a este logro, gracias por acompañarme y siempre tener palabras de bondad para mí..

A mis amigos y amigas, que me acompañaron en todo este proceso, con ustedes viví experiencias que siempre atesoraré.

A todas aquellas mujeres que me acompañaron en mi vida universitaria y me brindaron alegría, bondad y amor.

A todos aquellos maestros que hicieron parte de mi proceso formativo, para quienes tengo los más altos sentimientos de agradecimiento por todos sus aportes.

A Angie por ser una gran amiga, una gran persona y una excelente compañera de trabajo.

A una mujer muy especial que en los momentos de más necesidad estuvo presente brindandome su mano generosa. A quien deseo que El todopoderoso lá tenga en su presencia.

José David Hernández Otero

DEDICATORIA

A Dios, mi gran apoyo, por todas sus bendiciones, por darme la oportunidad de culminar este logro como profesional, por regalarme salud, sabiduría y entendimiento.

A mis padres, Víctor Lozano y Martha Castañeda por darme la vida, y brindarme todo su cariño, por formarme con buenos valores para llegar a ser una persona de bien. A ti mami por la confianza que me diste y por regalarme la oportunidad de poder educarme y culminar uno de mis grandes sueños.

A mis hermanas Valentina y Valeria, por todo el amor y confianza que han tenido en mí, porque cada día trabajo para ser un buen ejemplo y tener la seguridad que ustedes seguirán y llegaran a ser unas grandes personas y profesionales.

A mi familia, abuelos, tíos, primos, primos segundos, porque de una y otra forma contribuyeron en este sueño. A Jaque, Sergio, Nando, Claudia, Kathe, Tutty, Juandi, y los bbs; por abrirme las puertas de su hogar y brindarme siempre su apoyo en estos años del transcurso de mi carrera.

A Andrés Támara por su apoyo incondicional, por toda la confianza, por sus palabras de aliento en los momentos que las necesitaba, por compartir grandes momentos conmigo y por siempre confiar en mis capacidades.

A José por permitirme trabajar en este proyecto con él, por ser un gran amigo y excelente persona.

A mis grandes amigos; Alejo, Adri, Clau, Erik, Leonardo, Ricardo, Yirys, Checho, Suca, Jota, José, Waddo, Adrián, por brindarme esa amistad incondicional, por regalarme esos momentos de alegría, por estar a mi lado en los momentos tristes y no tan buenos de la carrera, por apoyarme y escucharme cuando lo necesitaba, por todos los planes que fortalecieron esta amistad, gracias por esto y mucho más.

Angie Vanessa Lozano Castañeda

AGRADECIMIENTOS

A Dios por todas sus bendiciones, por brindarnos sabiduría, salud para realizar y alcanzar con éxito nuestros sueños.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, que con la dedicación y esfuerzo del personal docente nos brindaron todo su conocimiento para formarnos como profesionales íntegros.

Al director del proyecto de grado, M.Sc. Fernando Calvete, por su ayuda y dedicación en el desarrollo de esta investigación, el cual se culminó con éxito.

Al codirector del proyecto, M.Sc. Iván Alfonso Romero, por brindarnos la oportunidad de desarrollar este proyecto, por su confianza y tiempo dedicado.

A Iván Jiménez, por ser esa persona clave y dedicada día a día para el desarrollo del proyecto, por brindarnos su ayuda, su dirección, su conocimiento y experiencia desde el inicio hasta el final de la investigación.

A los Ingenieros Erik Montes y Jorge Meneces, por sus valiosas recomendaciones como calificadores del proyecto, las cuales fueron de gran ayuda para desarrollar un mejor trabajo.

A la empresa Ecopetrol S.A. especialmente al departamento de producción de la Superintendencia de Operaciones de Mares por permitirnos acceder a la información requerida para realizar el proyecto.

A nuestros padres, familiares y amigos, por su apoyo para poder culminar este trabajo y lograr formar parte de este nuevo logro como profesionales.

Mil Gracias.

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	22
1. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN EN EL ÁREA LISAMA 24	
1.1. GENERALIDADES DEL AREA LISAMA	24
1.1.1. Geografía del Área Lisama	24
1.1.2. Propiedades Características del Área Lisama	24
1.1.2.1. Pozos Automatizados y Monitoreados en el Área Lisama	29
1.2. GENERALIDADES DE LA AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE POZOS ...	31
1.2.1. Antecedentes de la Automatización	32
1.2.2. Conceptualización de los sistemas de Automatización y Monitoreo de pozos	34
1.2.2.1. Beneficios de la Automatización	36
1.2.3. Equipos de los sistemas de Automatización y Monitoreo de Pozos	36
1.3. GENERALIDADES DEL BOMBEO MECÁNICO	43
1.3.1. Componentes del sistema de Bombeo Mecánico	44
1.3.1.1. El equipo de superficie incluye:	44
1.3.2. Optimización de Pozos de Bombeo Mecánico mediante la automatización y monitoreo 46	
1.3.2.1. Aplicaciones del POC (controlador pump-off)	46
1.3.2.2. Problemas presentados	48
1.3.2.3. Beneficios del POC en el control de Bombeo Mecánico	49
1.3.2.4. Rangos de mejoras y ahorros operativos	50
1.4. GENERALIDADES DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP). 51	
1.4.1. Optimización de Pozos de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) mediante la Automatización y Monitoreo	52
1.5. SISTEMA SCADA (SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION)....	52
1.5.1. Funciones principales del sistema SCADA	54
1.5.2. Elementos del sistema SCADA	55
1.5.3. SCADA LOWIS	56
1.5.3.1. Breve recuento histórico del software	56

1.5.3.2.	Interfaz Gráfica del SCADA LOWIS.....	57
1.6.	ANÁLISIS ECONÓMICO	65
2.	CRONOLOGÍA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE POZOS EN EL ÁREA LISAMA PERTENECIENTE A LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES	67
2.1.	IMPLEMENTACION DEL SISTEMA	68
2.2.	PROPIEDADES QUE SE PUEDEN OBSERVAR EN EL CONTROLADOR Y EN EL LOWIS.....	73
2.3.	PROCESO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN EN UN POZO MODELO	74
3.	ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE POZOS EN EL ÁREA LISAMA	81
3.1.	ANÁLISIS TÉCNICO	81
3.1.2	Análisis de la producción anual de los pozos modelos de los Campos Lisama, Nutria y Tesoro desde el año 2005 al 2013.....	83
3.1.3.	Análisis de fallas de los Campos Lisama, Nutria y Tesoro	87
3.1.3.1.	Tipos de fallas	91
3.1.3.2.	Análisis de falla para los Pozos Modelos	102
3.1.3.2.1.	Velocidad de unidad (strokes por minuto) versus sumergencia del pozo ..	112
3.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE POZOS EN EL ÁREA LISAMA.....	133
3.2.1.	Indicadores económicos para la evaluación del proyecto.....	133
3.2.2.	Modelo económico para el cálculo de beneficios obtenidos en la Automatización de pozos productores en el Área Lisama.....	137
3.2.3.	Estructura del modelo económico	137
3.2.4.	Análisis económico	139
VI.	NUEVAS TECNOLOGÍAS IMPLEMENTABLES EN EL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE POZOS EN EL ÁREA LISAMA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES (SOM)	142
6.1.	DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA.....	142
4.2.	TECNOLOGÍA DE SENSORES INALAMBRICOS.....	163
4.3.	IMPLEMENTACIÓN DE ESTA TECNOLOGÍA INALÁMBRICA EN CAMPOS PETROLEROS	165

4.4. METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INALÁMBRICA PARA EL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE LOS POZOS.	166
5. CONCLUSIONES	169
6. RECOMENDACIONES.....	170
BIBLIOGRAFÍA.....	172
ANEXOS	174

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades características del área Lisama.....	26
En la figura 2 se observa la distribución de los pozos en los campos Lisama, Nutria, Tesoro, Peroles. Es notorio que el mayor número de pozos está concentrado en el campo Lisama., seguido por el campo Nutria, después Tesoro y finalmente el campo Peroles. .	27
Tabla 2. Pozos productivos pertenecientes al área Lisama	28
Tabla 3. Pozos con SWM instalado sin comunicaciones-Área Lisama.....	29
Tabla 4. Pozos con SWM instalado con comunicaciones - Área Lisama	30
Tabla 5. Pozos video-monitoreados- Área Lisama.....	31
Tabla 6. Información brindada por un POC.....	48
Tabla 8. Proceso en la instalación del sistema de automatización	71
Tabla 9. Campos modelos del Área Lisama.....	81
Tabla 10. Producción anual de los pozos modelos del Campo Lisama.....	83
Tabla 11. Producción anual del pozo modelo del Campo Nutria.....	84
Tabla 12. Producción anual del pozo modelo del Campo Tesoro	84
Tabla 13. Fallas Totales Área Lisama.....	88
Tabla 14. Fallas por Bomba Arenada-Pegada	92
Tabla 15. Fallas por Bomba Parafinada.....	93
Tabla 16. Fallas por materiales extraños	94
Tabla 17. Fallas en otras partes dañadas	95
Tabla 18. Fallas en tubería (pase por cuello).....	96
Tabla 19. Fallas en Cuerpo de Tubería.....	97
Tabla 20. Fallas en Válvulas (con pase o picadas)	98
Tabla 21. Fallas en Coupling de Varilla.....	99
Tabla 22. Fallas en el Cuerpo de la Varilla.....	101
Tabla 23. Fallas en el Pin de la Varilla	102
Tabla 24. Fallas anuales totales en el pozo Lisama 19.....	108
Tabla 25. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Lisama 19 por motivo de pega de bomba por arena	109
Tabla 26. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Lisama 19.....	110
Tabla 27. Costo de las intervenciones de 2005 a 2007 en el Pozo Lisama 19.....	111

Tabla 28. Costo de las intervenciones de 2008 a 2013 en el Pozo Lisama 19.....	112
Tabla 30. Fallas totales Pozo Lisama 166.....	115
Tabla 31. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Lisama 166 por motivo de pega de bomba por arena	120
Tabla 32. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Lisama 166	120
Tabla 33. Costo de las intervenciones en el 2006 en el Pozo Lisama 166.....	121
Tabla 34. Costo de las intervenciones desde el 2008 al 2013 el Pozo Lisama 166.....	121
Tabla 35. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Nutria 28.....	126
Tabla 36. Costos totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Nutria 28	127
Tabla 37. Costos totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Nutria 28	128
Tabla 38. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Tesoro 29	131
Tabla 39. Costos totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Tesoro 29, año 2005-2007	132
Tabla 40. Costos totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Tesoro 29, año 2008-2012	132
Tabla 41. Escala de pagos de regalías en Colombia (Crudo liviano y semiliviano) Ley 756 de 2002	135
Tabla 42. Variables financieras establecidas	138
Tabla 43. Regalías pozo Lisama 166.....	139
Tabla 44. Análisis Económico Lisama 166.....	141
Tabla 45. Comparación tecnología inalámbrica de automatización de pozos vs tecnología convencional con cable.....	165

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Descripción geográfica del área Lisama	25
Figura 2. Descripción geográfica del área Lisama	27
Figura 3. Diagrama típico de un proceso de automatización.....	32
Figura 4. Controlador de pozo	37
Figura 5. Celda de carga, cables y conectores	38
Figura 6. Dispositivo antiderrames (APA)	39
Figura 7. Parte interna del APA	39
Figura 8. Equipo APA sin tanque.....	39
Figura 9. Sensor de presión instalado en línea de salida del revestimiento	40
Figura 10. Sensor de presión instalado en líneas de salida de la tubería de producción ..	40
Figura 11. Inclínómetro	41
Figura 12. Medidor de esfuerzos	42
Figura 13. Sensor de RPM	42
Figura 14. Componentes de Bombeo Mecánico	45
Figura 15. Elementos de un sistema SCADA	56
Figura 16. Interfaz Gráfica LOWIS, Lisama 19 (Bombeo mecánico)	59
Figura 17. Interfaz gráfica LOWIS, Lisama 166 (Bombeo cavidades progresivas).....	60
Figura 18. Ventana operativa de fallas en los pozos.....	61
Figura 19. Gráficos resumen de producción	62
Fuente: Software Lowis	62
Figura 20. Límites de alarmas análogas para el pozo Lisama 19	63
Figura 21. Interfaz gráfica de visualización de dinagramas LOWIS	64
Figura 22. Video-monitoreo de pozos	65
Figura 23. Diagrama de equipos instalados.....	74
Figura 24. Proceso de excavación.....	75
Figura 25. Instalación de la tubería en el Campo Lisama 86.....	75
Figura 26. Instalación de las placas de mineral rojo en el Campo Lisama 86	76
Figura 27. Instalación de la guaya puesta a tierra en el Campo Lisama 86	76
Figura 28. Relleno y Compactación en el Campo Lisama 86.....	77

Figura 29. Excavación e instalación del mástil del SAM en el Campo Nutria 37	77
Figura 30. Instalación de tubería en el Campo Nutria 37	78
Figura 31. Relleno y Compactación en el Campo Nutria 37	78
Figura 32. Instalación del gabinete SAM	79
Figura 33. Instalación y conexiones de la caja de paso en el Campo Nutria 37	80
Figura 34. Fallas en Couplings de Varilla.....	99
Figura 35. Fallas en Cuerpo de Varilla.....	100
Figura 36. Fallas en el Pin de Varilla	101
Figura 37. Dinagrama de superficie y fondo Lisama 19.	103
Figura 38. Dinagrama de fondo Lisama 19 (25-01-11).....	104
Figura 39. Dinagrama de fondo Lisama 19 (11-02-12).....	105
Figura 40. Dinagrama de fondo Lisama 19 (15-06-13).....	105
Figura 41. Dinagrama de fondo Lisama 19 (02-07-11).....	106
Figura 42. Dinagramas de fondo Lisama 19 (02-07-11) y (03-07-11).....	107
Figura 43. Dinagrama de fondo Lisama 166 (07-08-09).....	115
Figura 44. Dinagrama de superficie y fondo Lisama 166. 2013	116
Figura 45. Dinagrama de fondo Lisama 166 (15-07-09).....	116
Figura 46. Dinagrama de fondo Lisama 166 (10-09-09).....	117
Figura 47. Prueba de válvulas Lisama 166 (10-09-09).....	117
Figura 48. Dinagrama de fondo Lisama 166 (12-27-10).....	118
Figura 49. Dinagrama de fondo Lisama 166 (08-09-12).....	119
Figura 50. Dinagrama de fondo Nutria 28 (05-20-11), (17-08-11)	123
Figura 51. Dinagrama de fondo Nutria 28 (11-04-11).....	124
Figura 52. Dinagrama de fondo Nutria 28 (18-01-12).....	124
Figura 53. Dinagrama de fondo Nutria 28 (09-04-12)	125
Figura 54. Dinagrama de superficie y fondo. Nutria 28. 2013	125
Figura 55. Dinagrama de fondo. Tesoro 29. (17-08-12).....	129
Figura 56. Dinagrama de fondo. Tesoro 29. (13-04-13).....	129
Figura 57. Dinagrama de superficie y fondo. Tesoro 29. 2013.....	130
Figura 58. Representación del pozo y del sistema de levantamiento artificial monitoreado por sensores inalámbricos	144
Figura 59. Estación base y transductor inalámbrico de barra lisa	145

Figura 60. Sensor de nivel y presión instalado en línea de casing	147
Figura 61. Sensor inalámbrico de carga (herradura).....	148
Figura 62. Instalación celda PRT inalámbrica	150
Figura 63. Adquisición simultánea en tiempo real de dinagramas y niveles de fluido	151
Figura 64. Adquisición inalámbrica de un nivel de fluido y gráfica de análisis.....	152
Figura 65. Visualización en tiempo real del llenado de bomba y dinagramas para el stroke 13 (punto rojo y línea). Las líneas negras muestran los datos del dinagrama para el anterior stroke número 12.....	153
Figura 66. Pantalla de adquisición de dinagramas y presión en cabeza de tubería	154
Figura 67. Presión en cabeza de tubería y carga de la barra lisa antes y después una prueba de integridad de tubería	154
Figura 68. Repetición de dinagramas y superposición de recorridos de bomba	157
Figura 69. Superposición de archivos antiguos de nivel de fluido para análisis comparativo	158
Figura 70. Fotograma de la animación de la operación de la bomba de subsuelo, movimiento del pistón, acción de la válvula, y movimiento del fluido.....	159
Figura 71. Análisis especial del nivel de fluido acústico usando marcadores de fondo y distribución correspondiente del fluido en pozo	160
Figura 72. Prueba de integridad de tubería detallada mostrando la presión en cabeza de tubería vs Tiempo	161
Figura 73. Reporte dinamométrico generado como un archivo PDF	162
Figura 74. Reporte de nivel de fluido acústico en un formato de impresión	163

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 2. Número de pozos con instaladores de controlador e ingreso de SCADA para los campos Lisama, Tesoro y Nutria	72
Gráfica 3. Producción del Pozo Modelo en el Campo Lisama (Lisama 19)	85
Gráfica 4. Producción del Pozo Modelo en el Campo Lisama (Lisama 166)	86
Gráfica 5. Producción del Pozo Modelo en el Campo Nutria (Nutria 28)	86
Gráfica 6. Producción del Pozo Modelo en el Campo Tesoro (Tesoro 29)	87
Gráfica 7. Fallas Totales Área Lisama (2005-2013)	88
Gráfica 8. Fallas totales Campo Lisama	89
Gráfica 9. Fallas Totales Campo Nutria	90
Gráfica 10. Fallas Totales Campo Tesoro.....	91
Gráfica 11. Fallas totales Lisama 19.....	104
Gráfica 12. Sumergencia versus Strokes por minuto- Lisama 19.....	112
Gráfica 13. Fallas presentes desde el 2005 al 2013 en el pozo Lisama 166.....	114
Gráfica 14. Fallas totales Nutria 28.....	122
Gráfica 15. Fallas totales Tesoro 29	130

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Producción Total por año Campo Lisama.....	174
Anexo B. Producción Total por año Campo Nutria.....	178
Anexo C. Producción Total por año Campo Tesoro.....	183
Anexo D. Producción mensual para los pozos modelos - Lisama 19 y Lisama 166	185
Anexo E. Producción mensual para los pozos modelos - Nutria 28	189
Anexo F. Producción mensual para los pozos modelos – Tesoro 29	191

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS AUTOMATIZADOS Y MONITOREADOS DEL ÁREA LISAMA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES.*

AUTORES: JOSÉ DAVID HERNANDEZ OTERO

ANGIE VANESSA LOZANO CASTAÑEDA**

PALABRAS CLAVES: Automatización, monitoreo de pozos, índice de fallas, dinagramas.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de investigación se concentra en evaluar todo el proceso de implementación del sistema de automatización y monitoreo de pozos en el Área Lisama de la Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM). En principio se realizó una documentación de todos los conceptos concernientes a la Automatización y Monitoreo de los pozos y de las generalidades del Área Lisama. Después se recopiló y organizó información sobre la cronología de la implementación del sistema. Posteriormente, se realizó la evaluación técnica de la implementación del sistema en los pozos modelos, en donde se analizaron las fallas presentadas en cada pozo, los dinagramas y la producción, con el fin de identificar los beneficios presentados desde el inicio de la implementación del sistema comparados con los años anteriores a la implementación.

Al término de la evaluación técnica, se determinó que la implementación del sistema de Automatización y monitoreo de pozos contribuye a la mejoría de la producción debido a que se convierte en la herramienta eficaz para monitorear y controlar los pozos y poder implementar acciones correctivas a tiempo. Luego, se evaluó financieramente el proyecto para un pozo modelo, el cual resulto viable, ya que la inversión inicial y los costos operativos de la implementación del sistema se recuperan en corto tiempo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M.Sc. Fernando Enrique Calvete González, Codirector: M.Sc. Iván Alfonso Romero Amorocho

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF WELLS AUTOMATED AND MONITORED OF AREA LISAMA OF THE OPERATIONS SUPERINTENDENT OF MARES.*

AUTHORS: JOSÉ DAVID HERNANDEZ OTERO

ANGIE VANESSA LOZANO CASTAÑEDA**

KEYWORDS: Automation, monitoring of the wells, failure rate, dynamometer test.

ABSTRACT:

This present research work is focused in evaluate the entire process of implementation of the wells automation and monitoring system in the Lisama Area of the Operations Superintendence of Mares (OSM). In principle it was performed a documentation of all concepts concerning the automation and monitoring of wells and an overview of the generalities of Lisama Area. Subsequently, it was compiled and organized information about the chronology of the implementation of the system. Later, it was performed a technical evaluation of the implementation of the system in the model wells, where the faults presented, dynamometer tests and production were analyzed in each well, in order to identify the benefits presented from the beginning of the system implementation compared with the years before implementation.

At the end of the technical evaluation, it was determined that the implementation of the wells automation and monitoring system contributes to the improvement of production because it becomes an effective tool to monitor and control wells and to implement corrective actions in time. Later, it was evaluated financially the project for a model well, and was feasible financially, because the initial inversion and the operative expense of the implementation system were recoverable in short time, after application.

* Grade Project

** Faculty of Physical- Chemical Engineering. Petroleum Engineering. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González, Co-director: M.Sc. Iván Alfonso Romero Amorocho

INTRODUCCIÓN

La producción constituye un punto vital en el desarrollo de un pozo, debido a que esta representa la etapa de obtención del valioso hidrocarburo para su posterior transporte y tratamiento. Es por eso, que la industria petrolera a lo largo de los años ha tenido como objetivo primordial la obtención rápida de este bien. Sin embargo, el proceso está sujeto a múltiples inconvenientes asociados a problemas operativos en los sistemas de producción, que reducen el tiempo de trabajo de los pozos.

Como búsqueda de soluciones eficientes a la problemática de los pozos, buscando un mayor control en ellos, se desarrollaron los sistemas de automatización y monitoreo, como una herramienta eficaz, útil y práctica para hacer un seguimiento continuo de la producción de los pozos, además de identificar las anomalías rápidamente y dar soluciones correctivas disminuyendo las consecuencias a nivel de producción y costos de intervención de equipos de servicios a pozo.

Hoy en día es imprescindible contar con los elementos de última tecnología para asegurar una óptima y adecuada obtención del recurso.

Durante el desarrollo de este proyecto se identificaron los diferentes factores que tienen influencia para aplicar el sistema de automatización y monitoreo en los pozos. El tema será desarrollado durante 4 capítulos en los cuales el primero tiene la finalidad de familiarizar al lector con los conceptos básicos relacionados con las generalidades del Área Lisama y conceptos concernientes a la automatización y monitoreo de pozos.

En el capítulo 2, se realizó una recopilación de toda la cronología de la implementación del sistema de automatización y monitoreo desde el año de inicio

hasta el año 2013, todo esto referente a los pozos automatizados de cada campo en estudio.

En el capítulo 3, se realizó el análisis técnico para los pozos modelos, con el fin de analizar la influencia de este sistema y resaltar los impactos sobre los resultados en este proceso.

Finalmente en el capítulo 4, se analizó la aplicación de nuevas tecnologías en este sistema de automatización y monitoreo, en este caso sistemas inalámbricos, con el fin de proponer nuevas tecnologías en el Área Lisama, las cuales se han aplicado en pozos pilotos en otros campos.

1. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN EN EL ÁREA LISAMA

1.1. GENERALIDADES DEL AREA LISAMA

1.1.1. Geografía del Área Lisama

El Área Lisama está localizada en la parte Oriental de la concesión De Mares, en el Departamento de Santander, Valle Medio del Magdalena, al noreste de la ciudad de Barrancabermeja. El área limita al norte con el Río Sogamoso, al suroeste con la ciudad de Barrancabermeja, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito. (Figura.1).

Cartográficamente está comprendida dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'255.000 a 1'282.000

E: 1'050.000 a 1'065.000

El área tiene una extensión aproximada de 70 Km².¹

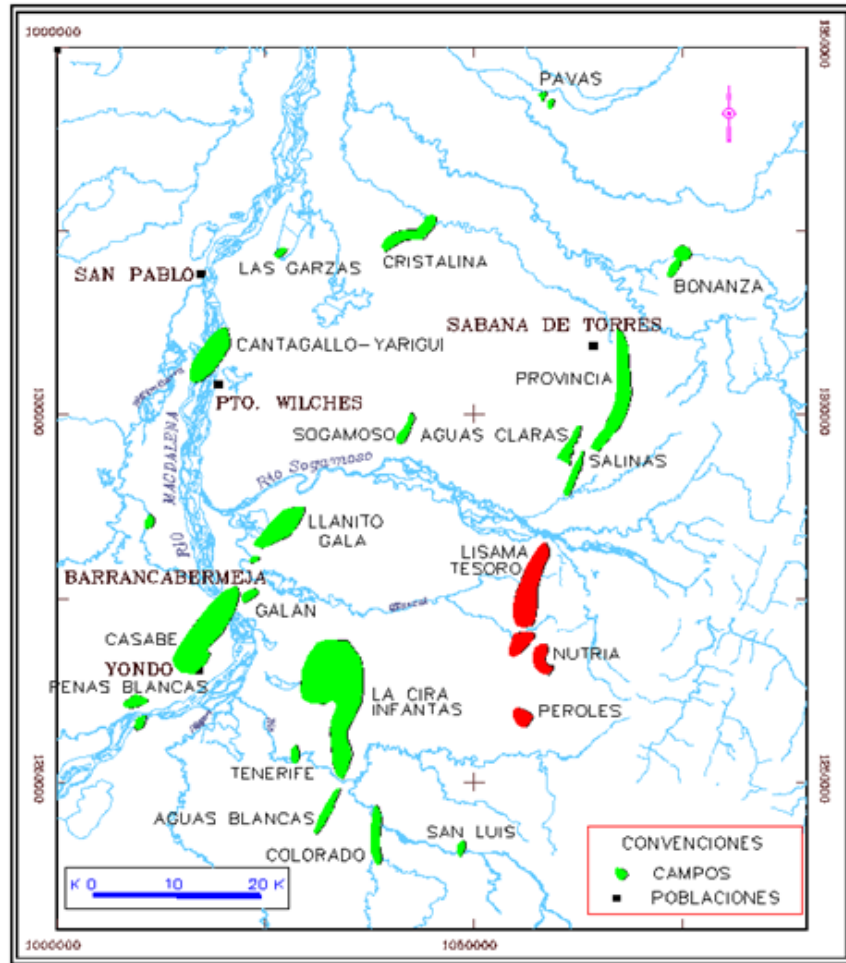
1.1.2. Propiedades Características del Área Lisama

Entre otras de las características importantes del área Lisama está los mecanismos de producción presentes en cada uno de los campos pertenecientes a esta área. El mecanismo de producción predominante es gas en solución excepto en la parte Noreste del Campo Lisama, en donde se combinan

¹ ECOPETROL S.A. Generalidades Lisama [Diapositivas]. 2010. El Centro, Barrancabermeja. Diapositiva 5.

mecanismos como capa de gas, drenaje gravitacional, gas en solución y algún efecto de empuje por agua.²

Figura 1. Descripción geográfica del área Lisama



Fuente: Generalidades Lisama-Ecopetrol S.A.

El área Lisama comprende una extensa área geográfica, razón por la cual es posible encontrar múltiples propiedades a lo largo de ella. Sin embargo, a grandes rasgos se pueden diferenciar tres zonas. Las características más importantes de estas zonas se encuentran en la tabla 1.

² ECOPETROL S.A, El Centro, Barrancabermeja, Op Cit. Diapositiva 6.

Tabla 1. Propiedades características del área Lisama

PARÁMETROS	LISAMA			CORAZÓN LISAMA-146	
	Zona A	Zona B	Zona C		
Profundidad (Ft, BNM)	2500-3000	4000-8500	5000-9500	-	-
Espesor Neto (ft)	20-110	67-227	85-261	-	-
Porosidad (%)	15-22	dic-18	nov-20	13-25	13-22
Permeabilidad prom. (md)	31-98	22-61	25-73	85	31
Swi (%)	26-42	30-33	32-36	-	-
Gravedad API.	30,5	31-32	34	-	-
GOR (SCF/STB)				-	-
Tipo de crudo	Parafínico			-	-
Mecanismo de Empuje	Empuje de Gas- Capa de Gas - Drenaje Gravitacional				

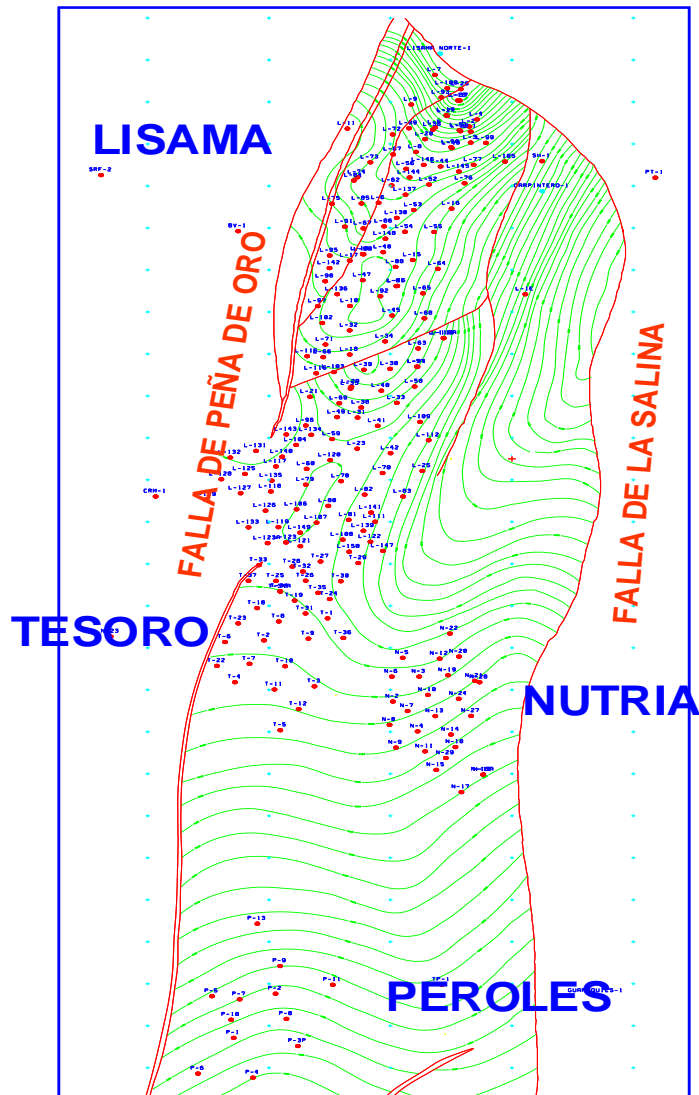
Fuente: Ecopetrol S.A.

La estructura del Campo Lisama corresponde con un anticlinal asimétrico, elongado, con su flanco oriental más desarrollado, limitado al oriente por la Falla Satélite o de Santa Elena, al occidente por la Falla de Peña de Oro, al norte por la Falla de la Salina y al sur por cabeceo propio de los estratos sedimentarios.³

El área Lisama se compone por los campos Lisama, Nutria, Tesoro, Peroles, Aguas Blancas, San Luis y Guariques. De los cuales los pozos con mayor producción se encuentran localizados en los campos Lisama, Nutria y Tesoro. Los pozos actualmente productivos del área Lisama se encuentran descritos en la tabla 2.

³ ECOPETROL S.A, El Centro, Barrancabermeja, Op Cit. Diapositiva 8.

Figura 2. Descripción geográfica del área Lisama



Fuente: Generalidades campos SOM-Ecopetrol S.A.

En la figura 2 se observa la distribución de los pozos en los campos Lisama, Nutria, Tesoro, Peroles. Es notorio que el mayor número de pozos está concentrado en el campo Lisama., seguido por el campo Nutria, después Tesoro y finalmente el campo Peroles.

Tabla 2. Pozos productivos pertenecientes al área Lisama

POZOS			
L-13	L-140	N-23R	T-35
L-15	L-142	N-25	T-36R
L-18	L-145	N-26	T-40
L-19	L-146	N-28	T-41
L-23	L-149	N-29	T-42
L-28	L-150	N-30	T-43
L-44	L-151	N-31	T-44
L-47	L-152	N-32	T-46
L-56	L-153	N-33	T-47
L-62	L-157	N-34	T-48
L-67	L-158	N-35	P-1
L-73	L-159	N-36	P-7
L-77	L-160	N-37	P-8
L-78	L-161	N-38	SL-4
L-79	L-162	N-39	AB-2
L-84	L-163	N-40	G-1
L-85	L-165	N-41	
L-86	L-166	N-42	
L-91	L-167	N-43	
L-93	L-171	N-44	
L-95	L-175	N-65	
L-97	L-176	N-66	
L-98	N-4	T-2	
L-102	N-10	T-6	
L-106	N-11	T-9	
L-118	N-12	T-23	
L-126	N-15	T-25	
L-127	N-18	T-26	
L-137	N-20	T-29	
L-139	N-22	T-31	

Lisama
Nutria
Tesoro
Peroles
San Luis
Aguas Blancas
Guariques

Fuente: El Autor.

1.1.2.1. Pozos Automatizados y Monitoreados en el Área Lisama

El proyecto de automatización y monitoreo de pozos está aún en sus inicios en el Área Lisama, razón por la cual aún el área de cobertura del sistema no es completa. El proceso de instalación de los sistemas de automatización y monitoreo de pozos fue un proceso paulatino en el que inicialmente se instalaron los controladores SAM WELL MANAGER (SWM), variadores y sensores en los pozos, este proceso fue realizado por funcionarios de la empresa INDEQUIPOS S.A.S. Posteriormente se procedió a instalar la respectiva cobertura en comunicaciones en algunos de esos pozos con el fin de poder tener acceso a la información obtenida de los sensores de manera remota desde un cuarto de control. Actualmente se está complementando el proceso con la instalación de nuevos controladores y nuevos sistemas de comunicaciones, así como con la inclusión de cámaras que permiten video-monitoreo de los pozos, para fines de seguridad de los mismos. Los pozos que actualmente se encuentran con el sistema SWM, pero sin el sistema de comunicaciones aún instalado se muestran en la tabla 3.

Tabla 3. Pozos con SWM instalado sin comunicaciones-Área Lisama

SWM-SIN COMUNICACIONES	
LIS 86	LIS 150
LIS 102	TES 46
LIS 139	TES 47
LIS 140	TES 48

LISAMA
TESORO

Fuente: El Autor.

Los pozos que se encuentran con el sistema de automatización (SWM) instalado junto con las comunicaciones en el área Lisama se muestran en la tabla 4.

Tabla 4. Pozos con SWM instalado con comunicaciones - Área Lisama

SWM CON COMUNICACIONES	
LIS 13	NUT 12
LIS 19	NUT 15
LIS 28	NUT 22
LIS 47	NUT 23
LIS 56	NUT 25
LIS 62	NUT 26
LIS 77	NUT 28
LIS 98	NUT 30
LIS 127	NUT 31
LIS 137R	NUT 32
LIS 142	NUT 33
LIS 145	NUT 34
LIS 151	NUT 35
LIS 152	NUT 36
LIS 157D	NUT 37
LIS 159D	NUT 38
LIS 161D	NUT 39
LIS 163	NUT 40
LIS 165D	NUT 41
LIS 166D	NUT 42
LIS 176D	NUT 43
TES 29	NUT 44
TES 36R	TES 43
TES 41	TES 44
TES 42	

LISAMA
NUTRIA
TESORO

Fuente: El Autor

Como se observa en la tabla 4, actualmente el campo que posee mayor número de pozos con comunicaciones es el campo Nutria con un total de 22 pozos, mientras que el siguiente en número de pozos en comunicaciones es el campo Lisama con un total de 21 pozos automatizados, finalmente el pozo Tesoro posee un total de 6 pozos con instalación y comunicaciones.

Tabla 5. Pozos video-monitoreados- Área Lisama

POZOS VIDEO-MONITOREADOS	
LIS 158	NUT 36
LIS 160	NUT 37
LIS 167	NUT 38
NUT 12	NUT 39
NUT 23	NUT 40
NUT 25	NUT 41
NUT 26	NUT 42
NUT 28	NUT 43
NUT 30	NUT 44
NUT 31	TES 41
NUT 32	TES 42
NUT 33	TES 43
NUT 34	TES 44
NUT 35	

LISAMA
NUTRIA
TESORO

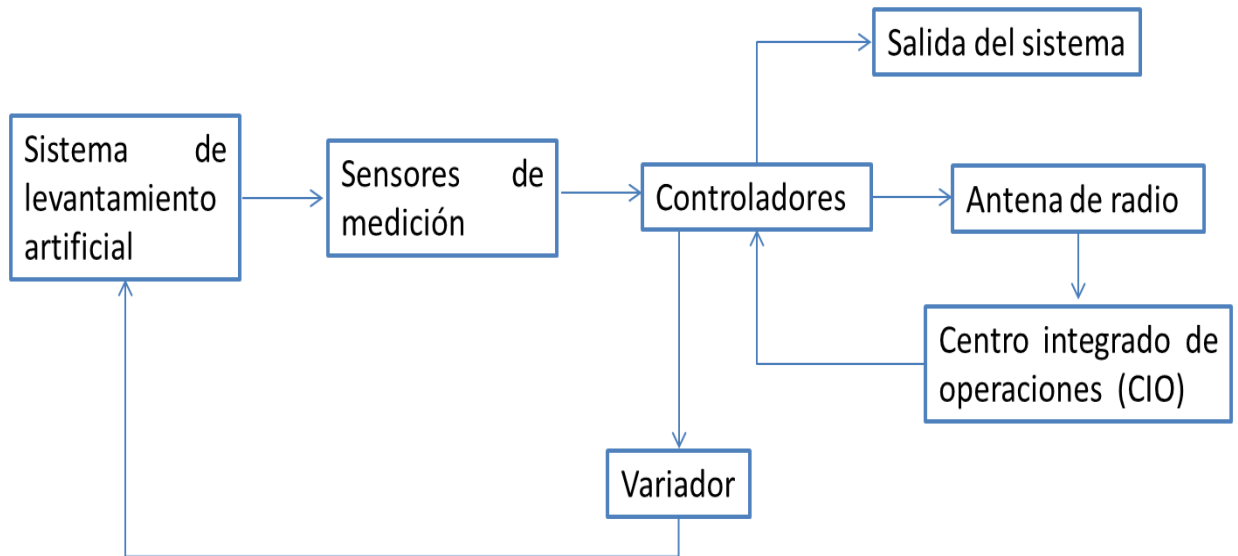
Fuente: El Autor

1.2. GENERALIDADES DE LA AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE POZOS

El monitoreo de pozos consiste en la visualización remota de las variables que componen la operación de estos. Es de vital importancia en tanto que permite conocer en tiempo real el estado de los pozos tanto en superficie, como en fondo. Por su parte, la automatización de pozos permite controlar y modificar las variables para de este modo tomar las respectivas acciones correctivas, en caso de fallas u operación ineficiente de los pozos.

En la figura 3 se observa un esquema típico de un proceso de automatización, empezando en el sistema de levantamiento artificial donde se instalan los respectivos sensores de medición que llevan la información a los controladores, estos transmiten la señal vía antena de radio al centro integrado de operaciones (CIO) donde son analizados los datos por los operadores y los ingenieros de control de producción para la toma de decisiones.

Figura 3. Diagrama típico de un proceso de automatización



Fuente: El Autor

1.2.1. Antecedentes de la Automatización

Los principios de la automatización se remontan al siglo XIX, donde fueron desarrollados sistemas para controlar procesos industriales, minimizando el personal humano, como un método de optimizar y agilizar el proceso de desarrollo industrial. Ejemplo vívido de esto fue la automatización implementada en la época de la revolución industrial para acelerar los procesos productivos. Henry Ford en el siglo XIX desarrolló un sistema de automatización para la fabricación de los primeros vehículos de motor a combustión.

Los primeros sistemas de control surgen en la Revolución Industrial a finales del siglo XIX y principios del siglo XX. Estaban basados en componentes mecánicos y electromagnéticos, básicamente engranajes, palancas y pequeños motores. Más tarde, se masificó el uso de contadores, relés y temporizadores para automatizar las tareas de control.

A partir de los años 50 aparecen los semiconductores y los primeros circuitos integrados sustituyeron las funciones realizadas por los relés, logrando sistemas de menor tamaño, con menor desgaste y mayor fiabilidad. En 1968 nacieron los primeros autómatas programables (PLC), con unidad central constituida por circuitos integrados.

A principios de los 70, los PLC incorporaron el microprocesador, logrando así mayores prestaciones, elementos de comunicación hombre-máquina más modernos, procesamiento de cálculos matemáticos y funciones de comunicación, evolucionando en forma continua hasta el día de hoy.

La automatización de pozos surgió como búsqueda de solución a los problemas que se presentaban comúnmente en los pozos.

Posteriormente estos conceptos de automatización que implicaban el poder controlar remotamente diversos procesos, fueron llevados a la industria petrolera, donde permitieron corregir muchos inconvenientes que se presentaban al no tener un control en tiempo real de las variables presentes en los pozos.

Una de las áreas de la industria petrolera donde se encuentra más desarrollada la automatización es en el área de producción, donde actualmente es posible controlar y monitorear las variables implicadas en cada uno de los procesos productivos de los pozos.

Sin embargo no siempre fue así, en los inicios de la automatización de pozos, alrededor de los años 80, solamente se podía monitorear el estado ON/OFF de los pozos, así como algunas variables básicas, sin lograr un control real del pozo. En esa época aún no era posible hablar de automatización, el término más adecuado era monitoreo de pozos, debido al nulo control que se ejercía en los parámetros de pozo.

Posteriormente en los años 90, se logró procesar una cantidad mayor de datos de los pozos, así como realizar algunas acciones de control básicas. Por esta razón a partir de esta fecha, es posible hablar de automatización y monitoreo de pozos.⁴

Desde el año 2000 hasta la actualidad se ha logrado un procesamiento avanzado de datos, con una cuantía numerosa de variables asociadas a los procesos productivos de los pozos, independientemente del sistema de levantamiento artificial que esté presente. Otro factor importante para recalcar es que por medio de la automatización de pozos en la actualidad se ha logrado tomar decisiones para optimizar la producción basándose en comportamientos de los pozos, con lo cual también se ha permitido predecir posibles comportamientos futuros del pozo, previniendo fallas que implicarían pérdidas de tiempo, producción y por tanto ganancias.

1.2.2. Conceptualización de los sistemas de Automatización y Monitoreo de pozos

Los sistemas de monitoreo remoto, entregan la información de interés de forma instantánea y continua optimizando el tiempo que duran los recorridos a las áreas interesadas, así como también otorgan información inmediata de fallas y anomalías en el proceso de extracción.

La automatización se compone básicamente el proceso de automatización de 4 elementos claramente diferenciables:

- a) Controlador y/o variador
- b) Sistema controlador
- c) Sensores de medición
- d) SCADA

⁴ JIMENEZ, IVÁN, Automatización de unidades de bombeo, Barrancabermeja. 2009. Pág. 11.

El controlador constituye un elemento vital para conformar el sistema de automatización y monitoreo, debido a que regula presiones, temperaturas, niveles y caudales así como todas las funciones asociadas de temporización, cadencia, conteo y lógica.⁵ Por su parte el variador permite modificar las condiciones de trabajo del motor de las unidades, variando parámetros de velocidad (strokes) del motor en el caso de las unidades de bombeo mecánico (BP), y de RPM en el caso de las unidades bombeo por cavidades progresivas (PCP).

El Sistema controlador constituye el pozo así como todos los elementos que componen al sistema de levantamiento artificial, tanto los elementos en superficie como los de fondo, que facilitan el proceso de extracción del crudo en el pozo.

Los sensores de medición son los elementos de determinación de los parámetros del pozo, estos captan las magnitudes del sistema, para saber el estado del proceso que se controla. Además convierte las variaciones de una magnitud física en variaciones de una magnitud eléctrica con el fin de que estas puedan ser medidas.

El SCADA es un software que se encarga de supervisar y controlar los datos recolectados desde un sitio remoto. Sus siglas en inglés significan “Supervisory Control And Data Acquisition”, que traducen Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Para el caso de estudio, el sistema de automatización del área Lisama, el SCADA constituye el software LOWIS de la empresa WEATHERFORD INTERNATIONAL. Este software permite un monitoreo remoto de las variables asociadas en pozo. El proceso básicamente empieza por la adquisición de los datos por medio de los sensores, los cuales transmiten esta información hacia los controladores y posteriormente esta información es enviada vía antena al punto de recepción donde se encuentra el SCADA, en el cual puede ser visualizado los datos por parte del personal especializado.

⁵ FIUBA. CIM II. Automatización de pozos [Diapositivas]. Diapositiva 8.

1.2.2.1. Beneficios de la Automatización

Gracias a la automatización con la implementación de sistemas de monitoreo y control se obtienen varios beneficios como el mejoramiento de maniobras de campo, planeación de estrategias productivas, optimización de costos de producción, aumento de la seguridad operativa vista desde la reducción de los riesgos de afectación ambiental, aumento de los índices de productividad y, por supuesto, mayores ingresos económicos.

- a) Una notable mejora en la continuidad de producción del pozo, pues cualquier anomalía en el funcionamiento de éste se detecta instantáneamente.
- b) El tiempo de respuesta de los operadores y recorredores es mucho menor.
- c) Se tiene acceso a un registro actualizado en tiempo real del estado del pozo, específicamente del variador y el equipo eléctrico.
- d) Presión de entrada a la bomba de subsuelo sin usar sensores de fondo.
- e) Medición del nivel de fluido.
- f) Cálculos de torque.
- g) Carta dinamométrica de fondo.
- h) Cálculo de inyección de gas y control de válvula (Gas Lift).
- i) Ajuste automático de velocidad para optimizar la producción.
- j) Control de velocidad el bombeo mecánico para evitar golpe de bomba.
- k) Cálculo de la producción del pozo basado en la carta dinamométrica del fondo.⁶

1.2.3. Equipos de los sistemas de Automatización y Monitoreo de Pozos

Entre los equipos de automatización y monitoreo de pozos se encuentran:

⁶ FERRIGNO EUGENIO, MADSEN SEBASTIÁN, LUFKIN Argentina S.A, Automatización para la optimización de la producción de petróleo. Pág. 3.

- a) **El Controlador:** Esta herramienta utiliza una nueva y potente plataforma de hardware, implementando un único algoritmo de control. Combina la tecnología de control de superficie de un simple punto y la tecnología del control de la carta de fondo de la bomba.⁷ Básicamente el controlador permite la adquisición de los datos tomados por los sensores de fondo y de superficie que posteriormente serán transmitidos hacia el centro integrado de operaciones (CIO) mediante una antena de radio. Asimismo es el dispositivo que da las órdenes al variador de frecuencia para que ejecute los cambios en la velocidad de operación de la unidad de bombeo, así como el arranque o parada de la misma.

Figura 4. Controlador de pozo



Fuente: Eugenio Ferrigno, Sebastián Madsen; LUFKIN Argentina S.A. Automatización para la optimización de la producción de petróleo.

- b) **Celdas de carga, cables y conectores:** Las celdas de carga permiten determinar los esfuerzos a los cuales está sometido la sarta de varillas junto con la bomba. Gracias a ella se pueden generar diagramas de fondo y de superficie; los cuales permiten visualizar el estado de la bomba de subsuelo, sarta de varillas y tuberías.

⁷ FERRIGNO, MADSEN, Op Cit. Pág. 2.

Figura 5. Celda de carga, cables y conectores



Fuente: Eugenio Ferrigno, Sebastián Madsen; LUFKIN Argentina S.A. Automatización para la optimización de la producción de petróleo.

- c) Dispositivo antiderrames (APA):** Este equipo constituye un elemento fundamental en la protección de las unidades de bombeo contra derrames producidos en la caja de empaques (stuffing box) por el desgaste propio del funcionamiento de la unidad o debido a desajustes en los componentes de la caja. A nivel ambiental el APA constituye un dispositivo de gran relevancia debido a que evitando los derrames no controlados sobre la localización donde se ubican las unidades, se ahorran los procesos de descontaminación que estos implican. El dispositivo APA permite controlar los niveles de crudo liberado por la caja de empaques mediante un sistema que almacena este crudo y registra el nivel hasta el punto de referencia en donde se procede a parar automáticamente la unidad y de esta forma evitar que continúe la salida del hidrocarburo. Posteriormente se procede a revisar la caja de empaque y realizar el respectivo mantenimiento en caso de que sea necesario.

Figura 6. Dispositivo antiderrames (APA)



Fuente: INDEQUIPOS, Protocolo de entrega de instalación APA-Área Lisama

Figura 7. Parte interna del APA



Fuente: INDEQUIPOS, Protocolo de entrega de instalación APA-Área Lisama

Figura 8. Equipo APA sin tanque



Fuente: INDEQUIPOS, Protocolo de entrega de instalación APA-Área Lisama

d) **Sensores de presión:** Los sensores de presión son dispositivos de gran relevancia en el sistema general de automatización y monitoreo de pozos debido a que permiten la toma de datos de presión según el área donde se encuentren ubicados. Por lo general se ubican en superficie en las líneas de salida de la tubería de producción (tubing) y del revestimiento (casing) y determinan la presión en cabeza de tubería (THP) y la presión en cabeza del revestimiento (CHP). La determinación de estas presiones es de gran importancia para el control de la integridad de las tuberías así como para el análisis de los deltas de presión que puedan repercutir en subidas o caídas de la producción.

Figura 9. Sensor de presión instalado en línea de salida del revestimiento



Fuente: INDEQUIPOS, Protocolo de entrega de instalación de sensor de presión (CHP)- Área Lisama

Figura 10. Sensor de presión instalado en líneas de salida de la tubería de producción



Fuente: INDEQUIPOS, Protocolo de entrega de instalación de sensor de presión (THP)- Área Lisama

- e) **Inclinómetro:** Este elemento va ubicado en la viga superior que sujeta el “cara de mulo”. La función básica del inclinómetro es medir la posición en la cual se encuentra la unidad. Esta permite determinar si la unidad de bombeo se encuentra en carrera ascendente o descendente, lo cual es información necesaria para la determinación de los dinagramas.

Figura 11. Inclinómetro



Fuente: Eugenio Ferrigno, Sebastián Madsen; LUFKIN Argentina S.A. Automatización para la optimización de la producción de petróleo.

- f) **Medidor de esfuerzos:** Este equipo se encuentra ubicado en la viga superior que sostiene el cabezal de la unidad. Funciona básicamente midiendo las vibraciones y esfuerzos a los cuales es sometida la unidad de bombeo, con el fin de evitar sobre-esfuerzos de la unidad que puedan conllevar a deterioro de los equipos. Este medidor una vez registra altos esfuerzos en la unidad envía una señal para la parada automática de esta.

Figura 12. Medidor de esfuerzos



Fuente: Eugenio Ferrigno, Sebastián Madsen; LUFKIN Argentina S.A. Automatización para la optimización de la producción de petróleo.

- g) **Sensor de RPM:** El sensor de RPM es un dispositivo que permite medir las revoluciones por minuto del motor (RPM). Este dato es de relevancia debido a que este valor es necesario para conocer el tiempo acumulado de trabajo del motor y de esta manera planear los respectivos mantenimientos necesarios. Por otra parte, el consumo energético en Kilovatios/Hora (Kw/Hr) del motor constituye otro factor de relevancia a determinar debido a que permite conocer los costos asociados al funcionamiento de este. Es así que conociendo las RPM y los Kw/Hr es posible hacer una estimación más acertada de que tan óptimo es el funcionamiento de un motor.

Figura 13. Sensor de RPM



Fuente: INDEQUIPOS, Protocolo de entrega de instalación de sensor de RPM-Área Lisama

- h) **Variador de frecuencia:** Este equipo tiene un papel fundamental en el proceso de automatización de pozos debido a que permite variar la frecuencia de la corriente inducida al motor y de esta manera variar la velocidad de la unidad.

1.3. GENERALIDADES DEL BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico, es el sistema de extracción artificial más utilizado en campos petroleros. Su funcionamiento consiste en transferir la energía desde la superficie hasta el fondo del pozo para extraer los fluidos existentes en el mismo.⁸

Durante la carrera ascendente, el pistón sube a través del barril de la bomba. El fluido por encima la válvula móvil la mantiene cerrada. Cuando la presión dentro del barril de la bomba es menor que la presión en la succión de la bomba, la válvula fija se abre, permitiendo que ingrese al barril.⁹

Cuando la unidad de bombeo alcanza el punto muerto superior (PMS), el pistón también alcanza el punto superior de su carrera. Cuando la unidad de bombeo comienza su carrera descendente, la sarta de varillas se mueve hacia abajo, como también el pistón de la bomba.¹⁰

Si el barril se llenó completamente en la carrera ascendente, el pistón tomará contacto con el fluido inmediatamente en la carrera descendente. Como el pistón recién está comenzando a descender, su movimiento será muy lento al momento del de producirse el contacto. La presión en el barril de la bomba (entre la válvula fija y la móvil) aumenta mientras el pistón continúa bajando. Esto sucede hasta que la misma excede la presión sobre la válvula móvil. La válvula móvil se abre. El fluido en el barril de la bomba, de este modo, atraviesa la válvula móvil y sube hacia el espacio anular entre el diámetro mayor de la varilla y el diámetro menor

⁸ SÁNCHEZ JUAN PABLO, FESTINI DIEGO, Weatherford Int. De Argentina, Optimización del bombeo mecánico a través de la automatización, Pág.2.

⁹ SÁNCHEZ, Op Cit. Pág. 2.

¹⁰ SÁNCHEZ, Op Cit. Pág. 3.

del tubing. Mientras la acción de la bomba continúa, el pistón alcanza el punto inferior de su carrera, se detiene brevemente, y comienza nuevamente su movimiento ascendente. Mientras continúa este movimiento, la válvula fija se abrirá nuevamente y el fluido del pozo ingresará al barril de la bomba.¹¹

Este es el método artificial más común de elevación de fluidos de la formación a superficie cuando un pozo productor no fluye. El sistema consiste en un ensamblaje del equipo de superficie y de fondo, que eleva el fluido de la formación a superficie por la acción recíproca de una unidad de bombeo, que levanta y baja la sarta de varillas y una bomba tipo pistón de fondo.¹²

1.3.1. Componentes del sistema de Bombeo Mecánico

Dentro de los componentes individuales de un sistema de Bombeo Mecánico se pueden dividir en los equipos de superficie y los Equipos de Fondo.

Los elementos principales de una instalación de bombeo común son los referentes en la figura 14.

1.3.1.1. El equipo de superficie incluye:

Dentro del equipo de superficie se encuentra:¹³

- a) El Motor, el cual proporciona la potencia de impulsión al sistema y puede ser un motor eléctrico o un motor de combustión interna.

- b) Los engranajes reductores o Caja Reductora, los cuales reducen la elevada velocidad rotacional del Motor a la velocidad requerida para efectuar el

¹¹ SÁNCHEZ, Op Cit. Pág. 4.

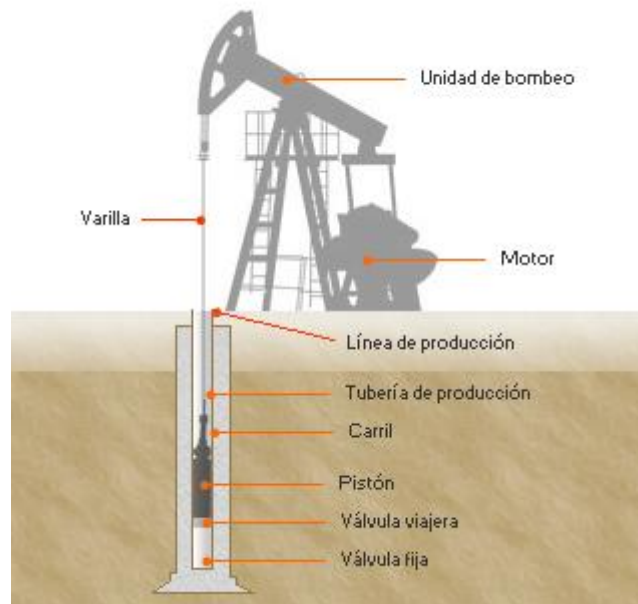
¹² FUNDAMENTOS BOMBEO MECÁNICO. Pág. 1.

¹³ FUNDAMENTOS BOMBEO MECÁNICO. Pág. 1.

bombeo y, al mismo tiempo, incrementan el torque disponible sobre su eje de baja velocidad.

- c) La Unidad de Bombeo, un acople mecánico que transforma el movimiento de rotación del Engranaje Reductor en un movimiento oscilante requerido para operar la Bomba de fondo. Su elemento principal es el Balancín, el cual trabaja sobre el principio de una palanca mecánica.
- d) La Barra Lisa, la cual conecta el Balancín a la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el Cabezal del pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.
- e) El ensamble del Cabezal del Pozo, el cual contiene el Prensaestopas (Stuffing Box) que sella sobre la barra lisa y una tee de superficie para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente está conectado, a través de una válvula de cheque a la línea de flujo.

Figura 14. Componentes de Bombeo Mecánico



Fuente: <http://www.galpenenergia.com/ES/agalpenenergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/>

Al hacer referencia del equipo en fondo, se incluye: ¹⁴

- a) La Sarta de Varillas, formada por las Varillas de Succión, la cual va dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo. La sarta de varillas proporciona el acople mecánico entre la bomba de subsuelo y el equipo de superficie.
- b) La Bomba de subsuelo, que permite la entrada de fluido de la formación a la tubería de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta superficie.
- c) Tubería de Producción, es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga.

1.3.2. Optimización de Pozos de Bombeo Mecánico mediante la automatización y monitoreo

La implementación de sistemas de automatización y monitoreo en pozos de bombeo mecánico constituye un factor de gran importancia debido a que permite controlar variables involucradas en la operación como son: el llenado de la bomba, velocidad de la unidad (strokes), cargas en fondo y superficie, etc. Y de esta forma anticipar a posibles fallas operativas del sistema.

Cualquier aumento de la producción del pozo es resultado de la inmediata e importante información prevista por el controlador para detectar previamente potenciales problemas de bombeo.

1.3.2.1. Aplicaciones del POC (controlador pump-off)

La función básica del POC es adquirir información de carga y posición de modo que el operador pueda definir el “*set point*” que indique que una condición de

¹⁴ FUNDAMENTOS BOMBEO MECÁNICO. Pág. 2

bomba parcialmente llena ha ocurrido. La información de carga es obtenida utilizando una celda de carga sobre el vástago pulido o un “*strain gauge*” (medidor de tensión) ubicado sobre la viga superior. Los datos de posición son obtenidos utilizando un “*switch*” de posición y/o un sensor de posicionamiento continuo.¹⁵

Durante la operación, los datos de carga son continuamente registrados y almacenados en un “*buffer*” (memoria) de datos. Esta información es correlacionada con los datos de posición para obtener la carta dinamométrica.¹⁶

El punto *set point*, para detener la unidad de bombeo, está basado en el “movimiento” de la carrera descendente de la carta dinamométrica.

El operador puede ajustar este punto según diferentes condiciones de bombeo. Luego de un tiempo de recuperación (durante el cual la unidad de bombeo permanece detenida) el controlador automáticamente reiniciará la unidad de bombeo para producir el fluido que haya ingresado al pozo.¹⁷

Es importante aclarar que en caso de que el controlador se encuentre funcionando en lazo con un Variador de Frecuencia, la unidad de bombeo no se detendrá en ningún momento, sino que disminuirá o aumentará la velocidad de bombeo hasta llegar al *set point de llenado* deseado.

En caso de que el llenado de la bomba supere el *set point* preestablecido, la velocidad de bombeo aumentará hasta alcanzarlo; del mismo modo, si el llenado de la bomba está por debajo del *set point*, la velocidad de bombeo disminuirá hasta alcanzarlo nuevamente.¹⁸

Un POC podría brindar información histórica incluyendo:

¹⁵ SÁNCHEZ, Op Cit. Pág. 7.

¹⁶ SÁNCHEZ, Op Cit. Pág. 7.

¹⁷ SÁNCHEZ, Op Cit. Pág. 8.

¹⁸ SÁNCHEZ, Op Cit. Pág. 8.

Tabla 6. Información brindada por un POC

Información Histórica	Descripción
Máxima Carga (pico).	Último ciclo, Desde último arranque, Desde inicialización.
Mínima Carga.	Último ciclo, Desde último arranque, Desde inicialización.
Mínima Diferencia entre Máxima y Mínima Carga (“Span” de Carga).	Último ciclo, Desde último arranque, Desde inicialización.
Tiempo de Ciclo de Marcha.	
Tiempo de Marcha Diario.	
Última Carta Dinamométrica de Arranque.	
Última Carta Dinamométrica de Parada.	

Fuente: SÁNCHEZ JUAN PABLO, FESTINI DIEGO, Weatherford Int. De Argentina, Optimización del bombeo mecánico a través de la automatización.

1.3.2.2. Problemas presentados

Varios de los problemas que se pueden presentar serán explicados a continuación:¹⁹

- a) Válvula fija y móvil:** La bola de la válvula golpea contra el asiento de la misma con tal fuerza que uno o ambos componentes pueden dañarse. Esto puede suceder tanto en la válvula fija como en la móvil.
- b) Rajadura del barril:** Las fuerzas hidráulicas generadas por el impacto del pistón en el escaso fluido dentro del barril puede ser tan grande como para rajarse el barril.
- c) Sarta de varillas:** Las inversiones de carga y el incremento de los picos de carga en la sarta de varillas pueden ocasionar las roturas en la sarta de varillas o en las cuplas. Esto es debido a la excesiva fatiga.

¹⁹ SÁNCHEZ, Op Cit. Pág. 6.

- d) **Roturas de tubing:** Las fuerzas hidráulicas causadas por el golpe de fluido pueden ocasionar el contacto varilla – tubing, provocando roturas en el mismo.
- e) **Fallas en la unidad de bombeo y en la caja reductora:** El golpe de carga transmitido por la sarta de varillas induce picos de carga que son mucho más grandes que en funcionamiento normal. Esto puede resultar en un progresivo deterioro de la unidad de bombeo y la caja reductora.

Estos problemas son causados por el llenado incompleto de la bomba, dando lugar al “Golpe de Fluido”. A menos que el nivel de fluido aumente, la bomba continuará “golpeando fluido”. El nivel de fluido no aumentará a menos que las dimensiones de la bomba disminuyan, que la unidad de bombeo sea detenida por un periodo definido o que el régimen de bombeo se reduzca (dependiendo de la magnitud de la reducción). Estas acciones permiten el ingreso de fluidos del reservorio para subir el nivel del pozo, dando lugar a un mejor llenado de la bomba.

1.3.2.3. Beneficios del POC en el control de Bombeo Mecánico

Las condiciones económicas recientes en campos petroleros han brindado mayor énfasis a las operadoras a la búsqueda de nuevos caminos para optimizar la producción y reducir costos operativos. Esto es justamente lo que el POC realiza. Con una nueva funcionalidad y performance del microprocesador, los POC han sido notablemente mejorados. La mejora del software de telemetría y telecomando, provee un monitoreo y control más eficiente. Estos programas utilizan la carga y posición de la sarta de varillas para brindar un análisis de la carta de fondo y de superficie. Los nuevos POCs proveen una excelente reducción de costos de energía, mantienen o mejoran levemente la producción, y reducen gastos operativos.²⁰

²⁰ SÁNCHEZ, Op Cit. Pág. 11.

1.3.2.4. Rangos de mejoras y ahorros operativos

De la implementación de los POCs se pueden identificar mejoras y ahorros operativos, señalados a continuación: ²¹

a) Ahorro de energía

El ahorro de energía resulta de reducir el tiempo de marcha de la unidad mientras se mantiene la máxima producción. El ahorro de energía se realiza en función del método de operación anterior a la instalación del POC. Este pudo haber sido:

1. Operación con *timer*.
2. 24 hrs de operación por día, sin ningún tipo de control.
3. Operación de encendido y apagado controlada por operador.

b) Optimización de producción

Cualquier aumento en la producción del pozo es resultado de la inmediata e importante información prevista por el POC para detectar previamente potenciales problemas de bombeo.

El controlador puede aumentar automáticamente los ciclos de marcha para remediar algún decrecimiento de la eficiencia de bombeo o pequeños orificios en la tubería, manteniendo la máxima producción. De acuerdo a ensayos y con un adecuado seguimiento, la producción debería tener un aumento de 1% a un 4%.

c) Reducción de gastos de mantenimiento

Del monitoreo de un pozo con POC, se puede obtener 3 beneficios notables:

²¹ SÁNCHEZ, Op Cit. Pág. 10.

1. El controlador está diseñado para detectar el golpe de fluidos en condiciones de bomba parcialmente llena, limitando la cantidad de ocurrencia de estos. Con esta acción se puede evitar los daños en la unidad de bombeo, extendiendo la vida útil del equipo.
2. El POC monitorea la máxima y mínima carga, al igual que la diferencia entre ella. Así si el sistema de bombeo experimenta alguna falla el controlador detendrá la unidad.
3. También se puede presentar mejoras en el manejo del personal, la seguridad y la protección ambiental.

1.4. GENERALIDADES DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

La instalación de superficie del sistema PCP es considerablemente menor que la de un bombeo mecánico, pero tiene limitaciones en cuanto a la presión que puede generar y esto va en línea directa con la capacidad de producción.²²

La bomba está en el fondo del pozo, y es comparable con un tornillo gigante recubierto por un polímero muy duro. La fuerza motriz la entrega un motor en la superficie (eléctrico o a explosión). La transmisión es realizada por un eje de varillas, similar al de las bombas mecánicas, pero en este caso, el movimiento es rotante lo cual disminuye mucho el desgaste por rozamiento de las mismas.²³

²² ORTIZ MARTINEZ JAVIER MAURICIO, PINEDA SALAZAR LUIS, UNIVERSIDAD PONTIFICIE BOLIVARIANA, Estado del arte del sistema SCADA para pozos petroleros (TESIS). Pág. 23.

²³ ORTIZ, PINEDA, Op Cit. Pág. 24.

En el caso de no tener grandes presiones o en caso de tener intrusiones de arena es el método preferido, ya que las bombas pueden operar sin destruirse en sus partes mecánicas ni tener un desgaste excesivo.²⁴

1.4.1. Optimización de Pozos de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) mediante la Automatización y Monitoreo

La automatización y el monitoreo del sistema de cavidades progresivas constituye un punto fundamental para asegurar un correcto funcionamiento del sistema. Es preciso un seguimiento continuo de este debido a los múltiples problemas que puede presentar.²⁵

Básicamente con este sistema se permite tener un seguimiento continuo a variables como: torque del motor, torque de las varillas, amperaje, RPM, etc. También es posible monitorear el arranque de cada instalación con la medición de niveles de fluido, y controlar otros procesos propios de la PCP como el “Backspin”. Debido a las características propias del sistema de bombeo por cavidades progresivas, no es recomendable parar la unidad rápidamente, es recomendable hacerlo paulatinamente debido a las altas velocidades que esta maneja. Muchas veces las PCP varían su velocidad automáticamente debido a problemas eléctricos de la misma, por tal motivo es necesario un monitoreo reiterativo de estas con el fin de no perder producción valiosa por variaciones en la velocidad de funcionamiento de la unidad.

1.5. SISTEMA SCADA (SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION)

Los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition); son aplicaciones de software, los cuales son diseñados para poder controlar y

²⁴ ORTIZ, PINEDA, Op Cit. Pág. 24.

²⁵ ORTIZ, PINEDA, Op Cit. Pág. 24.

supervisar todos aquellos procesos a distancia. Estos sistemas se basan en la adquisición de los datos de los procesos remotos.

Cabe resaltar que este software fue especialmente diseñado para funcionar sobre ordenadores de producción, facilitando la comunicación con los dispositivos de campo y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador. Además este software logra proveer la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios: supervisión, control de calidad, mantenimiento, entre otros.

Cada uno de los ítems de SCADA involucran muchos subsistemas, por ejemplo, la adquisición de los datos puede estar a cargo de un PLC (Controlador Lógico Programable) el cual toma las señales y las envía a las estaciones remotas usando un protocolo determinado, otra forma podría ser que una computadora realice la adquisición vía un hardware especializado y luego esa información la transmita hacia un equipo de radio vía su puerto serial, y así existen muchas otras alternativas.²⁶

Estos sistemas actúan sobre los dispositivos instalados en la planta, como son los controladores, autómatas, sensores, actuadores, registradores, etc. Además permiten controlar el proceso desde una estación remota, para ello el software brinda una interfaz gráfica que muestra el comportamiento del proceso en tiempo real.²⁷

Generalmente se vincula el software al uso de una computadora o de un PLC, la acción de control es realizada por los controladores de campo, pero la comunicación del sistema con el operador es necesariamente vía computadora. Sin embargo el operador puede gobernar el proceso en un momento dado si es necesario.²⁸

²⁶ MENDIBURU DÍAZ HENRY; sistema SCADA, Marco Teórico. Pág. 1

²⁷ MENDIBURU DÍAZ, Op Cit. Pág. 1

²⁸ MENDIBURU DÍAZ, Op Cit. Pág. 1

1.5.1. Funciones principales del sistema SCADA

A continuación se resaltarán las principales funciones del sistema SCADA:²⁹

- a) **Supervisión remota de instalaciones y equipos:** Permite al operador conocer el estado de desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.

- b) **Control remoto de instalaciones y equipos:** Mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente (por ejemplo abrir válvulas, activar interruptores, prender motores, etc.), de manera automática y también manual. Además es posible ajustar parámetros, valores de referencia, algoritmos de control, etc.

- c) **Procesamiento de datos:** El conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.

- d) **Visualización gráfica dinámica:** El sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que representen el comportamiento del proceso, dándole al operador la impresión de estar presente dentro de una planta real. Estos gráficos también pueden corresponder a curvas de las señales analizadas en el tiempo.

- e) **Generación de reportes:** El sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador.

- f) **Representación de señales de alarma:** A través de las señales de alarma se logra alertar al operador frente a una falla o la presencia de una

²⁹ MENDIBURU DÍAZ, Op Cit. Pág. 2

condición perjudicial o fuera de lo aceptable. Estas señales pueden ser tanto visuales como sonoras.

g) Almacenamiento de información histórica: Se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o del autor del programa.

h) Programación de eventos: Esta referido a la posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

1.5.2. Elementos del sistema SCADA

Un sistema SCADA está conformado por:³⁰

a) Interfaz Operador Máquinas: Es el entorno visual que brinda el sistema para que el operador se adapte al proceso desarrollado por la planta. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.

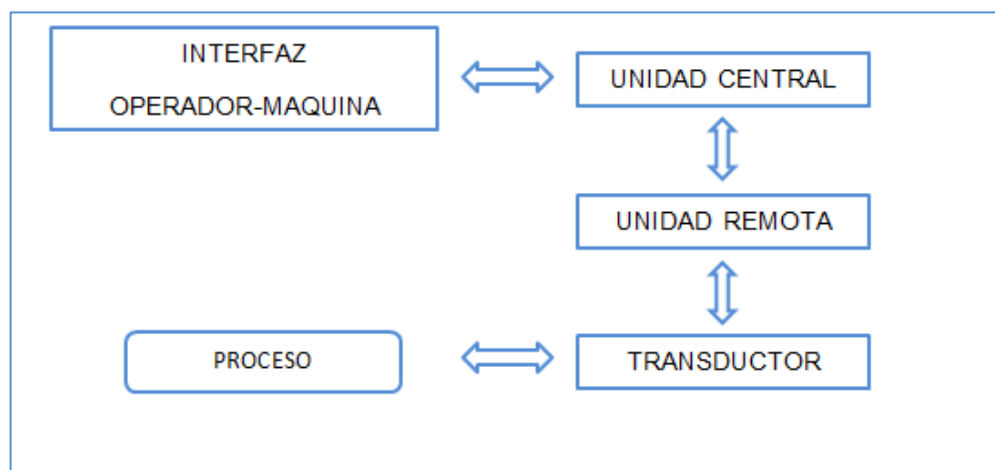
b) Unidad Central (MTU): Conocido como Unidad Maestra. Ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas. La programación se realiza por medio de bloques de programa en lenguaje de alto nivel (como Basic, etc.). También se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.

c) Unidad Remota (RTU): Lo constituye todo elemento que envía algún tipo de información a la unidad central. Es parte del proceso productivo y necesariamente se encuentra ubicada en la planta.

³⁰ MENDIBURU DÍAZ, Op Cit. Pág. 5

- d) **Sistema de Comunicaciones:** Se encarga de la transferencia de información del punto donde se realizan las operaciones, hasta el punto donde se supervisa y controla el proceso. Lo conforman los transmisores, receptores y medios de comunicación.
- e) **Transductores:** Son los elementos que permiten la conversión de una señal física en una señal eléctrica (y viceversa). Su calibración es muy importante para que no haya problema con la confusión de valores de los datos.

Figura 15. Elementos de un sistema SCADA



Fuente: El Autor

1.5.3. SCADA LOWIS

1.5.3.1. Breve recuento histórico del software

Cuando se inició el proceso de automatización de pozos en el área Lisama y se instalaron los controladores iniciales junto con los respectivos equipos asociados, el software de control y adquisición de datos SCADA que se utilizó en el área fue el XSPOC de la empresa LUFKIN S.A., la cual era la misma que proveía los demás equipos utilizados en el proceso de Automatización y Monitoreo de los

pozos a la empresa ECOPETROL S.A. El intervalo de tiempo en que se utilizó este programa fue entre los años 2008, año de la implementación, hasta finales del 2011, cuando se decidió estandarizar a nivel general en ECOPETROL S.A. el uso de un programa como SCADA en las diversas Superintendencias correspondientes. Se realizó un proceso de licitación en el cual se buscó encontrar este programa estándar. Finalmente y después del respectivo concurso el programa LOWIS de la empresa WEATHERFORD INTERNATIONAL, resultó siendo escogido. A principios del año 2012 se inició la implementación del programa en el área Lisama, y se encuentra en funcionamiento hasta la fecha.

1.5.3.2. Interfaz Gráfica del SCADA LOWIS

El SCADA LOWIS permite la visualización de múltiples parámetros operativos medibles según los sensores con los que se cuentan. En la tabla 7 se presentan las propiedades observables en el LOWIS para el pozo Lisama 19 en el año 2014. Conociendo estas medidas es posible realizar un análisis detallado del estado de la bomba de subsuelo así como de algunos componentes en superficie. Naturalmente las propiedades que aparezcan en la tabla propiedades varían de acuerdo del sistema de levantamiento que se tenga instalado (PCP, BP, ESP, etc.). Si estamos hablando de unidades de bombeo mecánico como es en mayor proporción en el área Lisama, hay que diferenciar el tipo de unidad instalada Si hay una unidad balanceada por aire en la tabla de propiedades aparecerán datos no medidos por ejemplo en una unidad convencional o una Mark II.

En la interfaz gráfica del LOWIS también puede observarse un esquema general del sistema de levantamiento artificial y de los componentes adicionales, como controlador, antena de radio, sensores, etc. Así como otras propiedades como producción diaria estimada de crudo, agua y gas. Además de otras características generales del controlador y los dinagramas de fondo y superficie obtenidos gracias a los sensores ubicados en la unidad de bombeo (Figura 16).

Tabla 7. Propiedades medibles en el LOWIS

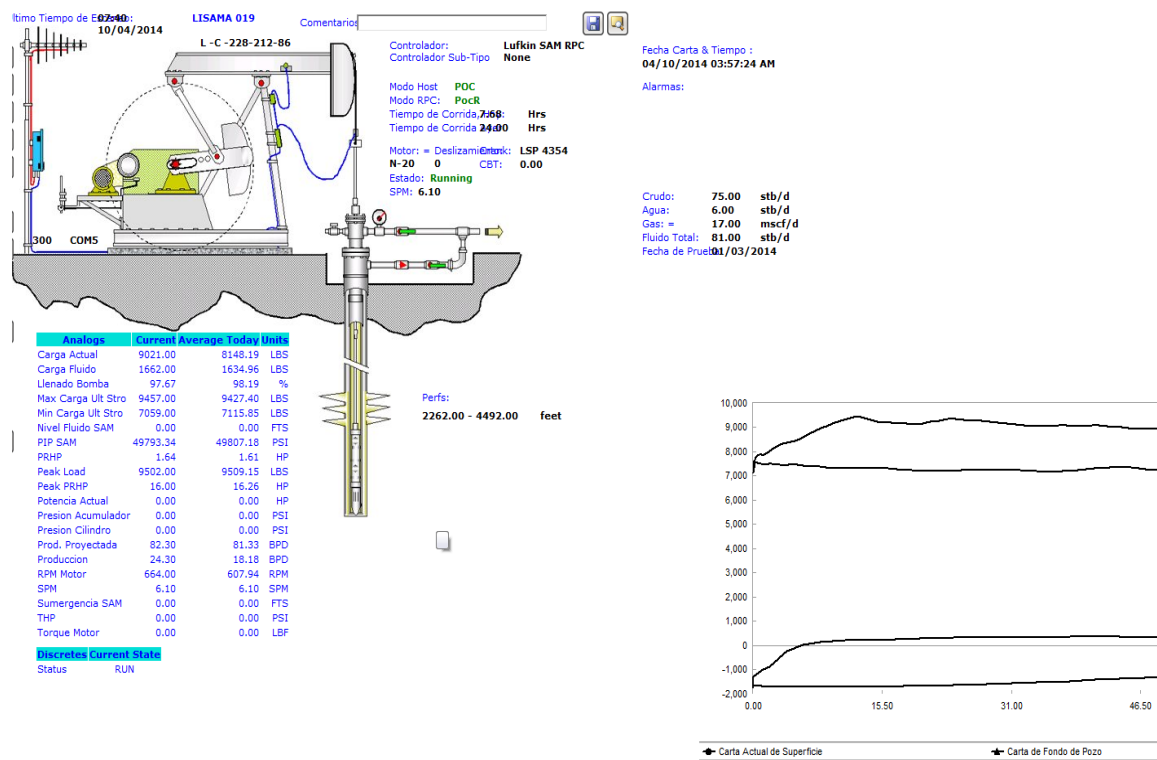
Propiedades	Valor Común	Valor promedio	Unidades
Carga Actual	9021	8148,19	LBS
Carga de fluido	1662	1634,96	LBS
Llenado bomba	97,67	98,19	%
Máxima Carga del último Stroke	9457	9427,4	LBS
Mínima Carga del último Stroke	7059	7115,85	LBS
Nivel de fluido SAM	0	0	FTS
PIP SAM	49793,34	49807,18	PSI
PRHP	1,64	1,61	HP
Peak Load	9502	9509,15	LBS
Peak PRHP	16	16,26	HP
eroPotencia Actual*	0	0	HP
Presión Acumulador*	0	0	PSI
Presión Cilindro*	0	0	PSI
Producción Proyectada	82,3	81,33	BPD
Producción	24,3	18,18	BPD
RPM Motor	664	607,94	RPM
SPM	6,1	6,1	SPM
Sumergencia SAM*	0	0	FTS
THP*	0	0	PSI
Torque Motor*	0	0	LBF

Fuente: Modificado por El autor

**: Estas propiedades pueden ser configuradas en el software para ser medidas teniendo los sensores adecuados, pero en el pozo del que se extrajeron las medidas que aparecen en la tabla no se contaban con los sensores para obtener estos datos.*

En la figura 16, se observa una de las pestañas de la interfaz gráfica del programa LOWIS, en la cual se puede visualizar un esquema de los equipos instalados tanto en superficie como en fondo, así como el volumen de crudo, agua, gas y el volumen total de estos tres fluidos. Finalmente se puede observar una tabla de propiedades medibles por el *software* y dos dinagramas, uno de superficie y uno de fondo para rápidamente realizar análisis de múltiples variables.

Figura 16. Interfaz Gráfica LOWIS, Lisama 19 (Bombeo mecánico)



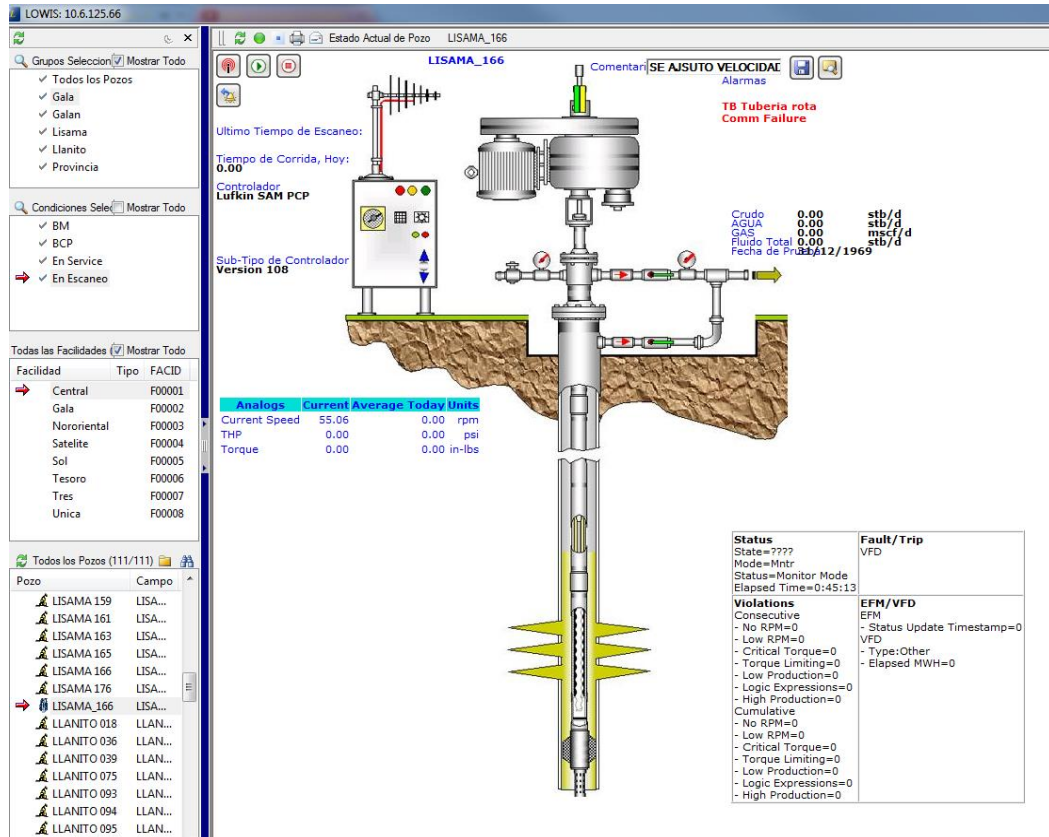
Fuente: Software LOWIS, Lisama 19, 04-10-2014

El software LOWIS no solo es aplicable a pozos con bombeo mecánico, también es aplicable a pozos de bombeo por cavidades progresivas (PCP), como se observa en la figura 17. Para el caso de los pozos modelos, Lisama 19, Nutria 28 y Tesoro 29 se tiene como sistema de levantamiento el bombeo mecánico, mientras que para el pozo Lisama 166 el sistema de levantamiento es el bombeo por cavidades progresivas.

La diferencia entre una y otra configuración radica básicamente en las propiedades que se pueden medir en uno y otro sistema de levantamiento artificial, además del esquema de configuración. En la actualidad en el área Lisama es posible visualizar un mayor número de propiedades en los sistemas implementados a bombeo mecánico que a los sistemas implementados en

bombeo por cavidades progresivas, debido al número de sensores instalados en uno y otro.

Figura 17. Interfaz gráfica LOWIS, Lisama 166 (Bombeo cavidades progresivas)



Fuente: Software LOWIS, Lisama 166, 2014

El SCADA LOWIS presenta una serie de ventanas las cuales permiten visualizar distintos datos obtenidos de los sensores ubicados en el pozo de interés. El análisis complementado y continuo del conjunto global de datos presentes en las ventanas permite un óptimo y eficaz análisis del estado de mis componentes en fondo y superficie. En la figura 18 se muestra una ventana operativa del programa en la cual aparecen una serie de alarmas de diferente color según corresponda. Corresponde color para aquellas fallas en las cuales se detuvo del pozo 19. Amarillo indica tipos de fallas por altas o bajas presiones, por altos o bajos strokes, y en general a la mayoría de los tipos de fallas. En rojo se encuentran las paradas

de la unidad por temporización o por otros motivos, estos tipos de falla implica revisión inmediata en el caso que no sea por temporización ya que genera pérdidas no programadas de producción. Los azules indican las fallas en comunicación y por ende este tipo de fallas implican la ausencia o retraso en la llegada de los datos al centro integrado de operaciones (CIO). Finalmente el color verde indica un pozo trabajando correctamente.

Figura 18. Ventana operativa de fallas en los pozos

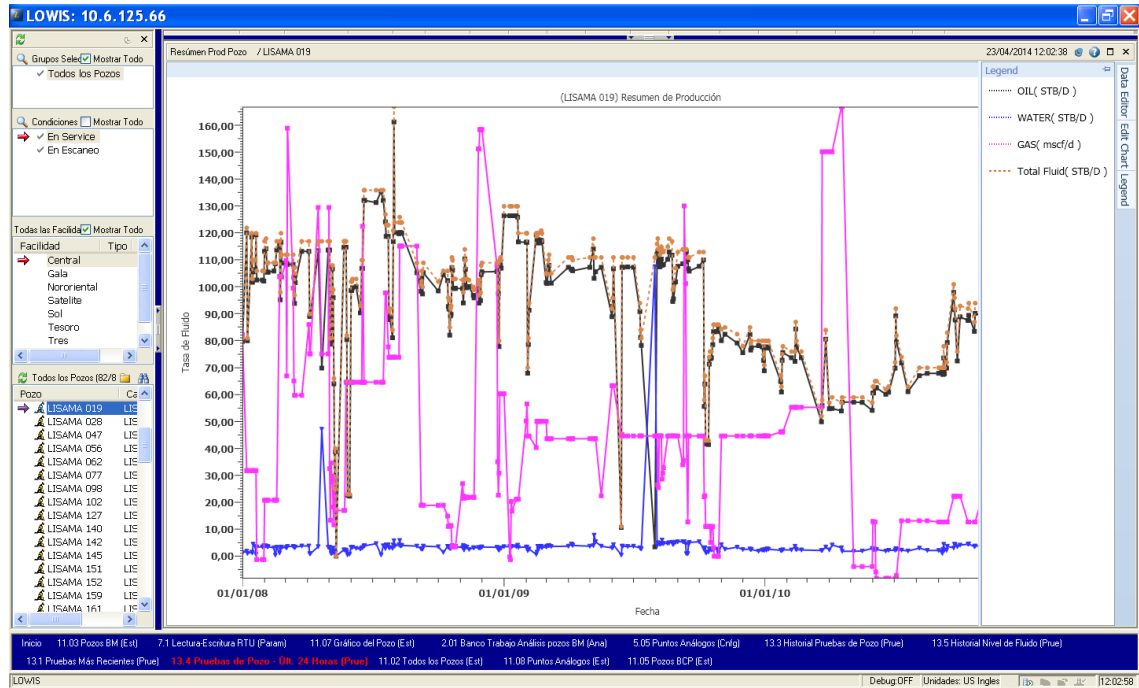
Nombre de Pozo	Tipo de Pozo	Última Com. Exitosa	Estado de Pozo	Alarma Prioritaria	Velocidad Bombeo	Run Hours	Comentarios	THP	BPD Calculados	Fecha Calc. BFD
LLANTO 132	BE	18:54 04/14	Falla Comu.		3.88 spm	18.80		-9999.00	42.30	04/23/2014
NUTRIA 012	BE	12:23 04/23	Running		2.96 spm	12.40		-9999.00	59.00	04/23/2014
NUTRIA 015	BE	12:23 04/23	Running		5.48 spm	12.40		-9999.00	98.10	04/23/2014
NUTRIA 022	BE	12:23 04/23	Running		2.83 spm	12.40	pump fillage 80% DWT 30Min	74.73	53.50	04/23/2014
NUTRIA 023R	BE	12:23 04/23	Running		3.67 spm	8.66	temporizado 42 min ON / 15 min OFF	-9999.00	43.20	04/23/2014
NUTRIA 025	BE	12:23 04/23	Alarma RTU Activa		1.44 spm	12.40	pump fillage 95% downtime 10 min	-9999.00	52.50	04/23/2014
NUTRIA 030	BE	12:23 04/23	Desconocido		3.53 spm	3.47	temporizado 16 min ON / 44 min OFF	-9999.00	20.60	04/23/2014
NUTRIA 031	BE	12:23 04/23	Running		3.95 spm	12.40		-9999.00	191.10	04/23/2014
NUTRIA 032	BE	12:23 04/23	Desconocido		3.31 spm	6.06	temporizado 24 min ON / 36 min OFF	-9999.00	23.70	04/23/2014
NUTRIA 033	BE	12:23 04/23	Running		3.57 spm	12.40	pump fillage 60% DWT 20min	-9999.00	51.60	04/23/2014
NUTRIA 034	BE	12:24 04/23	Alarma RTU Activa		6.34 spm	11.53		-9999.00	239.10	04/23/2014
NUTRIA 035	BE	12:24 04/23	Running		3.85 spm	12.40	pump fillage 70% DWT 15 min	-9999.00	123.50	04/23/2014
NUTRIA 036	BE	12:24 04/23	Running		3.85 spm	8.81	temporizado 42 min ON / 16 min OFF	-9999.00	49.50	04/23/2014
NUTRIA 037	BE	12:24 04/23	Alarma RTU Activa		6.69 spm	12.40		-9999.00	194.50	04/23/2014
NUTRIA 038	BE	12:24 04/23	Desconocido		3.94 spm	5.21	temporizado 24 min ON / 36 min OFF	-9999.00	24.40	04/23/2014
NUTRIA 039	BE	12:24 04/23	Running		3.19 spm	11.16	pump fillage 85% DWT 35 min	-9999.00	49.90	04/23/2014
NUTRIA 040	BE	12:24 04/23	Running		4.02 spm	8.43	temporizado 45 min ON / 15 min OFF	-9999.00	58.90	04/23/2014
NUTRIA 041	BE	12:24 04/23	Running		4.23 spm	12.40	pump fillage 70% DWT 20 min	-9999.00	111.70	04/23/2014
NUTRIA 042	BE	12:24 04/23	Alarma RTU Activa		4.38 spm	12.40		-9999.00	211.10	04/23/2014
NUTRIA 043	BE	12:24 04/23	Running		4.72 spm	12.40		-9999.00	82.20	04/23/2014
NUTRIA 044	BE	12:24 04/23	Desconocido		3.91 spm	7.32	temporizado 35 min ON / 25 min OFF	-9999.00	50.50	04/23/2014
TESORO 020	BE	12:24 04/23	Running		5.89 spm	7.44	temporizado 35 min ON / 25 min OFF	-9999.00	59.20	04/23/2014
TESORO 036R	BE	12:24 04/23	Desconocido		3.58 spm	7.44	temporizado 60 min ON / 40 min OFF	0.00	18.80	04/23/2014
NUTRIA 041	BE	12:24 04/23	Running		4.42 spm	8.44	temporizado 40 min ON / 20 min OFF	-9999.00	24.70	04/23/2014
NUTRIA 042	BE	12:24 04/23	Desconocido		3.65 spm	8.31	temporizado 40 min ON / 20 min OFF	-9999.00	41.20	04/23/2014
TESORO 043	BE	12:24 04/23	Running		4.19 spm	12.41		0.00	88.80	04/23/2014
TESORO 044	BE	12:24 04/23	Desconocido		2.98 spm	11.04	temporizado 54 min ON / 6 min OFF	0.00	43.80	04/23/2014
TESORO 048	BE	12:24 04/23	Desconocido		6.64 spm	3.23	temporizado 18 min ON / 2 min OFF	0.00	37.10	04/23/2014
TSOURAMA 7	BE	12:24 04/23	Desconocido		4.48 spm	4.36	temporizado 24 min ON / 36 min OFF	0.00	80.80	04/23/2014
TSOURAMA 8	BE	12:24 04/23	Running		4.49 spm	12.04		0.00	0.00	04/23/2014
Template	DT									

Fuente: Software Lowis

Otra parte importante del software es la posibilidad de la inclusión manual de datos con el fin de tenerlos a la mano en el momento que se necesiten y realizar gráficas estimativas y proyectivas en el tiempo.

Tal es el caso de los datos de producción obtenidos de los separadores, una vez se conozcan estos datos pueden ingresarse en el programa y con ellos realizar gráficas de tendencia de producción de crudo, gas y agua, tal como se observa en la figura 19.

Figura 19. Gráficos resumen de producción



Fuente: Software Lowis

El SCADA LOWIS tal como se mencionó anteriormente permite la observación en una ventana operativa de las fallas presentes en los diferentes pozos, y esto lo realiza mediante la activación de unas alarmas de funcionamiento con límites altos y límites bajos, por ejemplo si yo tengo un pozo con una presión en tubería (THP) de 100 psi y previamente había activado una alarma por alta a 80 psi, el programa automáticamente me mostrará el momento en que el pozo supere el límite que yo le indiqué en la ventana de ingreso de alarmas análogas, en este caso 80 psi (Figura 20). Asimismo es posible indicarle al programa que active una alarma por ejemplo cuando el pozo anterior disminuya su presión por debajo de un límite de 20 psi. De esta manera se logra un monitoreo continuo de las variables asociadas a mi pozo y se indica al operador del CIO de cambios anormales en los parámetros de mi pozo. Estas alarmas pueden setearse para múltiples propiedades, como la presión en tubería (THP), presión en anular (CHP), revoluciones por minuto del motor (RPM), cargas de fluidos (CAFU), cargas

actuales (CAAC), torque del motor, carga máxima (Peak Load), Llenado de bomba (%), etc.

Figura 20. Límites de alarmas análogas para el pozo Lisama 19

Analog Description	Inhibit HHH Alarm?	HHH Alarm Limit	Inhibit High Alarm?	High Alarm Limit	Inhibit Low Alarm?	Low Alarm Limit	Inhibit LoLo Alarm?	LoLo Alarm Limit	Clamp Active?	Inhibit Clamp? High?	Clamp High?	Clamp At	Clamp To	Inhibit Sensor Fail?	Fail.
Carga Actual	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Carga Fluído	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	1300.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Max Carga Ult Stro	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	87.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Min Carga Ult Stro	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Llenado Bomba	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Nivel Fluído SAM	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
PIP SAM	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
PRHP	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Peak Load	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Nivel Fluído SAM	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
PIP SAM	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Potencia Actual	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
PRHP	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Peak Load	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Presion Cilindro	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Prod. Proyectada	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Produccion	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Potencia Actual	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Presion Acumulador	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Presion Cilindro	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
THP	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Prod. Proyectada	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Produccion	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
RPM Motor	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	100.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
SPM	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	6.30	<input checked="" type="checkbox"/>	5.70	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Sumergencia SAM	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
THP	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00
Torque Motor	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	999999.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.00	0.00	<input type="checkbox"/>	0.00

Fuente: Software Lowis

Otro beneficio del programa LOWIS consiste en la lectura continua de dinagramas que en el caso del TWM se realizaba como máximo de 3-5 veces semanalmente por pozo, mientras que con el programa puede realizar tantas veces como lo desee el usuario en tiempo real y se puede almacenar un archivo histórico de los dinagramas para futuros análisis y comparativos. Esta herramienta también permita la adquisición de dinagramas desde la herramienta TWM de Echometer con el fin de realizar superposiciones y comparaciones de dinagramas para observar la veracidad de las medidas tomadas por los sensores en campo.

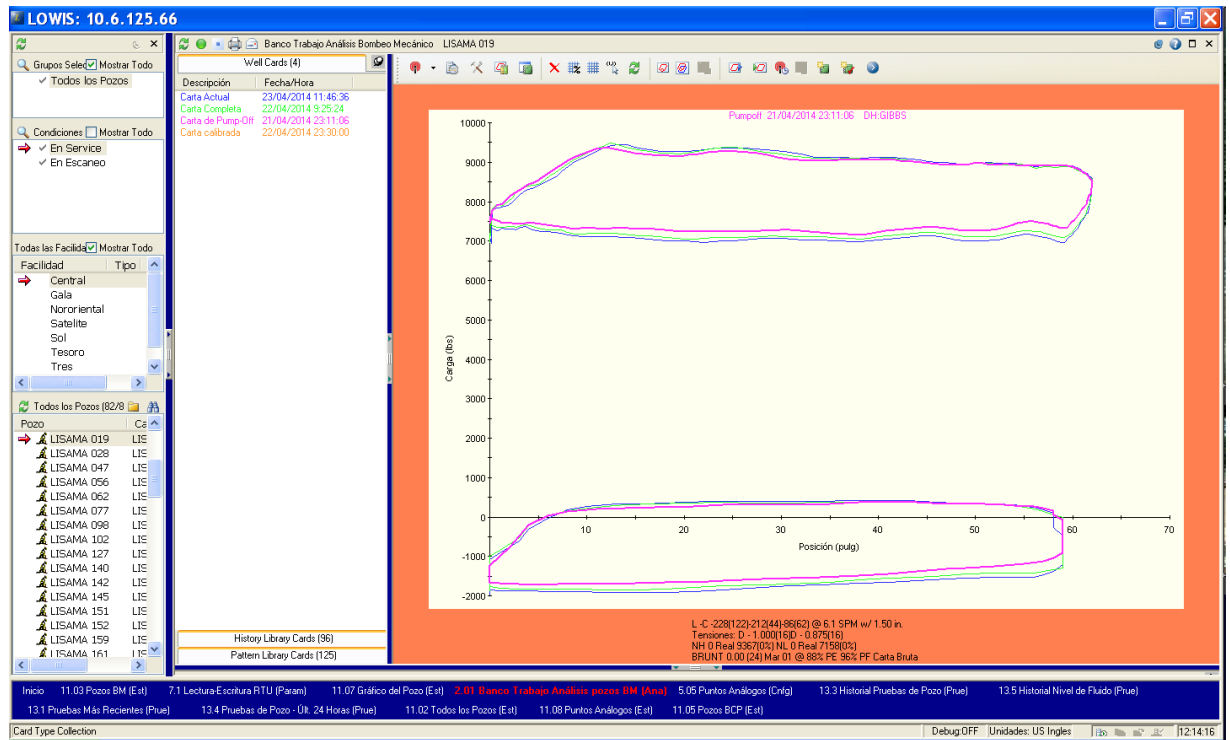
El LOWIS cuenta con cuatro modos de lectura de dinagramas carta actual (Figura 21), carta completa, carta de PumpOff, carta calibrada. Estos modos permiten la adquisición manual y selectiva de dinagramas las veces que el usuario desee,

asimismo estos modos permiten la toma automática de dinagramas en el momento que la unidad se para, también toman dinagramas automáticamente en el momento de arranque de la misma posterior a una temporización o a un trabajo en la unidad.

Finalmente como complemento al SCADA se implementó el uso de cámaras de video para monitorear los pozos eficientemente y evitar eventualidades que se pudiesen presentar, como saboteos, robos, etc.

Es importante resaltar que actualmente se está implementando video-monitoreo inicialmente en locaciones con múltiples pozos con el fin de monitorear más producción con la mínima inversión en cámaras (Figura 22).

Figura 21. Interfaz gráfica de visualización de dinagramas LOWIS



Fuente: Software Lowis

Figura 22. Video-monitoreo de pozos



Fuente: Fotograma VideoCam Software-CIO Departamento de Producción (SOM)

1.6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Dado que los sistemas de monitoreo y control requieren una inversión económica y costos de sostenibilidad de estas tecnologías, es necesario conocer el margen de utilidad y beneficio económico que estas tecnologías reflejen en la industria. De esta utilidad depende la viabilidad o no de la implementación del sistema.

El modelo que se realizara en este trabajo de grado se basara en la implementación del estado de resultados con el uso de indicadores financieros como lo es el cálculo del valor presente neto (VPN), la tasa de retorno (TIR), el valor económico agregado (EVA) entre otros.

a) ESTADO DE RESULTADOS – P&G:

Es un estado financiero que muestra ordenada y detalladamente la forma de cómo se obtuvo el resultado del ejercicio durante un periodo determinado, permite analizar y verificar el comportamiento de los ingresos y egresos y el efecto de estas en los resultados del desempeño y producción de la compañía que puede reflejarse en utilidad y pérdida.³¹

b) VALOR ECONÓMICO AGREGADO – EVA:

Permite medir la generación de valor de un proyecto calculando el beneficio neto después de que el proyecto ha devuelto la inversión y el cargo por costo de oportunidad.³²

c) VALOR PRESENTE NETO – VPN:

Representa el equivalente en dinero actual de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que conforman el proyecto. Es una medida del beneficio que rinde un proyecto de inversión a través de toda la vida útil de este.³³

d) TASA INTERNA DE RETORNO – TIR:

La TIR de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para “reinvertir”. En términos simples, es la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.³⁴

³¹ NOCUA JUAN MANUEL, PRADA JORGE, TORRES WILLIAM, NAVIA OSCAR ALONSO, ROMERO IVÁN ALFONSO, GONZALEZ GABRIEL, GUTIERREZ GERMAN., ECOPETROL S.A., Modelo económico para el cálculo de beneficios obtenidos con la automatización de pozos productores (Artículo). Pág. 3.

³² NOCUA, PRADA, TORRES, NAVIA, ROMERO, GONZALEZ, GUTIERREZ, Op Cit. Pág. 3.

³³ NOCUA, PRADA, TORRES, NAVIA, ROMERO, GONZALEZ, GUTIERREZ, Op Cit. Pág. 3.

³⁴ NOCUA, PRADA, TORRES, NAVIA, ROMERO, GONZALEZ, GUTIERREZ, Op Cit. Pág. 3.

2. CRONOLOGÍA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE POZOS EN EL ÁREA LISAMA PERTENECIENTE A LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES

El proceso de implementación de los sistemas de automatización y monitoreo de pozos en el área Lisama de la Superintendencia de Operaciones fue un proceso paulatino desarrollado a lo largo de varios años desde el año 2008. Fue implementado como un intento de emular los beneficios obtenidos gracias al sistema en otras Superintendencias. Anteriormente a la implementación del sistema, existían ciertos inconvenientes a la hora de conocer las condiciones y problemáticas propias de los pozos. Así mismo los retrasos en la adquisición de datos y consecuente análisis eran comunes día a día. Un aspecto importante a la hora de decidir implementar el sistema fue la falta de control que se tenía sobre algunas variables de los pozos debido a la falta de monitoreo sobre estos.

Los recorridores siguen una ruta previamente trazada de visita a cada uno de los pozos, sin embargo, los pozos no pueden ser monitoreados continuamente, por el contrario, estos se visitan cada tanto tiempo, comúnmente cada 24 horas, lo cual deja a merced a estos de lo que pueda suceder en el tiempo restante. Este factor de gran relevancia propició la búsqueda de soluciones que permitiesen un monitoreo continuo que permitiría un tiempo de reacción óptimo en caso de fallas en los pozos. También es significativo tener en cuenta el costo económico y de tiempo que implica el desplazamiento del personal correspondiente a los pozos.

Se realizó un proceso de estudio de viabilidad técnica y económica del proyecto con lo que se determinó que era económicamente viable gracias a los beneficios en términos de reducción de fallas y tiempos productivos que se lograrían.

2.1. IMPLEMENTACION DEL SISTEMA

AÑO 2008

En el año 2008 se inició la implementación del sistema con la instalación de 19 controladores SAM WELL MANAGER juntos con los respectivos equipos complementarios compuestos por los sensores de crank, la celda de carga, los sensores de RPM del motor, las facilidades dispuestas en la superficie, así mismo se realizó la excavación requerida para instalar el banco de ductos para conexión de los equipos y de sensores a los controladores de la empresa INDEQUIPOS S.A. en los siguientes pozos:

- Lisama 13, 19, 28, 47, 56, 62, 77, 102, 140, 142, 152, 156, 165, 166
- Nutria 22, 23R, 25, 26
- Tesoro 29

Este año no se instalaron comunicaciones en los pozos. Las comunicaciones comprenden los radios y las antenas que permiten la transmisión de los datos.

AÑO 2009

En el año 2008 se empezó con la instalación de los controladores, sin embargo era necesario ir al pozo directamente para poder visualizar los datos obtenidos por parte de los sensores y la celda de carga, con lo cual no se había solucionado el inconveniente de las visitas continuas a los pozos. Se logró monitorear continuamente los pozos, pero estos datos no eran óptimamente transmitidos para que pudiesen ser visualizados por los ingenieros de producción, los cuales son los encargados de tomar las decisiones correctivas en caso de ser necesarios. Por este motivo se procedió a instalar las comunicaciones que permitiesen transmitir estos datos.

Las comunicaciones se instalaron en 2 fases en el 2009. La primera fase comprendió los meses de enero y febrero de 2009, en los cuales se instalaron comunicaciones en los siguientes pozos:

- Lisama 13, 47,62, 77, 152, 156, 165, 166
- Nutria 22
- Tesoro 29

La segunda fase de instalación comprendió los meses de octubre y noviembre del 2009, tiempo durante el cual se instalaron comunicaciones en los siguientes pozos:

- Lisama 28, 56, 145, 157, 159, 161
- Nutria 23R, 30, 32, 33, 35, 36, 38, 39, 41

Asimismo en el 2009 se desarrolló otra campaña de instalación de controladores, concretamente en 26 pozos, los cuales se enuncian a continuación:

- Lisama 98, 127, 137R, 140, 145, 151, 157, 159, 161, 176
- Nutria 12, 15, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 39, 40, 41, 42
- Tesoro 41, 42, 43, 44

AÑO 2010

En el año 2010 se continuó con la campaña de instalación de controladores, en este caso en los pozos:

- Nutria 44
- Tesoro 46, 47

AÑO 2011

Se procedió con la instalación de 5 controladores más en otros campos distintos al campo Lisama, Nutria y Tesoro, 1 en San Roque y 4 en Tisquirama, con sus respectivos complementos (sensor de crank, sensor de RPM del motor, celda de carga, facilidades, excavación y banco de ductos para conexión de los equipos y de los sensores a los controladores). Pero aún sin comunicaciones.

En el área Lisama concretamente se instalaron controladores en los siguientes pozos:

- Lisama 139, 150, 163

El pozo al que se le instaló comunicaciones en 2011 fue:

- Nutria 44

En este año se inició una nueva fase del proyecto de automatización y monitoreo de pozos. Esta fase consistió en la instalación de cámaras de video-monitoreo en algunos pozos con el fin de disminuir los inconvenientes frecuentemente presentados con terceros, tales como hurtos, daños, apagones desautorizados, y en general cualquier hecho que pueda atentar con la integridad física y con el correcto funcionamiento de la infraestructura alrededor de los pozos. Otro factor de gran beneficio de esta nueva fase, constituyó el hecho de poder controlar y monitorear la entrada y salida de equipos y personal aliado que se encontrasen desarrollando alguna actividad específica en los pozos. De este modo se asegura una prestación del servicio mucho más transparente, óptimo y eficaz.

Los pozos a los cuales les fue instalado el sistema de video-cámaras en el año 2013 fueron:

- Nutria 38, 39, 41, 44

AÑO 2012

En el año 2012 no se instalaron controladores, sin embargo, si se instalaron comunicaciones en los siguientes pozos:

- Lisama 15, 19, 98, 137R, 142, 151, 163, 176
- Nutria 25, 31, 40, 42

AÑO 2013

- Se instalaron 6 controladores en los siguientes pozos:
- Lisama 86
- Nutria 28, 34, 37, 43, 48

Los pozos a los que se le instalaron comunicaciones en 2013 fueron:

- Nutria 12, 15, 26, 28
- Tesoro 36R, 41, 42, 43, 44

Se procedió a realizar la instalación de video-cámara de monitoreo en los pozos:

- Lisama 158, 160, 167
- Nutria 12, 23, 25, 26, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 40, 42, 43
- Tesoro 41, 42, 43, 44

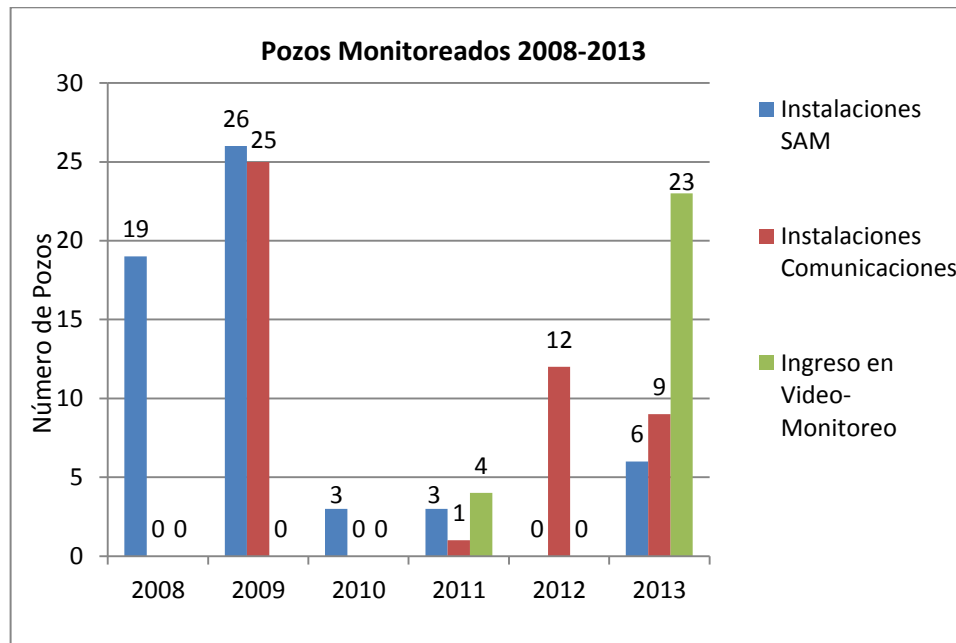
En la tabla 8 se puede apreciar una tabulación de la implementación del sistema de automatización y monitoreo de pozos en los 3 campos de estudio, Lisama, Nutria y Tesoro que se llevó desde el año de la implementación (2008) hasta la actualidad (2013).

Tabla 8. Proceso en la instalación del sistema de automatización

CRONOLOGÍA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Instalaciones SAM	19	26	3	3	0	6	57
Instalaciones Comunicaciones	0	25	0	1	12	9	47
Ingreso en Video-Monitoreo	0	0	0	4	0	23	27
TOTAL	19	51	3	8	12	38	131

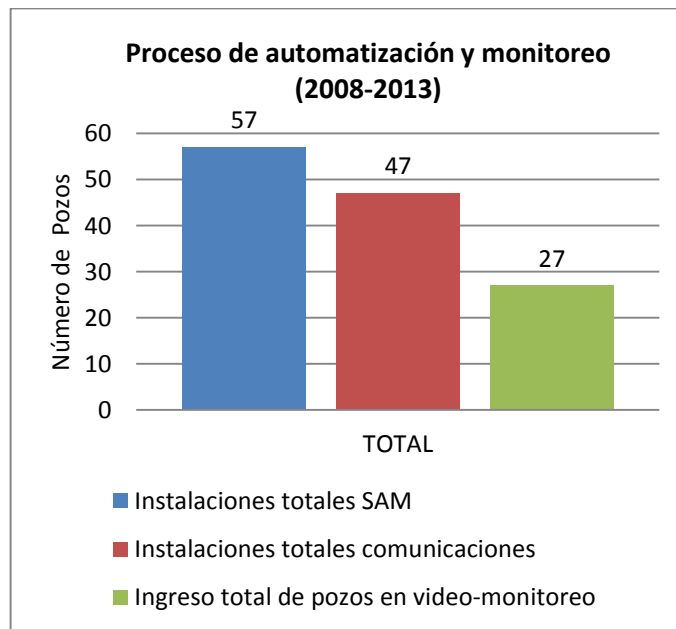
Fuente: El Autor

Gráfica 1. Pozos monitoreados de los campos Lisama, Nutria y Tesoro (2008-2013)



Fuente: El Autor

Gráfica 2. Número de pozos con instaladores de controlador e ingreso de SCADA para los campos Lisama, Tesoro y Nutria



Fuente: El Autor

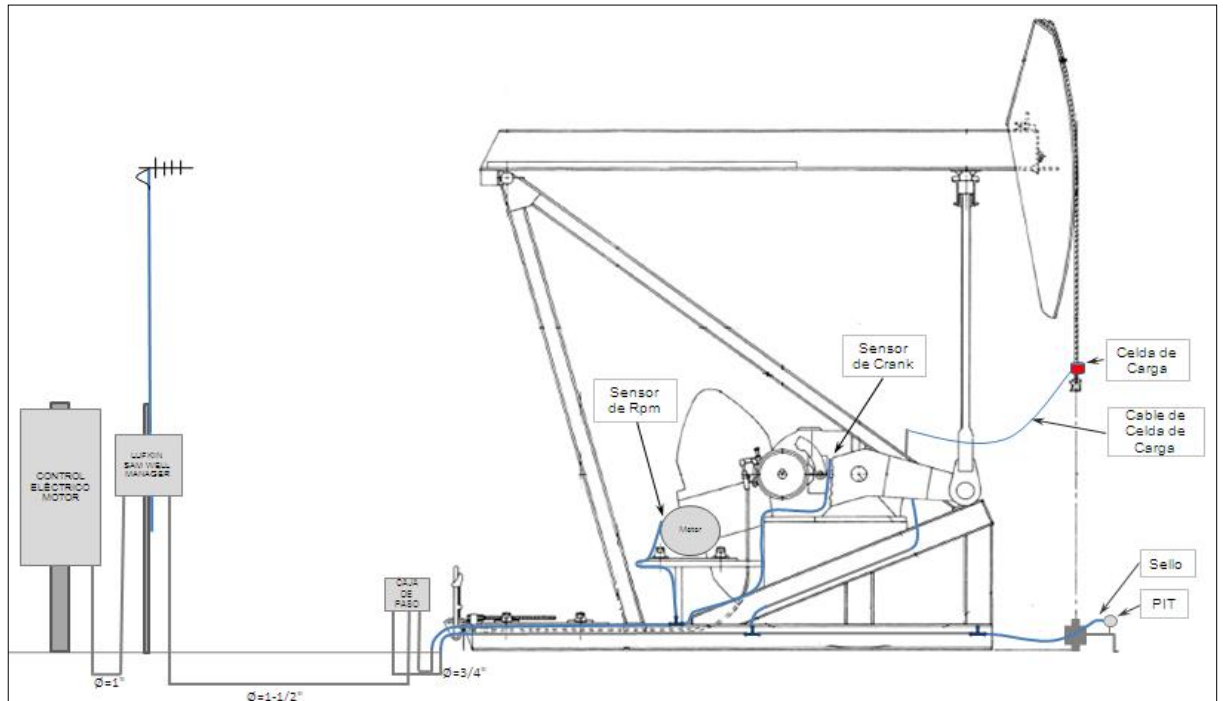
2.2. PROPIEDADES QUE SE PUEDEN OBSERVAR EN EL CONTROLADOR Y EN EL LOWIS

- a)** Carga actual (carga del fluido + carga de varillas)
- b)** Carga de fluido
- c)** Llenado de bomba
- d)** Máxima carga del último stroke
- e)** Mínima carga del último stroke
- f)** Nivel de fluido SAM
- g)** PIP SAM
- h)** PRHP (Potencia en la barra lisa)
- i)** Carga máxima
- j)** PRHP máxima (Potencia máxima en la barra lisa)
- k)** Potencia actual
- l)** Presión acumulador
- m)** Presión cilindro
- n)** Producción proyectada (La producción del día actual, se mide de 12pm a 12pm)
- o)** Producción (La que tuvo el día anterior)
- p)** RPM motor
- q)** SPM (Strokes)
- r)** Sumergencia SAM
- s)** THP, CHP
- t)** Torque motor

2.3. PROCESO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN EN UN POZO MODELO

Se tomaron dos modelos de instalación en pozo, en este caso la instalación va a estar referenciada para el POZO LISAMA 86 y el POZO NUTRIA 37.

Figura 23. Diagrama de equipos instalados



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Lisama 86.

2.3.1. POZO LISAMA 86

Pasos:

1. Excavación

Las excavaciones se realizan para instalar el banco de ductos para la conexión de los equipos y la transmisión de información de los sensores a los controladores.

Figura 24. Proceso de excavación



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Lisama 86.

2. Instalación de la tubería

Se procede a la instalación de la tubería por dónde circulan los cables que conectan los sensores con los controladores.

Figura 25. Instalación de la tubería en el Campo Lisama 86



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Lisama 86.

3. Instalación de las placas de mineral rojo

Se instalan con el fin de proteger el sistema de ductos.

Figura 26. Instalación de las placas de mineral rojo en el Campo Lisama 86



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Lisama 86.

4. Instalación de la guaya puesta a tierra

Figura 27. Instalación de la guaya puesta a tierra en el Campo Lisama 86



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Lisama 86.

5. Relleno y compactación

Figura 28. Relleno y Compactación en el Campo Lisama 86



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Lisama 86.

2.3.2. POZO NUTRIA 37

Pasos:

1. Excavación e instalación del mástil del SAM.

Figura 29. Excavación e instalación del mástil del SAM en el Campo Nutria 37



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Nutria 37.

2. Instalación de tubería.

Figura 30. Instalación de tubería en el Campo Nutria 37



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Nutria 37.

3. Relleno y compactación

Figura 31. Relleno y Compactación en el Campo Nutria 37



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Nutria 37.

Es necesario dejar el terrero en condiciones adecuadas en términos de seguridad, para el desplazamiento del personal, los vehículos y la maquinaria que requiera movilización al área respectiva.

4. Instalación gabinete del SAM

Figura 32. Instalación del gabinete SAM



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Nutria 37.

La instalación del gabinete del controlador SAM debe ser realizada cuidadosamente debido a la importancia del equipo en el sistema completo de automatización y monitoreo de pozos.

Este controlador va conectado a los cables que vienen desde los sensores y pasan por el banco de ductos transmitiendo la información adquirida. Es necesario instalar un sistema de polo a tierra con el fin de que las medidas adquiridas por los

sensores y posteriormente transmitidas al controlador sean completamente fiables. Una instalación inadecuada me puede repercutir en medidas erróneas y no representativas.

5. Instalación de la caja de paso

Figura 33. Instalación y conexiones de la caja de paso en el Campo Nutria 37



Fuente: INDEQUIPOS, protocolo de entrega de instalación física, Campo Nutria 37.

La caja de paso es el punto intermedio entre los sensores y el controlador, se instala para procesos de revisión, mantenimiento y adecuación. Una óptima manipulación de las conexiones en la casa de paso me permitirá el correcto paso de la información y así mayor confiabilidad en el sistema.

Asimismo las cajas de paso como los distintos equipos electrónicos requieren la instalación de polo a tierra con el fin de reducir las interferencias electromagnéticas causadas por las ondas de radio presentes en el lugar y causadas por dispositivos próximos. El motor en sí mismo es causal de interferencia en los equipos que generan medidas erróneas o difícilmente analizables por el personal de control de producción.

3. ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE POZOS EN EL ÁREA LISAMA

3.1. ANÁLISIS TÉCNICO

Para llevar a cabo el análisis técnico referente a la implementación de los sistemas de automatización y monitoreo en los campos del área Lisama, se tomaron como muestra 4 pozos en total los cuales referenciamos como Pozos Modelos, 2 corresponden al campo Lisama, 1 al campo Nutria, y 1 al campo Tesoro. Se realizó un comparativo entre el número de fallas y la repercusión que estas generaron a nivel de producción en los pozos estudiados. Además se analizó el número de estas en los años previos a la implementación del sistema de automatización y monitoreo, y se comparó con las presentadas en los años posteriores a la implementación. De esta manera se puede tener una estimación del beneficio real del sistema en la reducción del índice de fallas de los pozos escogidos. Los Pozos Modelos para el análisis fueron:

Tabla 9. Campos modelos del Área Lisama

CAMPO	POZO MODELO
LISAMA	LISAMA 19
	LISAMA 166
NUTRIA	NUTRIA 28
TESORO	TESORO 29

Fuente: El Autor

Para la selección de estos pozos se realizaron análisis pertinentes basados en 3 criterios descritos posteriormente:

- a) Potencial de los pozos
- b) Número de fallas totales desde el año de inicio del estudio (2005), hasta el año final (2013)
- c) Recurrencia del tipo de falla en el pozo

Primeramente se tuvo en cuenta el potencial de estos pozos, ya que un pozo con alta tasa de producción constituye un elemento de cuidado y control, debido a que alguna falla o inoperancia del mismo repercutiría en una significativa pérdida de barriles potenciales.

En segundo lugar, se tuvo en cuenta el número total de fallas desde el año de inicio del estudio, este factor indica que estamos tratando con pozos con condiciones complejas que debe ser monitoreado continuamente para tomar una decisión correctiva.

Finalmente la recurrencia del tipo de falla que indica un problema que aún no ha tenido solución, es posible que en los pozos se tomen una serie de medidas que muchas veces son temporalmente correctivas, pero posteriormente vuelven a presentarse. El sistema de automatización y monitoreo de pozos debe permitir tomar decisiones preventivas y no solamente decisiones correctivas una vez la falla ya haya ocurrido.

Cabe resaltar que los pozos estudiados son pozos donde ya se implementó el sistema de automatización y monitoreo, aclarando que no se tuvo en cuenta aquellos pozos que están video-monitoreados,

3.1.2 Análisis de la producción anual de los pozos modelos de los Campos Lisama, Nutria y Tesoro desde el año 2005 al 2013

I. CAMPO LISAMA - PRODUCCIÓN ANUAL

Tabla 10. Producción anual de los pozos modelos del Campo Lisama

PRODUCCIÓN ANUAL			
CAMPO	POZO	AÑO	PRODUCCIÓN (Bbl/año)
LISAMA	LISAMA 19	2005	33341,191
		2006	37415,205
		2007	41795,231
		2008	37576,886
		2009	31950,625
		2010	24843,598
		2011	30514,540
		2012	27739,778
		2013	12181,773
	LISAMA 166	2005	12595,175
		2006	38760,304
		2007	19589,901
		2008	28789,636
		2009	9848,825
		2010	8643,161
		2011	7753,686
	2012	9502,254	
	2013	3738,350	

Fuente: El Autor

Como se observa en la tabla 10, el pozo Lisama 166 manifestó una tasa anual de producción más baja que el pozo Lisama 166, probablemente debido a los problemas operativos frecuentes en este pozo.

II. CAMPO NUTRIA - PRODUCCIÓN ANUAL

Tabla 11. Producción anual del pozo modelo del Campo Nutria

PRODUCCIÓN ANUAL			
CAMPO	POZO	AÑO	PRODUCCIÓN (Bbl/año)
NUTRIA	NUTRIA 28	2005	65846,486
		2006	61139,696
		2007	52294,234
		2008	40677,887
		2009	46102,106
		2010	41905,243
		2011	34132,723
		2012	25667,817
		2013	9577,624

Fuente: El Autor

III. CAMPO TESORO - PRODUCCIÓN ANUAL

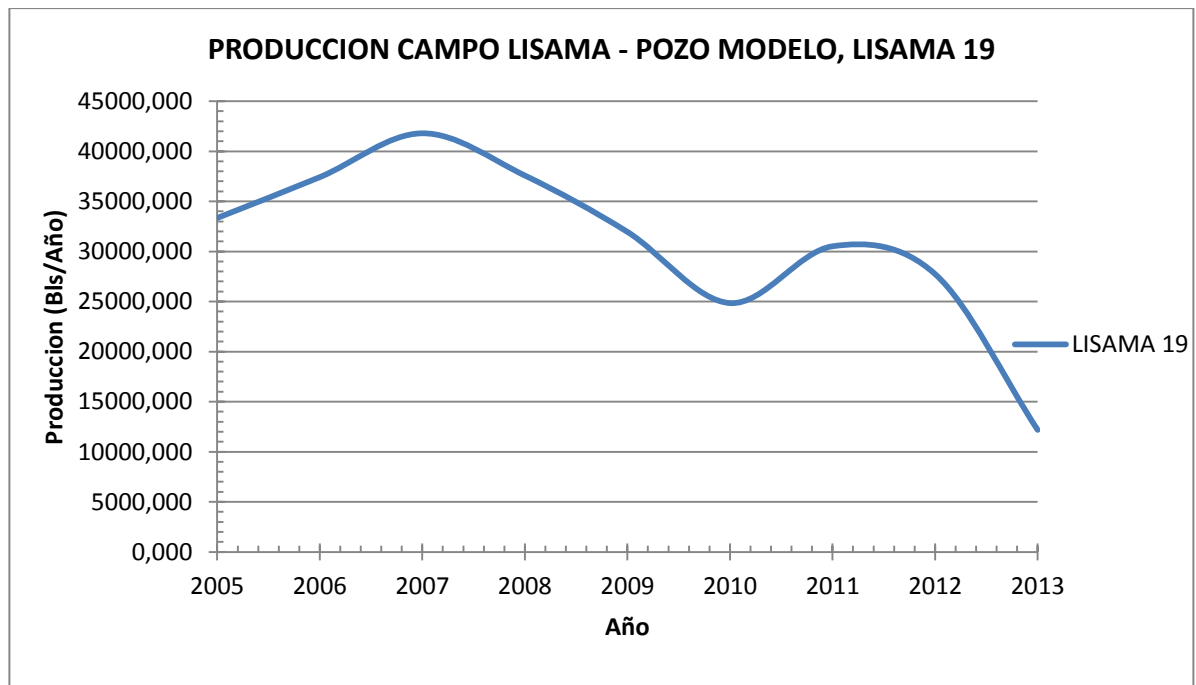
Tabla 12. Producción anual del pozo modelo del Campo Tesoro

PRODUCCIÓN ANUAL			
CAMPO	POZO	AÑO	PRODUCCIÓN (Bbl/año)
TESORO	TESORO 29	2005	35195,657
		2006	35490,063
		2007	22818,040
		2008	21943,556
		2009	25676,104
		2010	16393,251
		2011	19213,115
		2012	14683,425
		2013	7453,690

Fuente: El Autor

Graficando los datos de producción para los pozos modelos, tanto para el Campo Lisama como para el Campo Nutria y Campo Tesoro, se puede apreciar claramente que la producción anual ha decaído al transcurrir los años, esto se debe a la declinación natural de los pozos y a las fallas que se pueden estar presentando, que más adelante se estarán analizando.

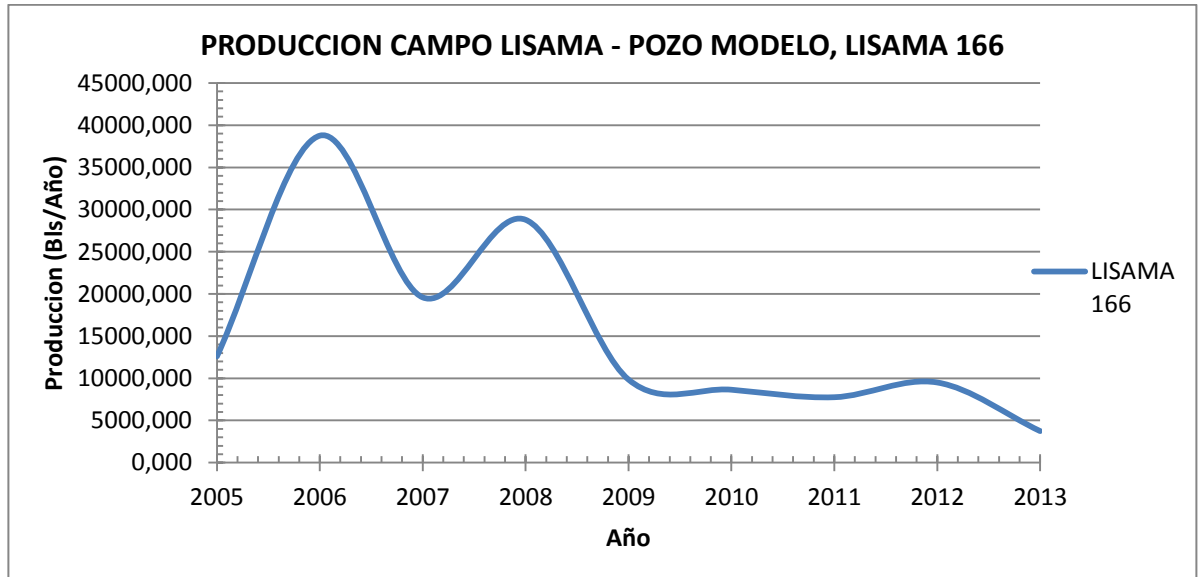
Gráfica 3. Producción del Pozo Modelo en el Campo Lisama (Lisama 19)



Fuente: El Autor

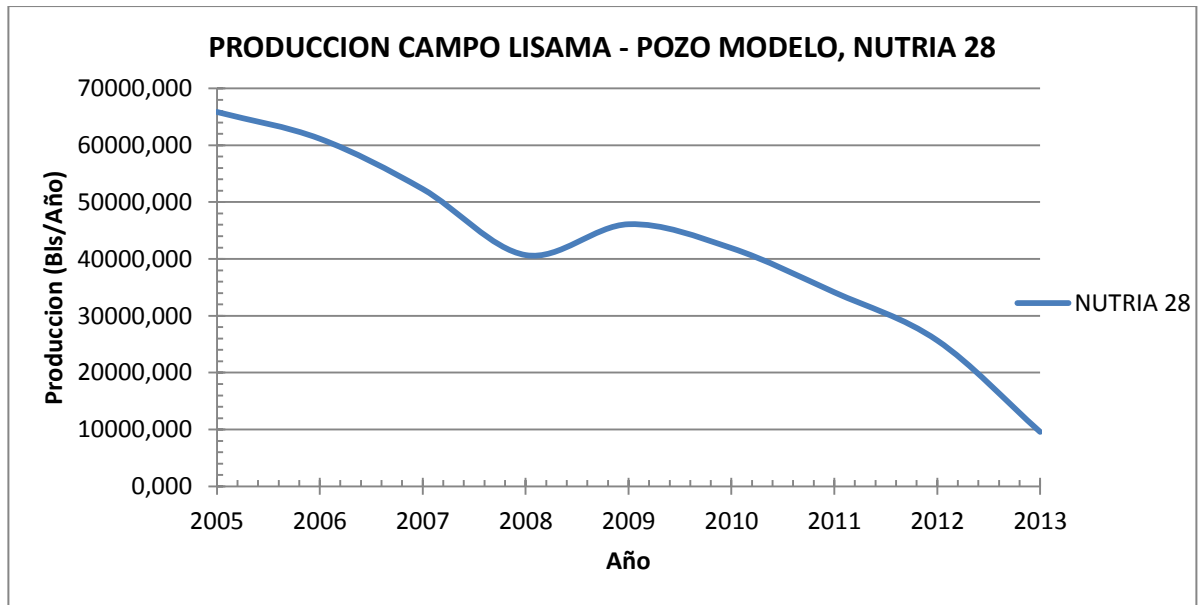
De los cuatro pozos modelo, el Lisama 19, 166, Nutria 28, y Tesoro 29, el que posee una tendencia decreciente más marcada es el pozo Nutria 28, que pasó desde una producción en el 2005 de 65846 bbls/año a una producción de 9578 bbls/año. A medida que los pozos van pasando su vida productiva, la tasa de producción va disminuyendo, independientemente de la recurrencia en las fallas de esos pozos (Gráfica 5).

Gráfica 4. Producción del Pozo Modelo en el Campo Lisama (Lisama 166)



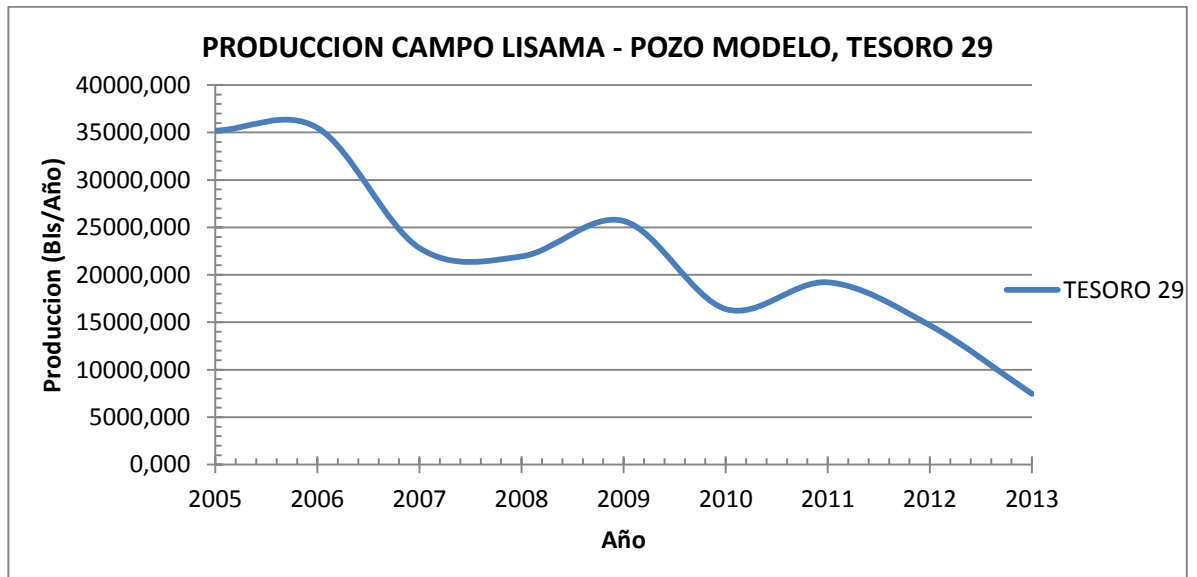
Fuente: El Autor

Gráfica 5. Producción del Pozo Modelo en el Campo Nutria (Nutria 28)



Fuente: El Autor

Gráfica 6. Producción del Pozo Modelo en el Campo Tesoro (Tesoro 29)



Fuente: El Autor

3.1.3. Análisis de fallas de los Campos Lisama, Nutria y Tesoro

El área Lisama se compone por los campos Lisama, Nutria, Tesoro, Peroles y Aledaños (San Luis, Agua Blancas y Guariquíes). El campo con mayor número de pozos activos es el Lisama con 51 pozos, le sigue el campo Nutria con 30 pozos activos, posteriormente el campo Tesoro con 18 pozos activos, el campo Peroles con 3 pozos activos, y finalmente el campo Aledaños con 3 pozos activos: San Luis 4, Aguas Blancas 2 y Guariquíes 1. Para el presente caso de estudio se tomaron en cuenta los campos Lisama, Nutria, Tesoro, donde se encuentran concentrados el mayor número de pozos, con sus pozos Modelos respectivamente.

El análisis de fallas fue realizado tomando como intervalo de tiempo los años comprendidos entre el 2005 y 2013. Sin embargo, en el año de inicio del estudio no se encontraban perforados todos los pozos que en la actualidad existen. Además muchos pozos perforados y puestos en producción en el año 2005 en la actualidad no se encuentran activos.

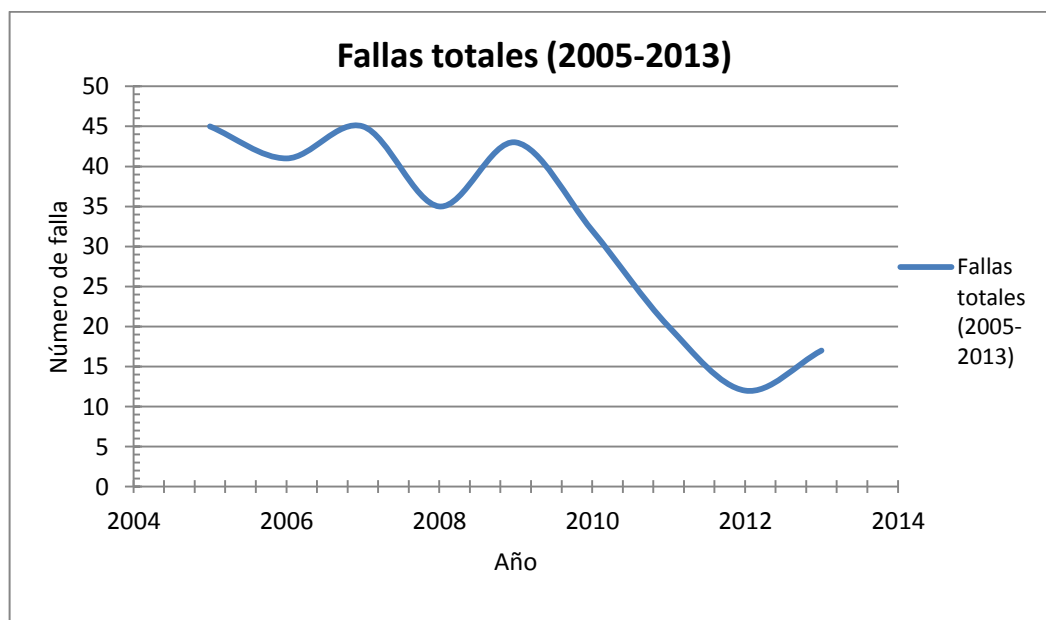
El estadístico de fallas de los campos Lisama, Nutria y Tesoro desde el año 2005 al 2013, se presenta a continuación:

Tabla 13. Fallas Totales Área Lisama

Año	No. Fallas Lisama	No. Fallas Nutria	No. Fallas Tesoro	Total Fallas Área Lisama
2005	32	6	7	45
2006	28	12	1	41
2007	34	7	4	45
2008	23	11	1	35
2009	24	15	4	43
2010	18	10	4	32
2011	10	8	2	20
2012	6	2	4	12
2013	8	6	3	17
Total Fallas	183	77	30	290

Fuente: El Autor

Gráfica 7. Fallas Totales Área Lisama (2005-2013)

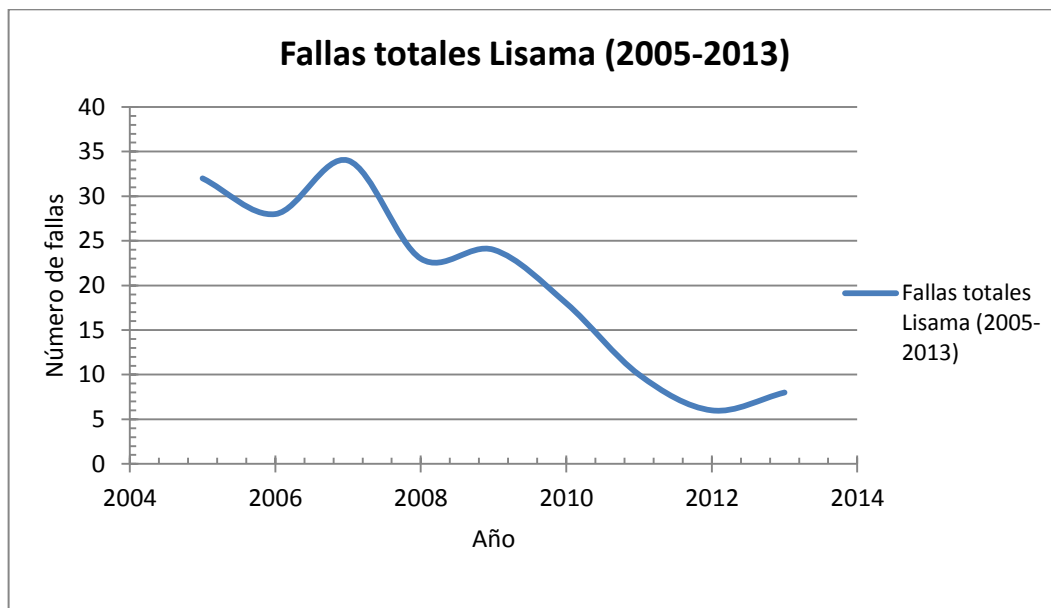


Fuente: El Autor

Cómo se observa en la tendencia de la Grafica 7 las fallas totales en el área Lisama tienden a disminuir a partir de manera significativa a partir del año 2009, un año después la implementación del sistema de automatización de pozos. En ese año con la integración de las comunicaciones al sistema se logró agilizar la recolección, trasmisión y análisis de datos de los pozos, de esta manera fue posible agilizar la toma de decisiones preventivas y correctivas.

Realizando un análisis de las fallas presentadas durante dos períodos de tiempo, antes de la implementación del sistema completo (controlador, comunicaciones) entre los años 2005-2008, y después entre los años 2009-2013, se puede observar que en el primer intervalo presentado se presentaron un total de 166 fallas en el transcurso de 4 años, mientras que en el segundo intervalo se presentaron un total de 124 fallas en el transcurso de 5 años.

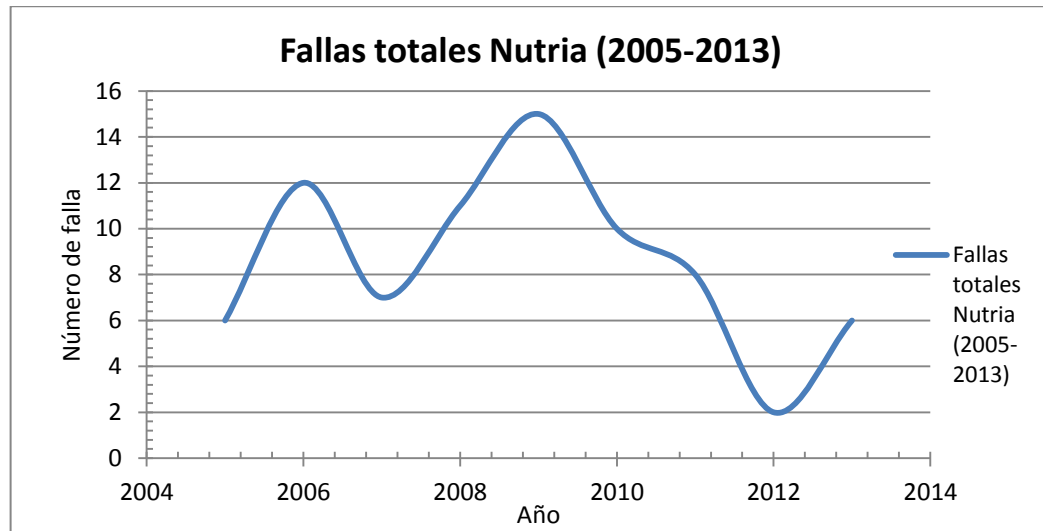
Gráfica 8. Fallas totales Campo Lisama



Fuente: El Autor

La Gráfica 8 denotan una tendencia decreciente significativa a partir del año 2009 con un ligero incremento en el año 2013. Entre los años 2005-2008 se presentaron un total de 117 fallas y durante los años 2009-2013, se presentaron un total de 66 fallas para el campo Lisama.

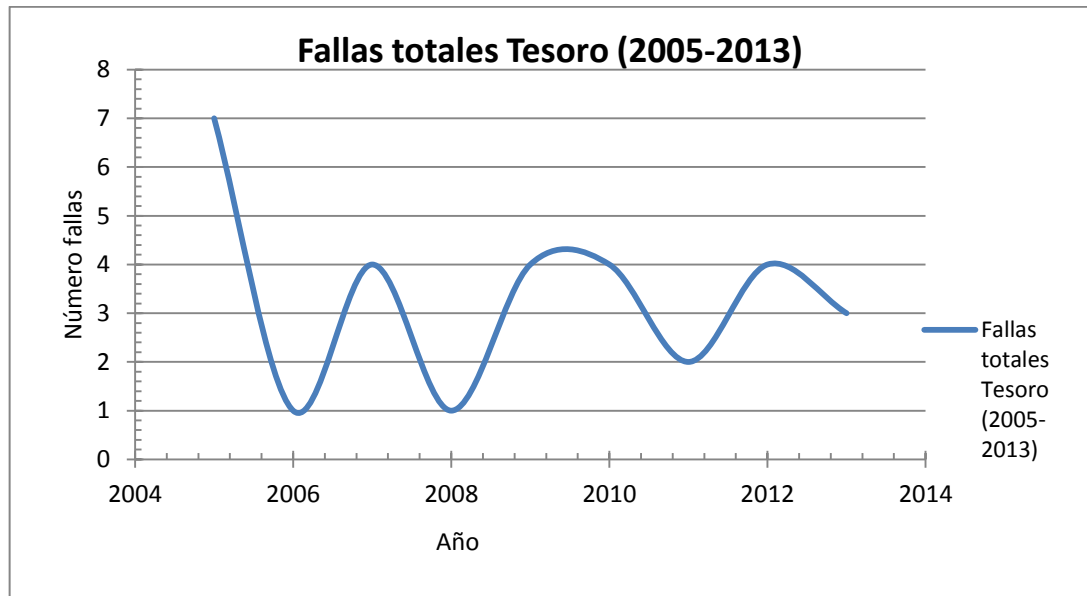
Gráfica 9. Fallas Totales Campo Nutria



Fuente: El Autor

En la gráfica 9 correspondiente a las fallas totales del campo Nutria es un tanto diferente a las gráficas de las fallas del área Lisama y del campo Lisama. En la primera parte sobre todo se observan dos tendencias incrementales antes de la fecha de implementación del sistema completo en el año 2009, la primera a partir del año 2005 hasta el año 2006, y la segunda en el período comprendido entre los años 2007 y 2009. A partir de ese año se observa una clara tendencia decreciente con un incremento en el año 2013. Entre los años 2005-2008 se presentaron un total de 36 fallas y durante los años 2009-2013, se presentaron un total de 41 fallas, siendo el año de menor número de fallas el año 2012 con tan solo 2.

Gráfica 10. Fallas Totales Campo Tesoro



Fuente: El Autor

3.1.3.1. Tipos de fallas

Como se observa en la tabla 14, el campo Lisama constituye el que mayor número de fallas posee, lo cual es entendible si observamos que en este se encuentran el mayor número de pozos concentrados. El área Lisama se caracteriza en términos generales por presentar problemas frecuentes relacionados con la presencia de arena en los pozos, sin embargo no es el único factor generador de falla, existen ciertos tipos de fallas presentes en el área Lisama, entre las cuales las siguientes son las que se presentan en mayor proporción:

- a) **Bomba arenada-pegada:** Este tipo de falla es bastante común sobre todo en el campo Lisama y constituye un inconveniente de gran relevancia en el desempeño óptimo de los pozos, debido a que puede implicar afectaciones en la integridad de las varillas así como de otros elementos del ensamblaje de fondo. En casos de presencia de arena puede suceder que las perforaciones se reduzca o tapone su diámetro, lo cual puede limitar o

reducir la producción respectivamente. Por otra parte los granos de arena altamente abrasivos puede deteriorar las paredes internas de los componentes de la bomba, como por ejemplo el barril, así como rayar la pared externa del pistón. En caso de que una bomba se encuentre pegada por arena es preciso realizar un procedimiento con bomba desarenadora, sin embargo es una solución a corto plazo.

En total en el área Lisama se presentaron un total de 52 fallas por esta causa en el intervalo de tiempo comprendido entre 2005 y septiembre del 2013.

Tabla 14. Fallas por Bomba Arenada-Pegada

Año	Bomba Arenada-Pegada
2005	9
2006	7
2007	11
2008	4
2009	7
2010	7
2011	3
2012	1
2013	3
Total Fallas	52

Fuente: El Autor

- b) Bomba parafinada:** Este tipo de falla se caracteriza por la cristalización de la parafina y la aglomeración de la misma, esto puede generar reducción en los diámetros de la tubería con consecuentes taponamientos que generan pérdidas en la producción y sobrepresiones en el sistema que son peligrosas para la integridad de las líneas de flujo así como para todo el ensamblaje de fondo y de superficie.

En total en el área Lisama se presentaron un total de 30 fallas por esta causa en el intervalo de tiempo comprendido entre 2005 y septiembre del 2013. 26 fallas se presentaron en el campo Lisama, 2 fallas se presentaron en el campo Nutria y las 2 restantes se presentaron en el campo Tesoro.

Tabla 15. Fallas por Bomba Parafinada

Año	Bomba Parafinada
2005	8
2006	7
2007	0
2008	5
2009	0
2010	3
2011	1
2012	4
2013	2
Total Fallas	30

Fuente: El Autor

- c) Material extraño (cauchos, manila, scale):** Básicamente esta falla constituye en la depositación de compuestos inorgánicos en la tubería llamados escamas (scales) en las paredes de la tubería generando un fenómeno similar a la parafina restringiendo el flujo. Asimismo existe la posibilidad que durante la etapa productiva del pozo algún material extraño se desprenda o caiga en el pozo causando inconvenientes, entre los que se encuentran restricción y fricción con los componentes del ensamblaje de fondo.

En total en el área Lisama se presentaron un total de 17 fallas por esta causa en el intervalo de tiempo comprendido entre 2005 y septiembre del 2013. 8 fallas se presentaron en el campo Lisama, 5 se presentaron en el campo Nutria y las 4 restantes se presentaron en el campo Tesoro.

Tabla 16. Fallas por materiales extraños

Año	Material extraño (cauchos, manila, scale)
2005	2
2006	0
2007	2
2008	0
2009	6
2010	5
2011	2
2012	0
2013	0
Total Fallas	17

Fuente: El Autor

- d) **Otras partes dañadas (Barril, pistón, cajas):** El trabajo continuo de las unidades de bombeo mecánico genera desgaste en los componentes del equipo de fondo y de superficie, asimismo existen componentes corrosivos en el subsuelo como por ejemplo el sulfuro de hidrógeno (H₂S) y CO₂, entre otros, que generan deterioro en las varillas, tuberías, bombas de subsuelo, y en general con cualquier componente con el que tengan contacto. Por tal motivo es común que se presenten fallas en las partes del equipo de subsuelo que estén sometidas a mayores esfuerzos y mayor acción de los agentes corrosivos, como lo son el barril de la bomba, el pistón de la misma y las cajas o uniones entre tuberías y varillas.

En total en el área Lisama se presentaron un total de 52 fallas por esta causa en el intervalo de tiempo comprendido entre 2005 y septiembre del 2013. 50 fallas se presentaron en el campo Lisama, mientras las 2 restantes se presentaron en el campo Nutria.

Tabla 17. Fallas en otras partes dañadas

Año	Otras partes dañadas (barril, pistón, cajas)
2005	6
2006	2
2007	15
2008	6
2009	11
2010	2
2011	5
2012	4
2013	1
Total Fallas	52

Fuente: El Autor

- e) **Tubería (Pase por cuello):** Este tipo de falla consiste básicamente en la pérdida de sello entre los couplings o cajas y las tuberías. Es preciso que las conexiones entre las tuberías estén completamente selladas con el fin de que no se presente salida de los fluidos que pasan a través de ellos y por consiguiente pérdida en la producción de los pozos. Esta pérdida de sello se presenta por deterioro en las cajas de unión o en los pines de las tuberías y es causado por el desgaste propio del trabajo continuo, así como por componentes abrasivos como la arena o por fluidos corrosivos que repercuten negativamente en la integridad de estos componentes.

En total en el área Lisama se presentaron un total de 27 fallas por esta causa en el intervalo de tiempo comprendido entre 2005 y septiembre del 2013. 17 fallas se presentaron en el campo Lisama, 8 se presentaron en el campo Nutria, 2 se presentaron en el campo Tesoro.

Tabla 18. Fallas en tubería (pase por cuello)

Año	Tubería (Pase por cuello)
2005	5
2006	8
2007	2
2008	5
2009	4
2010	3
2011	0
2012	0
2013	0
Total Fallas	27

Fuente: El Autor

- f) **Tubería (Cuerpo):** La tubería de producción al ser una parte del equipo de subsuelo expuesta a los diversos agentes corrosivos y abrasivos que se encuentran en los pozos puede sufrir diversos tipos de fallas, como por ejemplo los “pitting” que constituye una forma extremadamente localizada de corrosión cuya característica primordial son las pequeñas aberturas en el cuerpo de la tubería inducida por gases o fluidos de carácter corrosivo, esto puede generar pérdidas de fluido a través de ellas. Sin embargo estas no son los únicos tipos de fallas que pueden afectar el cuerpo de la tubería. Todas de las tuberías de producción poseen un tiempo de vida específico, es por eso que se debe controlar el estado y la integridad de las mismas con el fin de prever posibles fallas en ellas.

En total en el área Lisama se presentaron un total de 30 fallas por esta causa en el intervalo de tiempo comprendido entre 2005 y septiembre del 2013. 22 fallas se presentaron en el campo Lisama, 5 se presentaron en el campo Nutria, 3 se presentaron en el campo Tesoro.

Tabla 19. Fallas en Cuerpo de Tubería

Año	Tubería (Cuerpo)
2005	5
2006	4
2007	4
2008	0
2009	5
2010	2
2011	4
2012	1
2013	5
Total Fallas	30

Fuente: El Autor

- g) **Válvulas con pase o picadas:** Las válvulas que conforman la bomba de subsuelo, tanto la válvula fija como la válvula viajera, son propensas al deterioro por agentes corrosivos y abrasivos en los pozos. Estas válvulas usualmente de materiales como el acero, cerámica o el carburo de tungsteno, tal como los demás componentes del ensamblaje del pozo sufren desgaste por el uso cíclico, la arena particularmente constituye un factor a tener en cuenta, en tanto que genera irregularidades en la superficie de las bolas y de los asientos que disminuyen su capacidad de sello y por consiguiente su capacidad de almacenamiento de fluido.

En total en el área Lisama se presentaron un total de 13 fallas por esta causa en el intervalo de tiempo comprendido entre 2005 y septiembre del 2013. 4 fallas se presentaron en el campo Lisama, 6 se presentaron en el campo Nutria, y las 3 restantes se presentaron en el campo Tesoro.

Tabla 20. Fallas en Válvulas (con pase o picadas)

Año	Válvulas con pase o picadas
2005	2
2006	0
2007	1
2008	6
2009	1
2010	1
2011	1
2012	0
2013	1
Total Fallas	13

Fuente: El autor

- h) **Varilla (Coupling):** Las varillas se componen básicamente de 3 partes claramente diferenciables: pin, cuadrante y cuerpo. Sin embargo las varillas se unen una con otra gracias a las cajas o uniones también conocidas como couplings. Al igual que las otras partes que componen el ensamblaje de fondo (BHA), los couplings también están sujetos al deterioro generado por agentes externos. Cuando esto sucede, frecuentemente se generan desconexiones en las varillas, lo cual genera que se requieran los equipos de intervención de pozos, que tienen un costo diario de trabajo alto.

En el área Lisama específicamente se presentan deterioros de estos componentes por el alto aporte de arena en la cara de los pozos que por sus características abrasivas desgasta continuamente la superficie externa de los couplings.

Figura 34. Fallas en Couplings de Varilla



Fuente: Análisis de fallas de las varillas de bombeo. Un informe especial de Norris. 2007. Norris a Dover Company

En total en el área Lisama se presentaron un total de 19 fallas por esta causa en el intervalo de tiempo comprendido entre 2005 y septiembre del 2013. 3 fallas se presentaron en el campo Lisama, 15 se presentaron en el campo Nutria, y 1 se presentó en el campo Tesoro.

Tabla 21. Fallas en Coupling de Varilla

Año	Varilla (Coupling)
2005	3
2006	3
2007	1
2008	1
2009	1
2010	3
2011	4
2012	1
2013	2
Total Fallas	19

Fuente: El autor

- i) **Varilla (Cuerpo):** Como se mencionó anteriormente, una de las partes claramente diferenciables de las varillas es el cuerpo. Usualmente las fallas en esta parte inician como pequeñas fisuras superficiales que con el tiempo y el trabajo continuo tienden a volverse más profundas hasta el punto en el cual se genera un cizallamiento en el cuerpo de la varilla y por consiguiente una desconexión. Las fallas en el cuerpo de las varillas pueden generarse por fluidos corrosivos, por componentes abrasivos o también como consecuencia de la fricción entre las varillas y la pared interna de la tubería. Este fenómeno es de gran importancia debido a que es generado en aquellos casos de pandeo de las varillas causados por la baja sumergencia en algunos pozos. Sin embargo en la actualidad existen algunos componentes que permiten minimizar el contacto varilla-tubería como son los centralizadores, que funcionan como una interface entre ambos con el fin que el contacto se minimice, y por ende la fricción entre ambos también disminuya.

Figura 35. Fallas en Cuerpo de Varilla



Fuente: Análisis de fallas de las varillas de bombeo. Un informe especial de Norris. 2007. Norris a Dover Company

En total en el área Lisama se presentaron un total de 28 fallas por esta causa en el intervalo de tiempo comprendido entre 2005 y septiembre del

2013. 12 fallas se presentaron en el campo Lisama, 12 se presentaron en el campo Nutria, y las 4 restantes se presentaron en el campo Tesoro.

Tabla 22. Fallas en el Cuerpo de la Varilla

Año	Varilla (Cuerpo)
2005	4
2006	6
2007	5
2008	5
2009	4
2010	3
2011	0
2012	0
2013	1
Total Fallas	28

Fuente: El Autor

- j) **Varilla (Pin):** El pin de las varillas también suele verse afectado por los factores que deterioran a las otras partes de estas. Sin embargo, las fallas en el pin no son tan frecuentes, debido a que el área más expuesta a los agentes externos es el cuerpo de la varilla, por el contrario, el pin está rodeado por los couplings o las uniones varilla-varilla.

Figura 36. Fallas en el Pin de Varilla



Fuente: Análisis de fallas de las varillas de bombeo. Un informe especial de Norris. 2007. Norris a Dover Company

En total en el área Lisama se presentaron un total de 7 fallas por esta causa en el intervalo de tiempo comprendido entre 2005 y septiembre del 2013. 4 fallas se presentaron en el campo Lisama, y las 3 restantes se presentaron en el campo Nutria.

Tabla 23. Fallas en el Pin de la Varilla

Año	Varilla (Pin)
2005	1
2006	1
2007	1
2008	0
2009	3
2010	1
2011	0
2012	0
2013	0
Total Fallas	7

Fuente: El autor

Los tipos de fallas presentados anteriormente constituyen aquellas que se presentaron en un número mayor a 5 veces en el lapso de tiempo comprendido entre el año 2005 y el mes de septiembre del 2013, mes hasta el cual se realiza el análisis. Se analizaron estas en tanto fueron las de mayor frecuencia de repetición y por tanto las más importantes a analizar.

3.1.3.2. Análisis de falla para los Pozos Modelos

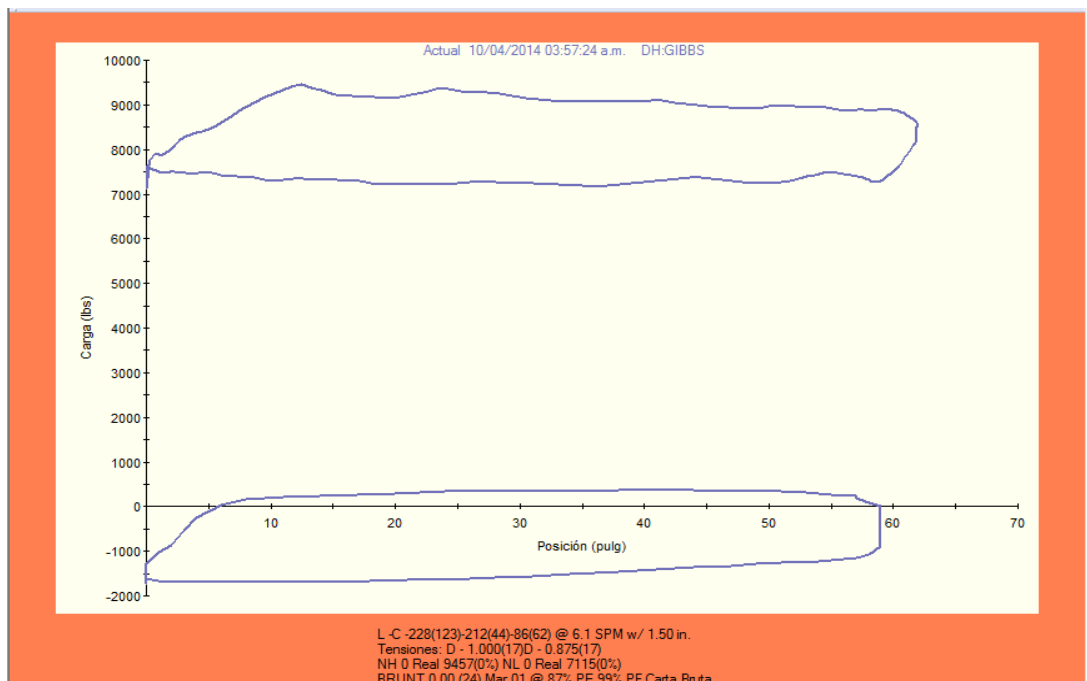
I. POZO LISAMA 19

El pozo Lisama 19 presentó 8 fallas desde el año 2005 hasta septiembre del 2013, fecha de cierre del estudio (Gráfica 11). La falla más recurrente fue la de pega de bomba por causa de presencia de arena, la cual no solo genera este

inconveniente sino que también está asociada a deterioros del barril, el pistón y las cajas o couplings de varilla causados por la abrasión al rozar con la superficie de estos componentes. Estos son problemas muy comunes en pozos que presentan bastante aporte de arena por parte de la formación. Debido a este problema recurrente se han hecho un total de 8 intervenciones del equipo de varilleo (wellservice).

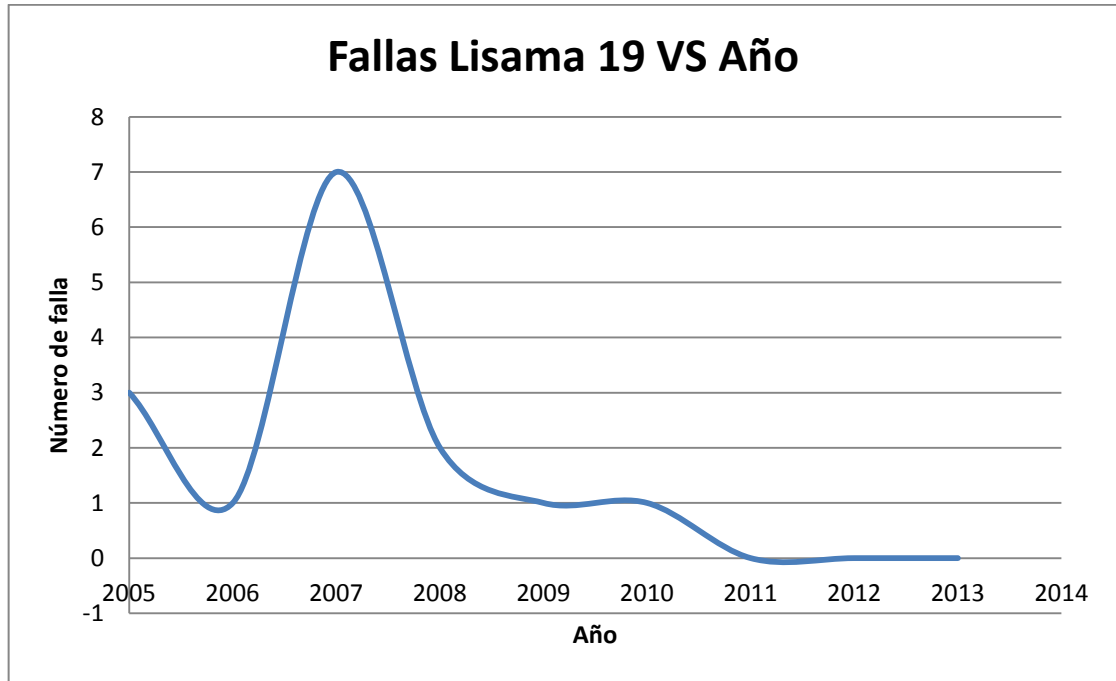
Analizando los dinagramas tomados en los últimos tres años de estudio en este pozo (2011, 2012, y 2013) es evidente que el problema básico que se presenta en este pozo es la fricción por sólidos presentes que paulatinamente fueron afectando la integridad de los componentes de la bomba (Figura 37, 38, 39).

Figura 37. Dinagrama de superficie y fondo Lisama 19.



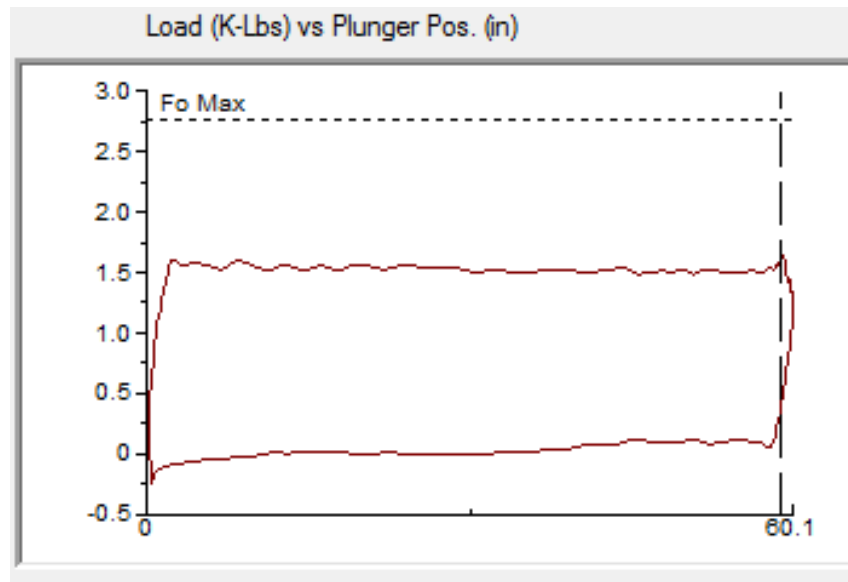
Fuente: LOWIS Software <Surface Card, Pump Card> Lisama 19

Gráfica 11. Fallas totales Lisama 19



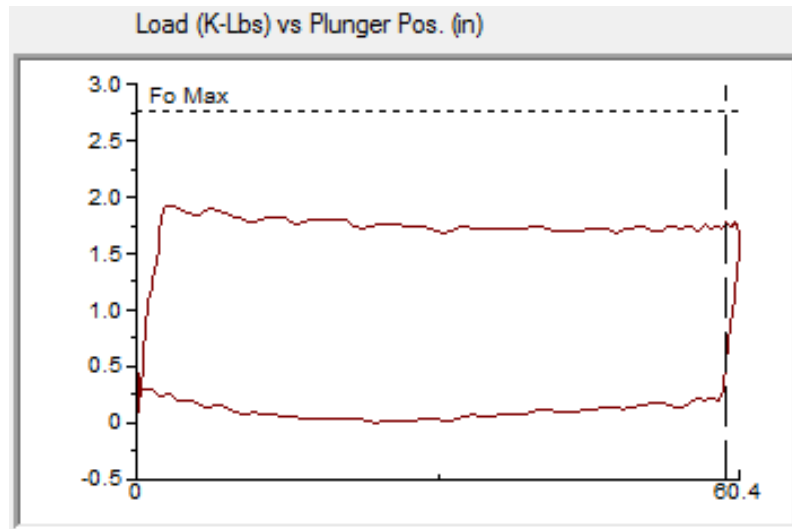
Fuente: El autor

Figura 38. Dinagrama de fondo Lisama 19 (25-01-11)



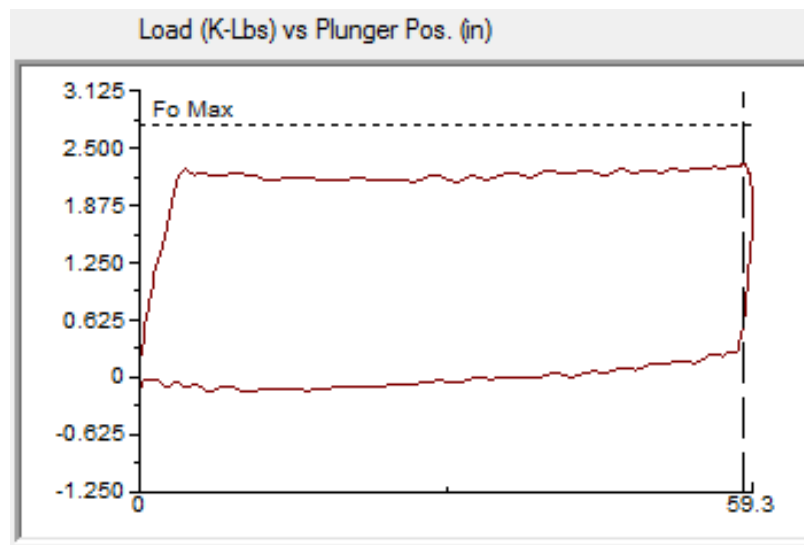
Fuente: TWM Software < Pump Card > Dynamometer test, Lisama 19, 25-01-11, 10:59:45

Figura 39. Dinagrama de fondo Lisama 19 (11-02-12)



Fuente: TWM Software <Surface Card> Dynamometer test, Lisama 19, 11-02-12, 08:02:54

Figura 40. Dinagrama de fondo Lisama 19 (15-06-13)

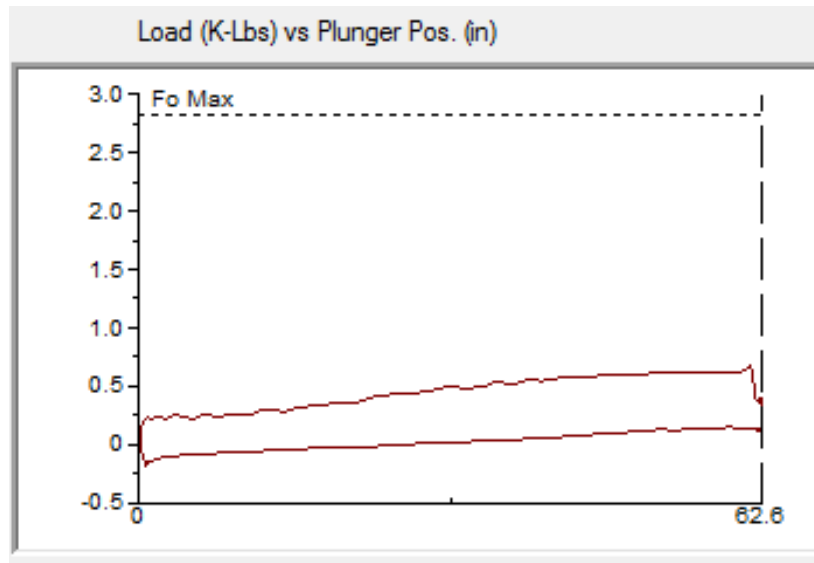


Fuente: TWM Software < Pump Card> Dynamometer test, Lisama 19, 15-06-13, 08:02:54

Así mismo estos sólidos no solamente generaban fricción con los componentes mecánicos de la bomba sino que también generaron bloqueos en las válvulas y

cierras ineficientes de las mismas. Estos bloqueos por sólidos generaron una reducción drástica de la carga máxima en la bomba. (Figura 40).

Figura 41. Dinagrama de fondo Lisama 19 (02-07-11)

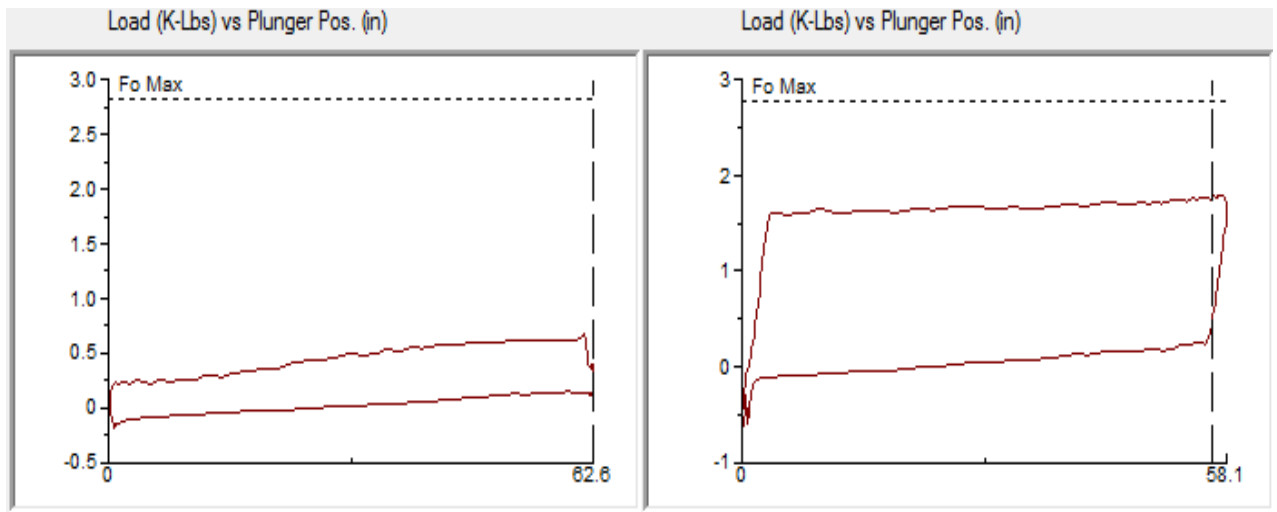


Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Lisama 19, 02-07-11, 07:57:10

Para la solución de este problema operacional de las válvulas fue preciso generar un golpe de bomba a propósito para que este pudiese generar vibraciones en la bomba y sacudir los granos de arena que pudiesen bloquear alguna de las dos válvulas. En la figura 41 es evidente la pérdida de carga en la bomba como consecuencia de este bloqueo. Gracias a los dinagramas tomados por el Lowis y comparándolos con los obtenidos en el TWM, se permiten tomar decisiones correctivas a los problemas en la bomba.

Comparando los dos dinagramas consecutivos tomados, el primero antes de la implementación del golpe de bomba y el segundo posterior a la implementación un día después, se observa un aumento en la carga que paulatinamente, a medida se van tomando dinagramas, va incrementándose.

Figura 42. Dinagramas de fondo Lisama 19 (02-07-11) y (03-07-11)



Fuente: TWM Software < Pump Card> Dynamometer test, Lisama 19, 02-07-11, 07:57:10, 03-07-11, 07:22:45

Este problema ha sido característico en el pozo desde el inicio de su vida productiva debido a la formación productora de arena en la que se encuentra. Sin embargo es representativo que el número de fallas debidas a esto hayan disminuido a partir del 2008 (Tabla 24), año en el que inició el proceso de implementación del sistema de automatización y monitoreo de pozos.

La toma continua de dinagramas por parte del software Lowis, así como la medición de carga de la barra pulida de manera continua permite un monitoreo más frecuente del pozo. Y de esta manera tomar acciones correctivas como la inclusión de golpe de bomba al pozo realizada en Julio del 2011 en el pozo Lisama 19. Es evidente en la figura 42, como se incrementó significativamente la carga de fluido y se redujo levemente la fricción por sólidos que estaba aquejando al pozo Lisama 19, con lo que podemos corroborar que el golpe de fluido implementado fue de vital importancia y generó el resultado esperado en muy poco tiempo (tan solo un día).

Tabla 24. Fallas anuales totales en el pozo Lisama 19

Año	Bomba Arenada- Pegada
2005	2
2006	0
2007	4
2008	0
2009	1
2010	1
2011	0
2012	0
2013	0
Total Fallas	8

Fuente: El Autor

El número total de fallas presentadas en el pozo Lisama 19 debido a fallas asociadas a pega de bomba fue de 8 fallas a lo largo de todo el estudio, sin embargo es notorio que el mayor número de fallas se presentó en el 2007, precisamente un año antes de la implementación del sistema de automatización y monitoreo de pozos en el 2008.

A nivel de intervenciones del equipo de varilleo (well service) desde el inicio del estudio por causa de bomba pegada por arena, se redujeron un total de 5 días de intervención entre el intervalo comprendido en los 3 años antes de la implementación (2005, 2006, 2007) los 6 años posterior a la implementación (2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013). (Tabla 25). Antes de la implementación por motivo de pega en bomba se tenía un promedio de 2 fallas/año, mientras después de la implementación del sistema se logró disminuir el valor a 0,33 fallas/año.

Tabla 25. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Lisama 19 por motivo de pega de bomba por arena

Año	Campo	Pozo	Motivo	Días Equipo
2005	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	3
2005	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	7
2007	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	9
2007	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	5
2007	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	2
2007	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	2
2010	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	12
2011	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	11

Fuente: El Autor

Teniendo en cuenta el total de fallas presentadas en el pozo Lisama 19, se obtuvieron los siguientes datos:

En el intervalo de tiempo comprendido entre el 2005 y el 2008 promedio anual de fallas era de 3,67 fallas/año que representan un total de 52 días de intervención, mientras que el promedio anual de fallas entre el año 2008 y 2013 fue de 0,67 fallas/año que representan un total de 35 días de intervención, con lo que se redujo en un total de 3 fallas por año, y 17 días de trabajo del equipo de varilleo

desde la implementación del sistema de automatización y monitoreo de pozos (Tabla 26).

Tabla 26. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Lisama 19

Año	Campo	Pozo	Motivo	Días Equipo
2005	LISAMA	LISA0019	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	1
2005	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	3
2005	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	7
2006	LISAMA	LISA0019	BOMBA DE SUBSUELO - INDIRECTA	5
2007	LISAMA	LISA0019	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	7
2007	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	9
2007	LISAMA	LISA0019	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	5
2007	LISAMA	LISA0019	MATERIAL EXTRAÑO (CAUCHOS, MANILA, SCALE)	6
2007	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	5
2007	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	2
2007	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	2
2008	LISAMA	LISA0019	BOMBA DE SUBSUELO - INDIRECTA	4
2008	LISAMA	LISA0019	BOMBA DE SUBSUELO - INDIRECTA	8
2010	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	12
2011	LISAMA	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	11

Fuente: El Autor

Analizando el costo asociado a estas intervenciones se obtuvieron los siguientes valores:

El costo total de las intervenciones desde el año 2005 hasta el 2007 fue de 424840 \$USD únicamente teniendo en cuenta costos de día de trabajo del equipo (Tabla 27). Mientras que los años siguientes hasta el 2013, los costos de intervención fueron de 285950 \$USD (Tabla 28). Lo cual significó un ahorro de 138890 \$USD.

Tabla 27. Costo de las intervenciones de 2005 a 2007 en el Pozo Lisama 19

Año	Pozo	Motivo	Valor del servicio USD\$
2005	LISA0019	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	8170
2005	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	24510
2005	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	57190
2006	LISA0019	BOMBA DE SUBSUELO - INDIRECTA	40850
2007	LISA0019	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	57190
2007	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	73530
2007	LISA0019	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	40850
2007	LISA0019	MATERIAL EXTRAÑO (CAUCHOS, MANILA, SCALE)	49020
2007	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	40850
2007	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	16340
2007	LISA0019	BOMBA ARENADA - PEGADA	16340
		TOTAL	424840

Fuente: El Autor

Tabla 28. Costo de las intervenciones de 2008 a 2013 en el Pozo Lisama 19

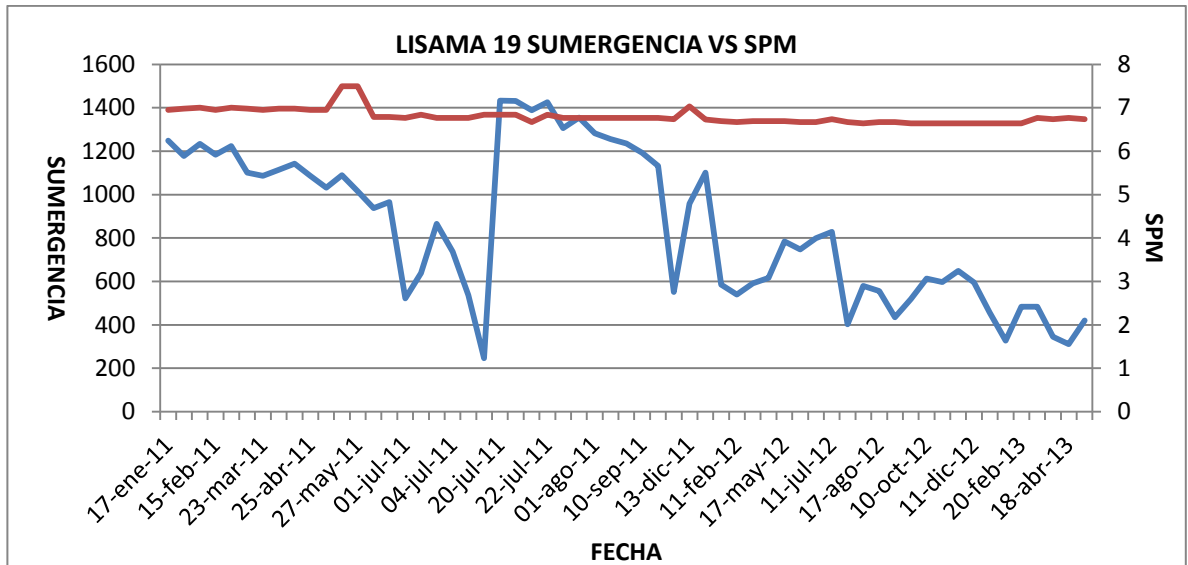
Año	Pozo	Motivo	Valor del servicio USD\$
2008	LISA0019	BOMBA DE SUBSUELO – INDIRECTA	32680
2008	LISA0019	BOMBA DE SUBSUELO – INDIRECTA	65360
2010	LISA0019	BOMBA ARENADA – PEGADA	98040
2011	LISA0019	BOMBA ARENADA – PEGADA	89870
TOTAL			285950

Fuente: El Autor

3.1.3.2.1. Velocidad de unidad (strokes por minuto) versus sumergencia del pozo

Gracias al controlador del sistema de automatización de pozos se permitió la variación continua y óptima de la velocidad de unidad (strokes), gracias a esto se ganó nivel de sumergencia en el pozo.

Gráfica 12. Sumergencia versus Strokes por minuto- Lisama 19



Fuente: El Autor

Tabla 29. Variación de la unidad con respecto a la sumergencia del pozo Lisama 19

FECHA	Sum Ef	SPM
17-ene-11	1248	6,95
25-ene-11	1178	6,98
08-feb-11	1234	7
15-feb-11	1184	6,95
01-mar-11	1223	7
08-mar-11	1102	6,98
23-mar-11	1087	6,95
30-mar-11	1115	6,98
05-abr-11	1143	6,98
25-abr-11	1086	6,95
07-may-11	1032	6,95
24-may-11	1090	7,5
27-may-11	1016	7,5
31-may-11	938	6,79
15-jun-11	965	6,79
01-jul-11	522	6,77
02-jul-11	639	6,84
03-jul-11	865	6,77
04-jul-11	737	6,77
05-jul-11	537	6,77
06-jul-11	246	6,84
20-jul-11	1433	6,84
20-jul-11	1431	6,84
21-jul-11	1388	6,67
22-jul-11	1426	6,84
25-jul-11	1306	6,77
27-jul-11	1355	6,77
01-ago-11	1282	6,77
05-ago-11	1256	6,77
10-ago-11	1235	6,77

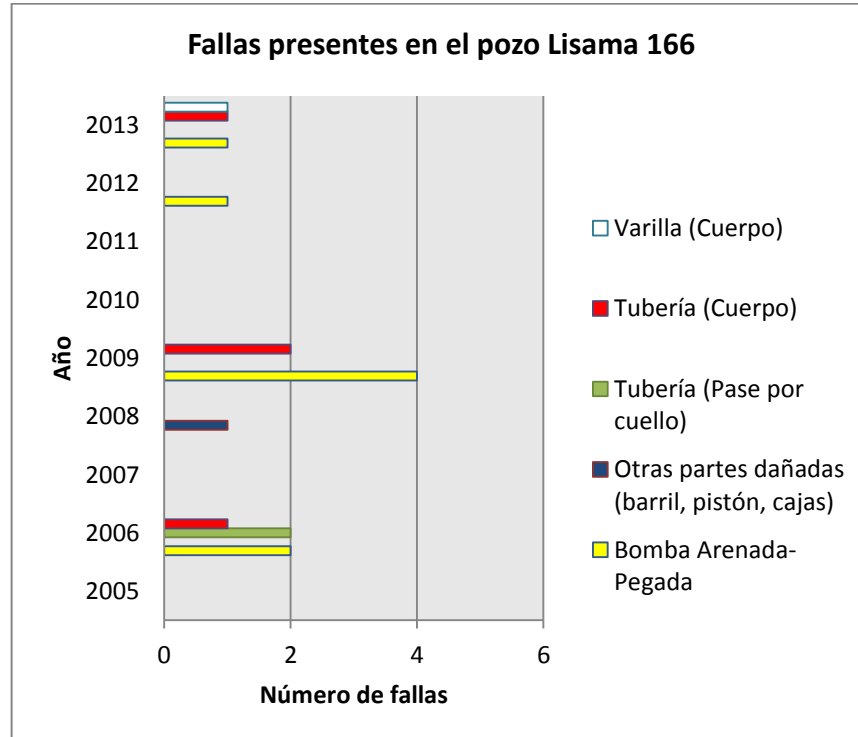
10-sep-11	1193	6,77
10-oct-11	1132	6,77
09-nov-11	552	6,74
13-dic-11	958	7,03
31-dic-11	1102	6,73
18-ene-12	585	6,69
11-feb-12	539	6,67
12-mar-12	591	6,69
27-abr-12	616	6,69
17-may-12	785	6,69
02-jun-12	747	6,67
29-jun-12	799	6,67
11-jul-12	829	6,74
21-jul-12	403	6,67
30-jul-12	579	6,64
17-ago-12	556	6,67
07-sep-12	435	6,67
26-sep-12	519	6,64
10-oct-12	614	6,64
30-oct-12	597	6,64
13-nov-12	649	6,64
11-dic-12	596	6,64
07-ene-13	457	6,64
10-feb-13	328	6,64
20-feb-13	483	6,64
12-mar-13	483	6,77
01-abr-13	345	6,74
18-abr-13	311	6,77
10-may-13	420	6,74

Fuente: El Autor

II. POZO LISAMA 166

El pozo Lisama 166 presentó 16 fallas desde el año 2005 hasta septiembre del 2013, fecha de cierre del estudio (Gráfica 13). La falla más recurrente fue la de pega de bomba por causa de presencia de arena, la cual no solo genera este inconveniente sino que también está asociada a deterioros del barril, el pistón y las cajas o couplings de varilla causados por la abrasión al rozar con la superficie de estos componentes. Estos son problemas muy comunes en pozos que presentan bastante aporte de arena por parte de la formación. Analizando los dinagramas tomados en los últimos cinco años de estudio en este pozo (2009, 2010, 2011, 2012, y 2013) es evidente que los problemas básicos que se presentaron en este pozo fueron la interferencia por gas y la fricción por sólidos presentes que el pozo paulatinamente fueron afectando la integridad de los componentes de la bomba (Figura 43, 44, 45, 46, 47).

Gráfica 13. Fallas presentes desde el 2005 al 2013 en el pozo Lisama 166



Fuente: El Autor

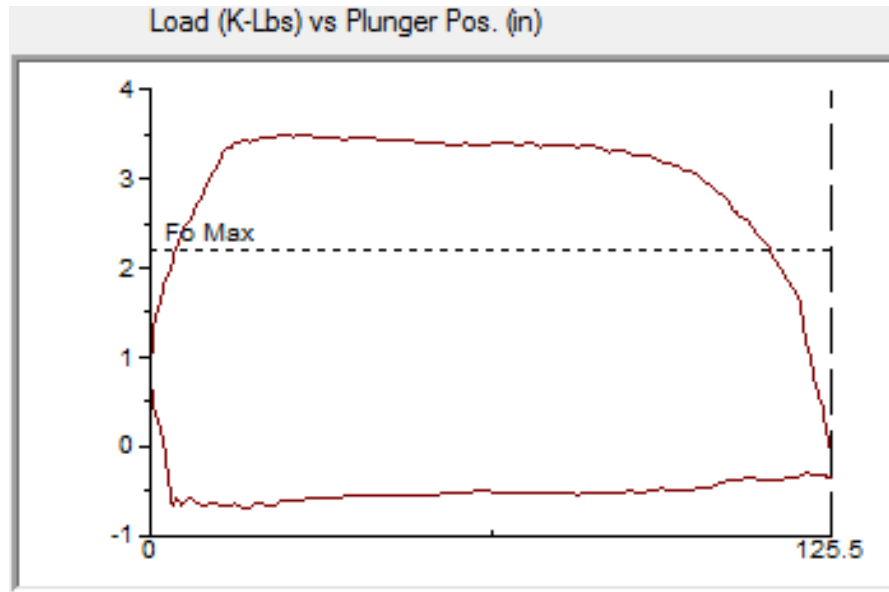
Tabla 30. Fallas totales Pozo Lisama 166

Año	Bomba Arenada-Pegada	Otras partes dañadas (barril, pistón, cajas)	Tubería (Pase por cuello)	Tubería (Cuerpo)	Varilla (Cuerpo)	Total
2005	0	0	0	0	0	0
2006	2	0	2	1	0	5
2007	0	0	0	0	0	0
2008	0	1	0	0	0	1
2009	4	0	0	2	0	6
2010	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0
2012	1	0	0	0	0	1
2013	1	0	0	1	1	3
Total Fallas	8	1	2	4	1	16

Fuente: El Autor

IV. Dinagramas representativos 2009:

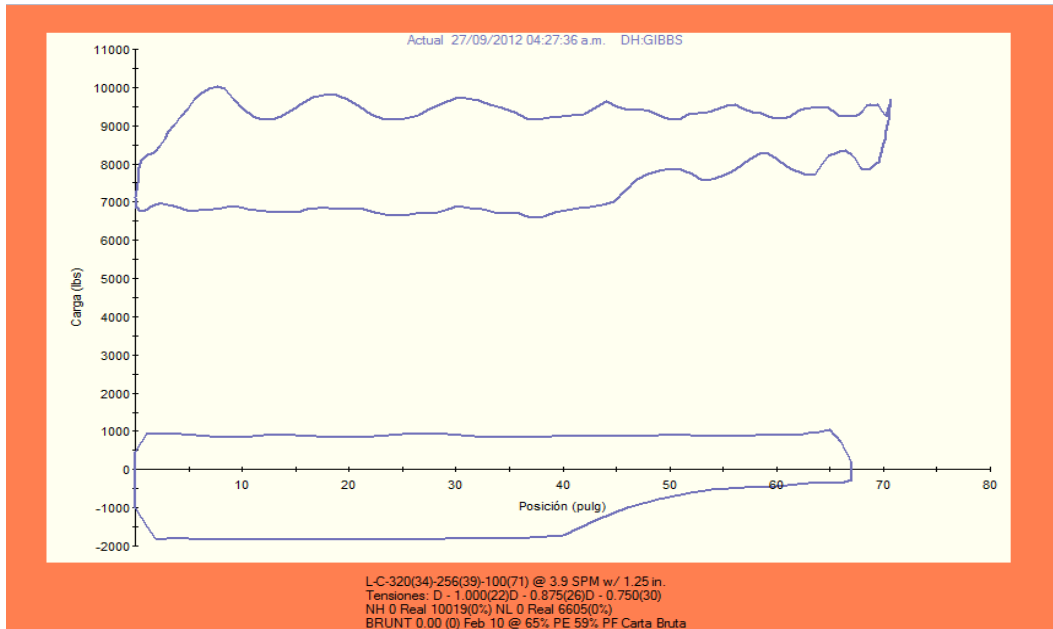
Figura 43. Dinagrama de fondo Lisama 166 (07-08-09)



Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Lisama 166, 07-08-09, 12:07:25

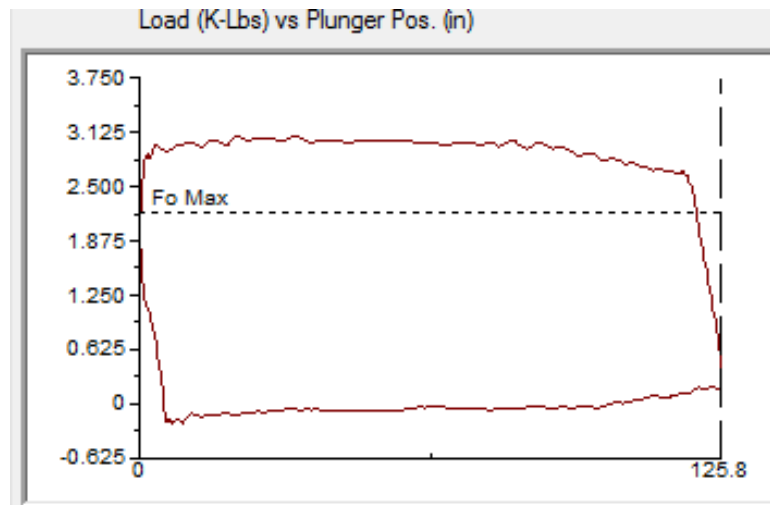
El dinagrama muestra pérdida de carga en las dos carreras, posible falla en la válvula viajera, leve arrastre del pistón.

Figura 44. Dinagrama de superficie y fondo Lisama 166. 2013



Fuente: LOWIS Software <Surface Card, Pump Card> Lisama 166

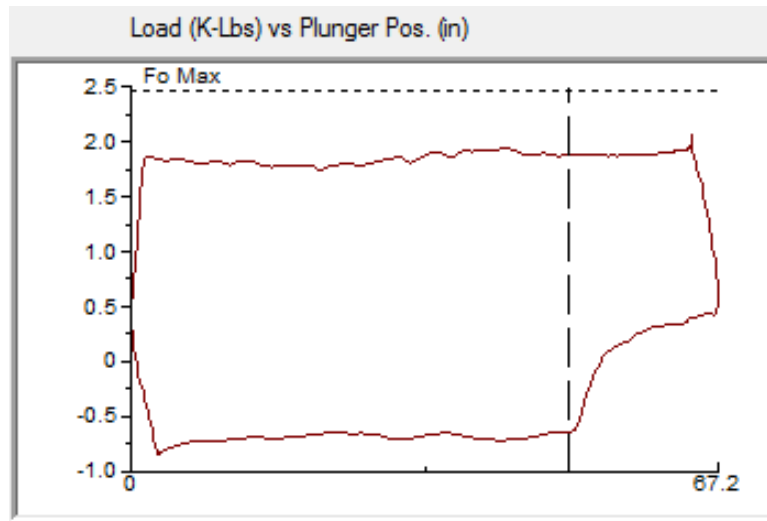
Figura 45. Dinagrama de fondo Lisama 166 (15-07-09)



Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Lisama 166, 07-08-09, 12:07:25

En este dinagrama podemos apreciar una notable presencia de sólidos que restringen el movimiento del pistón y un buen llenado en la bomba.

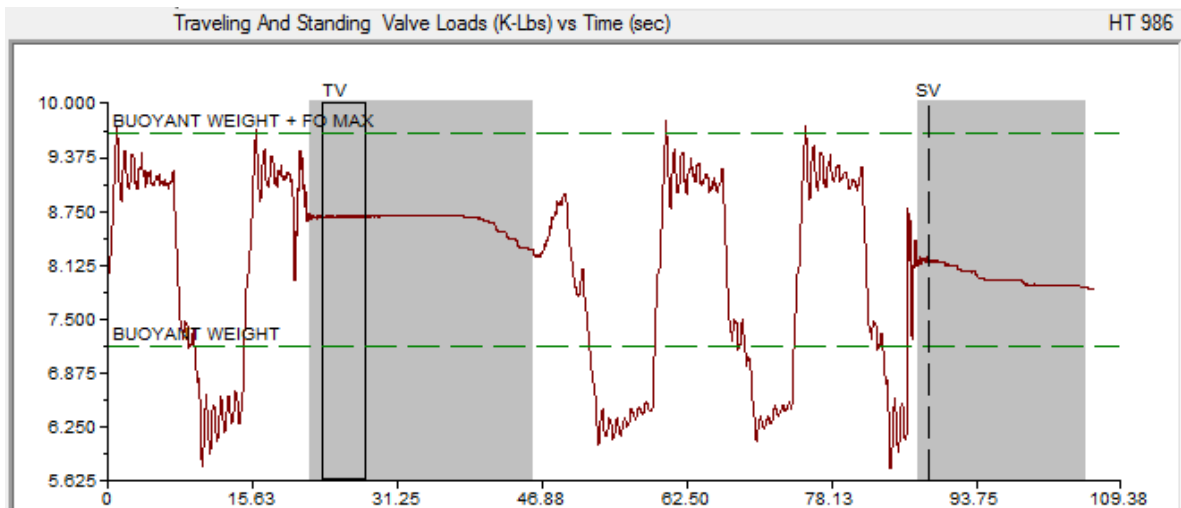
Figura 46. Dinagrama de fondo Lisama 166 (10-09-09)



Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Lisama 166, 10-09-09, 07:06:41

Este dinagrama muestra interferencia por gas, llenado variable mayor de 76%, arrastre del pistón por presencia de sólidos.

Figura 47. Prueba de válvulas Lisama 166 (10-09-09)

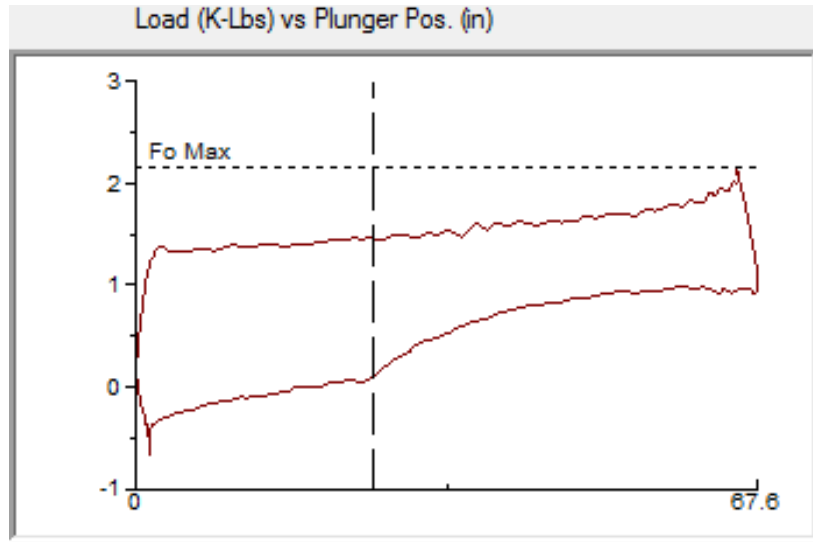


Fuente: TWM Software <Valve> Valve test, Lisama 166, 10-09-09, 07:08:46

De esta imagen se puede deducir que las válvulas no se están sellando correctamente debido a la presencia por gas.

V. Dinagramas representativos 2010:

Figura 48. Dinagrama de fondo Lisama 166 (12-27-10)



Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Lisama 166, 12-27-10, 08:06:06

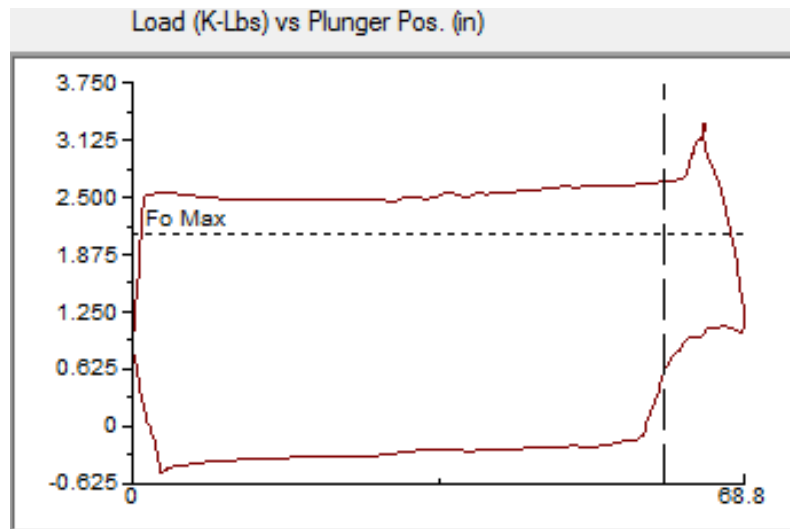
De este dinagrama se puede deducir que la bomba está operando con interferencia de gas que reduce su eficiencia de llenado a 36%.

2011: En este año se presentaron los mismos inconvenientes de fricción por sólidos e interferencia por gas.

2012: Este año es bastante relevante porque es el año en que se cambia el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a PCP, seguramente es por la alta interferencia por gas y los sólidos presentes, para este tipo de problemas las PCP trabajan mejor.

Es importante recalcar que a este pozo Lisama 166 se le maneja durante un tiempo prolongado el golpe de bomba con el fin de solucionar el problema de sólidos que lo aquejaba, sin embargo no se solucionó del todo el problema del bloqueo por gas, por lo que se decidió cambiar el sistema de levantamiento artificial.

Figura 49. Dinagrama de fondo Lisama 166 (08-09-12)



Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Lisama 166, 08-09-12, 09:14:40

En este caso se presenta una interferencia por gas, presenta llenado de bomba 81%.

Es de gran importancia resaltar que el pozo Lisama 166 cambio de sistema de levantamiento de BM a PCP en septiembre del 2012 por los motivos anteriormente mencionados, por esta razón no se le siguieron tomando dinagramas al pozo, ya que los dinagramas y las pruebas de válvulas solo se le toman a pozos de Bombeo Mecánico, lo único que se le siguió tomando al pozo fueron pruebas acústicas de nivel que mostraron una disminución en el flujo de gas y una operación mejor del pozo con los sólidos.

Se produjeron un total de 5 fallas entre el intervalo comprendido en los 3 años antes de la implementación (2005, 2006, 2007) y 11 fallas los 6 años posteriores a la implementación (2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013). (Tabla 31 y 32). Antes de la implementación se tenía un promedio de 1,67 fallas/año, mientras después de la implementación del sistema se obtuvo un promedio a 1,83 fallas/año, que aunque no es menor, si constituye un margen muy bajo considerando la cantidad de años estudiados posterior a la implementación del sistema.

Tabla 31. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Lisama 166 por motivo de pega de bomba por arena

Año	Campo	Pozo	Motivo	Días Equipo
2006	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	5
2006	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	15
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	3
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	5
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	4
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	22
2012	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	1
2013	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	6
			TOTAL	61

Fuente: El Autor

Teniendo en cuenta el total de fallas presentadas en el pozo Lisama 166, se obtuvieron los siguientes datos:

Tabla 32. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Lisama 166

Año	Campo	Pozo	Motivo	Días Equipo
2006	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - PASE POR CUELLOS	6
2006	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA – PEGADA	5
2006	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - PASE POR CUELLOS	6
2006	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - POR CUERPO	10
2006	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA – PEGADA	15
2008	LISAMA	LISA0166	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	4
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA – PEGADA	3
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA – PEGADA	5
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA – PEGADA	4
2009	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - POR CUERPO	8
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA – PEGADA	22
2009	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - POR CUERPO	3
2012	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA – PEGADA	1
2013	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA – PEGADA	6
2013	LISAMA	LISA0166	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	5
2013	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - POR CUERPO	7
			TOTAL	110

Fuente: El Autor

El costo total de las intervenciones desde el año 2006 fue de \$ 343.140 \$USD únicamente teniendo en cuenta costos de día de trabajo del equipo (Tabla 33). Mientras que los años siguientes hasta el 2013, los costos de intervención fueron de \$ 555.560 \$USD (Tabla 34). Por lo cual no se podría hablar de un ahorro en costos ya que después de la implementación del sistema de automatización y monitoreo e el 2008 se presentaron más intervenciones de well service al pozo.

Tabla 33. Costo de las intervenciones en el 2006 en el Pozo Lisama 166

Año	Campo	Pozo	Motivo	Valor del servicio \$US
2006	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - PASE POR CUELLOS	\$ 49.020
2006	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	\$ 40.850
2006	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - PASE POR CUELLOS	\$ 49.020
2006	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - POR CUERPO	\$ 81.700
2006	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	\$ 122.550
			TOTAL	\$ 343.140

Fuente: El Autor

Tabla 34. Costo de las intervenciones desde el 2008 al 2013 el Pozo Lisama 166

Año	Campo	Pozo	Motivo	Valor del servicio \$US
2008	LISAMA	LISA0166	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	\$ 32.680
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	\$ 24.510
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	\$ 40.850
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	\$ 32.680
2009	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - POR CUERPO	\$ 65.360
2009	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	\$ 179.740
2009	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - POR CUERPO	\$ 24.510
2012	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	\$ 8.170
2013	LISAMA	LISA0166	BOMBA ARENADA - PEGADA	\$ 49.020
2013	LISAMA	LISA0166	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	\$ 40.850
2013	LISAMA	LISA0166	TUBERIA - POR CUERPO	\$ 57.190
			TOTAL	\$ 555.560

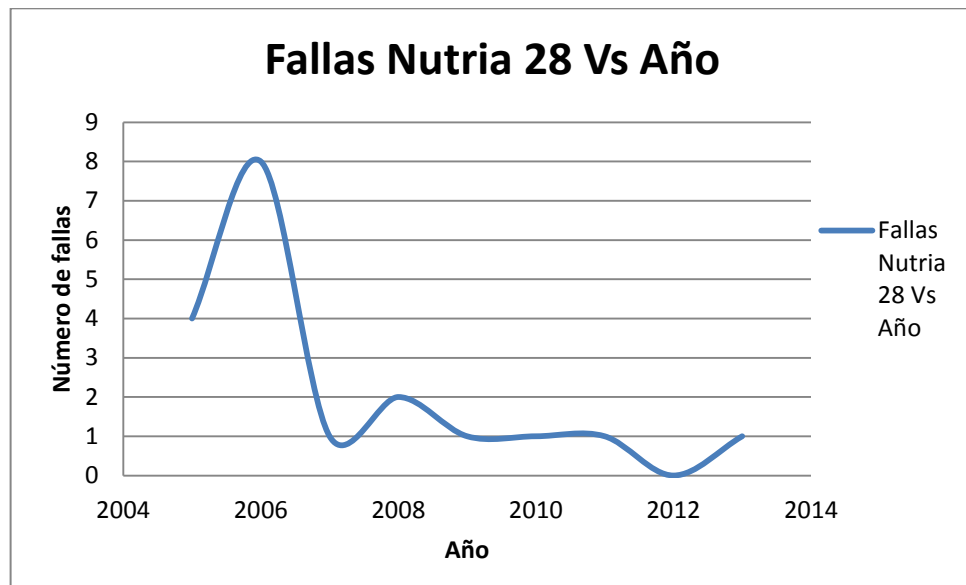
Fuente: El Autor

III. POZO NUTRIA 28

El pozo nutria 28 presentó 19 fallas desde el año 2005 hasta septiembre del 2013, siendo el año 2006 el año con mayor presencia de fallas con 8, (Gráfica 15). La falla más recurrente fue la falla varilla (coupling) con 6 fallas en todo el tiempo del estudio. En muchas ocasiones las fallas en varillas independientemente de que parte sea suelen suceder por sobrecargas en estas o por fricción de los componentes de ella con componentes metálicos tal como la tubería de producción. Cuando la sarta de varillas tiende a friccionar constantemente con la tubería de producción es probable que se esté presentando un fenómeno de pandeo, directamente asociado con el nivel de sumergencia en el pozo.

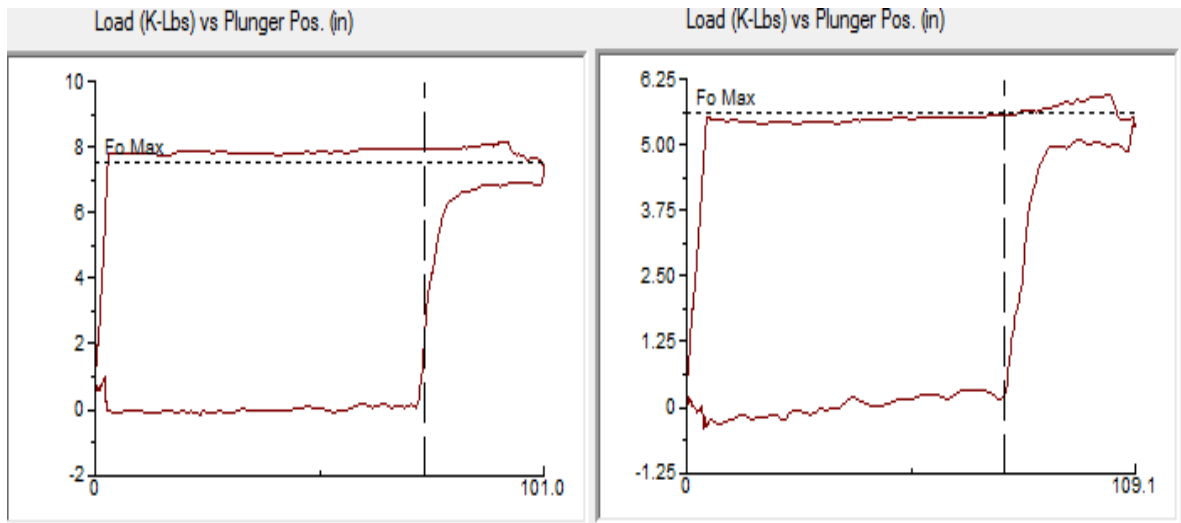
Si se analiza detalladamente los dinagramas correspondientes al pozo en los años 2011, 2012 y 2013 nos daremos cuenta que en el año 2011 el problema preponderante en el pozo es el golpe de fluido, presentándose reiteradamente en dinagramas este año (Figura 50).

Gráfica 14. Fallas totales Nutria 28



Fuente: El Autor

Figura 50. Dinagrama de fondo Nutria 28 (05-20-11), (17-08-11)

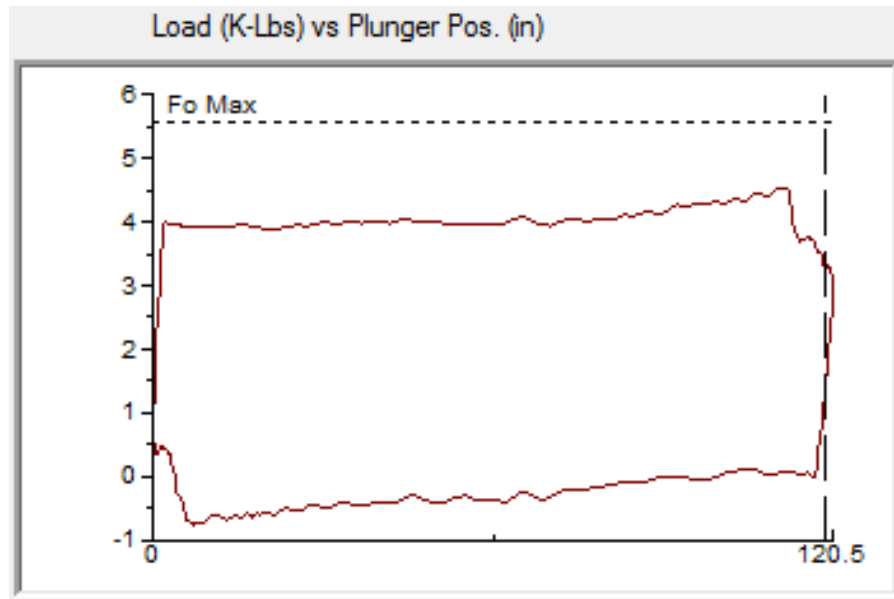


Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Nutria 28, 05-20-11 y 12-16-11

En el pozo Nutria 28 se observa claramente un golpe de fluido causado por la baja sumergencia en el pozo, para lo cual se tomaron varias decisiones. Inicialmente se procedió a bajar la velocidad de 4,5 a 4spm el 14 de abril del 2011, con el fin de que esa reducción en la velocidad de bombeo permitiese al pozo la posibilidad de restablecer su sumergencia. Sin embargo esta medida no dio los resultados esperados por lo que se procedió a temporizar la unidad de bombeo el día 12 de octubre del 2011, según la siguiente forma: ON/OFF: 48/12.

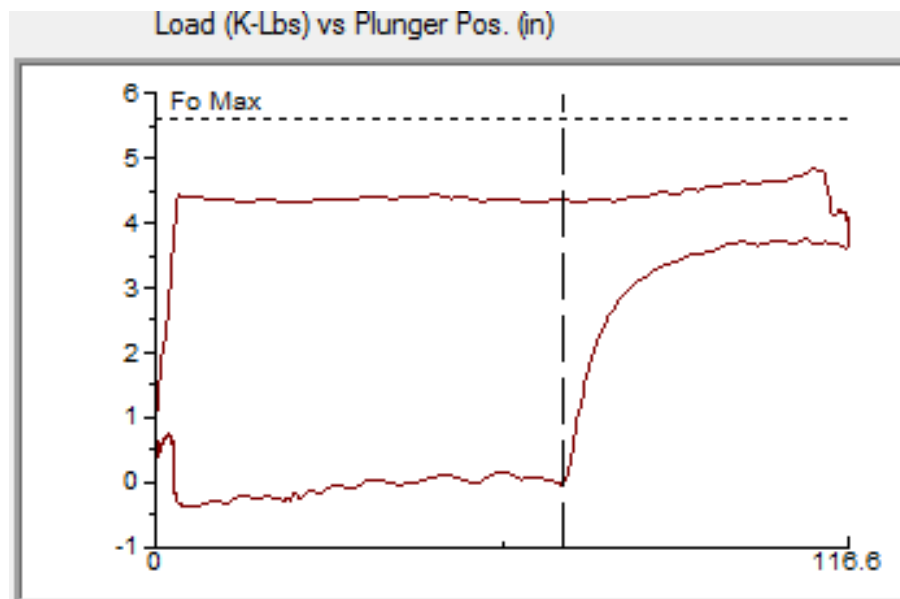
De esta manera se incrementó un poco la sumergencia del pozo con lo que se redujo el golpe de fluido un poco, sin embargo no se corrigió el problema del bloqueo por gas que continuamente estaba aquejando este pozo. Por esa razón fue necesario cambiar la bomba de subsuelo por una de menor diámetro y de esta manera corregir el problema tanto del bajo llenado de la bomba que generaba el pandeo de varillas como la expansión del gas en la bomba y consecuente bloqueo de válvulas. Gracias a esto también la sumergencia de pozo aumento significativamente. (Figura 51). En el año 2012 se presentó nuevamente el inconveniente de la presencia de gas.

Figura 51. Dinagrama de fondo Nutria 28 (11-04-11)



Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Nutria 28, (11-04-11)

Figura 52. Dinagrama de fondo Nutria 28 (18-01-12)

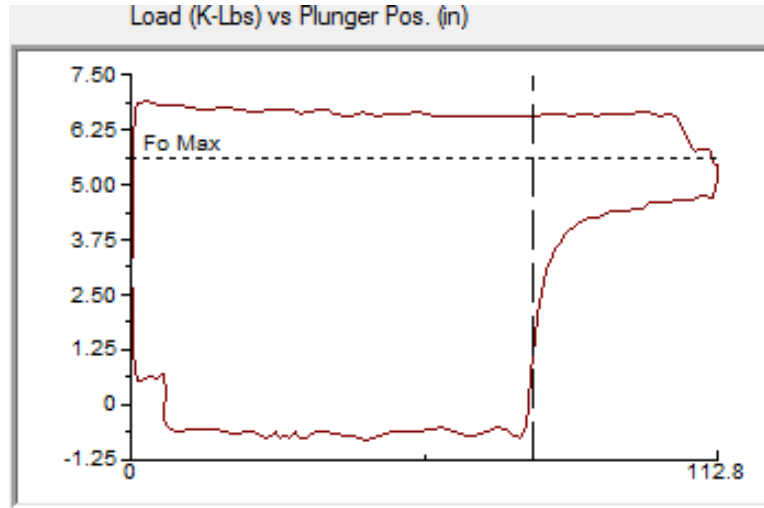


Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Nutria 28, (18-01-12)

Es importante recalcar que el sistema de automatización de pozos mediante el software actualmente utilizado el LOWIS permitió la identificación temprana de los

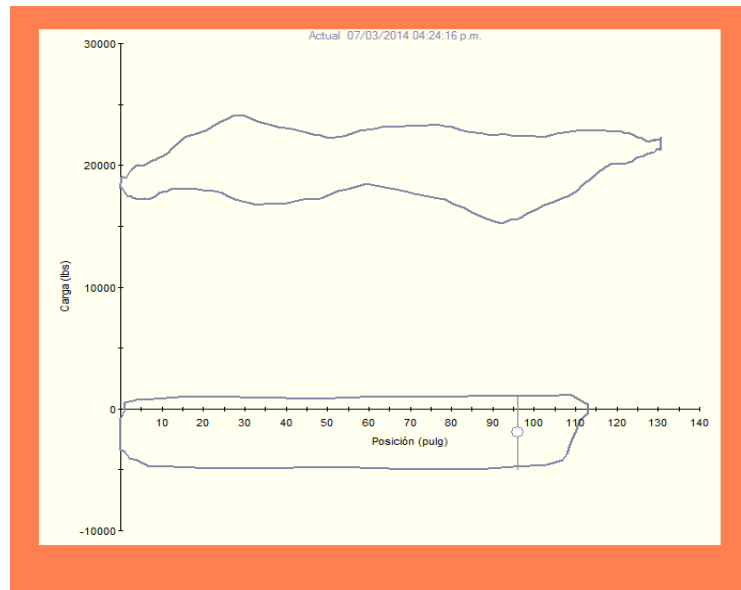
problemas en el pozo gracias a la toma de dinagramas continuamente a diferencia del sistema de toma de dinagramas convencional, en el que se toman en promedio entre 1 y 3 dinagramas semanales por pozo.

Figura 53. Dinagrama de fondo Nutria 28 (09-04-12)



Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Nutria 28, (11-04-11)

Figura 54. Dinagrama de superficie y fondo. Nutria 28. 2013



Fuente: LOWIS Software <Surface Card, Pump Card>, Nutria 28

Tabla 35. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Nutria 28

Año	Campo	Pozo	Motivo	Días Equipo
2005	NUTRIA	NUTR0028	MATERIAL EXTRAÑO (CAUCHOS, MANILA, SCALE)	10
2005	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	2
2005	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	1
2005	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - DESCONECTADO	1
2006	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	1
2006	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	2
2006	NUTRIA	NUTR0028	BOMBA DE SUBSUELO - INDIRECTA	3
2006	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	2
2006	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	2
2006	NUTRIA	NUTR0028	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	2
2006	NUTRIA	NUTR0028	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	4
2006	NUTRIA	NUTR0028	TUBERIA - PASE POR CUELLOS	3
2007	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - DESCONECTADO	7
2008	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	3
2008	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	3
2009	NUTRIA	NUTR0028	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	3
2010	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	4
2011	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	15
2013	NUTRIA	NUTR0028	TUBERIA - POR CUERPO	8

Fuente: El Autor

En la tabla 35 se observa que se tuvo un total de 13 fallas en los años 2005, 2006, 2007 para un índice de falla de 4,33 fallas/año, mientras que en los años de implementación y desarrollo del sistema el 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013; se obtuvieron un total de 6 fallas para un índice de 1 falla/año, bastante menor que en el intervalo anterior.

El número de días de intervención también constituye un dato significativo en tanto que en el primer intervalo se intervino el pozo un total de 40 días para un costo total de 326800 \$USD, mientras que el segundo intervalo las intervenciones duraron 36 días para un costo total de 294120 \$USD. (Tabla 36).

Tabla 366. Costos totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Nutria 28

Año	Campo	Pozo	Motivo	Días Equipo	Valor del servicio
2005	NUTRIA	NUTR0028	MATERIAL EXTRAÑO (CAUCHOS, MANILA, SCALE)	10	81700
2005	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	2	16340
2005	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	1	8170
2005	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - DESCONECTADO	1	8170
2006	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	1	8170
2006	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	2	16340
2006	NUTRIA	NUTR0028	BOMBA DE SUBSUELO - INDIRECTA	3	24510
2006	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	2	16340
2006	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	2	16340
2006	NUTRIA	NUTR0028	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	2	16340
2006	NUTRIA	NUTR0028	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	4	32680
2006	NUTRIA	NUTR0028	TUBERIA - PASE POR CUELLOS	3	24510
2007	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - DESCONECTADO	7	57190

Fuente: El Autor

Tabla 37. Costos totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Nutria 28

Año	Campo	Pozo	Motivo	Días Equipo	Valor del servicio
2008	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	3	24510
2008	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	3	24510
2009	NUTRIA	NUTR0028	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	3	24510
2010	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	4	32680
2011	NUTRIA	NUTR0028	VARILLA - COUPLING	15	122550
2013	NUTRIA	NUTR0028	TUBERIA - POR CUERPO	8	65360

Fuente: El autor

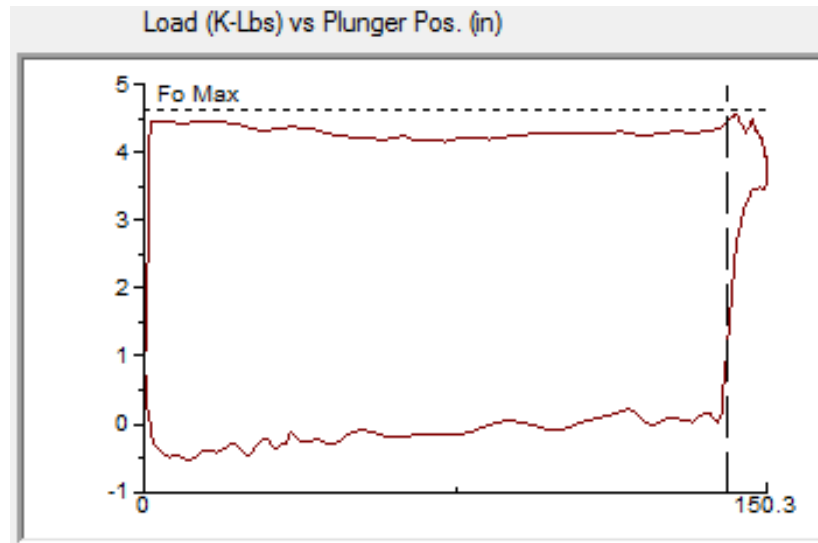
IV. POZO TESORO 29

El pozo Tesoro 29 presentó 17 fallas desde el año 2005 hasta septiembre del 2013, siendo el año 2005 el año con mayor presencia de fallas con 5, (Gráfica 15). La falla más recurrente fue la falla en otras partes (barril, pistón cajas) con 5 fallas en todo el tiempo del estudio. Las fallas en el barril, el pistón y las cajas generalmente están asociadas

Si se analiza detalladamente los dinagramas correspondientes al pozo en los años 2012 y 2013 nos daremos cuenta que en el año 2012 el problema preponderante en el pozo es la fricción por sólidos de manera similar al pozo Lisama 166 que analizamos anteriormente, presentándose reiteradamente en el dinagrama de la figura 55. Como anteriormente mencionamos en previos análisis este problema común en pozos con alta presencia y aporte de arena, está asociado a múltiples deterioros en algunas partes móviles de la bomba de subsuelo tal como el pistón, el barril, etc. Específicamente en este pozo los sólidos abrasivos presentes en el pozo generaron ralladuras en la parte exterior del barril que en el futuro pueden ser causales de fisuras y rupturas en la superficie de la bomba. Por otra parte el

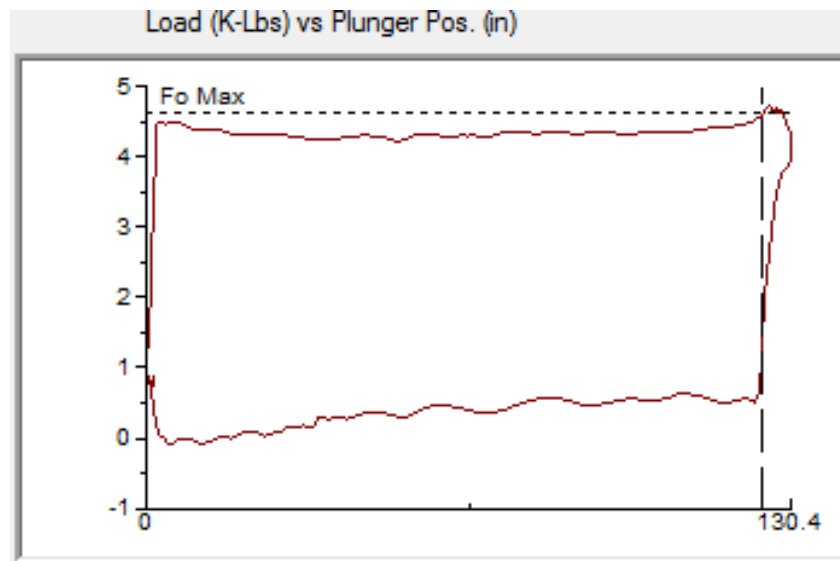
pozo presentó interferencias por gas continuas en el año 2013 que al igual que la fricción por sólidos entorpecen el funcionamiento óptimo de la bomba. En este caso el gas generó pérdidas de carga por el cierre impreciso de las válvulas en la bomba que minimizaban el llenado total de la misma (Figura 56 y 57).

Figura 55. Dinagrama de fondo. Tesoro 29. (17-08-12)



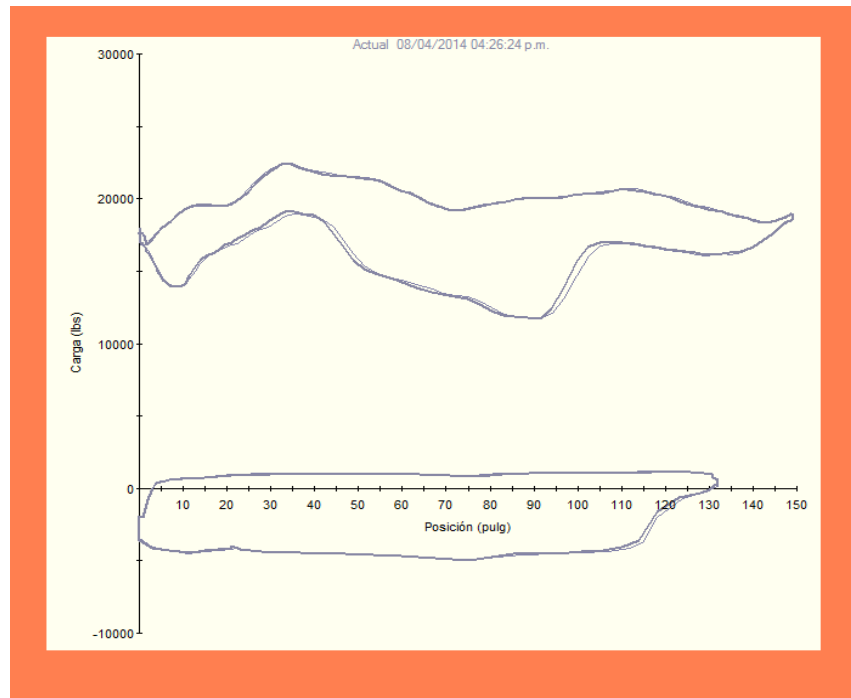
Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Tesoro 29, (17-08-12)

Figura 56. Dinagrama de fondo. Tesoro 29. (13-04-13)



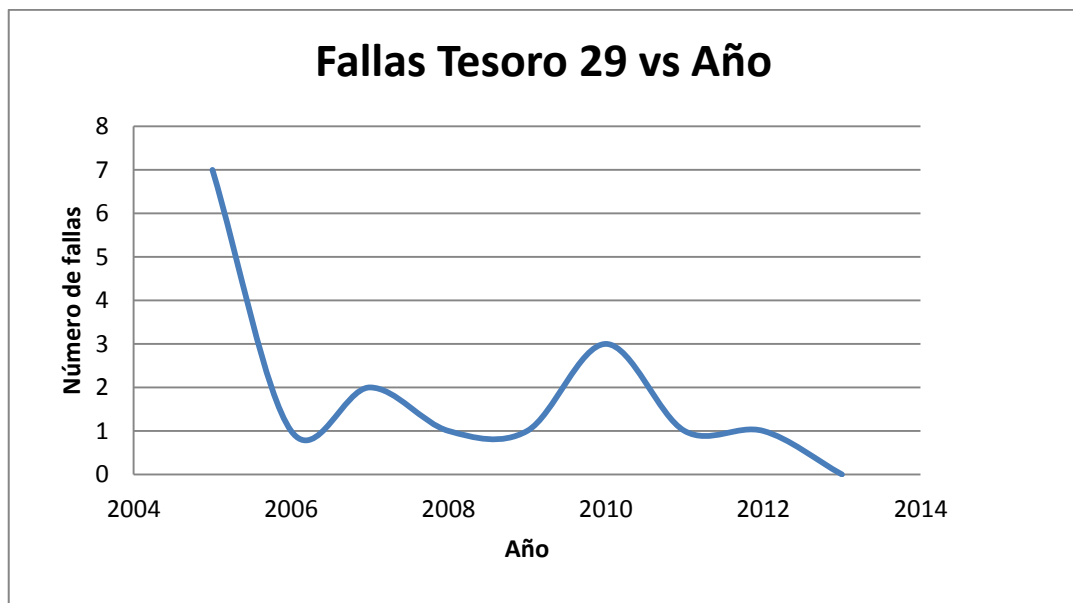
Fuente: TWM Software <Pump Card> Dynamometer test, Tesoro 29, (13-04-13)

Figura 57. Dinagrama de superficie y fondo. Tesoro 29. 2013



Fuente: LOWIS Software <Surface and Pump Card> Tesoro 29, 2013

Gráfica 15. Fallas totales Tesoro 29



Fuente: El Autor

Analizando las fallas presentadas en el pozo Tesoro 29 en el intervalo de tiempo entre los años 2005 y 2007 hubo en total de 10 fallas para un índice de falla de 3,3 fallas/año mientras que en los años siguientes se presentaron un total de 7 fallas para un índice de 1,2 fallas/año. A nivel de días de intervención del equipo de varilleo fueron un total de 32 días del 2005 al 2007 que representaron un costo de 269610 USD\$. Del año 2008 al 2013 los días de intervención del equipo fueron 35 días para un costo total de 285950 USD\$. De esta manera se observa que a grandes rasgos el monitoreo continuo de las características del pozo permitió reducir el índice de fallas y de esa manera reducir los costos anuales de intervención, aunque para este estudio específicamente los costos en los años posteriores a la implementación fueron mayores debido al número mayor de años de estudio.

Tabla 37. Días totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Tesoro 29

Año	Campo	Pozo	Motivo	Días Equipo
2005	TESORO	TESO0029	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	2
2005	TESORO	TESO0029	VALVULAS CON PASE O PICADAS	1
2005	TESORO	TESO0029	BOMBA PARAFINADA	3
2005	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	2
2005	TESORO	TESO0029	TUBERIA - PASE POR CUELLOS	4
2005	TESORO	TESO0029	MATERIAL EXTRAÑO (CAUCHOS, MANILA, SCALE)	4
2005	TESORO	TESO0029	TUBERIA - POR CUERPO	7
2006	TESORO	TESO0029	BOMBA PARAFINADA	2
2007	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	6
2007	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	2
2008	TESORO	TESO0029	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	3
2009	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	5
2010	TESORO	TESO0029	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	9
2010	TESORO	TESO0029	OTROS	10
2010	TESORO	TESO0029	MATERIAL EXTRAÑO (CAUCHOS, MANILA, SCALE)	3
2011	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	3
2012	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	2

Fuente: El Autor

Tabla 38. Costos totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Tesoro 29, año 2005-2007

Año	Campo	Pozo	Motivo	Días Equipo	Valor del servicio
2005	TESORO	TESO0029	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	2	16340
2005	TESORO	TESO0029	VALVULAS CON PASE O PICADAS	1	8170
2005	TESORO	TESO0029	BOMBA PARAFINADA	3	24510
2005	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	2	16340
2005	TESORO	TESO0029	TUBERIA - PASE POR CUELLOS	4	32680
2005	TESORO	TESO0029	MATERIAL EXTRAÑO (CAUCHOS, MANILA, SCALE)	4	32680
2005	TESORO	TESO0029	TUBERIA - POR CUERPO	7	57190
2006	TESORO	TESO0029	BOMBA PARAFINADA	2	16340
2007	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	6	49020
2007	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	2	16340

Fuente: El Autor

Tabla 39. Costos totales de intervención de equipo de varilleo en el pozo Tesoro 29, año 2008-2012

Año	Campo	Pozo	Motivo	Días Equipo	Valor del servicio
2008	TESORO	TESO0029	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	3	24510
2009	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	5	40850
2010	TESORO	TESO0029	VARILLA - CUERPO DE VARILLA	9	73530
2010	TESORO	TESO0029	OTROS	10	81700
2010	TESORO	TESO0029	MATERIAL EXTRAÑO (CAUCHOS, MANILA, SCALE)	3	24510
2011	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	3	24510
2012	TESORO	TESO0029	OTRAS PARTES DAÑADAS (BARRIL, PISTON, CAJAS)	2	16340

Fuente: El Autor

El costo total de las intervenciones desde el año 2005 hasta el 2007 fue de \$ 269.610 \$USD únicamente teniendo en cuenta costos de día de trabajo del equipo (Tabla 39).

Mientras que los años siguientes hasta el 2012 los costos de intervención fueron de \$ 285.950 \$USD (Tabla 40). Por lo cual no se podría hablar de un ahorro en costos ya que después de la implementación del sistema de automatización y monitoreo en el 2008 se presentaron más intervenciones de well service al pozo.

3.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE POZOS EN EL ÁREA LISAMA

Para llevar a cabo la realización de algún proyecto se debe contar con una inversión para su desarrollo, por ende se tiene que hacer indispensablemente un análisis económico en donde se evalúe el grado de factibilidad que tiene el proyecto.

En este capítulo se estudiarán las variables económicas como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tiempo de repago (Payback Time) y la Relación Beneficio/Costo (B/C), como se mencionó anteriormente, se realiza todo esto con el fin de determinar si hay rentabilidad o no en la Automatización y Monitoreo de los Pozos Modelos en el Área Lisama.

3.2.1. Indicadores económicos para la evaluación del proyecto

Para entender el procedimiento en una evaluación financiera, se requiere tener conocimientos previos de los indicadores que permiten el desarrollo del proyecto, los cuales se definirán brevemente a continuación:

- a) Valor presente neto (VPN):** Consiste en calcular el valor presente del flujo de ingresos futuros esperados durante la evaluación del proyecto, menos el costo de la inversión inicial.

El VPN dependerá de una tasa de interés que se descuenta dependiendo del periodo de evaluación. Por ende a menor tasa de interés mayor será la cuenta que cuando el VPN sea igual a cero. El proyecto no generará utilidades; cuando es negativo, el proyecto debe rechazarse debido a que no alcanzaría a pagarse el proyecto; y cuando es positivo el proyecto es viable.

- b) **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Es un indicador económico que se usa para calcular la tasa de interés a la cual la inversión del proyecto es igual a las ganancias totales del proyecto, es decir, cuando el VPN es igual a 0.

- c) **Tasa de repago (Payback Time):** Hace referencia al tiempo en el cual las ganancias netas del proyecto son iguales a la inversión inicial. Entre menor tiempo de repago, el proyecto será más atractivo y rentable, pero se deben tener en cuenta las condiciones externas de la industria donde se esté evaluando el proyecto, como puede ser políticas económicas o ambientales.

- d) **Relación Beneficio/Costo (B/C):** Es la relación entre los ingresos y egresos del proyecto para determinar cuáles son los beneficios por cada peso invertido. Cabe resaltar que cuando la relación es mayor de 1, el proyecto es viable; cuando es igual a uno, el proyecto no se tendrá en cuenta ya que no generará beneficios. Cuando la relación es menor que 1, no se tendrá en cuenta ya que se generara mayores costos que beneficios.³⁵

³⁵ Enciclopedia Financiera. [En línea]. Disponible en: <http://enciclopediafinanciera.com/indicadores-financieros.htm>

- e) Tasa interna de oportunidades (TIO):** Hace referencia a la tasa de interés mínima a la que el inversionista está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto. La TIO para este campo es de 11%.
- f) Inversión inicial (CAPEX):** Hace referencia a la inversión inicial, que son los costos de los trabajos necesarios para cumplir el pronóstico de producción.
- g) Inversión operativa (OPEX):** Hace referencia a los costos operacionales que son requeridos para producir y vender el crudo incremental.
- h) Regalías (RGL):** Este término hace referencia al pago que realizan las compañías petroleras al Estado por la explotación de yacimientos de petróleo en Colombia. Según la ley 756 de 2002, las regalías se pagan de acuerdo a la producción en boca de pozo. Las regalías en este campo son del 20%.

Tabla 40. Escala de pagos de regalías en Colombia (Crudo liviano y semiliviano) Ley 756 de 2002

ESCALA DE REGALÍAS EN COLOMBIA -CRUDO LIVIANO Y SEMILIVIANO	
PRODUCCIÓN DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Producción diaria \leq 5000 BPD	8%
Producción diaria $>$ 5 KBPD y \leq 125 KBPD	X%
Producción diaria $>$ 125 KBPD y \leq 400 KBPD	20%
Producción diaria $>$ 400 KBPD y \leq 600 KBPD	Y%
Producción diaria $>$ 600 KBPD	25%

Fuente: Modificado de Congreso de la República de Colombia. Ley 756 de Regalías. Bogotá D.C., 2002

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

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

a) Impuesto de Renta: Es un impuesto de orden nacional, el cual grava los rendimientos de las rentas y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo generalmente de un año.

En Colombia dicho impuesto oscila entre 34 y 35%. Es clave resaltar que este impuesto se le aplica al total de los ingresos menos los costos de operación, mantenimiento y depreciación.

b) Lifting Cost (LC): Costo de producción de cada barril de crudo, tratarlo y disponer de él para su venta.

c) Producción neta (Q neta): Hace referencia a la producción de los Pozos Modelos antes de la automatización.

d) Producción incremental (Q incremental): Hace referencia a la producción de los Pozos Modelos al realizar la automatización.

e) Tasa de declinación mensual (TDM): Hace referencia a la disminución de la capacidad de producción de un yacimiento, que se presenta por la disminución de la energía interna de este.

f) Producción diferida: Es la cantidad de producción de petróleo que se deja de producir en el tiempo en el cual se interviene el pozo para realizar la automatización.

g) Ingresos: Son las ganancias totales que se obtienen a partir del petróleo incremental.

3.2.2. Modelo económico para el cálculo de beneficios obtenidos en la Automatización de pozos productores en el Área Lisama

Lo que se busca con este modelo económico es cuantificar el impacto referente a la aplicación de las tecnologías de automatización en los proyectos de inversión en los campos de producción.

Este modelo económico permite evidenciar los costos, gastos e inversiones realizadas contra los ingresos obtenidos, atribuidos a la automatización de los sistemas de levantamiento artificial mediante la implementación de instrumentación y controladores de bombeo ubicados en campo y monitoreo y control remoto a través del SCADA.

Algunos de los beneficios económicos que se pueden obtener de esta implementación serían los siguientes:

- a) Cuantificación del ahorro en:
 1. Consumo de energía eléctrica en bombas.
 2. Aceleración de la producción.
 3. Disminución de pérdidas por diferidas.
 4. Ahorro en costos de trabajo de Wellservices.
 5. Reducción de costos por la toma de registros y dinamómetros.

Esto confrontado contra la inversión, costos y gastos referentes a la implementación y mantenimiento de las tecnologías de monitoreo y control.

3.2.3. Estructura del modelo económico

Es necesario establecer primero que todo las variables financieras que se tendrán en cuenta para realizar adecuadamente el análisis económico.

Tabla 41. Variables financieras establecidas

VARIABLES	DESCRIPCIÓN DE LA VARIABLE
Duración del proyecto	Tiempo que se estima las tecnologías implementadas libres de obsolescencia.
Precio de venta del barril de crudo	Valor promedio de venta del barril de crudo de referencia WTI.
Costo energía eléctrica, promedio	Precio promedio por kWh.
Costos operativos (OPEX)	Costos de producción y tratamiento por barril y costos de transporte.
Regalías	Este valor oscila entre 17% y 20% de acuerdo al valor de API promedio del campo evaluado.
Año de estimación	Corresponde al año que se alimenta con data recopilada. Se hace referencia al año cero del estudio como aquel año en el cual no se encuentran pozos automatizados. Los años siguientes son los años donde ya se han automatizado los pozos.
Tasa de oportunidad	Tasas de interés correspondiente a diferentes opciones de inversión que están disponibles para la empresa, tomando la mejor alternativa, a la cual se está renunciando por invertir en el proyecto.

Fuente: NOCUA J.M., PRADA J., TORRES W., NAVIA O., ROMERO I., GONZALEZ G., GUTIERREZ G., MORALES A., CALDERON C., Modelo Económico para el cálculo de beneficios obtenidos con la automatización de pozos productores, Ecopetrol S.A., Ambiocoop Ltda, Bucaramanga, Santander.

3.2.4. Análisis económico

Se tomó el pozo Lisama 166 como pozo muestra para el análisis económico.

Análisis económico pozo Lisama 166

Regalías por producción: En pozo Lisama 166 actualmente se maneja un porcentaje de regalías del 20% sobre la producción.

Tabla 42. Regalías pozo Lisama 166

LISAMA 166		20%
Año	Producción	Regalías por producción
2005	12595,175	2519,03498
2006	38760,304	7752,06076
2007	19589,901	3917,98016
2008	28789,636	5757,92724
2009	9848,825	1969,76492
2010	8643,161	1728,63212
2011	7753,686	1550,73724
2012	9502,254	1900,45074
2013	3738,350	747,66998

Fuente: El autor

Se observó que para el Lisama 166, se logró una TIR del 2%, en el año inicial de estudio que se realizó la inversión se generó un incremento significativo de la producción en comparación con el año inmediatamente anterior, sin embargo es significativo observar que en los siguientes años la mejora en producción no fue tan evidente como en el primer año de estudio. Esto se debe a la declinación propia de los yacimientos a medida que van pasando los años. Curiosamente en el año 2012 se presentó nuevamente un incremento en la producción del pozo Lisama 166, lo cual está directamente relacionado a la instalación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas (PCP).

A nivel de reducción de intervenciones y por consiguiente de costos en wellservice es notorio que fue un tanto cambiante, habiendo años de incremento y otro de reducción. Por consiguiente, fue más visible en lo referente a la reducción del índice de fallas que al incremento de la producción. Esto se debe a que en los pozos además de controlarse la producción mediante la reducción del tiempo de inoperancia de los pozos, hay que tener en cuenta la tasa de declinación natural de ellos, que a medida que pasa el tiempo productivo a estos tiende a generar disminuciones paulatinas en la producción. Es complejo controlar este factor ya que está asociado más al yacimiento más que al mismo pozo productivo. (Tabla 44).

En la parte de toma de dinagramas totales a lo largo de los años, desde el 2005 hasta el 2013, se puede observar que el ahorro tuvo un incremento paulatino y constante hasta el año 2011 ya que como es sabido los registros dinamométricos únicamente se realizan a pozos con sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico mas no a los pozos con bombeo por cavidades progresivas instalados.

Tabla 43. Análisis Económico Lisama 166

ANÁLISIS ECONÓMICO POZOS MODELOS						
	RECOBRO AÑO 2008	RECOBRO AÑO 2009	RECOBRO AÑO 2010	RECOBRO AÑO 2011	RECOBRO AÑO 2012	RECOBRO AÑO 2013
LISAMA 166	1	2	3	4	5	5
EGRESOS	66.130	376.600	7.450	7.550	97.710	154.810
IMPLEMENTACION AUTOMATIZACION	26.200	1.700	200	300	300	300
Costo de Instalación Controladores e instrumentación asociada	26.000					
Costo de instalación radios de comunicaciones		1.500				
Costo de Hardware y Licencias SCADA Pozos	200	200	200	300	300	300
MANTENIMIENTO AUTOMATIZACION	7.000	7.000	7.000	7.000	7.290	7.200
Costo Repuestos (en el año)	2000	2000	2000	2000	2.290	2.200
Costos de cuadrilla de mantenimiento en un año	5000	5000	5000	5000	5000	5000
ENERGÍA ELECTRICA EQUIPOS DE AUTOMATIZACION	250	250	250	250	250	250
WELL SERVICE	32.680	367.650	-	-	89.870	147.060
INGRESOS	506.135	240	300	480	96.171	-
Incremento de Producción	505.985	-	-	-	96.171	-
Reducción de costo de toma de Dinagramas y cartas de fondo	150	240	300	480	-	-
BENEFICIO BRUTO FLUJO DE CAJA	440.005	(376.360)	(7.150)	(7.070)	(1.539)	(154.810)
Tasa de oportunidad	440.005	(339.063)	(5.803)	(5.170)	(1.014)	(101.978)

VPN	USD	89.970
TIR	%	2%

Fuente: El Autor

VI. NUEVAS TECNOLOGÍAS IMPLEMENTABLES EN EL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE POZOS EN EL ÁREA LISAMA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES (SOM)

6.1. DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA

Para este capítulo se estudió el paper de la SPE 165023 titulado:

“Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance”

“Adquisición Inalámbrica Simultánea y Análisis de los Datos del Dinamómetro y los Datos de Nivel de fluido para monitoreo en tiempo real del desempeño del pozo”.

De los autores: J.N. McCoy, Dieter Becker, Gustavo Fernandez, A. L. Podio

Este paper menciona temas referentes a los equipos inalámbricos de adquisición, y análisis dinagramas y niveles.

El análisis en tiempo real y la visualización del desempeño de un pozo de bombeo mecánico son conseguidos utilizando múltiples sensores inalámbricos, pequeños y compactos que simultáneamente transmiten datos adquiridos a un controlador digital en la computadora que integra las medidas, muestra gráficas de desempeño y provee de herramientas avanzadas para análisis y solución de problemas en el sistema de bombeo.

Los sensores inalámbricos con baterías para adquisición de datos de nivel de fluido, datos de presión y registros dinamométricos son fácilmente instalados en el pozo. El programa de computador automáticamente reconoce y pone en servicio los sensores. El usuario configura y controla la adquisición de datos que pueden incluir múltiples sensores que sincronizan las variables como las presiones de tubería y revestimiento, el nivel de fluido, la aceleración/posición de la varilla y la carga como función del tiempo. La eliminación de cables y conectores incrementa

la confiabilidad del *hardware* y los datos mientras se aceleran los procesos de instalación-arranque.

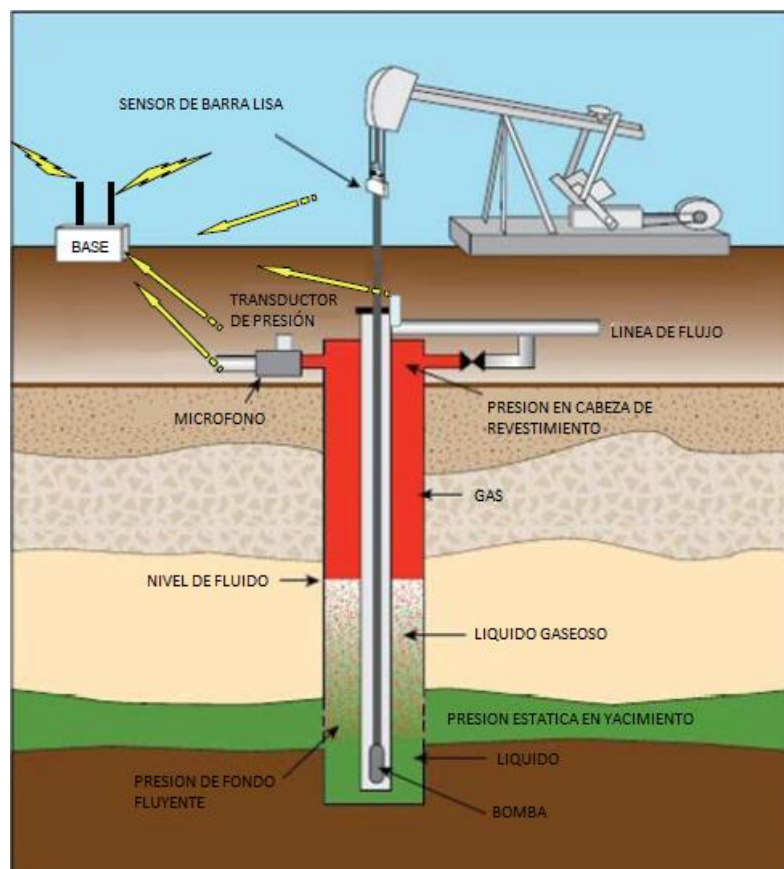
Entre las múltiples innovaciones provistas por estas herramientas de análisis de desempeño de los pozos, destaca la visualización de la operación en tiempo real y la distribución de los fluidos en la bomba de subsuelo, la presentación de gráficas dinamométricas de superficie y fondo en conjunto con el nivel de fluido y las presiones del pozo. Los datos adquiridos, la descripción del pozo y las características del sistema de bombeo son grabados como una data histórica creando un continuo archivo verificable y analizable.

El monitoreo del desempeño de sistemas de bombeo mecánico por medio de las medidas del nivel de fluido y las cargas en el dinamómetro ha estado en uso desde la década 30 cuando el objetivo original que solo observaba si el fluido estaba presente en el anular encima de la bomba y si la bomba estaba llena con líquido al momento de la prueba. La tarea tediosa de convertir manualmente el eco del tiempo de viaje en distancia al nivel de líquido, y la carga y posición de la varilla pulida en los diagramas dinamométricos de bomba fue mejorada y facilitada por la introducción de los computadores portátiles en la década de los 90, los cuales podían ser operados en el pozo. Estos programas de adquisición y análisis del desempeño de pozo generalmente presentan resultados cuantitativos para el usuario en términos de valores numéricos y gráficos. Sin embargo, la determinación acertada del desempeño del pozo todavía requiere de un significativo grado de interpretación de datos por parte del usuario que en muchas ocasiones no tiene el tiempo o el conocimiento necesario para desarrollar el análisis eficientemente.

La nueva generación de *software* y *hardware* toman ventaja del incremento significativo en la velocidad de procesamiento, tamaño de memoria, y resolución de pantalla, para generar en tiempo real una visualización cuantitativa de la operación de la bomba de subsuelo, movimiento del pistón, acción de la válvula, y

movimiento del fluido. Esta animación es presentada simultáneamente con la correspondiente distribución del fluido en el pozo, obtenida del estudio acústico del nivel de fluido, para permitir al usuario observar el desempeño completo del pozo y del sistema de levantamiento, sin necesidad de interpretar el dinagrama convencional o el registro del nivel de fluido. El nuevo sistema también toma ventaja del desarrollo de confiables y miniaturizada instrumentación inalámbrica que incrementa la flexibilidad de medida, elimina los errores en medidas causados por cables defectuosos y conectores que incrementan significativamente la instalación y el arranque.

Figura 58. Representación del pozo y del sistema de levantamiento artificial monitoreado por sensores inalámbricos



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

HARDWARE

La configuración preferida del sistema incluye una estación inalámbrica conectada al puerto USB de una computadora portátil que se comunica con múltiples sensores inalámbricos y controla la transferencia de datos y comunicaciones. La figura 59 muestra la estación base (con dos antenas de radio) junto al transductor inalámbrico de la barra pulida.

Incluida en la estación base hay un chip GPS que monitorea su ubicación presente. La ubicación actual que se coordina de la estación base es usada por el *software* para acceso y búsqueda de la base de datos que contiene información para indicar al usuario su posición en relación a pozos cercanos o facilidades.

Figura 59. Estación base y transductor inalámbrico de barra lisa



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

Sensores inalámbricos

Los sensores incluyen aquellos típicamente utilizados usados en conjunto con los pozos de bombeo mecánico para monitorear el nivel de fluido, los dinagramas y la presión en tubería.

Sensores adicionales están siendo desarrollados para monitorear eléctricamente la potencia del motor y la corriente. Los sensores son energizados mediante baterías recargables de larga duración.

Monitor de nivel de fluido

Este sensor provee adquisición inalámbrica de nivel de fluido y datos de presión.

Esto incluye una pistola remota a gas y un sensor de presión integrado que esta generalmente conectado a la válvula de casing pero solo puede ser instalado en la té de bombeo para monitoreo especial (figura 60).

Monitor de bomba

Dos sensores están disponibles para adquisición de carga en la barra pulida y aceleración: un transductor de barra pulida (PRT) para fácil instalación debajo del *carrier bar* y un transductor *horseshoe* tasado a 30000 lbs (WHT) para instalación entre el *carrier bar* y la grapa de la barra pulida (figura 61).

Monitor de presión

La adquisición inalámbrica de la presión en la tubería es lograda simultáneamente con la adquisición del dinamómetro usando un sensor de presión inalámbrico tasado de acuerdo con la presión observada en la caja de empaques (*stuffing box*).

Analizador de pozo con cable

El existente analizador de pozo *Echometer* puede ser utilizado como un frontal para el nuevo software TAM (*Total Asset Monitoring*) para la adquisición de nivel de fluido y dinagramas usando los convencionales sensores con cable (pistola remota de gas, PRT y HT). El programa también tiene la flexibilidad de desarrollar adquisición de datos utilizando una mezcla de sensores con cable y sin cable. Por ejemplo, usando un PRT inalámbrico con una pistola de gas con cable y el sensor de presión permite la toma simultánea de medidas del dinamómetro y medidas de nivel para asistir en la optimización de la configuración del temporizado y el controlador de bombeo (POC).

Figura 60. Sensor de nivel y presión instalado en línea de casing



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, *Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance*, SPE 165023, 2013.

Figura 61. Sensor inalámbrico de carga (herradura)



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

SOFTWARE E INTERFAS DE USUARIO

El software global que incluye la interfaz gráfica del usuario, el controlador de datos y las aplicaciones usadas para adquirir y monitorear pozos específicos de producción y pozos de inyección, se llama Monitor total de activos (TAM) e incluye varios módulos de adquisición de datos y módulos de análisis discutidos a continuación.

Total Asset Monitor (TAM)

El módulo de adquisición y análisis, basado en el ampliamente utilizado programa TMW de Echometer, incluye un programa totalmente rediseñado para proveer cálculos dinamométricos en tiempo real en la bomba y visualización del movimiento del pistón y flujo de fluidos en la bomba. El fácil acceso a pruebas de nivel y dinagramas previamente recopilados facilita el análisis del desempeño actual del pozo mediante la superposición y comparación de los datos previos con

los datos actuales. Las herramientas gráficas han sido significativamente actualizadas y mejoradas para asistir en el análisis de datos complejos.

INSTALACION Y PROCEDIMIENTOS DE MONITOREO

El hardware y software inalámbrico son completamente iniciados, configurados y enviados por encargo al usuario. La entrada de datos de pozo es simplificado usando plantillas para las más comunes configuraciones de cara de pozo.

La carga de información del pozo y datos antiguos de archivos TWM existentes es automatizada y requiere la intervención mínima del usuario.

Inicio de la sesión de monitoreo

Antes de iniciar la sesión de monitoreo el procedimiento recomendado es verificar que todas las baterías de los sensores estén completamente cargadas. La información de pozo tal como pruebas de flujos en el pozo recientes o cambios en las configuraciones en cara de pozo son actualizadas en la base de datos del pozo después de cargar el programa TAM. La estación base es entonces conectada al puerto USB y el sistema está listo para el despliegue.

Instalación del sensor

El reducido tamaño de los sensores hace que sean fácil y rápida instalación tal como se muestra en la figura 62 que ilustra la instalación de una celda de carga PRT inalámbrica.

Una sesión típica monitoreo en el pozo comienza cuando el usuario maneja a la locación. El programa automáticamente selecciona la información particular del pozo (basado en el GPS coordinado del usuario) y muestra lo últimos archivos guardados que fueron adquiridos previamente.

Figura 62. Instalación celda PRT inalámbrica



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

El usuario decide cuales sensores utilizar, entonces los instala en el pozo e inicia la adquisición de los datos. Los sensores permanecen activos durante la sesión para que la recopilación continua de dinagramas y las medidas repetidas del nivel de fluido puedan ser tomadas. Una vez finalizado, los sensores son desinstalados y el usuario procede a ir a la locación siguiente.

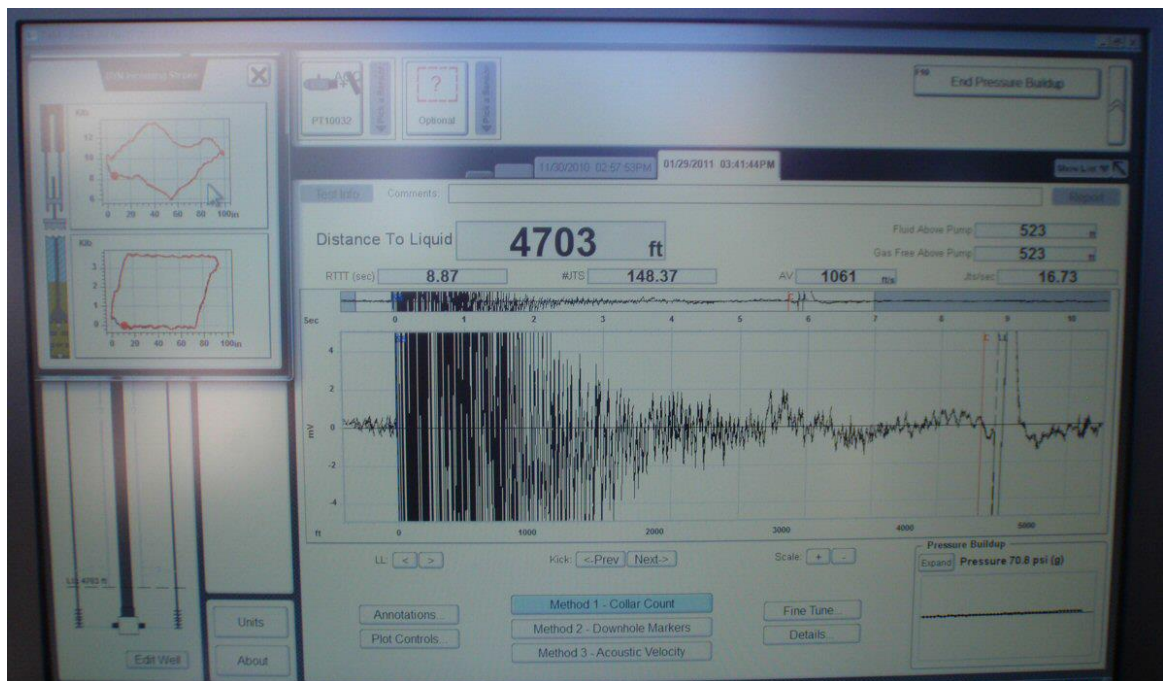
Control de adquisición

El control de la adquisición de datos y la secuenciación puede ser ejecutada por el usuario usando los sensores instalados mediante el accionamiento de los botones de control y observando los LEDs que están en el cuerpo del sensor (Figura 62), o usando los controles en las correspondientes pantallas mostradas en la computadora. Por lo tanto no es requerido que el usuario permanezca en la localización de la computadora, generalmente localizada dentro del vehículo para

manipular la secuencia de adquisición pero el operador es libre de moverse de la locación y realizar tareas adicionales mientras la recopilación de datos continua automáticamente.

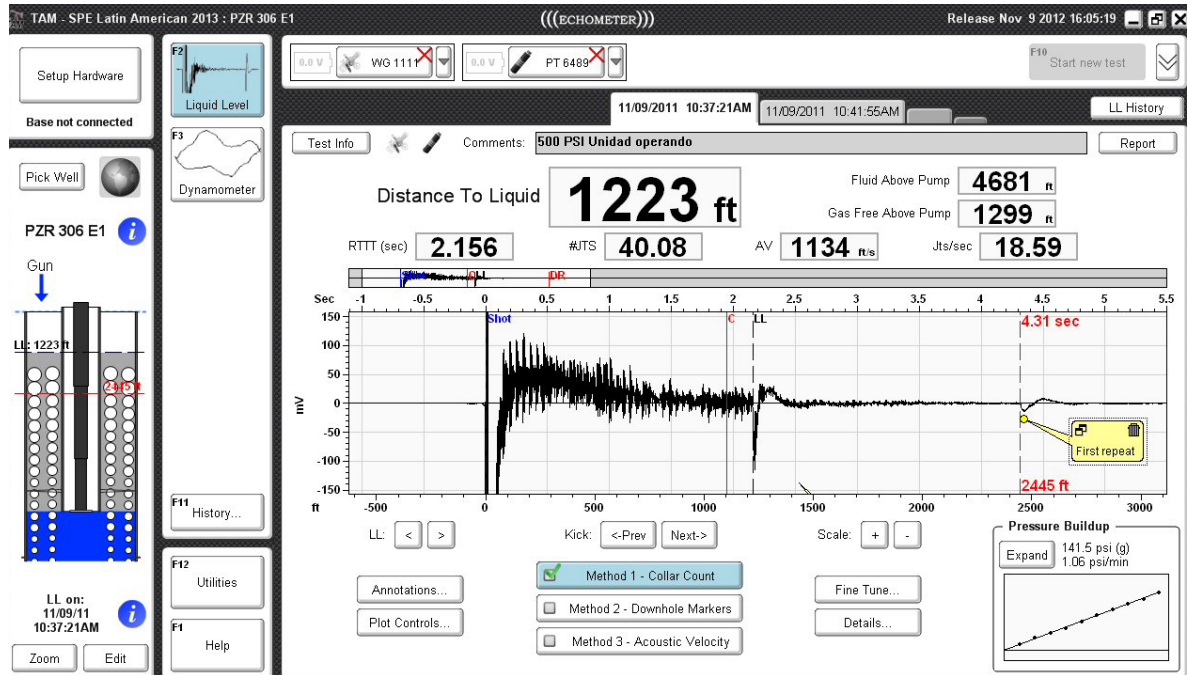
La adquisición simultánea de los dinagramas y los datos del nivel de fluido se ilustran en la figura 63, que muestra un archivo de nivel de fluido siendo adquirido, así como los datos dinamométricos están siendo adquiridos como se muestra en el pequeño recuadro que aparece en tiempo real de la posición de la barra lisa, el pistón de la bomba y el llenado de la bomba. La figura 64 muestra un típico nivel de fluido acústico y su análisis.

Figura 63. Adquisición simultánea en tiempo real de dinagramas y niveles de fluido



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

Figura 64. Adquisición inalámbrica de un nivel de fluido y gráfica de análisis



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

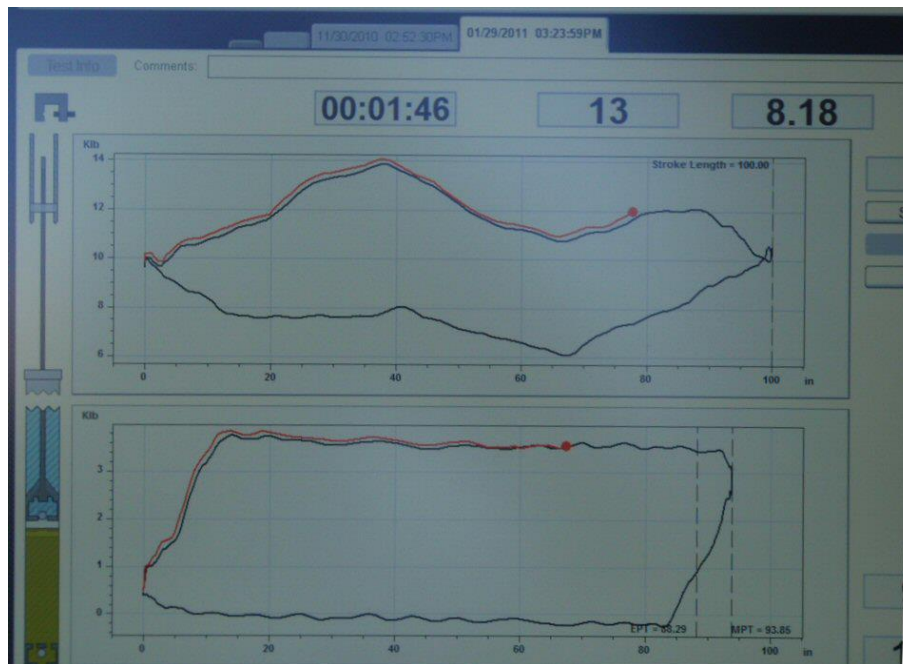
La figura 65 representa en detalle la imagen del dinagrama adquirido, el cual muestra como los datos de carga y posición que están siendo adquiridos durante la carrera actual (*stroke*) están graficados (en rojo) sobre la superficie y los dinagramas de la bomba que corresponden al *stroke* anterior.

Al mismo tiempo el visualizador de la bomba (a la izquierda) muestra el llenado de líquido y gas en la bomba cuantitativamente, además del movimiento del pistón y el accionamiento de las válvulas.

Cuando el usuario escoge instalar un sensor inalámbrico de presión en la cabeza de la té de bombeo, esta presión es mostrada en la pantalla como se muestra en la válvula de presión de la figura 66, y una serie de datos de presión se obtienen

como los mostrados en la figura 67, donde la presión en la cabeza de la tubería y la carga en la barra lisa son mostradas en función del tiempo.

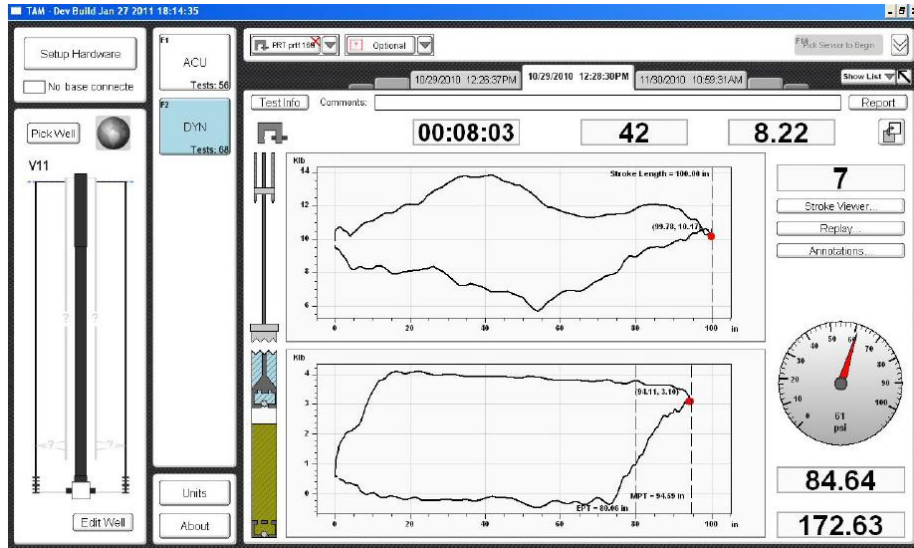
Figura 65. Visualización en tiempo real del llenado de bomba y dinagramas para el stroke 13 (punto rojo y línea). Las líneas negras muestran los datos del dinagrama para el anterior stroke número 12.



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

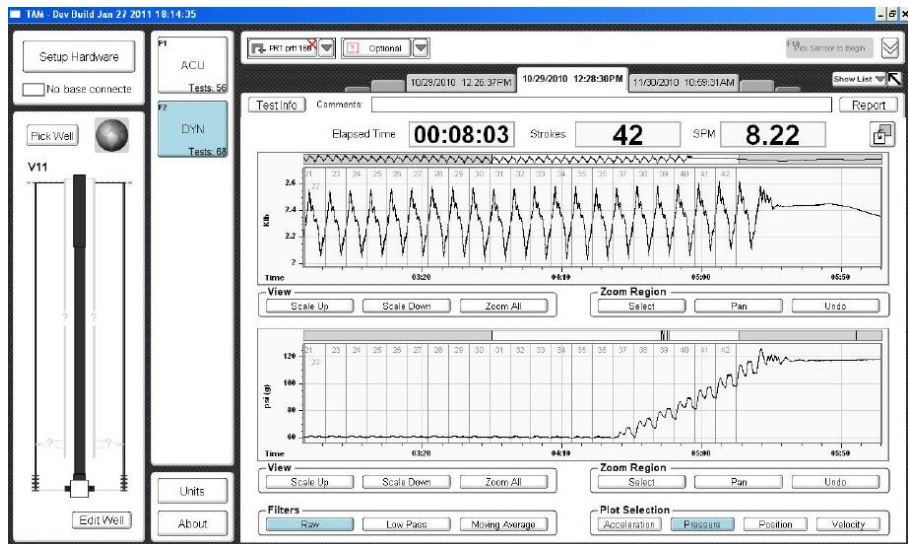
Una sesión típica de monitoreo debe incluir un archivo continuo de datos dinamométricos durando varios minutos (15-20) desde el momento en el que el sensor es instalado hasta que finalmente se para al final de la sesión. Dependiendo de la velocidad de bombeo el archivo incluirá suficientes número de *strokes* (60-100) para establecer el llenado predominante y el desempeño de la bomba. Durante este tiempo, varias medidas de nivel de fluido pueden ser realizadas para monitorear la variación del nivel de fluido y correlacionar la sumergencia de la bomba con el llenado de la bomba.

Figura 66. Pantalla de adquisición de dinagramas y presión en cabeza de tubería



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

Figura 67. Presión en cabeza de tubería y carga de la barra lisa antes y después una prueba de integridad de tubería



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

Flujo de trabajo del monitoreo inalámbrico de pozos

El nuevo programa de monitoreo y los sensores inalámbricos permiten facilitar el flujo de trabajo ya que el operador tiene la mínima interacción con el programa durante la adquisición y el análisis de tareas. Las tareas más importantes del operador son la instalación de los sensores, la iniciación de la adquisición de los datos, la operación de la unidad de bombeo para arrancar/parar la unidad y realizar pruebas de válvulas. El programa automáticamente procesa los datos en tiempo real y presenta el análisis en una pantalla única. El usuario tiene múltiples opciones para visualizar los resultados en diferentes configuraciones de pantalla si un resultado inusual se presenta.

Para las condiciones más comunes de los pozos, el flujo de trabajo del monitoreo inalámbrico de pozos se explica a continuación:

- a)** La información del pozo es automáticamente seleccionada de la base de datos mediante la determinación de la ubicación GPS del usuario.
- b)** Parar la unidad de bombeo brevemente para la instalación del sensor de barra lisa.
- c)** Iniciar la adquisición de los archivos dinamométricos.
- d)** Arrancar la unidad de bombeo.
- e)** Conectar el sensor acústico inalámbrico a la cabeza del pozo y cargar la cámara de presión.
- f)** Adquirir el archivo de nivel de fluido y observarlo.
- g)** Monitorear y analizar el archivo dinamométrico de la bomba en tiempo real para determinar la operación adecuada de la bomba.
- h)** Realizar pruebas de válvulas y analizarlas.
- i)** Parar la unidad y desconectar el sensor dinamométrico.
- j)** Arrancar la unidad nuevamente.
- k)** Recopilar el segundo nivel de fluido para verificación.
- l)** Remover el sensor acústico de la cabeza del pozo.
- m)** Limpiar los sensores y guardarlos.

La ausencia de cables y conectores aumenta la precisión y confiabilidad de los datos y reduce significativamente el tiempo de instalación y remoción de los sensores. El flujo de trabajo enunciado anteriormente, ha sido completado, sin estrés, en menos de 18 minutos por cada nuevo usuario del sistema inalámbrico sin asistencia de otro personal de campo.

Cuando se desee, el usuario puede realizar pruebas de válvulas sin interrumpir la recopilación de datos dinamométricos. El programa automáticamente detecta que una prueba de válvula viajera (TV) o una prueba de válvula fija (SV) es realizada y presenta la correspondiente gráfica de análisis. Después de que la prueba es completada, la adquisición de carreras (*strokes*) adicionales continúa.

ANALISIS DETALLADO Y HERRAMIENTAS DE REPORTE

Cuando sea que el usuario encuentre necesario la realización de análisis más detallados de los datos, como la identificación de problemas inusuales que puedan existir en la bomba o distinguir el eco del nivel de fluido de una multitud de ecos generados por varios intervalos perforados, el programa provee herramientas muy potentes para la visualización y el procesamiento de los archivos. Los siguientes son algunos de los ejemplos de algunas de estas características.

Superposición de archivos anteriores

La figura 68 muestra la herramienta de visualización de carrera (*strokes*) que permite la superposición de dinagramas para múltiples carreras seleccionadas. El ejemplo muestra una superposición del primer y último *stroke* para una secuencia de un total de 150 *strokes* que presenta el cambio en el llenado de la bomba que ha tenido lugar durante este tiempo de operación.

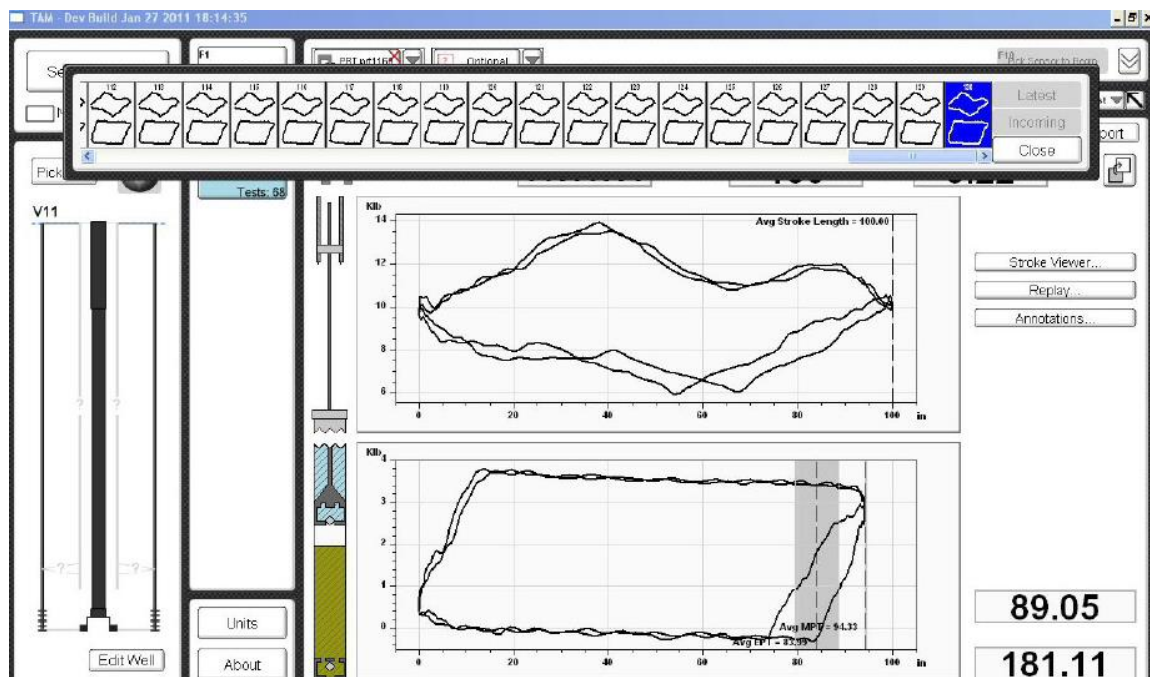
La figura 69 muestra que al tener acceso a toda la historia de las prueba para este pozo, usando el visualizador de histórico de pruebas en la parte izquierda de la

pantalla, es muy fácil superponer trazas acústicas para observar el cambio en el nivel de fluido a través del tiempo o para comparar la calidad de los archivos.

Repetición de la operación de la bomba y los archivos dinamométricos

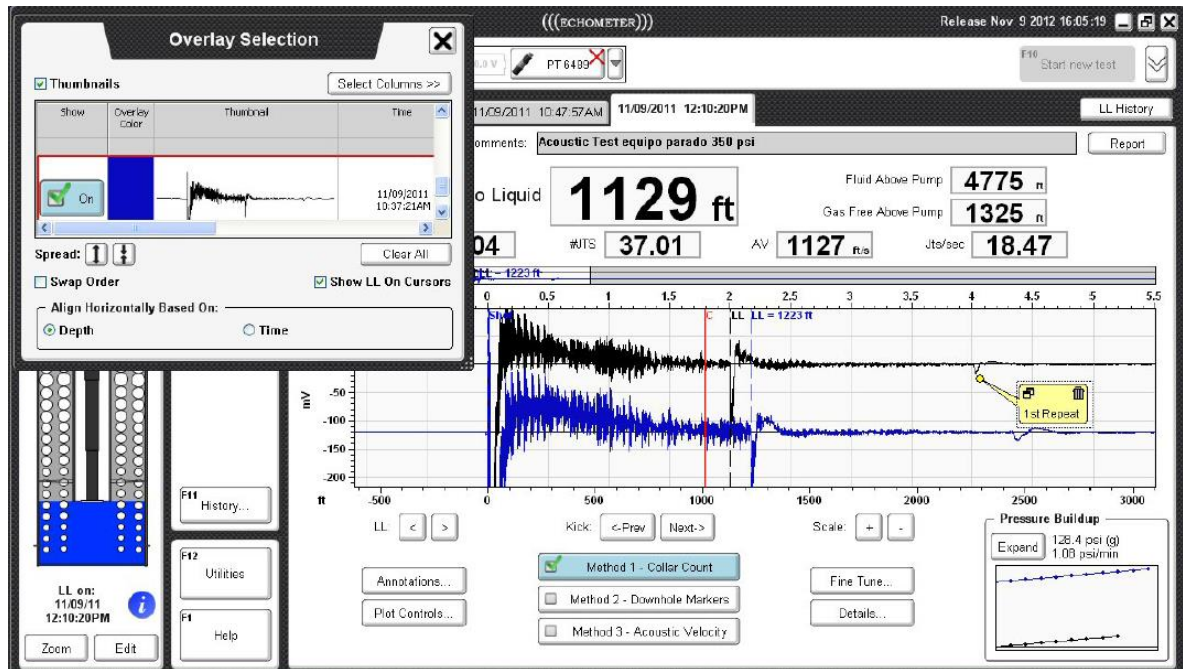
Al completar la sesión de adquisición, el archivo completo de *strokes* de la bomba puede ser reproducido en tiempo real o velocidades mayores para recrear el desempeño y la operación exacta de la bomba. Este es especialmente útil cuando se muestra y explica la presencia de condiciones inusuales a operadores y supervisores que no estuvieron presentes en el sitio del pozo. La visualización repetida puede ser convertida en un videoclip (formato .mp4) que puede ser enviado vía e-mail como un documento adicional para suplementar los reportes de análisis (Figura 70).

Figura 68. Repetición de dinagramas y superposición de recorridos de bomba



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

Figura 69. Superposición de archivos antiguos de nivel de fluido para análisis comparativo



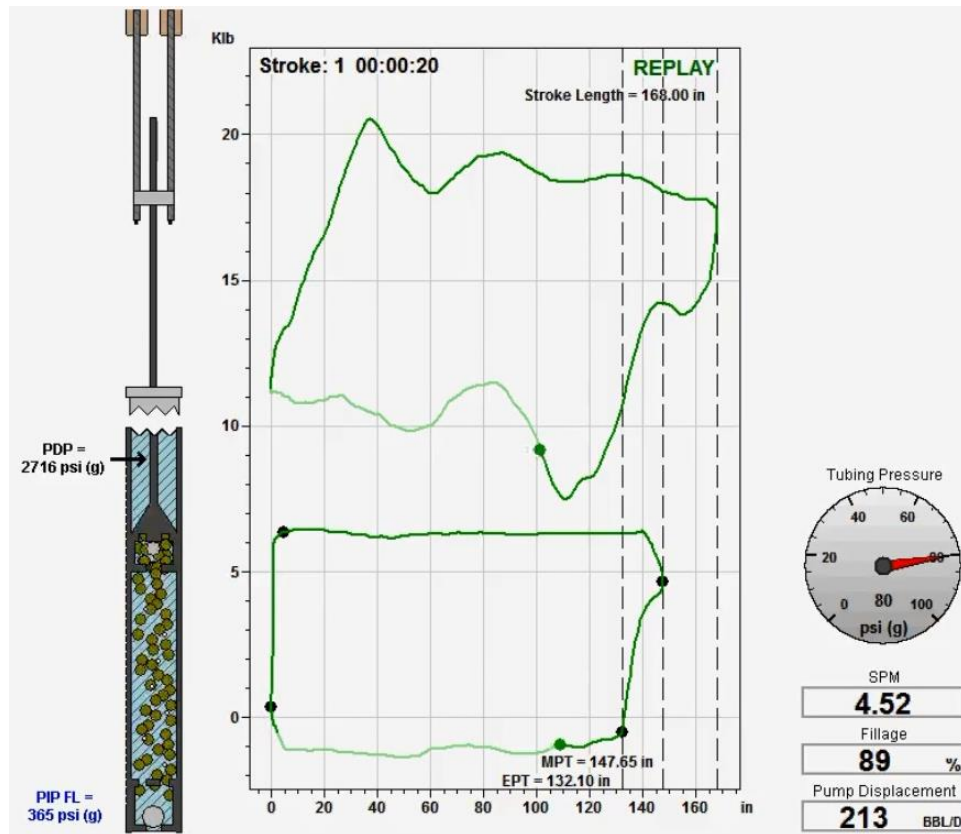
Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

Múltiples métodos de análisis

El nivel de fluido y la distribución de presión en la cara del pozo es tomada automáticamente usando la detección automática de nivel de fluido testado en campo y el método de conteo de collares desarrollado para el programa *Well Analyzer 2* y 3.

En esos casos cuando el archivo acústico muestra múltiples ecos causados por conocidos cambios de diámetro en el pozo, o el archivo incluye múltiples ecos diferentes que oscurecen los ecos del nivel de líquido, el usuario puede tener acceso a una herramienta especialmente poderosa en procesamiento como se muestra en la figura 71.

Figura 70. Fotograma de la animación de la operación de la bomba de subsuelo, movimiento del pistón, acción de la válvula, y movimiento del fluido.

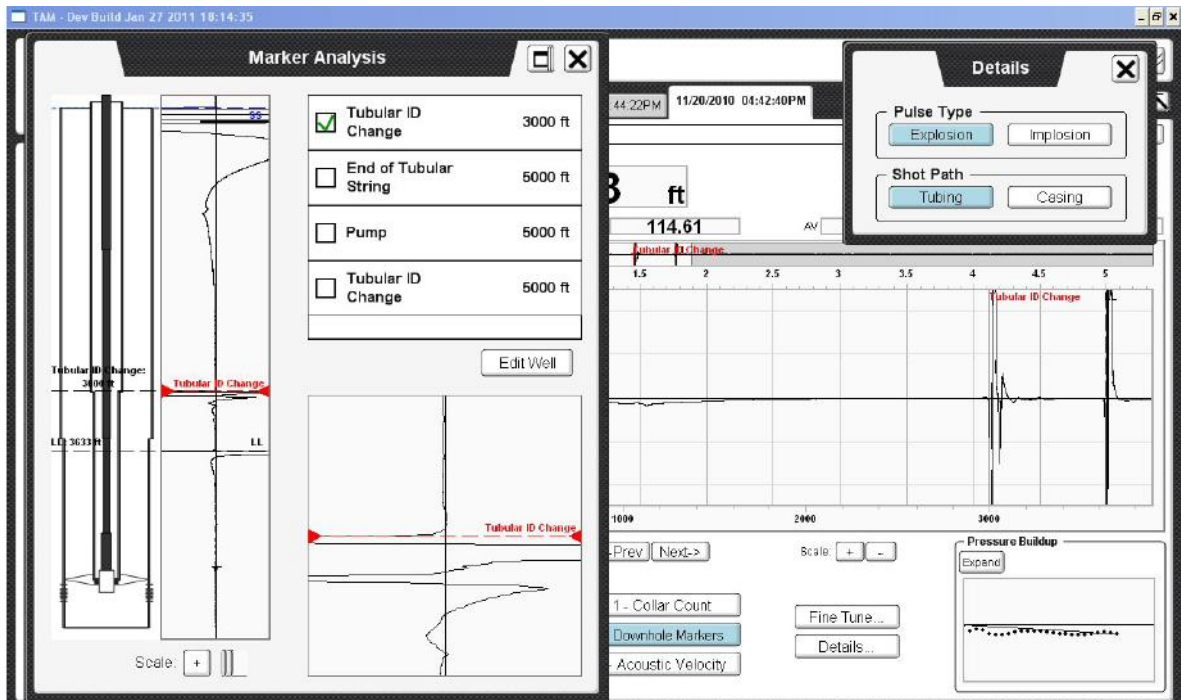


Fuente: Total Asset Monitor, Cardales 14, 08-27-2013.

Este ejemplo muestra un archivo tomado dentro de una sarta de tubería cónica en un pozo bombeando con una sospecha de fuga por tubería o un escurrimiento severo en la válvula. }

El nivel de líquido en la tubería se observa debajo de la profundidad del reductor de diámetro (*crossover*) de 3-1/2 a 2-7/8 de pulgada. También visible es un eco en la parte de arriba que ocurre un poco después y puede indicar la ubicación de la falla en la tubería.

Figura 71. Análisis especial del nivel de fluido acústico usando marcadores de fondo y distribución correspondiente del fluido en pozo



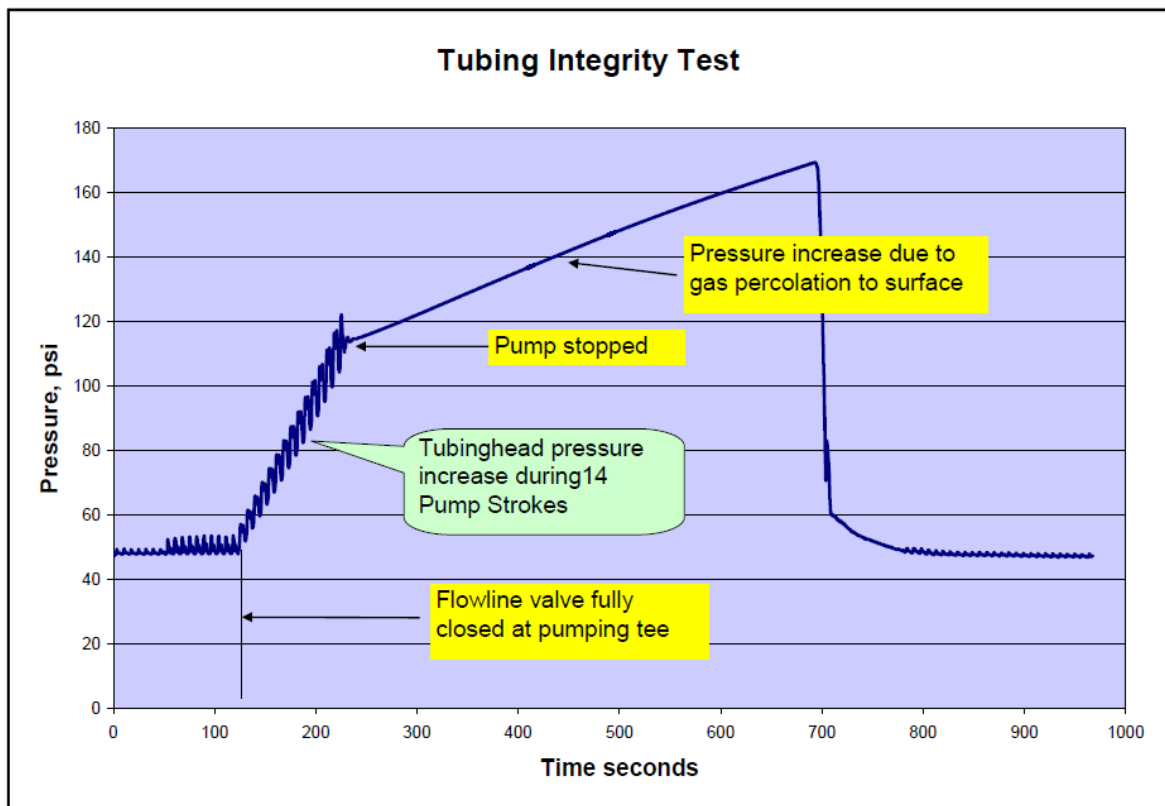
Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

Análisis con propósitos especiales

Este programa también provee ciertas herramientas de análisis usadas para diagnosticar problemas de desempeño como fuga en válvulas o tubería. La figura 72 ilustra el archivo de presión obtenido durante una prueba de integridad de tubería realizada en el archivo mostrado anteriormente. Se graba un archivo de presión de tubería vs tiempo mientras el flujo se mueve normalmente hacia la línea (tiempo de 0 a 50 segundos) entonces como la válvula de la línea de flujo está parcialmente cerrada (tiempo de 50 a 120 segundos) y después la válvula de la línea de flujo se cierra completamente.

Entonces la presión en la tubería se incrementa desde 50 a 115 psi durante un total de 14 carreras de la bomba, después de lo cual se para la bomba. Este incremento normalmente es un indicador que la bomba opera normalmente y puede presurizar la tubería. El incremento adicional de presión en la tubería después de que la bomba se detiene, de 250 a 700 segundos, es un indicador que el fluido en la tubería es una mezcla de gas y líquido y que los baches de gas se están colando a la superficie sin la posibilidad de expansión del gas en la tubería desde que la válvula de la línea de flujo esté cerrada y la válvula fija esté manteniendo presión.

Figura 72. Prueba de integridad de tubería detallada mostrando la presión en cabeza de tubería vs Tiempo

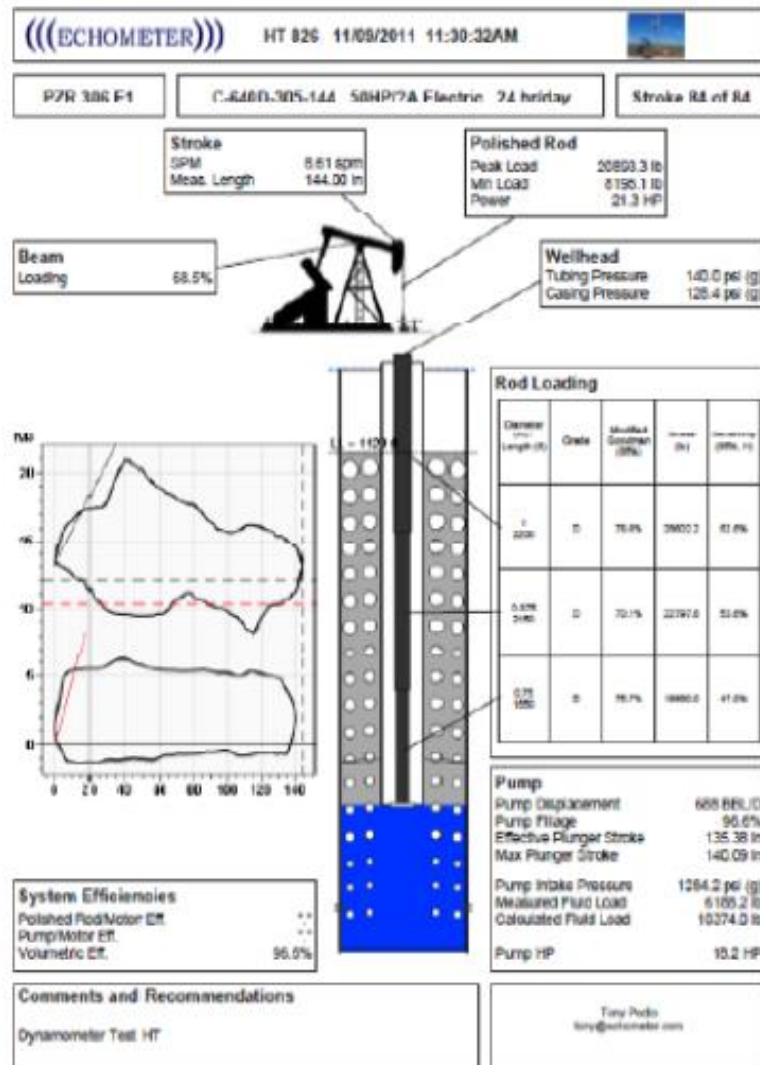


Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

Reportes de la sesión de monitoreo

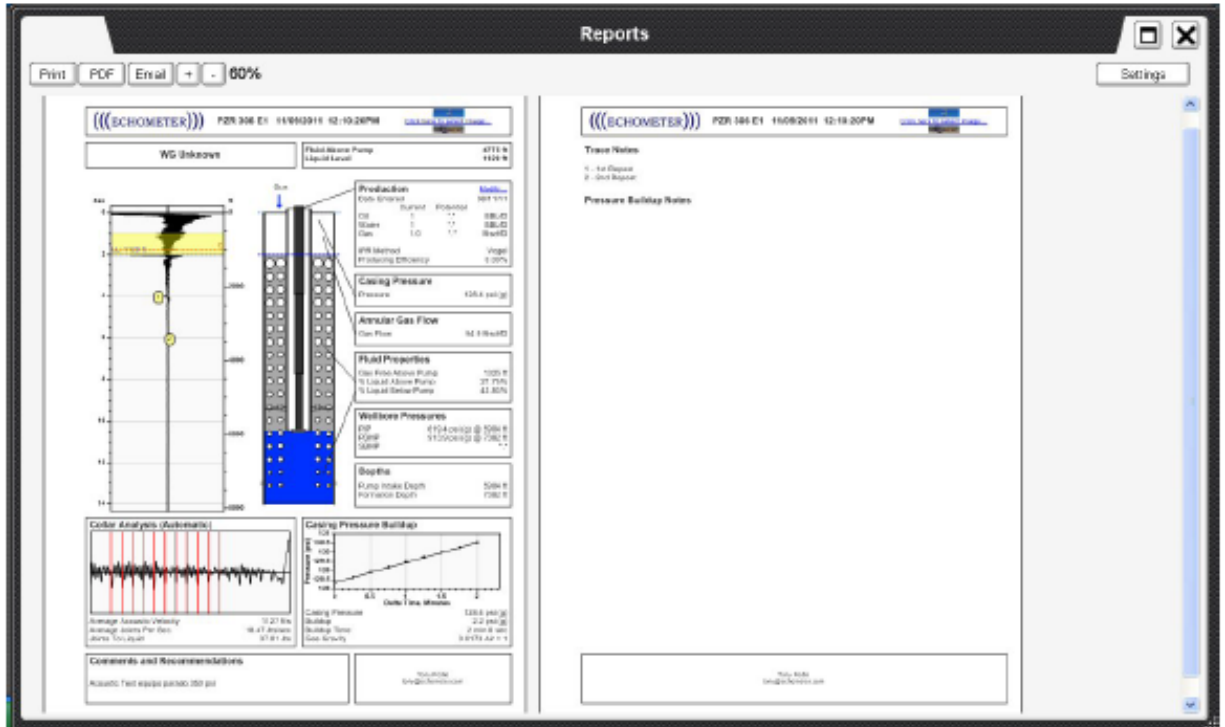
El modelo de resultados de la sesión de monitoreo puede ser presentado en un formato de resumen como se muestra en las figuras 73 y 74. Estos reportes pueden ser impresos o guardados como archivos PDF o enviados por correo electrónico a los partidarios interesados.

Figura 73. Reporte dinamométrico generado como un archivo PDF



Fuente: MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

Figura 74. Reporte de nivel de fluido acústico en un formato de impresión



Fuente MCCOY J.N., BECKER Dieter, FERNANDEZ Gustavo, Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real Time Monitoring of Well Performance, SPE 165023, 2013.

4.2. TECNOLOGÍA DE SENSORES INALAMBRICOS

A continuación resaltaremos algunas ventajas más notorias de la tecnología anteriormente descrita.³⁶

- a) Los sensores inalámbricos con baterías para datos de nivel de fluido, presión, y registros dinamométricos son fácilmente instalados en el pozo.

³⁶ <http://upcoglobal.com/es/upco-categories/echometer/analizador-de-pozos>

- b)** El programa de computadora portátil “*Total Asset Manager*” (*TAM*), automáticamente reconoce y pone en marcha los sensores.
- c)** El encendido del sensor es detectado automáticamente por el software lo cual permite que el usuario pueda instalar el sensor, calibrar e iniciar la adquisición de datos directamente del sensor al utilizar sus interruptores de membrana sin necesidad de interactuar con el *software* en la computadora.
- d)** Menor tiempo es requerido para instalar los sensores.
- e)** La adquisición simultánea de niveles de fluidos, datos dinagráficos, presión y datos de encendido son realizados sin necesidad de cambiar de cables o intervención del usuario.
- f)** El flujo de trabajo es ágil y la adquisición de las pruebas de las válvulas es perfecta.
- g)** El sistema proporciona un análisis en tiempo real con visualización del desempeño de la bomba, varillas, y la unidad de superficie.
- h)** La programación de las mediciones de nivel de fluidos y cartas dinagráficas desatendidos permite el monitoreo continuo del desempeño del pozo.
- i)** La interfase del usuario es presentada como un instrumento inteligente y no una aplicación complicada.
- j)** El usuario puede visualizar rápidamente el desempeño del pozo y la bomba.
- k)** Los datos adquiridos, descripción del pozo y las características del sistema de bombeo se guardan en una base de datos cronológica, lo cual permite crear un mejor análisis del desempeño del pozo.
- l)** Los registros anteriores son fáciles de identificar y de recuperar para realizar comparaciones directas y más detalladas.
- m)** Brinda una descripción precisa de la construcción de pozos, completamiento de pozos, sistema de levantamiento, las propiedades del fluido, y los registros de producción y rendimiento.

Tabla 44. Comparación tecnología inalámbrica de automatización de pozos vs tecnología convencional con cable.

Tipo de análisis y adquisición	Tecnología inalámbrica	Tecnología convencional con cable
Medición acústica de fluido	Si	Si
Dinamómetro (PRT)	Si	Si
Dinamómetro (HT)	Si	Si
Potencia del motor	2014*	
Presión de tubería y revestimiento (THP-CHP)	2013*	No
Programación automática de pruebas dinámométricas y nivel de fluido	2015*	No
Presión transitoria	2014*	Si
Rastreo de nivel de flujo	2014*	Si
Análisis de levantamiento del pistón	2014*	Si

Fuente: Autor

*: Años esperados de lanzamiento de la tecnología

4.3. IMPLEMENTACIÓN DE ESTA TECNOLOGÍA INALÁMBRICA EN CAMPOS PETROLEROS

Esta tecnología inalámbrica ya se está implementando en campos como La Cira-Infantas logrando tener un gran resultado hasta el momento. En el año 2006 fue que se propuso el proyecto de automatización en los pozos de bombeo mecánico de este campo, el cual se conformaba de dos etapas principalmente:

1. La instalación de los controladores del bombeo mecánico para la optimización en lo concerniente a la extracción del crudo.

2. Un monitoreo remoto que sea capaz de facilitarle al personal de control de producción obtener en tiempo real las cartas dinamométricas de cada pozo y así poder tener conocimiento del estado de este, si está presentando alguna anomalía o si está en funcionamiento o detenido. Por otra parte se buscaba que los ingenieros pudieran acceder al sistema de manera remota llegando a poder arrancar o detener la unidad desde cualquier punto de ubicación geográfica.

Buscando con todo esto un aporte significativo en uno de los objetivos del día a día en los campos petroleros; como lo es la disminución de la cantidad de barriles perdidos por día (diferidas).

En este campo el proyecto de monitoreo de pozos con POC, se desarrolló en dos etapas: instalación de la infraestructura de comunicaciones (Access points, torres de comunicación), e instalación y programación de remotos (radios instalados en los pozos) en campo.³⁷

4.4. METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INALÁMBRICA PARA EL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y MONITOREO DE LOS POZOS.

Para llevar a cabo la implementación de esta tecnología en los pozos del Área Lisama, se plantea realizar la siguiente metodología con el fin de tener un adecuado resultado.

a. Identificación del problema:

En esta primera fase se pretende Identificar el problema que se está presentando para así poder tener una claridad de que es lo que se quiere combatir y saber qué sistema de comunicación necesita, que permita traer de forma inalámbrica la información de los controladores de bombeo mecánico a un punto de referencia central.

³⁷ PEÑALOZA HERRERA PAOLA A. Metodología para el diseño del sistema de monitoreo aplicado al campo petrolero La Cira-Infantas, pág.: 32.

b. Selección de equipos:

En esta fase se debe de escoger los equipos que se van a instalar de acuerdo a los requerimientos para evitar sobre costos en la implementación.

c. Definición del proyecto:

En esta fase se determina el alcance del proyecto como tal, para identificar cuáles son los requerimientos y las responsabilidades que se repartirán entre las partes que harán parte del proyecto.

Se identifican los pozos en los cuales se va a trabajar para el diseño de la cobertura del sistema. Por otra parte se requiere el área delimitada para establecer la cobertura del sistema y mantener el alcance de los radios, como lo son:

1. Coordenadas de cada sitio.
2. Alturas máximas permitidas de postes y torres.
3. Reglamentos de transmisión de RF local y nacional.
4. Máxima potencia que se puede transmitir.
5. Tipo de antenas a utilizar.

d. Pre-diseño de la infraestructura de comunicaciones:

Esta fase se logra realizar acertadamente luego de haber analizado y reunido la información de los pasos antes mencionados. En este pre-diseño se considera:

1. Altura del mástil en cada remeto.
2. Tipo de radio
3. Señal mínima
4. Cada antena requiere de una separación vertical de 3 metros en caso de que se encuentren equipos trabajando en el mismo sitio.

5. Se tiene que tener presente que no está permitido el uso de antenas omnidireccionales transmitiendo a más de 100 mW por lo cual si se quiere transmitir a 4 Watts es necesario el uso de antenas direccionales. (Según el Ministerio de Comunicaciones en la resolución 689).

e. Visita al campo petrolero:

Luego de tener un pre-diseño de lo requerido, se realiza la visita pertinente al campo para verificar las coordenadas y el tipo de vegetación que puede llegar a presentarse en el campo al igual que identificar todos aquellos problemas que se pueden presentar por obstrucciones no presentes en la base de datos del terreno, entre otras, y así verificar si se puede llegar a implementar el pre-diseño de manera eficaz.

En esta visita se realizaran las pruebas pertinentes con equipos provisionales para poder corroborar el diseño elaborado.

En el Área Lisama ya se está trabajando para la implementación de esta tecnología inalámbrica en los diferentes pozos pero no es fácil la adquisición de esta información debido a su carácter confidencial.

5. CONCLUSIONES

- En la actualidad la automatización de pozos de petróleo se erige como una herramienta indispensable para los pozos de bombeo mecánico, ya que de esta manera se logra tener un control continuo y eficaz de la producción.
- El análisis económico permitió demostrar una reducción de los costos en wellservice y en toma de dinagramas, lo cual comparándolo con la inversión requerida, representa un proyecto atractivo para implementación en futuros pozos.
- Las nuevas tecnologías de conectividad inalámbrica de sensores y equipos permiten perfeccionar aún más el proceso de automatización y monitoreo de pozos, por lo cual es de gran importancia tenerlas en cuenta para futuras implementaciones en pozos candidatos.
- El análisis técnico demostró que en los pozos modelo Lisama 19, Nutria 28 y Tesoro 29, se presentó una reducción significativa del índice de falla promedio anual comparando la etapa antes de implementación de la automatización con la etapa posterior. Naturalmente no se puede considerar el sistema de automatización de pozos como el único causal de la disminución, sin embargo, se comprobó que constituye una herramienta de soporte importante. Por otra parte esta reducción del índice de falla repercute directamente en la disminución de los costos de intervención del equipo de servicio a pozos. Sin embargo, en el pozo Lisama 166 no se presentó este comportamiento, debido a los problemas operacionales recurrentes que motivaron el cambio de sistema de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo por cavidades progresivas.

6. RECOMENDACIONES

- Falta la instalación de PT (trasmisores de presión) en algunos pozos, se recomienda para medir la THP y CHP. Es necesario poder lograr que se mida en ambos pozos, mediante los sensores requeridos de presión en casing (CHP) y THP (sensores de presión en tubing), en algunos pozos se cuentan con unos, y faltan los otros, y viceversa (tanto para BP y PCP). Se recomienda la instalación de sensores en ambas facilidades.
- Seguir con el proyecto de monitoreo en el SCADA de las variables calculadas y medidas por los variadores eléctricos “torque, corriente, frecuencia de operación, potencia, voltaje”. Actualmente se está realizando la medición en el puerto del variador en los pozos: Lisama 47, 159, 160, 161, 163, Nutria 42.
- Realizar el desarrollo tecnológico que permita integrar los controladores, variadores y el SCADA a través de un módulo operacional con el cual se logre realizar la variación en velocidad (Strokes en las unidades de bombeo mecánico y de RPM en las unidades PCP) remotamente desde el centro integrado de operaciones (CIO). Faltan conexiones para llevar a cabo este proceso.
- Establecer protocolos, procedimientos y responsabilidades del centro integrado de operaciones (CIO) de la Superintendencia de Operaciones de Mares perteneciente a la Gerencia Regional Magdalena Medio.
- Establecer protocolos, procedimientos y responsabilidades del personal de campo de Ecopetrol en la revisión y operación de los pozos a través de los controladores SAM WELL MANAGER (SWM).

- Se recomienda la realización de un estudio de medición y adecuaciones de los sistemas de puestas a tierra de los controladores y variadores con el objeto de eliminar las posibles interferencias electromagnéticas en los sensores. Pueden generarse armónicos así como otros causales generadores de ruidos que pueden disminuir la fiabilidad de las medidas otorgadas por el controlador
- Control de las PCP de forma remota, debido a que actualmente solo se puede monitorear variables: Velocidad de RPM, THP, torque. Dentro del control posible para las PCP está la variación de velocidad remotamente, para lo cual se requeriría una de facilidad que permita conectar el variador al radio directamente.
- Monitoreo de otras variables que aún no se miden como frecuencia de salida del motor, voltaje, Amperaje, Potencia: KVA (Kilo-vatio-amperio), Kw/Hr, teniendo la facilidad con su respectivo banco de ductos y conexiones entre el radio y el variador de frecuencia.
- En las PCP, se debería instalar un sistema para el control por altas y bajas RPM, así como un control para casos de altos torques.

BIBLIOGRAFÍA

- ANGELETTI H., COSTA E., LUNA A., MADSEN S. y CEREZO G. Automatización en pozos de bombeo mecánico en el yacimiento de cerro dragón. Pan American Energy (PAE). 10 de Julio del 2006.
- FERRIGNO E., MADSEN S.: Automatización para la optimización de la producción de petróleo, LUFKIN Argentina S.A.
- J. N. McCoy, Rowlan, D. J. Becker and A.L. Podio. How to Maintain High Producing Efficiency in Sucker Rod Lift Operations, SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A., 23–25 March 2003.
- McCoy, J. N. and Podio, A. L. Well Performance Visualization and Analysis, SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 8-9 March 1990, Midland, Texas
- NOCUA J., PRADA J., TORRES W., ROMERO I. Modelo económico para el cálculo de beneficios obtenidos con la automatización de pozos productores, Ecopetrol S.A., Colombia, Ambiocoop Ltda, Bucaramanga, Santander, Colombia.
- ORTIZ J., SALAZAR J. Estado del arte del sistema SCADA para pozos petroleros de la empresa PETROBRA. Universidad Pontificia Bolivariana. Bucaramanga. 2008.
- PEÑALOZA P., Metodología para el diseño del sistema de monitoreo aplicado al campo petrolero La Cira-Infantas. Universidad Pontificia Bolivariana. Bucaramanga, 2008.

- PODIO, A. L., McCoy J. N. and D. Becker: Integrated Well Performance and Analysis, SPE Computer Applications. Volume 4, No 2, June 1992.
- SÁNCHEZ J., FESTINI D., Optimización del bombeo mecánico a través de la automatización. Weatherford Int. de Argentina. 2005.
- UPCO Global, Analizador de pozos inalámbricos [en línea]. Disponible en: <http://upcoglobal.com/es/upco-categories/echometer/analizador-de-pozos>

ANEXOS

Anexo A. Producción Total por año Campo Lisama

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
LISAMA	2005	LISAMA 13	37580,522	362344,692
		LISAMA 19	33341,191	
		LISAMA 28	15083,048	
		LISAMA 47	15784,802	
		LISAMA 56	17082,984	
		LISAMA 62	8322,459	
		LISAMA 77	18615,522	
		LISAMA 86	6304,624	
		LISAMA 98	13574,893	
		LISAMA 102	10031,637	
		LISAMA 127	15487,012	
		LISAMA 137	0,000	
		LISAMA 139	15740,012	
		LISAMA 140	19335,880	
		LISAMA 142	61764,004	
		LISAMA 145	6208,306	
		LISAMA 150	9849,588	
		LISAMA 151	0,000	
		LISAMA 152	0,000	
		LISAMA 157	0,000	
LISAMA 159	0,000			
LISAMA 161	21227,851			
LISAMA 163	0,000			
LISAMA 165	4800,908			
LISAMA 166	12595,174			
LISAMA 176	19614,275			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
LISAMA	2006	LISAMA 13	48378,596	608092,812
		LISAMA 19	37415,205	
		LISAMA 28	16955,199	
		LISAMA 47	12885,601	
		LISAMA 56	24234,706	
		LISAMA 62	15744,202	
		LISAMA 77	21056,026	
		LISAMA 86	6766,385	
		LISAMA 98	10942,912	
		LISAMA 102	11703,079	
		LISAMA 127	10407,420	
		LISAMA 137	0,000	
		LISAMA 139	15302,123	
		LISAMA 140	18735,123	
		LISAMA 142	53407,349	
		LISAMA 145	33415,578	
		LISAMA 150	11772,340	
		LISAMA 151	20508,628	
		LISAMA 152	27216,475	
		LISAMA 157	7276,206	
LISAMA 159	0,000			
LISAMA 161	45079,378			
LISAMA 163	0,000			
LISAMA 165	31478,146			
LISAMA 166	38760,303			
LISAMA 176	88651,832			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
LISAMA	2007	LISAMA 13	47994,669	517014,248
		LISAMA 19	41795,230	
		LISAMA 28	19733,787	
		LISAMA 47	7760,636	
		LISAMA 56	20041,979	
		LISAMA 62	15222,714	
		LISAMA 77	17609,170	
		LISAMA 86	7704,902	
		LISAMA 98	10575,873	
		LISAMA 102	18005,676	
		LISAMA 127	10624,544	
		LISAMA 137	0,000	
		LISAMA 139	10707,763	
		LISAMA 140	17971,583	
		LISAMA 142	33155,602	
		LISAMA 145	4255,749	
		LISAMA 150	11302,640	
		LISAMA 151	19727,199	
		LISAMA 152	27241,730	
		LISAMA 157	31868,860	
LISAMA 159	7422,986			
LISAMA 161	27293,257			
LISAMA 163	0,000			
LISAMA 165	23062,317			
LISAMA 166	19589,900			
LISAMA 176	66345,482			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
LISAMA	2008	LISAMA 13	43026,210	483645,618
		LISAMA 19	37576,885	
		LISAMA 28	18163,072	
		LISAMA 47	20870,580	
		LISAMA 56	16182,592	
		LISAMA 62	10975,537	
		LISAMA 77	14778,156	
		LISAMA 86	4391,913	
		LISAMA 98	11134,092	
		LISAMA 102	17588,557	
		LISAMA 127	11937,360	
		LISAMA 137/160	30458,202	
		LISAMA 139	9220,748	
		LISAMA 140	14784,623	
		LISAMA 142	25551,979	
		LISAMA 145	8938,523	
		LISAMA 150	0,000	
		LISAMA 151	12384,178	
		LISAMA 152	25168,351	
		LISAMA 157	13631,724	
LISAMA 159	10944,329			
LISAMA 161	18745,627			
LISAMA 163	0,000			
LISAMA 165	17779,925			
LISAMA 166	28789,636			
LISAMA 176	60622,819			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
LISAMA	2009	LISAMA 13	43797,823	488863,236
		LISAMA 19	31950,624	
		LISAMA 28	14121,822	
		LISAMA 47	15950,517	
		LISAMA 56	17467,718	
		LISAMA 62	8041,225	
		LISAMA 77	10919,345	
		LISAMA 86	4086,584	
		LISAMA 98	7243,725	
		LISAMA 102	13222,274	
		LISAMA 127	12946,853	
		LISAMA 137/160	38999,180	
		LISAMA 139	7937,389	
		LISAMA 140	20530,581	
		LISAMA 142	13142,864	
		LISAMA 145	8083,084	
		LISAMA 150	0,000	
		LISAMA 151	12167,296	
		LISAMA 152	19520,105	
		LISAMA 157	11745,989	
LISAMA 159	9204,136			
LISAMA 161	53067,766			
LISAMA 163	36439,178			
LISAMA 165	19592,082			
LISAMA 166	9848,824			
LISAMA 176	48836,252			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
LISAMA	2010	LISAMA 13	41008,522	398992,820
		LISAMA 19	24843,598	
		LISAMA 28	7510,796	
		LISAMA 47	11889,849	
		LISAMA 56	14292,849	
		LISAMA 62	12125,983	
		LISAMA 77	18381,573	
		LISAMA 86	1528,145	
		LISAMA 98	5380,601	
		LISAMA 102	16616,386	
		LISAMA 127	5593,532	
		LISAMA 137/160	33876,807	
		LISAMA 139	6330,012	
		LISAMA 140	24950,982	
		LISAMA 142	989,947	
		LISAMA 145	3038,421	
		LISAMA 150	0,000	
		LISAMA 151	8087,649	
		LISAMA 152	16126,590	
		LISAMA 157	11045,238	
LISAMA 159	5809,254			
LISAMA 161	59575,209			
LISAMA 163	42125,941			
LISAMA 165	16176,641			
LISAMA 166	8643,160			
LISAMA 176	3045,135			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
LISAMA	2011	LISAMA 13	43502,769	378812,042
		LISAMA 19	30514,539	
		LISAMA 28	4522,227	
		LISAMA 47	11298,400	
		LISAMA 56	1041,524	
		LISAMA 62	8982,974	
		LISAMA 77	15373,696	
		LISAMA 86	3505,135	
		LISAMA 98	6164,005	
		LISAMA 102	17705,398	
		LISAMA 127	6132,054	
		LISAMA 137	0,000	
		LISAMA 139	8960,860	
		LISAMA 140	25089,266	
		LISAMA 142	18908,009	
		LISAMA 145	2555,326	
		LISAMA 150	0,000	
		LISAMA 151	6391,151	
		LISAMA 152	15148,766	
		LISAMA 157	7700,708	
LISAMA 159	4986,862			
LISAMA 161	56253,614			
LISAMA 163	29923,603			
LISAMA 165	15404,738			
LISAMA 166	7753,686			
LISAMA 176	30992,732			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
LISAMA	2012	LISAMA 13	31017,288	395166,604
		LISAMA 19	27739,778	
		LISAMA 28	5231,063	
		LISAMA 47	9953,570	
		LISAMA 56	11341,636	
		LISAMA 62	9106,762	
		LISAMA 77	15143,088	
		LISAMA 86	4829,505	
		LISAMA 98	5489,894	
		LISAMA 102	18920,157	
		LISAMA 127	10400,381	
		LISAMA 137	20764,092	
		LISAMA 139	8554,778	
		LISAMA 140	21487,216	
		LISAMA 142	17331,785	
		LISAMA 145	3297,275	
		LISAMA 150	6409,840	
		LISAMA 151	3402,661	
		LISAMA 152	15087,862	
		LISAMA 157	5180,095	
LISAMA 159	3596,636			
LISAMA 161	59475,626			
LISAMA 163	33126,347			
LISAMA 165	14619,506			
LISAMA 166	9502,253			
LISAMA 176	24157,510			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
LISAMA	(ENERO-JUNIO) 2013	LISAMA 13	8160,900	182840,446
		LISAMA 19	12181,773	
		LISAMA 28	2347,400	
		LISAMA 47	3125,299	
		LISAMA 56	5741,524	
		LISAMA 62	3493,807	
		LISAMA 77	8586,385	
		LISAMA 86	432,550	
		LISAMA 98	2464,988	
		LISAMA 102	9729,824	
		LISAMA 127	5163,136	
		LISAMA 137	11891,203	
		LISAMA 139	3216,832	
		LISAMA 140	12801,758	
		LISAMA 142	7364,165	
		LISAMA 145	1800,020	
		LISAMA 150	3013,548	
		LISAMA 151	1710,143	
		LISAMA 152	5694,577	
		LISAMA 157	1067,732	
LISAMA 159	1957,009			
LISAMA 161	27626,925			
LISAMA 163	21957,889			
LISAMA 165	5985,356			
LISAMA 166	3738,350			
LISAMA 176	11587,354			

Anexo B. Producción Total por año Campo Nutria

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
NUTRIA	2005	NUTRIA 12	28898,072	145468,045
		NUTRIA 15	33268,786	
		NUTRIA 22	17454,701	
		NUTRIA 23	0,000	
		NUTRIA 25	0,000	
		NUTRIA 26	0,000	
		NUTRIA 28	65846,486	
		NUTRIA 30	0,000	
		NUTRIA 31	0,000	
		NUTRIA 32	0,000	
		NUTRIA 33	0,000	
		NUTRIA 34	0,000	
		NUTRIA 35	0,000	
		NUTRIA 36	0,000	
NUTRIA 37	0,000			
NUTRIA 38	0,000			
NUTRIA 39	0,000			
NUTRIA 40	0,000			
NUTRIA 41	0,000			
NUTRIA 42	0,000			
NUTRIA 43	0,000			
NUTRIA 44	0,000			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
NUTRIA	2006	NUTRIA 12	27896,505	142855,923
		NUTRIA 15	36775,537	
		NUTRIA 22	17044,186	
		NUTRIA 23	0,000	
		NUTRIA 25	0,000	
		NUTRIA 26	0,000	
		NUTRIA 28	61139,695	
		NUTRIA 30	0,000	
		NUTRIA 31	0,000	
		NUTRIA 32	0,000	
		NUTRIA 33	0,000	
		NUTRIA 34	0,000	
		NUTRIA 35	0,000	
		NUTRIA 36	0,000	
		NUTRIA 37	0,000	
		NUTRIA 38	0,000	
		NUTRIA 39	0,000	
		NUTRIA 40	0,000	
		NUTRIA 41	0,000	
		NUTRIA 42	0,000	
NUTRIA 43	0,000			
NUTRIA 44	0,000			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
NUTRIA	2007	NUTRIA 12	26206,933	263228,893
		NUTRIA 15	40735,120	
		NUTRIA 22	21525,956	
		NUTRIA 23	908,470	
		NUTRIA 25	6619,387	
		NUTRIA 26	11213,661	
		NUTRIA 28	52294,233	
		NUTRIA 30	0,000	
		NUTRIA 31	65637,746	
		NUTRIA 32	15120,829	
		NUTRIA 33	22966,558	
		NUTRIA 34	0,000	
		NUTRIA 35	0,000	
		NUTRIA 36	0,000	
		NUTRIA 37	0,000	
		NUTRIA 38	0,000	
		NUTRIA 39	0,000	
		NUTRIA 40	0,000	
		NUTRIA 41	0,000	
		NUTRIA 42	0,000	
NUTRIA 43	0,000			
NUTRIA 44	0,000			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
NUTRIA	2008	NUTRIA 12	118,000	650138,574
		NUTRIA 15	41385,072	
		NUTRIA 22	42202,005	
		NUTRIA 23	30549,885	
		NUTRIA 25	19263,444	
		NUTRIA 26	51959,953	
		NUTRIA 28	40677,886	
		NUTRIA 30	21438,831	
		NUTRIA 31	118165,797	
		NUTRIA 32	56446,797	
		NUTRIA 33	44949,701	
		NUTRIA 34	0,000	
		NUTRIA 35	70114,211	
		NUTRIA 36	30838,952	
		NUTRIA 37	0,000	
		NUTRIA 38	101,834	
		NUTRIA 39	13814,279	
NUTRIA 40	20679,591			
NUTRIA 41	20527,824			
NUTRIA 42	26904,512			
NUTRIA 43	0,000			
NUTRIA 44	0,000			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
NUTRIA	2009	NUTRIA 12	17452,749	745008,878
		NUTRIA 15	0,000	
		NUTRIA 22	32012,178	
		NUTRIA 23	24390,297	
		NUTRIA 25	16788,826	
		NUTRIA 26	33190,052	
		NUTRIA 28	46102,106	
		NUTRIA 30	18738,140	
		NUTRIA 31	95420,714	
		NUTRIA 32	31004,137	
		NUTRIA 33	35812,769	
		NUTRIA 34	22549,889	
		NUTRIA 35	79492,583	
		NUTRIA 36	17004,871	
		NUTRIA 37	1917,714	
		NUTRIA 38	15551,091	
		NUTRIA 39	44099,092	
NUTRIA 40	36422,943			
NUTRIA 41	64295,874			
NUTRIA 42	83933,639			
NUTRIA 43	0,000			
NUTRIA 44	28829,214			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
NUTRIA	2010	NUTRIA 12	23421,300	851890,336
		NUTRIA 15	33381,411	
		NUTRIA 22	27773,321	
		NUTRIA 23	22053,981	
		NUTRIA 25	11895,208	
		NUTRIA 26	25757,807	
		NUTRIA 28	41905,242	
		NUTRIA 30	12119,074	
		NUTRIA 31	72703,215	
		NUTRIA 32	23176,052	
		NUTRIA 33	35672,481	
		NUTRIA 34	99429,602	
		NUTRIA 35	61141,857	
		NUTRIA 36	12787,489	
		NUTRIA 37	38130,449	
		NUTRIA 38	9817,856	
		NUTRIA 39	32499,610	
NUTRIA 40	30744,127			
NUTRIA 41	55130,676			
NUTRIA 42	93519,914			
NUTRIA 43	60146,267			
NUTRIA 44	28683,397			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
NUTRIA	2011	NUTRIA 12	20773,242	782140,386
		NUTRIA 15	38731,166	
		NUTRIA 22	21826,029	
		NUTRIA 23	19756,823	
		NUTRIA 25	11877,853	
		NUTRIA 26	15488,588	
		NUTRIA 28	34132,723	
		NUTRIA 30	10851,600	
		NUTRIA 31	82380,999	
		NUTRIA 32	13545,754	
		NUTRIA 33	31398,896	
		NUTRIA 34	95671,536	
		NUTRIA 35	46898,503	
		NUTRIA 36	11986,421	
		NUTRIA 37	39790,492	
		NUTRIA 38	10613,712	
		NUTRIA 39	23549,591	
NUTRIA 40	26981,135			
NUTRIA 41	48483,737			
NUTRIA 42	90556,296			
NUTRIA 43	68425,683			
NUTRIA 44	18419,608			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
NUTRIA	2012	NUTRIA 12	18440,412	701769,051
		NUTRIA 15	37754,062	
		NUTRIA 22	19982,896	
		NUTRIA 23	18040,830	
		NUTRIA 25	9566,578	
		NUTRIA 26	1568,167	
		NUTRIA 28	25667,817	
		NUTRIA 30	6284,175	
		NUTRIA 31	75664,462	
		NUTRIA 32	11078,861	
		NUTRIA 33	27249,200	
		NUTRIA 34	89686,318	
		NUTRIA 35	49900,657	
		NUTRIA 36	15900,693	
		NUTRIA 37	49197,483	
		NUTRIA 38	8989,438	
		NUTRIA 39	22003,106	
NUTRIA 40	23599,159			
NUTRIA 41	45590,733			
NUTRIA 42	77094,278			
NUTRIA 43	51876,844			
NUTRIA 44	16632,881			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
NUTRIA	2013	NUTRIA 12	7800,590	294331,032
		NUTRIA 15	16461,218	
		NUTRIA 22	8146,946	
		NUTRIA 23	8102,690	
		NUTRIA 25	4264,294	
		NUTRIA 26	392,661	
		NUTRIA 28	9577,624	
		NUTRIA 30	4023,919	
		NUTRIA 31	29876,066	
		NUTRIA 32	4867,509	
		NUTRIA 33	14116,342	
		NUTRIA 34	40708,765	
		NUTRIA 35	20137,332	
		NUTRIA 36	6875,292	
		NUTRIA 37	20804,563	
		NUTRIA 38	4042,385	
		NUTRIA 39	7992,622	
NUTRIA 40	9578,378			
NUTRIA 41	22734,573			
NUTRIA 42	31878,328			
NUTRIA 43	14842,966			
NUTRIA 44	7105,970			

Anexo C. Producción Total por año Campo Tesoro

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
TESORO	2005	TESORO 29	35195,657	35195,657
		TESORO 36R	0,000	
		TESORO 41	0,000	
		TESORO 42	0,000	
		TEDORO 43	0,000	
		TESORO 44	0,000	
		TESORO 46	0,000	
		TESORO 47	0,000	
		TESORO 48	0,000	
Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
TESORO	2006	TESORO 29	35490,063	43983,025
		TESORO 36R	8492,962	
		TESORO 41	0,000	
		TESORO 42	0,000	
		TEDORO 43	0,000	
		TESORO 44	0,000	
		TESORO 46	0,000	
		TESORO 47	0,000	
		TESORO 48	0,000	

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
TESORO	2007	TESORO 29	22818,040	188985,930
		TESORO 36R	121407,283	
		TESORO 41	44760,607	
		TESORO 42	0,000	
		TEDORO 43	0,000	
		TESORO 44	0,000	
		TESORO 46	0,000	
		TESORO 47	0,000	
		TESORO 48	0,000	
Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
TESORO	2008	TESORO 29	21943,556	198687,901
		TESORO 36R	9621,870	
		TESORO 41	29155,138	
		TESORO 42	34581,955	
		TEDORO 43	45201,465	
		TESORO 44	58183,918	
		TESORO 46	0,000	
		TESORO 47	0,000	
		TESORO 48	0,000	

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
TESORO	2009	TESORO 29	25676,104	362251,139
		TESORO 36R	8468,747	
		TESORO 41	15856,408	
		TESORO 42	44920,540	
		TEDORO 43	125039,008	
		TESORO 44	41240,462	
		TESORO 46	36325,495	
		TESORO 47	45617,257	
TESORO 48	19107,119			
Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
TESORO	2010	TESORO 29	16393,251	249673,550
		TESORO 36R	3833,282	
		TESORO 41	16942,369	
		TESORO 42	25441,244	
		TEDORO 43	85609,229	
		TESORO 44	27288,286	
		TESORO 46	22097,690	
		TESORO 47	26129,099	
TESORO 48	25939,100			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
TESORO	2011	TESORO 29	19213,115	162971,125
		TESORO 36R	1805,962	
		TESORO 41	11686,744	
		TESORO 42	16584,746	
		TEDORO 43	46960,837	
		TESORO 44	18596,270	
		TESORO 46	14952,088	
		TESORO 47	14457,926	
TESORO 48	18713,437			
Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
TESORO	2012	TESORO 29	14683,425	140682,932
		TESORO 36R	5947,292	
		TESORO 41	10487,323	
		TESORO 42	15892,374	
		TEDORO 43	37048,270	
		TESORO 44	18471,917	
		TESORO 46	12807,690	
		TESORO 47	10110,093	
TESORO 48	15234,548			

Campo	Año	Pozo	Producción Año	Producción Total / Año
TESORO	2013	TESORO 29	7453,690	64428,929
		TESORO 36R	1576,426	
		TESORO 41	4270,883	
		TESORO 42	7693,492	
		TEDORO 43	19324,073	
		TESORO 44	8034,626	
		TESORO 46	5793,904	
		TESORO 47	3731,671	
TESORO 48	6550,163			

Anexo D. Producción mensual para los pozos modelos - Lisama 19 y Lisama 166

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Lisama	2005	LISAMA 19	1	3593,567	33341,19
			2	3478,694	
			3	3915,304	
			4	3244,859	
			5	2903,501	
			6	2618,155	
			7	1990,020	
			8	1310,543	
			9	1020,041	
			10	3398,035	
			11	3100,855	
			12	2767,618	
		LISAMA 166	1	0,000	12595,17
			2	0,000	
			3	0,000	
			4	0,000	
			5	0,000	
			6	0,000	
			7	0,000	
			8	0,000	
			9	0,000	
			10	1718,010	
			11	5460,411	
			12	5416,754	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Lisama	2006	LISAMA 19	1	3260,379	37415,20
			2	3271,867	
			3	3742,237	
			4	3484,523	
			5	3028,240	
			6	2996,021	
			7	3623,613	
			8	3461,886	
			9	2680,232	
			10	3020,637	
			11	29,728	
			12	4815,843	
		LISAMA 166	1	8757,003	38760,30
			2	4983,656	
			3	4005,815	
			4	2188,600	
			5	3117,766	
			6	2661,799	
			7	1952,517	
			8	2802,636	
			9	2753,973	
			10	963,596	
			11	2592,148	
			12	1980,795	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Lisama	2007	LISAMA 19	1	3137,530	41795,23
			2	1744,572	
			3	5288,588	
			4	5277,070	
			5	3024,962	
			6	3449,301	
			7	3768,371	
			8	3552,132	
			9	2553,241	
			10	4010,428	
			11	2683,024	
			12	3306,013	
		LISAMA 166	1	2021,415	19589,90
			2	2302,769	
			3	2836,221	
			4	1993,417	
			5	2596,584	
			6	2043,148	
			7	2149,893	
			8	1950,016	
			9	1256,769	
			10	439,669	
			11	0,000	
			12	0,000	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Lisama	2008	LISAMA 19	1	2407,479	37576,89
			2	3596,824	
			3	3922,995	
			4	2881,071	
			5	1584,943	
			6	3530,128	
			7	3725,278	
			8	3668,011	
			9	3102,262	
			10	3032,130	
			11	2862,527	
			12	3263,236	
		LISAMA 166	1	39,358	28789,64
			2	2080,718	
			3	1879,365	
			4	3299,991	
			5	3453,277	
			6	3045,339	
			7	2837,642	
			8	3446,053	
			9	2615,511	
			10	2645,299	
			11	2612,847	
			12	834,237	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Lisama	2009	LISAMA 19	1	3258,220	31950,62
			2	1693,909	
			3	3204,866	
			4	3198,519	
			5	3310,222	
			6	3315,706	
			7	1577,224	
			8	3035,126	
			9	2419,523	
			10	2052,206	
			11	2461,406	
			12	2423,698	
		LISAMA 166	1	684,860	9848,82
			2	1584,352	
			3	1646,127	
			4	1454,492	
			5	1063,852	
			6	61,217	
			7	932,652	
			8	18,422	
			9	266,606	
			10	531,132	
			11	840,955	
			12	764,159	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Lisama	2010	LISAMA 19	1	2408,622	24843,60
			2	2037,788	
			3	2031,856	
			4	1709,542	
			5	1901,522	
			6	1694,468	
			7	2054,699	
			8	693,872	
			9	2006,834	
			10	2940,882	
			11	2687,202	
			12	2676,311	
		LISAMA 166	1	777,831	8643,16
			2	723,799	
			3	615,049	
			4	539,587	
			5	995,683	
			6	801,649	
			7	836,702	
			8	881,793	
			9	722,372	
			10	529,525	
			11	636,938	
			12	582,232	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Lisama	2011	LISAMA 19	1	3043,947	30514,54
			2	2701,878	
			3	2949,616	
			4	2709,874	
			5	2574,472	
			6	2547,557	
			7	1212,740	
			8	2696,948	
			9	2450,091	
			10	2543,520	
			11	2499,215	
			12	2584,680	
		LISAMA 166	1	702,381	7753,69
			2	546,518	
			3	487,572	
			4	604,620	
			5	637,779	
			6	641,360	
			7	691,980	
			8	716,176	
			9	670,984	
			10	649,270	
			11	719,603	
			12	685,443	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Lisama	2012	LISAMA 19	1	2484,969	27739,78
			2	1959,212	
			3	2449,814	
			4	2350,772	
			5	2428,867	
			6	2176,501	
			7	2403,108	
			8	2389,033	
			9	2245,638	
			10	2394,025	
			11	2167,935	
			12	2289,906	
		LISAMA 166	1	803,715	9502,25
			2	670,180	
			3	659,032	
			4	659,585	
			5	623,279	
			6	589,587	
			7	516,520	
			8	716,444	
			9	624,162	
			10	1095,265	
			11	1424,440	
			12	1120,045	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Lisama	2013	LISAMA 19	1	2352,296	12181,77
			2	1923,165	
			3	1763,828	
			4	1937,094	
			5	2129,949	
			6	2075,441	
			7		
			8		
			9		
			10		
			11		
			12		
		LISAMA 166	1	623,079	3738,35
			2	727,023	
			3	802,365	
			4	531,441	
			5	455,949	
			6	598,493	
			7		
			8		
			9		
			10		
			11		
			12		

Anexo E. Producción mensual para los pozos modelos - Nutria 28

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Nutria	2005	NUTRIA 28	1	4840,142	65846,486
			2	4902,209	
			3	5438,559	
			4	4840,487	
			5	5263,921	
			6	5471,273	
			7	6008,699	
			8	5517,825	
			9	5872,723	
			10	6195,048	
			11	5900,734	
			12	5594,866	
	2006	NUTRIA 28	1	6636,272	61139,696
			2	5787,344	
			3	6068,471	
			4	4715,947	
			5	5294,042	
			6	6041,258	
			7	4562,455	
			8	4386,798	
			9	2881,611	
			10	4412,430	
			11	5819,861	
			12	4533,207	
	2007	NUTRIA 28	1	5301,522	52294,234
			2	2455,466	
			3	3858,258	
			4	4516,493	
			5	5069,617	
			6	5116,085	
			7	5194,173	
			8	5607,218	
			9	5083,435	
			10	4155,055	
			11	2757,285	
			12	3179,627	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Nutria	2008	NUTRIA 28	1	3859,603	40677,887
			2	2665,145	
			3	3008,174	
			4	3505,271	
			5	3053,012	
			6	3845,652	
			7	3487,818	
			8	3774,725	
			9	3457,845	
			10	3287,895	
			11	3483,487	
			12	3249,261	
	2009	NUTRIA 28	1	2015,923	46102,106
			2	3479,900	
			3	3465,524	
			4	3676,084	
			5	4761,443	
			6	4473,900	
			7	4541,240	
			8	4310,116	
			9	3606,866	
			10	4064,473	
			11	3973,824	
			12	3732,813	
	2010	NUTRIA 28	1	3940,392	41905,243
			2	3449,134	
			3	3830,226	
			4	3589,776	
			5	3632,275	
			6	3422,547	
			7	3539,773	
			8	3593,773	
			9	3514,733	
			10	3705,670	
			11	2101,504	
			12	3585,441	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Nutria	2011	NUTRIA 28	1	3699,318	34132,723
			2	3392,784	
			3	3829,869	
			4	3418,524	
			5	2882,973	
			6	2794,122	
			7	2873,665	
			8	2835,321	
			9	2707,022	
			10	1251,493	
			11	1983,293	
			12	2464,340	
	2012	NUTRIA 28	1	2356,113	25667,817
			2	2130,140	
			3	2298,809	
			4	1882,515	
			5	2256,989	
			6	2270,648	
			7	2213,862	
			8	2151,004	
			9	2076,652	
			10	2116,196	
			11	1856,168	
			12	2058,721	
	2013	NUTRIA 28	1	1914,164	9577,624
			2	1638,599	
			3	1639,013	
			4	1051,724	
			5	1680,042	
			6	1654,082	
			7		
			8		
			9		
			10		
			11		
			12		

Anexo F. Producción mensual para los pozos modelos – Tesoro 29

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Tesoro	2005	TESORO 29	1	3765,650	35195,657
			2	3510,171	
			3	3953,912	
			4	3094,993	
			5	2606,218	
			6	2475,798	
			7	2584,613	
			8	1464,920	
			9	3069,680	
			10	2537,476	
			11	2844,282	
			12	3287,944	
	2006	TESORO 29	1	3262,907	35490,063
			2	3332,534	
			3	3046,995	
			4	2783,798	
			5	3231,367	
			6	3521,774	
			7	3397,094	
			8	3549,008	
			9	2996,171	
			10	2726,909	
			11	1985,276	
			12	1656,231	
	2007	TESORO 29	1	125,204	22818,040
			2	1916,830	
			3	1859,604	
			4	1807,918	
			5	1890,784	
			6	1916,156	
			7	2111,501	
			8	1997,760	
			9	2297,086	
			10	2266,438	
			11	2319,666	
			12	2309,093	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Tesoro	2008	TESORO 29	1	2353,920	21943,556
			2	2067,109	
			3	1900,692	
			4	1480,802	
			5	1401,931	
			6	1293,397	
			7	1774,609	
			8	2003,779	
			9	1969,138	
			10	1797,411	
			11	1741,185	
			12	2159,584	
	2009	TESORO 29	1	2301,639	25676,104
			2	2114,931	
			3	2606,124	
			4	2699,600	
			5	2625,061	
			6	2505,304	
			7	930,645	
			8	1970,147	
			9	1869,224	
			10	1860,171	
			11	2165,757	
			12	2027,501	
	2010	TESORO 29	1	1989,504	16393,251
			2	1804,756	
			3	1685,447	
			4	1639,574	
			5	1094,355	
			6	647,783	
			7	542,665	
			8	1413,645	
			9	1264,004	
			10	1904,705	
			11	767,023	
			12	1639,791	

Campo	Año	Pozos modelos	Mes	Producción Mensual	Producción Año
Tesoro	2011	TESORO 29	1	1723,220	19213,115
			2	1718,801	
			3	1847,177	
			4	1878,703	
			5	1698,908	
			6	1849,775	
			7	1813,008	
			8	1491,709	
			9	1716,471	
			10	1186,222	
			11	1125,502	
			12	1163,619	
	2012	TESORO 29	1	1494,104	14683,425
			2	1438,641	
			3	1409,657	
			4	1711,231	
			5	1823,744	
			6	503,529	
			7	228,125	
			8	933,729	
			9	1194,892	
			10	1382,142	
			11	1294,679	
			12	1268,953	
	2013	TESORO 29	1	1327,477	7453,690
			2	1050,377	
			3	1394,084	
			4	1200,492	
			5	1184,554	
			6	1296,706	
			7		
			8		
			9		
			10		
			11		
			12		