



**EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO EN
LOS POZOS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO A PARTIR DE REGISTROS
TWM E INFORMACION DE PRODUCCION**

PATRICIA FLOREZ DULCEY

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**



**EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO EN
LOS POZOS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO A PARTIR DE REGISTROS
TWM E INFORMACION DE PRODUCCION**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

PATRICIA FLOREZ DULCEY

Director

Ing. Cesar Augusto Pineda Gómez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**



DEDICATORIA

*A Dios, por darme la vida y fortaleza
para poder cumplir mis metas y anhelos, a pesar de las caídas.*

*A mi mamá Stella por brindarme todo el apoyo, comprensión
y por cada uno de los sacrificios que ha realizado para
que lograra mis metas.*

*A mi hijo, Mi Conejito Jeremy Damián, mi lucerito que con
su inocencia me motiva a seguir adelante.*

*A mis hermanas Dayra, Stella y Lina,
las niñeras de mi conejo, por su cariño, compañía y
consejos que me han dado.*

*A mi Churro Divino, Eduardo Quiroga, apreciable hombre quien con su amor,
cubre de alegría y tranquilidad mi vivir por apoyarme y acompañarme incondicionalmente.*

A Zulma y Coco, mis amigos que me ayudaron y alcahuetearon mis locuras.

A Diana Becerra, quien es más que una amiga y confidente.

A mis amigos de la U con los que pase buenos momentos y me acompañaron en este camino.

®Patty Florez®



AGRADECIMIENTOS

Ing. Cesar Augusto Pineda, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus aportes y orientación.

Ing. Adriana Méndez Bohórquez, ingeniera de Petróleos por inmensa voluntad de enseñar, su paciencia y su amistad incondicional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos (UIS) y a toda su planta de profesores en la contribución a nuestro crecimiento profesional.



CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1 DESCRIPCION DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	3
1.1 LOCALIZACION.....	3
1.2 DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO.....	4
1.3 CAMPOS ALEDAÑOS.	6
1.3.1 Campo Cristalinas.....	6
1.3.2 Campo Garzas.....	6
1.3.3 Campo Sogamoso.....	6
1.4 GEOLOGÍA	7
1.4.1. Localización Geográfica.....	7
1.4.2. Estratigrafía.....	9
1.4.3. Estructura del Yacimiento.....	13
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	15
2. GENERALIDADES SOBRE EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: BOMBEO MECÁNICO	20
2.1 EQUIPO DE SUBSUELO.	25
2.1.1 Tubería de Revestimiento o Casing.....	25
2.1.2 Tubería de Producción o Tubing.....	25
2.1.3. Sarta de Varillas de Succión.....	26
2.1.4 Bomba de Subsuelo.....	26
2.2 EQUIPO DE SUPERFICIE.	27
2.2.1 Motor.....	27
2.2.2 Caja Reductora.....	28
2.2.3 Unidad de Bombeo.....	28
2.2.4 Barra Lisa.....	29
2.2.5 Cabezal del Pozo.....	29



2.3 UNIDAD DE BOMBEO	30
2.3.1 Clasificación de las Unidades de Bombeo	30
2.3.2 Clasificación de Balancines por Tamaño	37
2.4 BOMBA DE SUBSUELO	37
2.4.1 Partes Estructurales de una Bomba de Subsuelo	38
2.4.2 Tipos de Bomba de Subsuelo	44
2.4.3 Selección de la Bomba de Subsuelo	52
2.5 FUNCIONAMIENTO EN FONDO DEL BOMBEO MECÁNICO	52
2.5.1 Funcionamiento de la Bomba de Subsuelo	55
3 EQUIPO UTILIZADO EN LA TOMA DE LAS PRUEBAS DE NIVEL DE FLUDO, DINAMOMETRICAS, POTENCIA Y PBU: ANALIZADOR DE POZO (WELL ANALYZER)	60
3.1 PISTOLA A GAS	61
3.2 TRANSDUCTORES	62
3.2.1 Transductor de presión	62
3.2.2 Celda de carga tipo herradura (HT).....	63
3.2.3 Celda de carga de la varilla lisa (PRT).....	63
3.3 PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN COMPLETA DEL POZO (TWM)	64
3.3.1 Modos de iniciación	65
3.3.2 Sección de Chequeo del Equipo (Equipment Chek).....	66
3.3.3 Sección del Sensor Acústico (Acoustic Sensor)	67
3.3.4 Sección del sensor Dinamométrico (Dynamometer Sensor)	68
3.3.5 Archivo base del pozo	69
4 PRUEBA DINAMOMÉTRICA	76
4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE PRUEBAS DINAMOMÉTRICAS UTILIZANDO EL ANALIZADOR DE POZO	77
4.2 SECUENCIA QUE SE DEBE SEGUIR EN EL PROGRAMA TWM, PARA LA TOMA DE PRUEBAS DINAMOMÉTRICAS	78
4.3 ANÁLISIS DE DATOS DINAMOMÉTRICOS CON EL PROGRAMA TWM ...79	
4.3.1 Datos sin Refinar (Raw Date)	79
4.3.2 Superponer (Overaly).....	80
4.3.3 Cartas Dinamométricas (Dyna Cards).....	81
4.3.4 Análisis de Torque (Torque)	82
4.3.5 Carga de la Varillas (Rod Loading)	84
4.3.6 Análisis de gráficas (Analysis Plot)	85



4.3.7 Impresión del Reporte Dinamométrico	86
4.4 PROBLEMAS TÍPICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.	87
4.4.1 Pérdidas en válvulas	88
4.4.2 Pérdida de producción por tubing roto	88
4.4.4 Bomba embastonada por presencia de parafina.	89
4.4.5 Golpe de fluido.....	89
5 REGISTRO ACÚSTICO: NIVEL DEL POZO	91
5.1 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE PRUEBAS ACÚSTICAS EMPLEANDO EL ANALIZADOR DE POZO.....	92
5.2 SECUENCIA QUE SE SIGUE EN EL PROGRAMA TWM PARA LA TOMA DE PRUEBAS ACÚSTICAS.....	94
5.3 INTERPRETACIÓN DE DATOS ACÚSTICOS.	95
5.3.1 Selección del Nivel de Líquido (Select Liquid Level).....	95
5.3.2 Determinación de la Profundidad (Depth Determination).	97
5.3.3 Uniones (Collar).....	99
5.3.4 Presión del Revestimiento (Casing Pressure).....	100
5.3.5 Presión de Fondo (BHP).....	101
5.3.6 Manejo de Archivos Base e Impresión de reporte Acústico.....	105
6 EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO EN LOS POZOS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO A PARTIR DE REGISTROS TWM E INFORMACION DE PRODUCCION.....	107
6.1 INTERFERENCIA DE GAS.....	109
6.2 GOLPE DE FLUIDO.....	111
6.3 FILTRACION EN LA VALVULA VIAJERA.....	114
6.4 VARILLA PARTIDA.....	116
6.5 BOMBA AFECTADA POR ARENA.....	119
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	122
BIBLIOGRAFÍA.....	124
ANEXOS.....	126



ISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Campo Yariguí-Cantagallo con referencia a Bogotá.....	3
Figura 2. Ubicación Geográfica Campo Yariguí-Cantagallo.....	4
Figura 3: Distribución del Campo Yariguí – Cantagallo	5
Figura 4. Columna Estratigráfica de la Cuenca del VMM	12
Figura 5. Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo.....	14
Figura 6. Esquema de un Sistema de Bombeo Mecánico.	24
Figura 7. Sistema Clase I. Unidad de Bombeo Convencional.....	32
Figura 8. Esquema Unidad de Bombeo Balanceada por aire.....	34
Figura 9. Unidad de Bombeo Unitorque Mark II.	36
Figura 10. Esquema general de una Bomba de Subsuelo.....	39
Figura 11. Nomenclatura API para Bombas de Subsuelo.	45
Figura 12. Movimientos característicos del Stroke en la Bomba.	54
Figura 13. Dinagrama teórico de fondo con bomba llena.	57
Figura 14. Analizador de pozo.	60
Figura 15. Pistola a gas.	62
Figura 16. Transductor de presión	62
Figura 17. Celda de carga tipo herradura (HT).	63
Figura 18. Celda de carga de la varilla lisa (PRT).....	63
Figura 19. Ventana de Modalidad de Llamado.	65
Figura 20. Ventana de Modalidad de Adquisición.....	66
Figura 21. Sección de Chequeo del Equipo.....	67
Figura 22. Sección del Sensor Acústico.....	68
Figura 23. Sección del sensor Dinamométrico	69
Figura 24. Abrir Archivo de Pozo	70
Figura 25. Sección General.....	71
Figura 26. Sección Equipo de Superficie.....	72
Figura 27. Sección Pozo.....	73



Figura 28. Pozos desviados.....	73
Figura 29. Sección Condiciones.....	74
Figura 30. Formato de Composición del Gas	75
Figura 31. Datos sin Refinar.....	80
Figura 32. Dinagramas de Superficie	81
Figura 33. Carta Dinamométrica de Fondo	82
Figura 34. Análisis de Torque.....	83
Figura 35. Carga de la Varillas.....	84
Figura 36. Análisis de Gráficas.....	85
Figura 37. Reporte de Prueba Dinamométrica (Parte I).....	86
Figura 38. Reporte de Prueba Dinamométrica (Parte II).....	87
Figura 39. Cartas dinamométricas características.	90
Figura 40. Cartas dinamométricas características.	96
Figura 41. Determinación de la Profundidad	97
Figura 42. Conteo de Collares.	99
Figura 43. Mini Buil Up - Presión en el revestimiento.....	100
Figura 44. Presión de Fondo de pozo.	102
Figura 45. Reporte de la Prueba Acústica o de nivel.....	106
Figura 46. Reporte de la Prueba Dinamométrica del pozo CG- 13.	109
Figura 47. Reporte de la Prueba Acústica o de nivel del pozo CG- 13.....	110
Figura 48. Reporte de la Prueba Dinamométrica del pozo CG- 06.	112
Figura 49. Reporte de la Prueba Acústica o de nivel del pozo CG- 06.....	113
Figura 50. Reporte de la Prueba Dinamométrica del pozo CG- 25.	114
Figura 51. Reporte de la Prueba de Válvulas del pozo CG- 25.....	115
Figura 52. Reporte de la Prueba Dinamométrica del pozo CG- 25.	116
Figura 53. Reporte de la Prueba Dinamométrica- Sección Carga de varillas del pozo CG- 25.....	117
Figura 54. Reporte de la Prueba de Válvulas del pozo CG- 25.....	118
Figura 55. Reporte de la Prueba Dinamométrica del pozo CG- 15.	119



Figura 56. Reporte de la Prueba Dinamométrica- Sección Carga de varillas del pozo CG- 15.....120

Figura 57. Reporte de la Prueba de Válvulas del pozo CG- 15.....121



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resumen Detallado del Campo Yariguí-Cantagallo.....	19
Tabla 2. Especificación API 11AX de las Bombas de Subsuelo.	47



ANEXOS

Anexos A. Potenciales por Pozo del Campo.	126
Anexos B. Unidades de Bombeo Utilizadas en el Campo.	129
Anexos C. Estado Mecánico del Pozo CG-06.	131
Anexos D. Estado Mecánico del Pozo CG-13.	132
Anexos E. Estado Mecánico del Pozo CG-15.....	133
Anexos F. Estado Mecánico del Pozo CG-25.....	134



RESUMEN

TITULO: EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN LOS POZOS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO A PARTIR DE REGISTROS TWM E INFORMACION DE PRODUCCION.¹

AUTOR: PATRICIA FLOREZ DULCEY²

PALABRAS CLAVES: Optimización, Bombeo Mecánico, Prueba dinamométrica, registro acústico, TWM.

El petróleo es un recurso finito y escaso del cual la sociedad moderna depende fuertemente. Por esta razón, el racionalizar y optimizar su producción y consumo es necesario para hacerlo más seguro, eficiente y económico y como propósito principal del ingeniero petrolero es maximizar la recuperación de petróleo y mantener su producción dentro de los límites técnicos y económicos; El seguimiento del comportamiento de los pozos es de vital para lograr el objetivo, debido a que el plan de producción de un sólo pozo involucra varias etapas, pero si hay un buen diagnostico se puede llevar la continuidad de las etapas consecuentes.

En el presente trabajo, se expone los trabajos hechos que a nivel de producción un análisis certero puede ser muy confiable con el uso de paquetes comerciales como simuladores y analizadores de pozo: Total Well Management (TWM); El contenido se basa de generalidades del campo estudio, sistema de levantamiento artificial con énfasis en Bombeo Mecánico, la aplicación TWM y las herramientas para el diagnostico de los tipos de problemas que se presentan con este tipo de levantamiento y con el uso del Software aplicado al campo.

Generando un análisis del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del campo Cantagallo, con el objeto de caracterizar el tipo de falla y de esta forma plantear acciones preventivas para mejorar la eficiencia de los servicios de mantenimiento que se realicen.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Programa de Ingeniería de Petróleos,
Director: Ing. Cesar Augusto Pineda Gomez.



ABSTRACT

TITLE: PERFORMANCE EVALUATION SYSTEM FOR PUMPING WELLS IN MECHANICAL FIELD YARIGUI-CANTAGALLO TWM FROM RECORDS AND INFORMATION PRODUCTION
3

AUTHOR: PATRICIA FLOREZ DULCEY ⁴

KEY WORDS: Optimization, Mechanical Pump, dynamometer testing, record sound, TWM

Oil is a scarce and finite resource which modern society depends heavily. For this reason, rationalize and optimize their production and consumption is necessary to make it more secure, efficient and economical as petroleum engineer's primary purpose is to maximize oil recovery and maintain their production within the technical and economic monitoring of behavior of the wells is vital to achieve the objective, because the production plan of a single hole involves several stages, but if there is a correct diagnosis can be continued subsequent stages.

In this work, described work done at the level of production that a correct analysis can be very reliable with the use of commercial packages as well analyzers and simulators: Total Well Management (TWM), the content is based on the general field study of artificial lift system with emphasis on Mechanical Pump, TWM and implementation tools for the diagnosis of the types of problems with this type of survey and the use of software applied to the field.

Generating an analysis of the performance of mechanical pumping system for wells Cantagallo field, to characterize the type of failure and thus raise preventive actions to improve the efficiency of the service s of maintenance performed.

¹ Undergraduate Project

² Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Ing. Cesar Augusto Pineda Gomez.



INTRODUCCIÓN

Cuando los sistemas de bombeo mecánico son afectados por particularidades del yacimiento como las propiedades de fluidos producidos, precipitación de parafinas, formación de escamas o propiedades del yacimiento como la profundidad y propiedades de roca; y en general cuando no se consideran detalles característicos del pozo para instalar el diseño apropiado, los equipos y accesorios de subsuelo de pozos con bombeo mecánico muestran deficiencias operacionales y fallas de diferente tipo como: ruptura de varillas, fallas mecánicas, fallas por corrosión, pegas de pistones por depósitos, etc.

El incremento de las fallas de la tubería, bombas y varillas de los pozos trae como consecuencia el incremento de los costos de mantenimiento siendo necesario establecer una acción preventiva, rápida y efectiva de identificación de las causas que originan las fallas y la implementación de los métodos adecuados para controlar ó minimizar estas fallas.

Un análisis de falla del sistema de bombeo es una herramienta de trabajo que ayuda al ingeniero de Control de Producción a identificar en forma certera, las causas de los problemas existentes en los pozos del campo Yariguí-Cantagallo, permitiendo desarrollar acciones que atacan directamente el problema.

Pero no existe un registro unificado de estas fallas, viéndose la ocurrencia de falla en las Unidad de Bombeo, el cual se ha hecho notorio debido la vinculación de personal nuevo en la gerencia del campo.



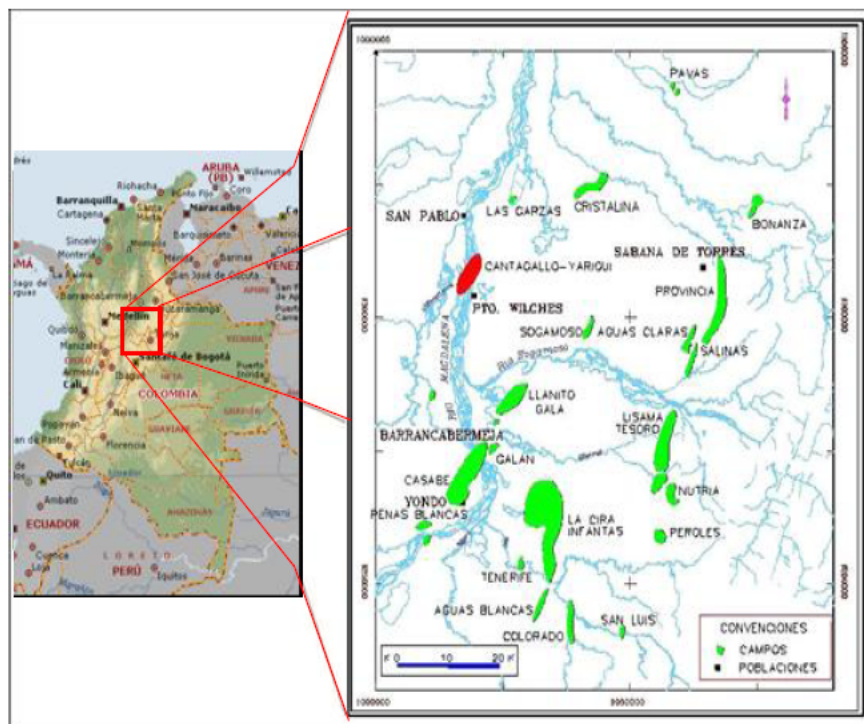
El objetivo de este proyecto es evaluar los factores que más afectan el desempeño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico en los pozos del Campo Yariguí-Cantagallo, con el objeto de discretizar las causas, caracterizar la frecuencia con que se presentan, el tipo de falla y/o anomalías que generan, y de esta forma plantear acciones preventivas para mejorar la eficiencia de los servicios de mantenimiento que se realicen.

1 DESCRIPCION DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

1.1 LOCALIZACION

El Campo Yariguí – Cantagallo, localizado en la sección Noroccidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en territorio de los departamentos de Santander y Bolívar, entre las márgenes oriental y occidental del Río Magdalena a una distancia aproximada de 20 Km. al Nor-Este de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 Km. al Nor-Oeste de Santa Fé de Bogotá (Figura 1), fue descubierto en 1943 con la perforación y terminación del pozo Cimitarra-2 (Cantagallo–2) en las arenas Cantagallo, B y C.

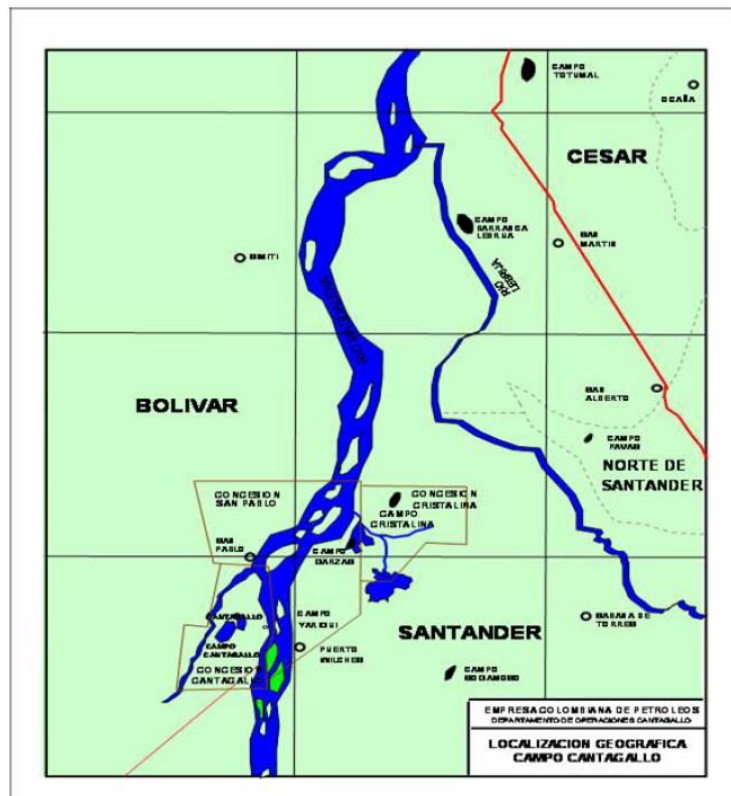
Figura 1. Ubicación Campo Yariguí-Cantagallo con referencia a Bogotá



Fuente: ECOPETROL S.A.

La zona industrial del campo se encuentra en el municipio de Cantagallo, al sur del departamento de Bolívar. El área de influencia son los municipios de Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo (Figura 2).

Figura 2. Ubicación Geográfica Campo Yariguí-Cantagallo



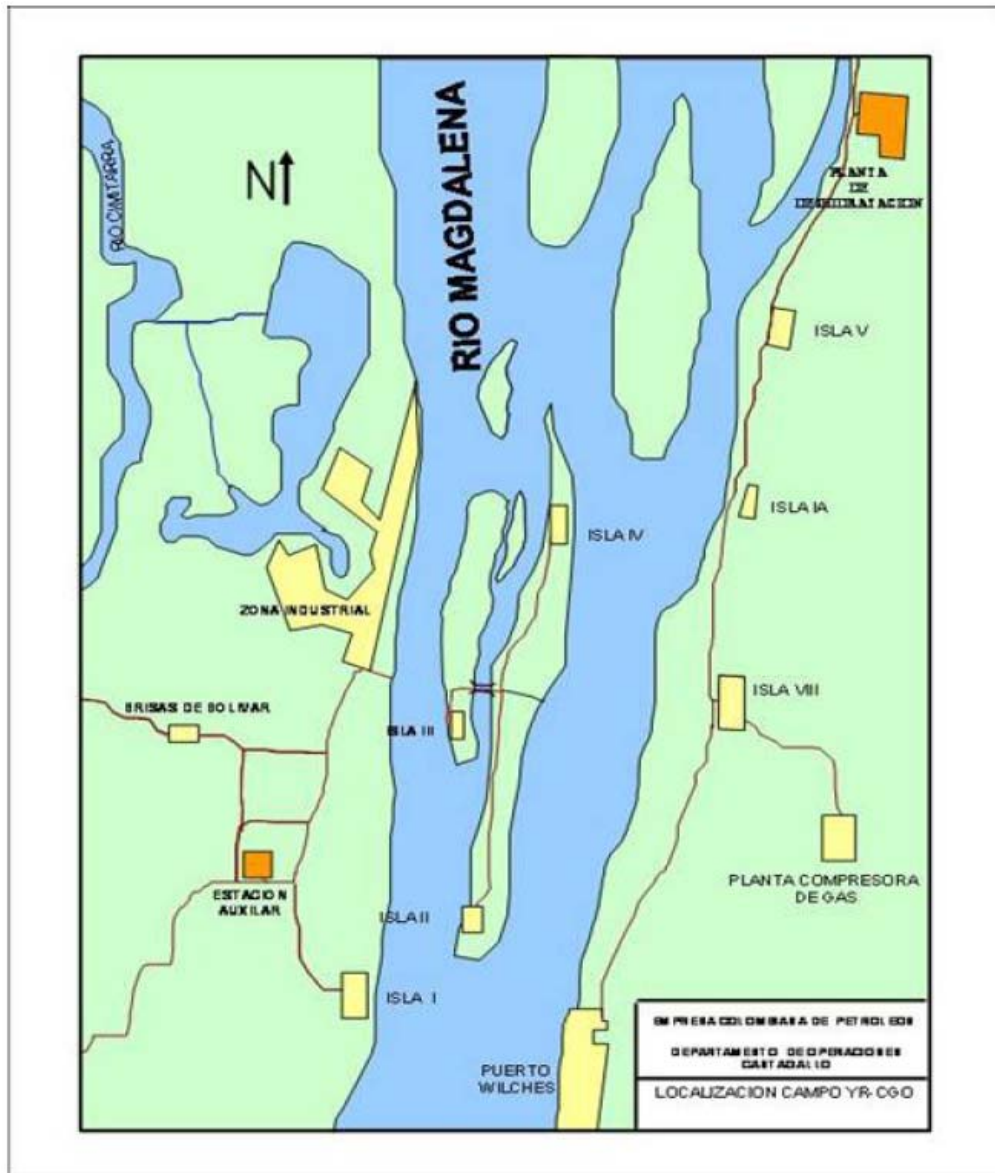
Fuente: ECOPEL S.A.

1.2 DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO

El campo se encuentra distribuido en Islas a lo largo de la margen del río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo (Figura 3). La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena pero además cuenta con dos vías terrestres alternas, una que comunica al Municipio de Puerto

Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

Figura 3: Distribución del Campo Yariguí – Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.



1.3 CAMPOS ALEDAÑOS.

Los Campos Cristalinas, Garzas y Sogamoso están dirigidos técnica y administrativamente por la Coordinación de Producción Cantagallo.

1.3.1 Campo Cristalinas. El campo Cristalinas está ubicado a 30 km al Norte del Campo Yariguí-Cantagallo y cuenta con un solo pozo activo, el Cristalinas (CR) 4. Este pozo actualmente produce 215 bopd con un BSW de 20% y GOR de 378. El sistema de producción es por bombeo mecánico. El crudo producido pasa por un separador bifásico y es almacenado en un tanque que tiene una capacidad de 1000 bls; posteriormente es bombeado hacia la isla 6 por un oleoducto de 4 pulgadas de diámetro. El gas producido se usa como combustible para el motor de la unidad de bombeo, el restante se suministra como gas domiciliario para la región y el sobrante se quema.

1.3.2 Campo Garzas. El campo de Garzas está ubicado a 12 km al Norte del campo Yariguí-Cantagallo y solo tiene el pozo Garzas (GR) 1. Este pozo produce por flujo natural 75 bopd con un BSW de 1% y muy poco gas. El pozo se encuentra sobre una plataforma fija igual que las facilidades de superficie como son el separador bifásico, el tanque de recibo y entrega de crudo (capacidad de 750 bls) y la bomba de transferencia, debido a que el pozo se encuentra sobre la ciénaga Los Colorados. El crudo producido es bombeado todos los días hacia la isla 6 por un oleoducto de 4 pulgadas de diámetro. Este oleoducto se pega al de Cristalinas en el sitio llamado El Filtro, punto distante de la isla VI unos 6 km aproximadamente.

1.3.3 Campo Sogamoso. El campo Sogamoso está ubicado a 25 km al Noreste del campo Yariguí-Cantagallo y cuenta con dos pozos activos, Sogamoso (SG) 2 y 3. Estos pozos producen por bombeo mecánico 20 bopd y 35 bopd,



respectivamente y el BSW para ambos es de 0.5% y muy poco gas. La producción de los pozos pasa por un separador bifásico, donde se recibe y se entrega a dos tanques de 1000 y 2000 bls de capacidad. La producción se bombea cada mes hacia la estación Galán en Barrancabermeja a través de un oleoducto privado de la firma Petrosantander.

Para la operación y mantenimiento de estos campos se cuenta con la asistencia de personal y equipos del Campo Yariguí-Cantagallo. En cada campo se tiene la custodia de cada uno de los pozos al igual que los equipos con que se opera cada campo bajo la modalidad de contrato con personal de la región.

1.4 GEOLOGÍA

1.4.1. Localización Geográfica. El campo Yariguí-Cantagallo, localizado en la Cuenca del Valle Medio del

Magdalena presenta una longitud aproximada de 7 km por 2 km de ancho, para un área total de 14 km². La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las Cordillera Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente.

Las zonas de cordilleras se encuentran separadas de la zona del valle al Este por la Falla de La Salina y el sinclinal de Nuevo Mundo (Cordillera Oriental), y al Oeste por la Falla de Palestina (Cordillera Central). La Falla de rumbo de Ibagué constituye su límite Sur, y una silla angosta formada por rocas ígneas de las Cordilleras Central y Oriental en las cercanías de Aguachica, Cesar, se considera como su límite Norte con el Valle Inferior del Magdalena.



La cuenca está cubierta de una columna sedimentaria que sobrepasa los 16000 ft de sedimentos continentales y marinos, cuya edad va desde el Jurá-Triásico al reciente.

Son varios los trabajos que pretenden explicar el origen de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, los cuales se pueden agrupar en dos tendencias marcadas, la primera lo atribuye a un graben, limitado en sus flancos por fallas normales y la segunda lo atribuye a un semigraben limitado en su flanco Este por fallas de cabalgamiento y en su flanco Oeste por fallas normales.

En la actualidad se considera más aceptable una hipótesis que concilia los dos postulados anteriores, en el que se plantea inicialmente una tectónica de bloques que alcanza a afectar sedimentos pre-Eocénicos, producto de un ciclo orogénico Cretáceo-Paleoceno; y en segundo lugar un evento compresivo, representado por fallas inversas y estructuras anticlinales y sinclinales, producto de la Orogénia Andina.

Geológicamente, la Cuenca ha sufrido una serie de eventos tectonosedimentarios. En un principio actuó como una zona de “*Rift*” (durante el Triásico hasta comienzos del Cretáceo temprano), con una depositación principalmente molásica, continuó durante el Cretáceo como una cuenca “*Back Arc*” detrás de la zona de subducción Andina, con una sedimentación marina.

A finales del Cretáceo y comienzos del Terciario (Maestrichtiano-Paleoceno) la sedimentación pasó a ser continental (fluvial, fluvio-paludal y/o fluviodeltaica).

Un fuerte período de erosión se extiende desde el Paleoceno Tardío al Eoceno Medio en toda la cuenca, borrando en algunos puntos la totalidad de la secuencia Cretácea. Este episodio se reconoce en la cuenca por una inconformidad regional denominada Inconformidad del Eoceno Medio.



Después de este episodio se reinicia la sedimentación continental, configurándose la cuenca como tipo “*Foreland*”, evento que se ha subdividido en dos etapas. La primera etapa se conoce como *Foreland* Preandino Temprano abarcando desde el Eoceno Medio hasta el Eoceno Superior y la segunda etapa se conoce como *Foreland* Preandino Tardío desde el Oligoceno Temprano hasta el Mioceno Medio. Finalmente durante el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre una inversión tectónica de antiguas fallas normales y un desplazamiento de las fallas ya invertidas durante el evento del Cretáceo Superior-Paleoceno. En general las estructuras asociadas a esta etapa tienen una dirección Norte Sur. Durante esta etapa la cuenca se caracterizó por ser una cuenca intramontana de una fase de *Foreland* Andino.

1.4.2. Estratigrafía. El campo Yariguí-Cantagallo está ubicado en la sección Nor-occidental de la

Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo (Occidente del campo Yariguí-Cantagallo). La columna estratigráfica perforada por algunos pozos en el campo abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente del campo La Cira. En la Figura 4 se observa la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Formaciones Productoras: en el campo son de interés las formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas se constituyen en las principales fuentes de producción de hidrocarburos. La formación La Paz contiene los principales yacimientos productores del campo, siendo estos las arenas CG y C; en la formación Mugrosa,



donde se encuentran las arenas B, sólo es productor en algunos sectores del campo el miembro inferior B3.

A continuación se hace una breve descripción de las formaciones desde superficie hasta las unidades de interés:

Formación Real: compuesta por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosa; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso, tiene 2600 ft de espesor aproximadamente.

Formación Colorado: formación compuesta por la denominada unidad **Arenas A**, la cual, litológicamente está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillositas varicoloreadas y La Cira *shale* que es el nombre formal para el miembro superior de la Formación Colorado, caracterizada por una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles.

Formación Mugrosa: formación que se subdivide en cuatro miembros informales de base a techo así: “Arenas B3”, “Arenas B2”, “Arenas B1”, “Arenas B0” y el “Horizonte Fosilífero de Mugrosa” (con base en las propiedades de los registros eléctricos).

Las “**Arenas B3**” se consideran como un tercer objetivo de producción del Campo. Litológicamente están constituidas por una alternancia de areniscas *grauwáticas* con arcillolitas y limolitas varicoloreadas. Su contacto con las infrayacentes “Arenas C” de la Formación La Paz es discordante, mientras que con las suprayacente “Arenas B2” es concordante.



Formación La Paz: formación que contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.

Arenas C. Constituyen el miembro superior de la Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran como el segundo objetivo de producción del campo Yariguí - Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft.

Estratigráficamente se ubica entre las "Arenas Cantagallo" en la base y las "Arenas B" de la formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con las "Arenas B" es discordante, dado por la ausencia de la formación Esmeraldas

Arenas Cantagallo (CG). Principal horizonte productor, constituido por areniscas *grauwáticas*, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en el sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 ft. Su contacto inferior con la formación Umir y/o La Luna, se caracteriza por una discordancia regional bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de la formación Lisama. Su contacto con las suprayacentes "Arenas C" es concordante y esta dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

Figura 4. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA
Terciario	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)		
	MIOCENO	GRUPO REAL (Tmr)		
	OLIGOCENO	FM. COLORADO (Toc)	La Cira Shale	
			Arenas A0	
			Arenas A1	
		FM. MUGROSA (Tom)	Arenas A2	
			Arenas A3	
			Arenas B0	
			Arenas B1	
EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas B2		
		Arenas B3		
Cretaceo	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks l)		
	CONIACIANO			
	TURONIANO			
	APTIANO			
	ALBIANO	FORMACION SIMITI (Ks)		
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (KR)		
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kp)		
	HAUTERIVIANO	FORMACION ROSABLANCA (Krb)		
VALANGINIANO	FORMACION TAMBOR (Kta)			
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)			

Fuente: ECOPELROL S.A.



1.4.3. Estructura del Yacimiento. La estructura al tope del miembro Arenas Cantagallo de la formación La Paz consiste de un monoclinal buzando hacia el Sur Este, con buzamiento de mayor ángulo en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose hacia el Este hasta alcanzar buzamientos de 9° en cercanías de los pozos YR-1 y YR-8 (Figura 5).

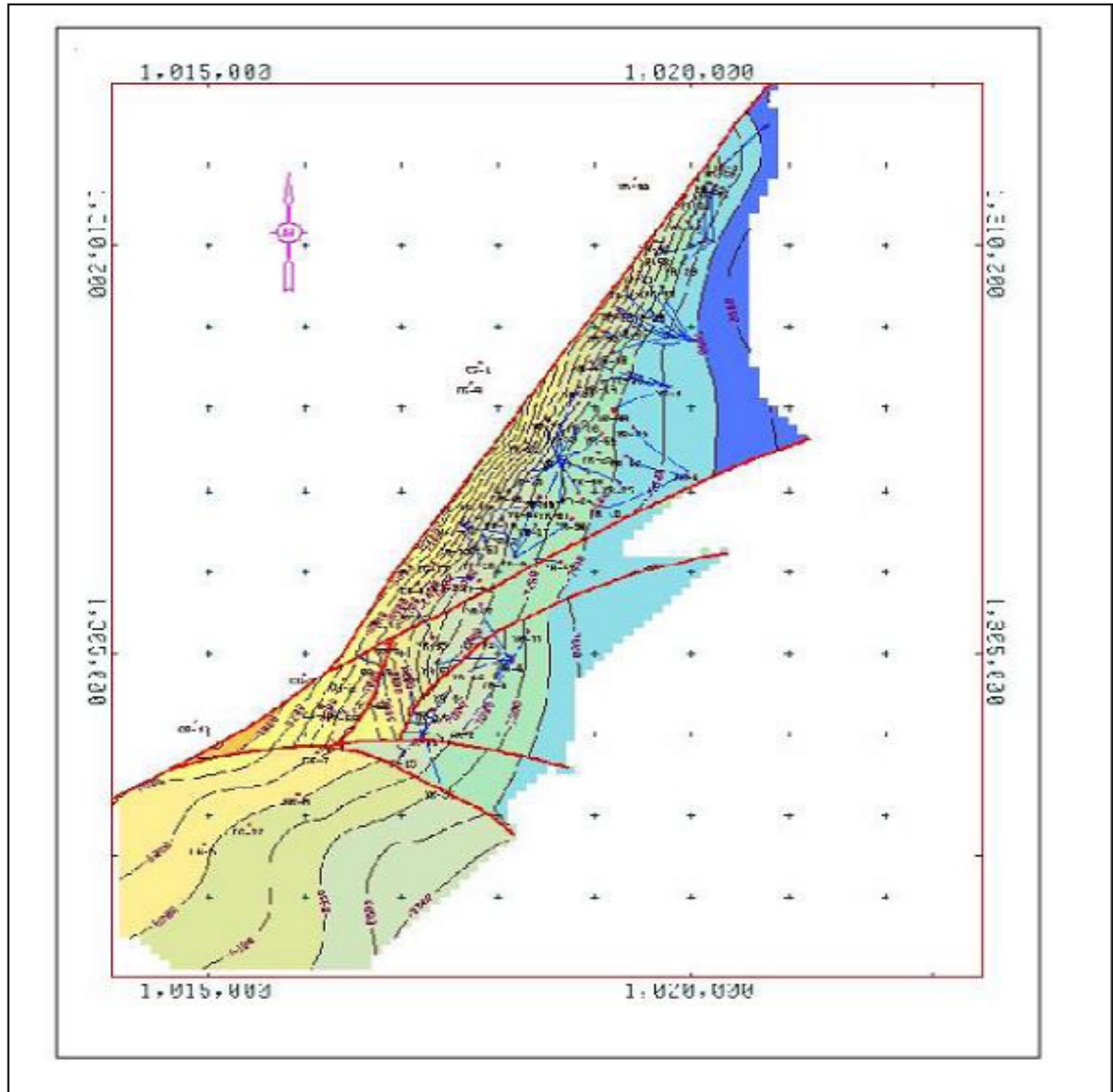
En el área, la Falla de Cantagallo es el trazo más Norte de la Falla de Cimitarra, que a su vez se desprende de la Falla de rumbo de Palestina. La Falla de Cantagallo como control estructural del campo, tiene un rumbo aproximado N33°E y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla.

Esta falla pone en contacto rocas de la formación Girón (Jurásico) con rocas cretácicas y terciarias. Se ha considerado de tipo normal con un buzamiento casi vertical (comprobado en el pozo YR-71) y presenta desplazamientos variables de hasta 7000 ft, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura, y a la ausencia de sedimentos cretáceos y parte de terciarios al Oeste de esta falla. A esta falla se le asigna un lapso de tiempo comprendido entre el Jurásico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno Superior. Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causante principal de su entrapamiento.

El sistema de Fallas de Caño Patico, se encuentra en la parte más meridional del Campo y a su vez le sirve de límite Sur. En términos generales lleva una dirección Suroeste – Este – Noreste. Es de tipo normal con desplazamientos de 200 ft en la vertical. Este sistema se desprende de la Falla de Cantagallo y se le asigna una edad Mioceno Medio - Superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de la formación Mugrosa del Oligoceno.

Existen otras fallas transversales principalmente de tipo normal que corta el monoclinal en cinco bloques y de acuerdo con su comportamiento, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.

Figura 5. Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.



1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Yariguí-Cantagallo hacen parte de las antiguas Concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y más tarde, en el año de 1953 a la Shell Cónдор. Durante la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum, perfora dos pozos: Cimitarra 1 y Cimitarra 2.

El pozo Cimitarra 1, cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), alcanzó una profundidad de 1494 ft, encontrando rocas del grupo Girón a 1145 ft, con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 (posteriormente CG-2) alcanzó una profundidad de 6170 ft, donde se encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 ft. El pozo produjo 286 bls de aceite de 20,1° API del terciario, considerándose a este pozo como el descubridor del campo.

Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos. Luego siguió un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Cónдор. De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del Río Magdalena. Los pozos CG-5, 7, 8 y 11 resultaron secos, con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-5 y 11 fueron de extensión en el extremo meridional de la Concesión. Los pozos CG-1, 3 y 9 fueron perforados en el lado levantado de la falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad.

La compañía Shell Cónдор en el periodo de Julio de 1952 a Diciembre de 1953 perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-16) fue



perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo. A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado Este del campo Yariguí-Cantagallo. Las perforaciones, direccionales en su mayoría, se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, que es la continuación lateral hacia el Este del campo Yariguí-Cantagallo.

En Mayo de 1955 se perfora el pozo CG-20, de avanzada en el extremo norte de la Concesión, quedando en el lado levantado de la falla de Cantagallo. En 1957 se perforan los pozos CG-21 y CG-22 con el fin de reducir espaciamiento.

Se suspende la perforación de pozos en esta concesión hasta Junio de 1976, cuando se perfora el pozo de relleno (*Infill*) CG-23, el cual produjo 196 bls de aceite de 20,4° API por bombeo convencional en las primeras pruebas de producción.

En el periodo de 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en el Campo Yariguí, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o porque no fueron productores comerciales los pozos Yariguí (YR) 1, 2, 6, 15, 32, 33, 40 y los pozos YR-7, 8, 12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 se reactivó posteriormente en Octubre de 1975.

En Diciembre de 1965, la compañía Shell, hace un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una rata de inyección promedio de 7000 bwpd a 3500 psi, sin embargo la prueba no se consideró lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En Junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41. Entre 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECO PETROL mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A.



En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de Ecopetrol se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1986 revierte al Estado Colombiano la Concesión San Pablo y el 14 de Diciembre de 1987 revierte la Concesión Cantagallo.

En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

En el campo se perforaron 94 pozos de los cuales 17 (CG-8, 4, 14, 66, 3, 2, 58, 19, 5, 18, 4, 15, 17, 23, 3, 13 y 1) alcanzaron la discordancia y 7 (CG-4, 8, 14, 15, y YR-1, 3, 66) penetraron la formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 ft, de los cuales se logró una producción de 150 bpd de las pruebas iniciales en el miembro Salada.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden *gas lift*, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y actualmente existen 4 pozos con sistema de bombeo electrosumergible.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); sólo en aquellos



pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas “C” y en menor proporción en arenas “B”. Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas “CG”, el 70% de éstos se completaron en arenas “C” y se han producido conjuntamente las dos zonas. La producción comercial del campo se inició en el año de 1952 y en 1959 la explotación alcanzó su máximo desarrollo con una producción de 2795 bopd, y en 1962 el campo Yariguí lo hace con una producción de 18575 bopd.

Actualmente estos campos pertenecen a la Gerencia de Centro Oriente de ECOPETROL S.A. y dependen administrativamente de la Superintendencia del Río; que incluye además, las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Río y Cicuco.

Para el año 2005 se programó la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electrosumergible y la realización de un piloto de Fracturamiento Hidráulico en las Arenas productoras B, C Y CG. Obteniendo resultados beneficiosos para el campo. A Diciembre de 2004 la producción promedio del campo era de 9500 bopd y 3700 Kcfd de gas y se habían recobrado 160 Mbls de petróleo y 84,5 Gcf de Gas A Diciembre de 2005 la producción se ha incrementado a 12000 bopd y 4000 Kcfd de gas, logrando así que actualmente el Campo Yariguí-Cantagallo se convierta en el campo con mayor producción en la Superintendencia de Operaciones del Río (SAR) y en la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM).

Tabla 1. Resumen Detallado del Campo Yariguí-Cantagallo.

Descripción	Cantidad	Unidad
Aceite Original en el Sitio	1048	MMbIs
Producción Acumulada de Petróleo	181.5	MMbIs
Factor de Recobro Actual	17.32	%
Gravedad API Promedio del Crudo @15°C (60°F)	21	°API
Pozos Productores Activos	92	Pozos
Pozos Productores Perforados	123	Pozos
Pozos Productores Abandonados	44	Pozos
Producción Aceite Actual del Campo	13700	BOPD
Producción Actual de Agua	6000	BWPD
Producción Actual de Gas	4.5	MMFt ³ PD
Pozos de Disposición de Aguas de Producción	2	Pozos
Pozos Inyectores	1	Pozo YR008 Inactivo
Volumen de Agua de Inyección	700	BWPD

Fuente: ECOPETROL S.A. – Control de Producción Cantagallo.



2. GENERALIDADES SOBRE EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: BOMBEO MECÁNICO

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

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

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

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

Su empleo data de los albores de la explotación petrolera, en el año 1860 en los Estados Unidos de América. Probablemente fue una adopción del sistema de explotación de pozos de agua. Aquellos pioneros no imaginaron las complicaciones a que nos estaban sometiendo a quienes nos toca trabajar hoy con tales aparatos. Es posible que si hubiesen adoptado algún otro sistema, hoy aquel no existiría. Pues al principio se utilizaban máquinas de bombeo que alcanzaban los 100 a 250 metros de profundidad, con un balancín de madera y



sarta de varillas de acero y una bomba tipo molino de viento. Lo que sucedió con el transcurso de los años es que la industria petrolera adoptó su sistema y lo fue adaptando para profundidades cada vez mayores y se ubicó entre los primeros lugares como un método de extracción artificial de petróleo.

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

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

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

Ventajas de un Sistema de Bombeo Mecánico:

- ❖ Debido a la familiaridad del personal de campo con el bombeo mecánico, las operaciones e instalaciones no resultan complicadas.
- ❖ El bombeo mecánico ofrece una amplia gama de tasas de producción que variará de acuerdo a los equipos de superficie y de subsuelo utilizados.
- ❖ Los costos de operación y mantenimiento de cada unidad de bombeo son relativamente bajos por la baja energía que consumen, que puede ser el gas del mismo pozo o producida con motores eléctricos o a diesel.
- ❖ Es independiente de otros pozos bajo el mismo sistema, siempre y cuando la alimentación del combustible para los motores no esté interconectada.
- ❖ Los componentes del sistema y las partes de cambio están disponibles rápidamente y son intercambiados en cualquier parte del mundo.



- ❖ No se necesita una gran torre para un cambio de bomba o para la intervención del pozo debido a que el peso de las varillas es bajo y de fácil manejo.
- ❖ Bajo condiciones operacionales promedio, se pueden utilizar hasta el abandono de pozo.

Desventajas de un Sistema de Bombeo Mecánico:

- ❖ El diámetro del revestimiento y la profundidad limitan el volumen manejado por el sistema. La eficiencia volumétrica se reduce por altos valores del GOR, por producción de sólidos, formación de parafinas y por la corrosividad de los fluidos.
- ❖ Al inicio la inversión es elevada, principalmente para pozos donde se requieren grandes unidades de bombeo; adicionalmente el análisis económico debe contemplar el costo de la sarta de varillas.
- ❖ El mal manejo de las varillas es causa de muchas fallas de la bomba, roturas en las cuplas y costosas pescas.
- ❖ La unidad de bombeo en superficie requiere gran espacio.
- ❖ Los equipos de una instalación de bombeo mecánico se pueden clasificar básicamente en dos grupos principales: Equipo de superficie y Equipo de subsuelo.

El diseño de un sistema de bombeo mecánico está basado en los boletines de la American Petroleum Institute API:

API 11L-3 (Sucker Rod Pumping System design Book).

API 11AX (Subsurface Sucker Rod pumps and Fittings).

API 11AR (Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps)



Una instalación típica de un sistema de bombeo mecánico incluye:

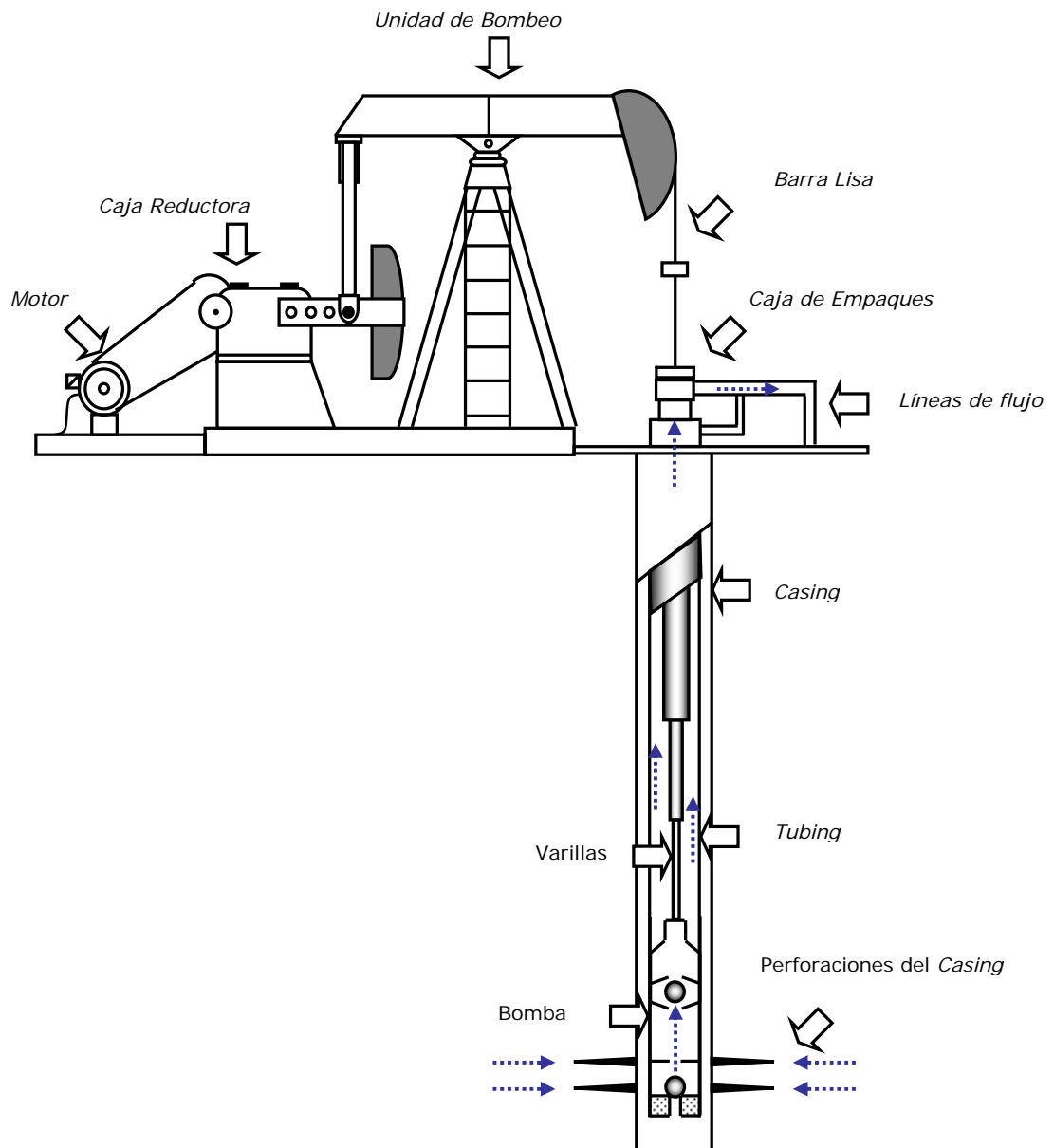
- Unidad de bombeo
- Motor primario
- Varillas
- Bomba de subsuelo

Cualquier diseño que se realice para sistemas de Bombeo Mecánico debe considerar estos cuatro componentes, y ninguno se debe diseñar independiente de los otros.

Los componentes individuales de un Sistema de Bombeo mecánico se pueden dividir en dos principales grupos: El Equipo de Superficie y El Equipo de Fondo

Los principales elementos de una instalación de Bombeo Mecánico se pueden apreciar en la Figura 6.

Figura 6. Esquema de un Sistema de Bombeo Mecánico.



Fuente: Adaptado de NAVARRETE, Juan C. y TORRES, Juan E. Trabajo de Grado. Libro 99225. Universidad Industrial de Santander, 2000.



2.1 EQUIPO DE SUBSUELO.

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

Básicamente está conformado por:

- ✓ Tubería de Revestimiento (Casing).
- ✓ Tubería de producción (Tubing).
- ✓ La Sarta de Varillas (Rod String).
- ✓ La Bomba de Subsuelo.
- ✓ Otros accesorios (como anclas o empaques)

2.1.1 Tubería de Revestimiento o Casing.

La tubería de Revestimiento en un pozo de bombeo es la tubería que protege al pozo de colapsos, con lo que permite la libre maniobra y ubicación de la tubería de producción y demás equipos de fondo. Los tamaños más comunes son 5 1/2", 7", 9 5/8", 13 3/8", 20".

2.1.2 Tubería de Producción o Tubing.

La tubería de producción en un pozo de bombeo, es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga. En la mayoría de las instalaciones de bombeo, cuando la profundidad de la



bomba no excede los 5000 pies, la tubería es suspendida por el cabezal. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse.

La tubería se fabrica en tamaños de 1.9", 2 3/8", 3 1/2", 4", y 4 1/2". En la tabla 4.2 del API RP 11L hay mayor información sobre datos de tubería de producción.

2.1.3. Sarta de Varillas de Succión.

Es usada para transmitir el movimiento mecánico y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, van dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo, son fabricadas de acero y en fibra de vidrio y las combinadas, que conservan la propiedad del material de fabricación. La industria clasifica las varillas de acero en grados A, B, C, D, y E dependiendo de la resistencia a la carga.

Las varillas son fabricadas de acuerdo con el API en tamaños desde 3/8" y en tamaños mayores.

2.1.4 Bomba de Subsuelo.

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



2.2 EQUIPO DE SUPERFICIE.

Como su nombre lo indica, hace referencia al conjunto de partes del sistema que se pueden observar a simple vista y que se encuentran a nivel del suelo. El equipo de superficie está constituido por un motor primario, el cual proporciona la energía que acciona a su vez la unidad de bombeo. Mediante la acción de bandas y una caja de engranajes se reducen las velocidades y el movimiento rotacional, se transforma en movimiento rectilíneo a través de la manivela, la biela y el balancín, todo este proceso sucede coordinadamente. El movimiento se transmite a la sarta de varillas la que a su vez hace trabajar a la bomba de subsuelo.

El equipo de superficie lo constituyen:

- El Motor
- Unidad de Bombeo
- Caja Reductora
- Unidad (Balancín como Unidad de Transmisión)
- Contrapesas (Unidad Convencional)
- Cabeza de Pozo
- Barra lisa (Polished Rod)
- Caja de Empaques (Stuffing Box)
- Líneas de flujo

2.2.1 Motor.

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



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

Actualmente el motor que se utiliza para accionar las unidades de bombeo mecánico con varillas de succión es el motor eléctrico; para zonas aisladas o que no disponen con el suministro de energía eléctrica también se utilizan motores de combustión interna, accionados por gas. Sin embargo, los motores de combustión interna con un adecuado blindaje pueden ser perfectamente utilizados lo que redundará en un abaratamiento en los costos porque para este tipo de motores se puede utilizar como combustible el mismo gas de los pozos. Estos motores reciben mantenimiento periódicamente para prevenir posibles fallas y paradas de las unidades.

2.2.2 Caja Reductora.

A la caja reductora pertenecen los engranajes que tienen como función reducir la velocidad rotacional del motor a la velocidad requerida para efectuar el bombeo y, al mismo tiempo, incrementan el torque disponible sobre su eje de baja velocidad. Algunos autores incluyen la caja reductora en la Unidad de Bombeo puesto que las casas fabricantes las incluyen en su oferta.

2.2.3 Unidad de Bombeo.

Es un mecanismo cuya función principal es accionar la sarta de varillas y la bomba a fin de elevar el fluido desde el subsuelo a superficie. Este acople mecánico



transforma el movimiento de rotación del engranaje reductor en un movimiento oscilante requerido para operar la Bomba de fondo. Su elemento dinámico principal es el Balancín, el cual trabaja sobre el principio de la palanca mecánica. El cabezal del balancín se conecta a la Sarta de Varillas con la barra lisa.

2.2.4 Barra Lisa.

También incluida en las Unidades de Bombeo, estructuralmente conecta el Balancín a la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el cabezal de pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.

2.2.5 Cabezal del Pozo.

Este ensamble contiene Prensa estopas (Stuffing Box) que sella sobre la barra lisa y una te de superficie para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente está conectado, a través de una válvula de cheque, a la línea de flujo.

A continuación se profundizará en dos de las partes del sistema donde mayor énfasis hay que tener a la hora de hacer mantenimientos tanto preventivos como correctivos ya que constituyen puntos críticos del sistema.

Las siguientes partes a explicar un poco más son:

- La Unidad de Bombeo
- La Bomba de Subsuelo



2.3 UNIDAD DE BOMBEO

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

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

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

2.3.1 Clasificación de las Unidades de Bombeo.

Las unidades de bombeo o balancines se diseñan con geometría de palanca Clase I y de palanca Clase III, sin embargo, los primeros pueden ser: serie A, serie B o serie C, (un tipo adicional serían los de serie M que son diseñados con una geometría de palanca clase II y que consideran adicionalmente el torque).



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

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

La geometría de este tipo de unidades Clase III se caracteriza por tener un punto de apoyo al final de la viga viajera, es decir, lejos de la cabeza del balancín. Dentro de esta clase se ubican las unidades balanceadas por aire y las conocidas como Lufkin Mark II. Estas unidades están representadas en las Figuras 21 y 23

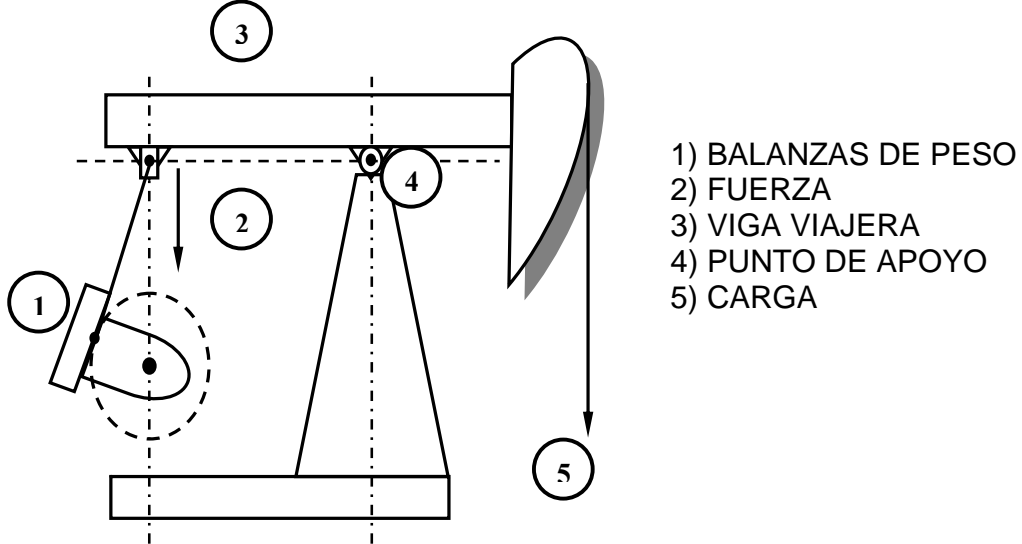
Otro factor para identificar un balancín corresponde al tipo de balanceo, de acuerdo al cual se tiene:

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

Unidades Convencionales. Clase I

Comúnmente denominados como Unidad Convencional de Bombeo. Este tipo de unidad se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra en la Figura 7.

Figura 7. Sistema Clase I. Unidad de Bombeo Convencional.



Fuente: Adaptado de RONDON, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería del Petróleo, Universidad Central de Venezuela, 2002.

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

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



Unidades Balanceadas por Aire. Clase III

Este tipo de unidades posee las siguientes características:

- Un tanque cilíndrico ubicado frente a la unidad aloja un pistón y un cilindro de aire. La fuerza que ejerce el aire comprimido en el cilindro se utiliza para contrapesar la carga del pozo.
- Para evitar escape de aire entre el pistón y el cilindro se dispone de un depósito de aceite al tope del pistón que actúa como un sello de aire.
- Para hacer que el sistema de presión llegue a un nivel de trabajo se utiliza un compresor de aire auxiliar a fin de controlar y mantener la presión del aire dentro de un rango preestablecido. tal como se muestra en la Figura 8.

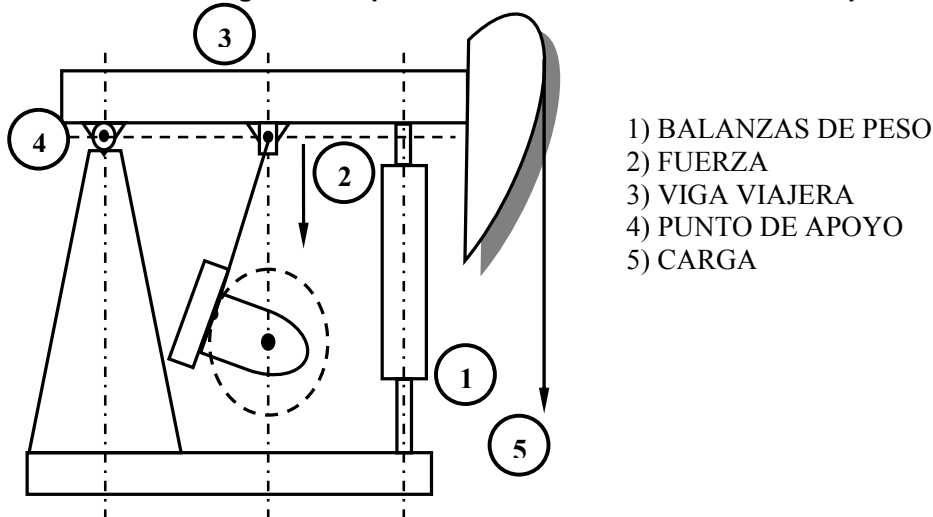
Las unidades balanceadas por aire son estructuralmente distintas de las unidades convencionales debido a que los brazos de la manivela están conectados entre el punto de carga y el punto de apoyo del balancín mientras que la unidad convencional tiene el punto de apoyo entre la carga y los brazos de la manivela. Permiten una mayor longitud de carrera del vástago pulido que si se utilizara una unidad convencional del mismo tamaño.

Son aproximadamente 35% más pequeñas y 40% más livianas que las unidades de balancín convencional que prestan un servicio equivalente.

El costo inicial es mayor que las unidades de bombeo convencionales, pero su uso es interesante en muchas aplicaciones especiales.

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

Figura 8. Esquema Unidad de Bombeo Balanceada por aire.



Fuente: Adaptado de RONDON, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería del Petróleo, Universidad Central de Venezuela, 2002.

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

Debido a que el reductor está colocado entre el poste maestro y el pozo, se pueden utilizar manivelas más cortas reduciendo el "factor torque" de la unidad, que es simplemente un número que multiplicado por la carga sobre el vástago menos el contrabalanceo da como resultado el torque requerido por el reductor. Este número varía durante las diferentes posiciones de la rotación de la manivela y generalmente se considera su valor máximo el cual ocurre a 75 grados del punto muerto superior y casi siempre es algo mayor que la mitad de la carrera del vástago. Una unidad con geometría "perfecta" tendría exactamente la mitad de la carrera como su factor de torque.



El factor G de una unidad es la relación de la mitad de la carrera dividido por el factor de torque máximo y representa la medida de la eficiencia de la geometría de la unidad. Al analizar un sistema de bombeo es necesario suponer que el movimiento es armónico simple.

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

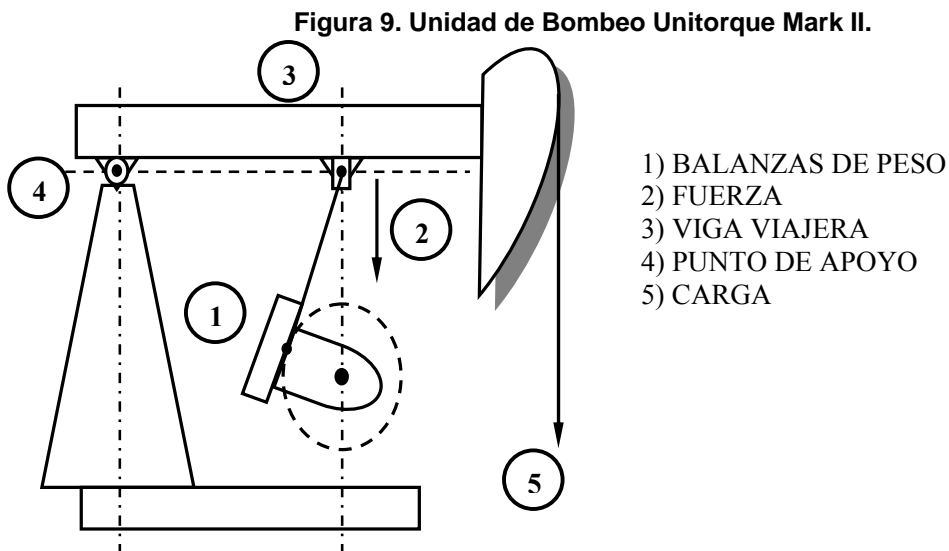
Una razón se debe a que como la aceleración y la velocidad son menores en el recorrido inferior, la bomba tiene más tiempo para su llenado. Esta condición se torna más importante cuanto más pesado y viscoso es el petróleo.

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

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

Unidades Unitorque Mark II. Clase III

Por su singular forma y contrapeso, este tipo de unidad reduce los picos de torsión y en muchos casos, cuando se usa debidamente requiere menos caballaje. La forma poco común del Mark II redonda en una carrera ascendente más rápida a aceleración baja, donde la carga es más alta, lo cual resulta en menores cargas máximas y en más duración de las varillas de bombeo, tal como se muestra en la Figura 9.



Fuente.: Adaptado de RONDON, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería del Petróleo, Universidad Central de Venezuela, 2002.

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



2.3.2 Clasificación de Balancines por Tamaño.

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

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

El API establece que la nomenclatura para identificar un balancín debe considerar los tres factores señalados anteriormente, además del tipo de unidad de bombeo. Vale la pena resaltar, que el tipo de unidad de Bombeo mecánico más usada en el campo Payoa en su mayoría son Convencionales y las marcas más usadas son Lufkin, American Bethlehem, Emsco, entre otras.

2.4 BOMBA DE SUBSUELO

Este es uno de los elementos clave del sistema pues el tamaño de la bomba es uno de los factores que determina la tasa de producción del pozo.

Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o ninguna producción en pozos con baja presión de fondo.

Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo mecánico trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo y son de cilindro- pistón.



2.4.1 Partes Estructurales de una Bomba de Subsuelo

Básicamente los elementos que conforman la bomba son cuatro y son:

- Barril o Cilindro de Trabajo (Barrel).
- Válvula Fija o de Entrada (Standing Valve)
- Pistón o Émbolo (Plunger).
- Válvula Viajera o de Descarga (Traveling Valve)
- Anclaje de fondo (Opcional)

Se observan las partes esquemáticamente en la Figura 10.

2.4.1.1 Barril o Cilindro. El Barril de Trabajo conforma un tramo de tubería metálica con una pared interna pulida para permitir el movimiento suave del pistón. El tamaño nominal de la Bomba es el diámetro interno exacto del Barril.

Dependiendo de las roscas aplicadas en los dos extremos, aparecen disponibles los Barriles con extremo de pin (macho) o de caja.

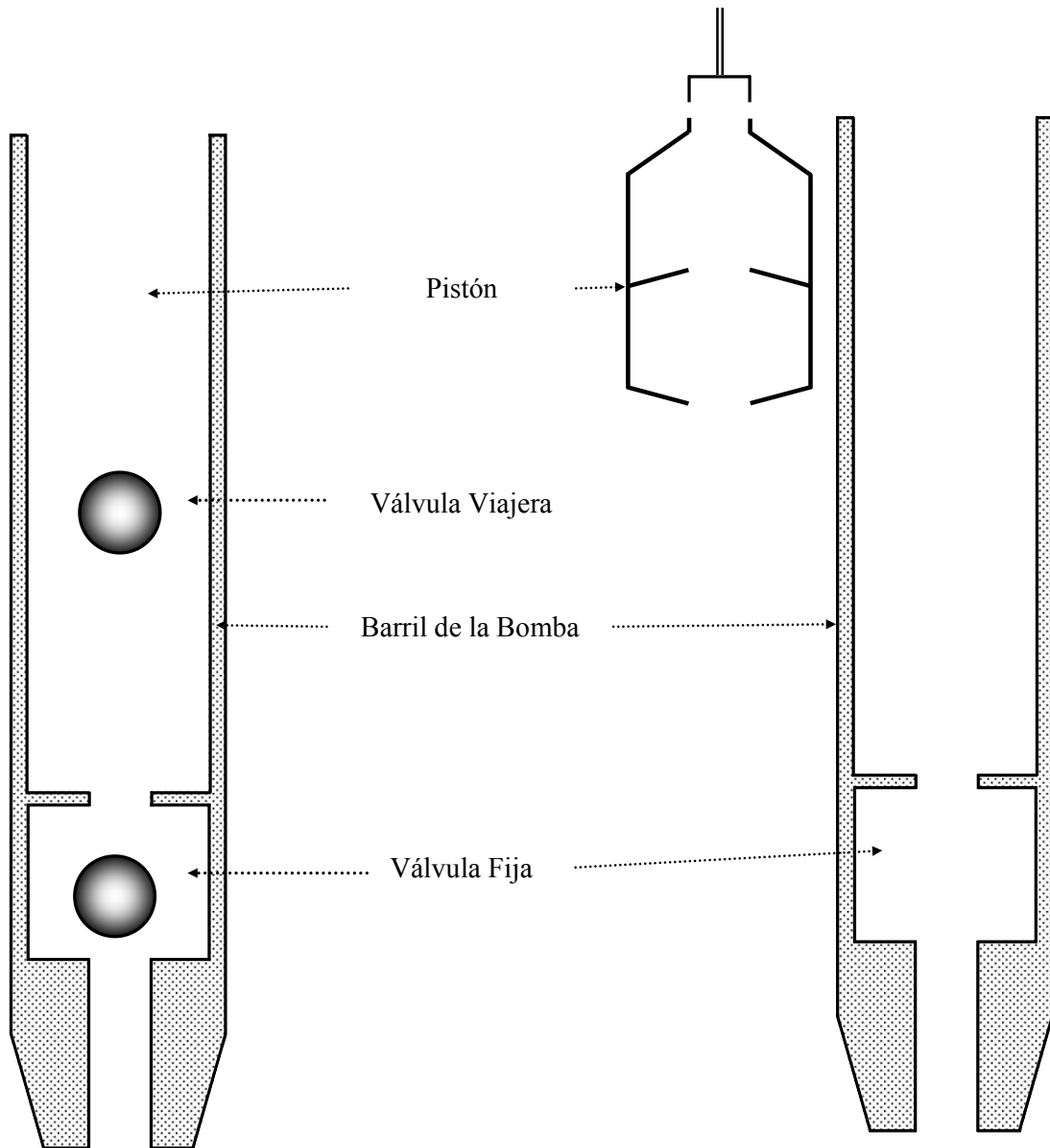
Existen diferentes tipos de barriles para Bombas de Subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas (1/8") para pozos someros a medianamente profundos o paredes gruesas (1/4") para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (tubing) o tipo camisa (liner). Los barriles son fabricados en longitudes estándar hasta de 24" (7,2m) y las bombas más grandes usualmente tienen varios barriles unidos, como es el caso de una bomba de 100 pies (30,5 m)

2.4.1.2 Pistón. Los pistones para bombas de subsuelo pueden ser de acuerdo a su configuración lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc. Y de acuerdo al material se clasifican en metálicos y no metálicos.

Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (aleación de boro,

romo y silicio). Estos últimos son recomendados para condiciones abrasivas pero donde no existan problemas de ácido sulfúrico.

Figura 10. Esquema general de una Bomba de Subsuelo.



Fuente: Jorge Antonio Díaz / Juan Enrique López. UIS, 2007.



Los primeros tipos de émbolo usados en el Bombeo Mecánico fueron los de empaquetadura flexible, utilizando copas fabricadas en material elástico para sellar sobre la pared del barril. Su principal ventaja es la resistencia a la corrosión, sin embargo su utilización en pozos de profundidad media a alta se limita debido a la resistencia de las copas de sellamiento.

Los émbolos con empaquetadura flexible consisten en un mandril interno sobre el cual se instala una serie de elementos de empaque, con anillos metálicos de desgaste colocados sobre la parte superior e inferior. Los elementos de empaque pueden tener la forma de un anillo o una copa y están fabricados con material sintético y una alta resistencia mecánica para trabajar en mayores profundidades.

En pozos relativamente poco profundos, los pistones de empaque flexible son económicos de emplear. Son menos costosos que los émbolos metálicos y son fáciles de reparar en un sitio del pozo, cambiando los elementos del empaque.

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

Los pistones de composición de anillos consisten en un número grande de anillos de tela y caucho en ranuras individuales cortadas en un mandril de metal. Tampoco son muy recomendables a menos que sea para poca profundidad.

Los pistones metálicos proporcionan la solución en pozos profundos ya que se obtiene un sello metal-metal más efectivo y un mejor ajuste entre el barril y el pistón. Se fabrican en versiones planas y acanaladas, estas últimas son ventajosas cuando el pozo produce arena, ya que las partículas sólidas quedan atrapadas en los canales, evitando la abrasión del barril y del émbolo.



Un pequeño rayón sobre las superficies pulidas del émbolo origina un alto deslizamiento del líquido después de pasar por el émbolo, como resultado de una alta presión diferencial a través del émbolo. La eficiencia volumétrica de la bomba y la producción de líquido se puede reducir enormemente. Con el fin de observar una alta eficiencia de bombeo, la tasa de deslizamiento de líquido se debe mantener en un mínimo. Esta es la razón por la cual se permite una tolerancia muy pequeña entre la pared del barril y el pistón. Generalmente los ajustes disponibles en el barril van desde 0,001 pulgadas (0,03 mm) hasta 0,005 pulgadas (0,13 mm), medidos en el diámetro y están designados como ajustes -1 a -5. La selección del ajuste que se va a utilizar en el émbolo se hace con base en las condiciones actuales del pozo, pero la viscosidad del líquido es un factor dominante. Los crudos con alta viscosidad se pueden bombear eficientemente con un ajuste de pistón -5, mientras que los crudos de baja viscosidad pueden requerir de un ajuste -1. Al igual que los barriles, los pistones también son de tipo pin y tipo caja.

La longitud de un pistón puede determinarse fácilmente aplicando una regla empírica que determina un pie de pistón por cada 1000 pies de profundidad. Una longitud de 6 pies es satisfactoria para más de 6000 pies.

2.4.1.3 Válvulas. Las válvulas son consideradas el corazón de una sarta de varillas porque una operación eficiente de bombeo depende principalmente de una acción apropiada de las válvulas fija y viajera. Dichas válvulas son simples válvulas de cheque y operan sobre el principio de una bola y un asiento.

Los asientos vienen maquinados, esmerilados y acabados de tal forma que están protegidos contra la corrosión y están fabricados con materiales resistentes a la erosión. Las bolas metálicas tienen un acabado de precisión y cada combinación de bola y asiento es esmerilado para proporcionar un perfecto sellamiento. Las



pequeñas imperfecciones iniciales sobre las superficies de sellamiento o los daños posteriores originados por la abrasión o por la corrosión producen un elevado deslizamiento del líquido y un rápido deterioro por la acción de la válvula por el corte de líquido.

Las bolas y los asientos están disponibles en diferentes materiales, pero las cerámicas exóticas están ganando popularidad. Las bolas y los asientos fabricados en cerámica de Circonio, por ejemplo, son químicamente inertes, totalmente resistentes a la corrosión y a la abrasión y proporcionan una mayor vida útil que las válvulas metálicas.

Durante la operación de la válvula, la bola queda periódicamente asentada y desasentada sobre el asiento de la válvula, las fuerzas de alto impacto a que son sometidos la bola y el asiento por las altas presiones, originan un excesivo desgaste de bola y asiento. Para reducir el daño de la válvula y mejorar el funcionamiento, se utilizan las jaulas o cámaras de válvula para restringir el movimiento de la bola. La cámara restringe la trayectoria lateral y vertical de las bolas de la válvula, mientras proporciona una restricción de flujo a través del conjunto de partes de la válvula.

El diseño API para válvulas de bola es el más comúnmente utilizado en bombas de subsuelo. Las especificaciones API de las válvulas y las cámaras de las bombas permiten abrir varias opciones de diseño a los fabricantes. El diámetro interno del asiento, la forma de la superficie de sellamiento del asiento, la construcción de la cámara y los procesos metalúrgicos están entre aquellos factores que varían de fabricante a fabricante y pueden afectar considerablemente el funcionamiento de la válvula. Se debe tener mucha precaución para seleccionar aquellos productos que proporcionen un bombeo óptimo bajo condiciones específicas del pozo actual.



La válvula viajera se puede colocara ya sea por encima o por debajo del émbolo. La posición superior es la recomendada en pozos que producen muy poco o no producen gas. La ubicación de la válvula viajera por debajo del pistón reduce el espacio muerto entre la válvula fija y la válvula viajera, una característica deseada cuando se producen fluidos gasíferos. Las bombas con este tipo de disposición de la válvula proporcionan eficiencias volumétricas favorables y están menos propensas al bloqueo por gas.

Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la Válvula Fija permite el llenado del barril y la Válvula Viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas. Fallas en las válvulas son la causa más común de fallas en las bombas. La bola y el asiento son hechos como un par, y la bola y asiento de una válvula no debe ser intercambiada con la bola y asiento de otra válvula.

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

2.4.1.4 Anclaje de Fondo. Las anclas o colgadores son utilizadas para fijar una parte estacionaria de una Bomba de Varilla, ya sea el barril o el émbolo a la sarta de producción. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería de producción. El ancla va dentro de un niple de asentamiento previamente instalado en la tubería donde queda mecánicamente asegurado por las fuerzas de fricción. La operación de la bomba imparte fuerzas verticales sobre el elemento estacionario del ensamble de la bomba; las fuerzas son transferidas directamente al ancla. El



mecanismo de anclaje debe resistir dichas fuerzas, porque de lo contrario, la bomba no se asienta y deja de producir. La otra función del ancla es la de evitar que los fluidos se regresen por la tubería, sellando la presión de la columna de fluido proveniente de la presión de fondo del pozo.

Las anclas pueden ser mecánicas o tipo copas. Las anclas mecánicas son recomendadas especialmente en pozos profundos ya que se utiliza para condiciones extremas de temperatura, ya que el seguro mecánico hace improbable que ellas se desasienten. Las anclas tipo copa son de un plástico o material similar por lo que ofrecen menos resistencia para desasentar la bomba que las tipo mecánicas.

2.4.2 Tipos de Bomba de Subsuelo

Se las puede clasificar en tres grupos principales:

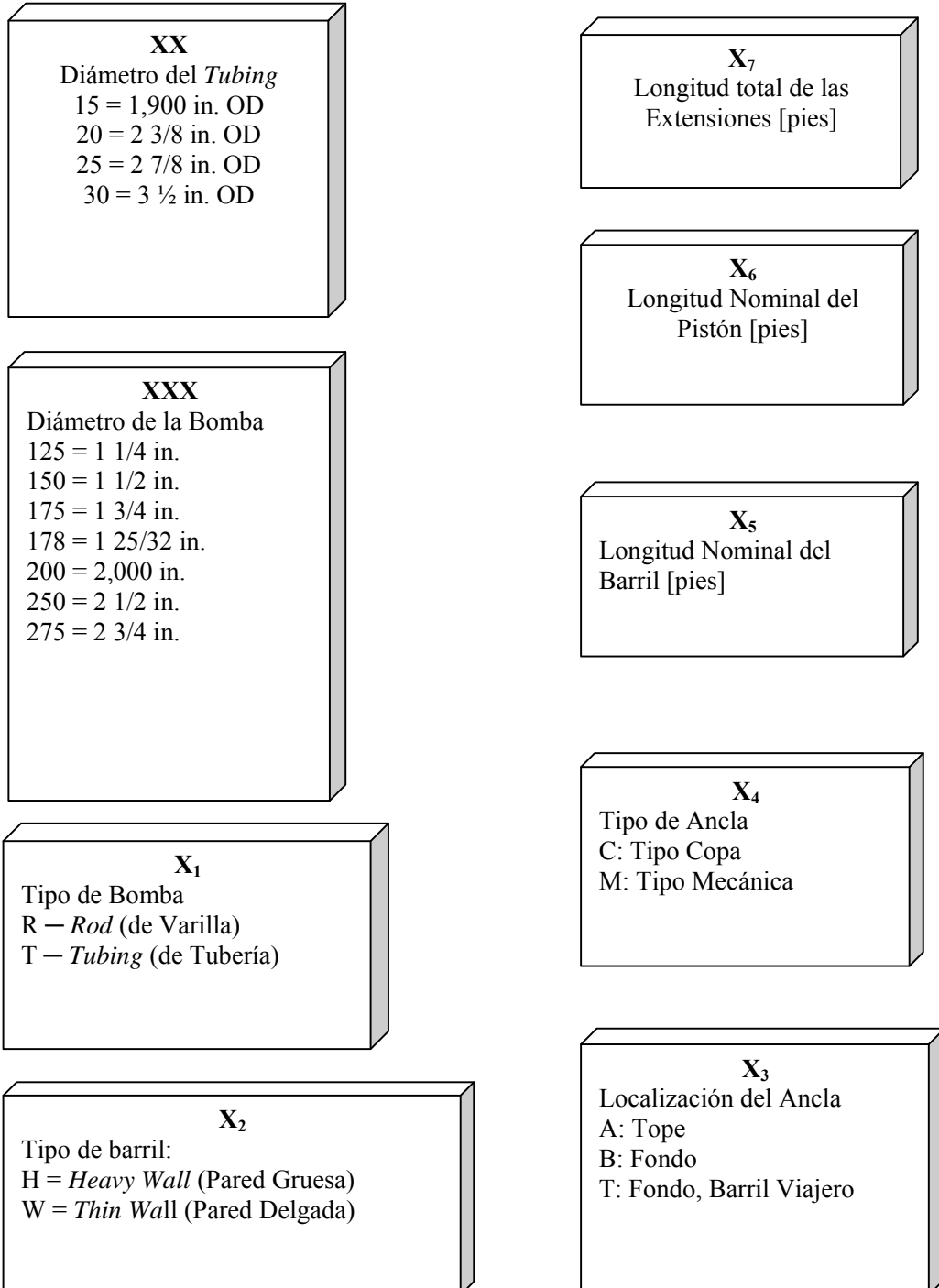
- Bombas insertables o de varilla (insert pumps)
- Bombas de tubería de producción (tubing pumps)
- Bombas especiales

Las dos principales categorías de bombas de succión son la Bomba de Tubería y la Bomba de Inserción o de Varillas. Sus diferencias básicas radican en la forma como está instalado en el pozo el barril de trabajo.

Con el fin de especificar completamente el conjunto de piezas del bombeo mecánico el Instituto Americano del Petróleo (API) propuso el empleo de una designación de 12 caracteres en la especificación API 11AX (Figura 11).

Figura 11. Nomenclatura API para Bombas de Subsuelo.

XX – XXX – X₁ X₂ – X₃ X₄ X₅ – X₆ – X₇



Fuente. Jorge Antonio Díaz / Juan Enrique López. UIS, 2007.



Esta especificación se utiliza ampliamente en todo el mundo para las bombas con varillas que son generalmente aceptadas.

Muchas de las Bombas de Succión Utilizadas en la industria mundial del petróleo se ajustan a las especificaciones de la American Petroleum Institute (API).

Las bombas estandarizadas en la especificación API 11AX han sido clasificadas y se les ha asignado una letra (Ver Tabla 2)

La primera letra se refiere al tipo básico:

R para las Bombas de Varillas	T para las Bombas de Tubería
--------------------------------------	-------------------------------------

La segunda letra se refiere al tipo de Barril o Cilindro, es decir, si es de pared gruesa o delgada. Diferentes letras de código son utilizadas para las bombas con émbolos metálicos y con émbolos de empaques flexibles.

Émbolos metálicos	Émbolos con Empaque Flexible
H para pared gruesa	P para pared gruesa
W para pared delgada	S para pared delgada

La tercera letra muestra la ubicación del conjunto de asentamiento para las bombas de varillas. El conjunto de asentamiento o agarre, siempre va al fondo en una Bomba de Barril Viajero; otras Bombas de Varillas se pueden asentar en la parte superior o inferior, como se explica enseguida:

A: Para agarre en la parte superior (ancla superior).

B: Para agarre en la parte inferior (ancla inferior).

T: Para el Barril Viajero, agarre inferior.

Tabla 2. Especificación API 11AX de las Bombas de Subsuelo.

Tipo de Bomba	Designación Por Letras			
	Pared del Barril		Pared del Barril	
	Gruesa	Delgada	Gruesa	Delgada
BOMBAS DE VARILLAS				
Barril Estacionario y Ancla Superior	RHA	RWA	-	RSA
Barril Estacionario y Ancla Inferior o de Fondo	RHB	RWB	-	RSB
Con Barril Viajero y Ancla Inferior o de Fondo	RHT	RWT	-	RST
BOMBAS DE TUBERÍA	TH	-	TP	-

2.4.2.1 Bombas de Tubería (Tubing Pumps). Representan al tipo más antiguo de Bombas de Succión y tienen una construcción simple. Son usadas para altas tasas de producción. El barril de la bomba se instala como una parte integral del tubing de ahí su nombre. El émbolo se corre y se recupera mediante un dispositivo que se encuentra instalado en la parte inferior del pistón.

Ventajas relativas de las bombas de tubería:

- ✓ Proporcionan bombas mucho más grandes para un diámetro específico de tubing por lo que presentan mayor desplazamiento de fluido que otro tipo de bomba.
- ✓ Los mayores tamaños de válvulas permiten menos pérdidas de presión en la bomba, así que también es posible la producción de fluidos viscosos.
- ✓ Tienen una construcción mucho más fuerte. El barril es una parte integral de la tubería y así, puede soportar grandes cargas. La sarta de varillas está directamente conectada al émbolo, sin necesidad de una varilla en la



válvula, haciendo que la conexión sea más confiable que en las bombas de varillas.

- ✓ Las Bombas de Tubería usualmente son menos costosas que las Bombas de Varillas porque tienen menor cantidad de partes.
- ✓ Se pueden usar para altas tasas de producción en crudos pesados.
- ✓ Se pueden usar para pozos con problemas de producción de arena.
- ✓ No presentan problemas cuando hay baja presión de entrada a la bomba

Desventajas en las bombas de tubería:

- ✓ No recomendable cuando se presenta producción de gas (Alto GOR)
- ✓ Altos costos económicos de mantenimiento porque en caso de problemas con la bomba es necesario sacar completamente la tubería de producción.
- ✓ La profundidad de levantamiento puede verse limitada por las grandes cargas asociadas con las mayores áreas del pistón y se podría requerir el empleo de varillas de succión de alta resistencia.

2.4.2.2 Insertables o de Varilla (Insert Pumps). Son aquellas que van introducidas en la tubería de producción y conectadas a la sarta de varillas, usualmente el barril, el pistón y las válvulas se fabrican en un solo ensamblaje y la bomba se ancla en el niple de asiento. Son más populares por su fácil instalación y mantenimiento.

Existe una gama de cuatro tipos diferentes de bombas de varilla que presentan características útiles para dar solución a determinadas condiciones del pozo a saber:

1. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla de Fondo (RHB, RWB)
2. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla Superior (RHA, RWA)
3. Bomba de Varillas con Barril Viajero con Ancla de Fondo (RHT, RWT)
4. Bomba de Varillas “Casing Pump”



1. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla de Fondo (RHB, RWB)

Recomendable para:

- ✓ Pozos con producción de gas con ayuda de un separador (ancla de gas)
- ✓ Pozos con baja presión de entrada a la bomba
- ✓ Pozos profundos

Descartar para:

- × Cuando se presenta producción de arena
- × Pozos que tengan controladores de bombeo*
- × Pozos corrosivos

2. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla Superior (RHA, RWA)

Se recomienda para:

- ✓ Cuando se presenta producción de arena
- ✓ Pozos con producción de gas con ayuda de un separador (ancla de gas)
- ✓ Pozos con baja presión de entrada a la bomba
- ✓ Pozos que tengan controladores de bombeo

Descartar para:

- × Pozos profundos
- × Pozos con producción de crudos pesados

3. Bomba de Varillas con Barril Viajero con Ancla de Fondo (RHT, RWT)

Recomendable para:

- ✓ Cuando se presenta producción de arena

* Controlador de bombeo. En ciertas condiciones al bombeo se le restringe el tiempo diario de operación, es decir, se establece un número de horas al día de operación del Sistema.



- ✓ Pozos corrosivos
- ✓ Pozos con controladores de bombeo

Descartar para:

- ✗ Pozos profundos
- ✗ Pozos con baja presión de entrada a la bomba

4. Bomba de Varillas “Casing Pump”

Recomendable para:

- ✓ Altas tasas de producción

Descartar para:

- ✗ Pozos con producción de gas
- ✗ Pozos desviados

5. Bombas Especiales

Debido a diversas condiciones del pozo los anteriores tipos de bomba no alcanzan la mejor eficiencia, en tales situaciones se debe considerar el uso de bombas especialmente diseñadas para contrarrestar problemas específicos en el fondo del pozo.

Estos problemas pueden ser:

- Golpe de fluido o baja presión de entrada a la bomba
- Interferencia de gas
- Sólidos erosivos o arena
- Crudos pesados



Es necesario reconocer el problema que se encuentra, como también lo es saber las ventajas y desventajas que ofrece cada tipo de bomba especial para determinar la bomba necesaria para contrarrestar los problemas existentes en el pozo. Hay dos tipos de bomba especial:

- A. Bomba de tres tubos “Rod Pump Three Tube”
- B. Bomba de varillas de dos secciones “Rod Pump Two Stage”

A. Bomba de tres tubos “Rod Pump Three Tube”

Problema a solucionar: Sólidos erosivos

En esta bomba el barril y el pistón están formados por tres tubos. El espacio de separación entre tubos (clearance) reduce la erosión e incrementa la vida útil de la bomba.

Esta bomba puede trabajar como máximo a 10 SPM y requiere una alta presión de entrada que limita su uso en ciertos aspectos.

B. Bomba de varillas de dos secciones “Rod Pump Two Stage”

Problema a solucionar: Alta producción de gas

Esta bomba incorpora 2 (dos) bombas de varilla en serie. Las etapas de funcionamiento de esta bomba son:

- En la carrera ascendente el fluido es introducido en la cámara baja (lower chamber)
- En la carrera descendente el fluido pasa a través de la válvula viajera a la cámara menor (small chamber)
- En la siguiente carrera ascendente la mezcla es comprimida hasta que ésta abra la válvula viajera y entre a la tubería de producción

Esta doble acción aumenta el radio de compresión de la bomba e incrementa la eficiencia en pozos con alta producción de gas.



Sin embargo en pozos con producción de sólidos erosivos disminuye tanto su eficiencia como su vida útil.

2.4.3 Selección de la Bomba de Subsuelo

En el diseño y operación de un sistema de bombeo mecánico, una de las primeras y más importantes consideraciones es la selección de la bomba de subsuelo. Esto quiere decir, la selección del tamaño de la bomba, longitud de la carrera y los golpes por minuto para proveer la tasa de producción deseada, además de la selección de un adecuado diseño de bombeo, lo cual garantizará una operación confiable con un mantenimiento mínimo, de acuerdo a las condiciones existentes en los pozos.

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

2.5 FUNCIONAMIENTO EN FONDO DEL BOMBEO MECÁNICO

Este método consiste en levantar fluido desde el fondo del pozo hacia los tanques de recolección o a una estación de producción por medio de una bomba de subsuelo ubicada en el fondo del pozo cuya energía es proporcionada por un balancín o equipo de bombeo en superficie y es transmitida por medio de una sarta de varillas a la bomba. El fluido levantado es transportado por la tubería de



producción o tubing y luego por las líneas de transferencia hasta el tanque o separador según como estén configuradas las facilidades de superficie.

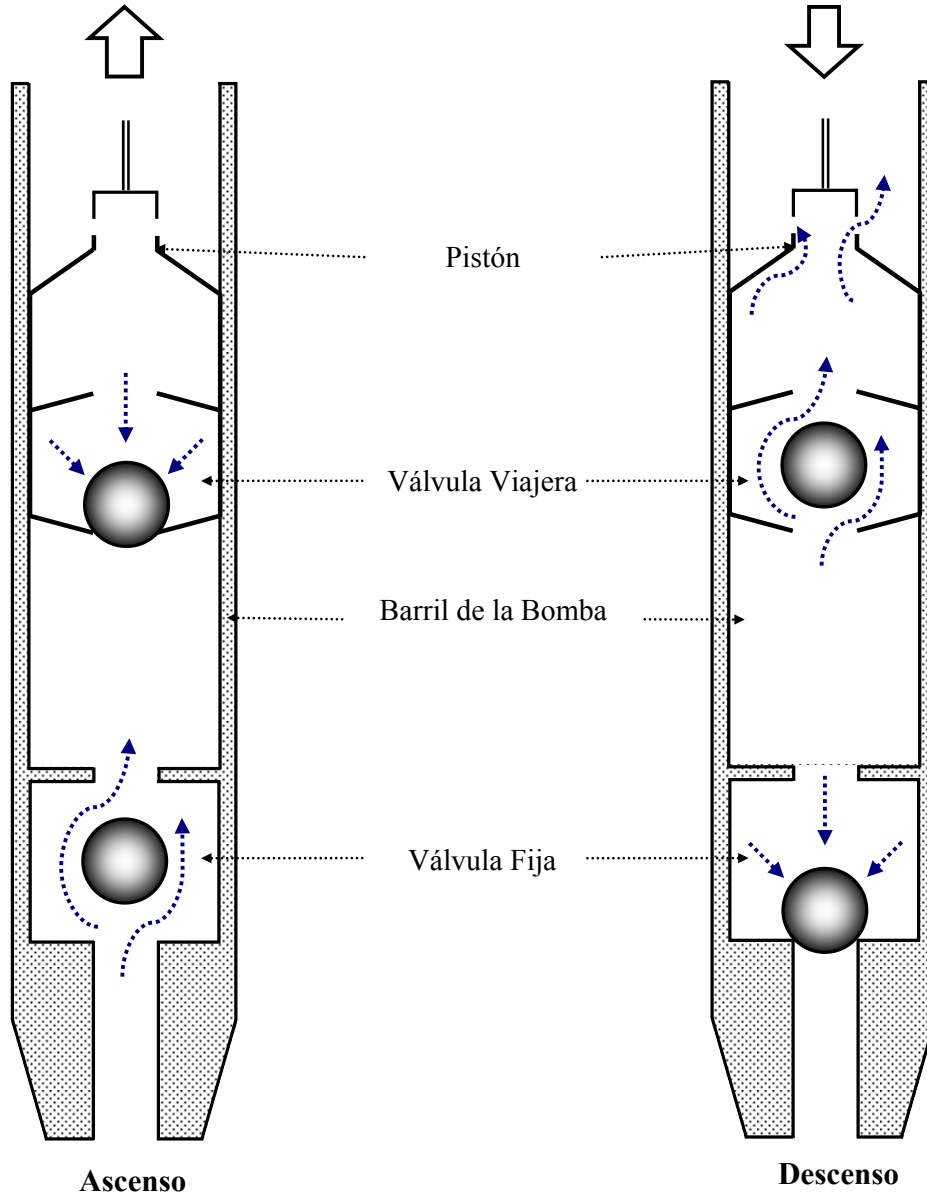
La bomba va fijada en el extremo inferior de la columna de producción, (tubing) que va acoplada o asentada en una parte de la tubería llamado “asiento de válvula” o “niple de asiento”.

Está formada por una camisa de gran longitud (12'a 24') con una válvula de bola, en un extremo inferior, llamada válvula fija (“standing valve”). El pistón, que se mueve verticalmente en su interior tiene una longitud que oscila entre 2 a 8 pies (Figura 10), es hueco y también tiene una válvula de bola en el extremo inferior, llamada válvula viajera (“traveling valve”).

En el movimiento ascendente del pistón, el fluido que está en su interior más todo lo que está por encima de él se eleva, llegando a superficie, a la vez que por debajo de la válvula del mismo, se está produciendo el llenado de la camisa, debido a la depresión que se produce, ingresando entonces, el fluido por la válvula fija (Figura 12). En la carrera descendente del pistón, la válvula fija se cierra y se produce la apertura en la válvula viajera transfiriendo el fluido que estaba en la camisa, al interior del pistón (análogo al cilindro de un motor), completándose así el ciclo.

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

Figura 12. Movimientos característicos del recorrido o Stroke en la Bomba de Subsuelo.



Fuente. Adaptado de NAVARRETE, Juan C. y TORRES. Juan E. Trabajo de Grado. Libro 99225. Universidad Industrial de Santander, 2000.



2.5.1 Funcionamiento de la Bomba de Subsuelo

Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o nula producción en pozos con baja presión de fondo.

Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo Mecánico trabajan sobre el principio de desplazamiento positivo y son del tipo cilindro-pistón. Sus partes básicas son el Barril de Trabajo (Cilindro), el Émbolo (Pistón) y las dos válvulas de bola.

La válvula que viene agarrada al Barril de Trabajo actúa como una válvula de succión y se denomina Válvula Fija. La otra válvula, contenida en el émbolo, actúa como una válvula de descarga y se llama Válvula Viajera. Dichas válvulas actúan como válvulas de cheque y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del émbolo, proporcionan un medio para desplazar los fluidos del pozo hasta la superficie.

En la carrera ascendente (Figura 13) el peso del fluido en el tubing cierra la válvula viajera, siendo el fluido almacenado en el barril desplazado por el pistón hacia la superficie; creando una depresión sobre la válvula fija, ocasionando la apertura de la misma y por consiguiente el ingreso de fluido desde el revestimiento al interior del barril.

En la carrera descendente el fluido contenido en el barril ejerce una presión contra el pistón que baja, provocando la apertura de la válvula viajera y el cierre de la válvula fija, pasando el fluido contenido en el barril hacia la parte superior del



pistón, hasta llegar al punto muerto inferior. En ese momento comienza la carrera ascendente volviendo a cumplirse el ciclo.

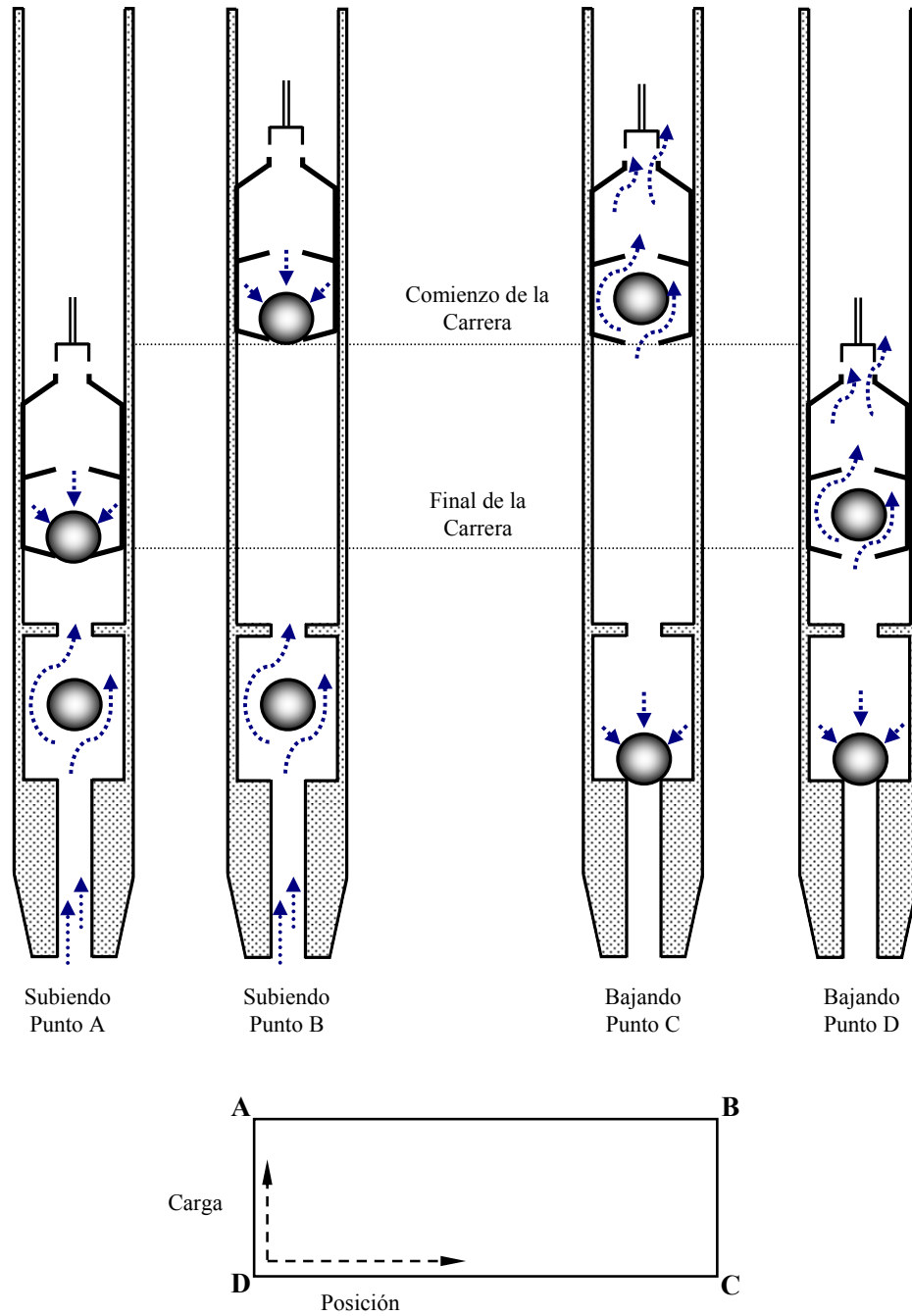
Entender la operación de una bomba es esencial para comprender como trabaja todo el sistema de bombeo y la forma en que se manifiesta este funcionamiento por medio de una carta dinamométrica.

La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Influye en la carga sobre las varillas, la unidad, el torque en la caja reductora y la potencia del motor, por consiguiente, hay que reconocer rápidamente cualquier problema que ocurra en la bomba para de esta forma entrar a encontrar su pronta solución ya que se vería seriamente afectada toda la eficiencia del sistema y por ende la producción del pozo. Para determinar estos problemas es indispensable un correcto análisis de las cartas dinamométricas, tanto cualitativa como cuantitativamente.

2.5.1.1 Acción de las Válvulas debido a la carga de fluido. Comprender la función de las válvulas, tanto viajera como fija es de vital importancia, ya que ellas controlan el paso del fluido hasta la bomba y posteriormente al “tubing”. El fluido en su migrar a través del Sistema de Bombeo ejerce una carga sobre el pistón y las varillas. Esto es lo que detecta un dinagrama, que no es más que una gráfica de carga versus posición de la bomba.

En la carta se pueden distinguir cuatro puntos principales y dos movimientos o carreras características: la carrera ascendente y la descendente que forman un recorrido o “stroke”.

Figura 13. Dinagrama teórico de fondo con bomba llena.



Fuente. Adaptado de NAVARRETE, Juan C. y TORRES. Juan E. Trabajo de Grado. Libro 99225. Universidad Industrial de Santander, 2000.



- ✚ Carrera Ascendente. En el principio de ésta, la válvula viajera se encuentra cerrada (punto A, Figura 13). Es decir. Impide el paso de fluido al tubing, por lo que se dice que levanta el fluido y soporta la carga. Teóricamente la respuesta se debe reflejar inmediatamente, o sea, que la carga se debe transmitir de forma inmediata al principio de la carrera (puntos D hasta A). Mientras tanto la otra válvula se mantiene abierta dejando fluir desde la formación los fluidos que esta contiene hacia el interior de la bomba. Situación que se mantiene hasta el final de la carrera (punto B). La carga permanece constante en los puntos A y B.

- ✚ Carrera descendente. Al comenzar ésta, la unidad se encuentra en su punto más alto; como el barril está completamente lleno entonces la válvula viajera se abre permitiendo el paso de fluido hasta el tubing (punto C). De esta manera la válvula viajera no soporta la carga del fluido durante la carrera (Puntos C a D). Igualmente en ese momento la válvula fija sella el paso de los fluidos de la formación, ocurriendo esto durante el transcurso de la carrera. Cuando la carrera llega a su fin (Punto D) empieza un nuevo ciclo y vuelve nuevamente al punto A.

La diferencia entre los puntos A y D ó B y C es la carga que ejerce el fluido en el pistón, que de acuerdo con la Figura 26 es transferida de manera instantánea entre dichos puntos.

Esto es cierto si se asume que el fluido es incompresible y que la bomba está totalmente llena, dando un diagrama ideal como el de la Figura. Pero en realidad esto no ocurre así, la interferencia de gas o problemas en las válvulas y otros inconvenientes auguran un diagrama más real.

Hasta este punto se ha analizado los diferentes tipos de bomba y enumerado diversos problemas operacionales en el fondo de pozo que determinan de alguna



forma la escogencia y utilización de un tipo de bomba en especial. El saber determinar estos problemas da una idea de la solución requerida para solucionarlo.

Pero para saber qué tipo de problema o problemas se enfrentan es necesario saber realizar un análisis cualitativo del dinagrama de pozo en cuestión.

3 EQUIPO UTILIZADO EN LA TOMA DE LAS PRUEBAS DE NIVEL DE FLUIDO, DINAMOMETRICAS, POTENCIA Y PBU: ANALIZADOR DE POZO (WELL ANALYZER).

El analizador de pozo es un sistema integrado de adquisición de datos, que permite al ingeniero de producción maximizar la producción de gas o petróleo y minimizar los gastos de operación. Combinando las medidas de presión de superficie, nivel acústico de líquido, dinamómetro, potencia y respuesta de transientes de presión, se pueden determinar, entre otros parámetros, la productividad del pozo, la presión del yacimiento, la eficiencia general, las cargas del equipo y el desempeño del pozo.

Figura 14. Analizador de pozo.



Fuente: www.echometer.com

Este sistema portátil está basado en un convertidor análogo a digital de precisión, controlado por un computador con aplicaciones basadas en Windows. El analizador de pozo adquiere, almacena, procesa, despliega y administra los datos en el sitio del pozo para dar un análisis inmediato de las condiciones de operación



del pozo. El instrumento es compacto, fuerte y está diseñado para ser usado en condiciones climáticas adversas. (Figura 14).

El analizador de pozo es una unidad electrónica compacta que se controla por medio de un computador portátil que opera con el programa Total Well Management (TWM), esta unidad adquiere y digitaliza las señales recibidas por el micrófono y el transductor de presión instalados en la pistola a gas, al igual que las señales emitidas por la celda de carga y el acelerómetro instalados en la varilla lisa, estas señales son enviadas al computador para su procesamiento. Este analizador contiene una batería interna de 12 voltios, esta es una batería de 2.5 Amp-hora.

3.1 PISTOLA A GAS.

La pistola a gas es utilizada para realizar el estudio acústico del pozo (Figura 15), contiene una cámara que es cargada con gas comprimido (Generalmente, CO_2), para ser disparada por el anular de los pozos y crear una pulsación acústica, que viaja a través del gas hacia el fondo del pozo; las reflexiones de este pulso son convertidas a señales eléctricas por medio de un micrófono de alta resolución que se encuentra instalado en la pistola y son digitalizadas y almacenadas en el computador. Mediante este procedimiento se obtiene información como presión en cabeza y en fondo, niveles de fluido y conteo de collares de tubería, entre otros.

Figura 15. Pistola a gas.



Fuente: www.echometer.com

3.2 TRANSDUCTORES.

A continuidad se presentan los tres tipos de transductores que se emplean en la toma de las pruebas dinamométricas, de nivel y de ascenso de presión.

3.2.1 Transductor de presión.

Las medidas de presión del revestimiento se hacen con un transductor electrónico que se instala en la pistola a gas, (Figura 16).

Figura 16. Transductor de presión.



Fuente: www.echometer.com

El transductor estándar tiene un rango de operación de 0 a 1500 psi. La placa del transductor de presión tiene un número de serie y seis coeficientes que se

usan para calcular la presión a partir de los datos de salida del transductor. Los coeficientes se entran en la pantalla de instalación antes de hacer una prueba.

3.2.2 Celda de carga tipo herradura (HT).

La celda de carga tipo herradura es un transductor altamente exacto diseñado para proveer un valor de carga preciso para la toma de dinagramas, (Figura 17); esta celda de carga se ubica en la varilla lisa, entre la abrazadera permanente de la varilla lisa y la barra portavarillas.

Figura 17. Celda de carga tipo herradura (HT).



Fuente: www.echometer.com

Esta tiene también un acelerómetro que mide la aceleración de la varilla lisa por medio de integración numérica de la señal de aceleración versus tiempo.

3.2.3 Celda de carga de la varilla lisa (PRT).

El transductor de varilla lisa es un sensor muy conveniente para mediciones rápidas y fáciles del dinamómetro (Figura 18), este consiste en una abrazadera tipo C la cual se localiza en la varilla lisa.

Figura 18. Celda de carga de la varilla lisa (PRT).



Fuente: www.echometer.com

Este transductor contiene medidores extremadamente sensitivos que miden el cambio en el diámetro de la varilla lisa debido al cambio en la carga durante una carrera de la bomba. Este transductor también tiene un sensor de aceleración.

3.3 PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN COMPLETA DEL POZO (TWM).

El TWM es el programa empleado por el analizador de pozo para la toma y análisis de pruebas; consiste en una serie de rutinas para la adquisición de datos, análisis y presentación de resultados de las diferentes pruebas que se pueden realizar, las cuales son:

- Prueba Acústica
- Prueba Dinamométrica
- Prueba de Potencia y Corriente
- Prueba de Contrabalance
- Prueba de Transiente de Presión

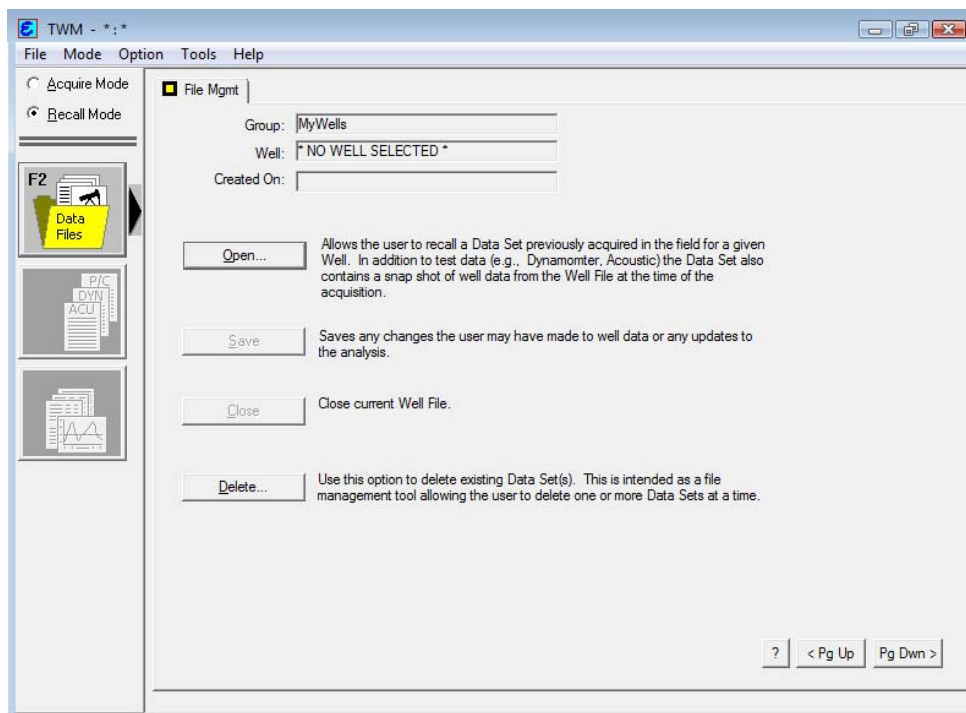
A continuación se presentan las secuencias que se deben seguir para ingresar la información necesaria de cada pozo antes de realizar la toma de las pruebas.

3.3.1 Modos de iniciación.

El TWM tiene dos opciones de iniciación:

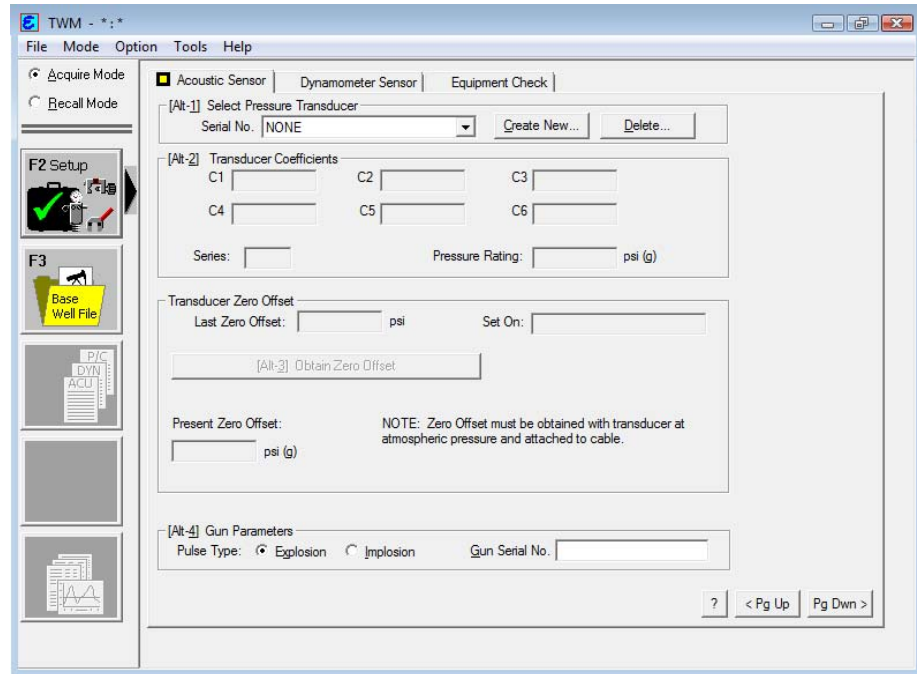
- ✚ Modalidad de Llamado (Recall Mode), se emplea para observar los resultados de las pruebas realizadas con anterioridad, y presenta la ventana que se muestra en la Figura 19.
- ✚ Modalidad de Adquisición (Acquire Mode), la cual se emplea para la toma de pruebas presenta la ventana que se observa en la Figura 20.

Figura 19. Ventana de Modalidad de Llamado.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Figura 20. Ventana de Modalidad de Adquisición.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

3.3.2 Sección de Chequeo del Equipo (Equipment Chek).

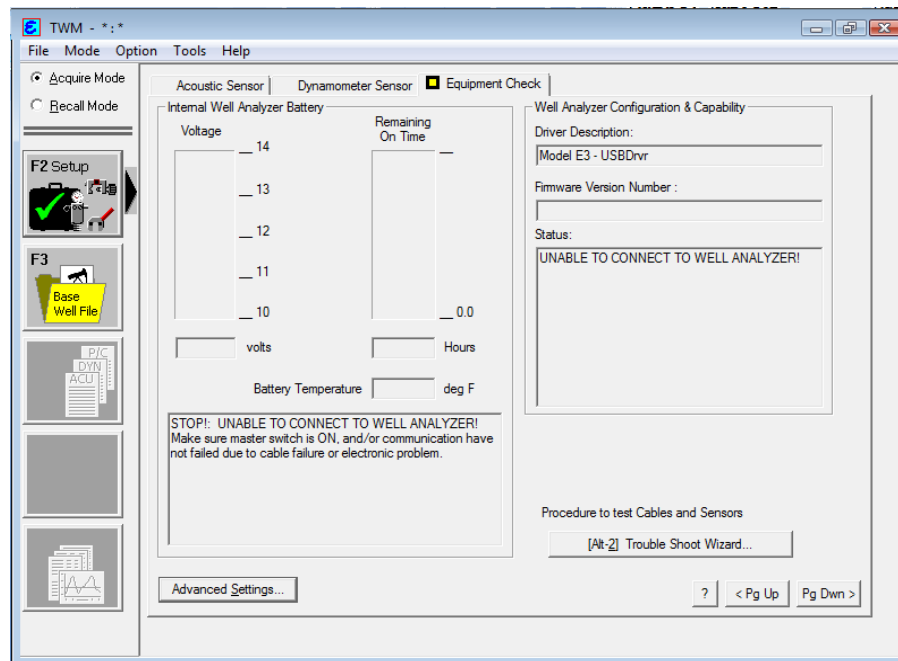
La sección de chequeo del equipo tiene las siguientes funciones:

- Revisar la comunicación apropiada entre el computador y el analizador.
- Mostrar al usuario el voltaje de la batería del analizador y su capacidad remanente.
- Permitir la detección de fallas de comunicación.
- Permitir probar los cables y la electrónica del analizador.

En la Figura 21 se muestra la ventana correspondiente a la sección de chequeo del equipo, donde se puede ver, que en la parte izquierda de la ventana se muestra mediante barras el voltaje de la batería y el tiempo de carga remanente, y también advierte el estado de comunicación entre el analizador y

el computador; además en la parte inferior derecha se encuentra el botón para realizar el procedimiento de revisar el estado de los cables.

Figura 21. Sección de Chequeo del Equipo.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

3.3.3 Sección del Sensor Acústico (Acoustic Sensor).

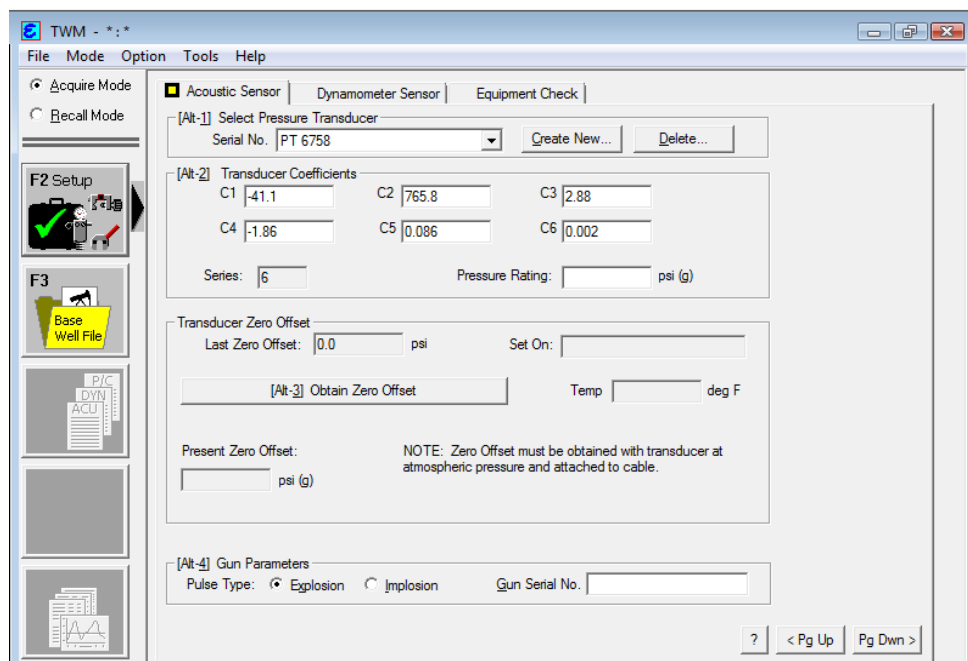
En la Figura 22, es una imagen de la ventana correspondiente a la sección del sensor acústico, el cual tiene las siguientes funciones:

- ✚ Entrar o seleccionar desde el menú desplegable Los coeficientes y número de serie del transductor de presión, estos coeficientes son empleados por el programa para calcular los valores de presión.
- ✚ Fijar el cero del transductor de presión. El cero se debe verificar para el primer pozo de cada día, además se recomienda verificar nuevamente el cero si se presentan altas fluctuaciones de la temperatura. Para obtener el

cero del transductor de presión se debe cerrar la válvula del revestimiento que va a la pistola, y abrir la válvula de alivio de la pistola, esto para que el transductor quede expuesto a la presión atmosférica.

- ✚ Entrar el número de serie de la pistola y seleccionar el tipo de disparo: Explosión o implosión.

Figura 22. Sección del Sensor Acústico



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

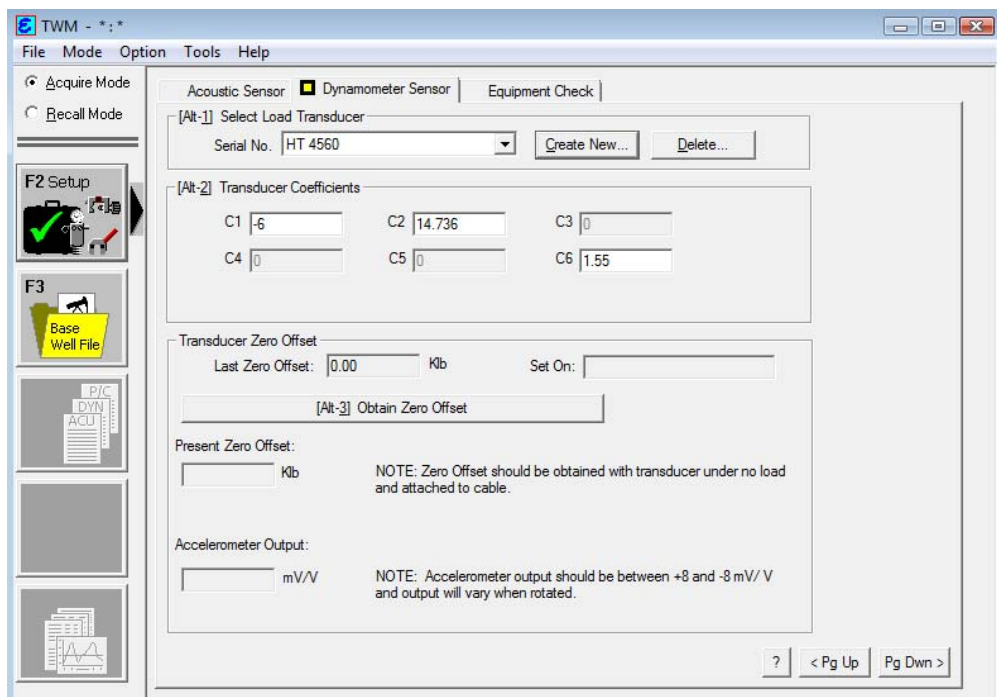
3.3.4 Sección del sensor Dinamométrico (Dynamometer Sensor).

La Figura 23 corresponde a la ventana que presenta la sección del sensor dinamométrico, en el cual se realizan las siguientes funciones:

- ✚ Entrada del número de serie y de los coeficientes de la celda de carga, estos coeficientes son empleados por el programa para calcular la carga.

- ✚ Fijar el cero para la celda de carga, el cero se debe tomar para el primer pozo de cada día, y de haber fluctuaciones altas de la temperatura se recomienda verificarlo nuevamente. Al obtener el cero la celda debe estar completamente libre de carga.
- ✚ Chequear el valor de salida del acelerómetro.

Figura 23. Sección del sensor Dinamométrico



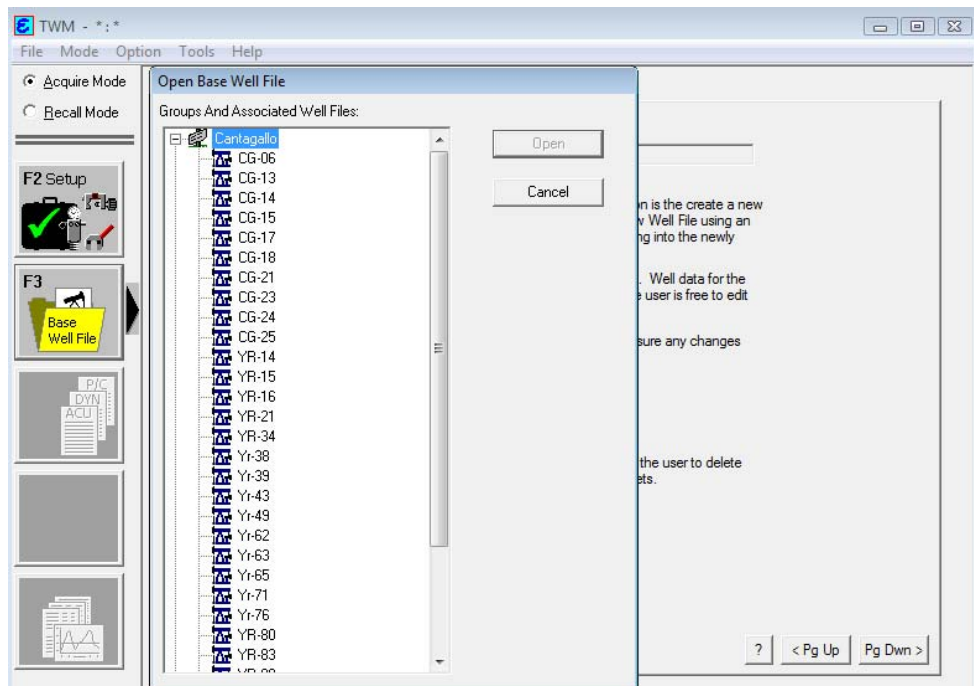
Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

3.3.5 Archivo base del pozo.

Para usar el programa TWM es necesario entrar o llamar información del pozo que se encuentra almacenada en el archivo base del pozo (Base Well File). Sin importar que tipo de medidas se vayan a realizar, se recomienda que los datos en el archivo base del pozo sean tan completos y precisos como sea posible. Al archivo base del pozo se accede seleccionando F3 cuando se está en la

Modalidad de Adquisición (Acquire Mode), o seleccionando F2 cuando se está en la modalidad de Llamado (Recall Mode), y se presenta la ventana que se muestra en la Figura 24.

Figura 24. Abrir Archivo de Pozo



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Seleccione la opción Nuevo (New) para entrar los datos de un nuevo pozo, Abrir (Open) cuando los datos del pozo ya están en el programa o la opción Borrar (Delete) para borrar el archivo de un pozo y sus archivos asociados.



Los datos del pozo están divididos en cuatro grupos:

1) General (General).

Identifica el pozo, el usuario y el tipo de pozo. La Figura 25 muestra los datos que aparecen en la sección general:

Figura 25. Sección General

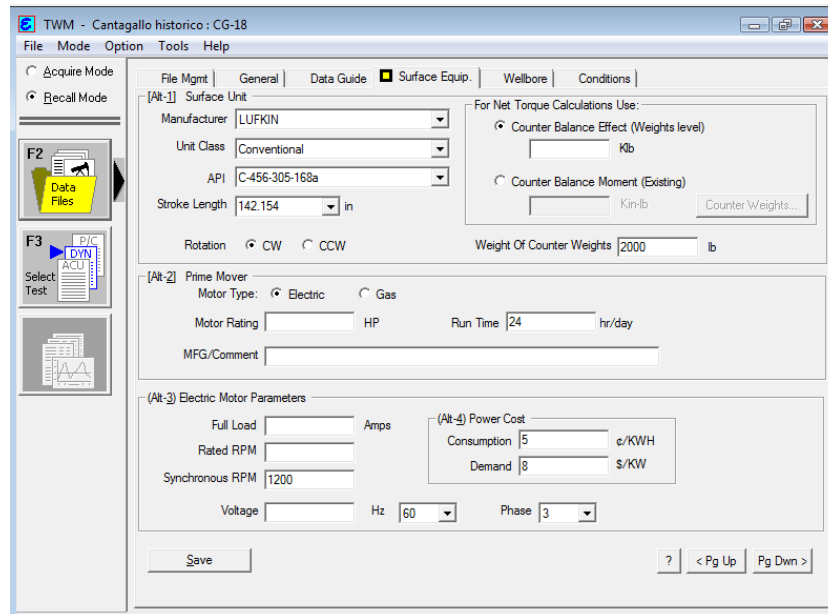
Comments:	
*FRENO DEMASIADO LARGO	
THP	70 PSI
CHP	54.5 PSI
NIVEL	4112' (88' - 72')
ANNULAR GAS FLOW	8 Mscf/D
VEL ACUST	1365 ft/s, NORMAL
RELA COLLA	167/181 = 92%, ALTA
UNIDAD:	LUFKIN C-456 305 168.
DESPLAZAMIENTO	81 BFD @ 100% = 69 BFD @ 85%;

Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

2) Equipo de Superficie (Surface Equip.).

Describe el equipo de superficie del pozo. Los datos se presentan como lo muestra la Figura 26:

Figura 26. Sección Equipo de Superficie

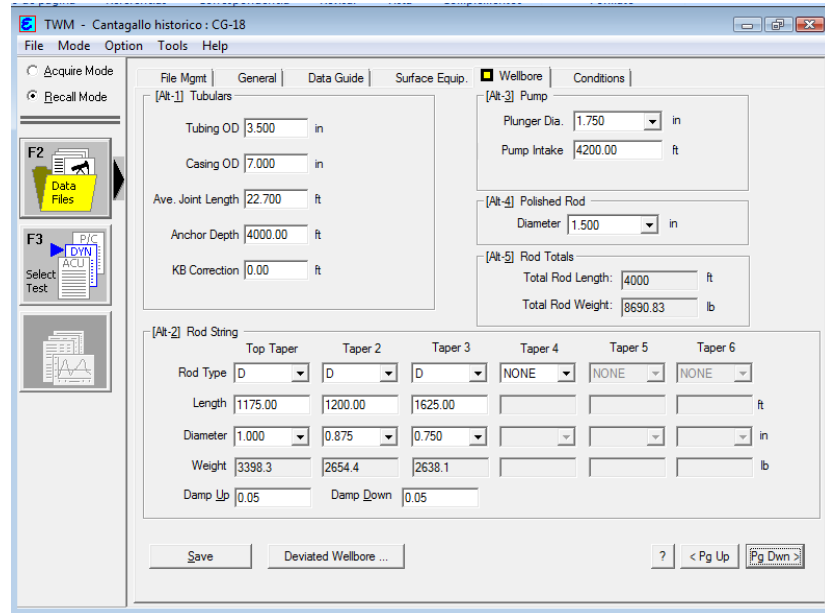


Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

3) Pozo (Wellbore).

Describe el equipo instalado dentro del pozo. Esta información se presenta como se ve en la Figura 27; En esta ventana en la parte inferior izquierda hay un botón para pozos desviados (Deviated Wellbore), este se selecciona para entrar los registros de dirección de pozos desviados. La Figura 28 muestra las entradas cuando los datos corresponden a la profundidad medida y vertical.

Figura 27. Sección Pozo



TWM - Cantagallo historico : CG-18

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. | **Wellbore** | Conditions

[Alt-1] Tubulars

Tubing OD: 3.500 in
 Casing OD: 7.000 in
 Ave. Joint Length: 22.700 ft
 Anchor Depth: 4000.00 ft
 KB Correction: 0.00 ft

[Alt-3] Pump

Plunger Dia.: 1.750 in
 Pump Intake: 4200.00 ft

[Alt-4] Polished Rod

Diameter: 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals

Total Rod Length: 4000 ft
 Total Rod Weight: 8690.83 lb

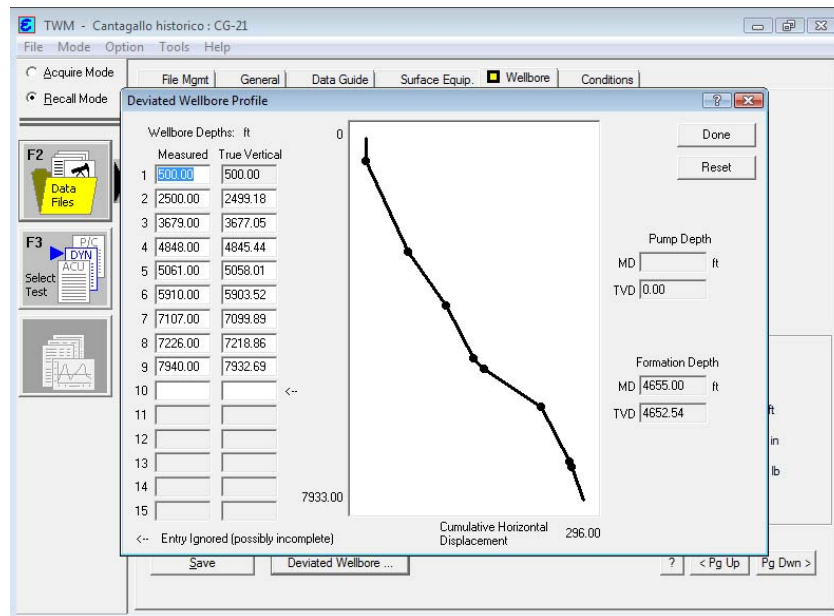
[Alt-2] Rod String

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	D	D	D	NONE	NONE	NONE
Length	1175.00	1200.00	1625.00			
Diameter	1.000	0.875	0.750			
Weight	3398.3	2654.4	2638.1			
Damp Up	0.05					
Damp Down		0.05				

Buttons: Save, Deviated Wellbore ..., ? < Pg Up, Pg Dwn >

Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Figura 28. Pozos desviados

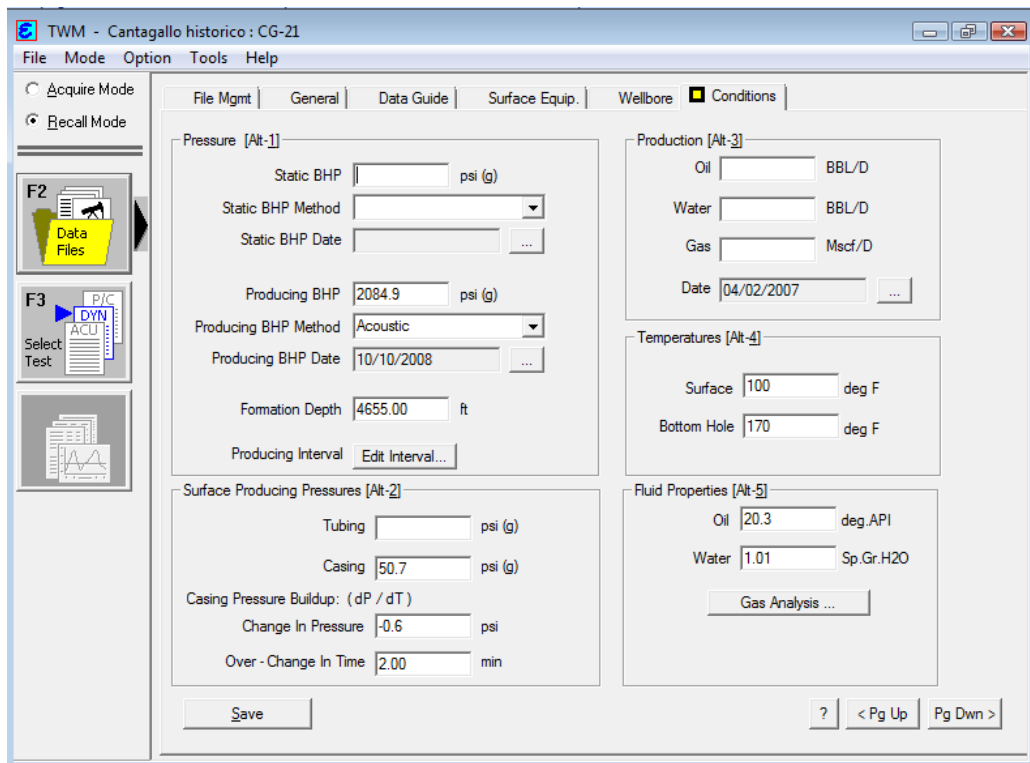


Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

4) Condiciones (Conditions).

Incluye los parámetros de desempeño del pozo, la formación y los fluidos de producción. En la Figura 29 se observan los parámetros solicitados por el TWM:

Figura 29. Sección Condiciones



The screenshot shows the 'Conditions' section of the TWM software. The interface includes a menu bar (File, Mode, Option, Tools, Help) and a toolbar with 'Acquire Mode' and 'Recall Mode' options. The main area is divided into several sections:

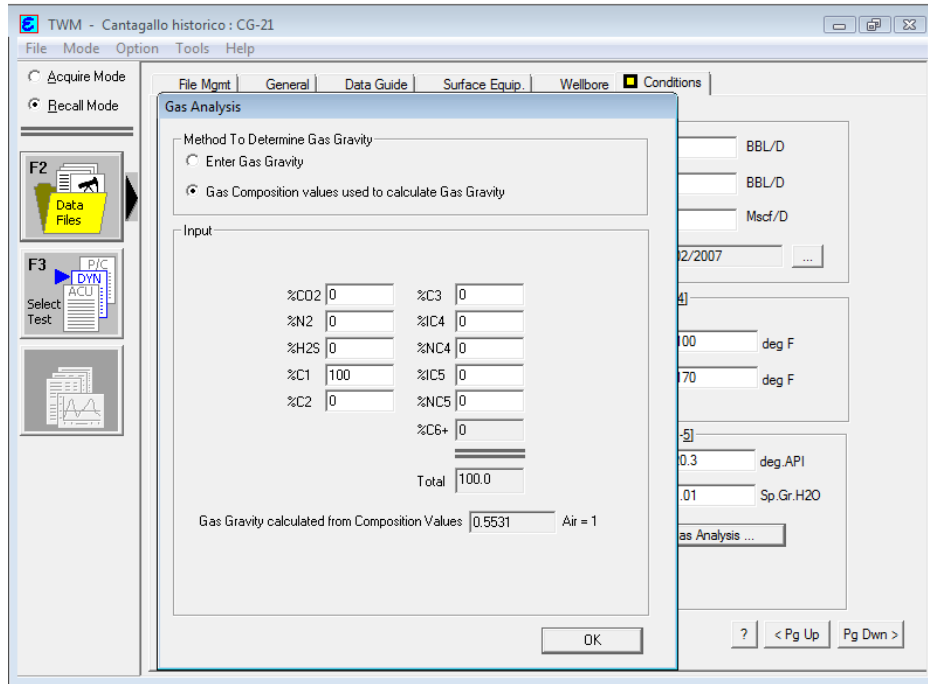
- Pressure [Alt-1]:**
 - Static BHP: [] psi (g)
 - Static BHP Method: []
 - Static BHP Date: []
 - Producing BHP: 2084.9 psi (g)
 - Producing BHP Method: Acoustic
 - Producing BHP Date: 10/10/2008
 - Formation Depth: 4655.00 ft
 - Producing Interval: [Edit Interval...]
- Production [Alt-3]:**
 - Oil: [] BBL/D
 - Water: [] BBL/D
 - Gas: [] Mscf/D
 - Date: 04/02/2007
- Temperatures [Alt-4]:**
 - Surface: 100 deg F
 - Bottom Hole: 170 deg F
- Surface Producing Pressures [Alt-2]:**
 - Tubing: [] psi (g)
 - Casing: 50.7 psi (g)
 - Casing Pressure Buildup: (dP / dT)
 - Change In Pressure: -0.6 psi
 - Over - Change In Time: 2.00 min
- Fluid Properties [Alt-5]:**
 - Oil: 20.3 deg API
 - Water: 1.01 Sp.Gr.H2O
 - [Gas Analysis ...]

At the bottom, there is a 'Save' button and navigation controls: '?', '< Pg Up', and 'Pg Dwn >'.

Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

El botón Análisis de gas (Gas Analysis), abre una forma para entrar la composición del gas en el pozo; cuando se introduce esta información la gravedad del gas se calcula a partir de la composición. El formato es como se ve en la Figura 30.

Figura 30. Formato de Composición del Gas



The screenshot shows a software window titled "TWM - Cantagallo historico : CG-21" with a menu bar (File, Mode, Option, Tools, Help) and a toolbar. A "Gas Analysis" dialog box is open, containing the following elements:

- Method To Determine Gas Gravity:**
 - Enter Gas Gravity
 - Gas Composition values used to calculate Gas Gravity
- Input:**

%CO2	0	%C3	0
%N2	0	%IC4	0
%H2S	0	%NC4	0
%C1	100	%IC5	0
%C2	0	%NC5	0
		%C6+	0
Total			100.0
- Gas Gravity calculated from Composition Values:** 0.5531 (Air = 1)
- Other fields on the right side of the dialog:**
 - BBL/D
 - BBL/D
 - Mscf/D
 - 2/2007
 - deg F
 - deg F
 - deg API
 - Sp.Gr.H2O

Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo



4 PRUEBA DINAMOMÉTRICA.

El bombeo mecánico sigue siendo el método de levantamiento artificial más utilizado. Los métodos para analizar el desempeño del sistema de bombeo mecánico se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado por Gilbert⁵ y Fagg⁶, donde la carga en la varilla lisa se registra gráficamente en función de su posición, para generar una gráfica que representa el trabajo hecho en superficie por la unidad de bombeo mecánico para cada carrera de la bomba.

Los primeros dinamómetros fueron utilizados a principios de los años veinte. Desde entonces, tanto el hardware como los métodos de evaluación han mejorado considerablemente haciendo que la medición simultánea de diversos parámetros dinámicos (kilovatios de entrada, factor de potencia, torque del motor, torque de la caja reductora, velocidad, aceleración, carga, etc.) sea económicamente posible, es así que las primeras y más importantes interpretaciones cualitativas, se han convertido en métodos de análisis exactos, sofisticados y altamente confiables.

La característica básica del dinamómetro electrónico es que los transductores electrónicos (en lugar de los dispositivos mecánicos o hidráulicos) son utilizados para medir las cargas del pozo y los desplazamientos de la varilla. Un dinamómetro de este tipo permite no sólo elaborar las cartas dinamométricas de superficie, sino también, suministra datos básicos para construir las cartas dinamométricas de fondo.

⁵ Gilbert, W.E., "An Oil Well Pumping Dynagraph," API Drilling and Production Practice, 1936, pp. 94-115.

⁶ Fagg, W., "Dynamometer Charts and Weighing," Petroleum Transactions, AIME, Vol. 189, 1950, pp. 165-174.



Los desarrollos más recientes se han concentrado en refinar las técnicas de interpretación de las características de esta curva de carga-desplazamiento para lograr un análisis detallado del sistema, dentro de estos desarrollos cabe mencionar:

- ✚ El porcentaje de llenado de la bomba.
- ✚ El desplazamiento de la bomba en barriles por día.
- ✚ Operación y fuga de las válvulas de la bomba
- ✚ Distribución de carga en la sarta de varillas
- ✚ Carga de fatiga y colapso de varillas
- ✚ El desplazamiento efectivo del pistón de la bomba.
- ✚ La velocidad de bombeo.
- ✚ Si la carga máxima y mínima de la barra lisa están dentro de la capacidad de la unidad de bombeo y de las varillas.

4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE PRUEBAS DINAMOMÉTRICAS UTILIZANDO EL ANALIZADOR DE POZO.

A continuación se presenta el procedimiento que se lleva a cabo en campo para realizar una prueba dinamométrica con el transductor de carga.

- ✚ Conecte el cable al analizador de pozo y a la celda de carga. NO instale aun el transductor.
- ✚ Inicie el programa TWM en la modalidad adquisición y, en la sección sensor de dinamómetro, seleccione el transductor apropiado (HT) y revise sus coeficientes.
- ✚ Manteniendo el transductor en posición horizontal, calibre y actualice el cero.
- ✚ Seleccione la opción archivo base de pozo y llame los datos del pozo a probar.
- ✚ Seleccione la opción seleccionar prueba y escoja la prueba de dinamómetro.
- ✚ Detenga la unidad de bombeo cerca del final de la carrera descendente y aplique el freno. Coloque la grapa en la barra lisa. Coloque el espaciador de la



barra lisa entre la grapa y el prensaestopas. Ponga la unidad a trabajar un poco con el fin de quitarle peso a la unidad y que la barra portavarillas baje 20 cm aproximadamente. Coloque el transductor en la barra lisa, entre la abrazadera permanente de la barra lisa y la barra portavarillas. Libere el freno para devolverle el peso de varillas a la unidad, hágalo lentamente para no golpear la celda de carga. Retire el espaciador.

- ✚ Seleccione la opción adquirir datos y ponga a trabajar nuevamente la unidad de bombeo, espere a que los datos se estabilicen e inicie la grabación de la prueba.
- ✚ Cuando se finaliza la prueba se muestran los datos en una pantalla para guardarlos o rechazarlos. Si los datos son guardados puede revisarlos, si no, puede regresar a la opción adquirir datos y repetir la prueba.

4.2 SECUENCIA QUE SE DEBE SEGUIR EN EL PROGRAMA TWM, PARA LA TOMA DE PRUEBAS DINAMOMÉTRICAS.

Los módulos de programa TWM correspondientes a la prueba dinamométrica se usan para adquirir datos digitales, calcular valores de carga, analizar datos, hacer gráficas y presentar información y análisis de pruebas.

Para realizar la adquisición de datos dinamométricos se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

- ✚ Iniciar el programa TWM en el Modo de Adquisición (Acquire Mode), seleccionar los sensores y realizar la toma del cero.
- ✚ Entrar o llamar el archivo base del pozo al cual se va a realizar el registro dinamométrico.
- ✚ Especificar qué tipo de prueba se va a realizar, en este caso Dinamómetro (Dynamometer), esto se hace mediante la función F4-Seleccionar Prueba (F4-Select Test).
- ✚ Comenzar la adquisición de datos por medio de la función F5-Adquisición de Datos (F5-Acquire Data). Inicialmente se muestran al operador los datos



para comprobar si el sistema está funcionando apropiadamente, en este momento el operador puede ver la carga y aceleración, aunque estos datos no se están grabando. Seleccionando Alt-D (Record 1.0 Minutes of Data) se adquieren datos durante un minuto de bombeo. Si se desea grabar por un periodo arbitrario de tiempo, el usuario puede empezar la adquisición con (Alt-S) y terminarla con (Alt-Q). Mientras se están capturando los datos se puede ver una gráfica de Carga Vs tiempo.

- Después de adquirir los datos, el operador tiene la opción de grabarlos y continuar con el análisis o repetir la adquisición de datos, dependiendo de la calidad de estos.

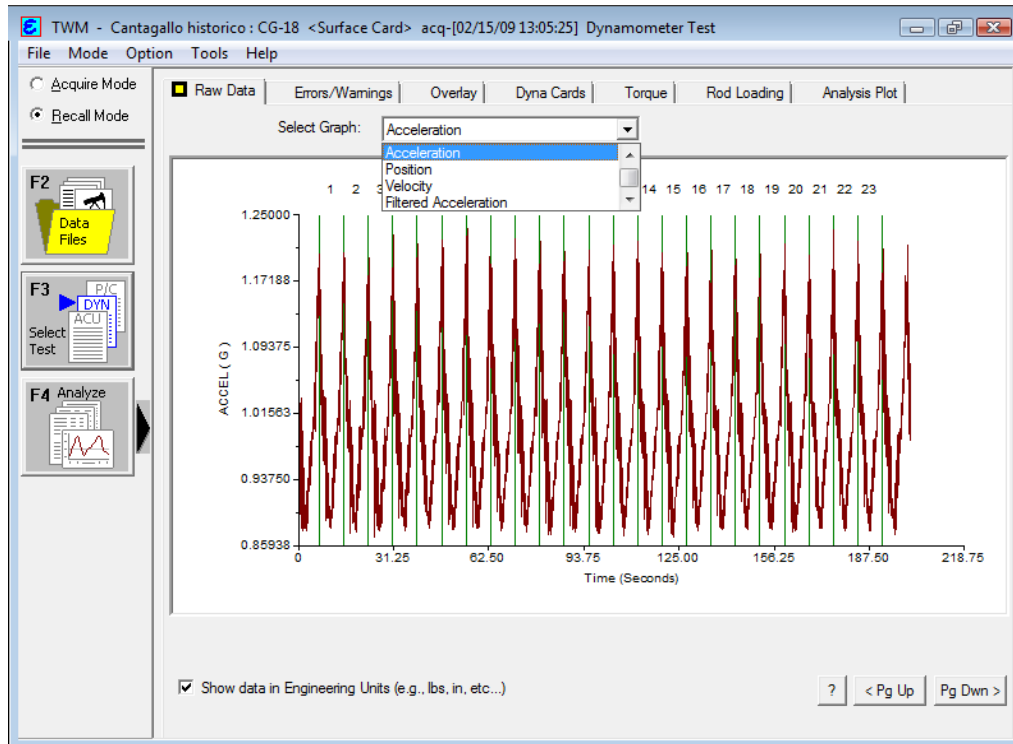
4.3 ANÁLISIS DE DATOS DINAMOMÉTRICOS CON EL PROGRAMA TWM.

Después de que los datos han sido grabados, se selecciona la opción F5-Analizar Datos (F5-Analyze Data), que presenta una ventana que permite iniciar la interpretación de la información obtenida por medio de la prueba. En esta ventana se encuentra:

4.3.1 Datos sin Refinar (Raw Date).

En esta ventana se pueden observar gráficas de carga, aceleración, corriente, velocidad y posición en función del tiempo, seleccionando la variable correspondiente desde el menú desplegable, como se observa en la Figura 31:

Figura 31. Datos sin Refinar.

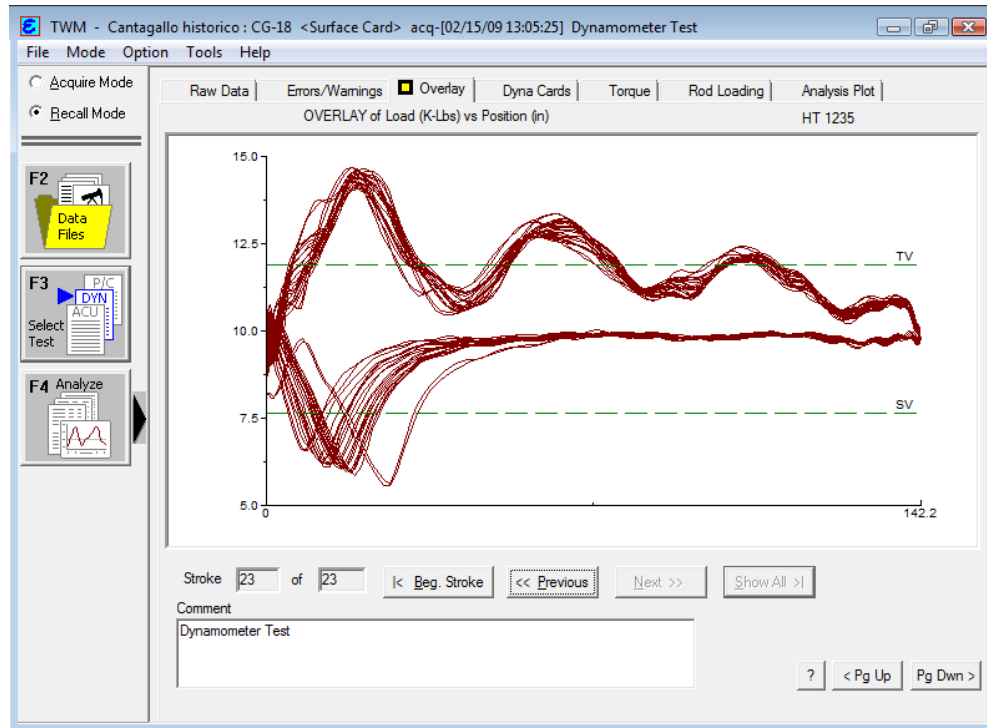


Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

4.3.2 Superponer (Overaly).

Seleccionando esta opción se puede ver el dinagrama de superficie de cada carrera grabada. Se mostrará el primer ciclo, segundo ciclo, etc., en secuencia o pueden superponerse uno sobre otro con el fin de verificar la estabilidad de bombeo del pozo. En la Figura 32 muestra la ventana que presenta esta sección, en ella se encuentran superpuestas todas las cartas dinamométricas de superficie grabadas durante una prueba:

Figura 32. Dinagramas de Superficie



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

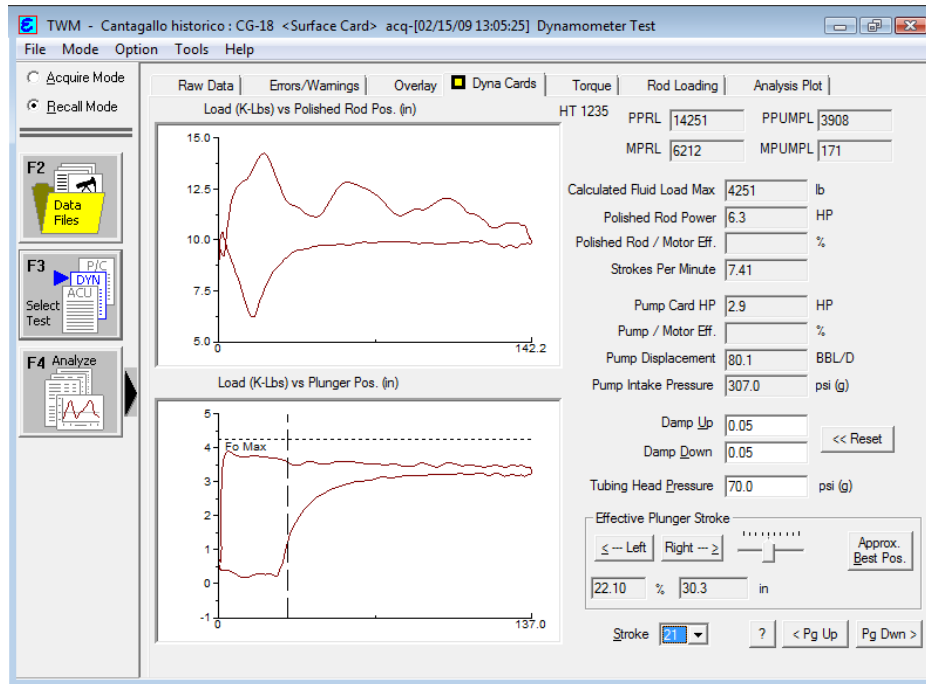
4.3.3 Cartas Dinamométricas (Dyna Cards).

En esta sección el operador puede seleccionar una carrera específica (Stroke) usando el menú desplegable en la parte inferior derecha de la ventana, luego una gráfica del análisis de la carrera se presenta al usuario (Figura 33).

En la parte superior de la ventana se encuentra el dinagrama de superficie y en la parte inferior el dinagrama de la bomba a condiciones de fondo. En el dinagrama de fondo se muestra un indicador que define la carrera efectiva de la bomba; estando esta definida, el programa calcula el volumen de fluido por día

que debería ser desplazado por la bomba bajo las condiciones actuales de bombeo.

Figura 33. Carta Dinamométrica de Fondo



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

4.3.4 Análisis de Torque (Torque).

Los objetivos de esta sección son:

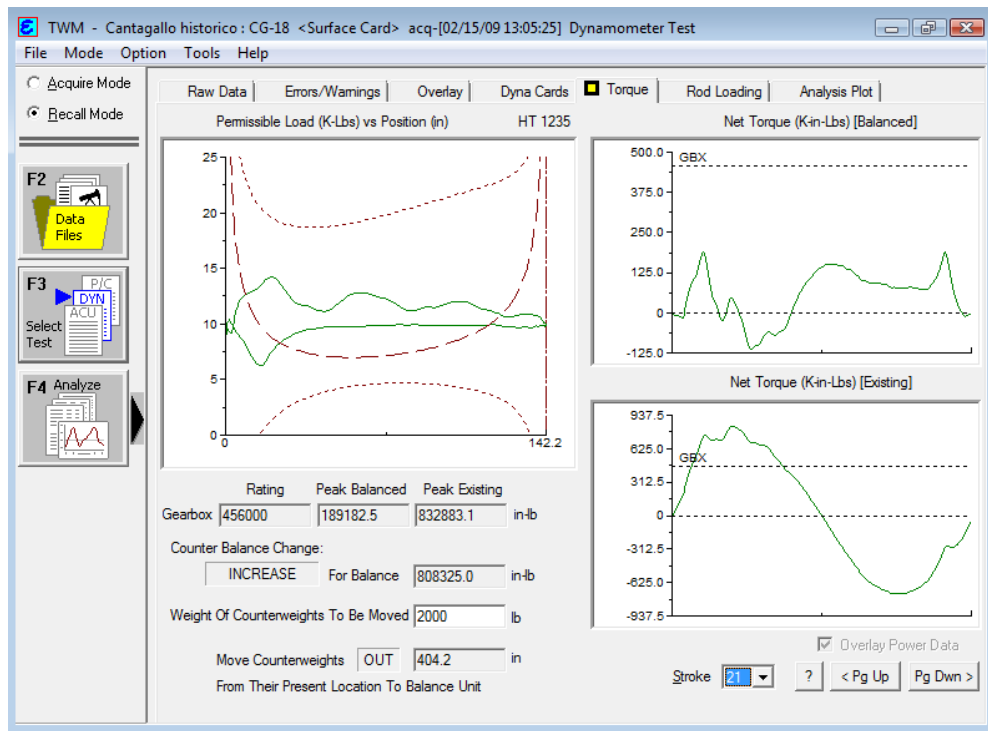
- ✚ Determinar la carga del torque de la caja reductora.
- ✚ Establecer si la unidad está bien balanceada.
- ✚ Determinar el movimiento de las contrapesas, necesario para lograr un mejor balanceo.

Los cálculos requieren conocimiento de la geometría de la unidad de bombeo. Esta información se obtiene en el programa a partir de los valores almacenados

en la biblioteca de unidades de bombeo. Por lo tanto es muy importante que la unidad en uso se identifique correctamente en el archivo del pozo.

La Figura 34 muestra la ventana correspondiente al torque:

Figura 34. Análisis de Torque.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

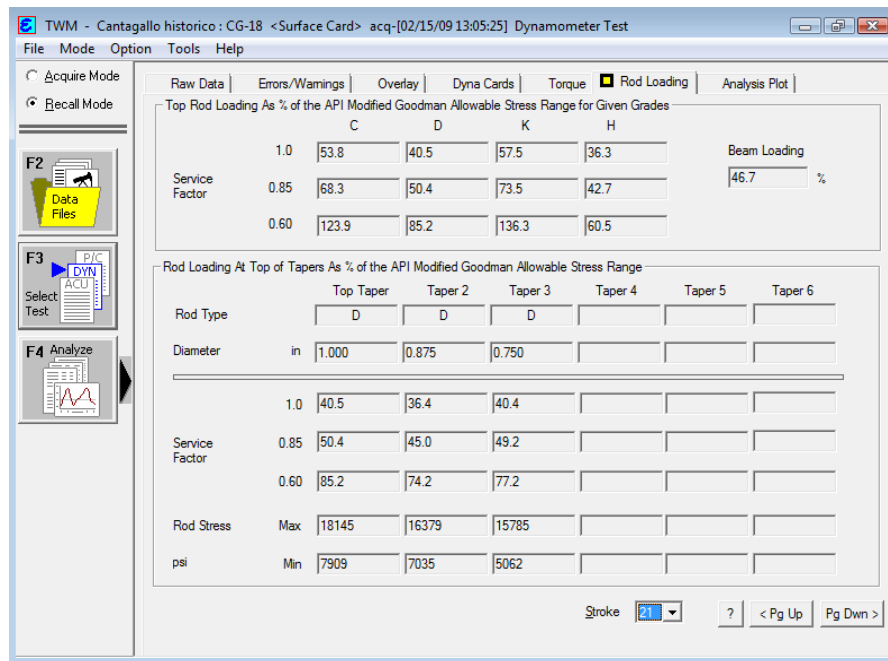
La gráfica de la izquierda muestra el dinagrama a condiciones de superficie que se sobrepone a un diagrama que ilustra los límites de carga permitidos. Las líneas punteadas corresponden a la carga a las condiciones de balanceo existentes. Si el dinagrama cruza estas líneas significa que esta porción de la carrera ha excedido la capacidad del torque nominal de la caja reductora. Las líneas continuas muestran los límites de carga permisibles si la unidad estuviese balanceada adecuadamente.

Información similar se presenta en las gráficas de la derecha, donde el torque es una función del tiempo para una sola carrera, allí se muestra la condición existente (parte inferior) y la ideal (parte superior).

4.3.5 Carga de la Varillas (Rod Loading).

En esta sección se presenta un análisis detallado de la carga que soportan las varillas, como se ve en la Figura 35.

Figura 35. Carga de la Varillas.



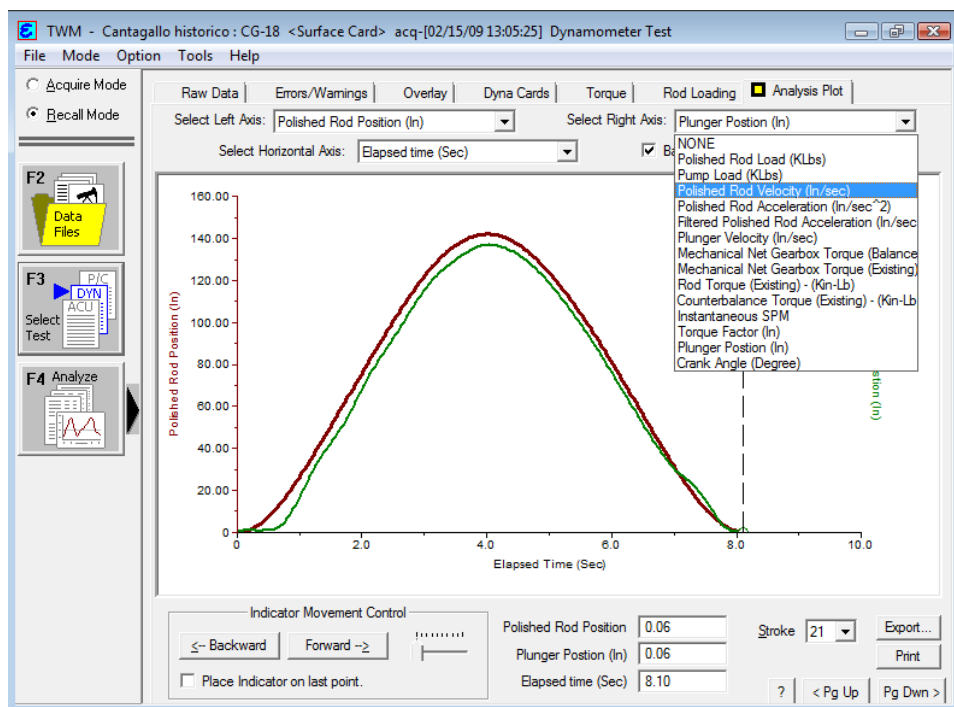
Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

La carga del arreglo superior para diferentes tipos de varillas se muestra en la sección superior de la pantalla, mientras la carga de cada arreglo de varillas existente se muestra en la parte inferior usando varios factores de servicio.

4.3.6 Análisis de gráficas (Analysis Plot).

Esta sección permite graficar, para su análisis, diversas variables como por ejemplo carga sobre la varilla lisa, posición de la varilla lisa, velocidad del pistón, posición del pistón, entre otras, todas en función del tiempo, además permite superponer dos de estas gráficas, las cuales elige el usuario. La Figura 36 muestra un ejemplo:

Figura 36. Análisis de Gráficas.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

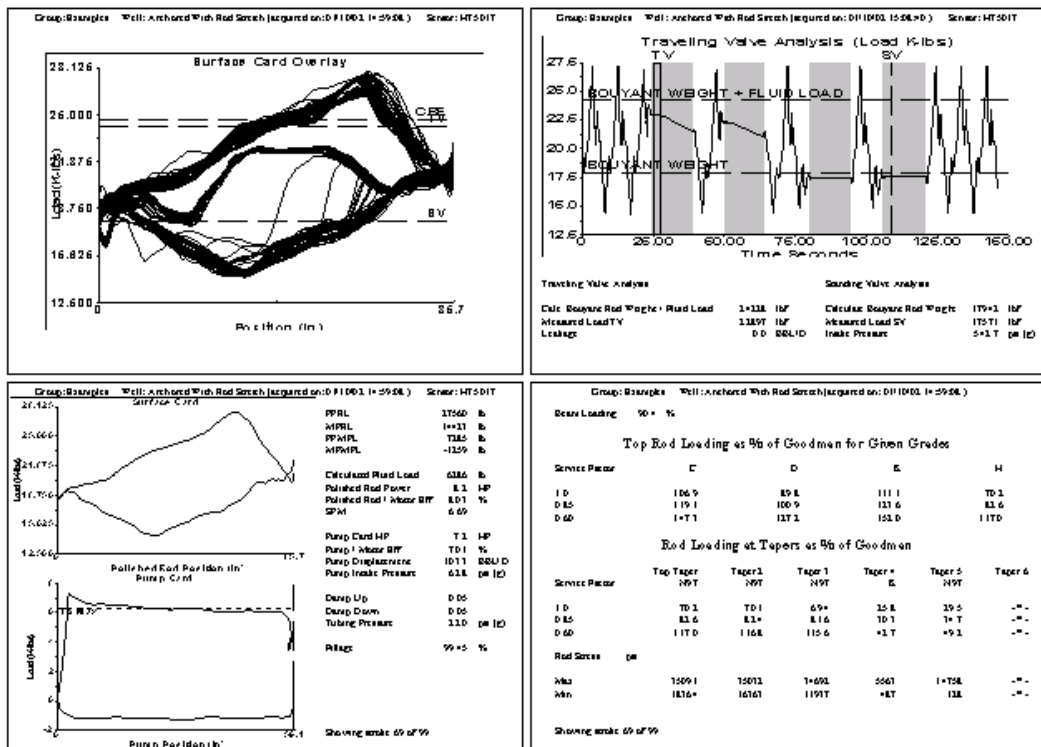
En la Figura 36 se muestran sobrepuestas las gráfica de posición del pistón (línea verde) y la gráfica de posición de la varilla lisa (línea vinotinto), ambas en función del tiempo. En este caso se observa que el desplazamiento de ambas curvas es muy semejante, lo cual quiere decir que el pistón se está

desplazando de manera equivalente a la varilla lisa y sin ninguna obstrucción en su recorrido.

4.3.7 Impresión del Reporte Dinamométrico.

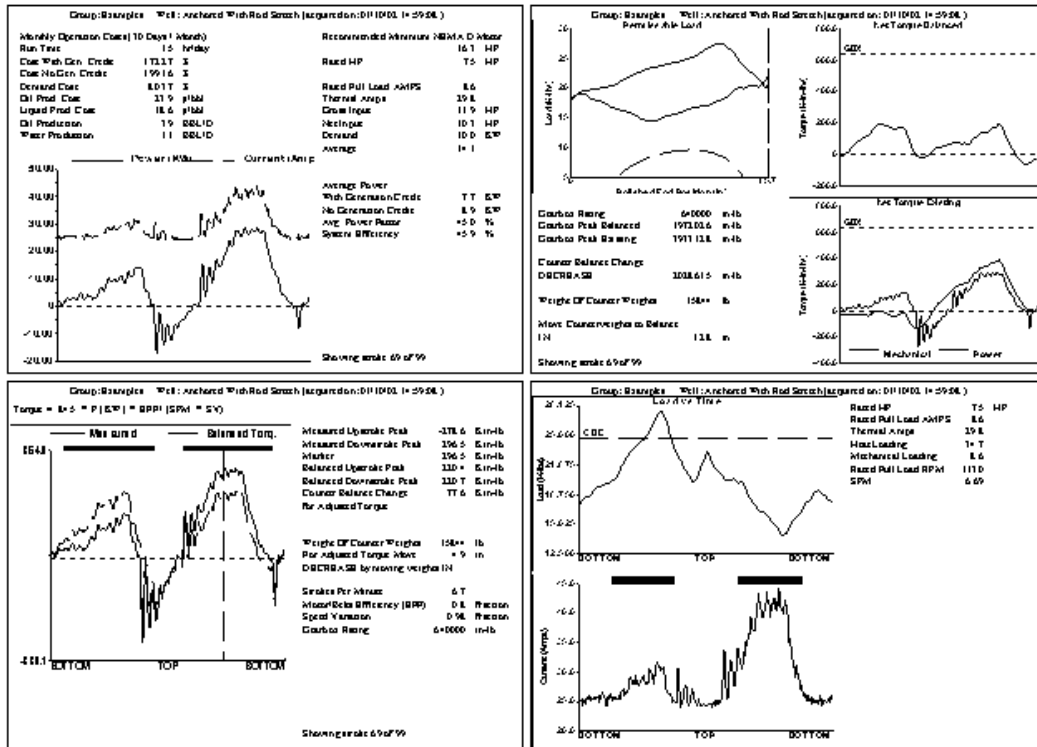
El programa permite al usuario la opción de imprimir un reporte de la prueba dinamométrica, las Figuras 37 y 38 muestran el formato correspondiente:

Figura 37. Reporte de Prueba Dinamométrica (Parte I).



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Figura 38. Reporte de Prueba Dinamométrica (Parte II).



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

El reporte anterior entrega de manera compacta y sencilla la información obtenida de la prueba dinamométrica.

4.4 PROBLEMAS TÍPICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.

Se ha determinado que la toma de cartas dinamométricas es útil para detectar los problemas que existen en el campo cuando el sistema de Bombeo Mecánico no produce y también para encontrar las posibles soluciones. La interpretación consiste en un análisis cualitativo de la carta donde además se pueden jugar con



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

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

Dentro de los síntomas de baja eficiencia volumétrica en los Sistemas de Bombeo Mecánico más comunes en los campos petroleros, se tienen los siguientes:

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

4.4.1 Pérdidas en válvulas.

Se produce cuando el desgaste una o ambas válvulas ocasiona que no exista un cierre perfecto y se produzca un medio de comunicación entre la columna de fluido y el fondo causando que el fluido levantado se regrese.

4.4.2 Pérdida de producción por tubing roto.

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



4.4.3 Varilla Rota.

Esta carta es muy evidente porque la bomba no trabaja y por lo tanto el área de trabajo de la misma es nula, debido que está totalmente desconectada y el trabajo que se realiza es simplemente levantar la sarta de varillas.

4.4.4 Bomba embastonada por presencia de parafina.

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

4.4.5 Golpe de fluido.

Por lo general existen diseños en los que la producción no se equipara con la restauración del pozo y se puede presentar un golpe de fluido por no poseer un buen nivel en el pozo, es decir que el pistón no se llena en su totalidad y cuando el pistón baja pega un golpe fuerte en el fluido.

4.4.6 Golpe de Gas.

Se produce debido a que existe gas disuelto por debajo de la succión de la bomba, donde buena parte de la carrera del pistón se ocupa en comprimir gas.

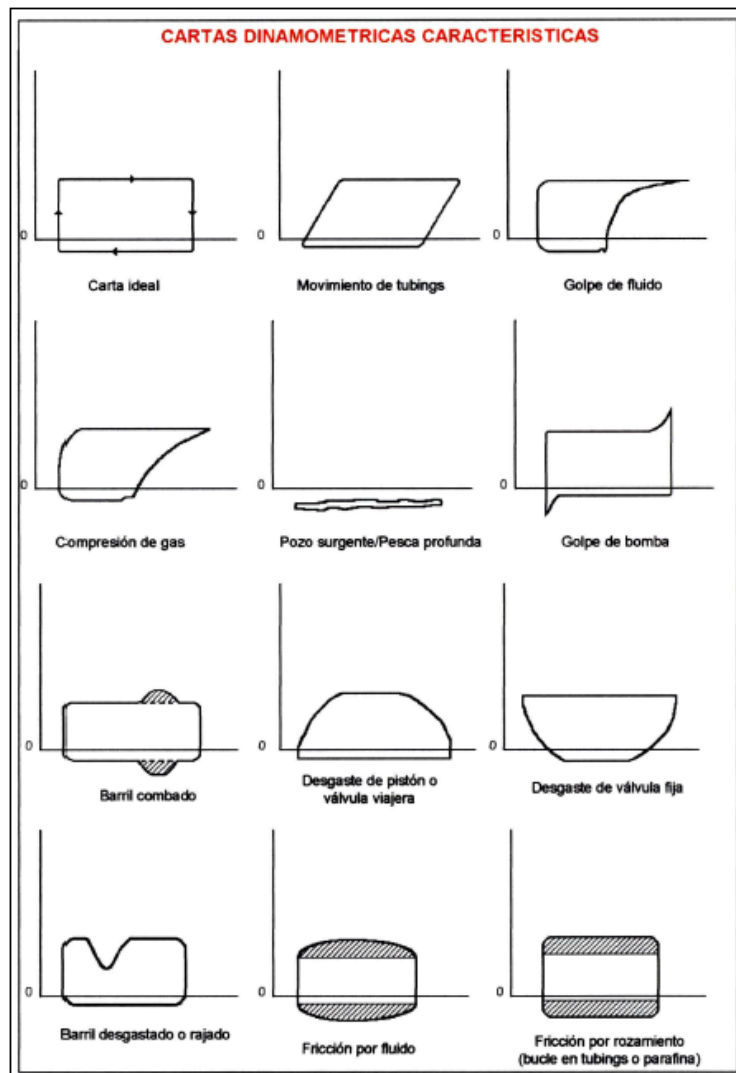
4.4.7 Bloqueo o candado de gas.

También se mencionó anteriormente; la carta dinamométrica típica se muestra en la Figura se produce cuando la cantidad de gas libre es tal, que la presión que se levanta dentro de ella no alcanza a superar la presión de disolución del gas en el

petróleo. De tal manera que al subir el pistón se va a expandir la mezcla del petróleo y gas, al bajar nuevamente se va a comprimir, como si estuviera trabajando un resorte dentro de la bomba.

A continuación se presenta un resumen de las cartas de fondo con su comportamiento característico.

Figura 39. Cartas dinámométricas características.



Fuente: Manual de Producción. PAE-Argentina



5 REGISTRO ACÚSTICO: NIVEL DEL POZO

Los principales objetivos al realizar los estudios acústicos, son obtener medidas de profundidad de nivel de líquido, determinación de la presión de fondo del pozo y la estimación de afluencia del pozo; el analizador de Pozo presenta resultados detallados de estos tres elementos.

Las técnicas acústicas para realizar sondeos en los pozos han ayudado, por mucho tiempo en su análisis, pero anteriormente las aplicaciones se limitaban a determinar la presencia de líquido en el anular por encima de la bomba.

Posteriormente con el desarrollo de nuevos instrumentos, algunos operadores descubrieron que con una interpretación adecuada de estos registros se podía obtener información adicional. En particular la presión de fondo del pozo se calcula sumando la presión de superficie del revestimiento y las presiones de la columna hidrostática de gas y de líquido; esto necesita del conocimiento de la densidad y distribución del petróleo y agua en la columna de líquido, especialmente en el caso de pozos cerrados donde se presentan columnas de líquido relativamente altas. Los operadores también observaron que los casos en donde el gas se ventea por el anular, la presión de fondo de pozo calculada era excesivamente alta; este se atribuía a la disminución del gradiente efectivo de líquido por la presencia de burbujas de gas en la columna de líquido por encima de las perforaciones. C. P. Waker⁷ patentó un método para determinar la densidad de columnas líquidas en el anular cuando están aireadas por burbujas de gas que fluyen hacia arriba a través del líquido, de este modo se pueden calcular con gran precisión la presión de fondo del pozo.

⁷ Waker, C. P., "Determination of Fluid Level in Oil Wells by the Pressure-wave Echo Method," AIME Transactions, 1937, pp. 32-43



Los estudios realizados por McCoy⁸ presentan una técnica para obtener la tasa de flujo de gas en el anular midiendo la tasa de aumento de presión del gas en el anular cuando este se cierra. Utilizando la tasa de restauración del gas y el volumen del espacio anular, se puede obtener con exactitud la tasa de flujo de gas en el anular.

Con el uso del Analizador de Pozo, se obtienen cuatro grandes ventajas; primero, el computador puede utilizar un procesamiento digital de los datos acústicos para obtener automáticamente profundidades de niveles de líquido más exactas. Segundo, el cálculo de las presiones de fondo de pozo a partir de las medidas acústicas del nivel de líquido, la presión de superficie y las propiedades de los fluidos producidos se obtienen automáticamente. Tercero, el computador ofrece operación automática del equipo debido a que este se puede programar para realizar sondeos y así obtener medidas de presión del revestimiento automáticamente, sin presencia del operador. Cuarto, los datos del pozo se pueden almacenar y administrar exacta y eficientemente. Esto permite análisis del desempeño de los pozos, análisis de transiente de presión y obtención del desempeño del bombeo, todo al mismo tiempo.

5.1 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE PRUEBAS ACÚSTICAS EMPLEANDO EL ANALIZADOR DE POZO.

A continuación se presenta el procedimiento normal para realizar una prueba de nivel de fluido:

⁸ McCoy, J. N., Podio, A. L. And K. L. Huddleston: "Acoustic Determination of Producing Bottonhole Pressure," SPE Formation Evaluation, September 1988, pp. 617-621



1. Cierre la válvula de la cabeza de revestimiento y revise que la rosca se encuentre en buen estado, conecte la pistola a gas al pozo.
2. Conecte el transductor de presión a la pistola a gas.
3. Conecte los cables a la pistola y al Analizador.
4. Prenda el Analizar y el computador.
5. Seleccione la opción de inicialización en la pantalla dentro de la modalidad de adquisición de datos.
6. Entre los coeficientes del transductor de presión. En este momento la válvula entre la pistola y el anular debe estar aún cerrada, se debe abrir la válvula de alivio de la pistola para liberar la presión dentro de esta y tomar el cero del transductor.
7. Seleccione la opción de archivo base del pozo para seleccionar o entrar los datos del pozo que se va a probar.
8. Cargue la pistola 100 Psi por encima de la presión estimada del revestimiento. Cierre la válvula de alivio de la pistola y abra la válvula de la cabeza de revestimiento, cierre las otras válvulas que conecten el revestimiento con líneas de flujo.
9. Seleccione la sección Acústico desde el menú y posteriormente adquirir datos. Inspeccione el ruido del pozo que se muestra en pantalla antes de disparar y verifique la operación apropiada del equipo y las condiciones del pozo.
10. Presione Enter para adquirir los datos. La pistola a gas y el transductor de presión se activaran automáticamente.
11. Si no se obtienen datos satisfactorios, repita el procedimiento a partir del paso 9, incrementando la presión en la cámara. NUNCA exceda 1500 psi en la pistola.
12. Cuando haya finalizado de obtener el registro acústico, cierre la válvula de cabeza del casing, abra la válvula de alivio de la pistola y desconéctela.



5.2 SECUENCIA QUE SE SIGUE EN EL PROGRAMA TWM PARA LA TOMA DE PRUEBAS ACÚSTICAS.

Este programa permite disparar un pulso acústico, digitalizar los ecos provenientes del pozo y almacenar los datos en la memoria del computador para posterior procesamiento.

Para realizar la adquisición de datos se debe seguir el siguiente procedimiento:

- ✚ Iniciar el programa TWM en el Modo de Adquisición (Acquire Mode), seleccionar los sensores y realizar la toma del cero.
- ✚ Entrar o llamar el archivo base del pozo al cual se va a realizar el registro acústico.
- ✚ Especificar que tipo de prueba se va a realizar, en este caso Acústica (Acoustic), esto se hace mediante la función F4-Seleccionar Prueba (F4-Select Test).
- ✚ Comenzar la adquisición de datos por medio de la función F5-Adquisición de Datos (F5-Acquire Data). Una vez comenzada la adquisición de datos se muestra en pantalla el Ruido de fondo del pozo (Background Noise) y los valores de Presión (Pressure), Temperatura (Temperature) y Voltaje de la batería (Battery Voltage).

Generalmente, si se presenta una amplitud del ruido de pico a pico de más de 5 mV indica que el ruido del fondo del pozo es considerable y causado posiblemente por una columna de líquido gaseoso, en este caso se recomienda usar una presión mayor en la cámara pistola. Normalmente la unidad de bombeo opera durante la adquisición de datos acústicos. Si



existe excesivo ruido, cierre la válvula de revestimiento entre el pozo y la pistola a gas para determinar si el ruido proviene desde el fondo del pozo o desde la superficie. Si el ruido proviene de vibraciones de superficie, pare la unidad de bombeo. Si el ruido proviene del fondo, la razón señal/ruido se puede mejorar incrementando la presión del revestimiento.

- ✚ Realizar el disparo, se selecciona la opción Disparo (Fire Shot), para esto previamente la pistola debe haberse cargado con una presión de por lo menos 100 Psi por encima de la presión de cabeza de revestimiento.
- ✚ Grabar los datos, esto se hace mediante el cuadro de dialogo que aparece automáticamente termina la adquisición de datos.

Mientras los datos acústicos están siendo adquiridos y grabados, el programa monitorea y graba cada 15 segundos la presión del Revestimiento (Casing). Generalmente se permite que este proceso continúe por 2 minutos, para obtener un valor representativo de la tasa de restauración de presión del revestimiento.

5.3 INTERPRETACIÓN DE DATOS ACÚSTICOS.

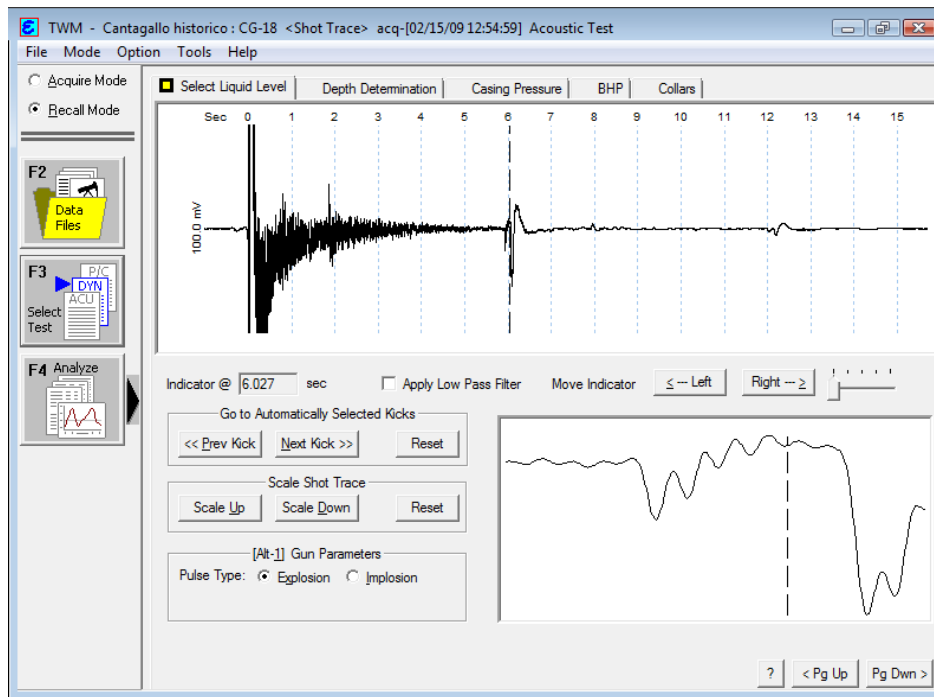
Después de que los datos acústicos han sido grabados, la señal acústica se analiza para determinar la profundidad del nivel de líquido seleccionando la opción F5-Analizar Datos (F5-Analyze Data). Al seleccionar F5 se muestran cinco secciones que nos permiten realizar el análisis de la prueba.

5.3.1 Selección del Nivel de Líquido (Select Liquid Level).

Una línea vertical punteada muestra la señal del nivel de líquido más probable y su correspondiente posición en el tiempo se muestra en el respectivo espacio Indicador (Indicator). Además, una imagen ampliada de la señal en la

vecindad del nivel del líquido se presenta en la parte inferior derecha como se puede ver en la figura 40.

Figura 40. Cartas dinamométricas características.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Ocasionalmente las técnicas empleadas para seleccionar el nivel de líquido automáticamente fallan por condiciones inusuales en el pozo, tales como la presencia de un ancla de tubería de producción, tubería corta de producción, restricciones, etc., debido a esto, el programa podría indicar una señal que no corresponde al nivel de fluido. Si esto sucede el usuario puede ajustar el indicador de nivel de fluido de dos formas:

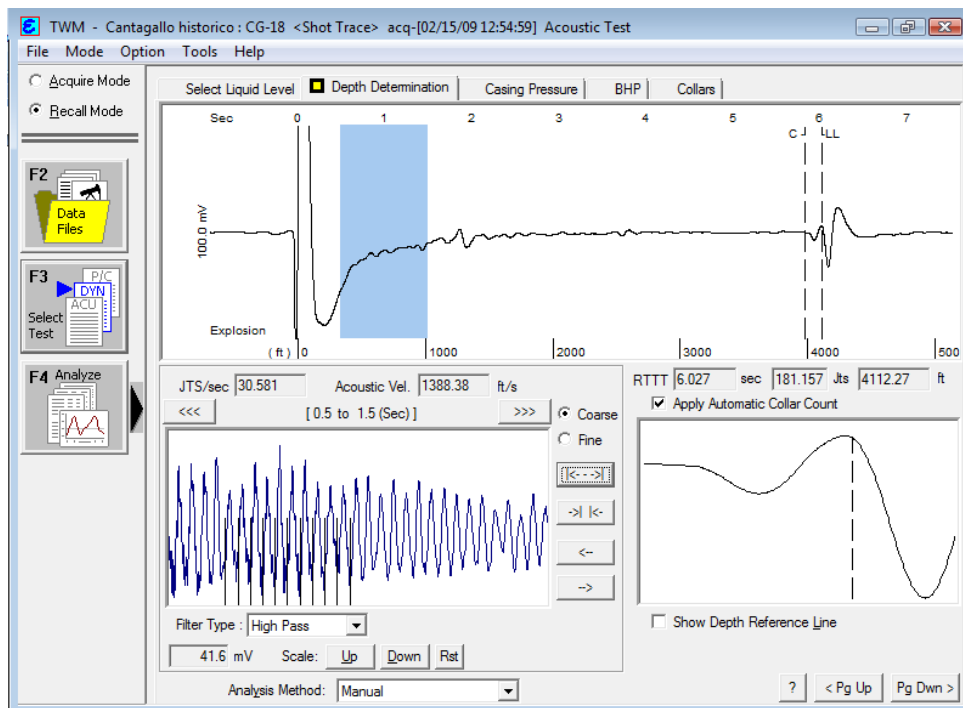
- ✚ Un método es usar los controles Señal Anterior/Siguiente (Prev./Next Kick) para ajustar el indicador entre otros puntos automáticamente señalados que podrían indicar un nivel de líquido.

✚ El segundo método es usar los botones Izquierda/Derecha (Left/Right), estos controles mueven el indicador de nivel de líquido hacia delante y hacia atrás en incrementos de 0.1 a 0.001 segundos, controlado por el deslizador localizado a la derecha de los botones.

5.3.2 Determinación de la Profundidad (Depth Determination).

Después de que el nivel de líquido ha sido identificado correctamente, se prosigue con la Sección de Determinación de la Profundidad; en esta ventana se presentan tres gráficas que se pueden ver en la Figura 41 y se describen a continuación:

Figura 41. Determinación de la Profundidad



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

En la parte superior se muestra un registro de la señal acústica original y sin procesar. La duración del registro corresponde al tiempo entre el disparo y un



tiempo ligeramente mayor al de la posición del nivel de líquido que se seleccionó en el paso anterior.

En la parte inferior derecha se muestra un detalle de la selección del nivel de líquido, que muestra una línea vertical punteada que indica el nivel de líquido.

El segmento de línea gris, horizontal y gruesa en la escala de tiempo que se encuentra en la gráfica ubicada en la parte superior, marca la parte de la señal que se analiza para calcular la frecuencia de los ecos provenientes de las uniones. Esta parte de la señal se muestra en el formato de filtro de Paso Alto (Filter Type: High Pass), en la parte inferior izquierda de la ventana. La escala vertical de esta gráfica se puede ajustar usando el botón Escala Aumente/Disminuya/Retornar (Scale Up/Dwn/Rst). En este segmento la amplitud también se muestra en milivoltios.

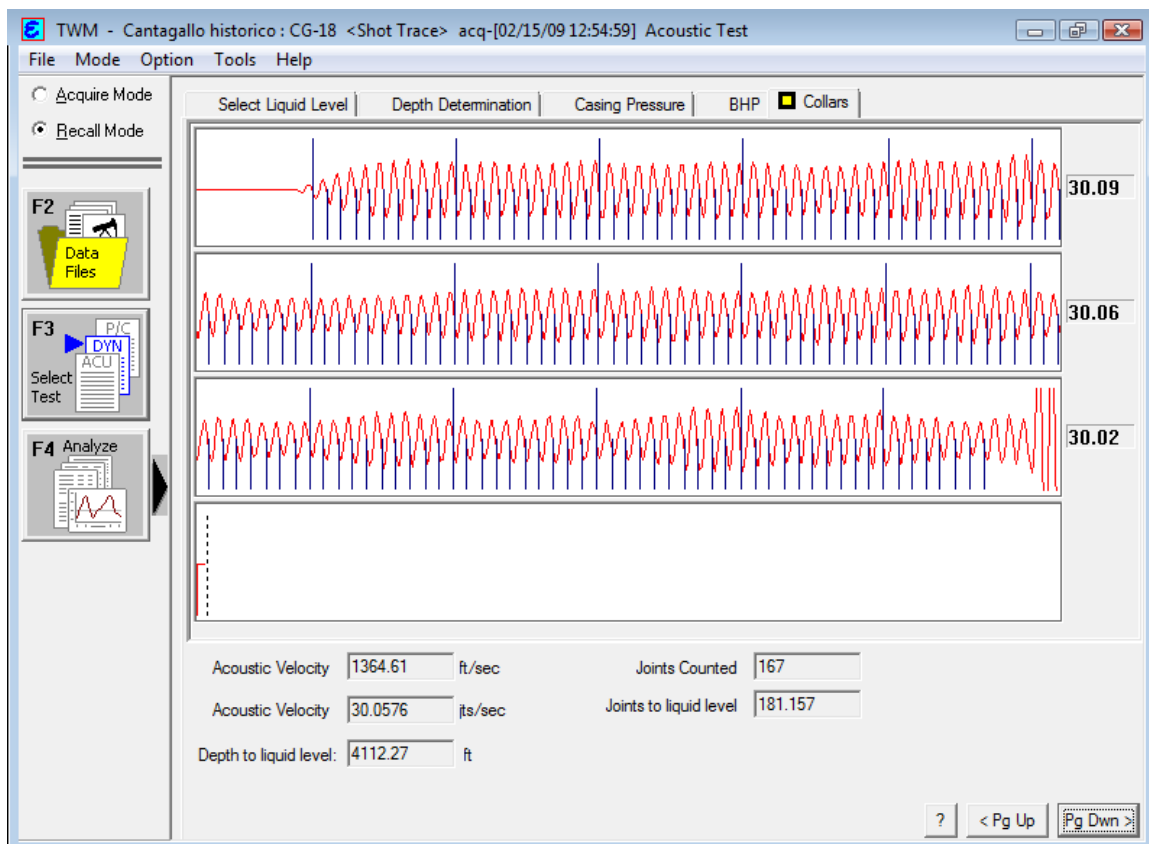
La escala de profundidad y la profundidad del nivel de líquido calculado en esta pantalla son valores obtenidos con el Contador de Uniones Automático (Análisis Method: Automatic), que es la opción estándar, además de este hay otros tres métodos especiales para calcular la profundidad del nivel de líquido.

La cuenta de uniones se hace hasta que la razón señal/ruido disminuye a un valor inferior al nivel de ruido en el pozo, en este punto, la línea vertical punteada (marcada con una C) se grafica en la traza acústica. Idealmente este punto debe estar tan cerca como sea posible del nivel de líquido, o al menos un 80% de la distancia al nivel de líquido. Si esto no ocurre, el disparo debe repetirse con un incremento en la presión de la cámara con el objetivo de mejorar la razón señal/ruido.

5.3.3 Uniones (Collar).

Esta opción permite al usuario identificar la totalidad de la señal acústica después de que ha sido procesada para ver en detalle los ecos de las uniones. El programa muestra la señal procesada y cuenta las uniones hasta el nivel de líquido (Figura 42).

Figura 42. Conteo de Collares.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

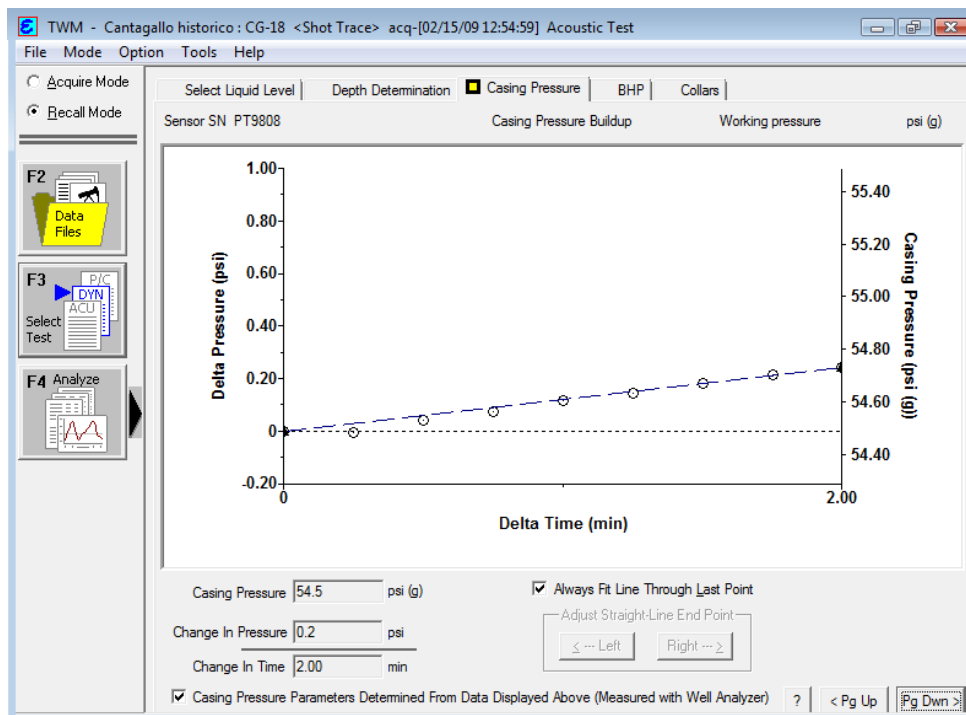
En la ventana que muestra la figura anterior se pueden ver la velocidad acústica, la profundidad del nivel de líquido y el conteo de uniones. El usuario debe tratar de obtener los mejores datos de uniones posibles para asegurar buena precisión en el nivel de fluido y en el cálculo de la presión de fondo del

pozo. En lo posible la cuenta de uniones debe cubrir más de un 80% del total de las juntas del pozo.

5.3.4 Presión del Revestimiento (Casing Pressure).

Esta sección muestra una figura de la presión del revestimiento Vs. el tiempo (Figura 43) durante el periodo en que la válvula del revestimiento está cerrada. Este dato se usa para calcular la tasa de flujo de gas y estimar la cantidad de gas presente en la columna de fluido en el anular.

Figura 43. Mini Buil Up - Presión en el revestimiento.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

En la Figura 43., se muestra el incremento de la presión del revestimiento durante dos minutos, el cual fue de 0.2 Psi, esto se puede leer en la parte inferior izquierda de la ventana.



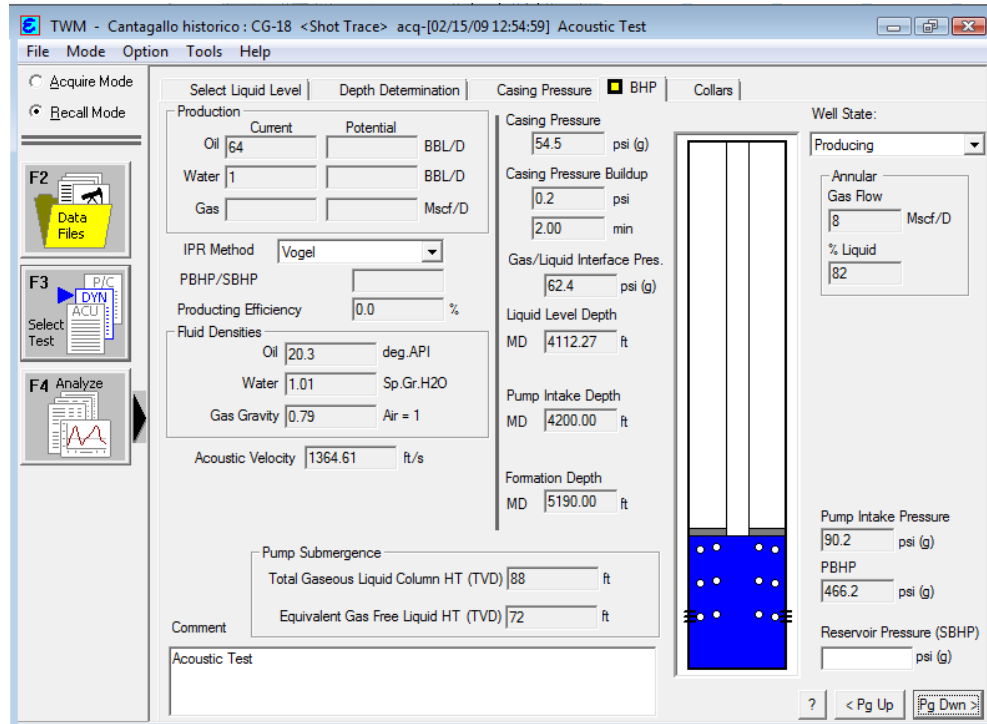
La línea recta que se muestra une el primero con el último dato de presión registrados, los puntos restantes deben estar sobre o cerca de ella, de este modo se confirma la consistencia de la tasa de restauración de presión. Una tasa de restauración consistente indica que el pozo se está comportando de una manera predecible de estado estable y que los datos son apropiados para ser analizados, si de lo contrario existe una desviación significativa de los datos con respecto a la línea recta, el pozo podría no estar estabilizado completamente. En la parte inferior central del formato hay botones para ajustar los datos a la línea recta.

5.3.5 Presión de Fondo (BHP).

Esta sección calcula la presión de fondo de pozo basándose en los datos acústicos medidos y la presión de revestimiento, además de los datos del pozo y fluido almacenados en el archivo base del pozo. El objetivo de esta sección es proveer un análisis completo de las condiciones del pozo al tiempo de la medida.

En la Figura 44, se pueden observar los resultados que se obtienen con el TWM.

Figura 44. Presión de Fondo de pozo.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Esta sección se divide en dos partes:

A la derecha se presenta un diagrama esquemático del pozo que muestra la posición del nivel de líquido y la posición de entrada a la bomba con relación a la formación. Junto con el diagrama se encuentran los siguientes parámetros:

- ✚ Presión del Revestimiento (Casing Pressure): Es la Presión en la cabeza del revestimiento, ya sea medida automáticamente por el analizador de pozo o entrada manualmente en la pantalla de datos del pozo.
- ✚ Restauración de la Presión del Revestimiento (Casing Pressure Buildup): Es la tasa de cambio en la presión de la cabeza del revestimiento en función del tiempo cuando la válvula de cabeza de revestimiento está cerrada. Se



expresa en Psi por minuto, se calcula a partir de la línea de presión de revestimiento Vs tiempo o se entra manualmente.

- ✚ Flujo de Gas en el Anular (Annular Gas Flow): Es la tasa de gas que fluye a través del líquido del anular y sale a través de la válvula de cabeza del revestimiento, se da en Mscf/D, y se calcula a partir de la tasa de restauración de la presión del revestimiento y el volumen del anular.
- ✚ Porcentaje de Líquido (% Liquid): Es el porcentaje de líquido que está presente en la columna líquido gaseosa del anular. Se calcula a partir del flujo de gas en el anular usando una correlación basada en datos de campo.
- ✚ Presión de la Interfase Gas/Líquido (Gas/Liquid Interface Pressure): Es la presión calculada a la profundidad de la interfase gas/líquido. Se calcula a partir de la presión en la cabeza del revestimiento y se le agrega la columna de gas.
- ✚ Nivel de Líquido (Liquid Level): Es la profundidad, en pies, a la interfase gas/líquido, corresponde a la profundidad calculada y mostrada en la sección Determinación de la profundidad.
- ✚ Profundidad de la Formación (Depth Formation): Es la profundidad de referencia, en pies, tal como se entró en el archivo base del pozo.
- ✚ Presión de Entrada a la Bomba (Pump Intake Pressure): Es la presión calculada a la profundidad de la entrada de la bomba.
- ✚ Presión Dinámica de Fondo de Pozo (PBHP).
- ✚ Presión de Yacimiento (Reservoir Pressure, SBHP): Es la presión de fondo de pozo que se entró en el archivo de datos del pozo.

A la izquierda se encuentran varios datos acerca del desempeño del pozo, datos del fluido y parámetros del yacimiento:

- ✚ Los datos de producción de petróleo, agua y gas de la prueba más reciente tal como se entraron en el archivo base del pozo. Esta información se usa



en los cálculos de desempeño del pozo y deben ser tan recientes y exactos como sea posible.

- ✚ La tasa de potencial máxima de producción si la presión dinámica de fondo de pozo (PBHP) se redujera a cero, basada en el método seleccionado.
- ✚ Método de Relación del Desempeño de Afluencia (IPR Method): El método seleccionado para representar el desempeño del pozo. Índice de productividad o Vogel.
- ✚ Presión Dinámica/Estática de Fondo de Pozo (PBHP/SBHP): Es la razón de la presión dinámica actual a la presión estática, un valor de 1.0 corresponde a un pozo cerrado, un valor de cero corresponde a un pozo produciendo a intervalo abierto o a la tasa máxima de producción.
- ✚ Eficiencia de la Tasa de Producción (Production Rate Efficiency %): Expresa la tasa de producción actual como un porcentaje de la tasa máxima de producción calculada.
- ✚ API del Petróleo (API Oil).
- ✚ Gravedad Específica del Agua (Water SG): Gravedad específica de la salmuera producida.
- ✚ Gravedad Específica del Gas (Gas SG): Gravedad específica del gas en el anular calculada a partir de la velocidad acústica.
- ✚ Velocidad Acústica (Acoustic Velocity): Es la velocidad promedio del sonido (Ft/Seg) en el gas del anular.
- ✚ Presión de Yacimiento (Reservoir Pressure, SBHP)
- ✚ Profundidad de Entrada de la Bomba (Pump Intake Depth): Es la profundidad del niple de asentamiento de la bomba.
- ✚ Altura Total de la Columna Gaseosa (Total Gaseous Liquid Column HT): Es la altura vertical de la columna de fluido encima de la entrada de la bomba incluyendo el volumen total de la mezcla de gas libre y líquido.
- ✚ Altura Equivalente de Líquido Libre de Gas (Equivalent Gas Free Liquid HT): Expresa la altura vertical por encima de la bomba que alcanzaría el líquido presente en el anular si se removiera todo el gas libre. Esta se calcula a



partir de la geometría del anular y el % de líquido calculado usando la tasa de restauración de la presión del revestimiento.

5.3.6 Manejo de Archivos Base e Impresión de reporte Acústico.

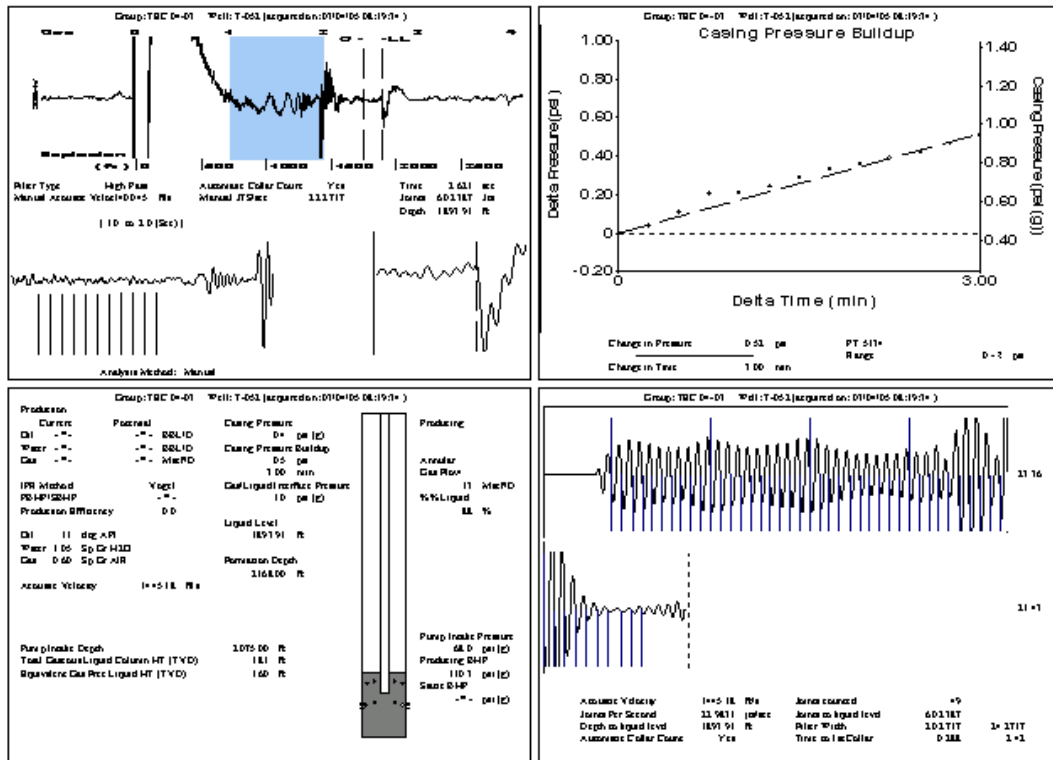
Una vez los datos han sido adquiridos y guardados, estos pueden ser llamados y procesados en cualquier momento. Esto es útil cuando se deben hacer cambios o correcciones al archivo de datos del pozo o cuando los valores de algunos parámetros fueron mal definidos inicialmente y luego se han definido con mayor precisión.

Para obtener una impresión de los datos del archivo base de un pozo se selecciona la opción Imprimir cuando se está en la pantalla archivo de datos.

El programa guarda los datos procesados por el operador y graba los resultados en un archivo del disco. Este archivo se imprime seleccionando el comando (Print) desde el menú archivo (File). El reporte puede ser visto previamente usando la opción (Print Preview).

La Figura 45 muestra el reporte para una prueba acústica:

Figura 45. Reporte de la Prueba Acústica o de nivel.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Igualmente que en el reporte de la prueba dinamo-métrica, el reporte acústico presenta la información completa de manera compacta y fácil de interpretar.






6 EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO EN LOS POZOS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO A PARTIR DE REGISTROS TWM E INFORMACION DE PRODUCCION

La aplicación TWM es una herramienta muy metodológica esencial para la optimización de la producción en un campo petrolero, para así reducir al mínimo los costos de operación; e igualmente el personal que se encuentra supervisando la producción del campo necesita continuamente cerciorarse de que sus pozos se están produciendo en la capacidad óptima y de manera rentable.

Un análisis integrado del sistema de bombeo se requiere para reducir los costos operativos, aumentar la producción de petróleo y aumentar los ingresos netos. El análisis integrado del sistema de bombeo debe incluir el rendimiento y la interacción de todos los elementos: el motor, equipos de superficie, así como el equipo, la entrada de la bomba.

Esta metodología de análisis integrado que se llama Total Well Management (TWM) El análisis se hace sobre la base de datos obtenidos en la superficie sin entrar en el hueco y de los rendimientos y una representación precisa de las condiciones que existen en la superficie, en el pozo y así en el yacimiento.

La siguiente es una lista de los problemas más frecuentes encontrados en los pozos del Campo Yariguí- Cantagallo:

-  Interferencia de gas
-  Golpe de fluido
-  Filtración en la válvula viajera (TV)



- ✚ Varilla partida.
- ✚ Válvulas Bloqueadas por arena

Cuando en un pozo se presentan problemas o inconvenientes de operación que reducen su productividad se puede resolver el problema de dos formas:

- ✓ Realizar trabajos en superficie como: cambio de unidad, cambio de correas, aumento o disminución de recorrido o strokes por minuto de la unidad, espaciamento de la bomba, golpeo de la bomba para pescar válvulas, despresurización del pozo etc. Según la necesidad que se amerite.
- ✓ Realizar trabajos en subsuelo como: entrada del equipo de varilleo para cambiar una varilla partida, cambio de tubería, cambio de bomba, hacer limpieza de arena u otro depósito, según las características del crudo que se este extrayendo, etc.

La solución a los problemas debe mantener la producción del pozo parada el menor de tiempo posible, además de ser la más económica. Por regla general se busca de todas las formas posibles solucionar los inconvenientes a través de trabajos en superficie y ya por última instancia o fuerza mayor se le mete equipo al pozo.

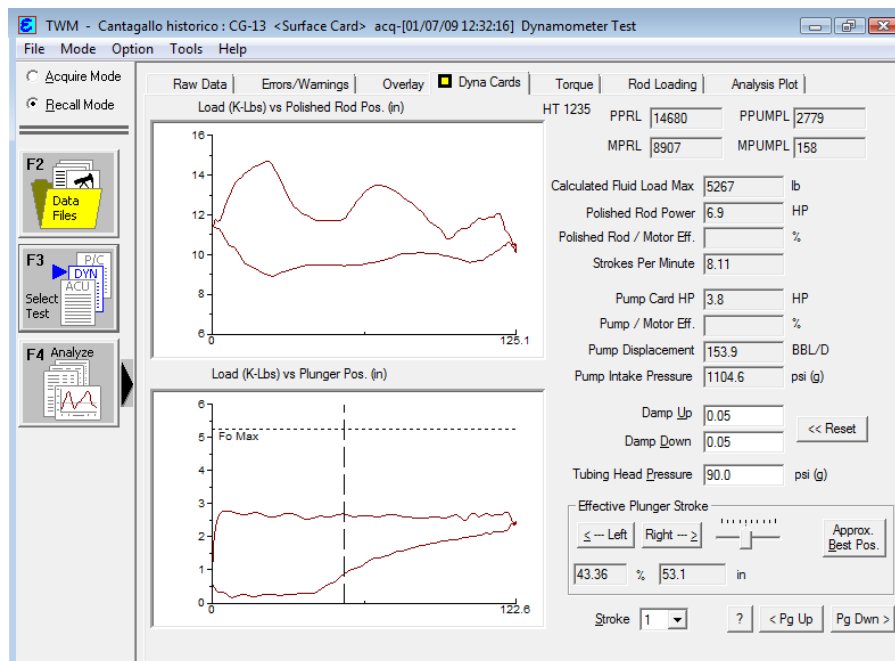
En los anexos A y B. muestra los datos más representativos, y los anexos C - G, los estados mecánicos de los pozos a destacar en este capítulo.

6.1 INTERFERENCIA DE GAS

Si un pozo esta bombeando una mezcla de petróleo y gas, en la cual el gas es de cierta magnitud, el dinagrama muestra una curva de compresión de gas en la carrera descendente.

Esto se debe a que la válvula viajera no abre hasta que la presión en el fluido que esta comprimiendo es lo suficiente para sobrevenir el peso de la columna hidrostática en la tubería de producción, lo cual implica reducción de la eficiencia de la bomba.

Figura 46. Reporte de la Prueba Dinamométrica del pozo CG- 13.

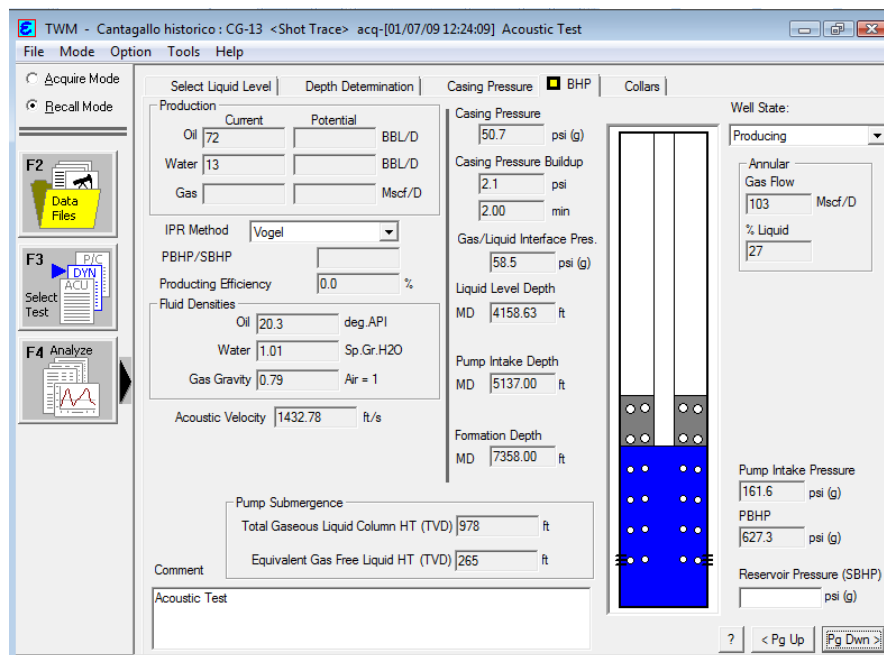


Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

En la Figura 46, se muestra un dinagrama típico encontrado en el Campo, ya que es un campo que produce gas en solución y este afecta la eficiencia de la bomba, Aunque en la mayoría de los pozos se ha instalado separadores de gas en la

entrada de la bomba este no es suficiente, por el método de empuje que tiene este Campo. En la carta dinamométrica de este caso, observamos que, en el recorrido descendente como el gas ocupa un espacio muy considerable en la bomba al descender este hace un pequeño esfuerzo y por tanto la figura es encorvada pero con menor intensidad que en el caso de un golpe de fluido. También en el registro acústico (Figura 47), podemos observar que la sumergencia efectiva muestra un valor grande de gas y el flujo que va por el anular es muy grande, evidenciándose la influencia del gas en la bomba.

Figura 47. Reporte de la Prueba Acústica o de nivel del pozo CG- 13.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

En estos casos para mitigar estos problemas tenemos las siguientes opciones:

1. Despresurizar el pozo, por lo general la válvula del anular se deja abierta al medio ambiente hasta lograr que la presión acumulada que afecta la bomba reduzca su valor.



2. Se podría pensar en espaciar la bomba buscando con ello ubicar la bomba en un lugar alejado de perforaciones, de esta forma la influencia del gas en la bomba será menor, no obstante, con frecuencia no es posible hacer esto por que comúnmente la bomba se instala tan profunda como sea posible.
3. De manera preventiva en el momento de bajar una bomba se debe pensar que esta puede ser afectada por gas, existen bombas especiales para operar ante la presencia de altas producciones de gas, un ejemplo de este tipo de bomba es la “Rod pump two stage”, esta bomba incorpora 2 bombas de varillas en serie que aumentan el radio de compresión de la bomba e incrementa la eficiencia en pozos con alta producción de gas.
4. Una opción costosa, es la instalación de segregadores de gas en fondo, estos equipos controlan el paso de gas a la bomba de subsuelo y disminuyen los riesgos de que la bomba se vea afectada por compresión y bloqueo de gas.

6.2 GOLPE DE FLUIDO

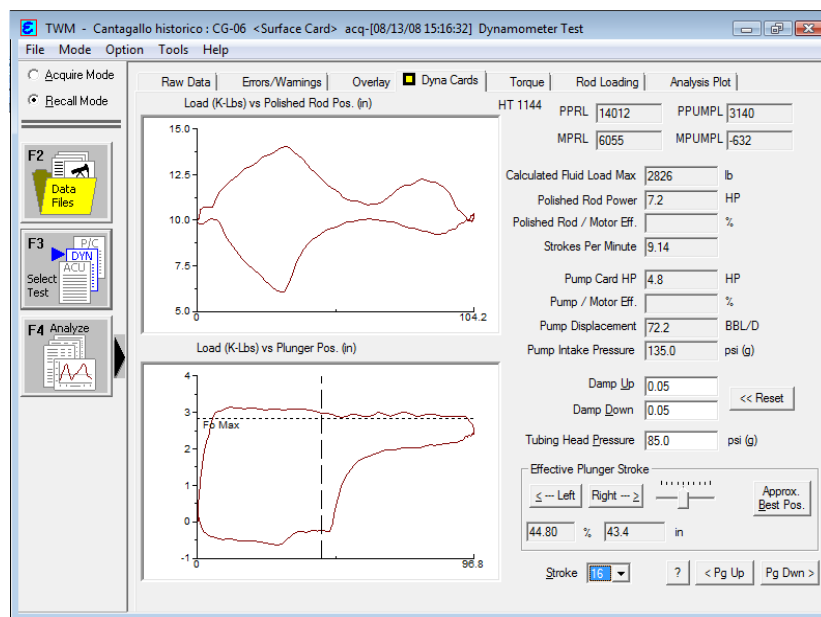
Los pozos que bombean a rata máxima (Pumping Off): Condiciones en que el nivel de fluido coincide casi con la profundidad de la válvula fija. El pronunciamiento de este efecto también se ve reflejado en la disminución de la relación gas/petróleo, pronunciándose una depresión (pick up)) aproximadamente al cierre de la válvula viajera.

Esta condición puede confundirse con compresión de gas, pero debe diferenciarse por el registro acústico o de nivel y observando que la liberación de la carga en la carrera descendente se realiza abruptamente, al compararla con la liberación más lenta de la curva de compresión para gas que se origina al principio de la carrera descendente.

En este caso la bomba estará sometida a continuos golpes que si no se toman medidas correctivas, se reducirá el tiempo de vida de esta o alguna de sus partes.

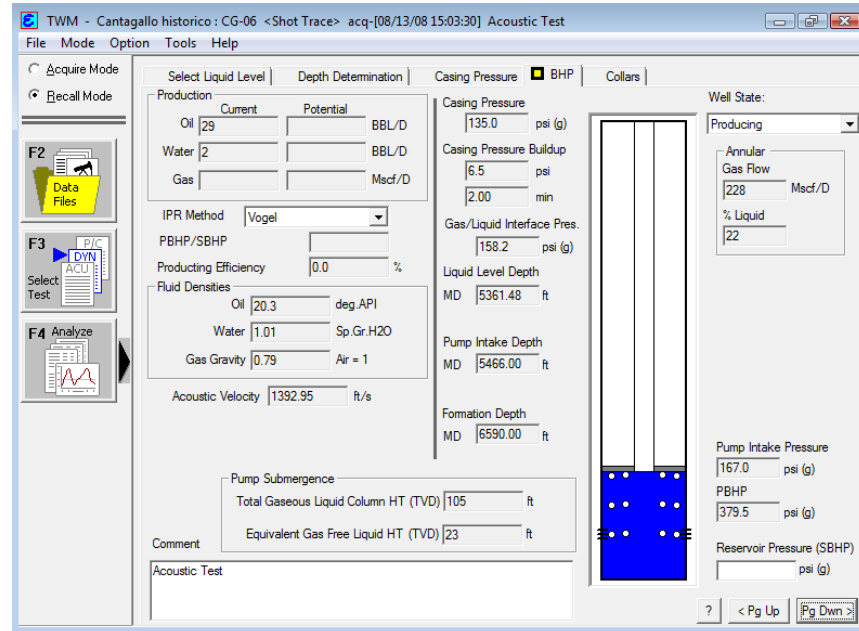
En la Figura 48, muestra la carta dinamométrica de la Unidad de bombeo del Pozo CG- 06, en la cual, se observa en la carta de superficie (parte superior), como la de fondo (parte inferior) en el recorrido descendente no hay fluido que le haga esfuerzo, generando una grafica arqueada muy pronunciada, en forma de pistola; y en la Figura 49 vemos el registro acústico de ese pozo y como se observa que la sumergencia efectiva del pozo ha disminuido o es muy pequeña. El estado Mecánico del pozo esta en el Anexo

Figura 48. Reporte de la Prueba Dinamométrica del pozo CG- 06.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Figura 49. Reporte de la Prueba Acústica o de nivel del pozo CG- 06.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

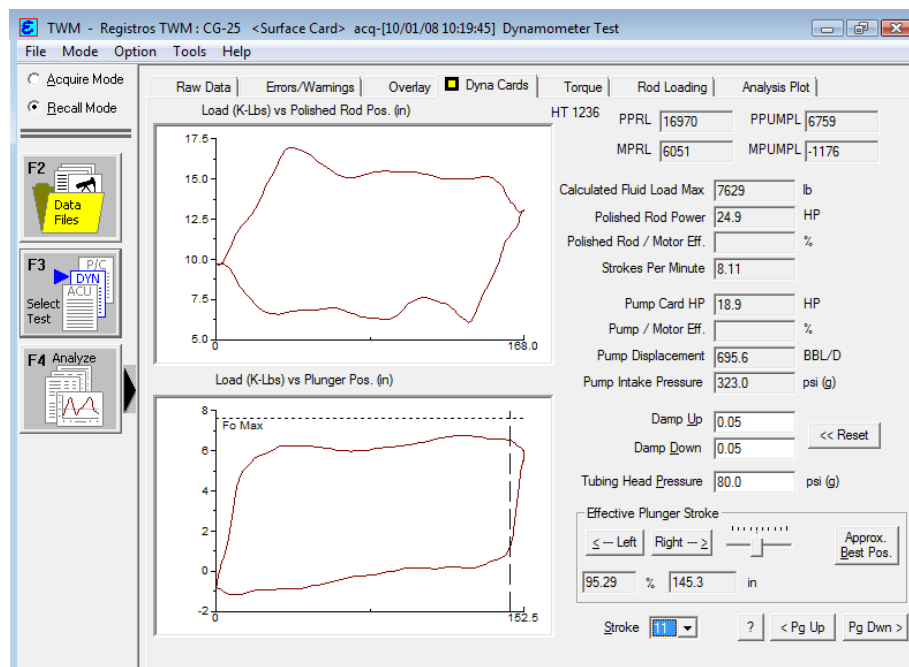
Como regla de la mano derecha para dar solución a este problema tenemos que tener en cuenta si el pozo está trabajando en función manual (24 horas al día) se puede temporizar y de esta forma se da tiempo a que la formación aporte nivel de fluido al pozo, en caso contrario se le pueden reducir las condiciones de trabajo a la unidad de bombeo mediante la manipulación del recorrido (longitud de carrera) o de los strokes, por lo general se prefiere manipular el recorrido de la unidad para buscar con ello una disminución en el trabajo del motor y como última instancia sería mirar la viabilidad de profundizar la bomba, para aumentar la sumergencia efectiva.

6.3 FILTRACION EN LA VALVULA VIAJERA

La presencia de sólidos o el mismo fluido en la bomba, por efecto de rozamiento inicia un proceso de desgaste de las válvulas. Cuando este desgaste se encuentra en etapa avanzada dificulta el cierre y la hermeticidad no es efectiva.

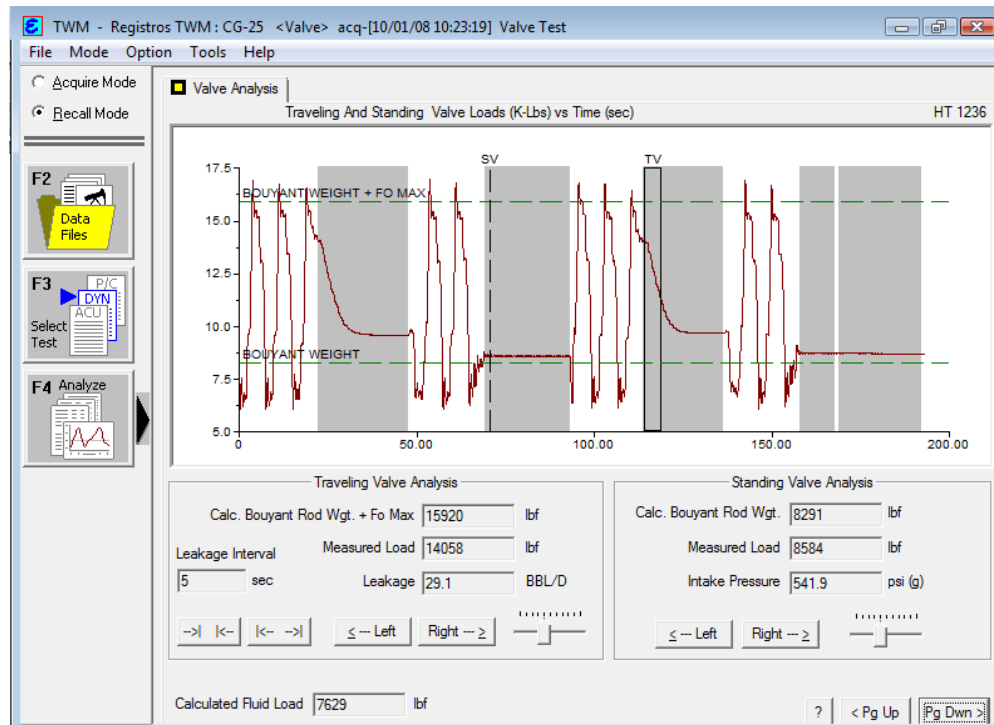
En este ítem, resaltamos la fuga o leakage de la válvula viajera; Como es el caso del pozo CG- 25 mostrado en la Figura 50, donde se observa una carta dinamométrica de fondo, en la porción de la carrera descendente es una línea oscilante y este se corrobora con la prueba de válvula (Figura 51), donde la porción demarcada de la válvula viajera presenta una caída súbita, el cual debería ser una línea recta en la línea mayor de boyanza. En esta figura muestra reducción de la carta en esta válvula y en recuadro de leakage es grande a comparación del que sería si la bomba no tuviera fuga.

Figura 50. Reporte de la Prueba Dinamométrica del pozo CG- 25.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Figura 51. Reporte de la Prueba de Válvulas del pozo CG- 25.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

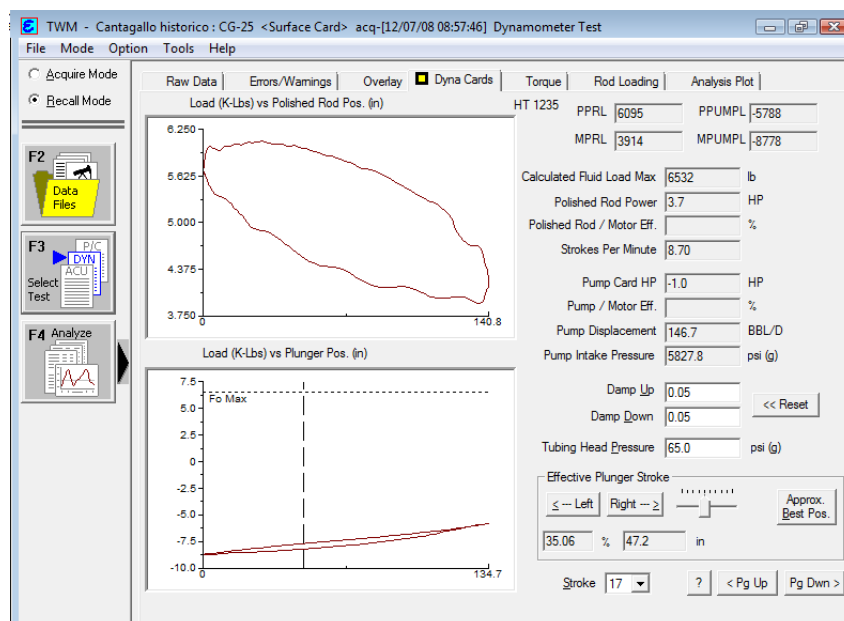
En este caso cuando se tiene que arena del yacimiento, perturbando el cierre se hace un procedimiento poco técnico denominado “Reespaciamiento”, que consiste en correr la grapa unos centímetros más abajo, para ocasionar un leve golpe en la bomba y que estos sólidos que se encuentran en el asiento de la válvula, se decanten en el bolsillo de arena, si este lo posee; y si con esto la válvula no responde y la fuga es muy considerable, lo más conveniente será un cambio de asientos y válvulas.

6.4 VARILLA PARTIDA

La existencia de varilla partida o desenroscada de un pozo, en alguna parte de su configuración debe contemplarse, según el siguiente razonamiento:

- En superficie no hay fluido con la unidad encendida y no hay carta de bombeo;
- El peso estático de las varillas es considerablemente menor que cuando el pozo esta bombeando normalmente;
- En este caso también, es una guía el amperaje de la energía eléctrica que actúa el motor de la unidad de bombeo. Cuando las varillas esta partidas o desenroscadas, siempre el amperaje en la carrera descendente es mayor que en la carrera ascendente (siendo lo normal, lo contrario). Esto se debe a que en la carrera descendente la unidad esta sujeta a mayor esfuerzo porque no tiene ayuda de peso.

Figura 52. Reporte de la Prueba Dinamométrica del pozo CG- 25.

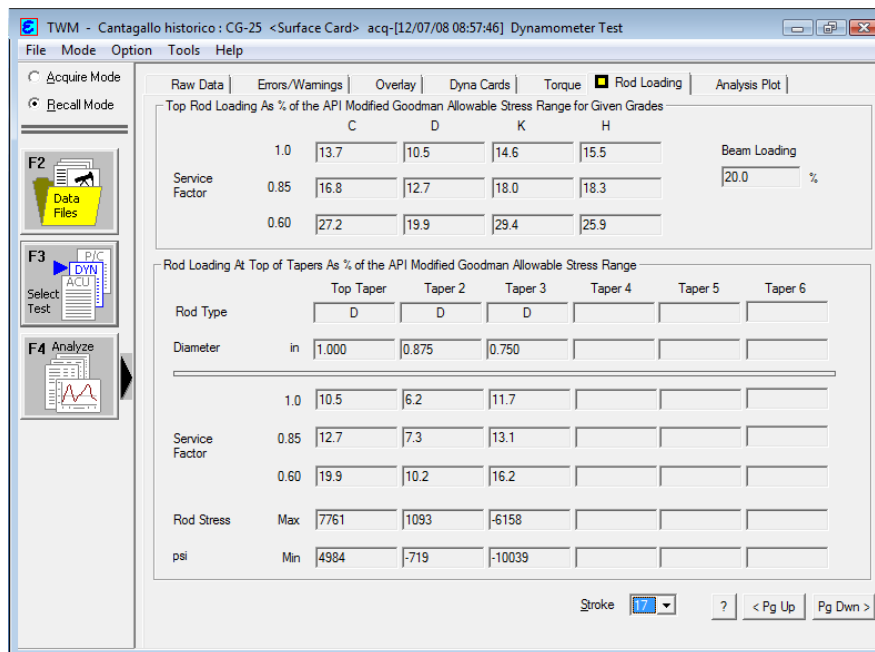


Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Este problema de bombeo ocurre debido a que se tiene un límite de resistencia permitido de la sarta de varillas, y si este es superado hay un rompimiento de estas.

En la Figura 52, muestra un caso típico de rompimiento de varillas donde su grafica es una especie de barrita muy por debajo de la línea del esfuerzo. También cabe resaltar que las cargas soportadas son menores (PPUMPL y MPUMPL). Otro punto a considerar es la carga individual de las varillas (Figura 53), donde dependiendo la configuración del pozo se puede mirar el factor de servicio y su porcentaje dependiendo el tipo de varilla y su porcentaje.

Figura 53. Reporte de la Prueba Dinamométrica- Sección Carga de varillas del pozo CG- 25.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

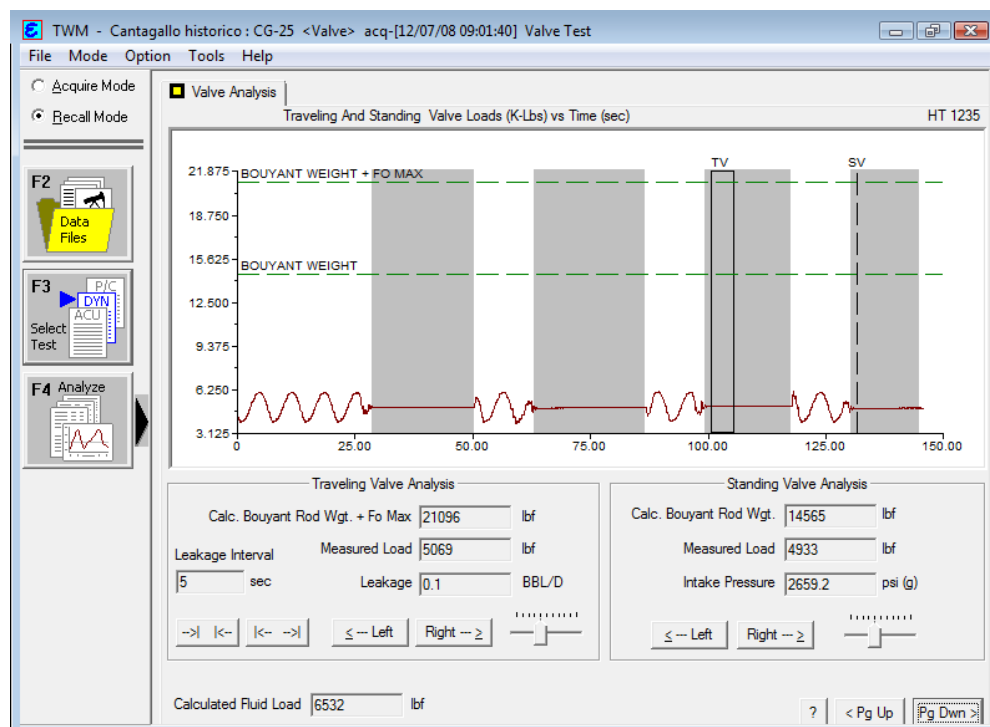
También hay que considerar la prueba de válvulas (Figura 54), donde se observa, su abertura o igualadas por debajo de la línea de peso de boyanza, y el "Measured



Load” de ambas válvulas es muy reducida en comparación a la carga que en realidad debe soportar.

Para este problema, la única solución para este problema es programar un servicio de pozo, donde se saca todo el conjunto de varilla y se reemplaza aquella que se partió y otra que tenga un tiempo de vida útil corto dependiendo la prueba de scanner de integridad.

Figura 54. Reporte de la Prueba de Válvulas del pozo CG- 25.

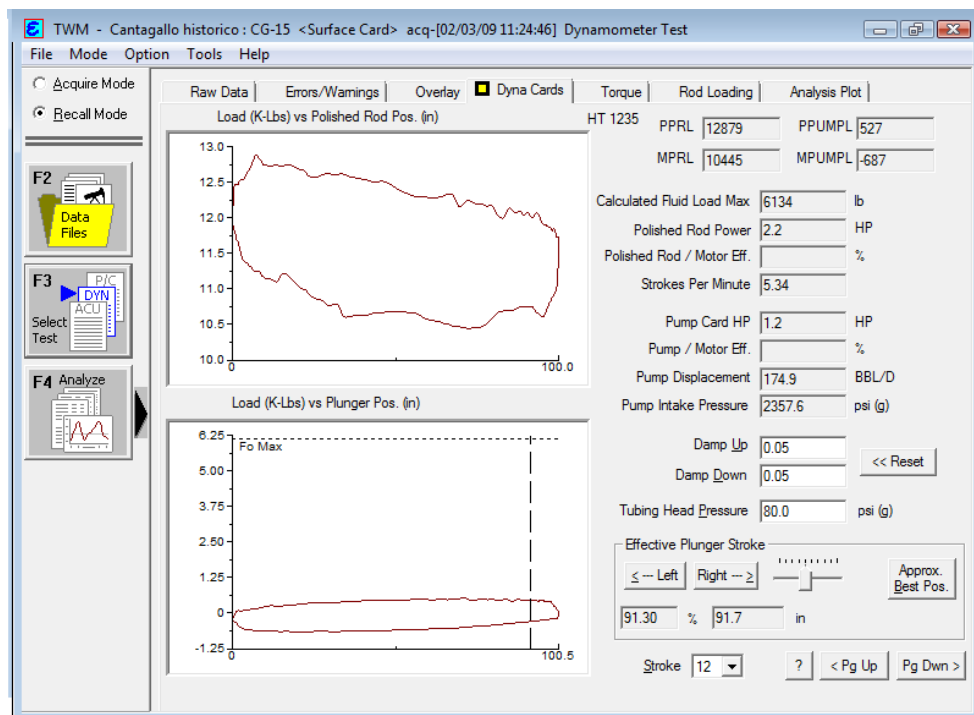


Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

6.5 BOMBA AFECTADA POR ARENA

Este tipo de problema es común en yacimientos, donde la cementación de este no es muy buena y debido a draw down que se presenta cuando se está produciendo, este arrastra sólidos a la cara del pozo.

Figura 55. Reporte de la Prueba Dinamométrica del pozo CG- 15.

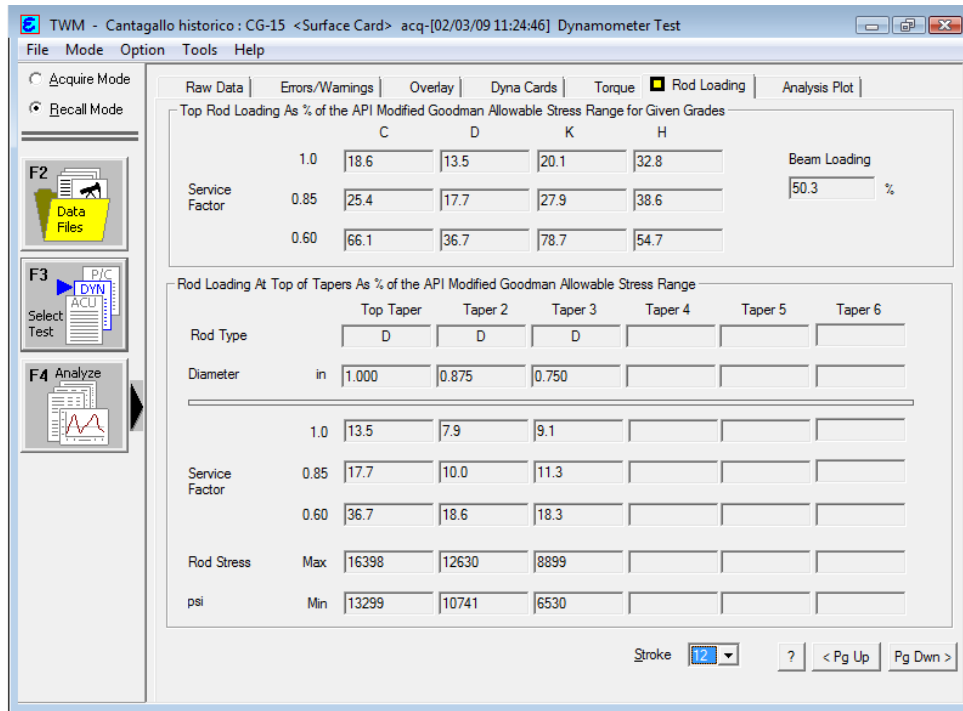


Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

En el Campo Yariguí-Cantagallo es un candidato a presentar este tipo de problemas; Por ejemplo el pozo CG- 15, el bolsillo instalado no es lo suficiente para soportar la magnitud de arena, entrando esta a la bomba y obstruyendo su cierre. En la Figura 55, se observa el dinagrama de este pozo donde se percibe que no hay acción de bombeo, la carta está cerrada y hay pérdida de carga en la carrera ascendente. En estos casos suele confundirse con varilla partida pero se debe ir a la prueba individual de carga de las varillas válvulas y la prueba de

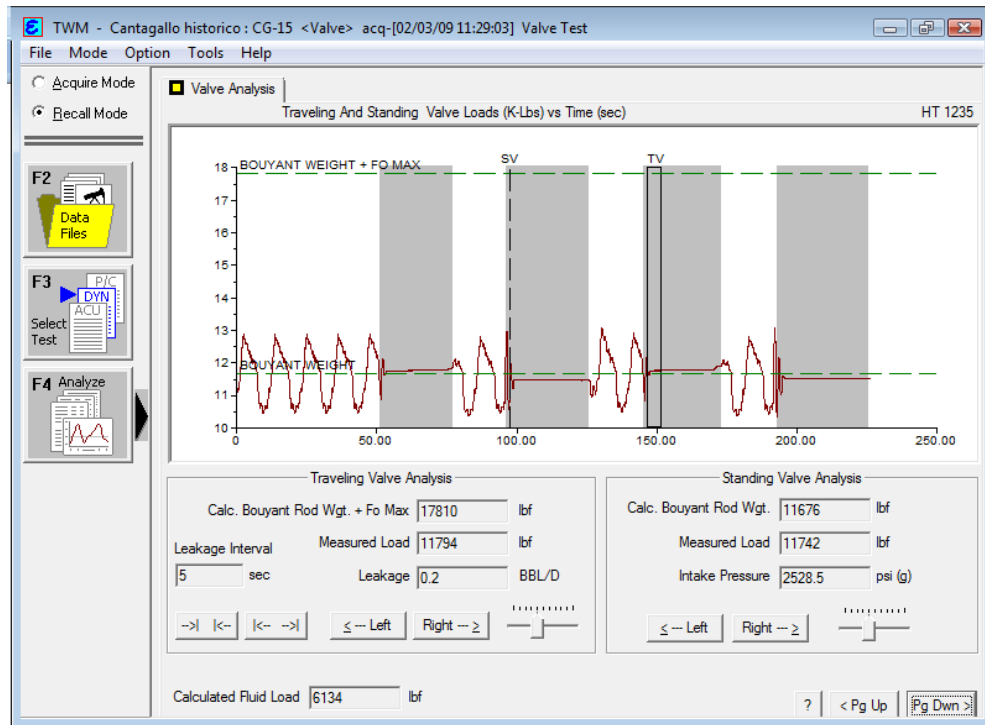
válvulas (Figura 56 – 57), donde se ve con diferencia que la pérdida de carga es menor como si fuera varilla partida. En este caso el diagnostico es: bomba bloqueada por arena.

Figura 56. Reporte de la Prueba Dinamométrica- Sección Carga de varillas del pozo CG- 15.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Figura 57. Reporte de la Prueba de Válvulas del pozo CG- 15.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

En este caso, la única alternativa de solución es programar un programa de servicio de limpieza de arena (SLA), donde se recircula agua de producción del pozo anular/tubing para removerla.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ♦ La toma de pruebas de presión con el Analizador de pozo, permiten obtener datos confiables sin necesidad de extraer la sarta de varillas, lo que disminuye el tiempo de cierre del pozo y por lo tanto, una disminución en los costos de la prueba.
- ♦ Al momento de analizar las pruebas realizadas en campo, se debe contar con la base de datos BWF, actualizados, de tal modo que se tenga un registro confiable y preciso.
- ♦ Tener la precaución con el equipo ECHOMETER, ya que un pequeño golpe puede inducir a errores, por ejemplo: el transductor de presión, al tomar el cero de referencia, este es mas de 100 Psi, el transductor puede estar defectuoso. Además, se debe tener en cuenta que la presión máxima de operación del transductor es de dos veces el coeficiente C2.
- ♦ Gracias a la toma de los registros se han podido evaluar y solucionar problemas que venían afectando directamente la producción del campo, ayudando así en una labor de vital importancia como lo es el control de la producción.
- ♦ Es muy importante tener en cuenta todas las normas e implementos de seguridad en el desarrollo de las labores en campo.
- ♦ La aplicación de Total Well Management. Es una de las aplicaciones para Optimización de levantamiento artificial más completas que existen en el mercado porque es aplicable en todos los métodos de levantamiento artificial.



- ♦ Se debe tener la precaución de la aplicación TWM, en el caso de crudos pesados, por que el programa usa la Correlación de Podio, comúnmente conocida como la Grafica de la Curva "S". para corregir el nivel de fluido en pozos con producción de gas, y de esta manera hacer mejores cálculos de las presiones de fondo. El problema que existe, es que esa correlación fue generada con datos de campo para pozos de Texas (Crudos de 20°API hasta 40°API), y por eso arroja diferencia considerables para crudos medianos y pesados. Hace poco se generó la misma correlación para pozos productores de crudo pesado, en el campo de SAN TOMÉ al Oriente de Venezuela. De 9°API hasta 18°API, y la curva "S" sufre algunas modificaciones, actualmente el programa no tiene este ajuste para estos fluidos; y es por ello que Echometer recomienda ajustar las presiones de fondo por medio de una apreciación manual. Esto correspondería a que se añada un 10% más a la fracción efectiva de petróleo que calcula TWM ya que la curva para crudos pesados genera este efecto. Por esta cusa se genera la diferencia de las presiones de fondo cuando las comparamos con lecturas de sensores de fondo. Este ajuste aumenta un poco las presiones calculadas por TWM.



BIBLIOGRAFÍA

- ✚ CARREÑO RUEDA, Mildreth Johanna. Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo, SRI, ECO PETROL S.A. mediante la ejecución de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas B, C y CG. Bucaramanga, 2006, 193 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- ✚ DIAZ CABRERA, Jorge Antonio , LOPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación de gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Bucaramanga, 2007, Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- ✚ Fagg, W., Dynamometer Charts and Weighing, Petroleum Transactions, AIME, Vol. 189, 1950.
- ✚ Gilbert, W.E., An Oil Well Pumping Dynagraph. API Drilling and Production Practice, 1936.
- ✚ Manual de Producción. PAE-Argentina
- ✚ MCCOY James, PODIO Augusto. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. SPE 14254.
- ✚ MCCOY James, PODIO Augusto. Total Well Management II. SPE 67273.
- ✚ NAVARRETE, Juan Carlos y TORRES. Juan E. Rediseño de levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante análisis de dinagramas. Bucaramanga, 2000, Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de



Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

- ✚ PODIO, A.L. MCCOY James, Advances in surface Measurements For Optimization of Artificial of Artificial Lift Operation. SPE 38211.
- ✚ PODIO, A.L. MCCOY James, HUDDLESTON, K.L., Automatic Pressure build-up Data interpretation using a Microcomputer – Based Acoustic Liquid Level Instrument. SPE 16228.
- ✚ PODIO, A.L. MCCOY James, Pressure Transient Digital Data Acquisition and Analysis from Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells. SPE 23980.
- ✚ ROJAS, CLÍMACO E. Y SIERRA, EDER. Estudio de factibilidad del reemplazo del sistema de bombeo hidráulico por bombeo electrosumergible en el campo Yariguí-Cantagallo – Yariguí. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 1988.
- ✚ RONDON, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería del Petróleo, Universidad Central de Venezuela, 2002.
- ✚ Waker, C. P., “Determination of Fluid Level in Oil Wells by the Pressure-wave Echo Method,” AIME Transactions, 1937, pp. 32-43
- ✚ WELL ANALYZER AND TWM SOFTWARE. Operating manual – Echometer Company.
- ✚ www.echometer.com



ANEXOS

Anexos A. Potenciales por Pozo del Campo.



GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE RIO
DEPARTAMENTO DE OPERACIONES CANTAGALLO
POTENCIALES POR POZO

No	POZO	S. PROD	P. BRUTA	%BSW	P. NETA	P AGUA	RGP	KSCFD
1	CG-02	AT	0	0	0	0	0	0,0
2	CG-06	BM	30	5	29	2	255	7,3
3	CG-07	AT	0	0	0	0	0	0,0
4	CG-13	BM	85	15	72	13	455	32,9
5	CG-14	BM	30	10	27	3	1210	32,7
6	CG-15	BM	65	0,5	65	0	670	43,3
7	CG-17	BM	120	10	108	12	150	16,2
8	CG-18	BM	65	2	64	1	320	20,4
9	CG-21	BM	50	20	40	10	790,4	31,6
10	CG-22	AT	0	0	0	0	0	0,0
11	CG-23	BM	270	1	267	3	450	120,3
12	CG-24	BM	240	0,1	240	0	90	21,6
13	CG-25	BM	220	17	183	37	124	22,6
14	CR-04	BM	230	25	173	58	378	65,2
15	GZ-01	FN	65	0,1	65	0	140	9,1
16	SO-02	BM	9	0,5	9	0	0	0,0
17	SO-03	AT	0	0	0	0	0	0,0
18	YR-01A	AT	0	0	0	0	0	0,0
19	YR-02A	BM	50	10	45	5	200	9,0
20	YR-03	AT	0	0	0	0	0	0,0
21	YR-04	BM	40	8	37	3	280	10,3
22	YR-05	BM	30	8	28	2	460	12,7
23	YR-09	AT	0	0	0	0	0	0,0
24	YR-11	AT	0	0	0	0	0	0,0
25	YR-13	BM	250	26	185	65	376	69,6
26	YR-14	BM	70	30	49	21	391	19,2
27	YR-15	BM	15	9	14	1	438,5	6,0
28	.	BM	70	16	59	11	630	37,0
29	YR-17	BM	35	15	30	5	1100	32,7
30	YR-18	BM	200	10	180	20	80	14,4



31	YR-19	AT	0	0	0	0	0	0,0
32	YR-20	AT	0	0	0	0	0	0,0
33	YR-21	BM	170	60	68	102	200	13,6
34	YR-23	BM	220	10	198	22	205	40,6
35	YR-24	BM	160	60	64	96	252	16,1
36	YR-25	BM	100	10	90	10	520	46,8
37	YR-26	AT	0	0	0	0	0	0,0
38	YR-27	BM	15	2	15	0	100	1,5
39	YR-28	BM	85	5	81	4	1080	87,2
40	YR-29	BM	110	36	70	40	860	60,5
41	YR-30	AT	0	0	0	0	0	0,0
42	YR-34	BM	40	10	36	4	2691	96,9
43	YR-35	AT	0	0	0	0	0	0,0
44	YR-36	AT	0	0	0	0	0	0,0
45	YR-37	AT	0	0	0	0	0	0,0
46	YR-38	BM	40	26	30	10	420	12,4
47	YR-39	BM	112	5	106	6	728	77,5
48	YR-41	AT	0	0	0	0	0	0,0
49	YR-42	BM	200	30	140	60	680	95,2
50	YR-43	BM	15	45	8	7	920	7,6
51	YR-44	AD	0	0	0	0	0	0,0
52	YR-45	BM	140	35	91	49	404	36,8
53	YR-46	BM	145	0,5	144	1	180	26,0
54	YR-47	BM	170	40	102	68	215	21,9
55	YR-49	BM	100	13	87	13	450	39,2
56	YR-51	AT	0	0	0	0	0	0,0
57	YR-52	BM	240	2	235	5	130	30,6
58	YR-53	BM	110	0,5	109	1	168	18,4
59	YR-54	BM	75	30	53	23	391	20,5
60	YR-55	BM	170	52	82	88	320	26,1
61	YR-56	AT	0	0	0	0	0	0,0
62	YR-57	BES	1100	60	440	660	650	286,0
63	YR-58	AT	0	0	0	0	0	0,0
64	YR-59	BM	140	30	98	42	225	22,1
65	YR-60	BM	95	65	33	62	400	13,3
66	YR-61	BM	180	75	45	135	325	14,6
67	YR-62	BM	140	20	112	28	390	43,7
68	YR-63	BM	155	45	85	70	652	55,6
69	YR-64	BM	270	65	95	176	315	29,8
70	YR-65	BM	200	15	170	30	350	59,5
71	YR-67	BM	510	50	255	255	472	120,4
72	YR-68	BM	270	15	230	41	530	121,6
73	YR-69	BES	540	35	351	189	470	165,0
74	YR-70	BM	499	60	200	299	295	58,9
75	YR-71	BM	280	45	154	126	302	46,5
76	YR-72	BES	800	8	736	64	249	183,3



77	YR-73	BES	400	9	364	36	310	112,8
78	YR-75	BM	420	65	147	273	130	19,1
79	YR-76	BM	460	20	368	92	245	90,2
80	YR-77	BES	540	20	432	108	320	138,2
81	YR-78	BES	650	50	325	325	250	81,3
82	YR-79	BES	1100	60	440	660	300	132,0
83	YR-80	BM	220	20	176	44	430	75,7
84	YR-81	BES	2100	50	1050	1050	290	304,5
85	YR-82	BES	500	45	275	225	280	77,0
86	YR-83	BM	90	25	68	23	835	56,4
87	YR-84	BM	50	12	44	6	115	5,1
88	YR-85	BES	290	5	276	15	150	41,3
89	YR-86	BES	240	2	235	5	110	25,9
90	YR-87	BES	190	2	186	4	111	20,7
91	YR-88	BM	65	20	52	13	150	7,8
92	YR-89	BES	650	2	637	13	120	76,4
93	YR-90	BES	282	20	226	56	140	31,6
94	YR-91	BES	970	6	912	58	100	91,2
95	YR-93	BES	125	1	124	1	207	25,6
96	YR-94	BM	105	7	98	7	235	22,9
97	YR-95	BES	230	1	228	2	65	14,8
98	YR-96	BM	90	30	63	27	200	12,6
99	YR-97	BM	13	40	8	5		
100	YR-98	BM	210	2	206	4	220	45,3
101	YR-99	BM	210	3	204	6	250	50,9
102	YR-100	BES	190	32	129	61	750	96,9
103	YR-101	BES	1600	60	640	960	257	164,5
104	YR-503	BM	0	0	0	0	0	0,0
105	YR-504	BM	100	18	82	18	250	20,5
TOTAL			21925	33	14770		303	4471

Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo



Anexos B. Unidades de Bombeo Utilizadas en el Campo.

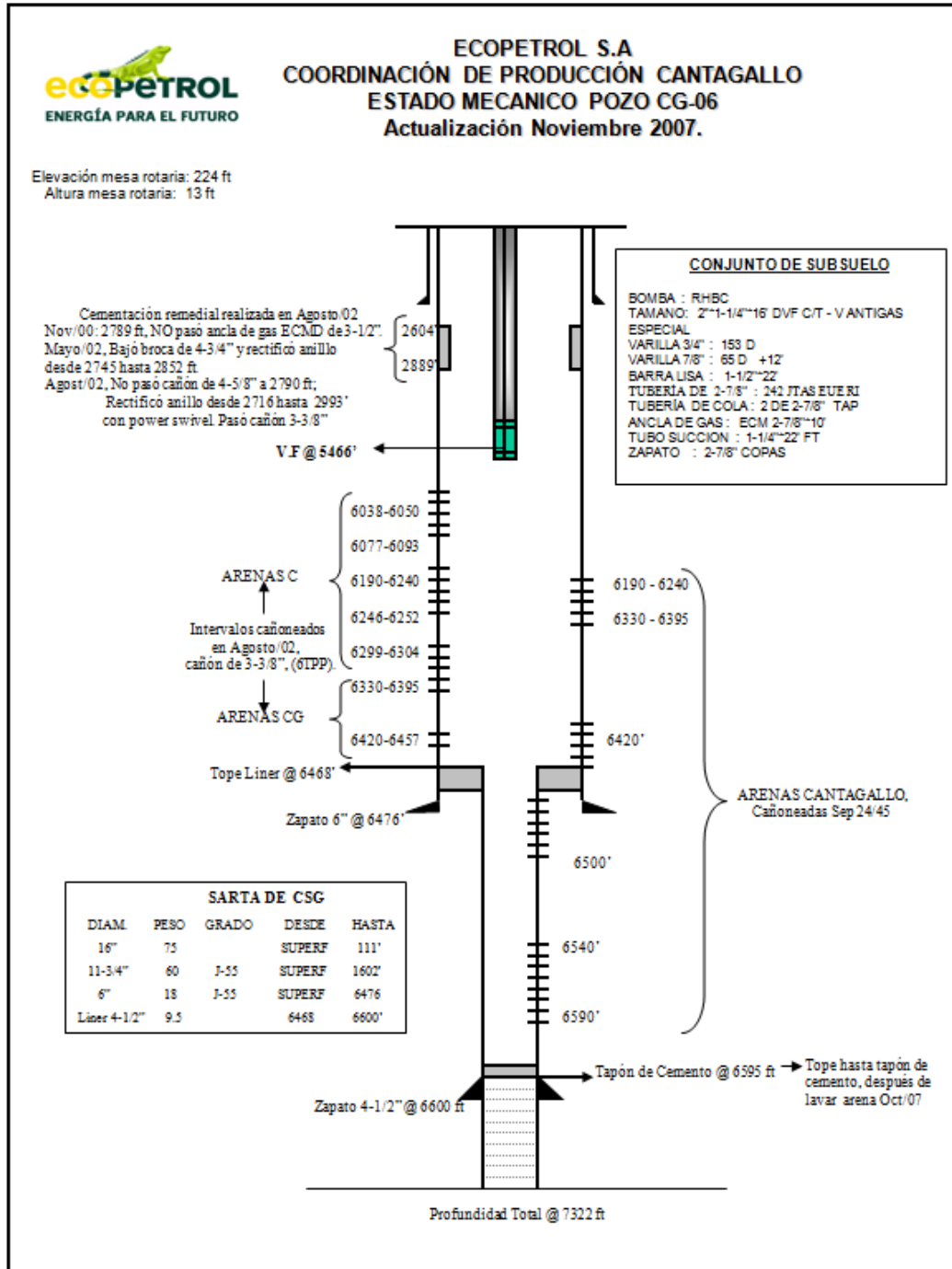
SECTOR ESTACION AUXILIAR							
POZO	Tipo unidad	Rec.	Estado	Base	Correas	Aceite C/R	Nivel
YR 84	Thomassen 456-365-120	2/3		Cemento		OK	OK
YR 59	Abandono Temporal			Cemento			
YR 60	LUFKIN 456-305-120	4//4		Cemento		OK	OK
YR 2A	LUFKIN 320-256-100	2/3		Cemento		OK	OK
CG 21	THOMASSEN BG	3/4		Cemento		OK	OK
CG 13	LEGRAND C456-305-120	1/3		Cemento		OK	OK
CG 17	THOMASSEN BG	3/4		Cemento		OK	OK
CG 25	LUFKIN A912-305-168	2/3		Cemento		OK	OK
CG 23	LUFKIN A912-305-168	2/3		Cemento		OK	OK
CG15	LUFKIN 320-256-100	1/3		Cemento		OK	OK
CG 24	LUFKIN A640-305-168	2/3		Cemento		OK	OK
YR 83	LUFKIN A640-305-168	1/3		Cemento		OK	OK
YR 45	Abandono Temporal			Cemento			
CG 18	LUFKIVEN 456-305-168	1/3		Cemento		MALO	OK
CG 6	AMERICAN 456-365-120	2/3		Cemento		MALO	OK
CG 14	LUFKIN 22E	3//3		Cemento		OK	OK
YR 88	LEGRAND C456-305-120	1/4		Cemento		OK	OK
YR 70	LUFKIN A912-305-168	1/3		Cemento		OK	OK
YR 97	LUFKIN A640-305-168	2/3		Cemento		MALO	OK
ISLA 1							
POZO	Tipo unidad	Rec.	Estado	Base	Correas	Aceite C/R	Nivel
YR 34	Thomassen 456-365-120	2/3		Cemento		OK	OK
YR 15	Thomassen 456-365-120	1/3		Cemento		OK	OK
YR 14	Thomassen 456-365-120	3//3		Cemento		OK	OK
				Cemento		OK	OK
SECTOR ISLAS 2, 3 Y 4							
ISLA 2							
POZO	Tipo unidad	Rec.	Estado	Base	Correas	Aceite C/R	Nivel
YR 4	LUFKIN 320-256-100	1/3		Cemento		OK	OK
YR 5	LUFKIN 22E	3//3		Cemento		OK	OK
ISLA 3							
POZO	Tipo unidad	Rec.	Estado	Base	Correas	Aceite C/R	Nivel
YR 18	LUFKIVEN 640D-305-192	1/3		Cemento		OK	OK
ISLA 4							
POZO	Tipo unidad	Rec.	Estado	Base	Correas	Aceite C/R	Nivel
YR 13	Lufkin C 640 D			Cemento	D 300	OK	OK
YR 23	Lufkin C 456 D	1/3		Cemento	C 240	OK	OK
YR 24	LUFKIN A640D-305-168a	1/3		Cemento		OK	OK
YR 25	LEGRAND 456-305-120	3/4		Cemento		OK	OK
YR 27	Lufkin C 456 D	1/4		Cemento	D 240	OK	OK
YR 46	Thomassen	1/3		Cemento	C 173	OK	OK
YR 47	Thomassen	3/3		Cemento	C 144	OK	OK



YR 53	LUFKIN A912-305-168	2/3		Cemento		OK	OK
YR 52	LEGRAND 912-305-168	3/4		Cemento		OK	OK
YR 61	Lufkin C 456 D	1/4		Cemento	DP 240	OK	OK
YR 54	Lufkin C 456 D	1/2		Cemento	D 360	OK	OK
YR 75	Legrand	4/4		Cemento	C 240	OK	OK
YR 91	B.E.S			Cemento			
SECTOR PUERTO WILCHES							
ISLA 6							
POZO	Tipo unidad	Rec.	Estado	Base	Correas	Aceite C/R	Nivel
YR 69	B.E.S			Cemento			
YR 64	LUFKIN A640D-305-168a	2/3		Cemento		OK	OK
YR 42	Thomassen	1/3		Cemento	CP 173	OK	OK
YR 29	Lufkin C 456 D	1/3		Cemento	C 240	OK	OK
YR 28	Lufkin C 320 D	2/3		Cemento		OK	OK
ISLA 5							
POZO	Tipo unidad	Rec.	Estado	Base	Correas	Aceite C/R	Nivel
YR 68	LUFKIN A640D-305-168a	3/3		Cemento		OK	OK
YR 55	Thomassen 456-365-120	2/3		Cemento		OK	OK
YR 63	Thomassen	2/3		Cemento	C 173	OK	OK
YR 65	Lufkin C 640 D	2/3		Cemento	D 300	Malo	OK
YR 76	LUFKIN A912-305-168	3/3		Cemento		OK	OK
YR 80	American 640 G	2/3		Cemento	D 240	OK	OK
YR 16	Legrand	2/4		Cemento	C 210	OK	OK
YR 21	LUFKIVEN 456-305-168	1/3		Cemento		OK	OK
YR 71	LUFKIN A912-305-168	2/3		Cemento		OK	OK
ISLA 1A							
POZO	Tipo unidad	Rec.	Estado	Base	Correas	Aceite C/R	Nivel
YR 39	LUFKIVEN 640D-305-192	1/3		Cemento		OK	OK
YR 38	LEGRAND 456-305-120	3/4		Cemento		OK	OK
YR 99	LUFKIN A912-305-168	2/3		Cemento		OK	OK
YR 504	Thomassen 456 BV	1/3		Cemento	C 173	OK	OK
ISLA 8							
POZO	Tipo unidad	Rec.	Estado	Base	Correas	Aceite C/R	Nivel
YR 43	LUFKIN 456D-305-168	2/4		Cemento		OK	OK
YR 49	LUFKIVEN 640D-305-192	1/3		Cemento		OK	OK
YR 96	AMERICAN 456C-365-120	2/3		Cemento		OK	OK
YR 62	LUFKIVEN 640D-305-192	4/4		Cemento		OK	OK
CAMPOS ALEDAÑOS							
POZO	Tipo unidad	Rec.	Estado	Base	Correas	Aceite C/R	Nivel
SG 2	Thomassen 456 BV						
CR 4	Lufkin A 1280	2/3	W	Cemento	RDP 390	Malo	OK

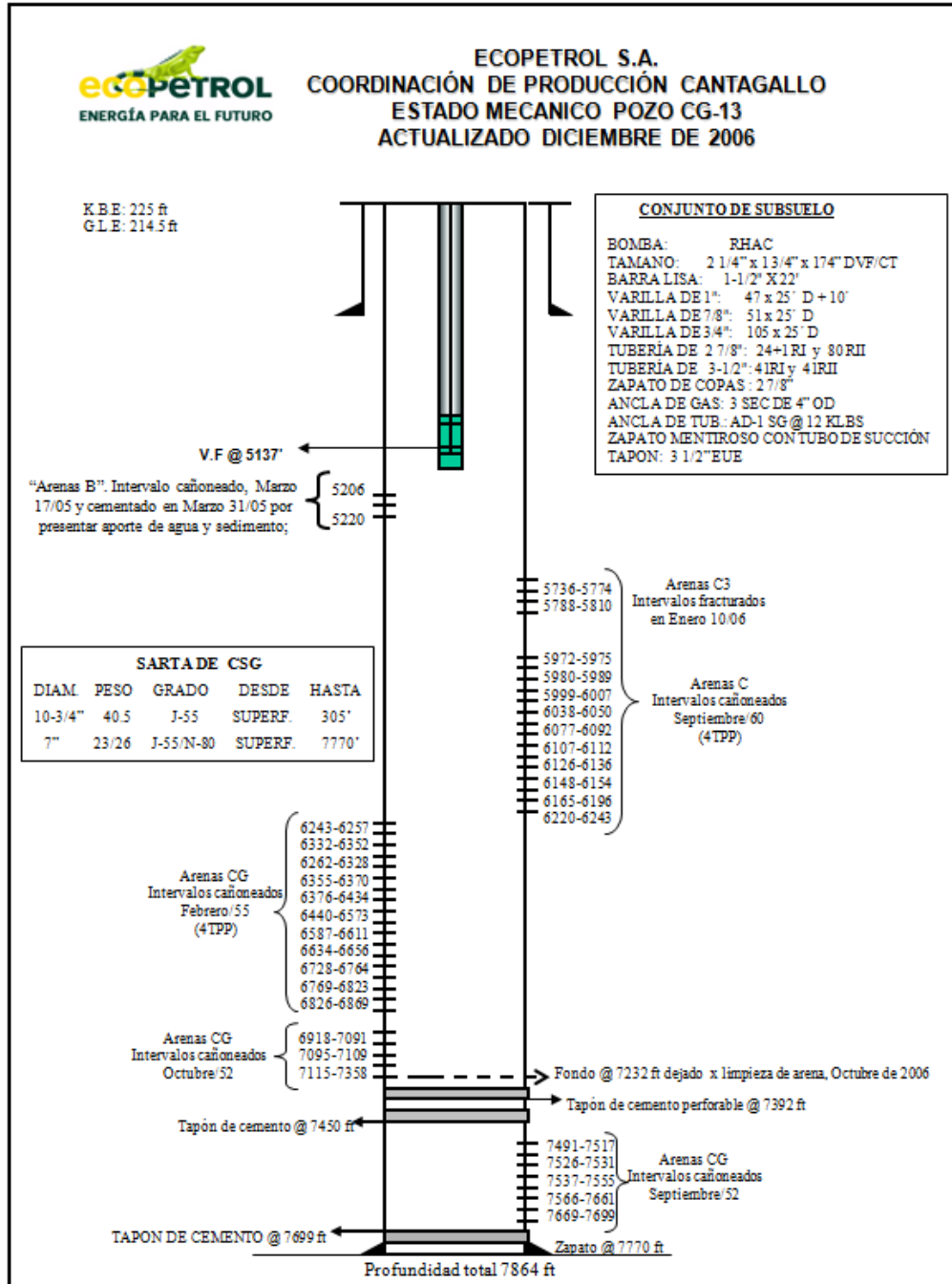
Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Anexos C. Estado Mecánico del Pozo CG-06.



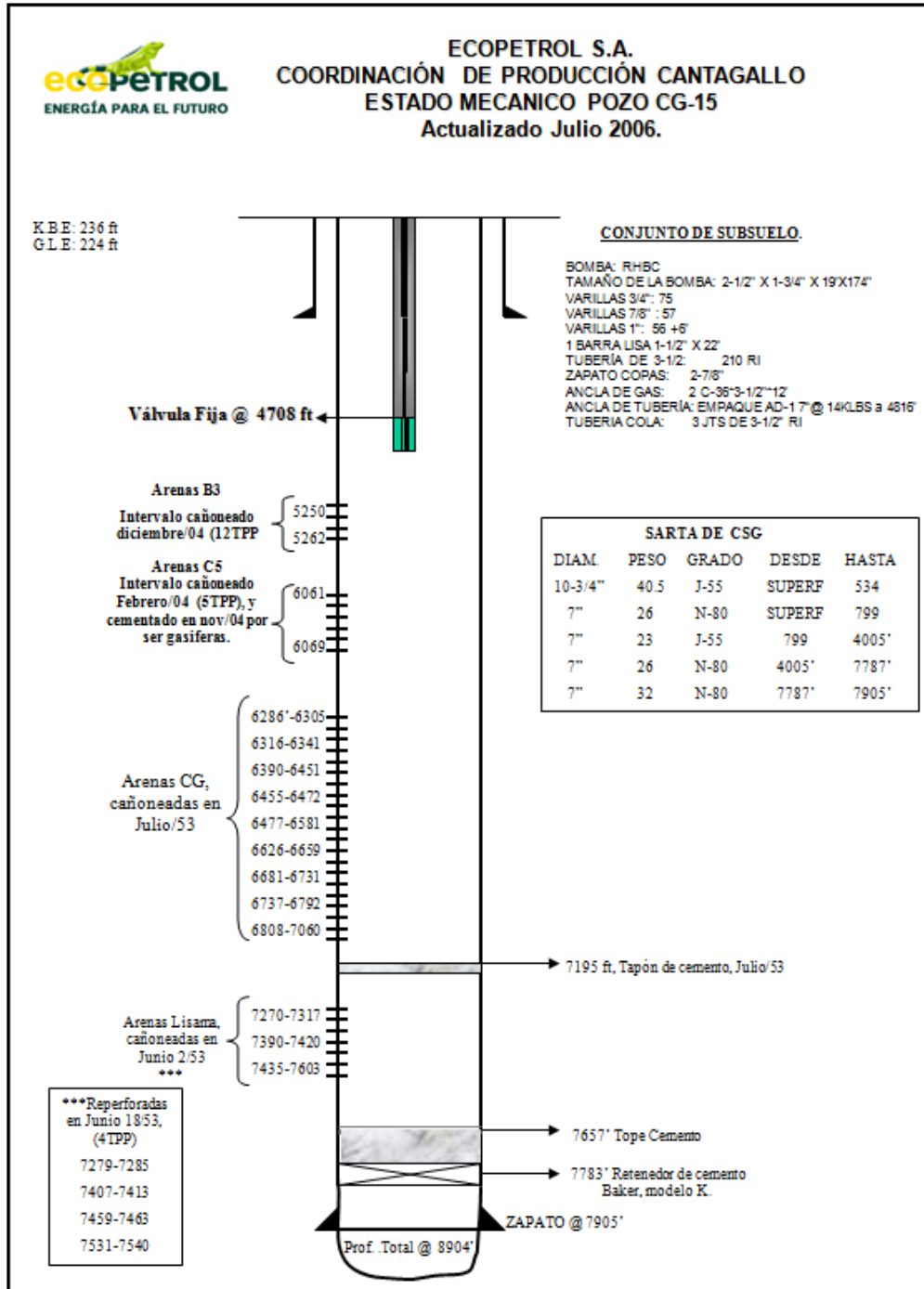
Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Anexos D. Estado Mecánico del Pozo CG-13.



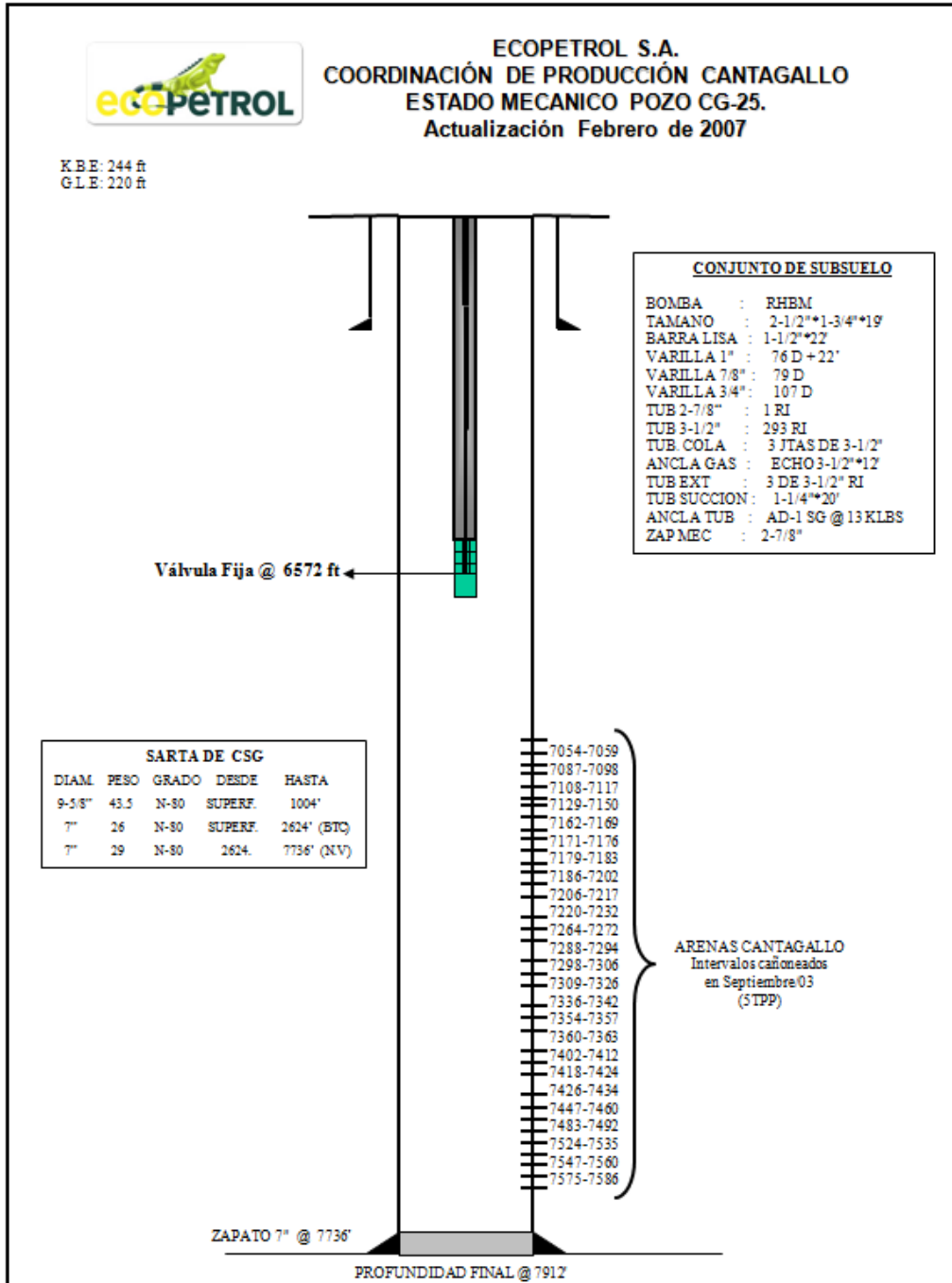
Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Anexos E. Estado Mecánico del Pozo CG-15.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo

Anexos F. Estado Mecánico del Pozo CG-25.



Fuente: Base de datos - Control de Producción Cantagallo