

**MANUAL TÉCNICO DE LAS ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN EFECTUADAS
EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

DEISY PATRICIA REYES RODRÍGUEZ

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

2012

**MANUAL TÉCNICO DE LAS ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN EFECTUADAS
EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

DEISY PATRICIA REYES RODRÍGUEZ

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

Director:

Ing. FERNANDO ENRIQUE CALVETE

Co-director:

Ing. CARLOS LARA MANTILLA

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

2012

DEDICATORIA

Este triunfo es dedicado a:

A DIOS por ser mi amigo fiel que nunca me falla, que siempre está conmigo y me ha permitido cumplir esta meta.

A mis padres Juan Expedito y Zoraída por ser el motor de mi vida, mi apoyo incondicional, porque gracias a la confianza, el amor y los valores que me han inculcado hoy en día soy una gran persona. Los Amo

A mi hermanitas Johanna, Andrea, Karina, Daniela y mi Sobrinita Sofia, por ser lo mejor de mi vida, por todo el amor, y el apoyo que me han brindado siempre. Las adoro.

A Diego Leonardo, Mi amor, por estar conmigo en las buenas y en las malas, por enseñarme las mejores cosas, y querer lo mejor para mí. Te Amo.

A mis amigos Carito, Tata, Migue, Isa, Pipe, William, Tefis, Juan Pa, Rocí, por compartir conmigo momentos maravillosos, que nunca olvidare.

Deisy Patricia

AGRADECIMIENTOS

En esta oportunidad deseo expresar mis más sinceros agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander (UIS), a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y Profesores que con sus enseñanzas permitieron mi formación integral y personal.

M.S.c. Fernando Enrique Calvete, Ingeniero de Petróleos, Docente de la Universidad, Director de proyectos de la Universidad Industrial de Santander, Director del proyecto, por su colaboración y orientación.

Al Ing. Carlos Lara Mantilla, Ingeniero de Petróleos, Co-Director del Proyecto, Ingeniero de Producción del Campo Escuela Colorado, por sus enseñanzas y por su invaluable colaboración.

Al Campo Escuela Colorado, el campo de la UIS y a todas las personas que hacen parte de este, (Ing. Carlos Julio Monsalve, Ing. Edison García, Ing. Laura Amaya, Ing. Lucia Martínez, Yuri, Johanna). Por permitir a nosotros estudiantes de la UIS la vinculación, conocimiento y contribución en el desarrollo del campo.

A la Compañía Weil Group Bovil SAS, y a todo su personal Operativo y de Producción (Ing. Jairo Osorio, Ing. Carlos Lara, Ing. Luis Benítez, Ing. Héctor Cancelado, Ing. Alexander Camacho, Ing. Jairo Rivas). Al grupo de Supervisores Álvaro Meléndez, Álvaro Mora, Salomón Galvis, Cesar Cortez, Don Eugenio, Rafael Rodríguez, Rafael García, Don Julio cesar, al personal de HSE Giovanni, Anita, Carolina. Además personas que hacen parte del Campo; gracias por sus orientaciones, enseñanzas y apoyo incondicional y por hacerme sentir parte de la Empresa.

A mis amigos y compañeros de práctica, Jennifer Tatiana Mejía y Carlos Andrés Pérez, por compartir conmigo tantos momentos agradables.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	19
1. CAMPO ESCUELA COLORADO.....	21
1.1.GENERALIDADES	21
1.1.1. Localización	21
1.1.2. Breve recuento histórico y de producción.	22
1.1.3. Características Generales.....	23
1.1.4. Estructura Geológica.	24
1.2. RECONOCIMIENTO DE CAMPO.....	26
1.2.1. Oficinas del Campo.....	26
1.2.2. Estación de Recolección de Crudo.	27
2. PRINCIPALES ACTIVIDADES EFECTUADAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.	32
2.1. MEDICIÓN DE LOS NIVELES DE FLUIDO EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	32
2.1.1. Tanques de Almacenamiento.	32
2.1.2. Medición Estática en tanque Atmosféricos.	33
2.1.3. Tipos de Medidas de Tanques usando cinta de medición.	35
2.2. MEDICIÓN DE LOS NIVELES DE PRODUCTO	37
2.2.1 Medición a fondo de tanques CEC	37
2.2.1.1. Condiciones generales.....	37
2.2.1.2. Instrumentos	39
2.2.1.3. Procedimiento	40
2.2.2. Medición del nivel de agua libre.....	42
2.2.2.1. Procedimiento	42

2.2.3. Análisis de Trabajo Seguro (ATS) para la realización de la actividad.....	43
2.3. LIQUIDACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	44
2.3.1. Condiciones Generales.....	44
2.3.2. Instrumentos	45
2.3.3. Procedimiento	46
2.3.4. Liquidación del volumen obtenido con medición estática.	48
2.3.5. Procedimiento cálculo del Volumen neto estándar (NSV)	50
2.3.6. Análisis de Trabajo Seguro (ATS) para la realización de la actividad.....	52
2.4. HACER CAMBIO DE TANQUE PARA RECEPCIÓN DE CRUDO.	53
2.4.1. Condiciones Generales.....	53
2.4.2. Procedimiento.	53
2.4.3. Análisis de Trabajo Seguro (ATS) para la realización de la actividad.....	53
2.5. BOMBLEAR CRUDO DE LA ESTACIÓN CEC.....	54
2.5.1. Condiciones Generales.....	55
2.5.2. Procedimiento	55
2.5.3. Análisis de Trabajo Seguro (ATS) para la realización de la actividad.....	56
3. TOMA Y ADQUISICIÓN DE DATOS DINAMOMÉTRICOS Y NIVELES DE FLUIDO.....	58
3.1. ANALIZADOR DE POZOS (WELL ANALYZER).....	58
3.1.1. Generalidades de las aplicaciones del analizador de pozo.....	58
3.1.1.1. Registro acústico en pozos de petróleo:	58
3.1.1.2. Pruebas de Presión Transitoria.....	58
3.1.1.3. Monitoreo del nivel del líquido.....	59
3.2. ADQUISICIÓN DE DATOS ACÚSTICOS.	59
3.2.1. Condiciones iniciales para el desarrollo de la actividad teniendo en cuenta los formatos de análisis de trabajo seguro realizados en campo	59
3.2.2. Procedimiento efectuado en el Campo Colorado.....	61
3.2.3. Limpieza de la pistola a gas.....	73
3.3. ADQUISICIÓN DE DATOS DINAMOMÉTRICOS	75

3.3.1. Importancia de las cartas dinagráficas.....	75
3.3.2. Condiciones iniciales para el desarrollo de la actividad teniendo en cuenta los formatos de Análisis de Trabajo Seguro realizado en campo.....	76
3.3.3. Procedimiento efectuado en el Campo Colorado.....	76
3.3.4. Procedimiento para realizar una prueba de válvulas	79
3.4. MANTENIMIENTO ELÉCTRICO CEC.....	82
3.4.1. Motores Eléctricos	83
3.4.2. Revisión del variador o Arrancador suave del motor ¹⁹	84
3.4.3. Plantas Eléctricas	85
3.4.4. Factores de riesgo eléctrico más comunes.....	86
3.5. DOSIFICACIÓN DE QUÍMICO	89
3.5.1. Problema de Parafina en el Campo Colorado.....	89
3.5.2. Generalidades de las Parafinas.....	90
3.5.2.1. Definición de Parafina:.....	90
3.5.2.2. Fenómeno de Cristalización.....	91
3.5.2.3. Fenómeno de Depositación.....	91
3.5.2.4. Factores que influyen en la depositación de la cera parafínica.....	92
3.5.3. Tratamiento efectuado en el Campo Colorado para el control de la Parafina.....	93
3.5.3.1. Método de Aplicación de Producto Químico en el CEC.....	94
3.5.3.2. Programa Dosificación de Químico en el CEC	95
3.5.4. Procedimiento de inyección del tratamiento químico en el CEC.....	98
3.5.4.1. Instrumentos	98
3.5.4.2. Procedimiento	98
3.6 MANTENIMIENTO DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO.....	102
3.6.1. Generalidades de las Unidades de Bombeo Mecánico.	103
3.6.1.1. Descripción de los componentes de un sistema de bombeo mecánico	103
3.6.1.2. Descripción de los equipos en superficie	105
3.6.2. Tipos de Unidades de Bombeo Mecánico.....	106

3.6.3. Fallas más comunes en las unidades de bombeo del CEC.....	107
3.6.3.1. Principales aspectos a tener en cuenta en la inspección de la unidad ..	107
3.6.4. Cambio de Retenedores de los Pines.....	109
3.6.4.1. Procedimiento	109
4. FORMATOS DE TRABAJO PARA EL REA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	111
4.1 REGISTRO DE LA MEDIDA ESTÁTICA DE LOS POZOS PRODUCTORES PERIFÉRICOS DEL CEC	111
4.1.1. Pozos Periféricos del CEC.....	111
4.1.2. Reportes de producción CEC	112
4.1.3. Formato para el registro diario de las medidas de producción.....	113
4.2. FORMATO DE ACTUALIZACIÓN REGISTROS TWM.....	117
4.3. SISTEMATIZACIÓN DEL INVENTARIO DE MATERIALES Y HERRAMIENTAS DE LA BODEGA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	123
4.3.1. Bodega de químicos	123
4.3.2. Bodega de Materiales	123
4.3.3. Bodega o patio de tuberías	124
5. CONCLUSIONES	128
6. RECOMENDACIONES.....	130
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	131
ANEXOS.....	134

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación Campo Escuela Colorado	21
Figura 2. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena	24
Figura 3. Estructura geología del Campo Colorado.	25
Figura 4. Oficinas y bodega de herramientas Campo Colorado.	26
Figura 5. Estación de Recolección de Crudo Campo Colorado.	27
Figura 6. Bomba de transferencia de crudo.....	28
Figura 7. Piscina API estación Campo Colorado	28
Figura 8. Tanques de almacenamiento de crudo.....	29
Figura 9. Separadores estación Campo Colorado	29
Figura 10. Tanque de almacenamiento auxiliares	30
Figura 11. Sistema de control y tratamiento del gas CEC	30
Figura 12. Implementos de seguridad CEC.....	31
Figura 13. Cinta de medición de fondo y al vacío	35
Figura 14. Medición a fondo con cinta de fondo	36
Figura 15. Medición a vacío con cinta a vacío	36
Figura 16. Tablas de aforo tanques de almacenamiento CEC	38
Figura 17. Escotilla de medición TK CEC	39
Figura 18. Escotilla de medición del TK abierta	40
Figura 19. Medición del nivel de producto	41
Figura 20. Medición del nivel de agua libre.....	43
Figura 21. Instrumentos de Medición.....	45
Figura 22. Toma de temperatura del tanque.....	46
Figura 23. Muestra del fluido tanques de almacenamiento Campo Colorado.....	47
Figura. 24. Toma de muestra de producto en tanque de almacenamiento.....	48
Figura 25. Resumen procedimiento liquidación de la producción.....	51
Figura 26. Cambio de tanque	54
Figura. 27 Ubicación del vehículo	60

Figura 28. Carga de la pistola de gas	60
Figura 29. Condiciones Iniciales Programa TWM	62
Figura 30. Adquisición de datos (ADQUIRE MODE)	63
Figura 31. Administración de archivos (FILE MGMT)	64
Figura 32. Ventana TWM para calibrar el transductor	65
Figura 33. Transductor de presión	66
Figura 34. Conexión de la pistola de gas al pozo	66
Figura 35. Conexión de los cables a la pistola de gas	67
Figura 36. Cerrar de la válvula de la línea de flujo.....	67
Figura 37. Archivo base del pozo (BASE WELL FILE o F3)	68
Figura 38. Ventana de selección de la prueba.....	69
Figura 39. Ventana de selección del nivel de líquido	70
Figura 40. Ventana Depth. Determinación - velocidad de sonido	71
Figura. 41 Prueba de presión (CASING PRESURE)	72
Figura 42. Ventana BHP	72
Figura 43. Estuche pistola a gas.....	73
Figura 44. Mantenimiento de la pistola de gas	74
Figura 45. Limpieza de la pistola de gas.....	74
Figura 46. Ubicación de la grapa temporal	77
Figura 47. Ubicación de la celda de carga API	77
Figura 48. Ventana Administración de datos	78
Figura 49. Ventana selección del tipo de prueba dinamométrica	79
Figura 50. Ventana de selección de prueba de válvulas.....	80
Figura 51. Ventana de instrucciones para la realización de prueba de válvulas...80	
Figura 52. Ventana de adquisición de datos de válvulas	81
Figura 53. Resultado de la prueba de válvulas	82
Figura 54. Motor eléctrico	83
Figura 55. Variador o control eléctrico	84
Figura 56. Variador Eléctrico.....	85
Figura 57. Planta eléctrica Campo Colorado	85

Figura 58. Pórtico (casajera) central eléctrico	86
Figura 59. Parafina en la tubería de producción	89
Figura 60. Componentes del sistema de recirculación de químico CEC.	95
Figura 61. Cierre válvula de compuerta línea de flujo.....	99
Figura 62. Apertura y llenado del recipiente de dosificación.....	99
Figura 63. Apertura de la válvula del recipiente.....	100
Figura 64. Apertura de la válvula del anular	100
Figura 65. Cierre de las válvulas bypass del recipiente y del anular.....	101
Figura 66. Recorrido del químico por el sistema del pozo.	102
Figura 67. Componentes de la bomba de subsuelo.....	105
Figura 68. Pines y manivelas unidad de Bombeo Mecánico.....	110
Figura 69. Mantenimiento de Unidades de Bombeo Mecánico.....	110
Figura 70. Comportamiento gráfico de la producción de crudo-pozo Col 59	115
Figura 71. Comportamiento gráfico de la producción de agua-pozo Col 59	115
Figura 72. Comportamiento gráfico de la producción Bruta Col 59.....	116
Figura 73. Comportamiento del nivel de sugerencia Vs tiempo pozo col 74.....	120
Figura 74. Comportamiento de las RPM Vs tiempo pozo col 74.....	121
Figura 75. Comportamiento del % de llenado Vs tiempo pozo col 74.....	121
Figura 76. Comportamiento de la P. Casing Vs tiempo pozo col 74.	122
Figura 77. Comportamiento de la P. en Cabeza Vs tiempo pozo col 74.....	122
Figura 78. Sistematización bodega de materiales CEC.....	124

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Factores de riesgo eléctrico más comunes.....	87
Tabla 2. Programa Dosificación de Químico CEC	96
Tabla 3. Resistencia mínima a la tensión en libras.....	104
Tabla 4. Reporte de producción CEC	112
Tabla 5. Medida producción diaria. Pozo Colorado 59.	113
Tabla 6. Reporte de la producción promedio mensual del pozo col 59.....	116
Tabla 7. Formato de registro-variables TWM.....	118
Tabla 8. Formato de registró mensual del inventario de materiales y equipos de la Bodega del CEC	126
Tabla 9. Formato de actualización del inventario mensual de los materiales y equipos de la Bodega del CEC.....	127

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Formato Control de Medición Tanques Periféricos	134
Anexo B. Formato de Sistematización Inventario Bodega del CEC	135
Anexo C. Programación mensual para el cambio de empaques- año 2012	136
Anexo D. Formato de Reporte Descargas de Trampas de Pozos del CEC	139
Anexo E. Formatos para la Inspeccion y Mantenimiento de equipos- Estacion de Bombeo CEC	140

RESUMEN

TITULO: MANUAL TÉCNICO DE LAS ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN EFECTUADAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.*

AUTOR: DEISY PATRICIA REYES RODRIGUEZ.* **

PALABRAS CLAVES: Medición de Tanques, Dosificación de Químico, Toma de Dinagramas y Registros Sonolog, Mantenimiento Eléctrico, Mantenimiento Unidades de Bombeo Mecánico, Formatos de Producción.

DESCRIPCIÓN

El proyecto Campo Escuela Colorado se ha convertido en un gran aporte social, el cual ha beneficiado a gran parte de la población Santandereana, tanto estudiantes-UIS como habitantes del corregimiento de Yarima donde se encuentra ubicado. Gracias al convenio Interadministrativo de Cooperación celebrado entre la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER y ECOPETROL S.A; se ha logrado una integración de conocimiento de diferentes escuelas del aprendizaje con el fin de aportarle a la industria nuevas tecnologías de desarrollo y además fortalecer la formación integral de los estudiantes al incorporar un componente práctico en sus programas académicos.

Por lo anterior es un honor dar a conocer el trabajo realizado durante mi práctica empresarial en el Campo Escuela Colorado, el cual es el resultado de la experiencia y los conocimientos allí adquiridos como una guía completa donde se presenta la explicación de las actividades más importantes que se efectúan en el área de producción del campo y además dar a conocer los diferentes trabajos desarrollados, los cuales serán de gran utilidad para el desarrollo y futuros trabajos en el campo.

Este Manual Técnico de Producción incluye temas como: Medición de Tanques, Toma de Dinagramas y Sonolog, Dosificación de Químico, Mantenimiento Eléctrico, Mantenimiento de Unidades de Bombeo Mecánico; actividades que se efectúan con mayor frecuencia en el campo y deben ser realizadas teniendo en cuenta un Análisis de Trabajo Seguro (ATS).

Confío en que este Manual será un aporte para el aprendizaje de estudiantes de ingeniería y personal de la industria petrolera en general.

* Proyecto de grado

* Faculta de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M. Sc. Fernando Enrique Calvete. Codirector. Ing. Carlos Lara Mantilla.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL MANUAL PRODUCTION ACTIVITIES CARRIED OUT IN THE FIELD COLORADO SCHOOL.*

AUTHOR: DEISY PATRICIA REYES RODRIGUEZ.**

KEYWORDS: Measurement of Tanks, Chemical Dosing, Making Dinagramas and Records Sonological, Electrical Maintenance, Mechanical Pumping Units Maintenance, Production Formats.

DESCRIPTION

The Colorado Field School project has become a major social contribution, which has benefited much of the population Santandereana, both student-UIS as inhabitants of the village of Yarima, where it is located. Thanks to the administrative agreement of cooperation signed between the Industrial University of Santander and Ecopetrol SA; has achieved an integration of knowledge from different schools of learning in order to contribute to new technology industry development and further strengthen the integral formation of students to incorporate a practical component in their academic programs.

Therefore it is an honor to present the work done in my business practice in Colorado Field School, which is the result of experience and knowledge acquired there. As a comprehensive guide which shows the explanation of the most important activities that take place in the production area of the field and also to publicize the various works carried out, which will be useful for the development and future work in the field.

This Technical Manual Production includes topics such as: Measuring Tanks, Making Dinagramas and sonological, Chemical Dosing, Electrical Maintenance, Mechanical Pumping Units Maintenance, activities which are performed more frequently in the field and to be performed taking into has a Safe Job Analysis (ATS).

I hoped that this manual will be a contribution to the learning of engineering students and personnel the oil industry in general.

* Project of grade

** Faculty of Physical Chemistry Engineering. School of Petroleum Engineering. Director M.Sc. Fernando Calvete. Codirector Ing. Carlos Lara Mantilla.

INTRODUCCIÓN

Día a día la ciencia y la tecnología proporcionan herramientas importantes que facilitan el desarrollo de actividades, que bajo diferentes circunstancias requieren un trabajo riguroso. Esto se manifiesta frecuentemente en las labores que se efectúan en la industria petrolera, puesto que obtener un recurso natural tan importante como lo es el petróleo, el cual es extraído del subsuelo a grandes profundidades, no es una tarea fácil. A pesar de ello hoy contamos con equipos y personal capacitado para el éxito de estas labores.

Lo anterior se logra con la acción conjunta de las personas que integran tanto el grupo de ingenieros como el personal que labora en campo, con el único fin de aumentar la producción y crear estrategias que ayuden a cumplir este objetivo.

El Campo Escuela Colorado es un proyecto que ha sido la primera experiencia nacional en materia de interacción academia-industria del sector hidrocarburos; donde se trabaja diariamente en el aporte de conocimientos que contribuyen al desarrollo del mismo. Por lo cual se presenta el siguiente trabajo como resultado del aprendizaje y conocimiento adquirido en campo, donde se dan a conocer aquellas actividades que se realizan con mayor frecuencia en él; las cuales hacen exitosa la labor de producción. Teniendo en cuenta para el proceder de las mismas, un Análisis de Trabajo Seguro (ATS); garantizando así un buen desempeño y un ambiente saludable.

En el capítulo uno se presenta las generalidades del campo, dentro de estas su localización, estructura geológica y de yacimiento, un breve recuento histórico y de producción y aspectos importantes en cuanto al reconocimiento de campo realizado al inicio de la práctica.

En el capítulo dos se da inicio a la presentación de las actividades más importantes efectuadas en el campo y contenidas en este manual; como la medición de los niveles de líquido en los tanques de almacenamiento; procedimiento muy importante en el momento de realizar la liquidación de la producción para obtener el Volumen Neto Estándar producido.

En el capítulo tres se da a conocer el procedimiento para la realización de la Toma y Adquisición de Datos Dinamométricos y Niveles de Fluido, teniendo en cuentas los parámetros de seguridad establecidos en campo; resaltando la importancia de estos procedimientos en el momento de evaluar el estado mecánico del pozo de una manera rápida y económica. Por otra parte se resaltan aspectos importantes en cuanto a las actividades de mantenimiento eléctrico realizado; puesto que este es un trabajo de gran importancia para el sistema de producción en cuanto al suministro de la energía necesaria para el buen funcionamiento de los pozos.

Este capítulo también incluye el desarrollo de los aspectos y procedimientos más relevantes que se llevan a cabo en el Campo Escuela Colorado en cuanto a la realización de la Dosificación de Químico, ya que este es un tema de vital importancia en cuanto a la remediación y los métodos correctivos que se realizan para prevenir la precipitación de parafinas tanto en la tubería de subsuelo como en la líneas de superficie de los pozos productores. Y además se resaltan aspectos importantes acerca del funcionamiento de las unidades de bombeo como parte fundamental del sistema de producción, los procedimientos y aspectos a tener en cuenta en el momento de realizar una inspección y mantenimiento de unidades.

En el cuarto capítulo se presentan los formatos de trabajo elaborados durante la práctica, los cuales han sido un aporte para el análisis del comportamiento de los pozos productores y además se muestra el estudio realizado para lograr la sistematización del inventario de la bodega de materiales y equipos, lo cual está siendo manejado por el personal encargado del campo.

1. CAMPO ESCUELA COLORADO

1.1. GENERALIDADES¹

1.1.1. Localización

El Campo Escuela Colorado es un terreno de 60 km², ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en el Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en la Vereda los Colorados, Corregimiento de Yarima, en inmediación del Municipio de San Vicente de Chucuri, Departamento de Santander y al sur del Campo Cira-Infantas, en el área de la antigua Concesión de Mares; entre las coordenadas X=(1.036.000–1.040.500) Este y Y=(1.238.000–1.247.500) Norte tomando como referencia Bogotá.

Figura 1. Ubicación Campo Escuela Colorado



Fuente: Modificado. Diagnóstico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. Informe Colorado. ECOPETROL S.A

¹ Diagnóstico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. Informe Campo Colorado. ECOPETROL S.A. Barrancabermeja. Diciembre de 2003.

1.1.2. Breve recuento histórico y de producción.

En sus inicios en 1923 la Empresa Tropical Oil Company inició la etapa exploratoria del campo, perforando los primeros 15 pozos. Posteriormente hasta 1964 el campo fue desarrollado en su totalidad por Ecopetrol S.A perforando 60 pozos, quedando un total de 75 pozos perforados.

El campo inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedia de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989, desde entonces su producción se mantuvo en un promedio de 20 a 30 BOPD.

En junio de 2006, la UIS junto con la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol S.A) firmaron el Convenio Interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos. Por ende la empresa estatal entregó el Campo Colorado a la UIS. Dando así origen a la Alianza Estratégica para el desarrollo de la ciencia y la tecnología, estableciéndose el Campo Escuela Colorado. Este fué y ha sido la primera experiencia de interacción academia-industria en Colombia.

En el año 2009 el campo estaba produciendo en su mayoría de forma natural con un número muy pequeño de pozos activos; fue entonces cuando la UIS junto con Ecopetrol S.A, conformaron una alianza tecnología con la Compañía Norteamericana Weil Group Bovil S.A.S con el objetivo de reactivar el campo,

realizar nuevos estudios exploratorios y aumentar la producción. Actualmente el Campo es operado por dicha Compañía la cual ha contribuido al desarrollo tecnológico y buen funcionamiento del campo por lo que en estos momentos cuenta con un promedio de 28 pozos activos, 23 de ellos en producción, 44 inactivos, y tres abandonados.

Los pozos del campo producen aceite liviano con gravedad API de 39° a 42°; por medio de un sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, con una producción diaria entre 400-500 BOPD. ²

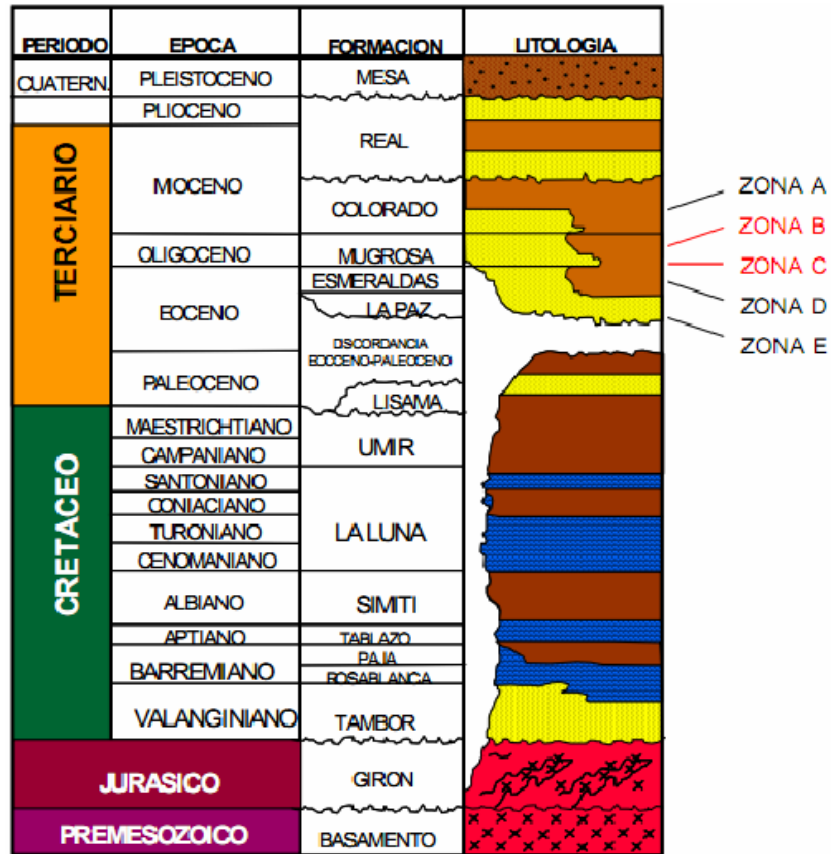
1.1.3. Características Generales.³

- El petróleo se extrae directamente de la formación Mugrosa (zona B y C) y Esmeralda (zona D), la cual tiene un espesor que varía aproximadamente de 1800 a 4500 pies. De edad Oligoceno-Mioceno Inferior, depositadas por un Sistema fluvial Meándrico y caracterizadas por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales; (ver **figura. 2**).
- El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía y a sus arenas delgadas (por debajo de 20 pies) hace que la producción acumulada de los pozos sea baja. Además se caracteriza por poseer el mecanismo de producción primaria de empuje por gas en solución.

² GARCÍA Edison. Ing. Producción Campo Escuela- UIS. Informes de producción Campo Colorado.

³ CORREA J. Fabio R. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.

Figura 2. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena

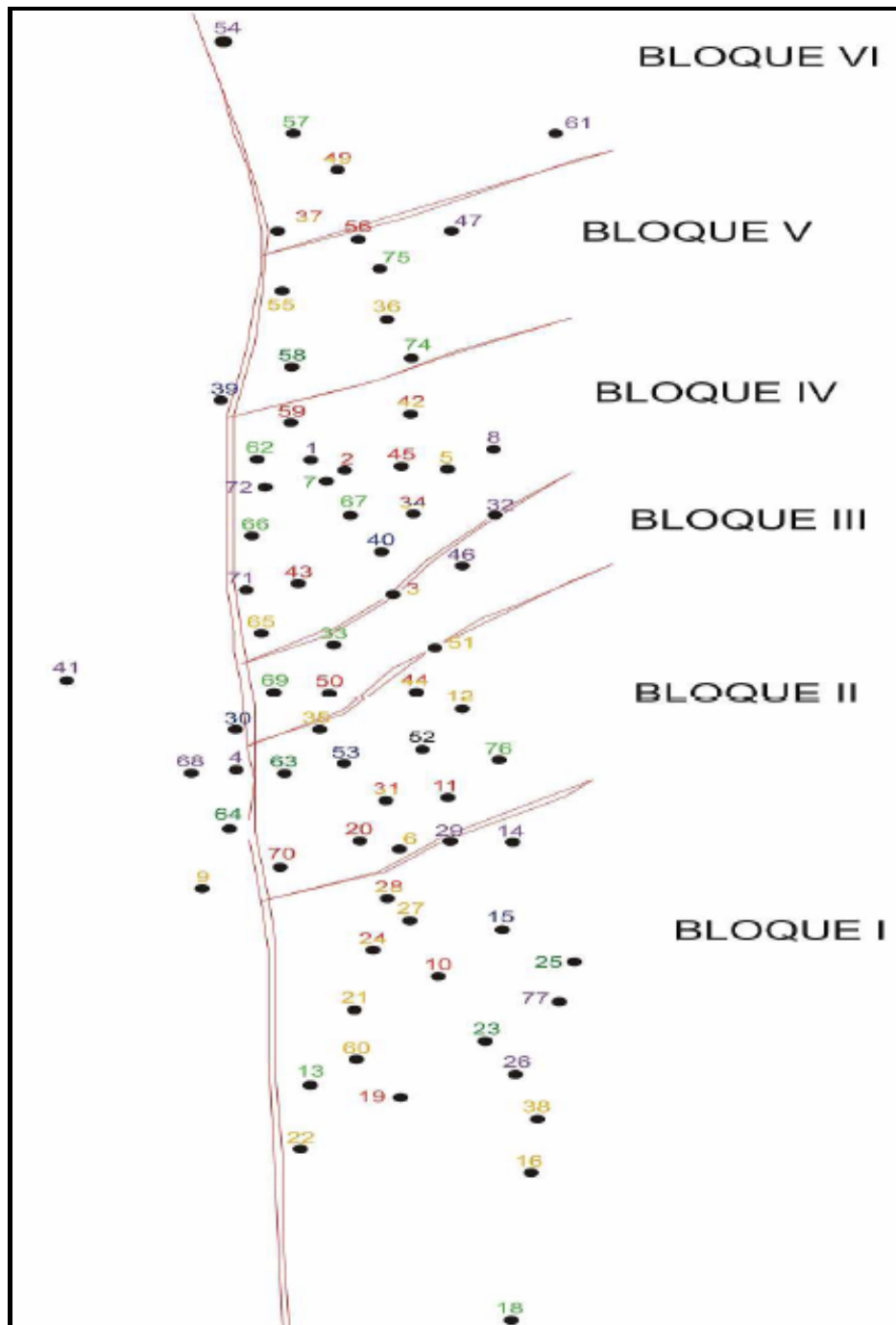


Fuente: Modificado. Diagnóstico y Estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. Informe Campo Colorado 2003. ECOPETROL S.A

1.1.4. Estructura Geológica.

El campo corresponde al anticlinal Colorado que es asimétrico de hasta 80° en su flanco Oeste y hasta 25° en su flanco Este. El anticlinal presenta un gran número de fallas de tipo inverso y de tipo normal que divide el campo en seis (6) bloques, por lo que corresponde a un modelo compartamentalizado. (Ver **Figura. 3**).

Figura 3. Estructura geológica del Campo Colorado.



Fuente: Presentación Geológica y Yacimientos UIS. Campo Colorado 2007

1.2. RECONOCIMIENTO DE CAMPO

1.2.1. Oficinas del Campo.

Las oficinas del Campo Colorado están ubicadas en la antigua Estación Compresora donde se encuentran las diferentes bodegas en las que se almacenan las herramientas de trabajo.

Figura 4. Oficinas y bodega de herramientas Campo Colorado.



Fuente: Autor.

1.2.2. Estación de Recolección de Crudo.⁴

La Estación de Recolección es una infraestructura donde se almacenan, separan, miden y transportan los fluidos provenientes de pozos ubicados en su vecindad.

Figura 5. Estación de Recolección de Crudo Campo Colorado.



Fuente: El Autor.

La Estación Campo Colorado consta de:

- **Bomba de Transferencia:** Marca Gardner Denver, la cual tiene como función bombear el crudo producido a la estación 7 de Ecopetrol que posee una mayor capacidad de almacenamiento.

⁴ Soporte técnico del personal de producción del Campo Colorado.

Figura 6. Bomba de transferencia de crudo



Fuente: El Autor.

- **Piscina API:** Tiene como función decantar el agua de formación y separar el crudo que queda en ella; el cual es succionado por la bomba.

Figura 7. Piscina API estación Campo Colorado



Fuente: El Autor

- **Tanques de Almacenamiento:** La estación posee 2 tanques con capacidad de 500 bls cada uno, donde según la actividad que se esté realizando, uno bombea y el otro recibe el crudo producido.

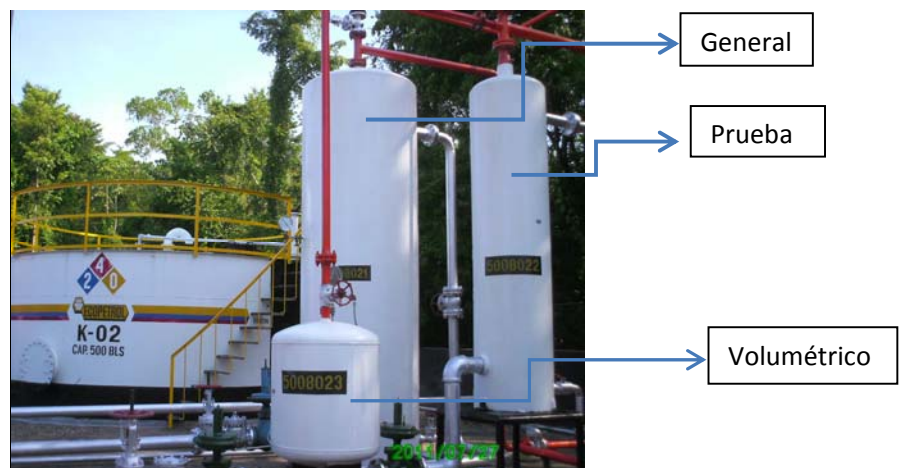
Figura 8. Tanques de almacenamiento de crudo



Fuente: El Autor.

- **Separadores:** Constituyen el equipo fundamental en el proceso de separación de fluidos y puede describirse como un recipiente en forma cilíndrica, colocado en posición vertical u horizontal cuyo propósito es separar el gas de los líquidos que constituyen el crudo. En el Campo encontramos separadores general, prueba, volumétrico y dos elevados; los cuales presentan presiones entre 18-20 psi.

Figura 9. Separadores estación Campo Colorado



Fuente: El Autor

- **Franktanes:** Tanques de almacenamiento auxiliares

Figura 10. Tanque de almacenamiento auxiliares



Fuente: El Autor

- **Scrubber o Depurador:** Retiene las últimas partículas líquidas del gas, antes de ser enviado a las unidades o plantas de compresión. También es función de este recipiente, recoger el líquido proveniente de cualquier mal funcionamiento de los separadores.

Figura 11. Sistema de control y tratamiento del gas CEC



Fuente: El Autor

Además de los equipos y herramientas necesarias para el buen desarrollo del trabajo. La estación cuenta con todos los implementos de seguridad, salud, protección ambiental y señalización que se requiere para su funcionamiento.

Figura 12. Implementos de seguridad CEC.



Fuente: El Autor

2. PRINCIPALES ACTIVIDADES EFECTUADAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.

2.1. MEDICIÓN DE LOS NIVELES DE FLUIDO EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

OBJETIVO: Establecer parámetros y procedimientos a seguir para la medición manual del nivel de fluido contenido en los tanques de almacenamiento, con el fin de garantizar la calidad y cantidad del crudo a ser bombeado.

2.1.1. Tanques de Almacenamiento.⁵

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos son recipientes en acero, los cuales son generalmente cilindros verticales, horizontales o también pueden ser geodésicos o esféricos, estos almacenan hidrocarburos a condiciones de presión y temperatura de acuerdo al sistema de producción manejado en los diferentes campos.

Los tanques se dividen en:

- Cilíndrico vertical con techo cónico.
- Cilíndrico vertical con techo y tapa cónica.
- Cilíndrico vertical con techo flotante.
- Cilíndrico vertical con membrana flotante.
- Cilíndrico horizontal a presión.
- Esféricos

⁵ Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Medición Estática. Cap. 3. 2010. Pág. 6

Para almacenar hidrocarburos se utilizan generalmente tanques de techo cónico y de gran tamaño ya que estos permiten una operación por mayor tiempo.

CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO.⁶

- Deben ser calibrados antes de ponerse en servicio para de allí obtener las tablas de aforamiento. Estas calibraciones se deben realizar cada 15 años.
- Cuando un tanque cambie su altura de referencia, la temperatura de operación o la densidad del producto almacenado varíe más de 2,5 API respecto al valor al cual fue calibrado, se debe elaborar una nueva tabla de aforo; tomando las mediciones geométricas existentes, la cual debe estar a condiciones estándar y tener referenciado el rango de temperatura en que va a operar. Esta tabla debe ser aprobada por MINMINAS.
- Deben tener escotillas de medición.
- Deben tener sistemas de venteo.
- Deben tener líneas de entrada y salida de productos.
- Deben tener líneas de drenaje.

2.1.2. Medición Estática en tanque Atmosféricos.

Cinta de Medición: La cinta de medición es un instrumento que sirve para determinar la altura de los líquidos (hidrocarburos y agua libre) que hay en un tanque, esta altura se compara con datos registrados en la tabla de aforo del mismo; a partir de esta altura se determina un Volumen Total Observado en el tanque.

⁶ Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Medición Estática. Cap. 3. 2010. Pág. 10

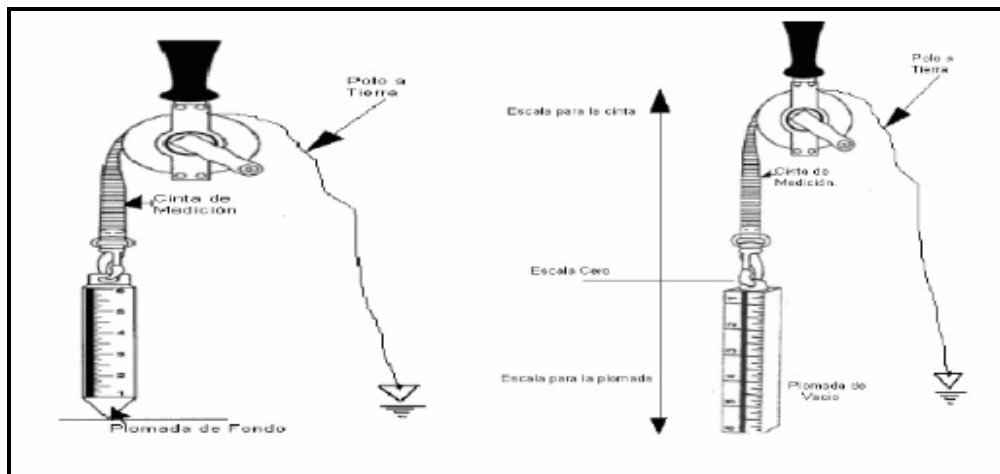
La cinta de medición posee las siguientes características:

- Generalmente está elaborada de acero inoxidable, o en una aleación de cromo y plata, con coeficiente de expansión térmica similar al material del tanque y resistente a líquidos corrosivos.
- Su longitud debe ser acorde a la altura del tanque a ser medido.
- Debe tener un carrete donde se pueda enrollar y desenrollar.
- Ancho de soporte y fijación para la plomada.
- Polo a tierra para evitar chispa debido a la estática.
- Su medida debe estar en metros, centímetros o milímetros.

Cinta para medición a Fondo: Esta cinta tiene el “Cero” en la punta de la escala de la plomada, el cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de la plomada. La plomada es de forma cilíndrica. (Ver **figura 13**).

Cinta para medición a Vacío: Esta cinta tiene el cero de la escala en el ancho de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta inicia en forma ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto, la plomada es de forma rectangular. (Ver **figura 13**).

Figura 13. Cinta de medición de fondo y al vacío



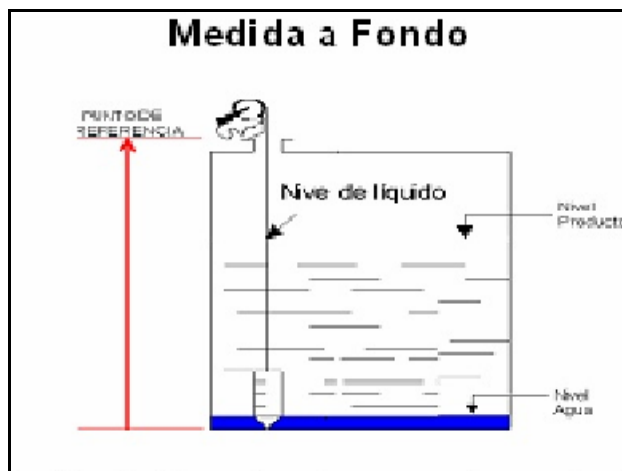
Fuente: Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Medición Estática. Cap. 3. 2010. Pág. 12.

2.1.3. Tipos de Medidas de Tanques usando cinta de medición.

1. Medida a fondo: Consiste en medir la distancia desde la platina de medición en el fondo del tanque hasta la altura libre del líquido, donde se producirá la marca o corte sobre la cinta, obteniéndose de esta manera la altura del líquido directamente.

En la medición de crudos livianos puede ser necesaria la utilización de una pasta indicadora para identificar el sitio exacto de corte por la detección de un cambio de coloración en la interface.

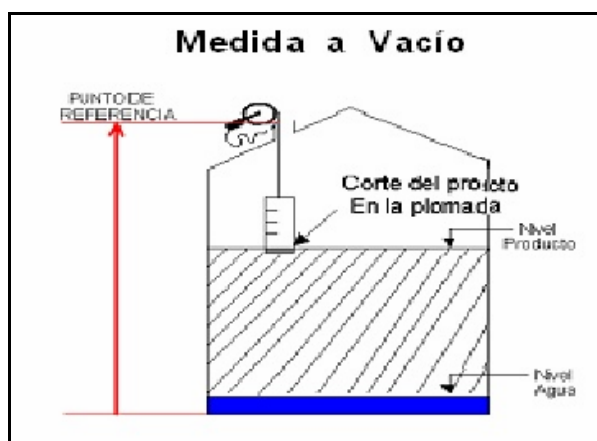
Figura 14. Medición a fondo con cinta de fondo



Fuente: Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Medición Estática. Cap. 3. 2010. Pág. 13

2. Medición al vacío: Consiste en medir la distancia vertical existente desde la superficie del líquido hasta la línea de referencia; la deducción de la medida de referencia dará la altura del líquido, por lo que la medida del volumen se obtiene en forma indirecta. Las medidas al vacío solo son confiables si la altura de referencia es la misma en todos los casos, es decir no han sufrido modificaciones.

Figura 15. Medición a vacío con cinta a vacío



Fuente: Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Medición Estática. Cap. 3. 2010. Pág. 14

2.2. MEDICIÓN DE LOS NIVELES DE PRODUCTO

2.2.1 Medición a fondo de tanques CEC

2.2.1.1. Condiciones generales

- Esta actividad se lleva a cabo cada vez que se inicia y termina el bombeo con el objetivo llevar un control de la cantidad de fluido en el tanque y evitar posibles derrames.
- El fluido contenido en el tanque debe encontrarse en condiciones de reposo total, para evitar errores en la medición.
- El estado y color de la pintura de los tanques es importante para evitar mayores pérdidas por evaporación. Tanques que contengan crudos volátiles deben estar pintados de colores claros, con el fin de que no absorban calor en exceso y así mantener la temperatura.
- Tener en cuenta la altura de referencia del tanque tomándola directamente de la tabla de aforo o capacidad de almacenamiento respectiva para cada uno.

Figura 16. Tablas de aforo tanques de almacenamiento CEC

SGS
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS
CAMPO ESCUELA COLORADO
TANQUE K 02

OC 00025148-2

CALIBRACION DEL FONDO			CALIBRACION DEL CILINDRO								INCREMENTOS			
ALTURA	VOLUMEN	INCREMENTO	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	CILINDRICOS	
mm	BARRILES	BARRIL/mm	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES	cm	BARRILES
0	0,00		0,0	0,00	210	461,02							1	2,19
			5	10,97	215	471,98							2	4,39
			10	21,94	220	482,94							3	6,58
			15	32,90	225	493,90							4	8,78
			20	43,88	230	504,86							mm	BARRILES
			25	54,88	235	515,82							1	0,22
			30	65,87	240	526,78							2	0,44
			35	76,84	245	537,75							3	0,66
			40	87,81									4	0,88
			45	98,78									5	1,10
			50	109,78									6	1,32
			55	120,77									7	1,54
			60	131,77									8	1,76
			65	142,76									9	1,98
			70	153,75										
			75	164,78										
			80	175,75										
			85	186,74										
			90	197,74										
			95	208,73										
			100	219,73										
			105	230,71										
			110	241,68										
			115	252,65										
			120	263,62										
			125	274,58										
			130	285,55										
			135	296,52										
			140	307,49										
			145	318,46										
			150	329,43										
			155	340,40										
			160	351,37										
			165	362,34										
			170	373,31										
			175	384,28										
			180	395,25										
			185	406,22										
			190	417,17										
			195	428,14										
			200	439,10										
			205	450,06										

ALTA DE REFERENCIA : 3,586 m

PRODUCTO : CRUDO

TIPO DE TANQUE: CILINDRICO VERTICAL
DIAMETRO EXTERNO: 6,679 m
ALTURA CILINDRICA: 2,450 m
CAPACIDAD: 537,75 BARRILES

CONSTRUIDO EN ACERO AL CARBONO
TIPO DE FONDO: PLANO
TIPO TECHO : CONICO FLUJ.

ESFUERZO POR CABEZA DE LIQUIDO:
41,5" API (60 " F)

TEMPERATURA DE LIQUIDO: 81,2" F
TEMPERATURA DE LAMINA: 80,9" F

INCERTIDUMBRE ESTIMADA: 0,11 %
FACTOR DE COBERTURA: 2
NIVEL DE CONFIANZA: 95%

PROBADO POR: 
ING. VICENTE HORMIZDA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

TANQUE RECALIBRADO
FECHA: MAYO 13 DE 2011

CILINDRO CALIBRADO DE ACUERDO CON API MPMS
Chapter 2 Section 2A / 2007 y Chapter 2 Section 2B / 2007

FONDO CALIBRADO DE ACUERDO
CON API MPMS Chapter 2 Section 2A Numeral
2.2A-16.7 / 2007

Calibracion de Cilindro : Externa
Calibracion de Fondo : Interna

AFORADO POR: JOSE L. PADRON C.
REALIZADO POR: EDGAR A. GUARDIA C.

REVISADO POR: 
ING. OMAR Y. CRUZ R.
M.P. 8668 CPO

NIVEL DE CALIBRACION: 2500 mm
NIVEL DE BOMBEO: 2550 mm

This document is issued by the Company under its General Conditions of Service accessible at http://www.sgs.com/forms_and_documents.htm. Attention is drawn to the limitation of liability, indemnification and jurisdiction issues defined therein. Any holder of this document is advised that information contained herein reflects the Company's findings at the time of its inspection only and within the limits of Client's instructions, if any. The Company's sole responsibility is to its Client and this document does not exonerate parties to a transaction from asserting their rights and obligations under the transaction documents. Any unauthorised alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.

VIGILADO
SUFFETINUSPORT

SGS Colombia S.A. Autopista Aeropuerto Ernesto Cortissoz Km. 8 Barranquilla PBX: (57-5) 376 9500 Tels.: (57-5) 342 3693/342 3782 Fax: (57-5) 376 9503 A.A. 3505 www.co.sgs.com

Member of the SGS Group (Società Generale di Servizi)

Fuente: Departamento de coordinación medición y calidad del producto. Campo Escuela Colorado.

2.2.1.2. Instrumentos

- Cinta calibrada de medición a fondo.
- Pasta indicadora de agua (Crema color kut.)
- Varsol

Figura 17. Escotilla de medición TK CEC



Fuente: El Autor

2.2.1.3. Procedimiento

1. Antes de realizar la medición del tanque, se debe verificar que las válvulas de entrega y recibo estén cerradas, para evitar el paso o desplazamiento de más líquido hacia el tanque u otros tanques.
2. Leer y registrar la altura de referencia, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque.
3. Subir las escaleras del tanque hasta el techo donde se encuentra la escotilla de medición.
4. Hacer la conexión a tierra de la cinta, abrir la escotilla de medición y esperar unos segundos para que los gases contenidos en el tanque se dispersen.

Figura 18. Escotilla de medición del TK abierta



Fuente: El Autor

5. Introducir la cinta dentro del tanque hasta que la plomada toque el fondo.

Figura 19. Medición del nivel de producto



Fuente: El Autor

6. Mantener la cinta firme en contacto permanente con la boquilla del tanque y esperar unos segundos hasta el líquido produzca el corte con la cinta.
7. Repetir el procedimiento tres veces consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor medición no debe sobrepasar los 3 mm.⁵
 - Sí dos de las tres medidas son iguales esta se reporta como válida.
 - Sí las tres medidas son diferentes pero no sobrepasan los 3 mm una con respecto a la otra. Se hace una promedio entre las tres.
 - Sí las tres medidas son diferentes y sobrepasan los 3 mm, se recomienda chequear las válvulas del tanque y verificar que se encuentren cerradas; para que el fluido se encuentre en reposo y se produzca el proceso de separación por gravedad de los fluidos. Seguidamente realizar de nuevo el procedimiento.
8. Por último calcular la altura del líquido de la siguiente forma:

ALTURA DEL LÍQUIDO: *Altura de referencia (aforo)- altura cinta.*

2.2.2. Medición del nivel de agua libre

De los métodos de medición de tanques estacionarios el más apropiado para realizar la medición de agua libre es el método de medición a fondo utilizando cinta calibrada.

2.2.2.1. Procedimiento

1. Aplicar pasta indicadora de agua (Color Kut) sobre la cinta en capas iguales hasta cubrir toda la superficie de la plomada y parte de la cinta.
 2. Abrir la escotilla de medición y bajar la cinta lentamente hasta que la plomada toque el fondo del tanque.
 3. Dejar cinta aproximadamente 60 seg; para que se produzca reacción química entre la pasta y el líquido.
 4. Recoger la cinta hasta la marca de corte y registrar la lectura, verificando que el corte sea continuo.
 5. Repetir la medición tres veces consecutivas donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm.⁷
- Sí dos de las tres medidas son iguales esta se reporta como válida.
 - Sí las tres medidas son diferentes pero no sobrepasan los 3 mm una con respecto a la otra. Se hace una promedio entre las tres.

⁷ Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Medición Estática. Cap. 3. 2010. Pág. 15

- Sí las tres medidas son diferentes y sobrepasan los 3 mm, se recomienda chequear las válvulas del tanque y verificar que se encuentren cerradas; para que el fluido se encuentre en reposo y se produzca el proceso de separación por gravedad de los fluidos. Seguidamente realizar de nuevo el procedimiento.

Figura 20. Medición del nivel de agua libre.



Fuente: El Autor

2.2.3. Análisis de Trabajo Seguro (ATS) para la realización de la actividad⁸.

Medidas de seguridad a tener en cuenta:

1. Al subir las escaleras del tanque, sujetarse bien de los pasamanos.
2. Usar botas de seguridad con suela de caucho antideslizante.
3. Ubicarse del lado de la escotilla con el fin de evitar la inhalación de los gases provenientes del tanque. Utilizar mascarilla para gases y vapores.

⁸ Formato de Análisis de Trabajo Seguro - ATS. Departamento de HSE Campo Colorado.

4. La plomada debe estar fabricada en un material (bronce) que no genere chispa alguna al entrar en contacto con otro metal.
5. No realizar medición de tanques durante lluvias o tormentas eléctricas.

2.3. LIQUIDACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

Durante el proceso de producción del campo es necesario llevar a cabo una serie de procedimientos para la determinación de los volúmenes reales de crudo en el tanque, tomando las mediciones manuales de nivel de producto, nivel de agua libre, temperatura y muestras representativas del crudo. Esto con el fin de determinar parámetros importantes para su comercialización y tratamiento tales como:

- La gravedad API del crudo (Norma ASTM D-1298) Método del Hidrómetro.
- Factor de corrección por temperatura en el líquido.
- Porcentaje de Agua y Sedimentos (BSW), (Norma ASTM D-4377 para contenido de agua), (Norma ASTM D-473, Contenido de Sedimentos-método por extracción), o norma ASTM D-4007 (Método de la Centrífuga)
- Volumen neto a 60 °F.

2.3.1. Condiciones Generales

- La temperatura es la variable más importante para la determinación de los volúmenes de crudo cuando se corrigen a condiciones estándar.⁹

⁹ Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Determinación de la Temperatura. Cap. 7. 2010.

- En tanques de almacenamiento cuyo nivel de producto sea superior a 3 metros (10 ft) se deben realizar tres lecturas, en la mitad de los tercios superior, medio e inferior; la lectura con la que se liquida el producto es el promedio aritmético de las 3 medidas. Cuando el nivel de producto es inferior a 3m, se realiza una lectura en la parte intermedia del líquido.
- Tener en cuenta la altura de referencia del tanque tomándola directamente de la tabla de aforo respectiva de cada uno.

2.3.2. Instrumentos

- Cinta calibrada de medición a fondo
- Pasta Indicadora de Agua (Crema color kut.)
- Termómetro electrónico portátil (PET)
- Muestreador
- Varsol

Figura 21. Instrumentos de Medición



Fuente: El Autor

2.3.3. Procedimiento

1. Realizar la medición manual de nivel de producto y agua, (procedimiento mencionado anteriormente).
2. Tomar y registrar la temperatura ambiente en un espacio fresco cerca al tanque, utilizando el termómetro eléctrico portátil.
3. Acoplar la conexión eléctrica a tierra entre el termómetro y el tanque. Seguidamente bajar la sonda PET hasta el nivel deseado.
4. Levantar y bajar la sonda aproximadamente 30 cm por encima y por debajo del nivel predeterminado para lograr una rápida estabilización de la temperatura.
5. Registrar el valor obtenido y corregir la temperatura a 60°F.
6. Limpiar el equipo y almacenarlo en el lugar apropiado.

Figura 22. Toma de temperatura del tanque



Fuente: El Autor

7. Realizar la toma de muestra del producto, verificando en primer lugar el estado de limpieza del recipiente. En caso de uso de recipientes reutilizados estos deben ser con el mismo producto.
8. Para obtener una muestra representativa de calidad del producto, esta debe estar conformada por las muestras tomadas en los niveles superior, medio e inferior.¹⁰
9. Por ultimo tapar inmediatamente la muestra y colocar el rótulo de identificación.

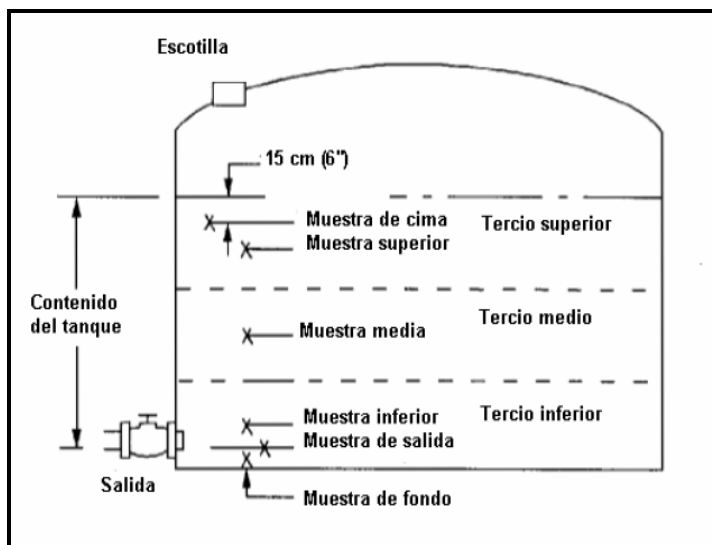
Figura 23. Muestra del fluido tanques de almacenamiento Campo Colorado



Fuente: El Autor

¹⁰ Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Muestreo y sus condiciones. Cap. 8. 2010. Pág. 8

Figura. 24. Toma de muestra de producto en tanque de almacenamiento



Fuente: Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Muestreo y sus condiciones. Cap. 8. 2010. Pág. 9

2.3.4. Liquidación del volumen obtenido con medición estática.

Los procedimientos anteriormente descritos permiten determinar el nivel de líquido, agua libre y otras variables importantes para efectuar el cálculo del volumen neto del producto mediante la medición manual del nivel de producto.

Para realizar el cálculo del volumen neto del producto, se debe tener en cuenta los siguientes datos que son recopilados de las tablas de aforo y del análisis de las muestras:

- Altura de referencia del tanque.
- Medida de fondo del producto.
- Nivel de agua libre.
- Temperatura promedio del líquido y ambiente.
- Gravedad API a temperatura del tanque.
- Contenido de agua y sedimentos.

Los siguientes son los datos necesarios para el cálculo, los cuales son extraídos de los datos anteriores:

- Gravedad API a 60 °F.
- Corrección por techo flotante (FRA).
- Corrección por temperatura de lámina del TK (CTsh).
- Volumen Total Observado (TOV) (petróleo, agua libre y sedimentos en suspensión).
- Volumen de agua Libre (FW).
- Volumen Bruto Observado (GOV).
- Contenido de agua y sedimentos (BSW).
- Corrección por Temperatura del Líquido (CTL).
- Volumen bruto estándar (GSV).
- **Volumen neto estándar (NSV)**

2.3.5. Procedimiento cálculo del Volumen neto estándar (NSV)¹¹

TV0

- Medida directa de la altura de liquido en el tanque.
- Tabla de aforo del tanque.

Gov

- Medida del agua libre (FW).
- Medir temperatura ambiente.
- Calcular el factor de corrección por lamina (CTsh) y corrección por techo flotante (FRA), si aplica .
- $GOV = ((TOV - FW) * CTSh) \pm FRA$

Gsv

- Calcular la densidad corregida a condiciones estándar.
- Determinar CTL y el CPL (si aplica)
- $Gsv = GOV * CTL * CPL$

NSV

Calcular el contenido de agua y sedimentos BSW, en % volumen

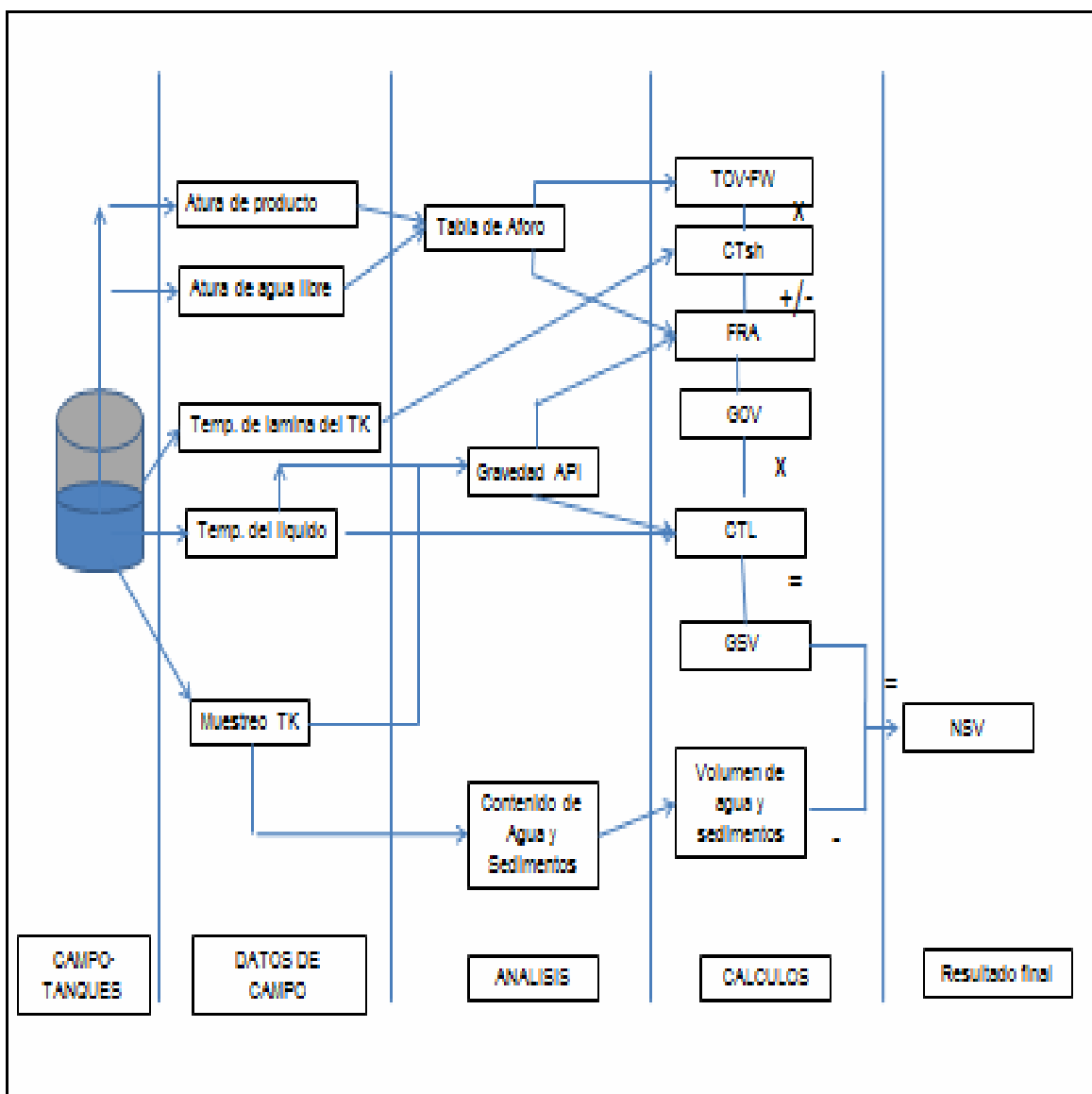
Calcular el factor de corrección de agua y sedimentos

$$BSW = 1 - (\%S\&W/100)$$

$$NSV = Gsv * BSW$$

¹¹ Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Cálculo de las Cantidades de Petróleo. Cap. 12. 2010. Pág. 14.

Figura 25. Resumen procedimiento liquidación de la producción.



Fuente: Modificado Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Cálculo de las Cantidades de Petróleo. Cap. 12. 2010. Pág. 14

2.3.6. Análisis de Trabajo Seguro (ATS) para la realización de la actividad.⁶

Medidas de seguridad a tener en cuenta:

1. Al subir las escaleras del tanque, sujetarse bien de los pasamanos.
2. Utilizar botas de seguridad con suela de caucho antideslizante.
3. Ubicarse del lado de la escotilla con el fin de evitar la inhalación de los gases provenientes del tanque. Utilizar mascarilla para gases y vapores.
4. La plomada debe estar fabricada en un material (bronce) que no genere chispa alguna al entrar en contacto con otro metal.
5. No se debe realizar la medición del tanque durante lluvias o tormentas eléctricas.
6. Desacalorarse antes de entrar a ambientes fríos y después de haber permanecido expuesto a altas temperaturas.
7. Observar muy bien las condiciones de las vías, conducir a 30 km /h, en vías de acceso a los pozos.

2.4. HACER CAMBIO DE TANQUE PARA RECEPCIÓN DE CRUDO.

OBJETIVO: Evitar el derrame de líquido del tanque, facilitar tanto el bombeo como el recibo de crudo de diferentes pozos.

2.4.1. Condiciones Generales

Se debe hacer una medición previa tanto del tanque que va a ser cambiado como del que va a recibir. Teniendo en cuenta las tablas de aforamiento de cada tanque.

2.4.2. Procedimiento.

- Después de realizada la medición del producto, proceder a cerrar la válvula de 4" de recibo de líquido del tanque.
- Dirigirse al tanque que se va a poner en servicio.
- Proceder a abrir la válvula de 4" de recibo de líquido del tanque.

2.4.3. Análisis de Trabajo Seguro (ATS) para la realización de la actividad.¹²

Medidas de seguridad a tener en cuenta:

1. Inspeccionar el área de trabajo antes de realizar la actividad. Realizar apiques para identificar dicha tubería.
2. Evitar movimientos bruscos del cuerpo al realizar la operación.

¹² CARVAJAL Z. Gloria I. TARAZONA M. Julián A. Procedimientos de trabajo seguro para las principales operaciones del Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, 2006. Pág. 137

3. Fijar la llave de seguridad en caso de que no haya volante. Comprobar que está bien sujeta ejerciendo una ligera presión, adoptar una posición segura; así se impedirá que se pierda el equilibrio y ocurran caídas.
4. Utilizar elementos de protección personal (EPP) tales como casco, gafas, protectores auditivos, traje en overol, botas de seguridad, guantes.
5. Disponer de un kit de emergencia ambiental, medio de transporte y comunicación, activar un Plan de Emergencias.

Figura 26. Cambio de tanque



Fuente: El Autor

2.5. BOMBEAR CRUDO DE LA ESTACIÓN CEC.

OBJETIVO: Bombear el crudo almacenado en los tanques de la estación 04 del Campo Colorado a la estación 07 de Ecopetrol S.A.

2.5.1. Condiciones Generales

Se debe realizar previamente la medición estática del tanque que va a ser bombeado. Teniendo en cuenta las tablas de aforamiento o capacidad del tanque, esto con el objetivo de llevar un control de la cantidad de crudo a bombear.

2.5.2. Procedimiento

1. Medir el nivel de líquido del tanque que va a ser bombeado.
2. Abrir la válvula de bombeo y cerrar la válvula de recibo del tanque.
3. Adecuar el tanque que va a recibir el crudo que viene del separador; esto cerrando la válvula de bombeo y abriendo la válvula de recibo de este.
4. Abrir la válvula de succión de la bomba de transferencia para permitir la entrada del crudo.
5. Abrir la válvula de salida de la bomba para permitir la transferencia de crudo.
6. Realizar chequeo del estado de las correas de la bomba.
7. Abrir la válvula de alivio de la bomba para drenar el aire que contenga.
8. Cerrar la válvula de alivio o by pass en el momento de salida de crudo.
9. La válvula de seguridad de la bomba debe permanecer en todo momento abierta.
10. Mantener cerrada la válvula by pass para permitir el bombeo.

11. Colocar el swiche de la bomba en posición determinada y oprimir el botón de encendido de la bomba.
12. Después de terminado el tiempo de bombeo establecido. Proceder a apagar la bomba oprimiendo el botón respectivo.
13. Realizar de nuevo la medición del nivel de líquido para determinar la cantidad de crudo bombeado.
14. Normalizar la bomba de transferencia, cerrando la válvula de succión o descarga.
15. Abrir la válvula by pass para liberar la presión contenida en la bomba y así conseguir mayor durabilidad de esta.
16. Normalizar el tanque para la recepción de crudo abriendo la válvula de recibo del tanque y cerrando la válvula de recibo del otro tanque.
17. Por último cerrar las válvulas de bombeo de los dos tanques.

2.5.3. Análisis de Trabajo Seguro (ATS) para la realización de la actividad.¹³

1. Inspeccionar el área de trabajo antes de realizar la actividad.
2. Al subir las escaleras del tanque, sujetarse bien de los pasamanos.

¹³ CARVAJAL Z. Gloria I. TARAZONA M. Julián A. Procedimientos de trabajo seguro para las principales operaciones del Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, 2006. Pág. 150

3. Ubicarse del lado de la escotilla con el fin de evitar la inhalación de los gases provenientes del tanque. Utilizar mascarilla para gases y vapores.
4. La plomada debe estar fabricada en un material (bronce) que no genere chispa alguna al entrar en contacto con otro metal.
5. No realizar medición del tanque durante lluvias o tormentas eléctricas.
6. Fijar la llave seguridad en caso de que no haya volante. Comprobar que está bien sujeta ejerciendo una ligera presión, adoptar una posición segura; así se evitará perder el equilibrio y posibles caídas.
7. Verifique que la bomba no tenga fugas por los empaque de las válvulas de succión y descargue.
8. Compruebe que la válvula de seguridad de la bomba este en buenas condiciones.
9. Compruebe que la caja tenga polo a tierra.
10. Acerque ligeramente su mano a la caja de encendido de la bomba para determinar si existe atracción (energización) en esta.
11. Límite normal de presión de bombeo: 150 psi.
12. Utilizar elementos de protección personal (EPP) tales como casco, gafas, protectores auditivos, traje en overol, botas de seguridad, guantes.
13. Disponer de un kit para emergencias ambientales, medios de transporte y comunicación, activar un Plan de Emergencias.

3. TOMA Y ADQUISICIÓN DE DATOS DINAMOMÉTRICOS Y NIVELES DE FLUIDO

3.1. ANALIZADOR DE POZOS (WELL ANALYZER)

OBJETIVO: Suministrar al operador los datos necesarios para conocer y evaluar el comportamiento del pozo, dando respuesta a las diferentes situaciones relacionadas con el sistema de producción.

3.1.1. Generalidades de las aplicaciones del analizador de pozo¹⁴

3.1.1.1. Registro acústico en pozos de petróleo: Con el uso de un computador portátil se pueden obtener datos acústicos del nivel de líquido y medidas de presión en superficie, con lo que las presiones en el fondo del pozo pueden ser calculadas. Por lo tanto pruebas de restauración y caída de presión se pueden realizar, estas pruebas permiten obtener propiedades importantes tales como permeabilidad, presiones del yacimiento, daño a la formación, presencia de límites del yacimiento, etc.

3.1.1.2. Pruebas de Presión Transitoria: El módulo especial del programa TWM, análisis y adquisición de datos de presión transitoria, tiene múltiples funciones de control de la secuencia de las pruebas del pozo, adquiriendo, grabando y analizando los datos.

Para obtener con mayor exactitud los cálculos de presión de fondo, el programa analizador de pozo tiene en cuenta las variaciones de temperatura y las variaciones en la velocidad acústica debido a los cambios en la composición del

¹⁴ Echometer Company. Manual de configuración del analizador de pozos. UPCO. 2010.

fluido en el anular que se originan por las variaciones de presión durante la prueba transitoria.

3.1.1.3. Monitoreo del nivel del líquido: Con uso en conjunto del analizador de pozo y la pistola a gas se realiza el monitoreo del nivel de líquido con el objetivo de inspeccionar continuamente la posición del nivel de líquido en el pozo a intervalos de tiempo. Esto es importante durante los trabajos de reacondicionamiento del pozo en el momento en el que el árbol de Navidad no esté instalado y también para llevar un seguimiento del nivel de líquido en el anular.¹⁵

3.2. ADQUISICIÓN DE DATOS ACÚSTICOS.

Objetivo: Obtener medidas de profundidad del nivel de líquido, determinación de la presión de fondo en función del tiempo y desempeño de la afluencia del pozo.

3.2.1. Condiciones iniciales para el desarrollo de la actividad teniendo en cuenta los formatos de análisis de trabajo seguro realizados en campo¹⁶

Antes de realizar la actividad se debe hacer un chequeo del vehículo y del estado de las vías para poder movilizarse. Revisión de la locación y del estado en que se encuentra el pozo y la unidad de bombeo.

Ubicar el vehículo de manera que quede cerca a la unidad a una distancia aproximada de tres metros del contrapozo, para mayor comodidad y evitar accidentes en el momento de realizar la prueba.

¹⁵ ECHOMETER COMPANY. "Well Analyzer and TWM Software", Operating Manual, 2008.

¹⁶ Soporte técnico personal del área de producción Campo Escuela Colorado y HSE.

Figura. 27 Ubicación del vehículo



Fuente: El autor

Verificar los puntos de apoyo para la instalación y desinstalación de la pistola de gas.

Antes de hacer las conexiones del equipo al pozo se debe cargar la pistola de gas (CO_2) con una presión que exceda la presión del pozo; esta presión de carga se hace con la regla del 10% de la presión promedio del campo.

Figura 28. Carga de la pistola de gas



Fuente: El autor

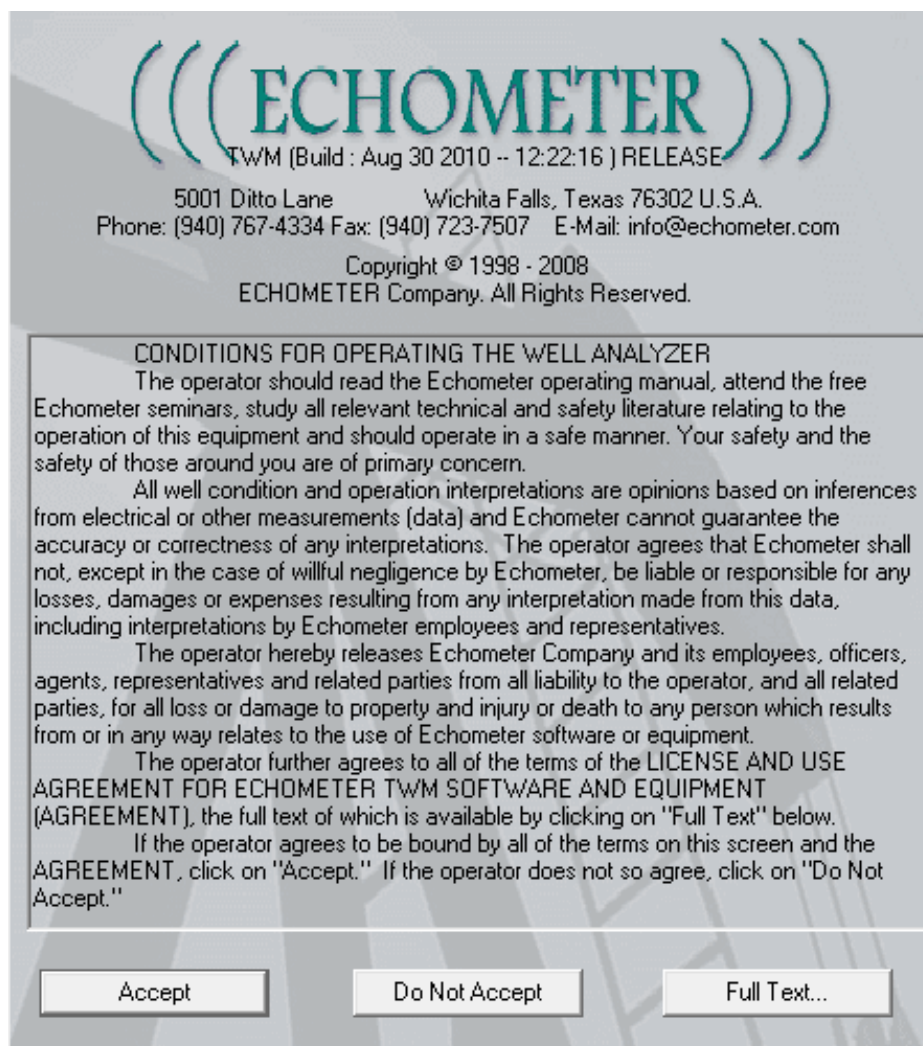
Se debe hacer una revisión previa de las conexiones del equipo tanto del computador como del analizador, la pistola a gas y los cables conectores, ya que de esto depende que exista buena comunicación y los datos sean correctos. Se debe revisar el cable dual, el transductor de presión, el cable del audífono, los pines de los cables con sus empaques; para que no falte ninguna pieza del equipo¹⁷.

3.2.2. Procedimiento efectuado en el Campo Colorado.

1. Al ingresar al programa TWM se muestra una ventana de condiciones de uso del analizador de pozos como se muestra en la **Figura 29**. Este texto se refiere a los conocimientos previos que debe tener el operador al momento de utilizar la herramienta; una vez el usuario acepta las condiciones se muestra una pantalla de inicio.

¹⁷ LOPEZSIERRA G. Iván D. ALVAREZ F. Julián S. Manual de Operación y Mantenimiento del Analizador de Pozos. Tesis de Grado. Bucaramanga. 2009. Pág. 64.

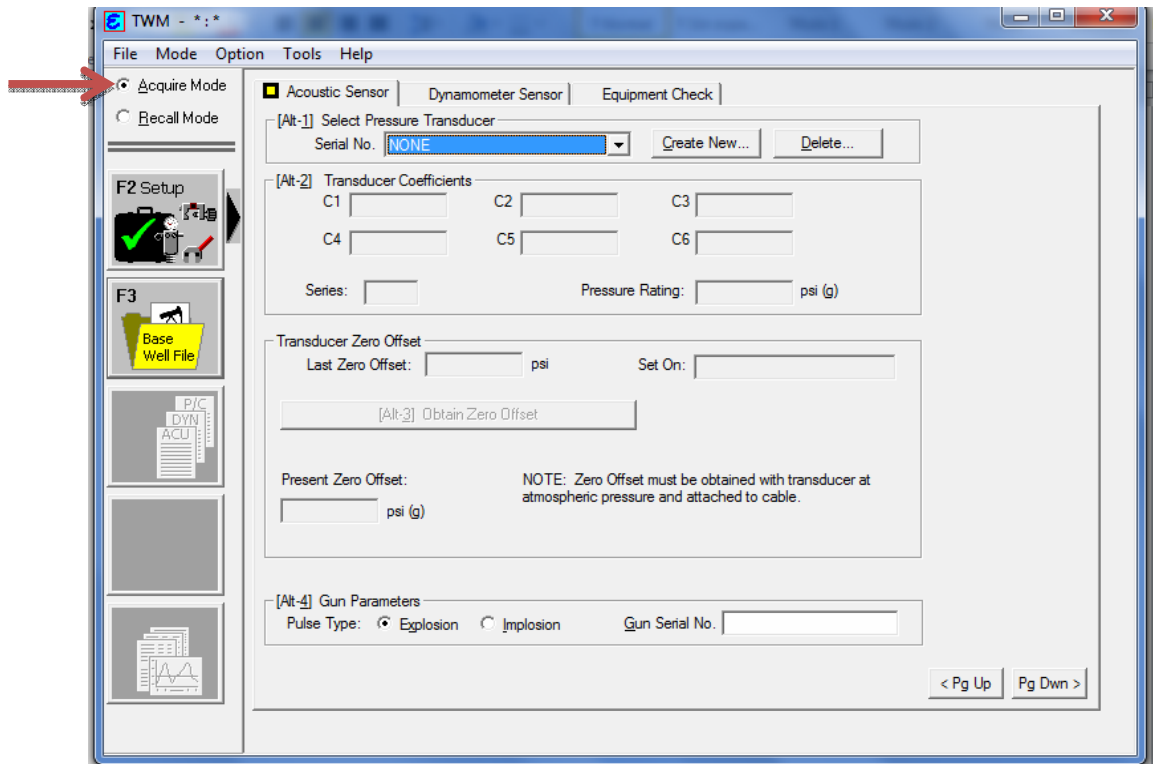
Figura 29. Condiciones Iniciales Programa TWM



Fuente: Programa TWM

2. El programa se puede utilizar para adquirir datos nuevos o abrir datos que ya han sido tomado anteriormente, una vez aceptadas las condiciones de uso se muestra una pantalla de iniciación y se activa la modalidad de adquisición (ADQUIRE MODE). (Ver **Figura 30**).

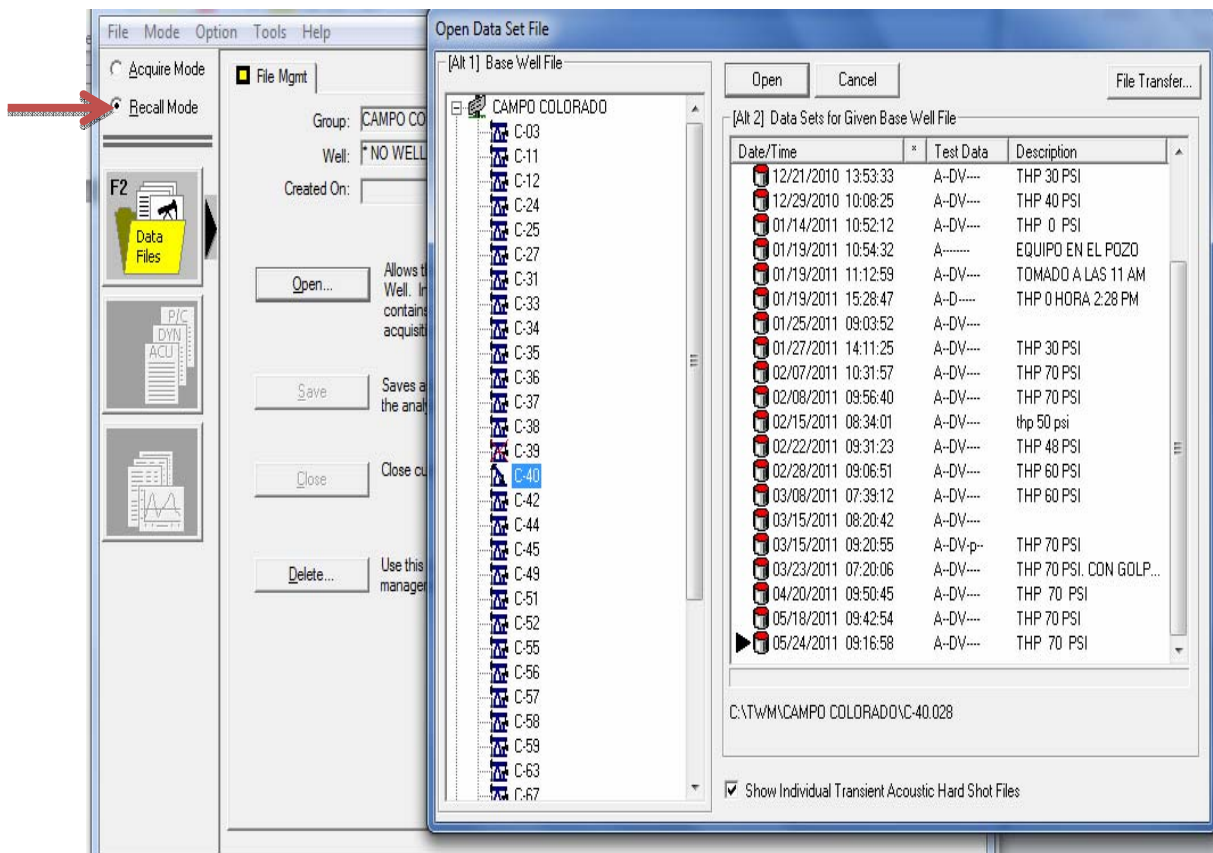
Figura 30. Adquisición de datos (ADQUIRE MODE)



Fuente: Programa TWM

3. Si se activa la modalidad de abrir datos (RECALL MODE), se muestra la siguiente pantalla de Administración de archivos (FILE MGMT), esta modalidad guarda los datos tomados de pruebas anteriores para análisis posteriores. (Ver **Figura 31**).

Figura 31. Administración de archivos (FILE MGMT)

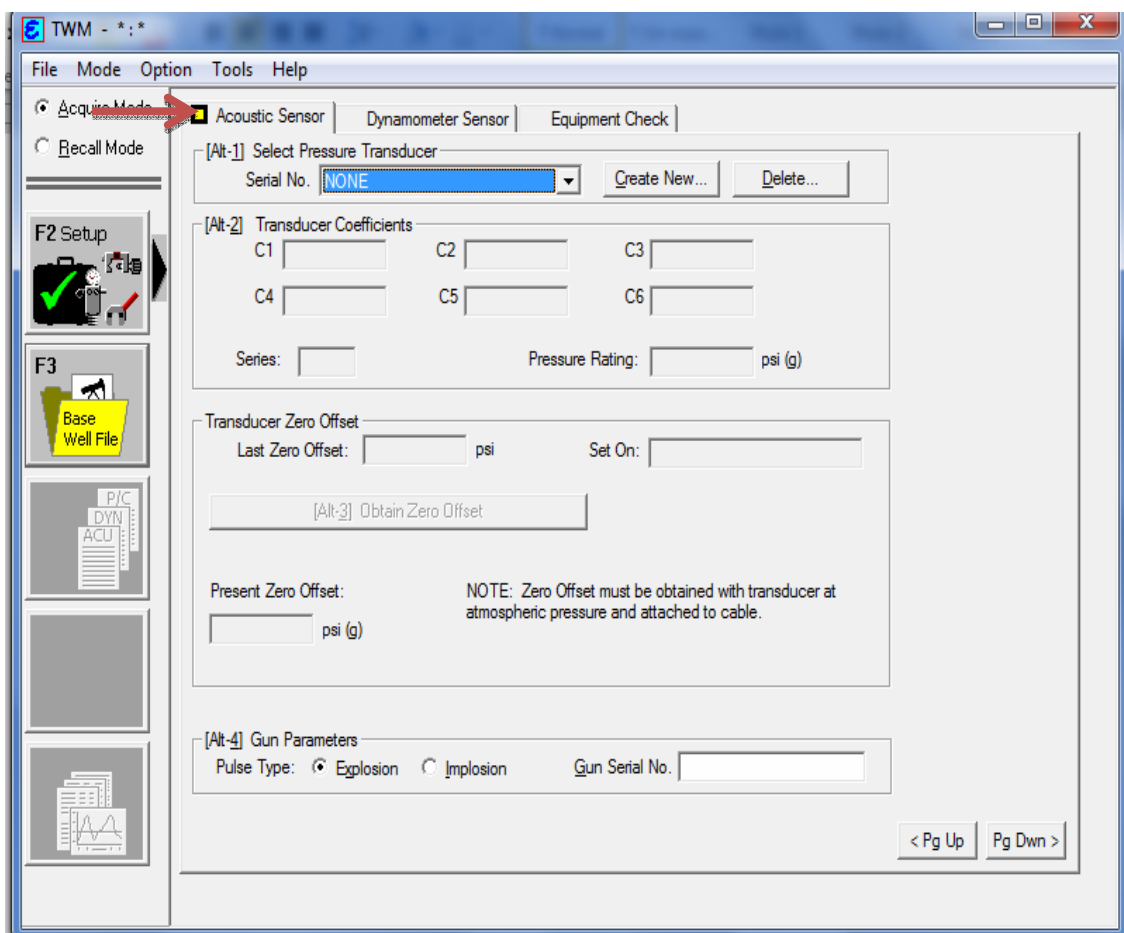


Fuente: Programa TWM

- Calibrar el transductor de presión con ayuda del analizador en la opción SETUP o F2. Seguidamente se activa la pestaña ACUSTIC SENSOR donde se deben introducir los coeficientes en cada casilla; exactamente como están escritos en la placa del transductor; seguidamente se mostrará el botón OBTAIN ZERO OFF SET que permite la autocalibración del transductor de presión. Posteriormente se mostrará un valor de presión en la casilla PRESENT ZERO OFFSET el cual debe estar muy cerca al cero y debe permanecer durante la toma de la prueba, aunque la herramienta permite un

rango entre -10 y 5 psi y cualquier valor entre este indica que el transductor está correctamente calibrado¹⁸.

Figura 32. Ventana TWM para calibrar el transductor



Fuente: Programa TWM

¹⁸ LOPEZSIERRA G. Iván D, ALVAREZ F. Julián S. Manual de Operación y Mantenimiento del Analizador de Pozos. Tesis de grado. Bucaramanga, 2009. Pág. 65

Figura 33. Transductor de presión



Fuente: El Autor

5. Cerrar la válvula del anular. Proceder a quitar el tapón que se encuentra en el acople del anular; instalar la pistola usando un codo de 90 grados de tal manera que la pistola quede en posición vertical. Girándola al menos 4 ½ vueltas, hasta quedar enroscada de forma segura.

Figura 34. Conexión de la pistola de gas al pozo



Fuente: El Autor

- Conectar los cables a la pistola y analizador.

Figura 35. Conexión de los cables a la pistola de gas



Fuente: El autor

- Abrir la válvula del anular y cerrar las válvulas que comunican el Casing con la línea de flujo.

Figura 36. Cerrar de la válvula de la línea de flujo

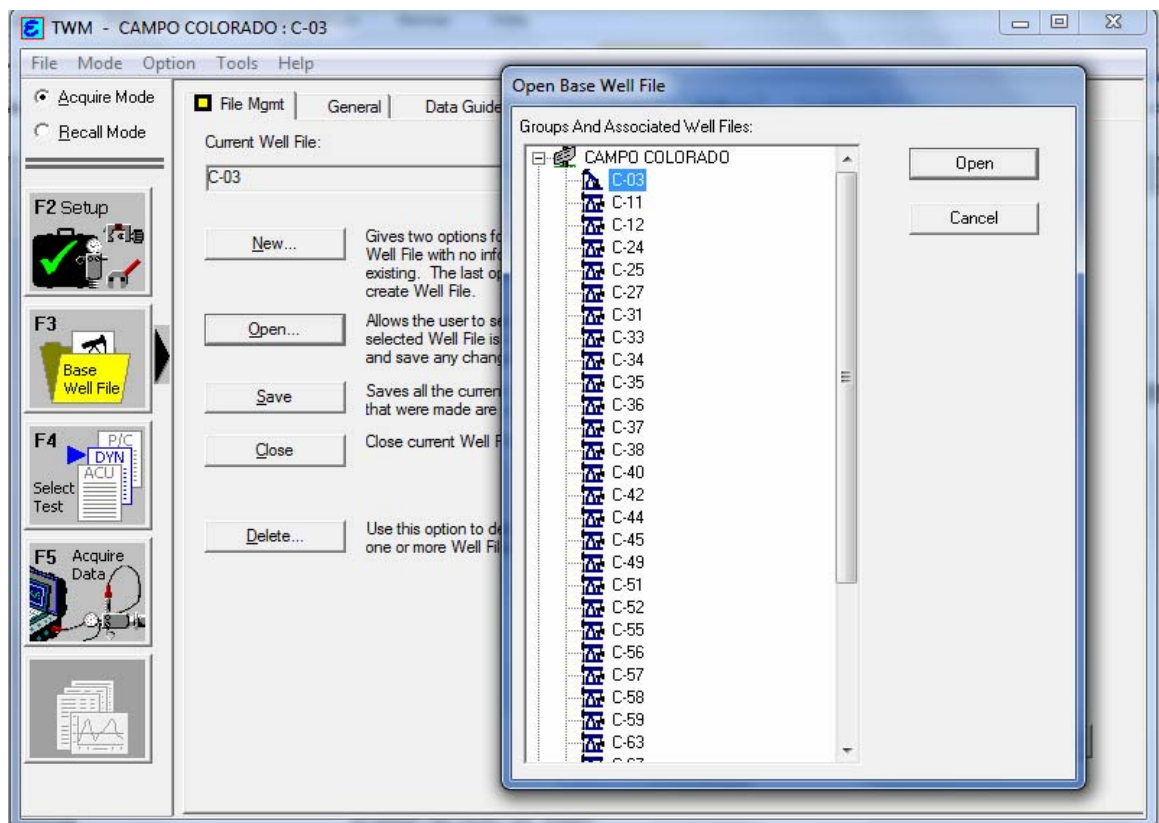


Fuente: El Autor

- Proceder a dar inicio a la adquisición de datos dirigiéndose al programa y en la ventana de la modalidad de adquisición (ACQUIRE MODEL), seleccionar la opción SEP UP.

- Seleccionar la opción de Archivo base del pozo (BASE WELL FILE o F3) y en la sección de Administrador de Archivos (FILE MANAGEMENT), ingresar a los datos del pozo que se va a probar. Como se muestra en la siguiente figura.

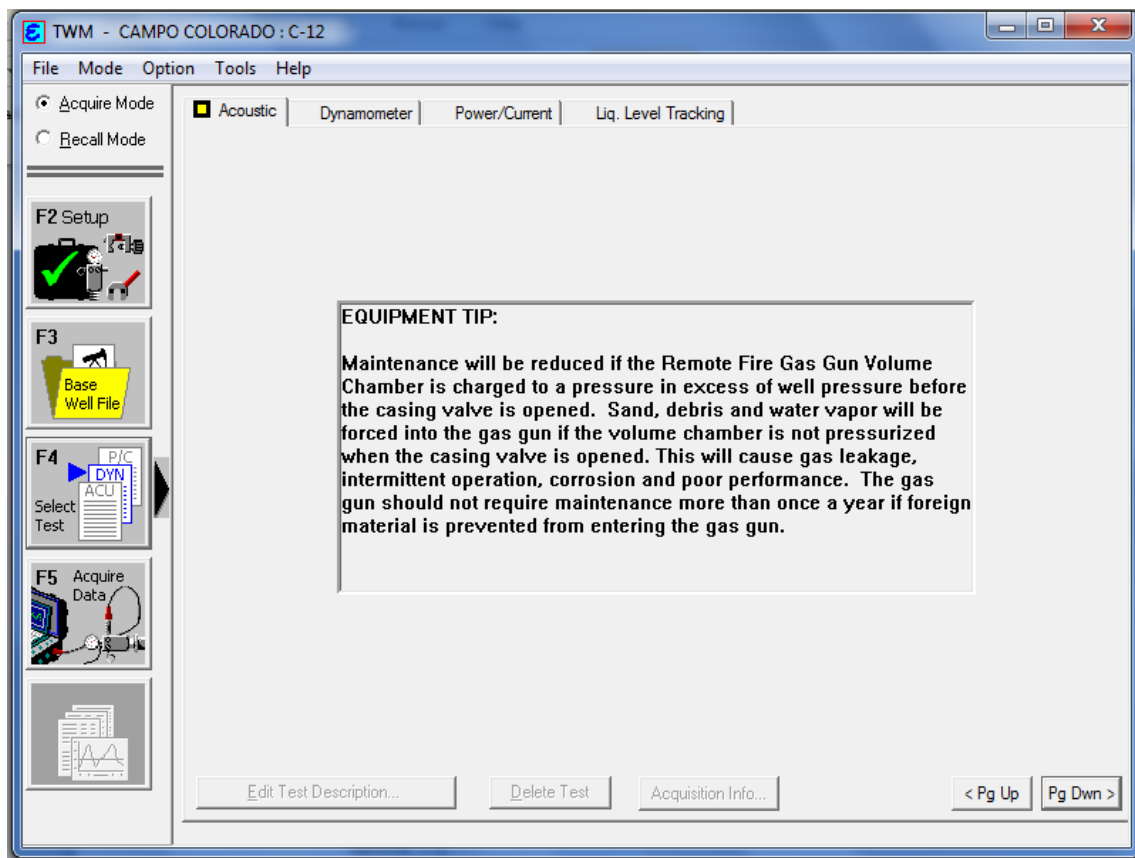
Figura 37. Archivo base del pozo (BASE WELL FILE o F3)



Fuente: Programa TWM

- Una vez seleccionado el pozo de la base de datos, hacer click el botón SELECT TEST o F4, escogiendo la prueba ACOUSTIC para registrar la prueba acústica seguidamente hacer click en ACQUIRE DATA u oprimir F5. (Ver **figura 38**).

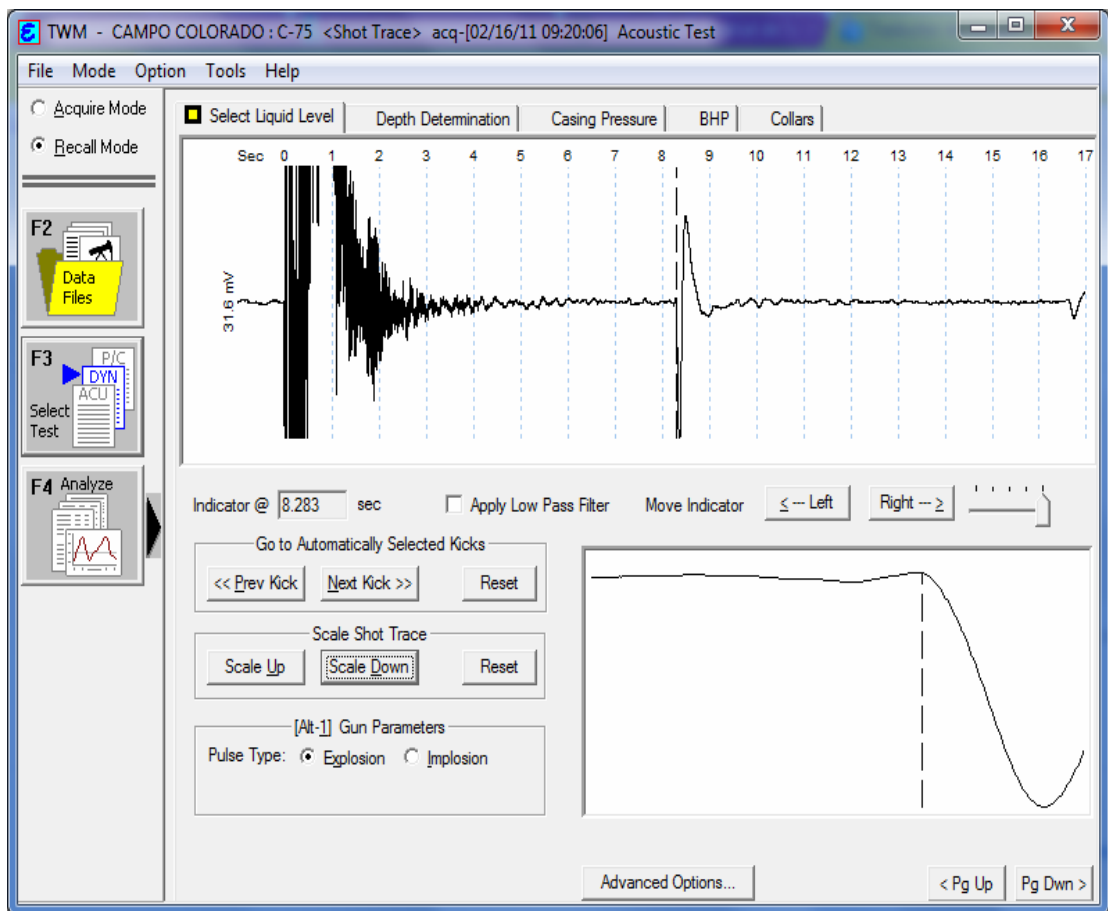
Figura 38. Ventana de selección de la prueba



Fuente: Programa TWM

- En primer instante se muestra en la pantalla una señal del micrófono, esperar unos segundos hasta que los datos que muestre la pantalla se estabilicen.
- Generar el disparo haciendo click en el botón FIRE SHOT. En este momento se empezarán a registrar los datos. Se recomienda mantener las manos y el cuerpo lejos de las partes en movimiento.
- Una vez guardados los datos; el programa muestra automáticamente la pantalla Seleccionar Nivel de fluido (SELECT LIQUID LEVEL), en la sección ANALIZE o F4. (Ver **figura 39**).

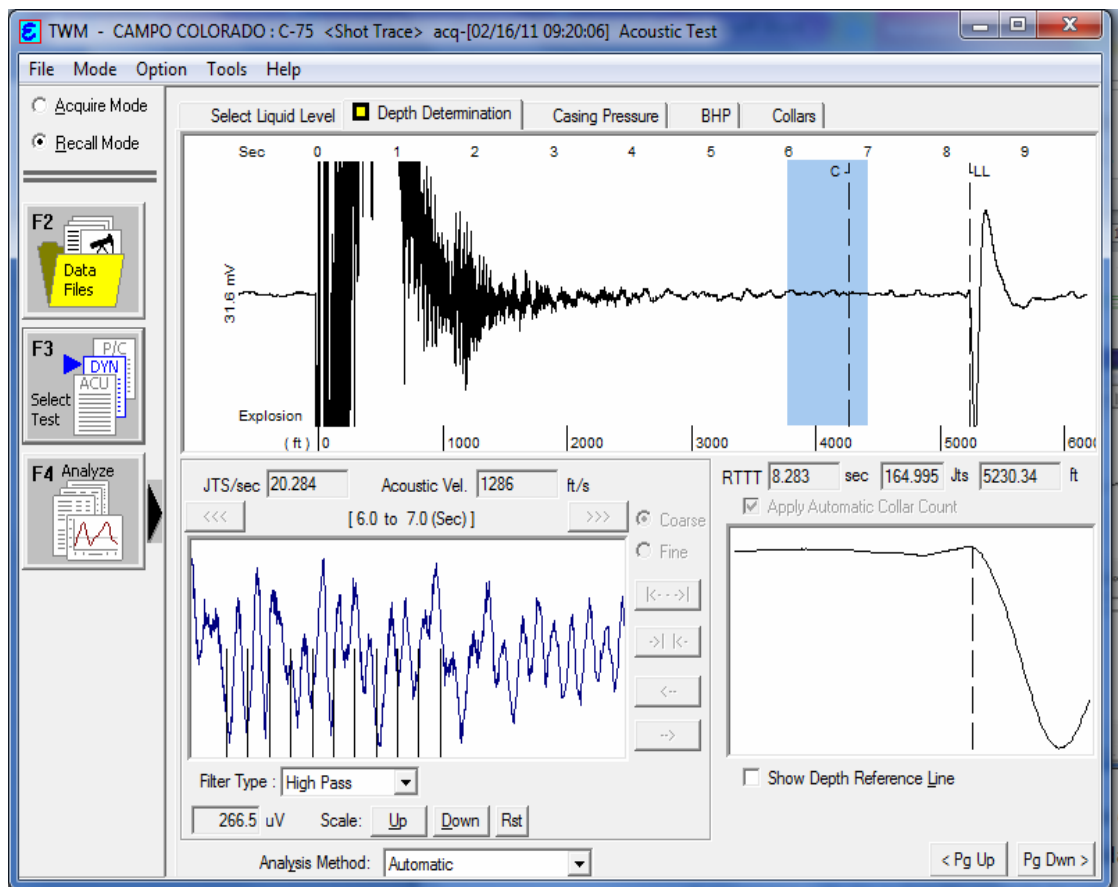
Figura 39. Ventana de selección del nivel de líquido



Fuente: Programa TWM

- Seleccionar el marcador del eco que muestra el nivel de líquido.
- En la pantalla Determinación de la Profundidad (DEPT DETERMINATION) el programa calcula automáticamente la velocidad de sonido a partir de los ecos de tubería registrados. Ver **figura 40**.

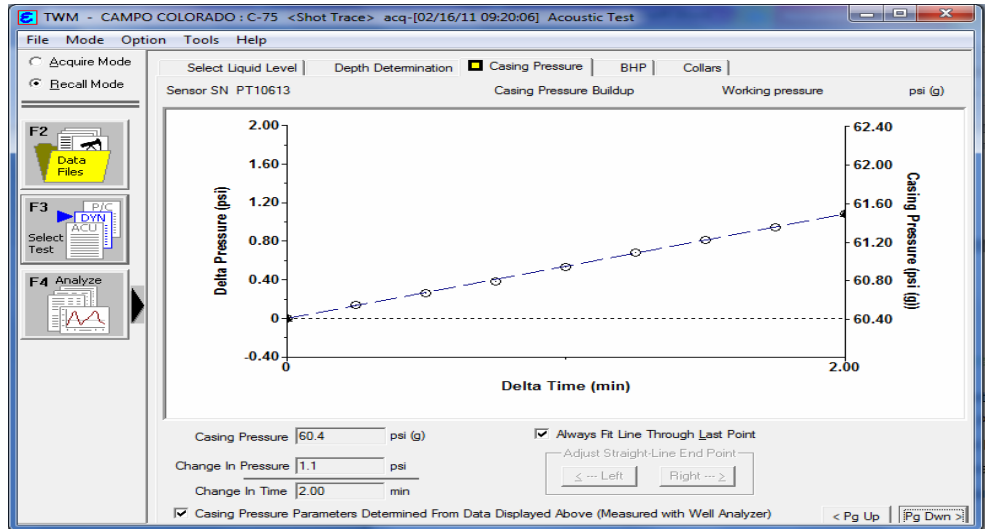
Figura 40. Ventana Depth. Determinación - velocidad de sonido



Fuente: Programa TWM

- Para observar el cambio de presión durante la prueba; ir a la pantalla presión de revestimiento (CASING PRESURE) y transcurridos dos minutos detener la adquisición haciendo click en el botón END BUILUP. (Ver **figura 41**).

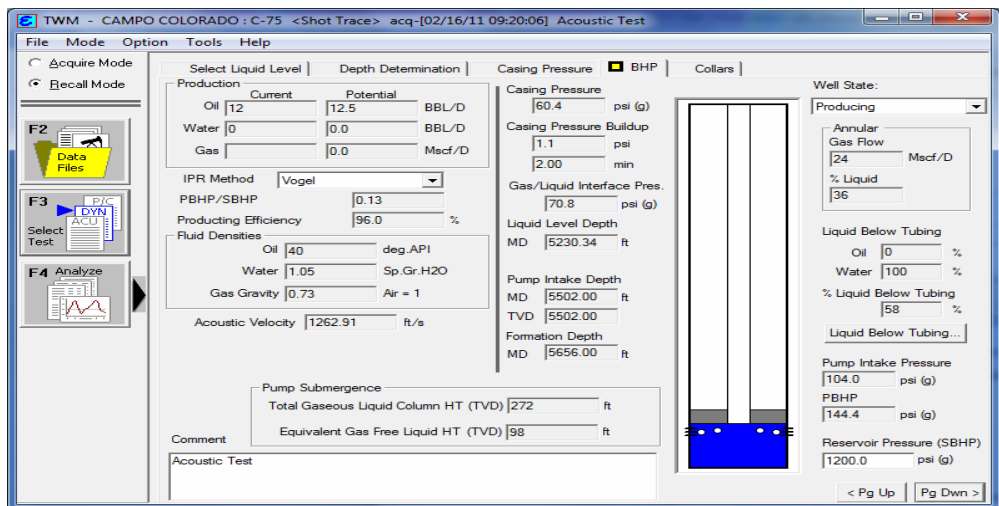
Figura. 41 Prueba de presión (CASING PRESURE)



Fuente: Programa TWM

- Pasar a la pantalla BHP, donde se encontraran todos los datos adquiridos a partir de la medición del eco del nivel de líquido, las presiones, el nivel de sugerencia de la bomba de subsuelo.

Figura 42. Ventana BHP



Fuente: Programa TWM

3.2.3. Limpieza de la pistola a gas¹⁹

La pistola a gas es sin duda la herramienta más importante para la realización de una prueba acústica, por esta razón una buena limpieza y uso adecuado de la misma, garantizan un buen funcionamiento y mayor exactitud en los datos obtenidos de la prueba. A continuación se dan a conocer los pasos de mayor importancia en cuanto a la limpieza que se le da a la pistola a gas en el Campo Escuela Colorado cada vez que se termina la labor.

1. Antes y después de realizado el trabajo la pistola a gas ECHOMETER debe ser limpiada y guardada con todas sus herramientas.

Figura 43. Estuche pistola a gas

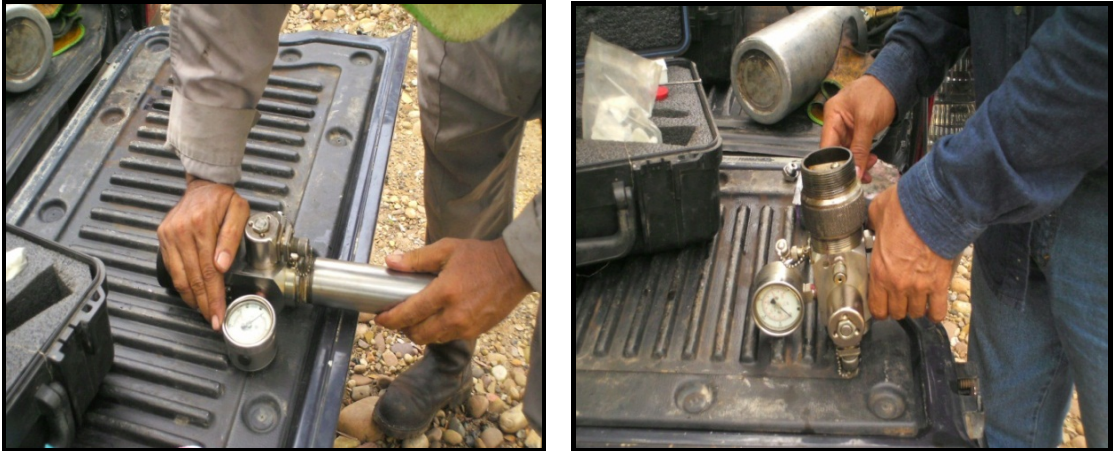


Fuente: El autor

2. Quitar el cilindro o la celda de carga y limpiar con una pequeña cantidad de varsol para que quede libre de residuos de aceite.

¹⁹ Soporte técnico personal del área de producción. Campo Escuela Colorado

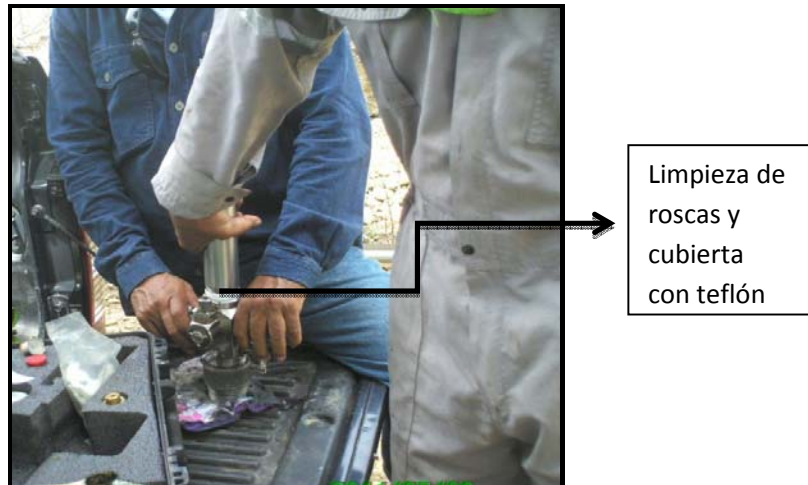
Figura 44. Mantenimiento de la pistola de gas



Fuente: El Autor

3. Proteger la pistola contra la corrosión limpiando, revisando las roscas y cubriéndolas con cinta de teflón.

Figura 45. Limpieza de la pistola de gas



Fuente: El Autor

4. Si se observan fluidos dentro del micrófono de la pistola; esta no debe ser reparada en campo, esto causaría daños irreparables.

5. Los cables deben permanecer limpios y sin golpes.

3.3. ADQUISICIÓN DE DATOS DINAMOMÉTRICOS

Objetivo: Evaluar el comportamiento y estado mecánico del sistema de bombeo a partir del estudio de las cartas dinagráficas.

3.3.1. Importancia de las cartas dinagráficas.

La interpretación correcta de las cartas dinamométricas tomadas en el pozo es de gran importancia para el Ingeniero de producción en cuanto quiera aumentar la eficiencia y rentabilidad del sistema de bombeo, ya que esta registra las cargas soportadas por la sarta de cabillas durante el bombeo. Estas cargas son registradas en superficie con un dinamómetro convencional tipo herradura (celda de carga T) o de barra pulida (Polished Rod Transducer); ya que la variación de las cargas en la barra pulida son el resultado de las fuerzas a lo largo de la sarta, reflejando así la condición de operación de la bomba de subsuelo, los esfuerzos a los cuales está sometida la caja de engranajes, la viga viajera y el equipo en general.

Con la interpretación correcta de las cartas dinagráficas es posible detectar problemas como: cabillas sueltas o rotas, bomba bloqueada por gas, bomba desanclada, bomba dañada, fuga de válvulas, golpe de bomba, golpe de fluido, tubería desanclada.

3.3.2. Condiciones iniciales para el desarrollo de la actividad teniendo en cuenta los formatos de Análisis de Trabajo Seguro realizado en campo.

- Antes de realizar la prueba dinamométrica, se debe efectuar la prueba acústica del nivel del fluido para determinar con exactitud la profundidad del nivel de fluido.
- Tener conocimiento de la data del pozo específicamente datos de tubería sarta de cabillas, separadores de gas, anclas de tubería; datos de superficie como tipo y tamaño de la unidad, motor, caja de engranaje. Etc.
- Después de tomar la carta dinamométrica, se debe realizar una prueba de válvulas para verificar el funcionamiento de las mismas.

3.3.3. Procedimiento efectuado en el Campo Colorado

1. Seleccionar el número de serial del transductor de carga, pulsando crear nuevo o (Create New) sí el número del transductor no aparece en la lista. Asegurarse que todo el serial del transductor sea introducido.
2. Antes de colocar la celda de carga en la barra pulida se debe ajustar en cero el transductor.
3. Detener cuidadosamente la unidad de bombeo desconectando la energía y colocando freno antes del final de la carrera descendente.
4. Colocar la grapa temporal de barra pulida debajo de la barra portadora.

Figura 46. Ubicación de la grapa temporal



Fuente: El Autor

5. Detener la unidad apagando el motor y colocando freno, cuando la grapa temporal toque el pedestal o espaciador.
6. Colocar el transductor de carga o celda API sobre la barra portadora, debajo de la grapa de la barra pulida.

Figura 47. Ubicación de la celda de carga API



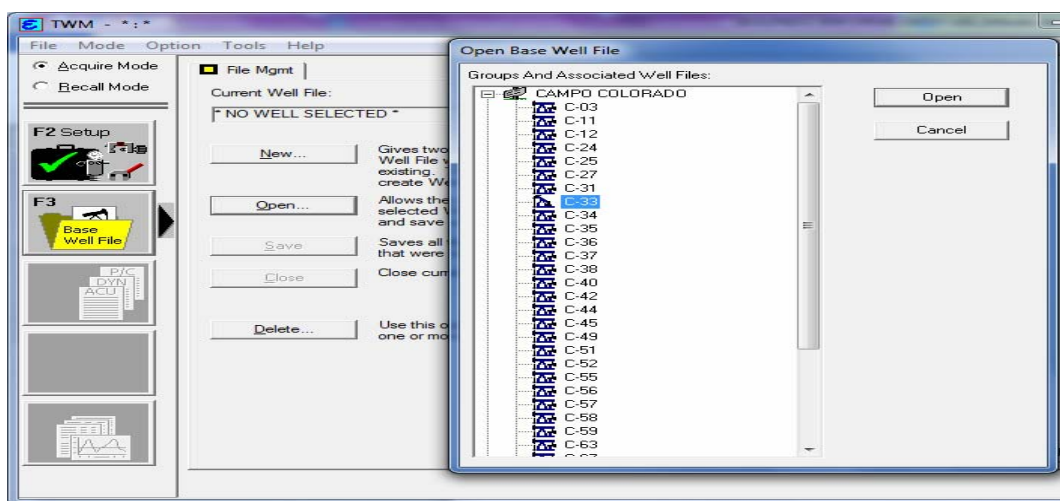
Fuente: El Autor

7. Luego de colocar la celda de carga, insertar el pin de seguridad en la celda para mantenerla en posición fija. El freno o las grapas podrían deslizarse; por

seguridad nunca coloque las manos entre la barra portadora y la grapa de la barra pulida²⁰.

8. Retire el freno cuidadosamente para transmitir la carga al transductor.
9. Usar cable de espiral como conector de seguridad para evitar vibraciones que aflojen el conector del transductor de carga mientras la barra pulida sube y baja. También hay otro cable que conecta el transductor de carga al computador portátil para registro exacto de las cargas en la barra pulida.
10. Dirigirse al computador portátil e ingresar al programa TWM, seguidamente presionar la tecla F3 o (Base Well File) y seleccionar el pozo o seleccionar nuevo (NEW) para crear una base de datos si no existe el pozo que va a ser probado. Presionar la tecla guardar o (Save) para salvar los datos del pozo.

Figura 48. Ventana Administración de datos

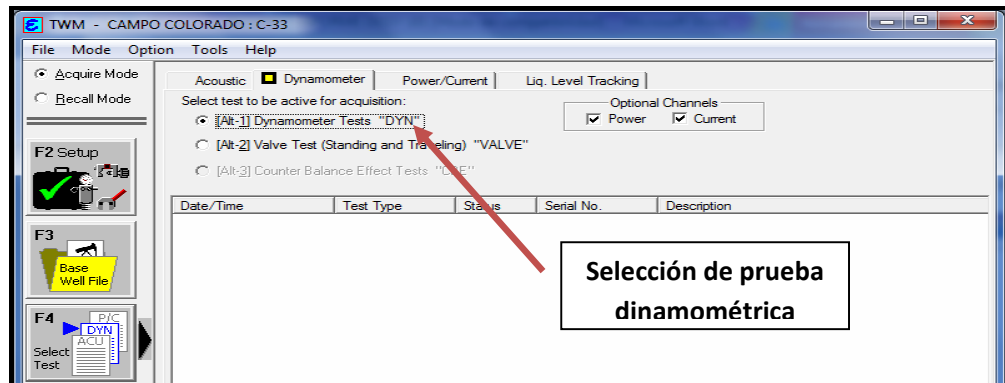


Fuente: Programa TWM

²⁰ Echometer Company. Manual de configuración del analizador de pozos. UPCO. Pasos para la determinación del nivel de líquido. 2010. Pág. 43

11. Presionar F4 para seleccionar el tipo de prueba que va a realizar, seguidamente seleccionar Dynamometer o Dinamómetro para indicar que se va a realizar dicha prueba.

Figura 49. Ventana selección del tipo de prueba dinamométrica



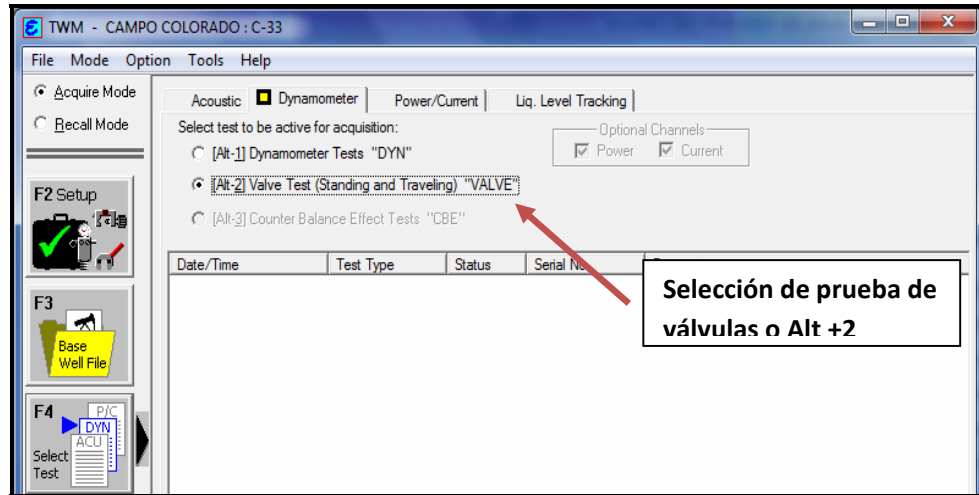
Fuente: Programa TWM

12. Finalmente presionar F5 para comenzar la prueba.
13. A medida que la unidad está en funcionamiento; el programa TWM muestra automáticamente la carga en las cabillas.
14. Transcurridos dos minutos, presionar ALT-Q para detener la adquisición de datos.

3.3.4. Procedimiento para realizar una prueba de válvulas

1. Después de adquiridos los datos dinamométricos se procede a efectuar los registros de las válvulas fija y viajera.
2. Presionar F4 para seleccionar el tipo de prueba que va a realizar, seleccionando Valve test o prueba de válvulas, para indicar que va a realizar dicha prueba. (Ver **figura 50**).

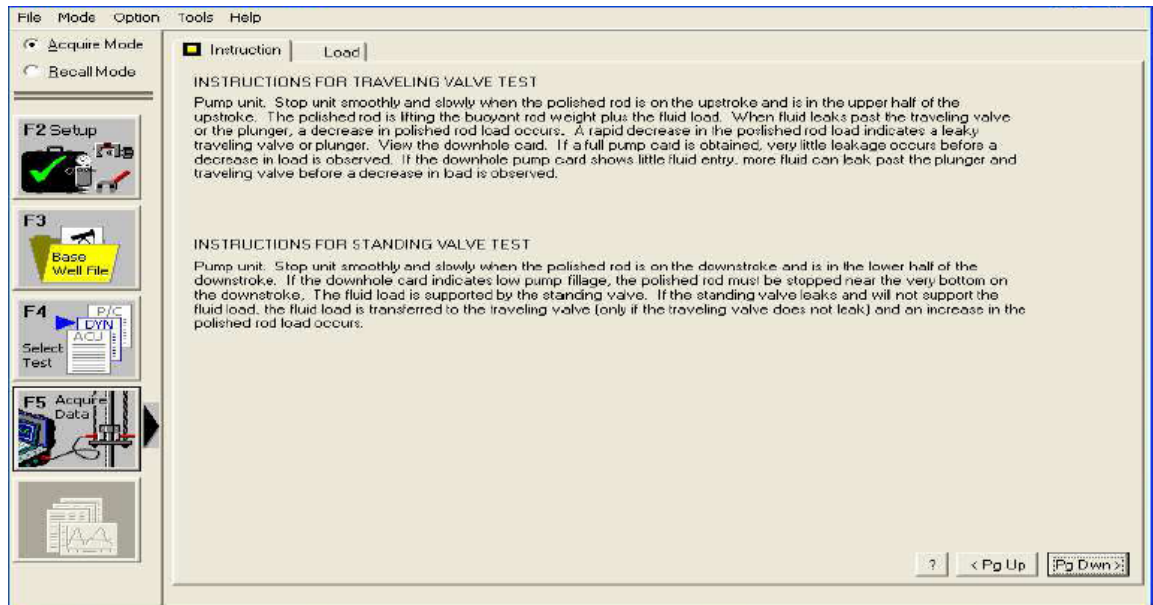
Figura 50. Ventana de selección de prueba de válvulas



Fuente: Programa TWM

3. Seguidamente el programa mostrará la ventana de instrucciones para la realización de la prueba.

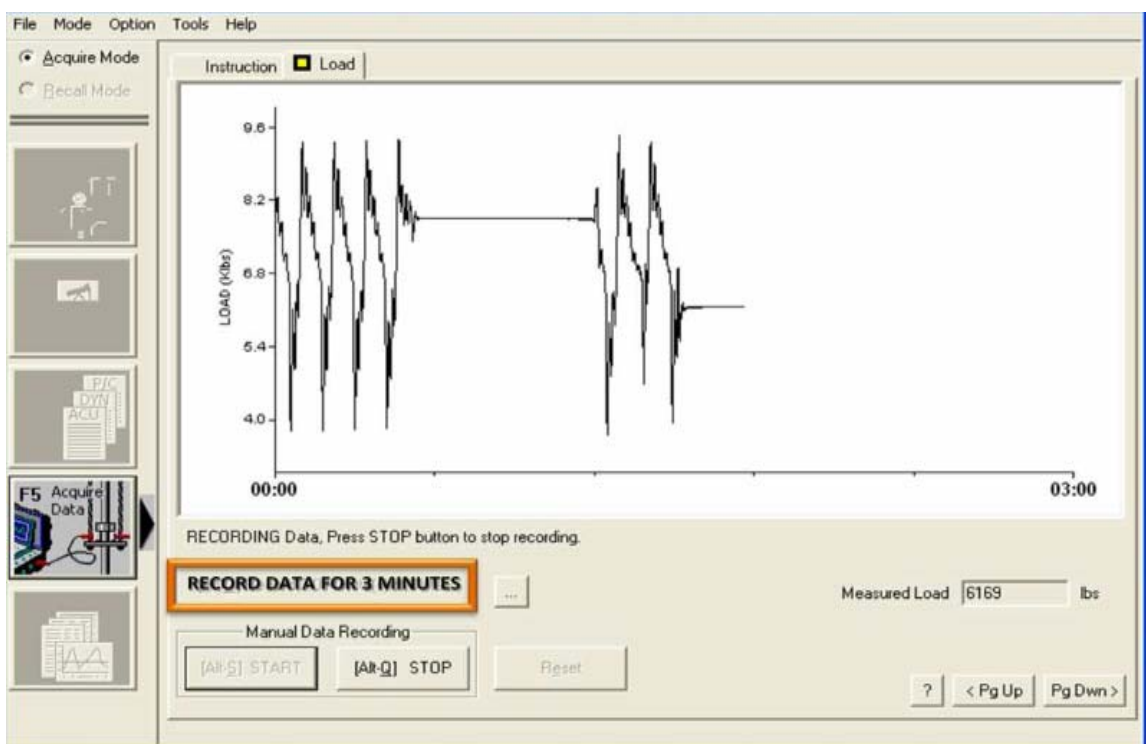
Figura 51. Ventana de instrucciones para la realización de prueba de válvulas



Fuente: Programa TWM

4. Seleccionar la pestaña de sección de carga LOAD para continuar la prueba. Se mostrará una pantalla de la carga en función del tiempo. Los datos no se graban hasta el momento que el operador active la opción Grabar Datos por 3 Minutos (RECORD DATA FOR 3 MINUTES). El operador tiene 3 minutos (180 segundos) para llevar a cabo dos o más pruebas de la válvula viajera y dos más de la válvula fija.

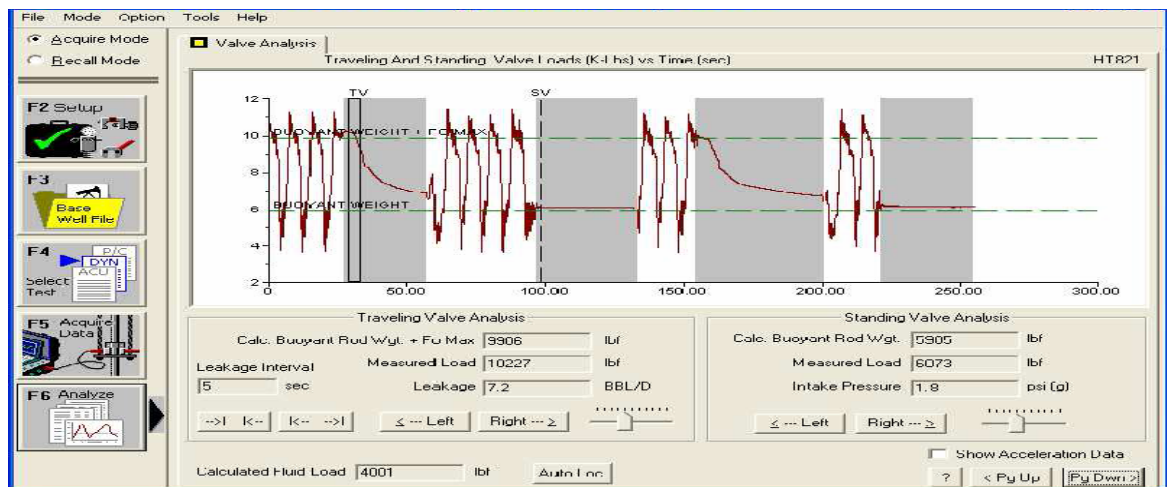
Figura 52. Ventana de adquisición de datos de válvulas



Fuente: Programa TWM

5. La adquisición de datos se puede interrumpir en cualquier momento presionando STOP, obteniendo el siguiente resultado. Ver **figura 53**.

Figura 53. Resultado de la prueba de válvulas



Fuente: Programa TWM

6. Lo anterior se logra colocando en funcionamiento la unidad y deteniéndola apagando cuidadosamente el motor eléctrico y aplicando freno en la carrera descendente para monitorear el funcionamiento de la válvula fija.
7. Realizar el procedimiento anterior pero ahora deteniendo la unidad en la carrera ascendente para monitorear el funcionamiento de la válvula viajera.

3.4. MANTENIMIENTO ELÉCTRICO CEC

Objetivo: Conocer las diferentes actividades y procedimientos que se efectúan en el Campo Escuela Colorado con relación a la supervisión que se le da a las redes, motores y subestaciones eléctricas, con el fin de garantizar un buen suministro de energía, la cual es necesaria para el buen funcionamiento de las unidades de bombeo y del campo en general.

3.4.1. Motores Eléctricos

El Campo Escuela Colorado cuenta para su funcionamiento con motores marca SIEMENS Y SAGERT ECONOPAC, los cuales poseen una potencia entre 10 a 15 Hp, conectados a 440 V (voltios) alimentados con corriente alterna²¹.

Un motor es una maquina eléctrica que forma parte del equipo de bombeo, ya que este suministra a la instalación la energía requerida para levantar el fluido a través de la bomba de subsuelo. Es por lo anterior que este debe tener suficiente potencia para transportar el fluido a la tasa requerida para el pozo, desde fondo a superficie.

Figura 54. Motor eléctrico



Fuente: El Autor

En el campo se desarrollan diferentes actividades que permiten llevar un control del funcionamiento de las instalaciones eléctricas, las cuales proveen un gran beneficio a la actividad productiva del campo y a la comunidad de Yarima en general; la cual se alimenta de la misma red. Las siguientes son las actividades más importantes que se efectúan:

²¹ Soporte técnico personal eléctrico del Campo Escuela Colorado.

Prueba de arranque del motor, inspección y chequeo de las plantas eléctricas, revisión de encendido de control automático y manual, revisión e inspección de las redes eléctricas, son algunas de las actividades que permiten a los pozos mantenerse en funcionamiento y además que no falte la energía eléctrica en el campo.

Figura 55. Variador o control eléctrico



Fuente: El Autor

3.4.2. Revisión del variador o Arrancador suave del motor¹⁹

Esta actividad es de gran importancia ya que cada pozo está equipado con un variador de velocidad con resistencia, el cual permite graduar la velocidad del motor; en otros casos se encuentran arrancadores suaves los cuales se utilizan para reducir la corriente de arranque para que este no dañe el bobinado de la máquina. Estos equipos permiten llevar un control del accionar del pozo en caso de pérdida de energía o paro eléctrico. Dentro de los trabajos que se efectúan en esta actividad se tiene: limpieza, prueba de aislamiento, medición del voltaje, revisión de los elementos internos, temperatura del motor, inspección de correas, polea y ventilador del motor.

Figura 56. Variador Eléctrico



Fuente: El Autor

3.4.3. Plantas Eléctricas¹⁹

Debido a que en esta zona son continuos los cortes del suministro eléctrico. El campo posee 3 plantas eléctricas que tienen una capacidad de 120 KV, las cuales alimentan a un grupo determinado de pozos en los momentos en que hay déficit o falta de energía. Estas plantas funcionan con ACPM a través de un motor de combustión interna; moviendo así un generador de electricidad.

Figura 57. Planta eléctrica Campo Colorado



Fuente: El Autor

En momentos en que ocurre paro eléctrico el personal de campo se dispone a realizar una inspección de las subestaciones eléctricas con el objetivo de reparar el daño causado, iniciando por el pórtico principal ubicado en el corregimiento de Yarima el cual suministra energía a toda el área y seguidamente se procede a chequear el arranque o cortocircuito en la CASCAJERA. El personal de producción se encarga de inspeccionar el funcionamiento de los pozos durante y después del paro eléctrico.

Figura 58. Pórtico (casajera) central eléctrico



Fuente: El Autor

3.4.4. Factores de riesgo eléctrico más comunes²²

Un riesgo es una condición ambiental o humana cuya presencia o modificación puede producir un accidente o una enfermedad ocupacional. Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos de los más

²² Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Actualización 2008, Cap. 1. Artículo 5. pág. 58

comunes, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes. Estos se listan en la siguiente tabla:

Tabla 1. Factores de riesgo eléctrico más comunes

<p>ARCOS ELÉCTRICOS</p>	<p>Posibles causas: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores.</p> <p>Medidas de protección: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar gafas de protección contra rayos ultravioleta.</p>
<p>AUSENCIA DE ELECTRICIDAD</p>	<p>Posibles causas: Apagón, no disponer de un sistema interrumpido de potencia, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia.</p> <p>Medidas de protección: Disponer de sistemas interrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.</p>
<p>CONTACTO DIRECTO</p>	<p>Posibles causas: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos.</p> <p>Medidas de protección: Distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión.</p>

<p>EQUIPO DEFECTUOSO</p>	<p>Posibles causas: Mal mantenimiento, mala instalación, tiempo de uso, transporte inadecuado.</p> <p>Medidas de protección: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético, el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.</p>
<p>SOBRECARGA</p>	<p>Posibles causas: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos.</p> <p>Medidas de protección: Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles, dimensionamiento adecuado de conductores y equipos.</p>
<p>TENSIÓN DE CONTACTO</p>	<p>Posibles causas: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p>Medidas de protección: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>
<p>TENSIÓN DE PASO</p>	<p>Posibles causas: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla.</p> <p>Medidas de protección: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>

3.5. DOSIFICACIÓN DE QUÍMICO

3.5.1. Problema de Parafina en el Campo Colorado

Diferentes estudios realizados a través del tiempo y durante la vida productiva del Campo Colorado han demostrado que se presentan problemas operativos asociados a la precipitación y depositación de parafina en las líneas de subsuelo y superficie; lo cual conlleva principalmente a una reducción en el diámetro de la tubería de producción y un aumento en la viscosidad del crudo. Esto ha ocasionado disminución en la producción de los pozos y altos costos debido a los trabajos remediales y preventivos.

Figura 59. Parafina en la tubería de producción



Fuente: Modificado. MARTINEZ G. Rosa, AMAYA B. Miguel. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, 2010.

Por lo anterior en el campo se han desarrollado trabajos de investigación y pruebas de laboratorio con muestras representativas de crudo con el fin de conocer las condiciones bajo las cuales se presenta el fenómeno de depositación

y así determinar los tratamientos de control y prevención adecuados para la solución de este problema.

Las principales arenas productoras del Campo son B y C de la formación Mugrosa, estas arenas poseen crudos parafinados con una gravedad API > 30. El Ingeniero Emiliano Ariza León determinó mediante una investigación la envolvente de precipitación de parafinas para el crudo de la arena B de la formación mugrosa y encontró que el problema de precipitación de parafina se presenta en la tubería de producción a una temperatura de 90 °F y una profundidad de 1550 ft. El crudo de la arena C aún no cuenta con el umbral de cristalización, por tanto, se desconoce el inicio de precipitación, de igual forma se espera que el comportamiento no sea muy diferente al de la arena B, partiendo del hecho del crudo del Campo Colorado es muy homogéneo y de origen común.²³

Este problema de precipitación en el campo no es tan severo porque el punto de fluidez es distante del punto de cristalización y se puede prevenir la depositación si hay producción continua en el pozo y se implementa un método efectivo y oportuno.²⁴

3.5.2. Generalidades de las Parafinas.

3.5.2.1. Definición de Parafina: Las parafinas son compuestos no polares, formados por una mezcla de hidrocarburos saturados principalmente cadena lineal, de fórmula C_nH_{2n+2} , con carbonos entre C_{20} y C_{60} y puntos de fusión de 100

²³ MARTINEZ G. Rosa, AMAYA B. Miguel. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga 2010.

²⁴ ARIZA L. Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.

a 211 °F, son consideradas en crudos con una gravedad API > 30 y se pueden cristalizar por enfriamiento en el yacimiento, en el subsuelo o en superficie.²⁵

3.5.2.2. Fenómeno de Cristalización: Las parafinas son componentes naturales del petróleo crudo que permanecen en solución hasta que las condiciones de operación sean favorables para que estas se precipiten, formando así depósitos o sedimentos. Entre las condiciones de operación de mayor influencia sobre la precipitación de la parafina esta la **temperatura**; cuando esta alcanza o queda por debajo de su límite de solubilidad se presenta la separación de la cera del crudo, lo cual hace referencia a la cristalización de la cera.

Cuando la parafina se precipita forma cristales que son de naturaleza termoplástica. Se distinguen dos tipos de cristales: cera macro cristalina o ceras intermedias compuestas principalmente por n-alcanos, con longitud de cadena dentro del rango C₂₀-C₆₀, que dan lugar a cristales grandes, bien formados y quebradizos, y ceras micro cristalinas o amorfas que presentan una alta proporción de isoparafinas y ciclo parafinas del rango de C₃₀-C₆₀ generando así cristales pequeños e irregulares que a su vez hacen que este tipo de cera tenga un punto de fusión más alto que el de las macro cristalinas.²⁶

3.5.2.3. Fenómeno de Deposición.²⁷ La deposición de la parafina durante la producción y el transporte es uno de los problemas más serios afrontados en el fondo del pozo y en superficie.

²⁵ PINZON, Sergio y ROJAS Jonathan. Evaluación de Métodos Convencionales y no Convencionales para la Remediación e Inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Bucaramanga 2006.

²⁶ ZHU, Tao. Evaluation of Wax Deposition and Its Control During Production of Alaska North Slope Oils. University of Alaska Fairbanks. December 2008.

²⁷ PINZON, Sergio y ROJAS Jonathan. Evaluación de Métodos Convencionales y no Convencionales para la Remediación e Inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Bucaramanga 2006.

3.5.2.4. Factores que influyen en la depositación de la cera parafínica.

La temperatura: Es el factor predominante en la precipitación de la cera debido a su relación directa con la solubilidad de la parafina.

La depositación está caracterizada por cuatro temperaturas que son:

- **Punto de cristalización o WAT (Wax Appearance Temperatura):** Es la temperatura a la que se precipita el primer cristal de parafina.
- **Punto de fluidez:** Es la temperatura a la cual la solución (crudo) deja de fluir debido a que la parafina cristalizada atrapa en su red cristalina la fracciones líquidas de este, formado una sustancia viscosa en forma de gel.
- **Punto de fusión:** Es la temperatura a la que la sustancia pasa de sólido a líquido.
- **Temperatura de gel:** Es aquella a la cual se inicia la formación de una red cristalina, cuando el fluido está en reposo y se enfría por debajo del punto de fluidez.

Composición físico-química del crudo: Si la composición físico-química de una mezcla de hidrocarburos tiende a ser liviana, esto disminuye el punto de cristalización, lo cual es favorable para el flujo de fluidos.

Presión: Cuando ocurren cambios en la presión, una reducción de esta conlleva al inicio de la precipitación de las parafinas presentes, fenómeno causado por la volatilización de los carbonos más livianos, lo que disminuye la solubilidad de la parafina en el crudo.

Tipo y rugosidad de la tubería: Los centros de crecimiento para la formación de parafinas pueden ser provistos por una superficie rugosa y porosa tal como se presenta en las tuberías de acero usadas en la producción de petróleo.

Velocidad del fluido: La depositación de la cera puede ser leve o lo suficientemente grave que es difícil de manejar. La consistencia de los depósitos va desde petróleos gelatinosos hasta una cera dura. Cuanto antes se diagnostique el problema en la vida del yacimiento, más fácil será diseñar una acción preventiva o gestionar un plan de control que reducirá algunos problemas técnicos y económicos asociados a la depositación de la parafina.

Relación gas/ aceite: La presencia de gas actúa como un solvente en el crudo disminuyendo el punto de cristalización, esto es debido a que las burbujas de gas distribuidas en el crudo tienen una energía adicional que ayuda al flujo; igualmente las moléculas de gas en solución ocupan un espacio entre las moléculas de parafina evitando su unión esto es posible cuando disminuye la presión o el flujo es restaurado.

3.5.3. Tratamiento efectuado en el Campo Colorado para el control de la Parafina.

Como se mencionó anteriormente a lo largo de su vida productiva el Campo Colorado ha presentado problemas de precipitación de parafinas en la tubería de producción, motivo que ha llevado a la realización diferentes trabajos de control y remediación con la utilización de productos químicos como solventes dispersantes y surfactantes.

Hoy en día esto se ha convertido en una actividad muy importante realizada regularmente en campo llamada Dosificación de Químico, la cual es desarrollada bajo una programación establecida y atendiendo los diferentes parámetros de seguridad, con el objetivo de mantener la producción de los pozos y evitar inconvenientes operacionales en las tuberías.

Para la realización de esta actividad deben ser tenidos en cuenta los siguientes aspectos:

- Selección del mejor producto químico de acuerdo al objetivo del tratamiento.
- Definición de la concentración o dosificación a ser suministrado al pozo.
- Realización de pruebas de laboratorio y análisis de los resultados obtenidos.
- Definición de la metodología de aplicación y las condiciones de operación que asegure la efectividad del tratamiento.

3.5.3.1. Método de Aplicación de Producto Químico en el CEC: El tipo de producto que se aplica en el campo depende de las características y condiciones del pozo. El método de aplicación empleado en el CEC es un sistema de recirculación de químico, el cual está constituido por un recipiente para almacenar químico, una serie de válvulas y cheques que regulan dirección del flujo. Este método consiste en circular químico por el anular y retornarlo a través del tubing con el fin de remover la parafina que se encuentra adherida a las paredes de la tubería de producción.

El recipiente se encuentra conectado a la línea del tubing y a la línea de casing con el objetivo de crear un ciclo continuo de circulación en el pozo.

Figura 60. Componentes del sistema de recirculación de químico CEC.



Fuente: Modificado. MARTINEZ G. Rosa, AMAYA B. Miguel. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga 2010.

3.5.3.2. Programa Dosificación de Químico en el CEC: Este trabajo se realiza con el objetivo de llevar un control y seguimiento de los pozos que se van dosificando y supervisar el funcionamiento de aquellos que presentan mayor problema de parafina.

Siguiendo la programación, cada pozo por lo general es dosificado una vez al mes y dependiendo de la gravedad del problema se realiza una dosificación cada 10 o 15 días.

En la siguiente tabla se muestra un ejemplo de la programación por mes que se lleva a cabo para los diferentes pozos que se encuentran activos en el campo y los que requieren mayor control.

Tabla 2. Programa Dosificación de Químico CEC

PROGRAMA DOSIFICACION DE QUIMICO CEC																														
POZO	JUNIO																													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
C-75	■																													
C-67		■																												
C-55			■																											
C-56				■															■											
C-69					■																									
C-45						■																								
C-40							■										■											■		
C-74								■															■							
C-3									■										■											■
C-33										■																■				
C-59											■																■			

PROGRAMA DOSIFICACION DE QUIMICO CEC

POZO	JUNIO																													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
C-58												■																		
C-44													■											■						
C-52														■																
C-36																		■												
C-35																			■											
C-31																				■										
C-27																					■									
C-24																						■								
C-38																							■							

3.5.4. Procedimiento de inyección del tratamiento químico en el CEC.

3.5.4.1. Instrumentos

- Llaves de diferentes tamaños
- Embudo
- Galones de químico
- Implementos de seguridad o EPP como: Botas de seguridad, casco, guantes, careta o mascara protectora etc.

3.5.4.2. Procedimiento

1. Realizar una inspección visual a las instalaciones del pozo, para verificar el estado y funcionamiento del mismo.
2. Chequear la presión en cabeza de pozo (lectura del manómetro).
3. Tomar una muestra de crudo antes y después de realizado el procedimiento, para su posterior análisis.
4. Detener cuidadosamente la unidad.
5. Cerrar la válvula de la línea de tubing.
6. Cerrar la válvula del anular.
7. Seguidamente cerrar la línea de flujo que conduce a la estación o al múltiple de recolección. Esto con el objetivo de evitar que el químico se vaya por la línea de flujo del pozo.

Figura 61. Cierre válvula de compuerta línea de flujo



Fuente: El autor

8. Abrir la válvula de descarga para liberar el gas que se pudiese encontrar en el anular y cerrarla nuevamente.
9. Con ayuda de una llave retirar la tapa del recipiente (si el volumen = 2,5 galones) o la tapa del anular (si volumen > 2,5 galones) y agregar el volumen de químico. Utilizando los diferentes implementos de seguridad como guantes, tapa bocas o mascara protectora.

Figura 62. Apertura y llenado del recipiente de dosificación



Fuente: El autor

10. Colocar la tapa del recipiente o la tapa del anular.

11. Proceder a abrir la válvula del recipiente para permitir el flujo de químico.

Figura 63. Apertura de la válvula del recipiente



Fuente: El Autor

12. Abrir cuidadosamente y al mismo tiempo si es posible la válvula del tubing y anular.

Figura 64. Apertura de la válvula del anular



Válvula del
anular

Fuente: El autor

13. Poner en funcionamiento la Unidad de Bombeo.
14. En ese momento se da inicio al ciclo de circulación. Dejando trabajar el pozo por un tiempo determinado.
15. Transcurrido este tiempo, se normaliza el funcionamiento del pozo, tomando la presión en cabeza.
16. Abrir la válvula de descarga, tomar muestra de crudo y luego cerrar válvula.
17. Cerrar la válvula bypass del recipiente y la válvula de la línea del anular.

Figura 65. Cierre de las válvulas bypass del recipiente y del anular.



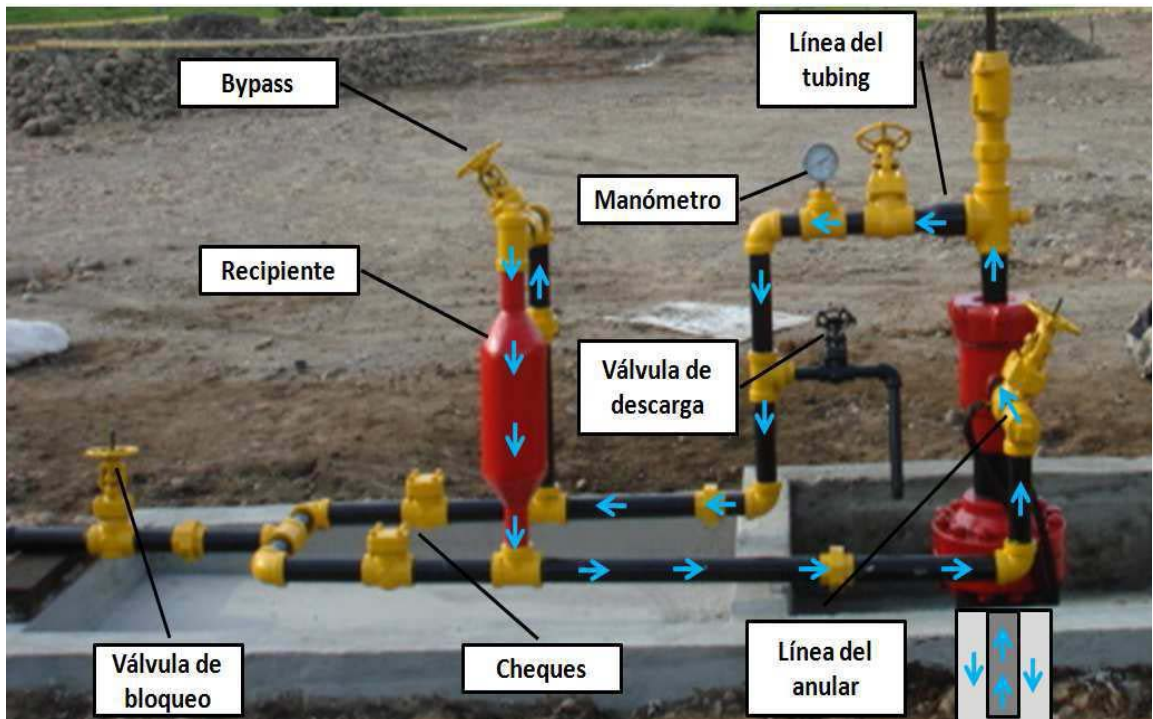
Fuente: El Autor

18. Abrir lentamente la válvula de bloqueo (línea hacia la estación o múltiple de recolección). Para permitir que el pozo trabaje normalmente.

El siguiente esquema muestra como es el recorrido del químico tanto en superficie como en subsuelo; como se puede observar el químico entra por el anular y

retorna por el tubing, generando un ciclo continuo, de esta manera se logra remover la parafina que se encuentre localizada en las paredes de la tubería, y accesorios de superficie tales como cheques, manómetros, válvulas. Etc.

Figura 66. Recorrido del químico por el sistema del pozo.



Fuente: MARTINEZ G. Rosa, AMAYA B. Miguel. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga 2010.

3.6 MANTENIMIENTO DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

En la actualidad el Campo Escuela Colorado se encuentra operando por medio del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico; tipo Convencional (Crank Balanced), Marca LUFKIN con especificación API en su mayoría 322C y 4-11B, lo que significa el máximo torque en la caja reductora en lbs/ft.

Por tanto es indispensable realizar un riguroso seguimiento y mantenimiento a estas unidades con el fin de lograr un óptimo desempeño, ya que por medio de estas se logra extraer el crudo de los pozos productores.

Antes de entrar en detalles con el mantenimiento efectuado en campo; a continuación se describen algunos fundamentos teóricos acerca de un equipo de bombeo mecánico.

3.6.1. Generalidades de las Unidades de Bombeo Mecánico.²⁸

El bombeo mecánico es un sistema de levantamiento artificial de succión y transferencia continua de fluido hacia la superficie; el cual se basa en el movimiento del pistón de la bomba de subsuelo, por medio de la acción reciprocante de una sarta de varillas instaladas a cierta profundidad del pozo.

El movimiento de la sarta de varillas es abastecido por una unidad instalada en superficie la cual funciona mediante un sistema de engranajes y poleas, y es movida mediante la energía suministrada por un motor eléctrico.

3.6.1.1. Descripción de los componentes de un sistema de bombeo mecánico.

En superficie:

- Unidad de bombeo (estructura, balancín, caja reductora, manivelas o pesas, motor).
- Barra lisa.
- Caja de empaques.

²⁸ GARCIA J. MARTINEZ E. Diseño de las facilidades de superficie por Bombeo Mecánico para la extracción de crudo de la sección 67 del Campo Ancón. "Ing. Gustavo Galindo Velasco".

En el subsuelo:

- Bomba de subsuelo
- Sarta de varillas
- Tubería o tubing

Tubería de Producción o Tubing: Es la tubería que se introduce en el pozo a través de la cual el crudo es transportado desde el subsuelo hasta la superficie. Al mismo tiempo sirve de guía a la sarta de varillas que están accionando la bomba de subsuelo.

Tabla 3. Resistencia mínima a la tensión en libras²⁶

Diámetro de la tubería de producción	Grado de la Tubería	
	J-55	N-80
2-3/8"	72000	104000
2-7/8"	100000	145000
3-1/2"	142000	207000

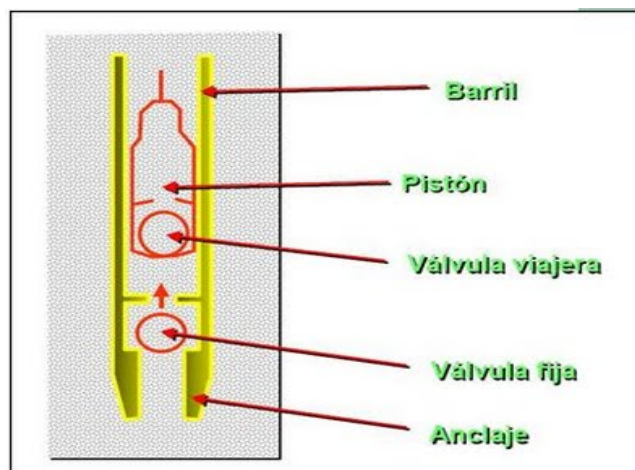
Sarta de varillas: Las varillas tienen por objetivo proporcionar la conexión entre la unidad de bombeo que se encuentra instalada en la superficie y la bomba en la profundidad del pozo, mediante éstas se transmite el movimiento recíproco vertical a la bomba para el desplazamiento de fluido.

Bomba de subsuelo: La bomba es un equipo de desplazamiento positivo desde el fondo hasta la superficie que funciona mediante presiones diferenciales del sistema sobre sus componentes, la función de la bomba de subsuelo es levantar el fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección.

Componentes de la bomba de subsuelo:

- Pistón
- Barril
- Válvula fija
- Válvula viajera
- Otros componentes

Figura 67. Componentes de la bomba de subsuelo



3.6.1.2. Descripción de los equipos en superficie.²⁹

Unidad de bombeo: Es un equipo íntegro cuyo objetivo es proporcionar un cambio angular a rectilíneo vertical, a una velocidad apropiada con el propósito de accionar la sarta de varillas y la bomba de subsuelo.

El motor: Suministra la energía mecánica a las unidades de bombeo para levantar los fluidos del pozo.

²⁹ REY BOTTO. Blas O. Optimización de la operación del Sistema de Bombeo Mecánico de la sección 67 de los Campos Petroleros "Ing. Gustavo Galindo Velasco". Tesis de grado. Bucaramanga, 2004. Pág. 21,22,24.

Cabezal de Pozo: Está constituido por una serie de dispositivos, válvulas y conexiones que permiten el paso del fluido del pozo a la tubería; controlar la presión y la tasa de flujo en el pozo.

3.6.2. Tipos de Unidades de Bombeo Mecánico.

Existen diferentes tipos de unidades de bombeo mecánico de acuerdo al tipo de balanceo, dentro de las cuales se pueden encontrar:

- C: Convencional (Cranck Balanced) Balanceada en la Manivela
- M: Unitorque Mark II
- A: Balanceada por Aire (Air Balanced)
- B: Balanceada en la Viga (Beam Balanced)

Estas unidades son las de mayor aplicación a nivel mundial, utilizadas en la producción de crudos pesados y extrapesados, aunque son adecuadas en la producción de crudos medianos y livianos³⁰.

No es recomendable el uso de estas unidades en pozos desviados y cuando la producción de sólidos o la relación gas- líquido sea muy alta, ya que esto afectaría considerablemente la eficiencia de la bomba.

Como se ha mencionado el bombeo mecánico es uno de los métodos de levantamiento artificial más usado a nivel mundial. Más de las dos terceras partes de los pozos productores en el mundo son explotados por este sistema.²⁸

³⁰ Seminario de Investigación: Estudio de las variables involucradas en los sistemas de bombeo mecánico, para el diseño, control y optimización de pozos en el Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, 2011. Pág. 32.

Sin embargo el bombeo mecánico al igual que los demás sistemas tiene ventajas y desventajas. Dentro de las ventajas se encuentra que son más versátiles, de fácil diseño, la misma unidad puede ser utilizada en diferentes pozos, pueden operar a bajas presiones y obtener a su vez la máxima producción; entre otras. Pero esto no quiere decir que sea el método más eficiente, por contrario, su relativa complejidad mecánica hace que sea necesario una inspección y mantenimiento constante de su operación.

Una mala operación en el equipo trae consigo fallas en la bomba de subsuelo, tuberías, sarta de varillas, y por ende un aumento en los costos de mantenimiento. Siendo necesario una acción rápida en la detección de problemas y la implementación de métodos adecuados para solucionarlos.

3.6.3. Fallas más comunes en las unidades de bombeo del CEC.

Una ventaja importante del bombeo mecánico, es la confiabilidad que se le puede dar, puesto que en su mayoría estas unidades funcionan por varios años y además por su antigüedad el funcionamiento del equipo es conocido ampliamente por el personal de campo, lo que facilita en gran medida el diseño del mismo y el reconocimiento de las fallas.

3.6.3.1. Principales aspectos a tener en cuenta en la inspección de la unidad.³¹

- El supervisor u operador debe utilizar sus sentidos en el momento de realizar la inspección ya que los sonidos presentes en la unidad pueden hablar en cierta medida de su condición.

³¹ Soporte técnico personal de producción y mantenimiento de unidades de bombeo. CEC

- Verificar la presencia de escapes de aceites lubricantes.
- Observar diferentes objetos flojos o sueltos, como pernos, tuercas, arandelas y observar sí el equipo presenta movimientos o vibraciones inusuales.
- La frecuencia de las inspecciones dependen del tiempo de uso de la unidad, las unidades más antiguas requieren ser lubricadas en periodos más cortos.
- Algunas inspecciones se pueden realizar con la unidad en movimiento, otras requieren de la detención de la unidad utilizando el sistema palanca-freno.
- También se debe revisar el nivel de fluido en la caja de engranajes, para chequear sí se presenta evidencia de escape de dicho fluido y lubricar de tres a seis meses las chumaceras de centro-cola y los cojinetes gastados de las manivelas.

Las siguientes son algunas de las fallas más comunes que se presentan en las unidades de bombeo del CEC:

- Cambio de retenedores para Pines (perteneciente a los brazos de la unidad)
- Desgaste de cojinetes de las manivelas.
- Desnivelación de las unidades.
- Escapes de aceites lubricantes.

Cabe resaltar que estas fallas requieren procedimientos rigurosos, con normas de seguridad establecidas; por lo que a continuación se dará a conocer el procedimiento que se lleva a cabo para el cambio de retenedores para pines, el cual es un trabajo que se realiza con mayor frecuencia, ya que debido al continuo movimiento de los brazos y manivelas de unidad, estos se desgastan fácilmente.

3.6.4. Cambio de Retenedores de los Pines²⁹

3.6.4.1. Procedimiento

1. Antes de iniciar el procedimiento se debe bajar la energía al pozo, apagando el interruptor de energía principal, permitiendo ubicar el crank o punto muerto inferior abajo y la barra pulida arriba.
2. Colocar el sistema palanca-freno por mayor seguridad e impedir cualquier movimiento de la unidad.
3. Ubicar y asegurar la grapa sobre la caja de empaques (tubing box) para liberar la sarta de varillas de la unidad de bombeo.
4. Desenroscar los brazos, seguidamente soltar los pines y cualquier tornillo que se encuentre instalado.
5. Retirar la caja de pines.
6. Proceder a cambiar los retenedores.
7. Realizada esta labor, se acondiciona la unidad para su funcionamiento.
8. Para ejecutar esta operación, se ubica una persona en la caja control de energía y otra en el freno de la unidad.

Figura 68. Pines y manivelas unidad de Bombeo Mecánico



Fuente: El Autor

Figura 69. Mantenimiento de Unidades de Bombeo Mecánico



Fuente: El Autor

4. FORMATOS DE TRABAJO PARA EL REA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

Durante la práctica se realizaron diferentes actividades que bajo la orientación del Ingeniero de producción y el personal del campo, se adecuaron de la mejor manera, con el objetivo de contribuir al desarrollo del proyecto Campo Escuela y establecer un manejo adecuado de la producción actual y futura del campo.

4.1 REGISTRO DE LA MEDIDA ESTÁTICA DE LOS POZOS PRODUCTORES PERIFÉRICOS DEL CEC

4.1.1. Pozos Periféricos del CEC



En la actualidad el Campo cuenta con un promedio de 13 pozos productores periféricos, los cuales requieren de un tratamiento especial debido a que como su nombre lo indica se encuentran ubicados a cierta distancia de la estación de bombeo y por consiguiente aún no poseen línea de flujo. Estos pozos cuentan en sus instalaciones con tanques de almacenamiento atmosféricos donde se almacena el crudo producido, el cual es succionado diariamente por un Carro tanque y transportado a la estación de bombeo.

Por consiguiente para llevar un control de la producción de estos pozos se elaboró un formato donde se registra la producción de estos; cual es obtenido a partir de la medida estática realizada diariamente en cada tanque atmosférico por el personal del campo y reportada en los registros de producción. Esto con el objetivo de llevar un mayor control y evaluar el comportamiento de la producción de cada uno.

4.1.2. Reportes de producción CEC

La siguiente tabla es ejemplo de un reporte diario de producción del CEC.

Tabla 4. Reporte de producción CEC

 		UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - WEIL GROUP LIQUIDACION DE PRODUCCION Y ESTADO DE POZOS PRODUCTORES CAMPO COLORADO								
FECHA: Octubre 31 de 2011				FIRMA: SALOMON GALVIS B.						
MEDICION DE NIVELES TANQUES DE CRUDO										
TK (500 BLS)	NIVEL TOTAL	NIVEL AGUA	BLS BRUTOS	BLS AGUA	CRUDO NETO	BLS BOMBEO	BSW	BOMBEO NETO	OBSERVACION	
1	2128	471	470	104	366	0			TA=76,7 TL=82,0	
2	311	178	68	39	29	337			TA=77,8 TL=82,1	
FRAC-TANK 1	0	0	0	0	0					
FRAC-TANK 2	0	0	0	0	0					
EXISTENCIA					395	337				
LIQUIDACION DE LA PRODUCCION (Existencia Hoy + Bombeo - Existencia Ayer) =					336	BLS	EXISTENCIA AYER= 396			
MEDIDAS DE NIVELES DE CRUDO BOMBEO ESTACION COLORADO										
TK	NIVEL TOTAL	NIVEL AGUA	BLS BRUTOS	BLS AGUA	CRUDO NETO	BSW	NETO CORREGIDO	TEMP [°F]	°API	SAL [Lbs/MBls]
INICIAL TK 01					0		TA= TL=			
FINAL					0		TA= TL=			
BOMBEO					0					
INICIAL TK 02	2285	617	501,58	135,5	366,08		TA=73,7 TL=77,7			
FINAL	311	178	68,28	39,05	29,23		TA=84,3 TL=79,6			
BOMBEO					336,85					
TOTAL BOMBEO					336,85					
POZOS MEDIDOS										
POZO	HORA INICIAL	HORA FINAL	TIEMPO	POTENCIAL	PROD. BRUTA	PROD. NETA	DIFERIDA	OBSERVACION		
25	08:35 a.m.	08:50 a.m.	24:15:00		4			CRUDO 4 BLS AGUA 0 BLS		
24	08:55 a.m.	08:40 a.m.	23:45:00		0			CRUDO 0 BLS AGUA 0 BLS		
27	09:05 a.m.	08:30 a.m.	23:25:00		6			CRUDO 6 BLS AGUA 0 BLS		
31	08:00 a.m.	08:15 a.m.	24:15:00		3			CRUDO 3 BLS AGUA 0 BLS		
76	07:50 a.m.	08:00 a.m.	24:10:00		0			CRUDO 0 BLS AGUA 0 BLS		
52	09:30 a.m.	09:30 a.m.	24:00:00		27			CRUDO 13 BLS AGUA 14 BLS		
58	11:55 a.m.	01:05 a.m.	25:10:00		20			CRUDO 17 BLS AGUA 3 BLS		
59	12:15 p.m.	01:25 a.m.	25:10:00		24			CRUDO 20 BLS AGUA 4 BLS		
36	07:00 a.m.	07:00 a.m.	24:00:00		21					

Fuente: Área de producción CEC

La anterior tabla muestra un reporte diario de producción; donde se presenta tanto la medición de los niveles de líquido en el tanque, como las medidas de los niveles de crudo bombeados y las medidas obtenidas estáticamente de los pozos periféricos.

4.1.3. Formato para el registro diario de las medidas de producción.

Para dar una descripción del proceso que se llevó a cabo para la actualización diaria de las medidas de producción, se toma como ejemplo los resultados obtenidos con pozo colorado 59, el cual presenta durante su medición un comportamiento notable en cuanto a la producción de crudo-agua y una mayor frecuencia de medición durante todo el año 2011.

En la siguiente tabla se muestran los valores de producción de crudo, agua y producción bruta, a 24 horas, obtenidos de los reportes diarios de producción del mes de octubre de dicho pozo, dando con esto una visión general del procedimiento que se llevó a cabo durante todos los meses del año, incluyendo los demás pozos productores.

Tabla 5. Medida producción diaria. Pozo Colorado 59. ³²

MEDIDA DE PRODUCCIÓN DIARIA - POZO COLORADO 59				
FECHA	TIEMPO (Horas)	CRUDO (Bls)	AGUA (Bls)	PROD. BRUTA (Bls)
01/oct/2011	24	22,46	2,36	24,82
02/oct/2011	24	21,88	0	21,88
03/oct/2011	24	21,7	1,03	22,73
04/oct/2011	24	20,26	2,13	22,39
05/oct/2011	24	21,58	2,05	25,68
06/oct/2011	24	19,31	2,75	22,06
07/oct/2011	24	20,38	1,01	21,39
08/oct/2011	24	17,29	4,32	21,61

³² Valores actualizados diariamente, extraídos de los reportes de producción del CEC, correspondientes al mes de octubre de 2011. (Ver fila resaltada).

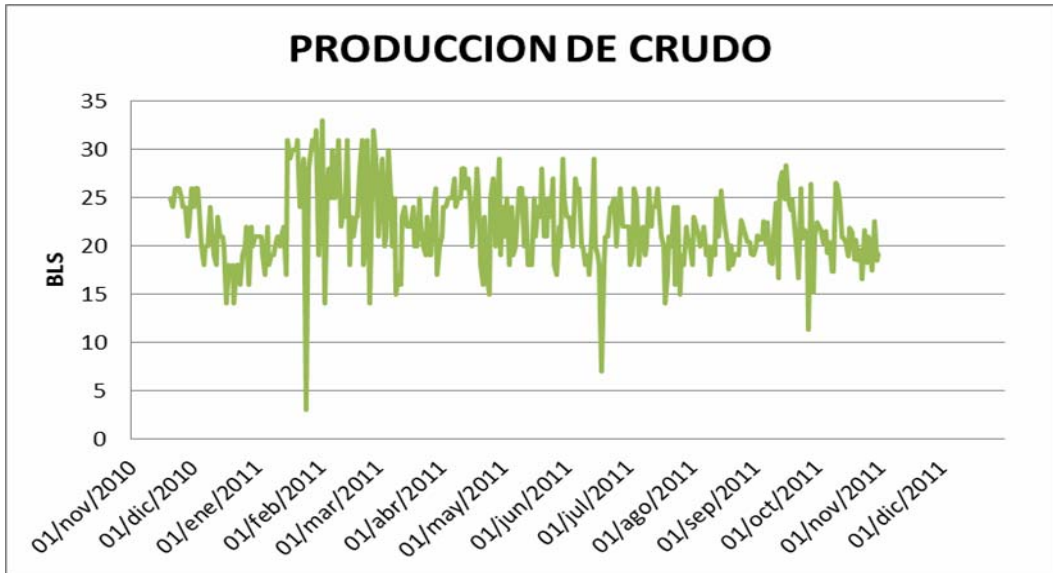
MEDIDA DE PRODUCCIÓN DIARIA - POZO COLORADO 59

FECHA	TIEMPO (Horas)	CRUDO (Bls)	AGUA (Bls)	PROD. BRUTA (Bls)
09/oct/2011	24	17,32	5,09	22,41
10/oct/2011	24	26,5	1,89	28,39
11/oct/2011	24	26,32	0	26,32
12/oct/2011	24	24,72	0	24,72
13/oct/2011	24	20,87	0	20,87
14/oct/2011	24	20,87	0	20,87
15/oct/2011	24	20,3	1,84	22,14
16/oct/2011	24	18,96	1,99	20,95
17/oct/2011	24	21,89	1,82	23,71
18/oct/2011	24	21,41	3,05	24,46
19/oct/2011	24	18,54	4,12	22,66
20/oct/2011	24	20,6	4,12	24,72
21/oct/2011	24	18,5	7,4	29,9
22/oct/2011	24	19,59	4,89	24,48
23/oct/2011	24	16,5	6,19	22,69
24/oct/2011	24	21,63	1,96	23,59
25/oct/2011	24	18,25	2,14	20,39
26/oct/2011	24	21	1	22
27/oct/2011	24	19,12	0,95	20,07
28/oct/2011	24	17,42	1,025	18,44
29/oct/2011	24	22,61	3,08	25,69
30/oct/2011	24	18,42	0,92	19,34
31/oct/2011	24	19,12	3,82	22,94

Fuente: Reportes diarios de producción. CEC

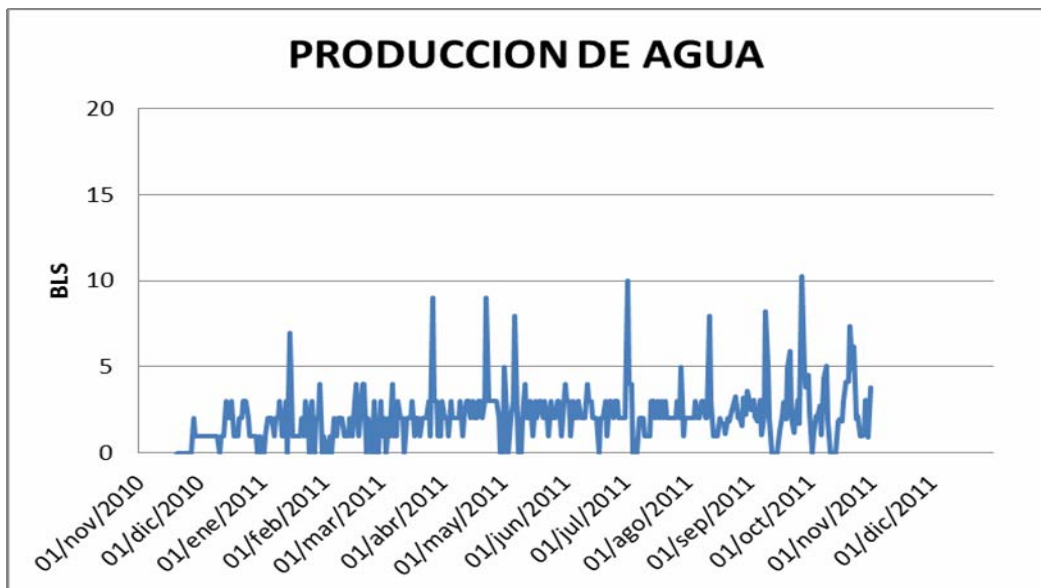
Las siguientes graficas muestran el comportamiento de producción del pozo COL 59; obtenidos a partir de los valores registrados en el formato anterior.

Figura 70. Comportamiento gráfico de la producción de crudo-pozo Col 59



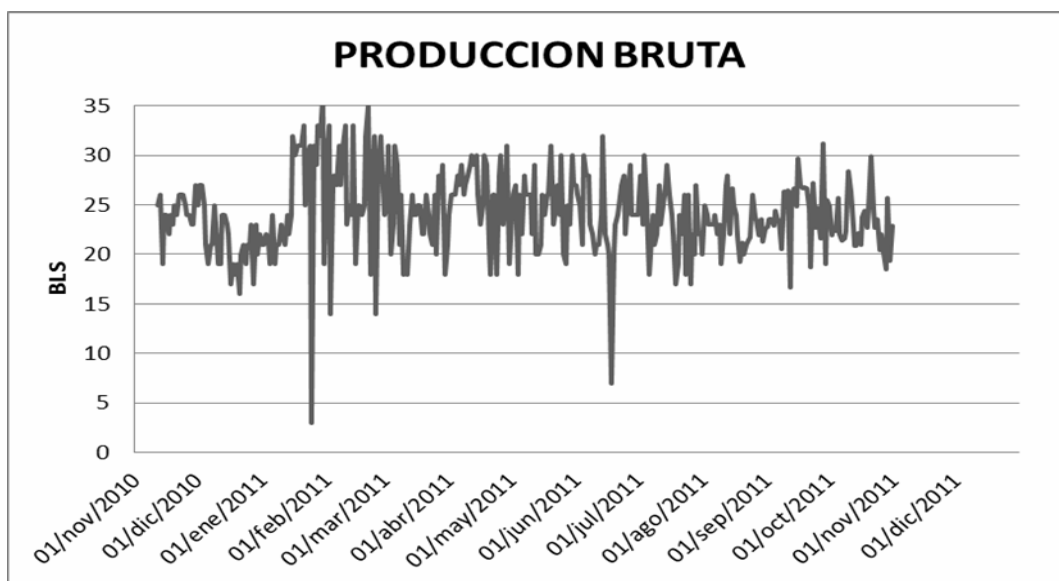
Fuente: Reportes diarios de producción. CEC

Figura 71. Comportamiento gráfico de la producción de agua-pozo Col 59



Fuente: Reportes diarios de producción. CEC

Figura 72. Comportamiento gráfico de la producción Bruta Col 59



Fuente: Reportes diarios de producción. CEC

Adicionalmente el formato incluye los valores promedio de producción de crudo, agua y producción bruta y el número de mediciones que se realizan para el pozo, lo cual se va registrando automáticamente a medida que se realiza la actualización diaria. Con esto se logra conocer cuanto es el promedio de producción mensual y total del pozo.

Tabla 6. Reporte de la producción promedio mensual del pozo col 59

MES/AÑO	PROMEDIO PROD. CRUDO (Bls/Día)	PROMEDIO PROD. AGUA (Bls/Día)	PROMEDIO PROD. BRUTA (Bls/Día)	MEDICIONES POR MES
ago-10				
sep-10				
oct-10				
nov-10	24,45	0,36	24,21	19
dic-10	19,97	1,35	21,32	31
ene-11	23,58	1,65	25,23	31
feb-11	25,32	1,43	26,75	28

MES/AÑO	PROMEDIO PROD. CRUDO (Bls/Día)	PROMEDIO PROD. AGUA (Bls/Día)	PROMEDIO PROD. BRUTA (Bls/Día)	MEDICIONES POR MES
mar-11	21,77	2,06	23,84	31
abr-11	23,57	2,57	26,13	30
may-11	22,42	2,29	24,71	31
jun-11	21,43	2,37	23,80	30
jul-11	20,87	2,35	23,13	31
ago-11	20,57	2,34	22,90	30
sep-11	21,59	2,88	24,41	30
oct-11	20,49	2,35	23,04	31
nov-11				
dic-11				
Promedio	22,17	2,00	24,12	29,42

Fuente: Reportes diarios de producción. CEC

El formato citado en este capítulo permite dar un idea generalizada de la importancia que a tenido el trabajo de actualización diaria de las medidas de los pozos, ya que gracias a este se a podido estudiar el comportamiento de los mismo y determinar posibles fallas de producción.

4.2. FORMATO DE ACTUALIZACIÓN REGISTROS TWM

El método utilizado para la realización de este formato es muy similar al descrito anteriormente.

El procedimiento consiste en registrar valores como: Nivel de sumergencia efectiva de la bomba, RPM, presión en el casing, porcentaje de llenado de la bomba y presión en cabeza; datos extraídos de los registros de Dinagramas y Sonolog realizados con cierta frecuencia en el campo y reportarlos de acuerdo a

la fecha en que fueron tomados. Esto con el objetivo de obtener gráficamente el comportamiento de dichas variables a medida que se van actualizando los datos y a partir de esto hacer más fácil el estudio y análisis de las diferentes situaciones que se puede generar en el pozo.

A continuación se presenta el formato elaborado tomando como ejemplo el registro pozo Col 74

Tabla 7. Formato de registro-variables TWM

CAMPO ESCUELA COLORADO					
MEDICION TWM					
POZO: 74					
FECHA	SUM EFFECT NIVEL F.	RPM	% LLENADO	P. CASING	DESCRIP/OBSERV/THP
17/11/2010	1447	10,91	91,47	0,5	50
19/11/2010	644	10,91	79	1,2	50
29/11/2010	1712	10,91	97,76	1,8	40
30/11/2010	1462	10,91	90,77	2,3	40
01/12/2010	1549	10,91	88,12	-0,3	50
07/12/2010	549	10,91	35,12	6,4	50
14/12/2010	1062	10,91	86,52	2,4	40
21/12/2010	718	10,91	61,93	18,4	55
13/01/2011	931	10,91	85,91	-2	48
27/01/2011	1925	10,91	89,24	3,5	50
09/02/2011	403	10,98	33,65	31,1	30
16/02/2011	377	10,91	32,95	33,2	60
23/02/2011	395	10,91	80,16	3,7	55
02/03/2011	346	10,91	36,01	63,8	60

CAMPO ESCUELA COLORADO**MEDICION TWM**

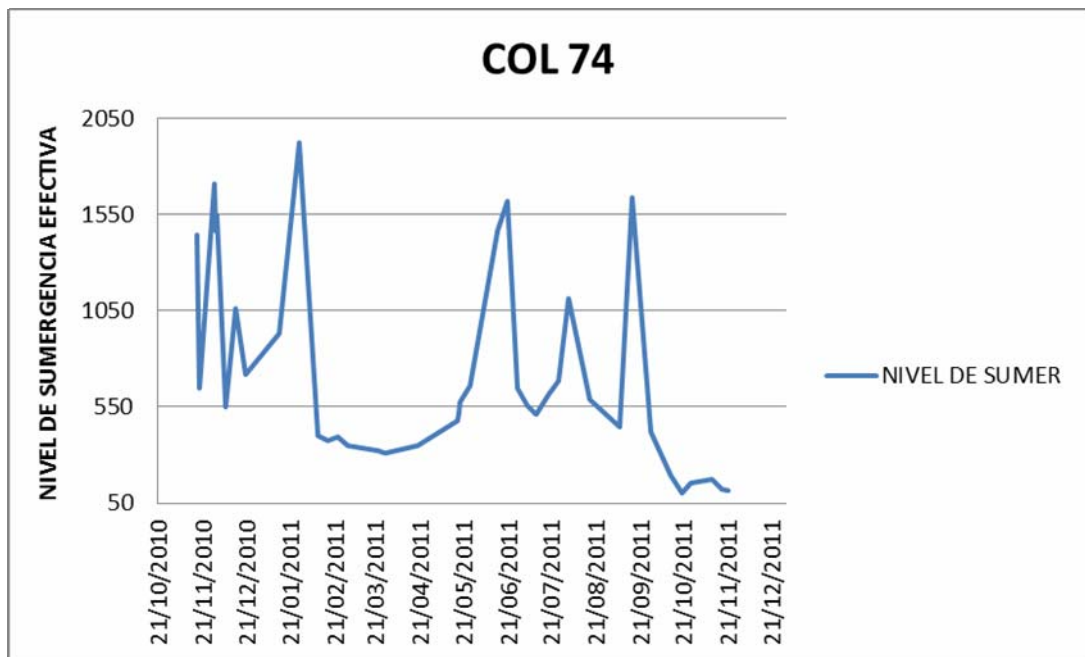
POZO: 74

FECHA	SUM EFFECT NIVEL F.	RPM	% LLENADO	P. CASING	DESCRIP/OBSERV/THP
23/03/2011	324	10,91	36,46	59,2	60
28/03/2011	309	10,91	35,18	34,4	25
19/04/2011	347	10,91	35,86	4,4	50
17/05/2011	476	8,11	82,41	13,5	55
18/05/2011	519	8,11	85,44	0,1	60
19/05/2011	573	8,11	87,34	2,7	70
26/05/2011	661	8,14	61,68	2,4	50
14/06/2011	1467	8,14	47,85	0,5	40
21/06/2011	1620	8,11	86,12	-0,2	0
28/06/2011	646	8,29	85,83	4,8	30
05/07/2011	556	9	86	0,6	35
11/07/2011	511	8,3	34,32	27,7	35
19/07/2011	615	8,33	86,3	23	45
26/07/2011	687	8,29	85,01	30,2	40
02/08/2011	1117	8,26	84,84	0,9	35
17/08/2011	586	8,29	86,24	27,7	50
07/09/2011	448	8,26	88,73	48,1	48
15/09/2011	1638	7,63	33,47	50,4	50
28/09/2011	423	8,45	84,27	42,4	45
12/10/2011	192	8,45	83,98	42,1	40
20/10/2011	100	8,45	77,82	42,5	45
26/10/2011	154	8,41	79,93	41,6	45
10/11/2011	173	8,41	79,94	42,6	40

CAMPO ESCUELA COLORADO					
MEDICION TWM					
POZO: 74					
FECHA	SUM EFFECT NIVEL F.	RPM	% LLENADO	P. CASING	DESCRIP/OBSERV/THP
17/11/2011	120	8,41	79	40,3	40
21/11/2011	114	8,45	78,56	39,1	35

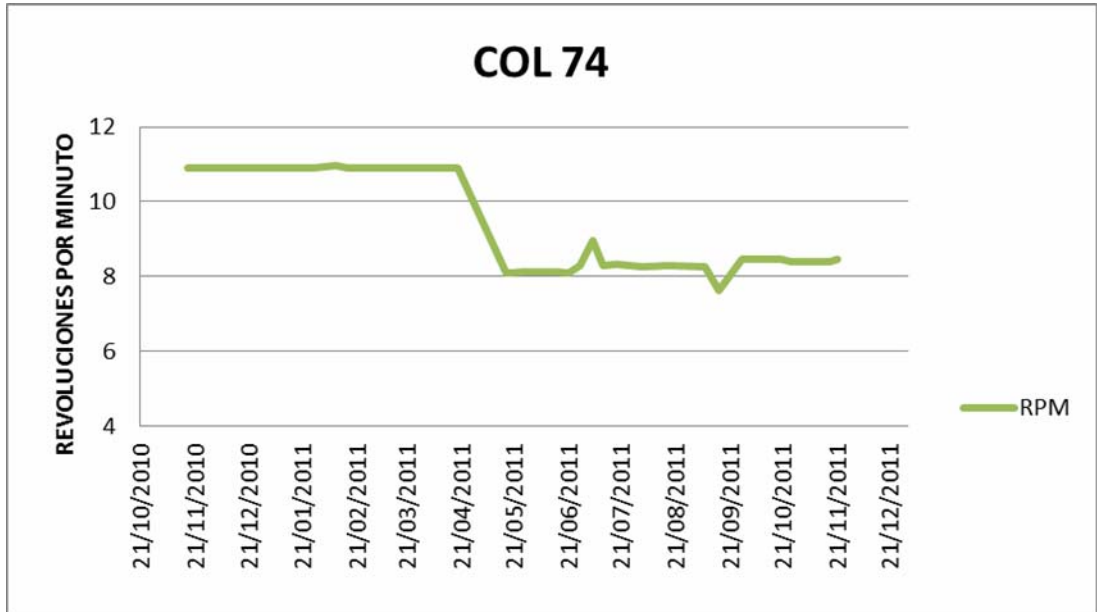
Fuente: Registros TWM. CEC

Figura 73. Comportamiento del nivel de sugerencia Vs tiempo pozo col 74.



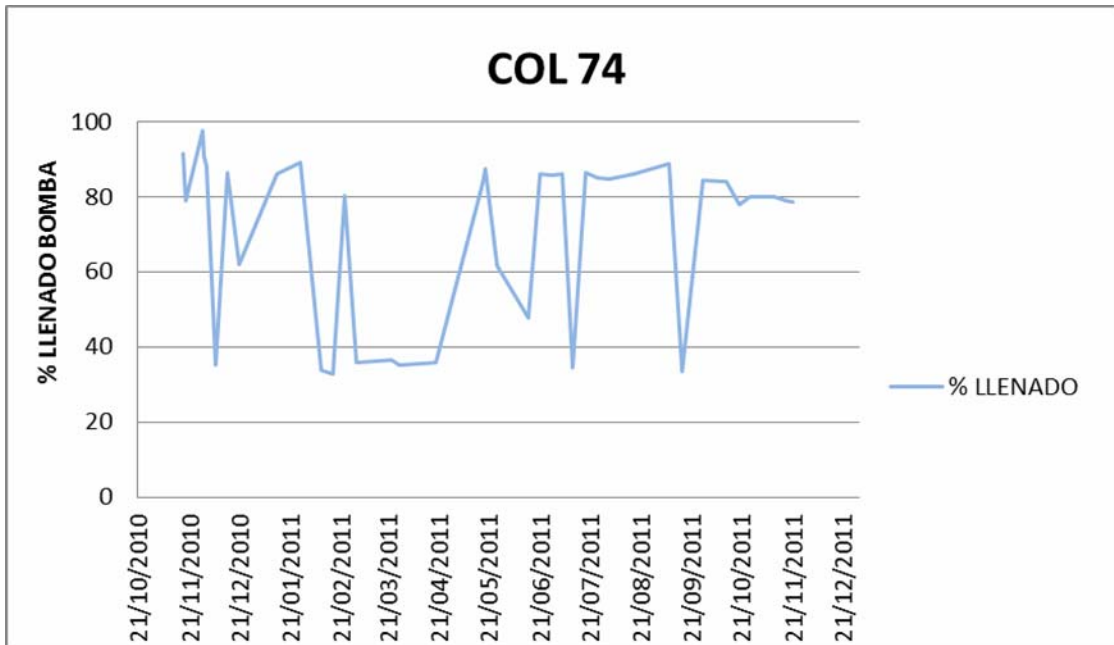
Fuente: Registros TWM. CEC

Figura 74. Comportamiento de las RPM Vs tiempo pozo col 74.



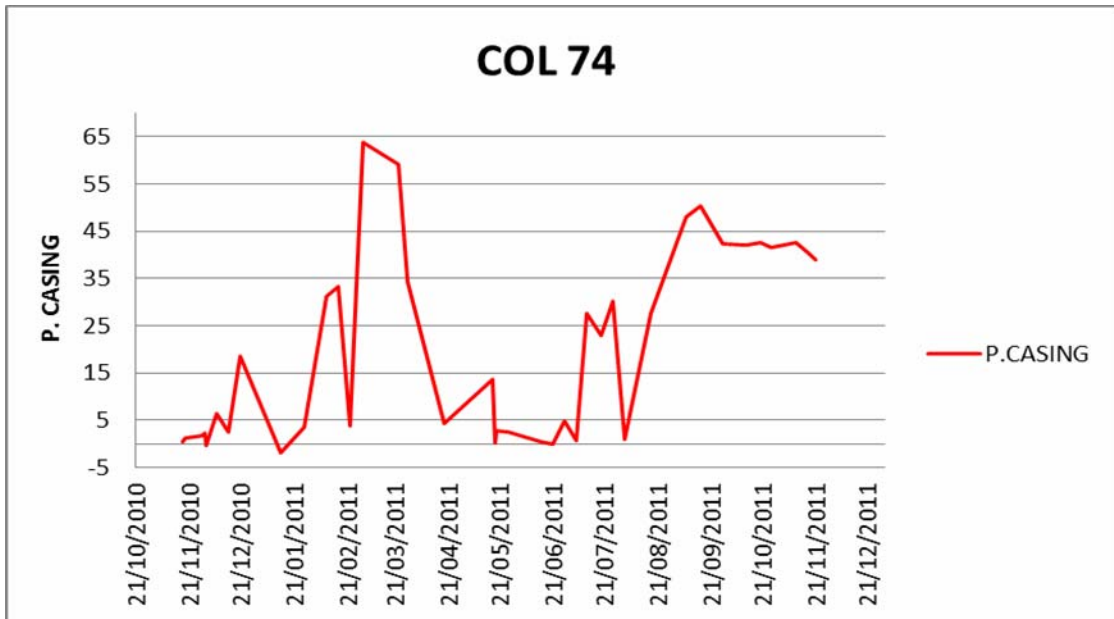
Fuente: Registros TWM. CEC

Figura 75. Comportamiento del % de llenado Vs tiempo pozo col 74.



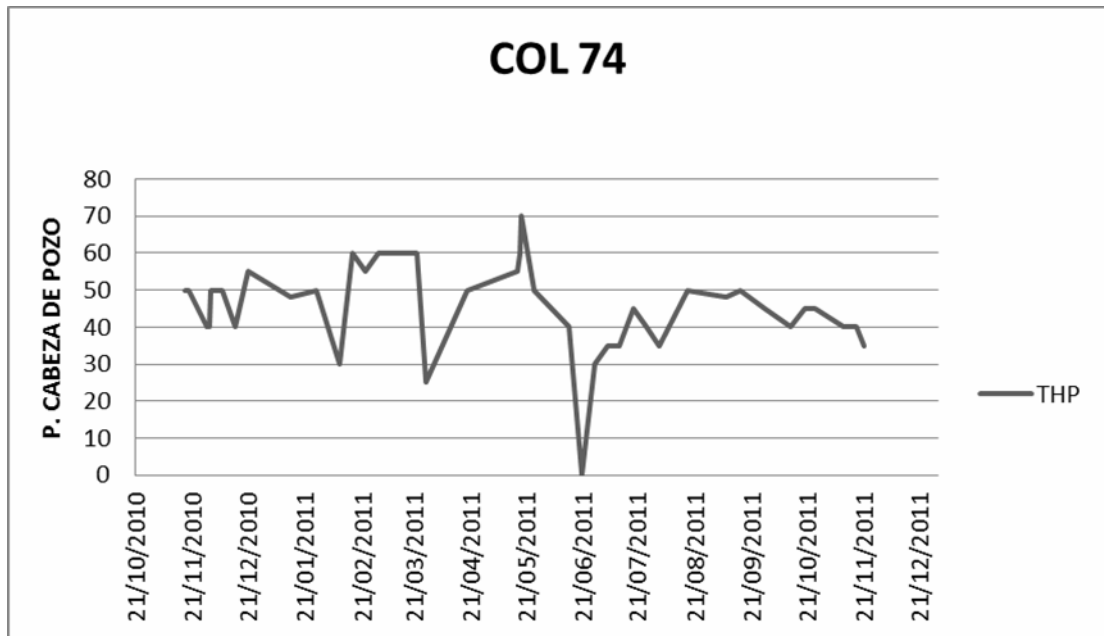
Fuente: Registros TWM. CEC

Figura 76. Comportamiento de la P. Casing Vs tiempo pozo col 74.



Fuente: Registros TWM. CEC

Figura 77. Comportamiento de la P. en Cabeza Vs tiempo pozo col 74.



Fuente: Registros TWM. CEC

4.3. SISTEMATIZACIÓN DEL INVENTARIO DE MATERIALES Y HERRAMIENTAS DE LA BODEGA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.

En las instalaciones de la antigua Planta Compresora de gas, se encuentra ubicada la bodega principal del Campo Escuela Colorado. Este es un sitio donde se almacenan las herramientas y los equipos necesarios para el desarrollo de las labores del campo.

Esta bodega principal se subdivide en tres bodegas secundarias nombradas de la siguiente forma:

4.3.1. Bodega de químicos

En donde se almacenan aquellos productos que poseen características tóxicas, a los cuales se les debe tener un cuidado especial en cuanto a su manipulación, teniendo en cuenta sus respectivas cartas de seguridad; dentro de los cuales se encuentran:

Varsol, dosificadores químicos, aceites para caja de engranajes, grasa. Etc.

4.3.2. Bodega de Materiales

En donde se almacena todo tipo de equipos y herramientas necesarias para el desarrollo de los trabajos de campo. Dentro de los cuales se encuentran:

Llaves de diferentes calibres, niples, codos, válvulas de compuerta, cheques, manómetros, espárragos, grapas de diferentes diámetros, empaques, destornilladores, porras, bridas, bombas de subsuelo, motores eléctricos, display de gabinetes eléctricos, cajas de empaques, sellos de pozos, botellas dosificadoras.

4.3.3. Bodega o patio de tuberías

- Tubería de producción (2-7/8 y 2-3/8) de diámetros.
- Barra lisas (30 ft y 15 ft)
- Barrillas de bombeo (3/4 y 2-5/8) 25ft
- Unidades de bombeo (caja de engranaje, balancín, cojinete de cola y centro, pesas, torres y bases, pines. Etc.)
- Tubería para líneas de flujo de longitud R1 de 18 ft y longitud R2 de 31 ft

El sistema de control de las entradas y salidas de estos materiales, es realizado por medio de un registro en minuta, en el cual se lleva un control de los materiales y los elementos que se designan para cada pozo, tomando nota de la hora, la fecha, el nombre del supervisor que recibe el material y el pozo al cual va destinado.

Aunque este método ha resultado ser eficiente para llevar un control de las existencias de materiales en la bodega; por otra parte resulta ser un poco dispendioso, puesto que requiere de mayor tiempo y control para su actualización.

Figura 78. Sistematización bodega de materiales CEC



Fuente: El Autor

Por lo anterior durante la practica se desarrollo un estudio para crear un formato sistematizado que permitiera registrar primero que todo un inventario inicial y a partir de este, ir ingresando día a día tanto las entradas como las salidas de los diferentes productos y equipos; a su vez actualizara automáticamente el inventario cada mes y además permitirá conocer las cantidades existentes y las posibles a pedir.

A continuación se da a conocer el formato de cálculo obtenido, el cual esta siendo manejado actualmente por el área encargada.

El formato presentado en la **Tabla 8**. Permite registrar el inventario inicial y a partir de este ir ingresando tanto las entradas como el consumo de materiales y equipos y a su vez permite calcular las cantidades existentes al final de cada mes; valores que se convierten en el inventario inicial del siguiente mes que es actualizado de forma automática en la Tabla 9. Y donde se registra si debe realizar pedido o no y la cantidad a pedir; con el uso de parámetros condicionales (**Ver Anexo B.**)

Además en las páginas de Anexos, se dan a conocer otros formatos realizados durante la práctica, como lo son: Control de medición tanques periféricos, programación mensual para el cambio de empaques-año 2012 y formato de reporte descargas de trampas de pozos del CEC.

Tabla 9. Formato de actualización del inventario mensual de los materiales y equipos de la Bodega del CEC.

DESCRIPCION		SALDO	EXISTENCIA EN BODEGA												REMANENTE	CANTIDAD A PEDIR
			Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.		
BODEGA DE QUIMICOS																
GALONES WPP 1000		165						165	165	165	165	165	165	0	0	
GALONES DE HUTERFLOC-50		0						0	0	0	0	0	0	pedir	10	
GALONES DE WPP 7200		246						246	246	246	246	233,75	233,75	0	0	
GALONES DE VARSOL		19						208	66	41	19	-11	-11	0	0	
KILOS DE GRASA ROJA		28						45	41	31	28	28	28	0	0	
GALONES DE WPP 1003		339						266	226	148	339	339	339	0	0	
GALONES DE ACEITE GL 1		32						35	34	34	32	32	32	0	0	
GALONES DE RESSEL BLUE		97						6	1	108	97	97	97	0	0	
GALONES DE PET 200		11						19	11	11	11	7,83	7,83	0	0	
GALONES PET 55		27						31	27	27	27	25,5	25,5	0	0	

Fuente: Minuta de registro. Bodega CEC

REMANENTE:
=SI (SALDO<=3;"pedir";"0")

- Realizar pedido
- No pedido

Observaciones:

En el momento de registrar los datos; en la columna de remanente se registrará la palabra pedir y el color verde si se debe realizar pedido.

5. CONCLUSIONES

El Campo Escuela Colorado se ha convertido en un proyecto de desarrollo tecnológico y de investigación, el cual contribuye a la formación de estudiantes de diferentes áreas del conocimiento, al incorporar un componente práctico en el aprendizaje de los diferentes procesos y operaciones de campo para así formar profesionales íntegros. El proceso de evolución del campo ha sido un buen indicativo de un eficiente potencial de la formación productora donde se encuentra ubicado, es por esto que día a día se desarrollan actividades y procedimientos en pro de un aumento en la productividad del campo y la eficiencia de los pozos.

Las mediciones efectivas de los niveles de producto en los tanques de almacenamiento son el resultado de los datos de producción diaria del campo, es por esto que esta actividad juega un papel muy importante en el momento de evaluar el comportamiento productivo del mismo.

El analizador de pozos resulta ser una herramienta indispensable para el sistema de producción; para llevar un seguimiento del comportamiento del pozo y así determinar las causas de mal funcionamiento. El operador del equipo de la Compañía Echometer debe tener pleno conocimiento de los diferentes riesgos que corre al realizar esta actividad, por lo tanto debe cumplir a cabalidad con todos los parámetros de seguridad o análisis de trabajo seguro para así evitar daño y deterioro en los componentes del analizador como también actos que ocasionen accidentes.

Un continuo mantenimiento e inspección a las redes eléctricas, plantas, motores, variadores eléctricos y líneas eléctricas garantizan el buen funcionamiento de las unidades de bombeo y del sistema de producción en general.

El método de dosificación de químico es un tratamiento que ha mostrado buenos resultados en cuanto a la disminución del punto de cristalización de la parafina en los pozos productores del Campo Escuela Colorado, permitiendo así que se efectúe una limpieza tanto en fondo como en superficie y aumentando la producción en los pozos. Además tanto el procedimiento como la programación que se lleva a cabo en el campo es un método efectivo para llevar un control y una supervisión continua del funcionamiento de los pozos.

El mantenimiento de las unidades de bombeo es una actividad muy importante para lograr un óptimo funcionamiento de la unidad y a su vez una mayor duración de su vida útil; una supervisión continua es fundamental en el momento de detección de fallas con el objetivo de evitar daños más graves.

Los formatos de producción y mantenimiento e inspección de equipos elaborados durante la práctica contribuyen al mejoramiento y evolución del campo, puesto que estos permiten llevar un control de los diferentes trabajos desarrollados y a la vez desarrollar habilidades del personal que labora en este.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar inspecciones mas frecuentes de las diferentes actividades desarrolladas por el personal de campo con el fin de evaluar la eficiencia y el buen desempeño del trabajo.
- Para realizar cualquier procedimiento descrito anteriormente en este manual, se debe tener en cuenta los parámetros establecidos para cada actividad como un Análisis de trabajo Seguro con el objetivo de disminuir riesgos y evitar accidentes que puedan ocurrir en el desarrollo del trabajo.
- Dar continuidad al estudio de las diferentes herramientas tecnológicas accesibles hoy en día que puedan contribuir al desarrollo evolutivo del campo, como por lo es crear un programa computacional para dar un mejoramiento al formato elaborado para la sistematización de la bodega del CEC.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Diagnóstico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. Informe Campo Colorado. ECOPETROL S.A. Barrancabermeja. Diciembre de 2003.
2. GARCÍA Edison. Ing. Producción Campo Escuela- UIS. Informes de producción Campo Colorado.
3. CORREA J. Fabio R. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.
4. Soporte técnico del personal de producción del Campo Colorado.
5. Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Medición Estática. Cap. 3. 2010. Pág. 6
6. Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Medición Estática. Cap. 3. 2010. Pág. 10
7. Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Medición Estática. Cap. 3. 2010. Pág. 15
8. Formato de Análisis de Trabajo Seguro - ATS. Departamento de HSE Campo Colorado.
9. Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Determinación de la Temperatura. Cap. 7. 2010.
10. Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Muestreo y sus condiciones. Cap. 8. 2010. Pág. 8
11. Manual Único de Medición de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo Ecopetrol S.A. Cálculo de las Cantidades de Petróleo. Cap. 12. 2010. Pág. 14.

12. CARVAJAL Z. Gloria I. TARAZONA M. Julián A. Procedimientos de trabajo seguro para las principales operaciones del Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, 2006. Pág. 137
13. CARVAJAL Z. Gloria I. TARAZONA M. Julián A. Procedimientos de trabajo seguro para las principales operaciones del Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, 2006. Pág. 150
14. Echometer Company. Manual de configuración del analizador de pozos. UPCO. 2010.
15. ECHOMETER COMPANY. "Well Analyzer and TWM Software", Operating Manual, 2008.
16. Soporte técnico personal del área de producción Campo Escuela Colorado y HSE.
17. LOPEZSIERRA G. Iván D. ALVAREZ F. Julián S. Manual de Operación y Mantenimiento del Analizador de Pozos. Tesis de Grado. Bucaramanga. 2009. Pág. 64.
18. LOPEZSIERRA G. Iván D, ALVAREZ F. Julián S. Manual de Operación y Mantenimiento del Analizador de Pozos. Tesis de grado. Bucaramanga, 2009. Pág. 65
19. Soporte técnico personal del área de producción. Campo Escuela Colorado
20. Echometer Company. Manual de configuración del analizador de pozos. UPCO. Pasos para la determinación del nivel de líquido. 2010. Pág. 43
21. Soporte técnico personal eléctrico del Campo Escuela Colorado.
22. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Actualización 2008, Cap. 1. Artículo 5. pág. 58.
23. MARTINEZ G. Rosa, AMAYA B. Miguel. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga 2010.
24. ARIZA L. Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.

25. PINZON, Sergio y ROJAS Jonathan. Evaluación de Métodos Convencionales y no Convencionales para la Remediación e Inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Bucaramanga 2006.
26. ZHU, Tao. Evaluation of Wax Deposition and Its Control During Production of Alaska North Slope Oils. University of Alaska Fairbanks. December 2008.
27. PINZON, Sergio y ROJAS Jonathan. Evaluación de Métodos Convencionales y no Convencionales para la Remediación e Inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Bucaramanga 2006.
28. GARCIA J. MARTINEZ E. Diseño de las facilidades de superficie por Bombeo Mecánico para la extracción de crudo de la sección 67 del Campo Ancón. "Ing. Gustavo Galindo Velasco".
29. REY BOTTO. Blas O. Optimización de la operación del Sistema de Bombeo Mecánico de la sección 67 de los Campos Petroleros "Ing. Gustavo Galindo Velasco". Tesis de grado. Bucaramanga, 2004. Pág. 21,22,24.
30. Seminario de Investigación: Estudio de las variables involucradas en los sistemas de bombeo mecánico, para el diseño, control y optimización de pozos en el Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, 2011. Pág. 32.
31. Soporte técnico personal de producción y mantenimiento de unidades de bombeo CEC.

ANEXOS

Anexo A. Formato Control de Medición Tanques Periféricos

CAMPO COLORADO - WEIL GROUP BOVIL SAS – UIS				
MEDICION TANQUES PERIFERICOS				
FECHA: _____				
POZO	HORA	NIVEL TOTAL (mts)	NIVEL AGUA (mts)	NIVEL FINAL (mts)
COL-38				
COL-25				
COL-24				
COL-27				
COL-31				
COL-76				
COL-31				
COL-76				
COL-52				
COL-58				
COL-59				
GITANO _____				

Anexo C. Programación mensual para el cambio de empaques- año 2012

CAMBIO MENSUAL DE EMPAQUES -CAJA DE EMPAQUES																							
CAMPO ESCUELA COLORADO																							
POZO	TIPO DE CAJA	DIAMETRO	dic-11				ene-12				feb-12				mar-12				abr-12				
			1sem	2sem	3sem	4sem	1sem	2sem	3sem	4sem	1sem	2sem	3sem	4sem	1sem	2sem	3sem	4sem	1sem	2sem	3sem	4sem	
COL-55	Conico	1 1/8	1M				1M				1M				1M				1M				
COL-74	Plano	1 1/4		1M				1M				1M				1M				1M			
COL-40	Plano	1 1/4			1M				1M				1M				1M				1M		
COL-3	Plano	1 1/4				1M				1M				1M				1M				1M	
COL-33	Plano	1 1/4	1M				1M				1M				1M				1M				
COL-35	Plano	1 1/4		1M				1M				1M				1M				1M			
COL-24	Conico	1 1/4			1M				1M				1M				1M				1M		
COL-38	Conico	1 1/4				1M				1M				1M				1M				1M	
COL-36	Conico	1 1/4			2M									2M							2M		
COL-67	Plano	1 1/4				2M								2M								2M	
COL-58	Plano	1 1/8					2M								2M								
COL-70	Conico	1 1/4						2M								2M							
COL-25	Plano	1 1/4							2M								2M						
COL-37	Conico	1 1/4	3M												3M								
COL-45	Conico	1 1/4		3M												3M							
COL-69	Conico	1 1/8			3M												3M						
COL-44	Plano	1 1/8				3M												3M					
COL-59	Plano	1 1/4					3M												3M				
COL-52	Conico	1 1/4						3M												3M			
COL-31	Conico	1 1/4							3M												3M		
COL-76	Conico	1 1/8								3M												3M	
COL-27	Plano	1 1/4	3M												3M								
COL-42	Conico	1 1/4				4M														4M			
COL-56	Conico	1 1/4		6M																			
COL-75	Conico	1 1/8		6M																			
	SUBTOTAL	Conico	2	3	3	2	1	3	2	2	1	0	2	1	2	2	2	2	2	1	3	2	
		Planos	2	2	1	3	3	1	2	1	1	2	1	2	3	2	2	1	2	2	1	2	
TOTAL	Conico	10				8				4				8				8					
	Planos	8				7				6				8				7					

1M Mensual

2M 2 Meses

3M Tres Meses

4M 4 Meses

6M 6 Meses

CAMBIO MENSUAL DE EMPAQUES -CAJA DE EMPAQUES																		
CAMPO ESCUELA COLORADO																		
POZO	TIPO DE CAJA	DIAMETRO	may-12				jun-12				jul-12				ago-12			
			1sem	2sem	3sem	4sem	1sem	2sem	3sem	4sem	1sem	2sem	3sem	4sem	1sem	2sem	3sem	4sem
COL-55	Conico	1 1/8	1M				1M				1M				1M			
COL-74	Plano	1 1/4		1M				1M				1M				1M		
COL-40	Plano	1 1/4			1M				1M				1M				1M	
COL-3	Plano	1 1/4				1M				1M				1M				1M
COL-33	Plano	1 1/4	1M				1M				1M				1M			
COL-35	Plano	1 1/4		1M				1M				1M				1M		
COL-24	Conico	1 1/4			1M				1M				1M				1M	
COL-38	Conico	1 1/4				1M				1M				1M				1M
COL-36	Conico	1 1/4							2M								2M	
COL-67	Plano	1 1/4								2M								2M
COL-58	Plano	1 1/8	2M								2M							
COL-70	Conico	1 1/4		2M								2M						
COL-25	Plano	1 1/4			2M								2M					
COL-37	Conico	1 1/4					3M											
COL-45	Conico	1 1/4						3M										
COL-69	Conico	1 1/8							3M									
COL-44	Plano	1 1/8								3M								
COL-59	Plano	1 1/4									3M							
COL-52	Conico	1 1/4										3M						
COL-31	Conico	1 1/4											3M					
COL-76	Conico	1 1/8												3M				
COL-27	Plano	1 1/4					3M											
COL-42	Conico	1 1/4													4M			
COL-56	Conico	1 1/4						6M										
COL-75	Conico	1 1/8						6M										
	SUBTOTAL	Conico	1	1	1	1	2	3	3	1	1	2	2	2	2	0	2	1
		Planos	2	2	2	1	2	2	1	3	3	2	2	1	1	2	1	2
TOTAL	Conico	4				9				7				5				
	Planos	7				8				8				6				

1M	Mensual	2M	2 Meses	3M	Tres Meses	4M	4 Meses	6M	6 Meses
----	---------	----	---------	----	------------	----	---------	----	---------

CAMBIO MENSUAL DE EMPAQUES -CAJA DE EMPAQUES																		
CAMPO ESCUELA COLORADO																		
POZO	TIPO DE CAJA	DIAMETRO	sep-12				oct-12				nov-12				dic-12			
			1sem	2sem	3sem	4sem	1sem	2sem	3sem	4sem	1sem	2sem	3sem	4sem	1sem	2sem	3sem	4sem
COL-55	Conico	1 1/8	1M				1M				1M				1M			
COL-74	Plano	1 1/4		1M				1M				1M				1M		
COL-40	Plano	1 1/4			1M				1M				1M				1M	
COL-3	Plano	1 1/4				1M				1M				1M			1M	
COL-33	Plano	1 1/4	1M				1M				1M				1M			
COL-35	Plano	1 1/4		1M				1M				1M				1M		
COL-24	Conico	1 1/4			1M				1M				1M				1M	
COL-38	Conico	1 1/4				1M				1M				1M			1M	
COL-36	Conico	1 1/4							2M								2M	
COL-67	Plano	1 1/4							2M								2M	
COL-58	Plano	1 1/8	2M								2M							
COL-70	Conico	1 1/4		2M								2M						
COL-25	Plano	1 1/4			2M								2M					
COL-37	Conico	1 1/4	3M												3M			
COL-45	Conico	1 1/4		3M												3M		
COL-69	Conico	1 1/8			3M												3M	
COL-44	Plano	1 1/8				3M											3M	
COL-59	Plano	1 1/4					3M											
COL-52	Conico	1 1/4						3M										
COL-31	Conico	1 1/4							3M									
COL-76	Conico	1 1/8								3M								
COL-27	Plano	1 1/4	3M												3M			
COL-42	Conico	1 1/4															4M	
COL-56	Conico	1 1/4														6M		
COL-75	Conico	1 1/8														6M		
	SUBTOTAL	Conico	2	2	2	1	2	1	3	2	1	1	1	1	2	3	3	2
		Planos	3	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	1	2	2	1	2
TOTAL	Conico	7				8				4				10				
	Planos	9				7				7				7				

1M	Mensual
----	---------

2M	2 Meses
----	---------

3M	Tres Meses
----	------------

4M	4 Meses
----	---------

6M	6 Meses
----	---------

Anexo D. Formato de Reporte Descargas de Trampas de Pozos del CEC

WEIL GROUP BOVIL SAS					
REPORTE DE CARGUE DE TRAMPAS CAMPO COLORADO					
FECHA: _____					
POZO	TRAMPAS PROGRAM SUPERVISOR	TRAMPAS DESCARGADAS CONDUCTOR	POZO	TRAMPAS PROGRAM SUPERVISOR	TRAMPAS DESCARGADAS CONDUCTOR
COL. 3	_____	_____	COL. 42	_____	_____
COL. 11	_____	_____	COL. 44	_____	_____
COL. 12	_____	_____	COL. 45	_____	_____
COL. 16	_____	_____	COL. 49	_____	_____
COL.19	_____	_____	COL. 51	_____	_____
COL. 21	_____	_____	COL. 52	_____	_____
COL.23	_____	_____	COL. 55	_____	_____
COL. 24	_____	_____	COL. 57	_____	_____
COL. 25	_____	_____	COL. 56	_____	_____
COL. 27	_____	_____	COL. 58	_____	_____
COL. 31	_____	_____	COL. 59	_____	_____
COL. 33	_____	_____	COL. 63	_____	_____
COL. 34	_____	_____	COL. 62	_____	_____
COL. 35	_____	_____	COL. 67	_____	_____
COL. 36	_____	_____	COL. 69	_____	_____
COL. 37	_____	_____	COL. 70	_____	_____
COL. 38	_____	_____	COL. 74	_____	_____
COL. 39	_____	_____	COL. 75	_____	_____
COL. 40	_____	_____	COL. 76	_____	_____
OBSERVACIONES: _____					

FIRMA CONDUCTOR CAMIÓN			FIRMA SUPERVISOR		



**CAMPO ESCUELA COLORADO -WEIL GROUP BOVIL SAS.
 REPORTE DE INSPECCION ,MANTENIMIENTO, REPARACION Y AJUSTE VALVULAS DE CONTROL**

DESCRIPCION DEL EQUIPO

Serie No.: _____
 Servicio normal: _____
 Tamaño de la conexión: _____
 Tipo de conexión: Roscada: _____ Flanchada: _____ Soldadas: _____ Otro: _____
 Temperatura: _____
 Presion máxima: _____
 Actuacion: Abriendo presion: _____
 Cerrando presión: _____
 Neumatico: _____
 Solo actuando: _____
 Otro: _____

DATOS DE LA INSPECCION (llenar los espacios)

Set de presion: _____
Chequeo de los acientos: Desgaste: _____ Ralladuras: _____ Buen estado: _____ Otro: _____
Cuerpo: Desgaste: _____ Ralladuras: _____ Buen estado: _____ Otro: _____
Chequeo de las conexiones: Desgaste: _____ Mal estado: _____ Buen estado: _____ Otro: _____
Condicion del equipo: Fugas: _____ Pegado: _____ Fallas: _____ Corroido: _____ Otro: _____
Observaciones y Comentarios: _____

INFORME DE REPARACION

PARTES	CAMBIO		OBSERVACIONES
	SI	NO	
Equipo			
Conexiones			
Diafragma			
Vástago			
Tubería			
Resorte			
Otros			

FECHA	REVISADO POR	VERIFICADO POR	APROBADO POR



**CAMPO ESCUELA COLORADO -WEIL GROUP BOVIL SAS.
 REPORTE DE INSPECCION ,MANTENIMIENTO, REPARACION Y AJUSTE REGULADOR DE FLUJO KIMRAY**

DESCRIPCION DEL EQUIPO

Cuerpo: Hierro fundido:_____ Hierro dúctil:_____ Acero:_____

Servicio normal: _____

Presion de diseño: _____

Vástago: _____

Tapón: Hierro dúctil:_____ Acero:_____ Otros:_____

Tubería: Cobre:_____ Acero Inox:_____ Otros:_____

Conexiones: Bronce:_____ Acero:_____ Otros:_____

Asientos: Nitrilo:_____ Poliuretano:_____ Otros:_____

Tamaño: _____

Temperatura de operación: _____

Presión de Operación: _____

DATOS DE LA INSPECCION (llenar los espacios)

Chequeo de los asientos: Desgaste:___ Ralladuras:___ Buen estado:___

Chequeo del vástago : Doblado:___ Rayado:___ Buen estado:___

Cuerpo: Desgaste:_____ Ralladuras:_____ Buen estado:_____

Conexiones: Desgaste:_____ Mal estado:_____ Buen estado:_____

Manometro: Mal estado:_____ Buen estado:_____

Presion de Operación: _____

Observaciones y Comentarios: _____

INFORME DE REPARACION

PARTES	CAMBIO		OBSERVACIONES
	SI	NO	
Acientos			
Vástago			
Manometro			
Tubería			
Conexiones			

FECHA	REVISADO POR	VERIFICADO POR	APROVADO POR	ELABORADO POR



CAMPO ESCUELA COLORADO -WEIL GROUP BOVIL SAS.

REPORTE DE INSPECCION Y CALIBRACION REGISTRADOR DE FLUJO ITT BARTON

DESCRIPCION DEL EQUIPO

Servicio normal: _____
 Cuerpo: _____
 Tamaño: _____
 Presión de Operación: _____
 Temperatura de operación: _____

DATOS DE LA INSPECCION (llenar los espacios)

Chequeo del lapiz de presion diferencial: Suelto:____ Pegado a la carta:____ Tornillo suelto:____ Buen estado:____ Otro:____
 Chequeo del lapiz de presion estatica: Suelto:____ Pegado a la carta:____ Tornillo suelto:____ Buen estado:____ Otro:____
 Cuerpo: Desgaste excesivo:____ Ralladuras:____ Buen estado:____ Otro:____
 Conexiones: Mal estado:____ Buen estado:____ Otro:____
 Presion de los accesorios:_____
 Fuelles: Mal estado:____ Buen estado:____ Otro:____
 Observaciones y Comentarios: _____

INFORME DE REPARACION

TRABAJO REALIZADO	SI	NO	OBSERVACIONES
LIMPIEZA			
REEMPLAZO DE CARTA			
REPOSICION DE TINTA			
CALIBRACION			
OTRO			

FECHA	REVISADO POR	VERIFICADO POR	APROVADO POR	ELABORADO POR



**CAMPO ESCUELA COLORADO -WEIL GROUP BOVIL SAS.
 REPORTE DE INSPECCION Y CALIBRACION DE MANOMETROS**

DESCRIPCION DEL EQUIPO

Marca: _____
Clase: Con glicerina: _____ Sin glicerina: _____ Otros: _____
Modelo: _____
Tamaño Nominal: _____
Rango de presión: _____
Cuerpo: _____

DATOS DE LA INSPECCION (llenar los espacios)

Fricción: Agujas desplazada o movidas: _____ En buen estado: _____
Histeresis: _____
Defectos de campo: Desgastado: _____ Corroído: _____ Sucio: _____ Otros: _____
Forma de la escala: _____
Observaciones y Comentarios: _____

INFORME DE REPARACION

TRABAJO REALIZADO	SI	NO	OBSERVACIONES
SUSTITUCION DE PIEZAS			
AJUSTE DE TENSADO DEL FUELLE			
CALIBRACION			
AJUSTE DE LA ESCALA			
OTROS			
FECHA	REVISADO POR	APROBADO POR	ELABORADO POR