

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO  
Y DETECCIÓN DE FALLAS POR MEDIO DEL SOFTWARE T.W.M. EN EL  
CAMPO SAN FRANCISCO**

**KATHERINE SOFÍA NÚÑEZ MONTEALEGRE 2010295910  
LUIS ADOLFO VARGAS AGUDELO 2010297341**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA, HUILA  
JULIO DE 2013**

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO  
Y DETECCIÓN DE FALLAS POR MEDIO DEL SOFTWARE T.W.M. EN EL  
CAMPO SAN FRANCISCO**

**KATHERINE SOFÍA NÚÑEZ MONTEALEGRE 2010295910  
LUIS ADOLFO VARGAS AGUDELO 2010297341**

**Director del Proyecto  
ERVIN ARANDA ARANDA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA, HUILA  
JULIO DE 2013**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

**Firma del jurado**

---

**Firma del jurado**

**NEIVA, HUILA JULIO DE 2013**

## **DEDICATORIA**

**A Dios por sembrar paz en mí y alimentarme cada día de sabiduría, a la vida por permitirme llegar a este punto, fin de una etapa más pero comienzo de otra.**

**A mi madre, Liliana Alexandra Montealegre por ser el pilar más importante, a mí abuela Silvia Coral y a mis seres amados, gracias por brindarme su confianza y darme voz de aliento en los momentos difíciles, por el apoyo sincero que me han ofrecido, espero que su sombra protectora jamás se aparte de los caminos de mi vida, me acojan con su cariño y me permitan tener el privilegio de su compañía.**

**Finalmente le agradezco a mi director de tesis Ervin Aranda por su apoyo y dedicación, ayudándome a concluir de manera satisfactoria el presente proyecto de grado.**

**Katherine Sofia Nuñez M**

## DEDICATORIA

**Este trabajo es el resultado del amor incondicional de las personas que se han mantenido a mi lado impulsándome a culminar mis estudios profesionales, es por ello que lo dedico con especial afecto a:**

Dios, por darme la inteligencia y la capacidad para culminar este logro exitosamente.

Mi mamá quien siempre me ha movido para alcanzar mis metas y se ha mostrado incondicional con su apoyo a lo largo de mi vida académica y personal.

A mi papá por su compañía desde donde esté y el ejemplo que me dejó a seguir.

A mis hermanos, quienes son parte de este logro.

A mi compañera de tesis, que más que mi compañera de tesis fue la persona que me ha acompañado durante los últimos años, su apoyo incondicional ha servido para llegar al final de este proceso.

Para todo aquellos que no están incluidos anteriormente, pero que saben que fueron importantes para estar cada vez más cerca de cumplir éste sueño.

Luis Adolfo Vargas A

## INDICE GENERAL

INTRODUCCION .....	17
1. CAPITULO I DESCRIPCION DEL CAMPO SAN FRANCISCO .....	18
1.1. Generalidades .....	18
1.2. Geología general .....	19
1.3. Geología estructural .....	19
1.4. Contrato, antiguas operaciones de Hocol y nuevas expectativas de Ecopetrol en el campo San Francisco.....	21
1.5. Antecedentes de producción .....	22
1.6. Importancia de Parko Services SA en la región.....	23
2. CAPITULO II EQUIPO UTILIZADO EN LA TOMA DE LAS PRUEBAS .....	25
2.1. Equipos de medicion .....	25
2.2. Configuración del sistema .....	25
2.2.1. Descripción del equipo .....	25
2.2.1.1. Computador .....	26
2.2.1.2. Analizador de Pozo .....	26
2.2.1.3. Dispositivo de disparo o disparador acústico .....	26
2.2.1.4. Transductor de presión.....	28
2.2.1.5. Solenoide y Válvula de gas .....	28
2.2.1.6. Manómetro WG .....	29
2.2.1.7. Cables del analizador .....	29
2.2.1.8. Adaptador de 2 pulgadas .....	29
2.2.1.9. Palanca de Carga.....	30
2.2.2. Sensores dinamométricos electrónicos de Echometer .....	30
2.2.2.1. Celda de carga tipo Herradura .....	30
2.2.2.2. Celda de carga de la Barra pulida (PRT).....	30
2.2.2.3. Celda de carga con elevación hidráulica .....	31
2.3. Dinamómetro.....	32
2.3.1. Modificaciones de diseño al sistema existente.....	33
2.4. PRUEBA ESTUDIO ACÚSTICA DEL POZO.....	34

3. CAPITULO III ANTECEDENTES Y DETECCIÓN DE FALLAS EN EL CAMPO SAN FRANCISCO .....	35
3.1. Dinagramas de casos típicos del campo San Francisco .....	35
3.1.1. Perdida en las válvulas .....	35
3.1.2. Unidad de bombeo desbalanceada:.....	36
3.1.3. Golpe de fluido .....	36
3.1.4. Bloqueo por gas .....	37
3.1.5. Varilla partida. ....	38
3.1.6. Bajo recorrido del pistón (undertravel) .....	39
3.1.7. Velocidades críticas de bombeo (Armónicas) .....	40
3.2. Otros problemas en bombas de subsuelo .....	40
3.3. Problemas más comunes en varillas .....	41
3.4. Pruebas acústicas más representativas del campo san francisco .....	42
3.4.1. Alta Columna de Nivel de Fluido .....	42
3.4.2. Poca columna de nivel de Fluido.....	43
4. CAPITULO IV ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES AL DISEÑO DEL SISTEMAS DE BOMBEO DEL POZO 68 DE SAN FRANSISCO .....	47
5. CONCLUSIONES .....	55
6. RECOMENDACIONES.....	57
7. REFERENCIAS .....	58
8. ANEXOS .....	59

## INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Mapa estructural del Campo San Francisco. ....	200
Ilustración 2: Mapa de división por bloques productores.....	211
Ilustración 3: Comportamiento historico del caudal .....	222
Ilustración 4: Computador acoplado al analizador de pozos .....	266
Ilustración 5: Dispositivos de disparo más utilizados.....	277
Ilustración 6: Transductor de presión .....	288
Ilustración 7: Solenoide y válvula de gas .....	29
Ilustración 8: Celda tipo Herradura .....	30
Ilustración 9: Instalación del transductor PRT en la barra pulida.....	31
Ilustración 10: Diagrama del transductor PRT en la barra pulida.....	31
Ilustración 11: Celda tipo herradura con elevación de carga.....	31
Ilustración 12: Diagrama de celda de carga con elevación hidráulica .....	31
Ilustración 13: Carta dinagráfica. Falla en válvula. SF-136 .....	36
Ilustración 14: Gráfica de torque del pozo SF-173 .....	36
Ilustración 15: Carta Dinamométrica. Golpe de fluido SF-184.....	37
Ilustración 16: Carta Dinamométrica. SF-136.....	38
Ilustración 17: Carta Dinamométrica. SF-155.....	39
Ilustración 18: Diagrama SF-10. Bajo recorrido de pistón .....	39
Ilustración 19: Alta columna de nivel de fluido SF-68.....	42
Ilustración 20: Prueba de alta columna de nivel de fluido .....	43
Ilustración 21: Poca columna de nivel de fluido. SF-68.....	44
Ilustración 22: Prueba de baja columna de nivel de fluido .....	44
Ilustración 23: Grafica de comportamiento de llenado de % de llenado, NS vs Tiempo. SF-68.....	48
Ilustración 24: Gráfica de torque en caja reductora. SF-68 .....	49
Ilustración 25: Carta dinagráfica de pozo. SF-68 .....	50
Ilustración 26: Carta dinagráfica. Falla por ruptura en pull tube SF- 68 .....	50
Ilustración 27: Gráfica de torque soportado por caja reductora. SF-68 .....	51
Ilustración 28: Carta dinagráfica. Falla por ruptura de barra lisa. SF-68 .....	52
Ilustración 29: Grafica de prueba de válvulas. SF-68.....	52



## INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Comparación datos de producción Campo San Francisco a cargo de Hocol-Ecopetrol.....	23
Tabla 2: Resumen fallas de pozos del campo San Francisco.....	45

## INDICE DE ANEXOS

Anexo A: Manual operativo del software TWM.....	60
Anexo B: Análisis de pozos.....	78
Anexo C: File.....	79
Anexo D: Interpretación de cartas dinamométricas más comunes.....	134

## GLOSARIO

**°F:** Unidad de temperatura, Fahrenheit-Grados Fahrenheit.

**ADMINISTRADOR COMPLETO DE POZO (Total Well Management) TWM:** Consiste de herramientas y un software para la toma, análisis e interpretación de registros acústicos y dinamométricos.

**API:** Gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo.

**ASP:** Álcali, surfactante y polímero.

**B.M.:** Bombeo mecánico.

**BBLs:** Unidad de volumen, Barriles.

**BBL/D:** Unidad de volumen sobre tiempo, barriles sobre día.

**BFPD:** Barriles de fluidos por día.

**BOPD:** Barriles de petróleo por día.

**BPM:** Unidad de volumen sobre tiempo, Barriles por minuto.

**BSW:** Corresponde al porcentaje del contenido de agua libre (no disuelta) y sedimentos (limo, arena) que trae el *crudo*.

**BWPD:** Barriles de agua por día.

**CARRERA COMPLETA DE LA SARTA DE VARILLA (Stroke):** Consiste en un ciclo completo de bombeo, una carrera ascendente y una carrera descendente.

**CHP:** Presión del revestimiento.

**CM:** Unidad de longitud, centímetros.

**CP:** Unidad de viscosidad, centi-poise.

**ECHOMETER COMPANY:** Es el proveedor líder de instrumentos, software y capacitación para analizar y optimizar el rendimiento de petróleo, gas y pozos de agua en todo el mundo. Todos los instrumentos y sensores se utilizan en la superficie del pozo y son fáciles de transportar.

**ETP:** Etapas.

**FT:** Unidad de longitud, Pies- feet.

**GOR:** Relación gas- petróleo, gas oil ratio.

**GPM:** Galones por minuto.

**HZ:** Unidad de frecuencia, Hertz.

**HP:** Unidad de potencia, caballos de potencia-Horse Power.

**IN:** Unidad de longitud, Pulgada-inch.

**IP:** Índice de productividad.

**IPR:** Relación del índice de productividad.

**KM:** Unidad de longitud, Kilómetros.

**KB:** Formación Caballos.

**K3:** Formación Villeta.

**K4:** Formación Monserrate.

**KUG:** Formación Guaduala.

**LBS:** Unidad de masa, libras.

**LOG-LOG:** Gráfica en escala logarítmica en X y Y.

**MÁX:** Máximo.

**MCsf/D:** Unidad de volumen sobre tiempo, miles de pies cúbicos sobre día.

**MTTO:** Mantenimiento.

**MV:** Unidad de eléctrica, mili voltios.

**NS:** Nivel de sumergencia.

**OFM:** Software "Oil Field Management".

**PCP:** Sistema de levantamiento artificial, Progressive Cavity Pump- bomba de cavidades progresivas.

**PESO BOYANTE:** (fuerza boyante) Es la pérdida de peso de un cuerpo sumergido en un líquido, que es igual al peso del fluido desplazado por el cuerpo.

**PIP:** Presión de entrada de la bomba- pump intake pressure.

**PPT:** Partes por trillón.

**PR:** Presión de reservorio.

**PRESION DINÁMICA DEL POZO (Producing Bottom-Hole Pressure) BHP:** Consiste en la presión que presenta el pozo a la profundidad media de perforaciones cuando está en funcionamiento la unidad de bombeo.

**PRESIÓN ESTÁTICA DEL POZO (Static Bottom-Hole Pressure):** Consiste en la máxima presión que puede aportar la formación después de considerado tiempo de cierre.

**PSI:** Unidad de presión, Pound Square Inch-libra por pulgada cuadrada.

**PWF:** Presión de fondo fluyendo.

**QMÁX:** Caudal máximo.

**QO:** Caudal de crudo.

**QT:** Caudal total.

**QW:** Caudal de agua.

**SCALE:** (Incrustaciones) Son depósitos de minerales que se acumulan en las formaciones, en las tuberías de pozos o instalaciones de superficie, afectando seriamente la producción.

**SEG:** Unidad de tiempo, segundos.

**SF:** San Francisco.

**SKIN:** Efecto de daño en la cara del pozo, que genera una caída de presión adicional cuando se tiene el pozo en producción.

**SG:** Gravedad específica- specific gravity.

**SOLENOIDE:** Es cualquier dispositivo físico capaz de crear un campo magnético sumamente uniforme e intenso en su interior, y muy débil en el exterior.

**SPM:** Stroke por minuto.

**STB/D:** Unidad de volumen sobre tiempo, barriles estándar sobre día.

**TRANSDUCTOR DE BARRA LISA (Polished Rod Transducer) PRT:** Consiste en una herramienta especial para la toma de pruebas dinamométricas, va instalada por debajo del carrier bar, origina cartas dinamométricas a través del cambio de diámetro que experimenta la barra lisa durante los ciclos de bombeo.

**TRANSDUCTOR HERRADURA (Horseshoe Transducer) HT:** Herramienta especial para la toma de pruebas dinamométricas, va instalada entre el carrier bar y la grapa fija de la sarta de varillas, origina cartas dinamométricas a través de la medición de cargas en la sarta de varillas y la bomba.

**TRANSIENTE:** Señal o forma de onda que empieza en una amplitud cero.

**VIAJE EFECTIVO DEL PISTON (Effective Plunger Travel):** Consiste en el desplazamiento efectivo que realiza el pistón durante un ciclo de bombeo.

**VIAJE MÁXIMO DEL PISTON (Maximun Plunger Travel):** Consiste en el desplazamiento que puede alcanzar el pistón sin tener en cuenta ninguna anomalía o problema en la bomba.

**VS:** Versus, comparado con.

**WG:** Pistola de cabeza de pozo- Wellhead Gun.

## RESUMEN

La necesidad de aumentar la producción y reducir los costos operativos de los pozos requiere un análisis integrado del sistema de bombeo que incluya eficiencia e interacción de todos los elementos: el equipo de superficie, el equipo de subsuelo, el pozo y el yacimiento. Dicho análisis del sistema puede eficientemente ser ejecutado hoy en día usando un sistema portátil computarizado de recolección de datos en conjunto con sensores apropiados y un paquete de programas de análisis. Sin embargo, actualmente se hace necesario seguir efectuando cambios continuos de las bombas de subsuelo y sarta de varillas en el sistema de bombeo mecánico a causa de problemas de ruptura de varillas, fuga de válvulas, entre otros. Por tal razón se desarrolla este trabajo, en el cual se detectan y analizan las fallas, a partir de gráficas dinamométricas y niveles de fluido, resultado de las pruebas aplicadas a los 12 pozos que operan actualmente en el campo San Francisco, durante los 10 últimos años; clasificando en este documento los tipos de fallas presentes, grado de incidencia e implicación de costos con el fin de determinar operaciones de mantenimiento preventivo y correctivo a las unidades de bombeo y condiciones de operación, tratando siempre de maximizar el aprovechamiento de estos equipos y de disminuir notablemente los gastos operativos y de mantenimiento sobre los mismos.

A continuación se muestran las fases en las que se desarrolló el trabajo:

La primera fase, se dedicó a la actualización de la configuración mecánica de los 12 pozos, para conocer el estado actual del pozo y definir aspectos relacionados con cambios posibles de sistema de bombeo que se hayan practicado con anterioridad. Posteriormente, se recopiló la información sobre las pruebas realizadas a partir del TWM y SONOLOG a los 12 pozos escogidos (SF 8,10,63,68,123,136,140,155,169,173,184 y 186) y registro de tratamientos, por medio de las compañías Ecopetrol y Parko Services.

La segunda fase, consistió en identificar dentro de la información recopilada, los problemas más comunes que han originado los cambios de bombas y varillas especificando parámetros como: la máxima tasa de producción de cada pozo, en base a estimaciones de las presiones estática y fluyente de los pozos, índice de productividad, propiedades del fluido producido, unidad de bombeo y bomba de subsuelo.

Con ayuda de estos datos, sumados a los del fluido producido por cada pozo, se procedió al análisis del conjunto bomba-varillas-motor-unidad de bombeo de cada pozo, por medio del seguimiento del comportamiento del caudal total, caudal de crudo, corte de agua, delta de presión y porcentaje de llenado en cada uno de los 12 pozos; identificando de esta manera fallas más frecuentes, de mayor incidencia económica, equipos implementados en el mantenimiento, entre otros.

En la última fase, se escogió un pozo candidato con el mayor número de fallas, del cual se analizaron en detalle cada una de ellas y a partir del comportamiento de los parámetros de nivel de sumergencia y % de llenado, se detectaron condiciones comunes presentadas antes o durante las fallas, lo cual permitió identificar las causas y posibles mejoras al sistema de bombeo, sarta de varillas, bomba de subsuelo y demás condiciones de operación, que permitieran incrementar la producción de crudo y disminuir los costos de extracción.



## INTRODUCCION

Cuando los sistemas de bombeo mecánico son afectados por particularidades del yacimiento como las propiedades de los 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 cada falla presentada en el sistema de bombeo es una herramienta de trabajo que ayuda al ingeniero de producción a identificar en forma certera, las causas de los problemas existentes en los pozos del campo San Francisco, permitiendo desarrollar acciones preventivas que mitigan directamente el problema.

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 San Francisco, 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.

## CAPITULO I

### DESCRIPCION DEL CAMPO SAN FRANCISCO

#### 1.1. GENERALIDADES

El campo San Francisco es un yacimiento productor de petróleo, que fue descubierto en marzo de 1985 y declarado comercial en junio del mismo. El campo hace parte del contrato denominado “Asociación Palermo”, efectuado entre las compañías HOCOL S.A. y ECOPETROL, y tiene una extensión de 2800 hectáreas.

El campo San Francisco está localizado en el Departamento del Huila, al noroeste de la ciudad de Neiva, comunicándose a través de la vía Neiva-Bogotá a una distancia de 19 Km aproximadamente. El campo se encuentra ubicado sobre las estribaciones de la cordillera central, en la sub-cuenca de Neiva, que pertenece a la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena.<sup>1</sup>

La estructura del yacimiento está constituida por el anticlinal San Francisco, que se encuentra afectado por una serie de fallas inversas y otros pliegues menores. Los estratos productores en el campo son las areniscas pertenecientes a la formación Caballos (Cretáceo), las cuales se encuentran desde 1700 a 3800 pies; la formación Caballos en el área presenta tres miembros bien definidos, los cuales solo producen petróleo el Inferior y el Superior, en cada lado de la estructura fallada.

La columna de petróleo en la cresta anticlinal alcanza unos 1200 pies y no se presenta capa de gas definida. La saturación de agua es irreducible, el petróleo es sub-saturado a una presión inicial promedio de 1050 psi en el yacimiento, con un punto de burbuja de 845 psi.<sup>2</sup> El desarrollo inicial del Campo se realizó en forma rápida, debido a que presenta condiciones muy favorables, tales como cercanía al oleoducto, superficialidad del yacimiento y bajos costos operacionales, lo cual permitió perforar 35 pozos durante los dos primeros años.

---

<sup>1</sup> VAN HOUTEN, F. and TRAVIS, R. Cenozoic Deposits Upper Magdalena “Valley Colombia”. EE.UU.: A.A.P.G. N° 4, 1968. P. 675-702.

<sup>2</sup> HOUSTON OIL COLOMBIA. Solicitud de Comercialidad del Campo San Francisco. Neiva: HOCOL, 1985.

## 1.2. GEOLOGIA GENERAL

El área del campo San Francisco se encuentra ubicado dentro de la sub-cuenca de Neiva, la cual constituye un sinclinatorio cuyo núcleo está conformado por sedimentos neógenos, que descansan discordantemente sobre una secuencia pre-Miocena, constituidas por rocas del Cretáceo y del Terciario. Esta secuencia sedimentaria, que fue depositada a lo largo de una gran plataforma de bajo relieve, es el resultado de una serie de ciclos regresivos y transgresivos<sup>3</sup>.

El basamento está formado fundamentalmente por rocas ígneas, desde ácidas a intermedias. Discordante sobre este basamento pre-Cretáceo, se presentan rocas sedimentarias correspondientes al Cretáceo, conformadas por una sucesión de 6561 ft, las cuales fueron depositadas en un ambiente de plataforma y cuyas unidades son las siguientes:

- Formación Caballos (Kb). De edad Aptiano – Albiano.
- Formación Villeta (K3), de edad Aptiano – Albiano a Campaniano.
- Formación Monserrate (K4), Maestriciano.
- Formación Guadala (Kug), Maestriciano a Paleoceno.

La formación Caballos es la más importante en el área desde el punto de vista económico, debido a su producción de petróleo en los niveles inferior y superior. De estos dos niveles, sobresale el superior, que por tener mejor porosidad y areniscas más permeables, presenta mayor producción que en el inferior.

## 1.3. GEOLOGIA ESTRUCTURAL

El principal plegamiento en el área es el anticlinal San Francisco, que se encuentra afectado por fallas inversas, con inclinaciones variables desde casi horizontales hasta cerca de 80°. Muchas de estas fallas tienen un considerable desplazamiento, de tal forma que afectan inclusive las rocas del basamento.

El anticlinal es cerrado, de dirección N 10° E en la parte sur, y hacia el norte cambia a N 5° W. con cabeceo tanto al sur como al norte, presentando un buzamiento general entre 10° y 15°.⁴

---

<sup>3</sup> HOUSTON OIL COLOMBIANA. Informe de Geología del Campo San Francisco. Neiva: HOCOL, 1986.

<sup>4</sup>SCHIEFFELIN, J. and HILARIDES, M.K. Geological and Petrophysical San Francisco Field. Neiva: HOCOL, (Sep. 1988). P. 2-25.

La morfología de la zona corresponde a altas pendientes, drenajes profundos y elevación gradual hacia el occidente, en los flancos iniciales de la cordillera central.

En la ilustración 1 muestra un mapa estructural del campo San Francisco, donde pueden observarse claramente las fallas de la estructura.

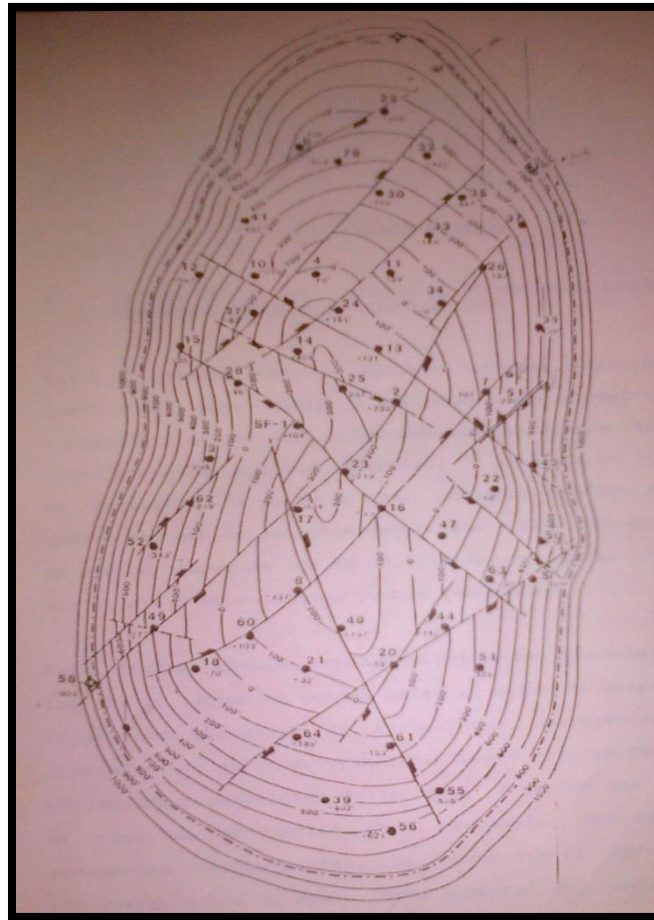


Ilustración 1: Mapa estructural del campo San Francisco.  
(Tomado y reducido del archivo de pozos, realizado por H.J. Hilarides). Escala 1:4000

#### 1.4. CONTRATO, ANTIGUAS OPERACIONES DE HOCOL Y NUEVAS EXPECTATIVAS DE ECOPETROL EN EL CAMPO SAN FRANCISCO

El campo San Francisco estuvo a cargo de Hocol por más de 25 años en los cuales se realizaron importantes trabajos de recobro secundario de tales como la inyección de agua y gas, luego el campo San Francisco revirtió a Ecopetrol el 30 de Abril del 2012.

En el año 2010 se inició una prueba piloto de inyección cíclica aplicada a los pozos SF-71 y SF-89, la cual consistió en inyectar gas los primeros 15 días e

inyectar agua por los 15 días restantes del mes. Posteriormente esta prueba fue suspendida ya que era necesario mover los compresores de gas a otro sitio. Ecopetrol tiene previsto retomar la inyección cíclica en junio del 2013 con el fin de obtener un mayor recobro del campo.

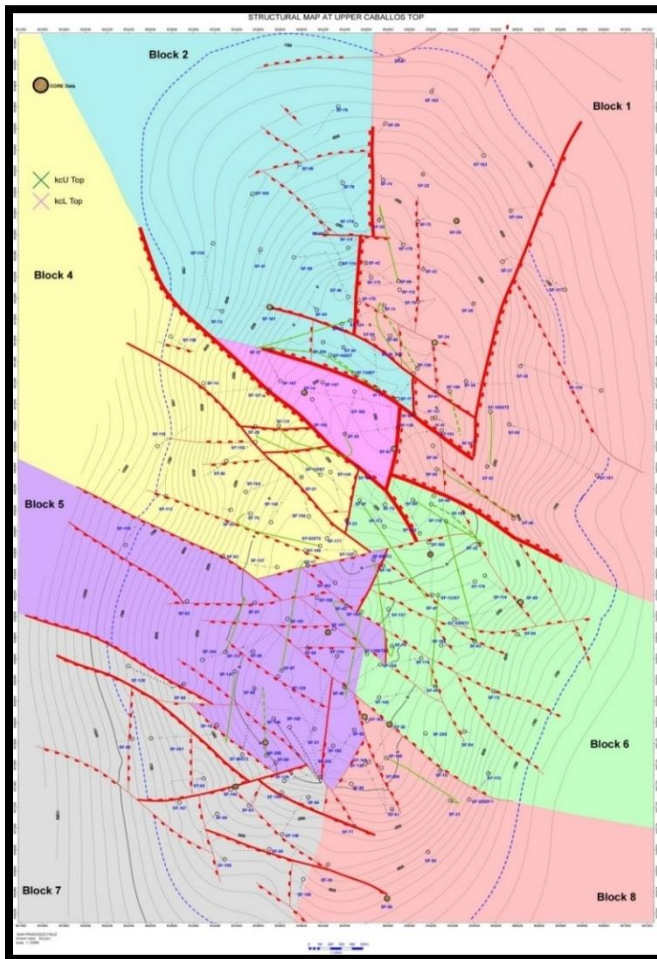


Ilustración 2: Mapa estructural y división por bloques productores del campo San Francisco.  
Fuente: Base de archivos de Ecopetrol

En la actualidad el campo San Francisco ha tenido un recobro del 30% aproximadamente de la totalidad de sus reservas (550'000.000 bbls) y ha sido separado en 8 bloques de acuerdo a las fallas geológicas presentadas. Ver ilustración 2.

La gran expectativa que ha generado Ecopetrol consiste en la aplicación de la primera prueba piloto de recobro mejorado terciario a nivel nacional en el campo

San Francisco, en el cual se han inyectado químicos desde el 2 de abril del 2013, con el fin de probar la eficiencia de la inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP) en la formación Caballos (la cual produce el 90% del crudo del campo). La prueba piloto se inició únicamente en el bloque tres del campo San Francisco, el cual aspira aumentar el recobro en un 9,4% generando una producción de crudo de 1'000.000 de barriles en los tres años que durará la

prueba, teniendo en cuenta el montaje de las nuevas tecnologías y ejecución como tal.

El costo total de esta prueba será alrededor de 35 millones de dólares y se hará por medio de tres pozos inyectoros (SF-13, SF-204, SF-27), que son los que abarcan el frente de inyección del bloque tres. Este proyecto planea expandirse dependiendo de los resultados obtenidos a los demás bloques y más adelante en 19 campos del país de en los cuales se encuentran:

- Cuenca del Magdalena medio: Galán, Cira Infantas, Casabe, Yariguí-Cantagallo y provincia.
- Cuenca de los Llanos Orientales: Apiay y Suria.
- Cuenca del Catatumbo: Tibú y Rio Zulia.
- Zona Sur: Los Mangos, Guando, Dina Cretáceos, Palogrande, Cebú, Balcón, Rio Ceibas, Orito, Tenay y Tello.

### 1.5. ANTECEDENTES DE PRODUCCIÓN

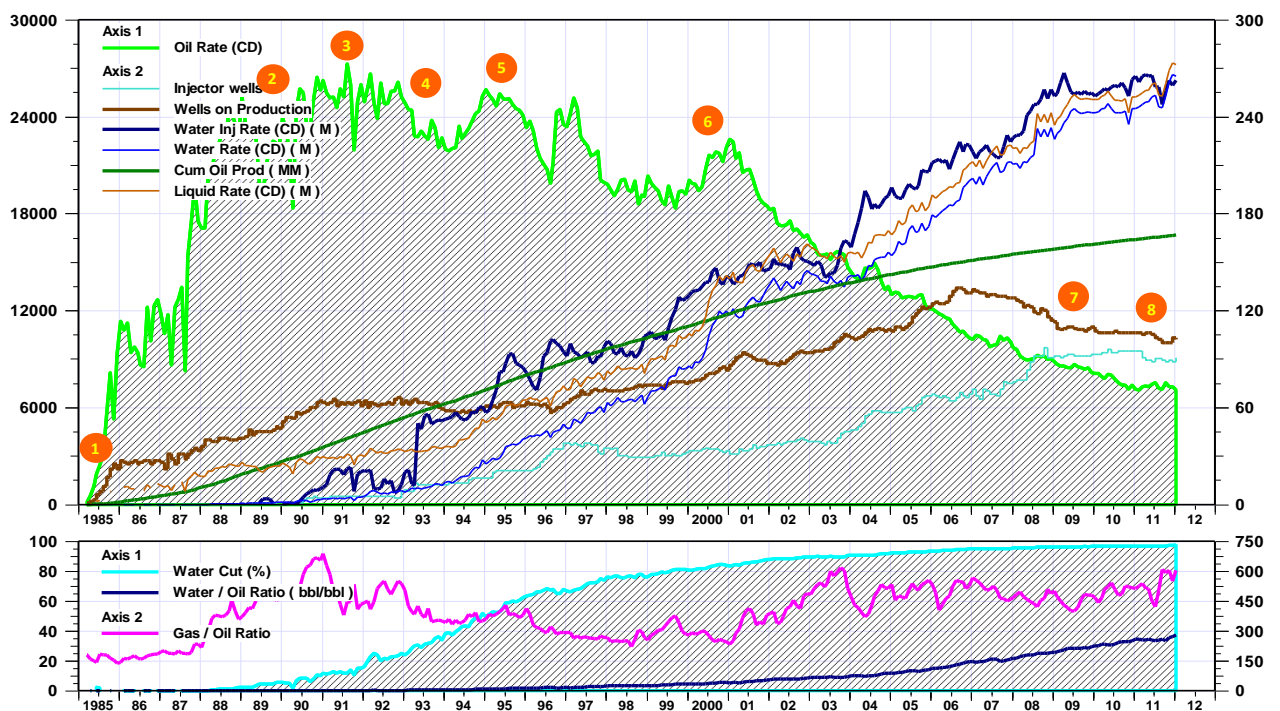


Ilustración 3: Gráfica del comportamiento de caudal histórico del Campo San Francisco.  
Fuente: Base de archivos de Ecopetrol

El campo San Francisco cuenta con 194 pozos perforados de los cuales tenemos:

- 24 pozos inactivos.
- 170 pozos funcionando: 100 pozos productores y 70 inyectoros.

El costo por levantamiento de un barril de crudo en el campo San Francisco es de 14.5 dólares.

En la siguiente tabla se comparan datos de producción y sistemas de levantamiento artificial utilizados en las baterías Monal y Satelite del campo San Francisco, cuando estaba a cargo Hocol y posteriormente Ecopetrol.

BATERIA	EL MONAL		SATELITE	
	Hocol (Abril 2012)	Ecopetrol (Abril 2013)	Hocol (Abril 2012)	Ecopetrol (Abril 2013)
Pozos	Cuenta con 42 pozos produciendo, 31 con sistema de levantamiento artificial electro sumergible, 7 con PCP y 4 de Bombeo Mecánico.	En la actualidad cuenta con 43 pozos produciendo, 31 con sistema de levantamiento artificial Electro Sumergible, 7 con PCP y 5 de Bombeo Mecánico.	Cuenta con 62 pozos produciendo, 40 con sistema de levantamiento artificial electro sumergible, 13 con PCP y 9 de Bombeo Mecánico.	En la actualidad cuenta con 58 pozos produciendo, 37 con sistema de levantamiento artificial Electro Sumergible, 13 con PCP y 8 de Bombeo Mecánico.
Producción Total	145.180 bbls	144.900 bbls	138.480 bbls	115.700 bbls
Crudo	3.016 bbls	2.900 bbls	4.540 bbls	3.700 bbls
Agua	142.164 bbls	144.900 bbls	133.940 bbls	112.000 bbls
Bsw	97.9%	98.0%	96.7%	96.7%

Tabla 1: Comparación datos de producción campo San Francisco a cargo de Hocol-Ecopetrol  
Fuente: Autores

En la actualidad la producción de crudo ha bajado respecto al año anterior debido al derrumbe del pozo SF-87 que se encontraba a hueco abierto, el cual tenía una producción de 400 bbls de crudo.

## **1.6. IMPORTANCIA DE PARKO SERVICES SA EN LA REGIÓN**

PARKO SERVICES S.A. se encuentra incorporada a Colombia desde febrero de 1978, por iniciativa de CHARLES DALE PARKS. A partir de allí, como compañía de servicios para el sector de Hidrocarburos, ha venido suministrando equipos y maquinaria, y prestando servicios técnicos con personal altamente calificado a las empresas de exploración, perforación y producción de petróleo en el país.

Desde su vinculación a Colombia, PARKO SERVICES S.A., ha sido representante exclusivo de prestigiosas empresas extranjeras, fabricantes de equipos y herramientas, con personal técnico competente, que puede dar el soporte necesario a las compañías del sector.

En la actualidad se cuenta con cuatro bases estratégicas: campo Dina en Huila, Yopal, Barrancabermeja y Bogotá D.C., desde donde se suministran productos y servicios técnicos en las áreas de perforación, producción y reacondicionamiento de pozos; todo ello bajo los más altos niveles de calidad y seguridad.

En la región de Huila- Tolima y Putumayo a cargo de Ecopetrol, PARKO SERVICES S.A. realiza en todos los campos diferentes trabajos como:

- ✓ En el sistema de bombeo mecánico todo lo relacionado a las bombas de subsuelo.
- ✓ Toma de niveles de fluido y dinagramas.
- ✓ Herramientas y accesorios para completamiento de pozos, por ejemplo empaques hidráulicos, mecánicos y térmicos; para el aislamiento de zonas.
- ✓ Venta y calibración de válvulas para sistema de levantamiento Gas Lift e inyección selectiva.



## **CAPITULO II**

### **EQUIPO UTILIZADO EN LA TOMA DE LAS PRUEBAS**

#### **2.1. EQUIPOS DE MEDICION**

En los pozos que utilizan el sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico, se emplean herramientas que sirven para realizar diagnósticos a los pozos y poder determinar posibles causas del mal funcionamiento de ellos. Estos equipos son el dinamómetro y el medidor de niveles de marca “Echometer”. El equipo con el que se contó para la realización de este trabajo es un medidor de ecos (Echometer) y a la vez, dinamómetro computarizado marca WELL ANALIZER, con el cual se pueden realizar las pruebas necesarias para conocer el estado actual de los pozos en estudio. Con este equipo se elimina la necesidad de realizar cálculos manuales y solo es necesario ingresar los datos actuales de la configuración mecánica (completamiento), los cuales se toman de la base de datos del pozo para proceder a realizar los análisis respectivos.

#### **2.2. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA**

Los principales objetivos al hacer los estudios acústicos son las medidas de la profundidad del nivel de líquido, la determinación de la presión de fondo del pozo y la estimación del desempeño de afluencia del pozo.

El analizador de pozo dará resultados detallados acerca de estos tres elementos por medio de la operación del sistema TWM que se lleva a cabo con una pistola a gas disparada remotamente o con una pistola a gas disparada manualmente.

Lo que se recomienda es usar la pistola a gas disparada remotamente ya que ésta da máxima flexibilidad y seguridad, pues el operador puede localizarse a cierta distancia del pozo cuando la pistola a gas se descarga.

##### **2.2.1. Descripción del equipo**

A continuación, se describe los componentes para la medición acústica de un pozo:

### **2.2.1.1. Computador**

El analizador de pozo se controla por medio de un computador portátil. La batería interna del computador se debe cargar con el cargador apropiado.

### **2.2.1.2. Analizador de Pozo**

Es una unidad electrónica compacta. Esta unidad adquiere y digitaliza las señales del micrófono y del transductor de presión. Estas señales se envían al computador para su procesamiento. Normalmente, se requieren menos de tres minutos para una prueba. El analizador de pozo contiene una batería interna de 12 voltios. Si se desea, se puede dejar conectado a un cargador apropiado cuando no está en uso.



Ilustración 4: Computador acoplado al analizador de pozos  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

### **2.2.1.3. Dispositivo de disparo o disparador acústico**

La pistola a gas disparada remotamente (WG) genera un pulso acústico y detecta los ecos del fondo del pozo. Esta pistola a gas contiene una cámara la cual se llena con gas comprimido para enviar un pulso acústico al pozo. La pistola a gas tiene un micrófono que detecta el disparo, las uniones, otros ecos del pozo y el nivel de fluido. El número de serie de este tipo de pistola tiene las letras WG (en las unidades más nuevas) seguido por tres o cuatro números. Por ejemplo WG123 o WG1234. La unidad estándar tiene una presión de trabajo de 1500 psi, pero el

diseño se puede modificar para operar hasta 3000 psi, en la actualidad operan hasta 15000 psi.

	<p>Dispositivo de disparo remoto 1500 psi</p>
	<p>Dispositivo de disparo manual 2000 psi</p>
	<p>Dispositivo de disparo manual 5000 psi</p>

Ilustración 5: Dispositivos de disparo más utilizados  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

La pistola compacta de gas tiene un micrófono y una cámara de 10 pulgadas cúbicas con una válvula de salida de ¼ de in. Se conecta al pozo con un mínimo de reducción de diámetro. La válvula de salida abre rápidamente cuando se acciona el gatillo. Esto genera un pulso de presión. Si la presión de la cámara es mayor que la del anular, se genera un pulso de compresión. Si la presión en el anular es mayor que la presión en la cámara, se genera un pulso de vacío. Debe haber una diferencia de presión entre la cámara y el anular para que se genere el pulso. El usuario tiene la opción de escoger un pulso de explosión o implosión.

✓ **Pulso de explosión**

La explosión usa gas externo para generar un pulso acústico en el pozo. En esta modalidad, la cámara se carga con un suministro de gas externo que está a una presión mayor que la presión del pozo.

✓ **Pulso de implosión**

La modalidad de implosión se usa si la presión del revestimiento (casing) es mayor que 200 psi. Este método utiliza la presión del gas del pozo para generar un pulso. Para liberar el gas desde la cámara se usa la válvula de alivio/llenado de la pistola a gas. En esta modalidad no se necesita un suministro de gas externo.

#### 2.2.1.4. Transductor de presión

Las medidas de presión en el revestimiento (casing) son hechas con un transductor electrónico. El transductor de presión estándar tiene un rango de trabajo de 0 a 1500 psi. La presión de estallido es de 3000 psi. El número de serie y los seis coeficientes se encuentran en la placa del transductor. Estos coeficientes se usan para calcular la presión a partir de la señal de salida del transductor. Estos números se deben entrar en la pantalla de instalación antes de comenzar una prueba.



Ilustración 6: Transductor de Presión  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

Acerca del transductor de presión, cuando la pistola se instala en el pozo debe asegurarse que la válvula del revestimiento (casing) está cerrada y la válvula de alivio está abierta a la atmósfera mientras se fija el cero en el transductor. Si la lectura de cero es grande,  $\pm 10$  psi, el transductor puede estar defectuoso.

#### 2.2.1.5. Solenoide y Válvula de gas

El solenoide funciona como un gatillo para iniciar el pulso acústico. Cuando el solenoide se energiza, se levanta un pistón que alivia la presión en la parte superior de la válvula de gas. La presión del gas hace que la válvula de gas suba y se abra, causando un pulso acústico que se libera al pozo cuando el gas fluye desde la cámara hacia el pozo. La válvula de gas no mantiene la presión ejercida

por el pozo. Por lo tanto la presión del gas debe ser aplicada en la entrada para cerrar esta válvula. Cuando la válvula se deja abierta por un tiempo, los fluidos del pozo fluirán hacia la pistola y dentro de la cámara. Este flujo podría permitir la entrada de partículas sólidas originadas por la corrosión de la tubería del pozo. Estos depósitos pueden hacer que la pistola a gas no funcione correctamente. Para reducir este problema se recomienda cargar la cámara con gas limpio tan pronto como los datos del disparo anterior sean mostrados en la pantalla. Esto evitará que los fluidos del pozo entren a la válvula.



Ilustración 7: Solenoide y Válvula de gas  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

#### **2.2.1.6. Manómetro WG**

El manómetro mide la presión en la cámara de la pistola a gas. Éste se utiliza para determinar si la presión de la cámara es suficientemente alta (modalidad de explosión) para generar el pulso acústico. Si la válvula de la pistola a gas está abierta - y la válvula del anular está abierta - el manómetro registra la presión del revestimiento (casing).

#### **2.2.1.7. Cables del analizador**

Para la realización de las pruebas se utiliza cable de 150 pies y 300 pies, los cuales permiten activar o energizar el solenoide a distancia, de esta manera se recibe la señal acústica que registra el micrófono y se conserva un margen de seguridad entre operador – pozo.

#### **2.2.1.8. Adaptador de 2 pulgadas**

El adaptador de 2 in enroscado a las pistolas esta hecho de acero tipo 4140 plateado en Cadmio sin haber sido endurecido térmicamente. No es para uso con gases contaminados por ácido sulfúrico. El objetivo de este adaptador es proteger el micrófono y prevenir el desgaste de las roscas del cuerpo de la pistola.

### **2.2.1.9. Palanca de Carga**

La palanca de carga se levanta para cerrar la válvula del gas. Cuando la pistola se usa con frecuencia en pozos donde la presión no sobrepasa 500 psi, es recomendable usar un destornillador, insertado en el agujero de la palanca, o una llave inglesa para ayudar a levantar la palanca.

### **2.2.2. Sensores dinamométricos electrónicos de Echometer**

#### **2.2.2.1. Celda de carga tipo herradura**

La celda de carga tipo herradura es un transductor altamente exacto diseñado para proveer un valor de carga preciso cuando sea necesario. Esta celda de carga se localiza en la varilla lisa entre la grapa permanente de la barra pulida y la barra portadora. Esta tiene también un acelerómetro que mide la aceleración de la barra pulida. El programa calcula la velocidad y posición de la barra pulida, por medio de integración numérica de la señal de aceleración versus tiempo.

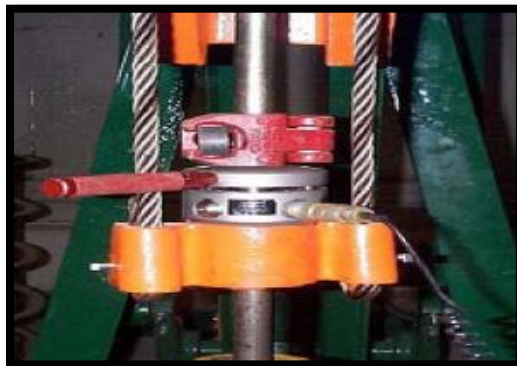


Ilustración 8: Celda tipo Herradura  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

#### **2.2.2.2. Celda de carga de la barra pulida (PRT)**

El transductor de la barra pulida es un sensor muy conveniente para mediciones rápidas y fáciles del dinamómetro. Este consiste de una pequeña abrazadera tipo C la cual se localiza en la barra pulida. Este contiene medidores extremadamente sensitivos que miden el cambio en el diámetro de la barra pulida debido al cambio en la carga durante un ciclo de bombeo. Este transductor también tiene un sensor de aceleración.



Ilustración 9: Instalación de transductor en la barra pulida.  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

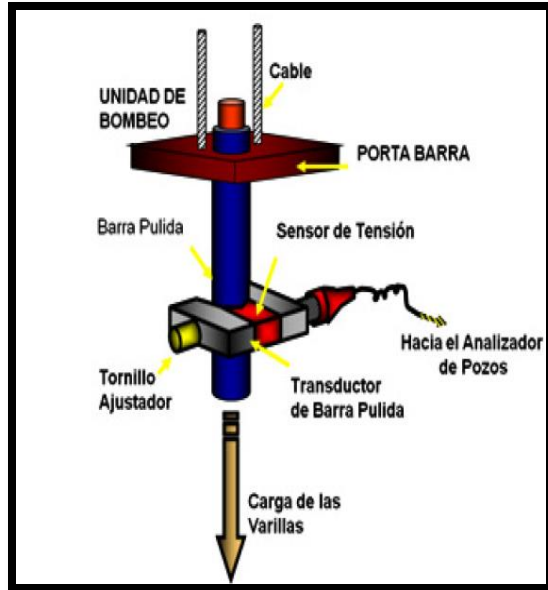


Ilustración 10: Diagrama del transductor PRT  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

### 2.2.2.3. Celda de carga con elevación hidráulica

Este sistema tiene como objetivo facilitar la instalación de una celda de carga tipo herradura y evitar errores de análisis del funcionamiento de la bomba debido al cambio de espaciamiento del pistón que ocurre cuando se instala el transductor de herradura convencional.

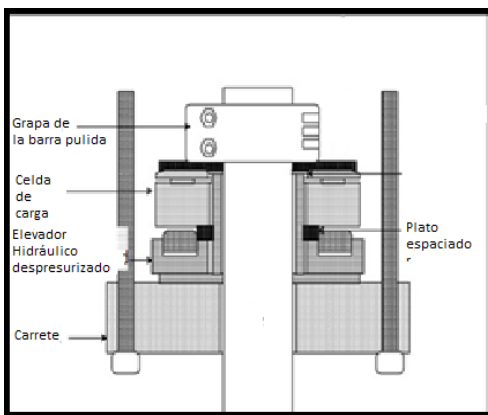


Ilustración 12: Diagrama de celda de carga con elevación hidráulica.  
Fuente: Manual TWM Echometer Company



Ilustración 11: Celda tipo Herradura con elevación de carga.  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

### 2.3. DINAMÓMETRO

Los métodos para analizar el desempeño del sistema de bombeo mecánico se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado por Gilbert<sup>5</sup> y Fagg<sup>6</sup>, 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.

Como producto de esta medición, se pueden determinar parámetros tales como la máxima y mínima carga que actúa sobre la barra, el torque en la unidad de bombeo, los caballos de potencia (HP) necesarios para que el motor pueda mover dicha unidad de bombeo y la manera en que está trabajando la bomba de subsuelo.

Los primeros dinamómetros fueron utilizados a principios del año 1920. Desde entonces, tanto el hardware como los métodos de evaluación han mejorado considerablemente haciendo que la medición simultánea de los diversos parámetros anteriormente dichos, sean obtenidos con un mayor grado de confiabilidad.

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.

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 con el fin de detectar posibles fallas en los pozos y así corregirlos.

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

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



El módulo del software TWM permite:

- Analizar la capacidad de entrada del pozo para determinar si puede aportar mayor producción.
- Determinar la eficiencia general para identificar pozos candidatos para mejorar.
- Analizar el desempeño de la bomba.
- Analizar el desempeño del separador de gas de fondo.
- Analizar la carga mecánica de las varillas y de la unidad de superficie.
- Analizar el desempeño de la unidad motriz.
- Diseñar modificaciones al sistema existente.
- Implementar los cambios y verificar la mejoría.

### **2.3.1. Modificaciones de diseño al sistema existente**

El objetivo del estudio TWM es modificar el sistema de bombeo para reducir la sobrecarga de algunos equipos de producción (tales como torque o carga en las varillas) o modificar el sistema para igualar su capacidad de bombeo a la productividad del pozo. En la mayoría de los casos el criterio final para seleccionar entre varios modos de operación será la eficiencia general del sistema.

Según el resultado del desempeño del sistema de bombeo, se pueden encontrar los parámetros que deben variarse. El punto de inicio debe ser siempre aquellos parámetros que puedan ser fácilmente cambiados sin recurrir a costos elevados. Por ejemplo si las cargas en las varillas son excesivas, entonces el sentido de rotación, la velocidad de bombeo y la longitud de carrera deben ser cambiadas en ese orden, si esto no produce la reducción deseada, entonces se debe variar la configuración de las varillas y el pistón de la bomba, y así sucesivamente. Debe revisarse la efectividad de costos de los cambios que se requieran para mejorar la eficiencia del sistema. En este análisis, se debe incluir tanto el aumento de ganancia como la reducción de costos

## 2.4. PRUEBA ACÚSTICA DEL POZO

Los principales objetivos al realizar las pruebas acústicas, 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.

Con el uso del analizador de pozo, se obtienen cuatro grandes ventajas:

- 1) El computador puede utilizar un procesamiento digital de los datos acústicos para obtener automáticamente profundidades de niveles de líquido más exactas.
- 2) 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.
- 3) 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.
- 4) Los datos del pozo se pueden almacenar y administrar exacta y eficientemente. Esto permite análisis del desempeño de los pozos, análisis de transientes de presión y obtención del desempeño del bombeo, todo al mismo tiempo.

## CAPITULO III

### ANTECEDENTES Y DETECCIÓN DE FALLAS EN EL CAMPO SAN FRANCISCO

En este capítulo, se detectaron las fallas por medio del análisis del comportamiento de parámetros como: Nivel de sumergencia de la bomba,  $Q_t$ ,  $Q_o$ ,  $bsw$ ,  $P_{wf}$  de los pozos 12 pozos de San Francisco durante los últimos 10 años. Esto con la intención de reconocer los problemas más comunes que han tenido los pozos, sean estos por problemas en bombas, ruptura de varilla, presencia de alto contenido de agua, parafina, scale, etc. Y de esta manera usar este análisis como una herramienta preventiva en el tiempo para mitigar el mayor número de fallas que se puedan presentar en los pozos.

Para la detección de fallas en cada uno de los pozos se utilizó la siguiente información: nombre del pozo; estado mecánico del pozo, características del fluido producido ( $^{\circ}API$ , viscosidad), gráficas de nivel de sumergencia vs  $Q_t$ , presión estática, especificando a la vez el intervalo de tiempo en el que se realizó el seguimiento del comportamiento; las características de la bomba según la norma API, días de trabajo en el pozo, cartas dinamométricas y el resumen de los problemas más comunes presentados, que han obligado al cambio de bomba, varillas o unidad respectivos. Anexo B y C.

A continuación se muestra un breve resumen de las fallas presentes en el campo y finalmente se escoge el pozo con mayor número de fallas para su posterior análisis y sugerencia de recomendaciones a seguir para mejorar la condición de bombeo, ver tabla 3 del presente capítulo.

#### **3.1. Dinagramas de casos típicos del campo San Francisco**

A continuación se mencionan algunos de los casos más comunes de problemas que se presentan en los pozos de bombeo mecánico en el campo San Francisco y que se identificaron mediante el análisis de las cartas dinamométricas. Estos problemas son:

##### **3.1.1. Pérdida en las válvulas**

La pérdida de fluido en las válvulas de asiento o viajera se perciben en el dinagrama del pozo SF-136 (tomado el 12 de marzo de 2007), porque las líneas del dinagrama que corresponde a dichas válvulas se desvían mucho de la vertical. Esto significa que las válvulas están perdiendo fluido. La

pérdida de fluido o leakage es diferente a cero, lo cual indica que existe fuga de 11.3 stb/d. Ver ilustración 13. Además de este pozo, se detectó que esta falla es predominante también en el pozo SF -10. Ver Anexo C.

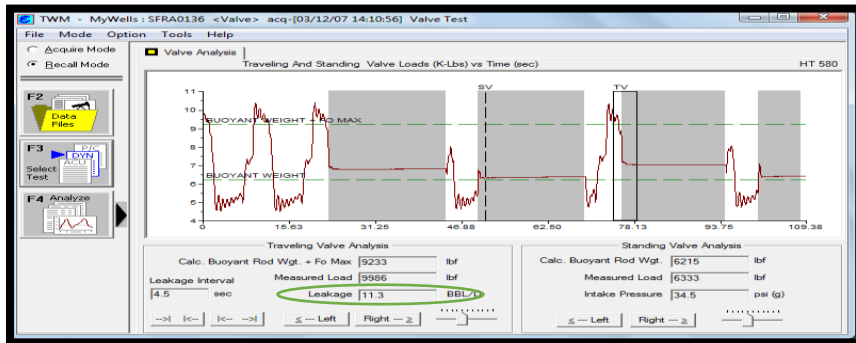


Ilustración 13: Carta dinagráfica. Falla en válvula. SF-136  
Fuente: Base de archivos de Ecopetrol

### 3.1.2. Unidad de bombeo desbalanceada

Esto se determinó a partir del gráfico del torque versus la posición del conjunto biela/manivela durante el ciclo de bombeo, obtenida de la prueba dinamométrica fluido (tomada el 4 de septiembre de 2006) al pozo SF-173. Se detalla que los máximos picos del torque en la carrera ascendente (1000.000 in-lb) y descendente (-500.000 in-lb), exceden las cargas máximas que la caja puede soportar, por lo cual se recomienda balancear la unidad, desplazando las contrapesas de 2000 lb, 363 in hacia fuera de la localización actual de las contrapesas. Ver ilustración 14. Al igual que este pozo, también se detectó con frecuencia problemas de este tipo en el pozo SF-68. Ver Anexo C.

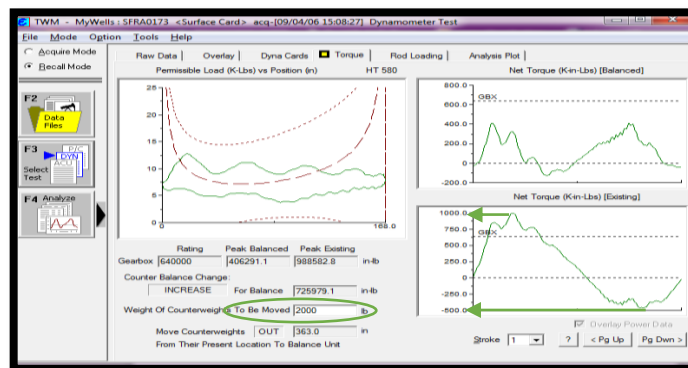


Ilustración 14: Gráfica torque del pozo SF-173  
Fuente: Base de archivos de Ecopetrol

### 3.1.3. Golpe de fluido

La ilustración 15 muestra la carta dinamométrica de la bomba del pozo SF-184, la cual presenta problemas de golpe de fluido (tomada el 17 de

enero de 2007). Al comparar la carta dinamométrica obtenida de la bomba con las cartas modelos características de los problemas que afectan el funcionamiento de la bomba de subsuelo (Anexo D), se detalla que la carta se asemeja a la carta típica de golpe de fluido, de esta manera la bomba presenta baja sumergencia, esto significa que durante su recorrido descendente la sarta de varillas no encuentran el suficiente colchón de fluido que amortigüe su caída, es decir el llenado era muy bajo igual al 33% y por lo cual la bomba termina golpeándose ocasionando una falla.

En el campo San Francisco, al igual que este pozo, existen otros pozos que presentan este problema con gran frecuencia, como: SF-08, SF-63 y SF-173. Las cartas dinamométricas de diferentes fechas para estos pozos, se encuentran en el Anexo C.

Lo más indicado para corregir este inconveniente es disminuir la velocidad de bombeo, reducir la longitud del stroke o aumentar la profundidad de la bomba para conseguir mayor sumergencia.

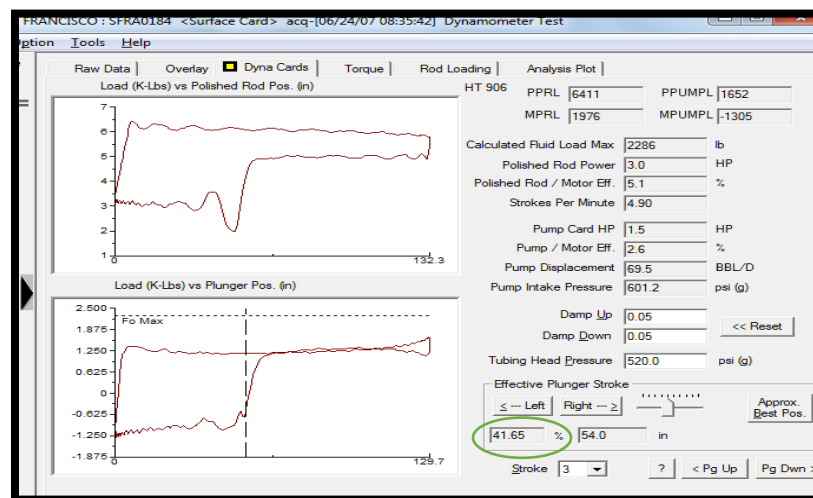


Ilustración 15: Carta Dinamométrica. Golpe de fluido. SF-184  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

### 3.1.4. Bloqueo por gas

Al comparar la carta dinamométrica obtenida de la bomba del pozo SF-136 (tomada el 1 de noviembre de 2008), con las cartas modelos características de los problemas que afectan el funcionamiento de la bomba de subsuelo (Anexo D), se detalla que la carta se asemeja a la carta típica de bloqueo de gas, en la cual se observa que el barril está parcialmente ocupado por gas, lo cual disminuye el porcentaje de llenado de la bomba a 24%, obteniendo un diagrama similar al del golpe de fluido con una menor área de trabajo y un golpe más amortiguado por la

compresibilidad del gas que va disminuyendo la carga en forma paulatina. Ver ilustración 16.

Los pozos que presentan con frecuencia este problema en el campo San Francisco, son: SF-10, SF-63, SF-68, SF-123, SF-136, SF-155 y SF-184. Ver Anexo C. Para el pozo SF-68, la falla por interferencia de gas, es la falla predominante.

Para este problema alguna de las recomendaciones son:

- 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.
- Instalar bomba de dos etapas (Rod pump two stage), para controlar de manera efectiva la alta presencia de gas
- Instalar un separador de gas.

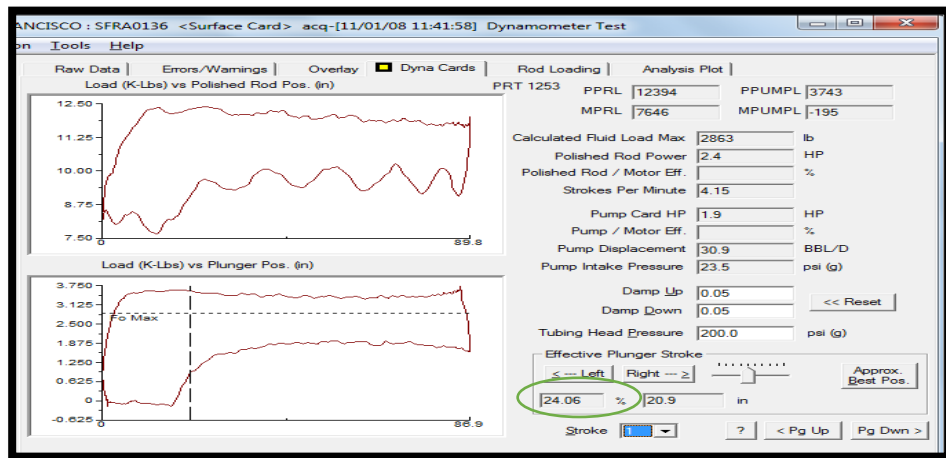


Ilustración 16: Carta Dinamométrica. SF-136  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

### 3.1.5. Varilla partida

En la ilustración 18, se muestra la prueba dinamométrica del pozo SF-155, la cual comparada con la carta de dinagramas (Anexo D), se observa que el problema presentado es por la falla en la varilla. En la carta se detalla que las cargas soportadas por la sarta de varillas son muy inferiores a aquellas cargas que de manera normal debería estar soportando, esto representa que la sarta de varilla no está soportando el peso total de varillas que la componen debido a la ruptura. Las cargas que soporta la bomba se reflejan en valores altos y

negativos de variables como el PPUMPL y MPUMPL y en la prueba de válvulas se observa que las válvulas permanecen abiertas. Ver ilustración 17.

Esta falla es predominante en los pozos SF-140 y SF-169. Sin embargo también se detectó con menor frecuencia en pozos como: SF-10, SF-63, SF-173, SF-184 y SF-186. Ver Anexo C.

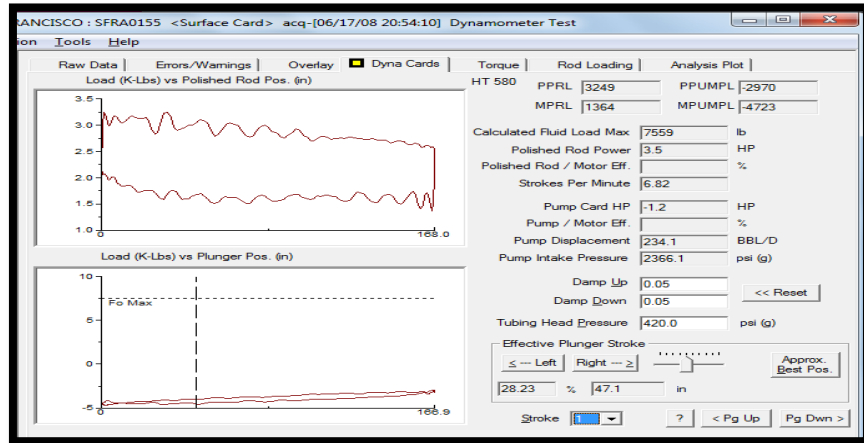


Ilustración 17: Carta Dinamométrica. SF-155  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

### 3.1.6. Bajo recorrido del pistón (undertravel)

En la ilustración 18, se muestra la prueba dinamométrica del pozo SF-10, la cual comparada con la carta de dinagramas (Anexo D), se observa que existe bajo recorrido del pistón respecto a la barra pulida, ya que la carta se encuentra con su eje inclinado hacia arriba en la dirección de la carrera, es decir, en la carrera ascendente la fricción frena al pistón aumentando las cargas en la barra pulida y en la carrera descendente disminuyendo las cargas.

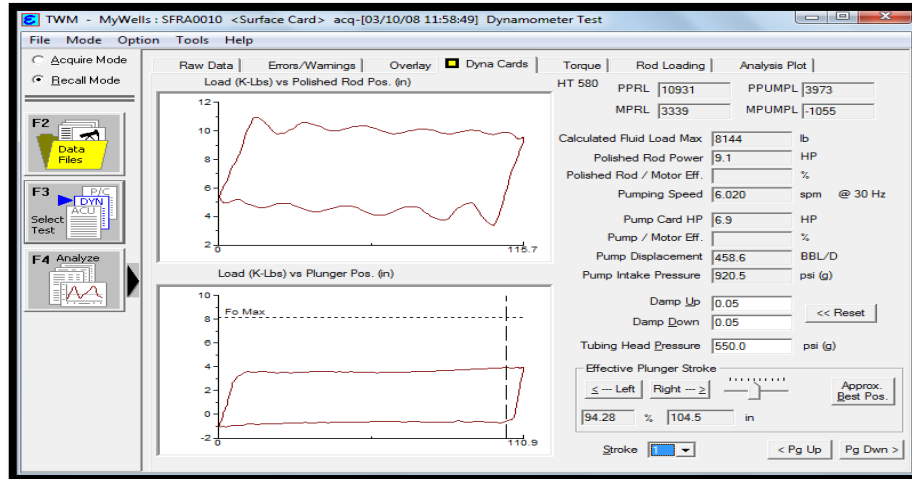


Ilustración 18: Dinagrama SF-10. Bajo recorrido de pistón.

Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

### 3.1.7. Velocidades críticas de bombeo (armónicas)

Cuando el pozo está bombeando a velocidades críticas, a la carga normal del pozo se le suma la vibración propia de las varillas. Esto puede originar en ciertos puntos esfuerzos superiores a la capacidad de rotura por tensión de las varillas y ocasionar roturas en dichos puntos. Los pozos que presentaron estas características fueron los que tienen alto GOR y se encontraron bombeando a elevado número de golpes por minuto. Este fenómeno puede corregirse variando el número de GPM.

## 3.2. Otros problemas en bombas de subsuelo

En la sección anterior, se mencionaron algunos problemas de las bombas que se determinaron con la ayuda de las cartas dinamométricas, tales como: golpe de fluido, interferencia de gas, baja carrera del pistón, entre otros.

Existen sin embargo otros problemas en las bombas como los que se mencionan en esta sección. Según el estudio elaborado sobre los problemas detectados en los últimos 10 años en el campo San Francisco, se encontraron fallas por:

- **Corrosión**

La corrosión que ocurre en la mayoría de los pozos trae como consecuencia daños en el equipo de superficie. Existen muchos métodos inhibitorios para proteger los equipos de subsuelo, sin embargo ellos no protegen a la bomba eficientemente. Se recomienda estudiar el uso de bombas compuestas de aleaciones especiales mejorando la metalurgia para resistir el ataque corrosivo.



- **Rayaduras en barril y pistón**

La arena se deposita entre el barril y el pistón rayando los mismos y llegando inclusive a atascarlos. Para este caso sería conveniente conocer la granulometría de la arena. De esta manera en caso de arena de granos gruesos habría que tratar de conseguir un ajuste entre pistón y barril que no permita el ingreso de los granos de arena entre los mismos. En casos de arenas finas habría que incrementar la tolerancia o clearance entre pistón y barril para que los granos de arena se escurran entre los mismos sin producir el atascamiento. Los pozos en los cuales se presenta este problema son: SF-08, SF-140 y SF-186

- **Atascamiento de la bomba en la tubería de producción**

La arena que se deposita entre el barril y el tubing en las bombas insertables con asiento inferior hace imposible la extracción de esta del asiento, haciendo necesario sacar la tubería de producción para poder cambiar la bomba (trabajo de Pulling). Además del trabajo del Pulling, se necesita de un trabajo adicional en el taller para recuperar el barril, siendo algunas veces imposible recuperarlo. Es el caso de los pozos: SF-140 y SF-186

- **Problemas de scale**

Muchos pozos producen fluidos que causan depósitos de scale en áreas donde ocurren pérdidas de presión o agitación, entre ellos se encuentra los pozos con mayores problemas de este tipo: SF-08, SF-123, SF-136, SF-155 y SF-140. Este problema se afronta haciendo uso de tratamientos químicos adecuados que prevengan, reduzcan o disuelvan dichos depósitos.

### **3.3. Problemas más comunes en varillas**

En cada caso una varilla rota es el resultado de una o más causas y la mayor parte de estas puede ser controlada o disminuida. Las más comunes fueron:

- **Fatiga**

La causa más común de roturas, especialmente en el cuerpo de las varillas. Es un fenómeno natural que disminuye la resistencia del metal con el uso, al soportar esfuerzos repetitivos. La fatiga comienza con una serie de pequeñas grietas en el cuerpo de las varillas. A medida que la fatiga avanza las grietas se agrandan hasta que se produce la rotura. La fatiga es función de la carga máxima y mínima que puede medirse en el dinamómetro.

En general es difícil detectar las pequeñas grietas por observación visual, pero toda vez que se observen, las varillas que presenten fatiga deberán ser descartadas. Hay que notar que la fatiga se produce solo cuando los esfuerzos repetidos superan un determinado valor, por lo tanto, la mejor forma de disminuir

las roturas por fatiga es mediante un correcto diseño. Este problema se detectó en pozos como: SF-10, SF-68 y SF-155.

- **Torque incorrecto**

Las roturas de pines quizás son el resultado de un torque incorrecto o falta de limpieza. Si la unión tiene poco torque, el espejo del pin y las caras de la cupla se separarán provocando a corto plazo la rotura del pin. Si la unión está pasada de torque, el pin estará muy exigido y cuando se cargue con el peso de varillas más el fluido excede la resistencia del metal y provoca la rotura del pin. Esto se detectó en los pozos: SF-68, SF-140 y SF-186.

- **Condiciones de bombeo muy severas**

Cuando el barril de la bomba se llena solo parcialmente, debido al bajo nivel, el pistón, en la carrera descendente, golpea contra el fluido, en vez de descargarse de forma gradual, ello causa graves daños no solo a las varillas sino al equipo y al motor. Este daño puede extenderse también al casing por medio de las cuñas del ancla del tubing si este estuviera anclado. Otra causa que acelera la rotura de varillas es la excesiva velocidad de bombeo que incrementa los siguientes efectos:

- Al final de la carrera descendente las varillas tienden a seguir bajando cuando el equipo ya ha comenzado la carrera ascendente.
- Al final de la carrera ascendente las varillas tienden a seguir subiendo cuando el equipo ya ha comenzado la carrera descendente.

Todo ello acelera el proceso de fatiga de la sarta.

El mismo efecto se produce en un balancín mal balanceado. Es el caso del pozo SF-68 y SF-155.

Otra condición severa es aquella en la que el pozo produce un petróleo muy viscoso con una sarta de varillas de diámetros combinados. Esto causa que las varillas más inferiores trabajen a compresión en la carrera descendente y de esta manera provoca una rotura en la sarta.

### **3.4. Pruebas acústicas más representativas del campo San Francisco**

A continuación se presentan los casos que se consideran de mayor interés, debido a la frecuencia de ocurrencia, y a su importancia como base para la interpretación de las diferentes pruebas realizadas.

#### **3.4.1. Alta columna de nivel de fluido**

En este caso es muy fácil identificar el nivel de fluido, debido a que es bastante claro y presenta varias repeticiones, la siguiente ilustración lo demuestra.

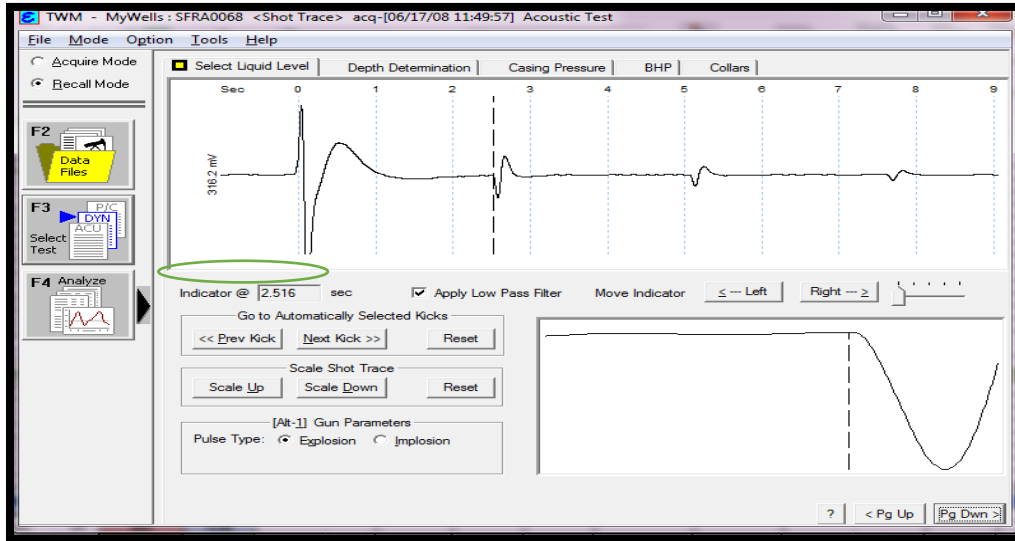


Ilustración 19: Alta columna de nivel de fluido  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

La ilustración 19 muestra una señal acústica del pozo SF-68 (tomada el 17 de Julio de 2008), en la cual se indica que este pozo tiene una alta columna de fluido, ya que posee un indicador de tiempo igual a 2.516 segundos (encerrado en un óvalo). Lo anterior se verifica en la prueba de nivel de fluido, observando que la columna es igual a 1381 ft por encima de la bomba. Ver ilustración 20. En la mayoría de los casos, esto se presenta después de la parada del pozo ya que la formación aporta fluido continuamente durante este periodo de no producción.

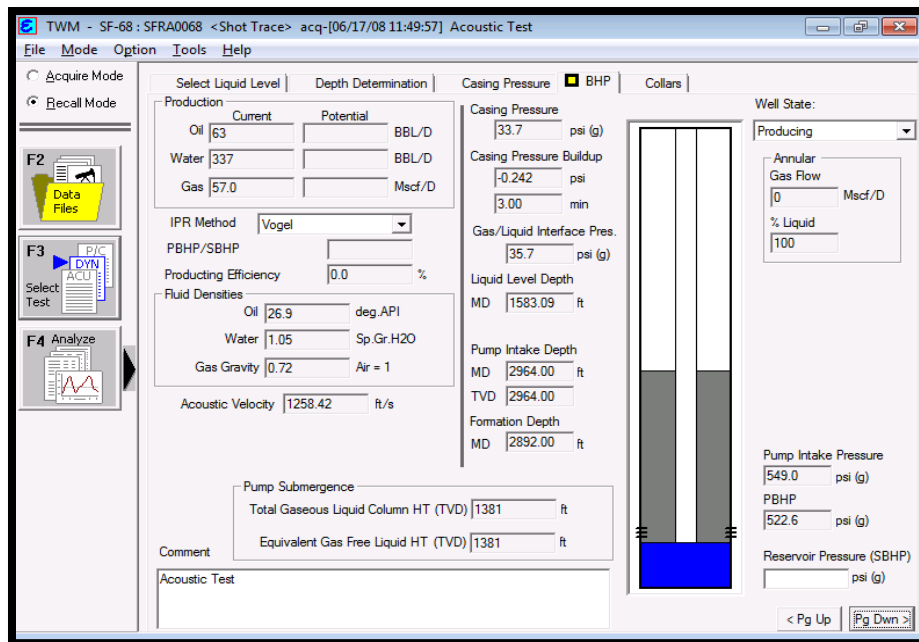


Ilustración 20: Prueba de alta columna de nivel de fluido  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

### 3.4.2. Poca columna de nivel de Fluido

Este caso muestra uno de los problemas que se presenta con más frecuencia en el campo San Francisco, donde algunas veces el nivel de sumergencia de la bomba alcanza hasta los 2 ft por encima de la bomba. Este caso se muestra en la ilustración 21.

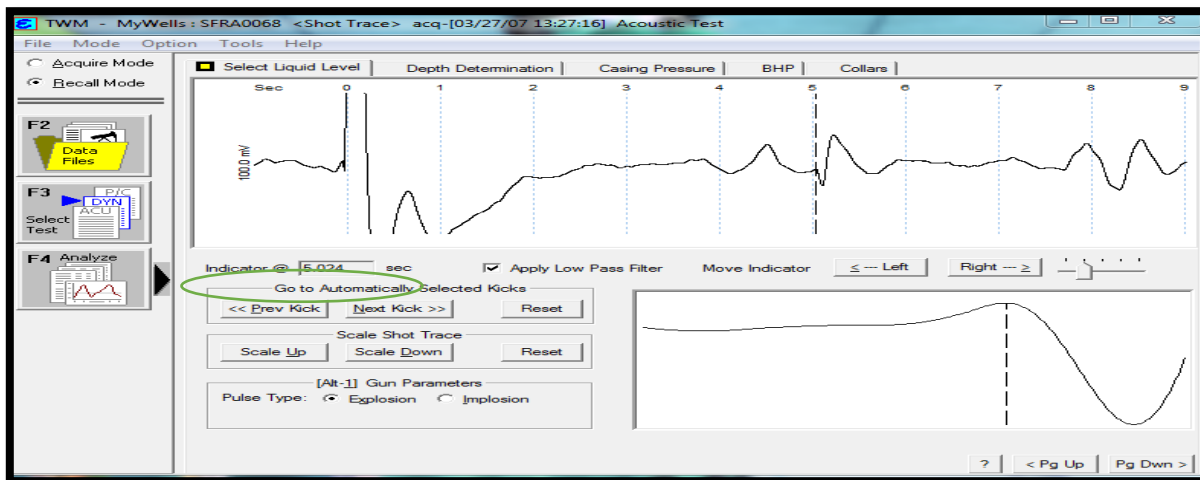


Ilustración 21: Poca columna de nivel de fluido. SF-68  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

Se detalla que la columna de fluido es muy pequeña, por lo tanto la señal tarda bastante tiempo en encontrarla. El tiempo que toma en encontrar el indicador es 5.024 segundos, siendo este un tiempo bastante alto, por lo cual se presenta poca columna de nivel de fluido. Este problema se detectó en los 12 pozos.

Lo anterior se verifica en la prueba de nivel de fluido, observando que la columna es igual a 36 ft por encima de la bomba. Ver ilustración 22.

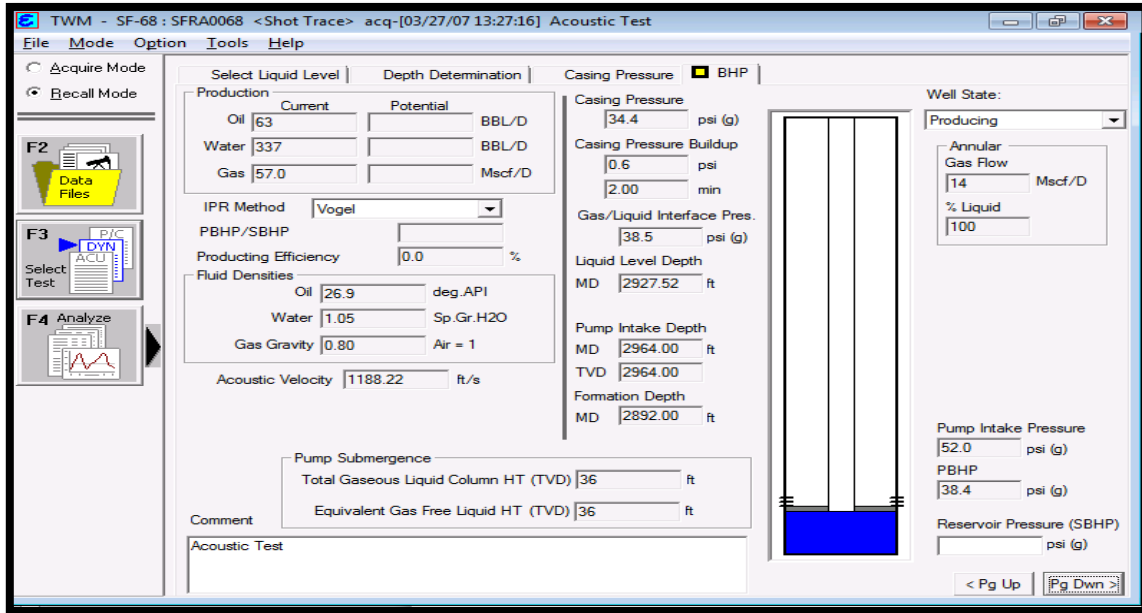


Ilustración 22: Prueba de baja columna de nivel de fluido  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

La siguiente tabla muestra en resumen la información obtenida y se escoge el pozo para analizar en detalle las fallas y posibles mejoras para tener condiciones operacionales favorables.

POZO	FALLAS PRESENTADAS (2003-2012)	FALLA PREDOMINANTE	FALLA CON MAYOR INCIDENCIA ECONOMICA	COSTO DE MANTENIMIENTO	EQUIPOS IMPLEMENTADOS EN MTTO CORRECTIVO	MEJORAS AL SISTEMA DE B.M.
08	Golpe Fluido (2) Falla Empaque (2) Pin-Corrosión Centralizadores- Corrosión Coupling Bomba oversize-Barril roto Tubería rota	Golpe de fluido	Falla en bomba oversize por barril roto	\$508.000.000	Brazo hidráulico Rig up de unidad Unidad de slick line raspador rotover	Cambio de recorrido de 127" a 192" y se reducción de velocidad A6 GPM
10	Falla Bomba (baja capacidad) Válvula Inferior Rota (2) Fuga Válvula Viajera (3) Varilla Partida Falla Jaula Interferencia por Gas Golpe de Fluido (2)	Fuga válvula Viajera	Varilla partida	\$305.000.000	Unidad flush by Unidad swabbing	Disminuir velocidad de bombeo a 6spm y Diámetro de bomba a in
63	Interferencia por Gas (4) Bomba-Pistón Acanalado Golpe de Fluido(8) Bomba-Ruptura Jaula Falla eléctrica del motor Ruptura Sarta de Varillas (3)	Golpe de fluido	Tratamiento orgánico e inhibición	\$348.000.000		Cambio de velocidad de bombeo y tipo de material de juntas, sarta a spray metal
68	Sobrecarga en caja reductora Golpe de Fluido (6) Bomba-Ruptura de pull tube Bomba-Colapso de Barril Interferencia por Gas (7) Unidad desbalanceada Falla Eléctrica Barra Lisa Torcida	Interferencia por gas	Estimulación ácida e inhibición	\$581.000.000	Workover Brazo hidráulico Bomba Hytech Unidad de bombeo de fluidos Torre telescópica	Cambio de Unidad con nuevas condiciones de operación (separador de gas)
123	Barra Lisa Partida (3) Falla bomba-Pistón Partido Interferencia por Gas Tubería Rota (2) Bajas de carga Golpe de Fluido (6)	Barra lisa partida	Barra lisa partida	\$105.000.000		Trabajar con frecuencias que varíen únicamente en 1 Hz y cambiar material de barra lisa a spray metal

136	Interferencia por gas (2) Bomba-fuga válvula viajera (5) Golpe de fluido (3)	Fuga válvula viajera	Tratamiento químico	\$155.000.000	bomba Hytech	Tratamiento para inhibición de corrosión y parafinas
140	Daño en bomba Barril roto por corrosión Pistón rayado Barra lisa partida Daño en varillas por fricción Daño en centralizadores por fricción Varilla partida (2) Bomba pegada Golpe de fluido	Varilla partida	Tratamiento químico	\$172.000.000	Unidad de flush by Unidad de workover Unidad de bombeo de fluidos	Cambiar unidad de bombeo de 640 a 258
155	Falla bomba-pistón partido Interferencia por gas Golpe de fluido Daño en varillas por fricción Daño en centralizadores por fricción (2) Barra Lisa partida (3) Varilla partida Centralizador partido	Barra lisa partida	Varilla partida	\$210.000.000	Unidad de workover Unidad Swabbing Unidad de flush by	Se recomienda disminuir velocidad de bombeo y aumentar recorrido para mejorar el llenado de la bomba
169	Daño en varillas por fricción Daño en bomba Golpe de fluido	Daño en varillas por fricción	Falla en bomba	\$76.000.000	Unidad de flush by	Disminuir velocidad de bombeo
173	Daño en bomba (pescar bomba) Golpe de fluido(2) Daño Barra lisa por corrosión Varilla Partida Barra lisa partida	Golpe de fluido	Cambio de sistema de levantamiento	\$195.000.000	Unidad flush by Unidad swabbing Unidad de bombeo de fluidos	
184	Varilla Partida Interferencia por Gas Golpe de Fluido (2)	Golpe de fluido	Estimulación de zonas	\$140.000.000	Unidad flush by Unidad swabbing	
186	Varilla Partida Partida válvula viajera Daño en centralizadores por fricción (3) Bomba llena de arena Daño en varillas por fricción Pistón roto por corrosión	Daño en centralizadores por fricción (3)	Varilla partida	\$41.000.000	Unidad Flush By Unidad swabbing Unidad de bombeo de Fluidos	

Tabla 3: Resumen Fallas de Pozos de San Francisco.  
Fuente: Autores

## CAPITULO IV

### ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES AL DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO DEL POZO 68 DE SAN FRANCISCO

El análisis y optimización del sistema que mejore las condiciones del pozo seleccionado, se realizó teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

1. Grado API del fluido producido.
2. Estimación de la viscosidad absoluta del fluido a la temperatura de fondo por medio de la correlación Kartoatmodjo y Schimdt.  
Este parámetro incide directamente en el tipo de ajuste que deberá tener el sistema pistón - barril de la bomba de subsuelo.
3. Cálculo de la máxima rata de producción de cada pozo. Esto se lo hizo aplicando la ecuación que describe la curva del comportamiento de afluencia de los pozos (IPR) presentado por Vogel. Las estimaciones de  $P_r$  y  $P_{wf}$  necesarias para este análisis, fueron obtenidas a partir del software TWM.
4. Análisis de las condiciones actuales de la instalación utilizada: parámetros de producción del pozo, y las cartas dinámicas.
5. Arreglo de la sarta de varillas del pozo.
6. Especificación de la configuración de la bomba de subsuelo requerida por las condiciones del pozo. Esto implica: longitud de la bomba, longitud del pistón, tipo y ajuste del pistón y el uso de ancla de gas si las condiciones del pozo lo ameritan.
7. Tipo de unidad de bombeo requerida por el pozo así como también una estimación del contrabalance que necesitará.
8. Gráfica % de llenado, NS vs tiempo.



A continuación se muestra el análisis al pozo SF 68, escogido de la tabla 3, por presentar el mayor número de fallas como por ejemplo:

- Sobrecarga en caja reductora
- Golpe de fluido (4 veces)
- Bomba-ruptura de pull tube
- Bomba-colapso de barril
- Interferencia por gas (7 veces)
- Unidad desalineada
- Falla eléctrica
- Barra lisa torcida
- Fuga válvula viajera

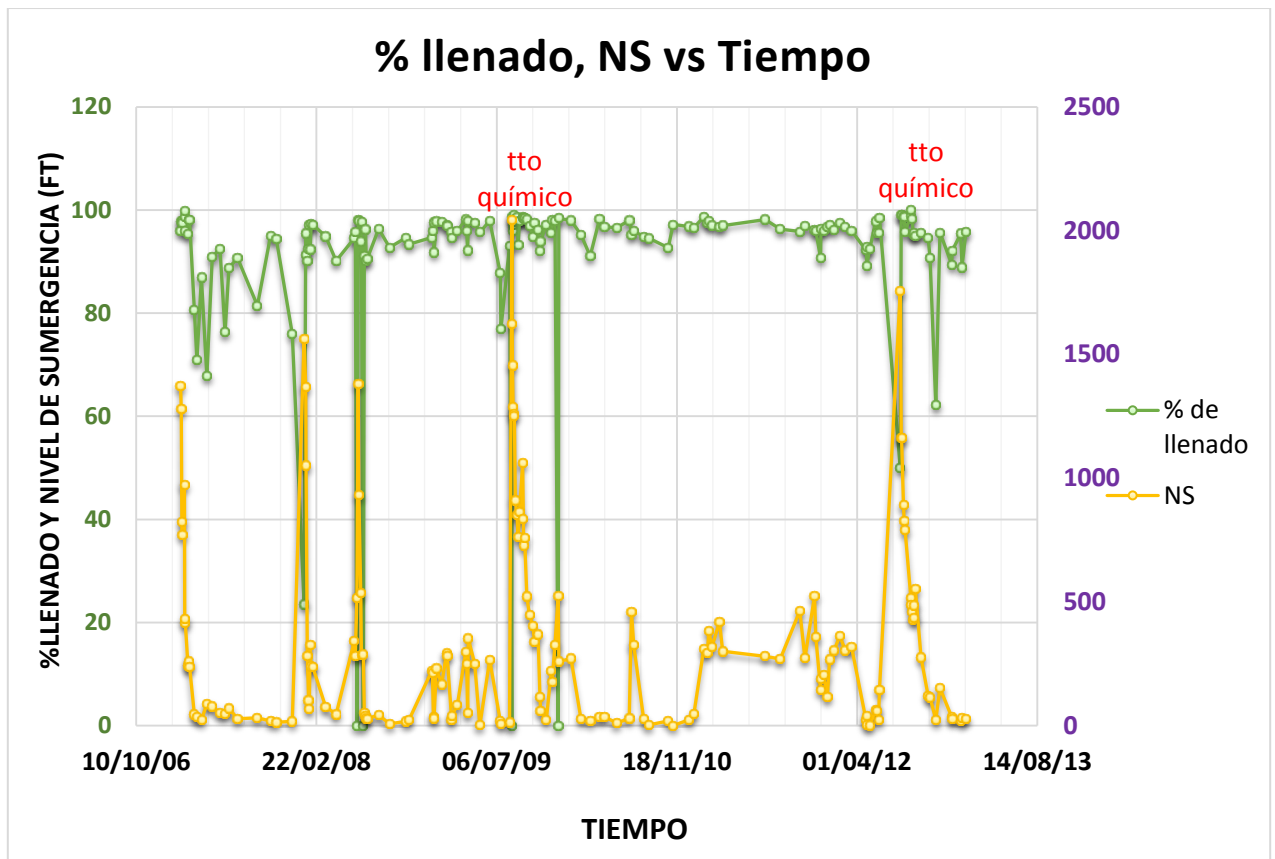


Ilustración 23: Gráfica de comportamiento de % de llenado, NS vs Tiempo del pozos SF-68  
Fuente: Autores

En la anterior gráfica de % de llenado vs nivel de sumergencia (ilustración 23), se observa que el nivel inicia con altos valores ya que el pozo se encontraba fuera de servicio, porque la caja reductora estaba sobrecargada, la carga de las varillas superaba la carga máxima permitida y esto imposibilitó la operación en el pozo. Ver ilustración 24.

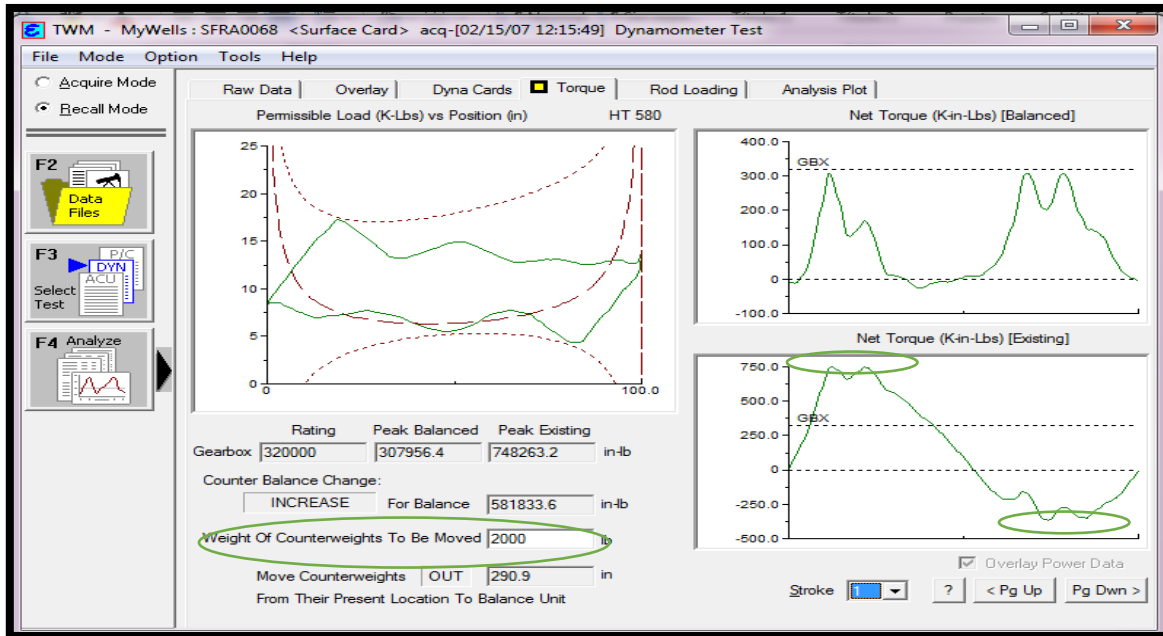


Ilustración 24: Gráfica de torque en caja reductora. SF-68  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

En la gráfica se observa que la carga en la carrera ascendente llega a ser 750.000 in-lb, la cual excede la capacidad de carga de la caja que es 320.000 in-lb, generando un desbalance.

Lo necesario fue modificar el torque, moviendo las contrapesas de 2000 k-lb, 290 in hacia fuera desde la localización actual de las mismas.

Durante los diez años se practicaron 2 tratamientos químicos ácido – orgánicos, los cuales tuvieron el mismo efecto en la formación KCLB-KCLC y KCUC2-KCUC3, se incrementó el caudal de fluido pero en ambos casos el corte de agua no disminuyó a pesar de inyectar fluidos divergentes, sin embargo gracias a la inyección de inhibidores, las fallas de bomba y otros elementos por corrosión disminuyeron.

También se observa que el golpe de fluido era la consecuencia de la baja eficiencia de llenado en la bomba, ya que este disminuye la capacidad para almacenar y llevar el fluido, lo cual ocasiona una falla para el pozo. Esta falla se presentaba cuando el nivel de sumergencia disminuía hasta valores menores de

30'. Las acciones correctivas para este problema fueron la disminución de la velocidad de bombeo y cambio de recorrido de 144 in a 168 in. Ver ilustración 25.

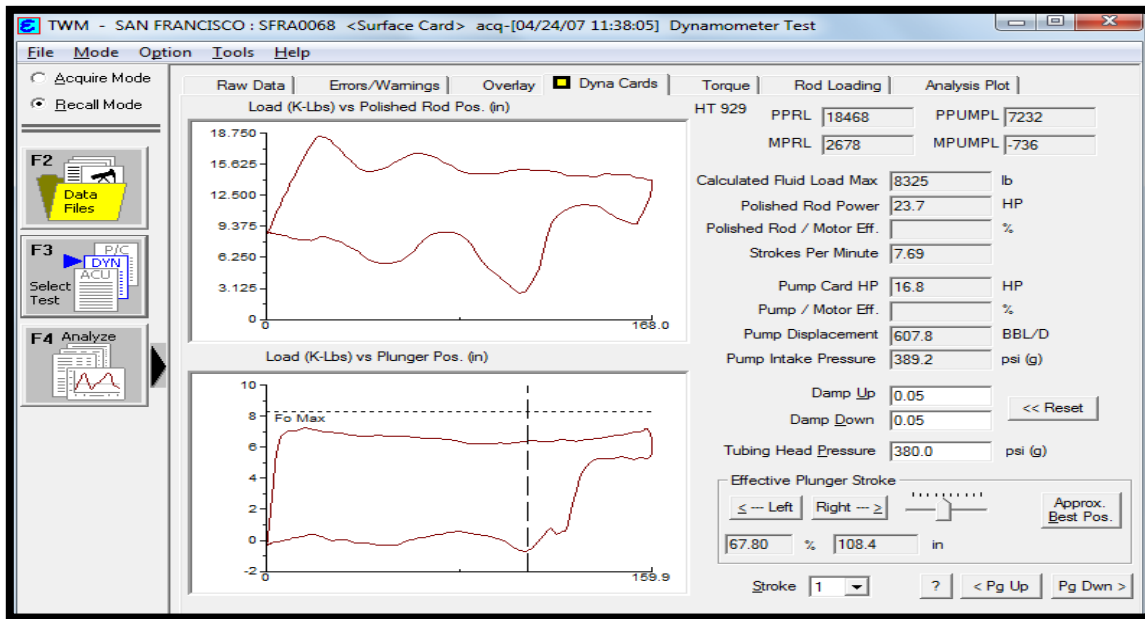


Ilustración 25: Carta dinográfica de pozo SF-68  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

Las fallas en la bomba luego fueron presentadas por presencia de arena y por el tipo de material de la bomba que operaba, ya que este campo por sus características geológicas es altamente productor de arena y la profundidad en la cual se produce se caracteriza por poseer severas condiciones de temperatura, presión y sustancias químicas (carbonatos), lo cual influye en el origen de fallas como: ruptura en pull tube que conecta la jaula superior (ilustración 26); aquí el porcentaje de llenado bajó hasta 29%, y colapso de barril donde el % de llenado bajó a 76%.

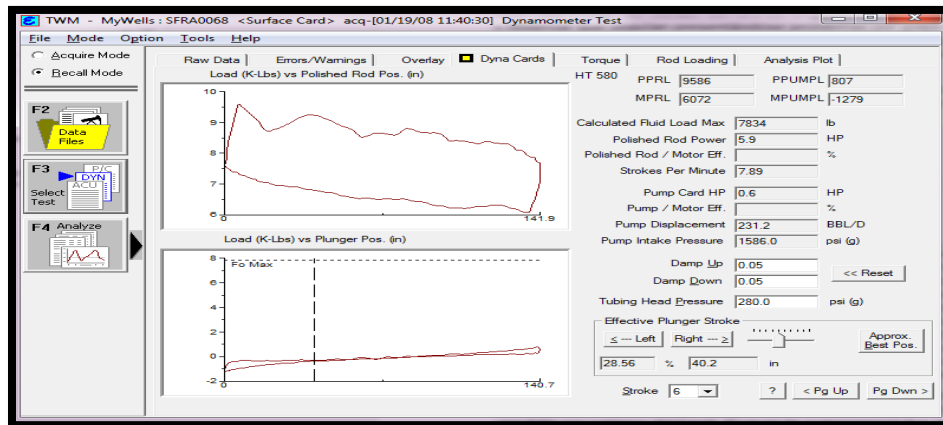


Ilustración 26: Carta dinográfica. Falla por ruptura en pull tube SF- 68

En los casos en que el nivel de sumergencia era bajo y el % de llenado era menor a 50%, las posibilidades de que el pozo fallara eran altas, ya que la eficiencia de llenado esta vez era afectada negativamente por la alta producción de gas en el pozo, lo cual disminuía el porcentaje de llenado de la bomba provocando falla. Por esta razón luego de realizar cambio de longitud de recorrido y velocidad de bombeo y observar que seguían presentándose problemas por golpe de fluido e interferencia por gas, se hizo un cambio de unidad, ya que se observó que era factible cambiarla para mejorar las condiciones de operación en subsuelo, de una unidad Reverse Mark a una Convencional.

Después las fallas presentadas en el pozo, eran a causa del desbalance de la unidad, porque el carecaballo estaba descentrado de la barra lisa. Esto se observa en la ilustración 27, donde la carga de ascenso (1.500.000 in-lb) es mayor a la capacidad de carga de la caja (1.000.000 in-lb) y la gráfica de la izquierda permite confirmar esta falla, ya que el dinagrama se superpone a las líneas discontinuas, las cuales representan los límites de carga soportada por la caja reductora.

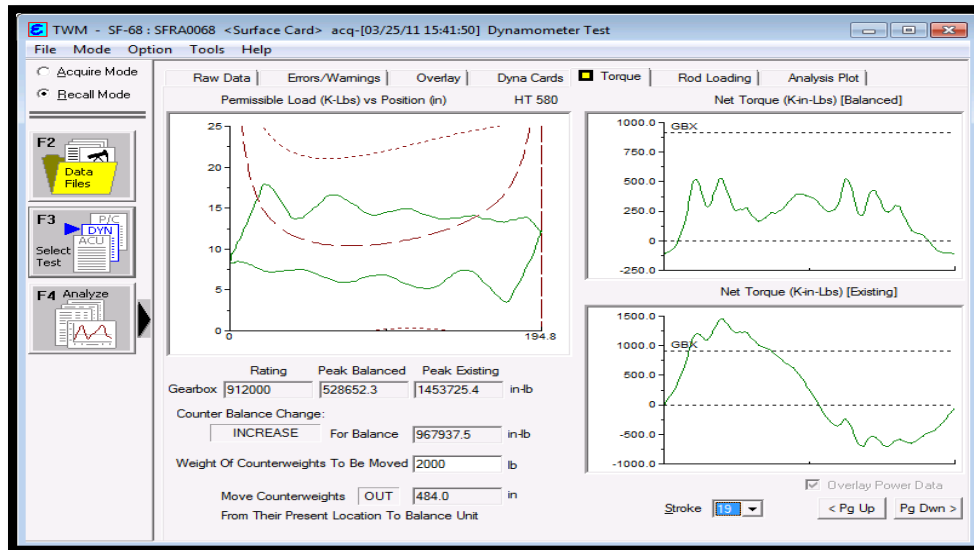


Ilustración 27: Gráfica de torque soportado por caja reductora. SF-68  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

Otro servicio a pozo fue a raíz de una falla por barra lis partida causada por corrosión y golpe de fluido, la cual se presentó después que el porcentaje de llenado llegó a ser 55%, como se observa en la ilustración 28.

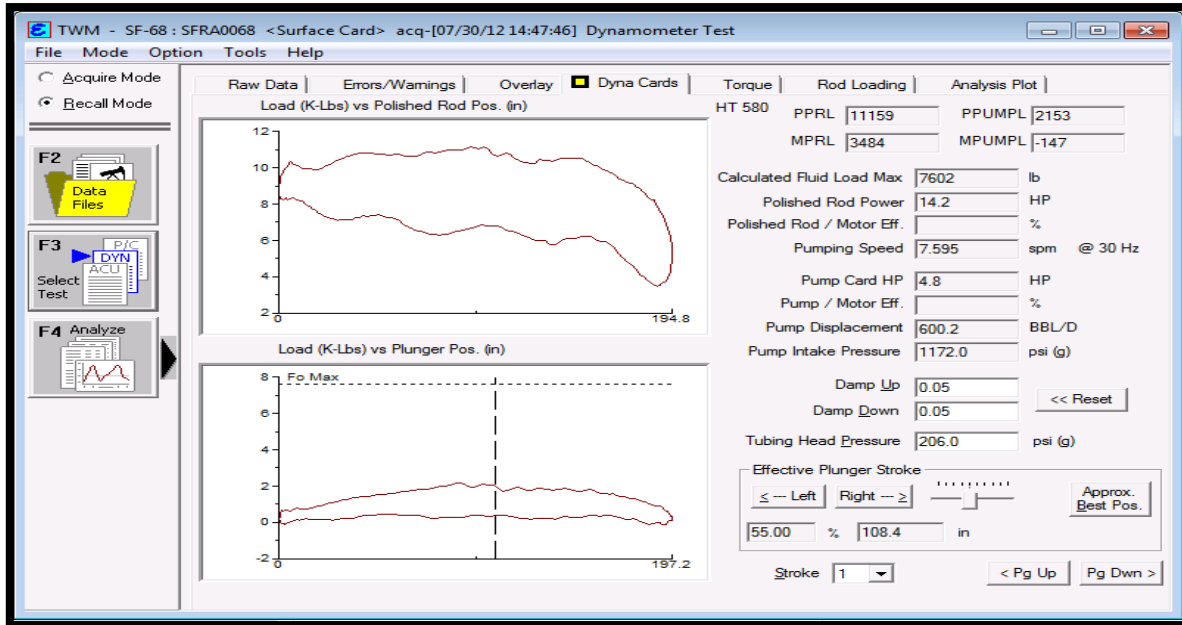


Ilustración 28: Carta dinográfica. Falla por ruptura de barra lisa. SF-68  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

Otra de las razones del bajo porcentaje de llenado era la fuga de las válvulas, en este caso al final del período de estudio se detectó que la válvula viajera presentaba fuga de 4.5 bbl/d y de esta manera la bomba no trabajaba con una eficiencia adecuada. Ver ilustración 29.

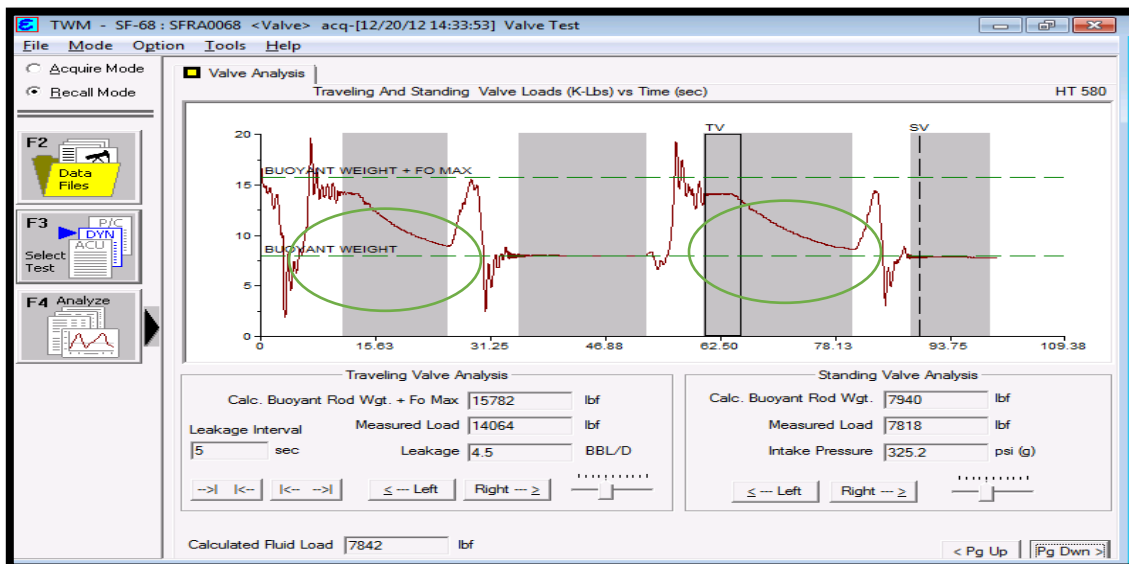


Ilustración 29: Carta de prueba en válvulas. Falla por fuga. SF-68  
Fuente: Base de archivos TWM. Ecopetrol

A partir del análisis de las condiciones o comportamientos comunes de diferentes parámetros (nivel de sumergencia, % de llenado, pwf, torque, eficiencia general del sistema, carga en varillas), presentados antes de cada falla del pozo SF 68, se realiza un pronóstico, el cual permite la optimización del sistema de bombeo mecánico y su operación a partir de la aplicación de mantenimientos preventivos que antecedan la posibilidad de falla, como:

- Verificar en el registro sonolog, que la presión de fondo fluyente sea lo suficientemente baja comparada con la presión estática, permitiendo que exista la máxima producción de fluido hacia el fondo de pozo, pero evitando a la vez la precipitación de parafinas y asfáltenos. Este es el primer paso para optimizar el rendimiento de un pozo.
- Observar si en las cartas dinagráficas el % de llenado es cercano o inferior al 50% y en las pruebas sonolog si el nivel de sumergencia es menor de 30'. Si es así, lo mejor es disminuir la velocidad de bombeo y aumentar la longitud de recorrido para evitar que la bomba por falta de llenado, sufra golpe de fluido y a la vez verificar que la selección de la bomba fue la mejor de acuerdo al potencial de producción del pozo.
- Detallar en el registro sonolog, si existe alta presencia de gas en la columna de fluido, estudiando la producción de caudal de gas (Gas Flow) y la diferencia entre total gaseous liquid column HT y Equivalent Gas Free Liquid HT en la prueba sonolog, ya que si la cantidad es elevada (mayor a 60% de la columna de fluido), debe considerarse la utilización de un separador en fondo, para evitar problemas en bomba por golpe de gas.
- Observar si la eficiencia general del sistema de bombeo es mayor del 50%, y si la carga en sarta de varillas es adecuada, es decir si se encuentran dentro del porcentaje de diseño permitido; de no ser así, se debe rediseñar la sarta de varillas o se puede considerar cambiar el tipo de sarta de varillas por sarta en fibra de vidrio, de tal manera que se reduzcan las cargas.
- Analizar si el torque neto de la caja reductora es el adecuado, comparando las cargas existentes con la capacidad de carga de la caja en las cartas de carga vs torque. En el caso que estén cerca al límite de capacidad de carga o la excedan a causa de un desbalance de la unidad, lo recomendable es mover los contrapesos a la distancia que lo proponga el software TWM, con el fin de balancearla.

- En la prueba de válvulas, se debe constatar que las líneas del dinagrama que corresponde a las válvulas viajera y fija no se desvíen mucho de la vertical, de lo contrario es indispensable conocer si la fuga es demasiado grande, revisando el leakage. Si es mayor a 1bbs/d, se recomienda utilizar bolas de carburo de titanio en las válvulas o válvulas con antibloqueo mecánico, si la causa es por alta producción de gas, de esta manera se evitaría la existencia de esta clase de fallas
- Comparar el recorrido del pistón respecto al recorrido de la barra pulida, y examinar si existe un desfase entre las dos curvas de la gráfica en analysis plot (Plunger Position vs Polished Rod Position), con ello se pronostica si es posible que una falla en la barra lisa se presente, a causa del sobre-recorrido del pistón ya que se incrementan las cargas en la carrera de ascenso. Para mejorar las condiciones de operación se debe disminuir la velocidad.
- Revisar si las cargas mínimas de la bomba en la carta dinamométrica son negativas (MPUMPL), si es así, se recomienda examinar si las condiciones anómalas de fricción en fondo son a causa de la acumulación de asfáltenos en la bomba lo cual generaría mayor fricción en el pistón y finalmente una falla.
- Probar que las velocidades con las cuales trabaja la unidad no sean de valores enteros, para así evitar el fenómeno de sincronismo, donde la capacidad de la caja reductora es insuficiente para soportar el aumento de carga en la sarta de varillas.

## CONCLUSIONES

- Con el software TWM se logró optimizar las condiciones de operación del bombeo mecánico, a partir del análisis del comportamiento de parámetros en superficie y fondo de pozo, lo que permite finalmente identificar el tiempo adecuado para realizar un mantenimiento preventivo, evitando con ello la existencia de una falla y gastos mayores en mantenimientos correctivos,
- Dentro de la identificación de las fallas en los pozos, se muestra que muchos de ellos han tenido continuos cambios de bomba, después de pocos días de habersele hecho un cambio, es decir que poseen un run life muy bajo. Esto puede ser por causa de un inadecuado procedimiento de manipulación de las bombas que se bajan en el pozo sumado a una mala selección de las mismas.
- A partir del análisis de las fallas de los 12 pozos del campo San Francisco se detectó que las fallas más comunes presentadas fueron: golpe de fluido, interferencia por gas y falla en bombas por corrosión, ya que el campo se caracteriza por producir con altos contenidos de gas, poseer altos contenidos de arena y severas condiciones de trabajo tanto de presión, temperatura y precipitaciones químicas.
- La falla de mayor incidencia económica en el campo es el golpe de fluido, ya que para corregirla, es necesario la utilización de equipos como: unidad de workover, unidad de slick line, cambio de bomba y de varillas si es muy severo, todo esto por un costo de mantenimiento alrededor de \$500.000.000, aumentando así el costo de extracción de un barril de crudo.
- Cada falla presentada por daño en bomba y sarta de varillas tenían en común que días antes de las fallas, el nivel de sumergencia y % de llenado eran bajos, ya que este llegaba a ser cercano a 30 ft por encima de la bomba y el porcentaje de llenado era menor al 50%, lo cual demuestra que son indicadores de malas condiciones de operación.
- Durante la operación de la unidad tipo Reverse Mark, se presentaron el mayor número de fallas ocasionando pérdidas de producción y dinero, debido a la forma en que esta trabaja, la carrera descendente lo hace con mayor velocidad que la ascendente, lo cual provoca que problemas como golpe de gas y fluido se hagan más severos.



- El uso de bajas velocidades de bombeo es lo más indicado para este tipo de yacimientos muy depletados, ya que permite que el agotamiento de los niveles en los pozos se realice más lentamente, optimizando de esta manera la eficiencia de las bombas y evitando problemas como golpe de fluido o gas.
- El grado de incidencia de fallas durante el último año del periodo de estudio (2012-2013), disminuyó a 1falla/año, gracias al trabajo de optimización de la compañía Parko Services por medio de la utilización de nuevo tipo de metalurgia y bombas de subsuelo que mitigan problemas de corrosión y arena.

## RECOMENDACIONES

- Es de vital importancia tener un manejo acertado de la información a trabajar en el software para realizar cualquier tipo de análisis y que ese tenga validez a la hora de sugerir y ver el comportamiento de los pozos, para esto se recomienda cargar y verificar la data de TWM, ya que de esto depende la buena toma de las pruebas; puesto que al no ingresar correctamente la data, se generan resultados erróneos en el análisis.
- Se sugiere tomar pruebas de sonolog a pozos cerrados que se encuentren con un lapso de tiempo considerables, con el fin de utilizar la información de presiones estáticas del yacimiento, lo cual es de vital importancia para el desarrollo de análisis futuros de este sector, y más en este caso donde el campo San Francisco se caracteriza por ser un anticlinal en el cual la inyección de agua, ubicación y otros factores, cambian la presión estática de los pozos en el campo.
- Es indispensable tener una base de datos que cuente con una considerable cantidad y calidad de información de los pozos pertenecientes al área de estudio, ya que esta constituye la fuente para obtener resultados exitosos en los análisis y solucionar o prevenir problemas, por ejemplo la utilización de herramientas como TWM, OFM, entre otros.
- Para mejorar las condiciones de producción de los pozos, se recomienda no permitir que el nivel de sumergencia sea inferior a 30 ft por encima de la bomba, porque de lo contrario ésta tendría muchas posibilidades de fallar por trabajar con bajo porcentaje de llenado. Esto se puede llevar a cabo disminuyendo la velocidad de bombeo para dejar restablecer el nivel de sumergencia.
- Se sugiere tener un análisis consecutivo de fallas para cada uno de los pozos, ya que este ayuda a tener en cuenta parámetros indispensables para un mejor diseño a futuro.
- Extender este trabajo a los demás pozos que se coloquen en operación en el campo San Francisco e incluso en campos diferentes que presenten características similares tanto geológicas como operativas.

## REFERENCIAS

ECHOMETER COMPANY. Manual de Operación: Well Analyzeer y Programa TWM. Texas, 2009

EMBUS, Luis A; MARTINEZ, Jorge A. Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte (conceptos básicos): Parko Services S.A

NIND. T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University. Ontario. Canadá, 1987

FABIAN GARCIA. Criterios de selección de bombas mecánicas de profundidad no convencionales. Pan American Energy.

BROWN; Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. The University of Tulsa, Oklahoma, 1980

SANCHEZ, Yoel. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico Corlift. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Cabimas: Universidad de Zulia. Comité técnico del programa de ingeniería. Costa oriental del lago. 2010

SVINOS, Jhon. Optimización de Bombeo Mecánico. Thera Enterprise. Bera, USA 2005.

VOGEL, JV. Inflow Performance Relationships for Solutions – Gas Drive Wells, 1968. Production Estimation, 1476.

ECOPETROL S.A. Base de datos Open Well Campo San Francisco. 2013.

RICARDO PARRA PINZÓN. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. Universidad Surcolombiana, 2008.

# ANEXOS

## ANEXO A

### MANUAL OPERATIVO DEL SOFTWARE TWM

#### 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:

- **Datos sin refinar (Raw Date):**  
En esta ventana se observan gráficas de carga, aceleración, corriente, velocidad y posición en función del tiempo, seleccionando la variable correspondiente desde el menú desplegable, como se ve en la ilustración 1.

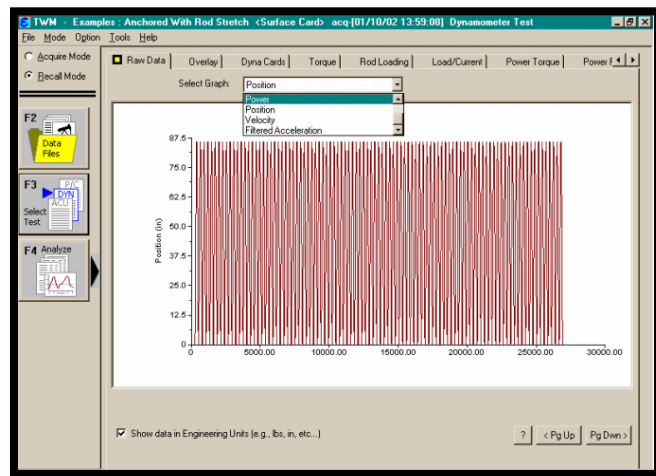


Ilustración 1: Datos sin refinar  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

- **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.

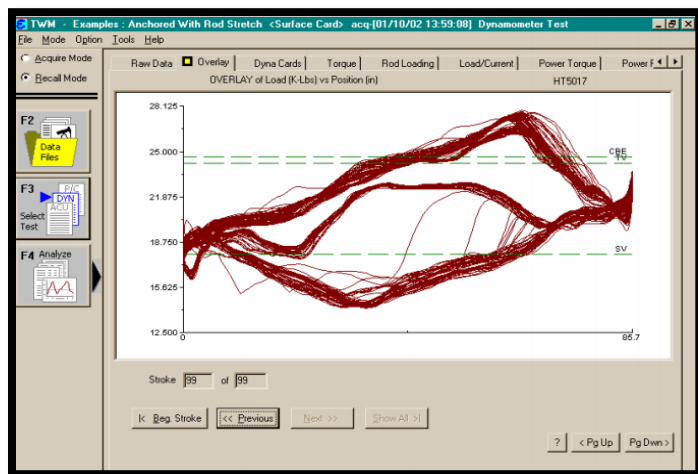


Ilustración 2: Dinagramas de superficie  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

- **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, como se puede ver en la ilustración 3.

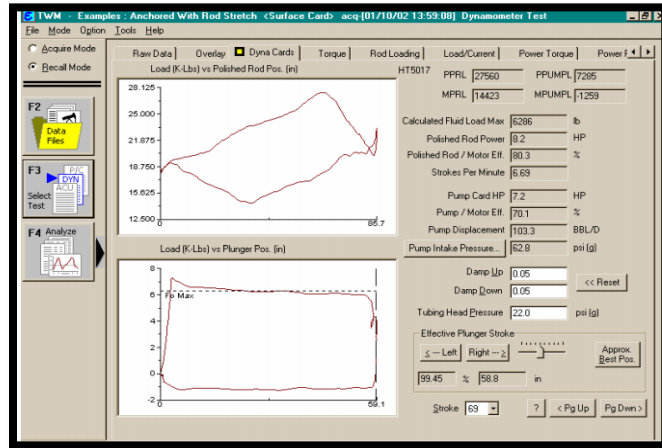


Ilustración 3: Cartas Dinamométricas  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

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 superior se grafica la carga sobre la barra pulida (lbs) vs posición (in), con ello se observa el comportamiento de la sarta de varillas tanto en la carrera ascendente como descendente (elongación y contracción) y se determinan:

- Cargas máximas (Peak Polished Rod Load) y mínimas (Minimum Polished Road Load) en la barra pulida
- Torque en la caja reductora
- Potencia hidráulica consumida en la bomba

En el dinagrama de fondo se representa las cargas ejercidas sobre el pistón (lbs) vs el desplazamiento del mismo (in). Esta gráfica permite calcular el desplazamiento efectivo del pistón (Effective Plunger Stroke) pudiendo así calcular la tasa de flujo que debería ser desplazada por la bomba (Pump Desplazament), y éste valor es comparado con la producción real para realizar un análisis sobre el potencial de producción.

- **Carga de las varillas (Rod Loading):** En esta sección se presenta un análisis detallado de la carga que soportan las varillas según el diagrama de Goodman, como se ve en la ilustración 4.

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

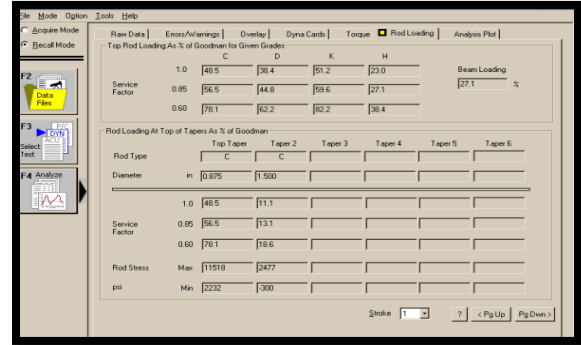


Ilustración 4: Carga en Varillas  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

En la tabla 1, se especifican los valores de esfuerzo máximo y mínimo aplicado al tope de cada sección de varillas según el cálculo de Goodman:

Tipo de Acero	Resistencia en Tensión, psi
C	95000
K	85000
D	115000
H	140000

Tabla 1: Carta de varillas - Esfuerzos máximos y mínimos  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

La carga aplicada a la viga se presenta como % de la carga de trabajo según el tipo API que se seleccionó en el archivo del pozo.

- Análisis de gráficas:** 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 siguiente ilustración muestra un ejemplo.

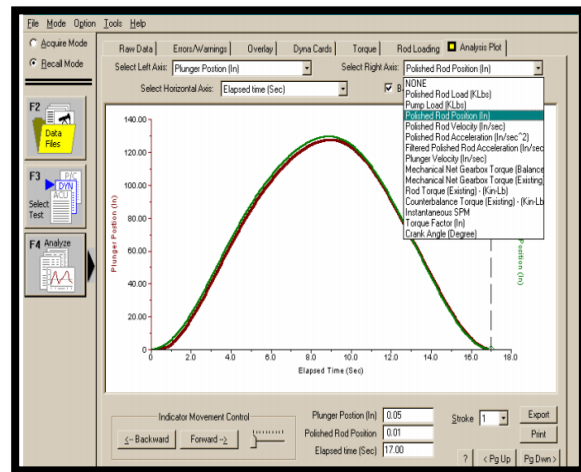


Ilustración 5: Análisis de Gráficas  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

En la ilustración 5 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.

- **Prueba en válvulas:** De igual forma el operador adquiere después los datos para las pruebas de válvulas viajera y fija, presionando las teclas Alt-2 y siguiendo las instrucciones se obtiene una gráfica, donde se comprueba el funcionamiento de las válvulas de la bomba.

La línea de la derecha del indicador vertical doble (marcada TV) indica la carga medida cinco segundos más tarde que la carga indicada por la línea de la izquierda. Una disminución de la carga es una indicación de que hay fugas presentes (área encerrada por cuadros). La tasa del cambio de carga (lbs/seg) se convierte a una tasa equivalente de fuga de la bomba en la parte inferior izquierda de la pantalla y se da en barriles de líquido por día como se ve en la ilustración 6.

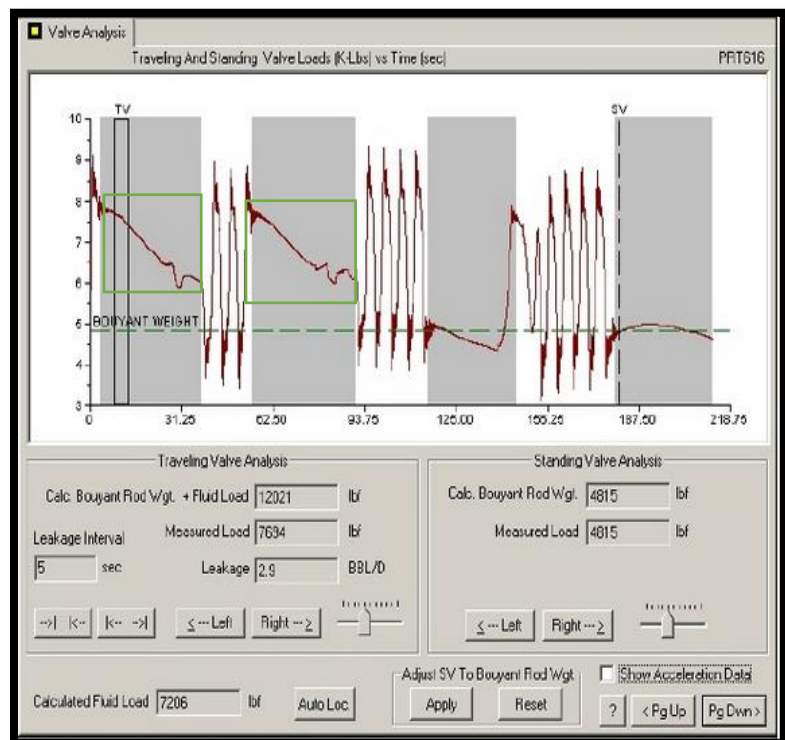


Ilustración 6: Gráfica de cargas de válvulas viajera y fija  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

El peso boyante calculado de las varillas más la carga del líquido se muestra como la línea discontinua horizontal en la gráfica y en la parte inferior-izquierda de la ventana.

Cuando la prueba de válvulas se hace usando la celda de carga tipo herradura se calcula el valor de la presión a la entrada de la bomba (PIP). En la parte inferior derecha de la pantalla se muestra la presión calculada de entrada de la bomba y la carga medida correspondiente a la posición del indicador. Este valor debe



ser cercano al valor calculado del peso boyante de las varillas. Estos valores se presentan en ilustración 7.

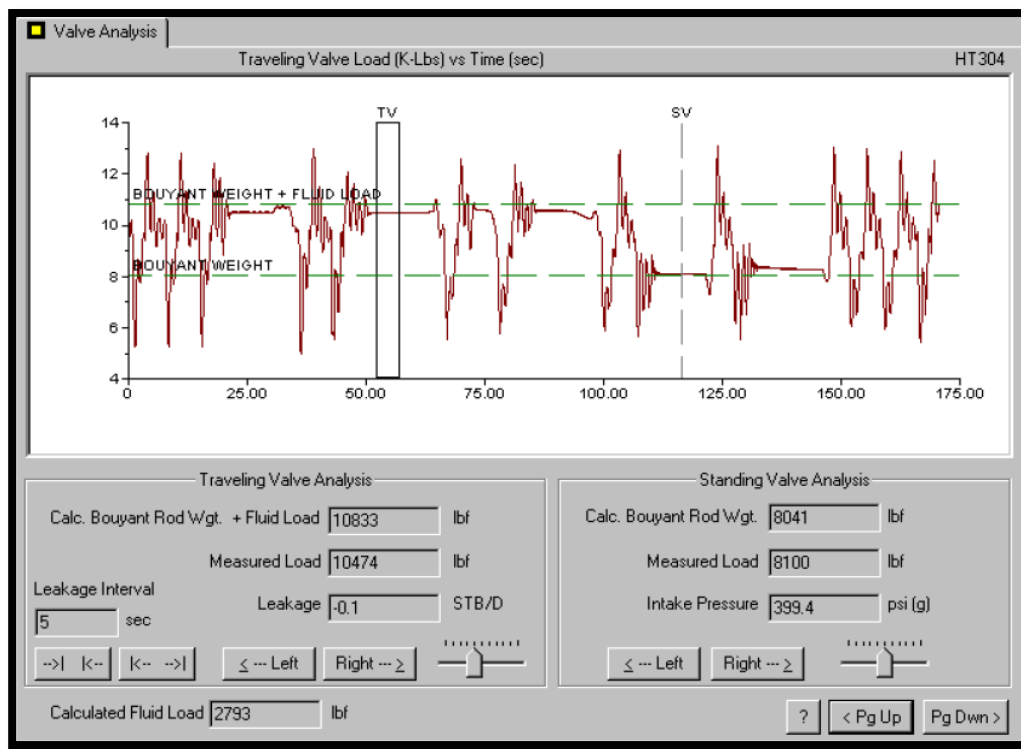


Ilustración 7: Cargas registradas en la válvula viajera y fija  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

- **Análisis de 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.

En la ilustración 8, se muestra la ventana correspondiente al torque.

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 de 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.

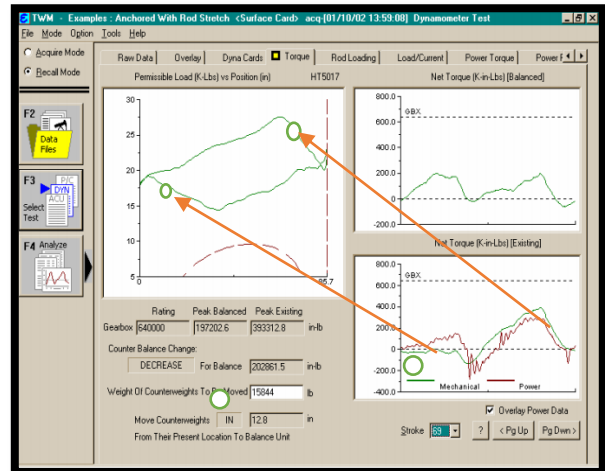


Ilustración 8: Análisis de torque  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

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).

En la parte inferior izquierda de la figura se encuentra el cambio en la posición de las contrapesas que se requiere para tener la unidad con un mejor balanceo, el valor se expresa en miles de libras-pulgada (k-in-lb).

- **Análisis de torque a base de potencia**

Otra forma de hallar el torque en la caja reductora es a partir de la medición y conversión directa de la energía del motor a torque como se muestra en la ilustración 9. Una ventaja de este método de balanceo basado en la medición de la energía que no requiere conocimiento de la geometría de la unidad de bombeo ni de la medición del efecto de contrabalanceo en la barra pulida, ni cálculo del momento de contrabalanceo.

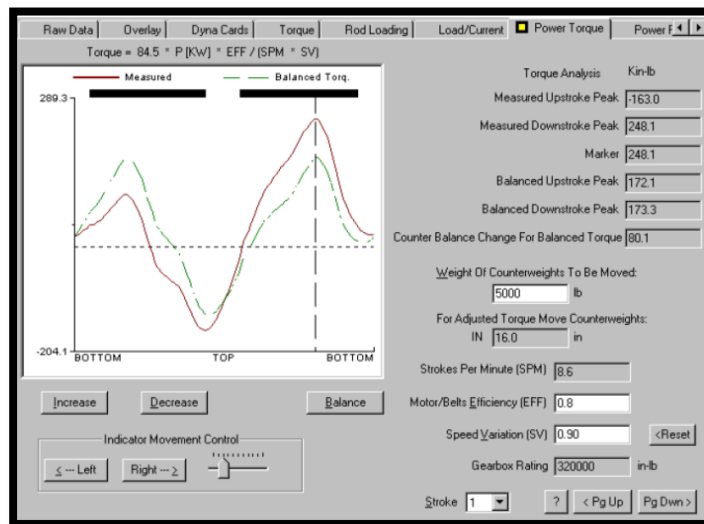


Ilustración 9: Análisis de Torque obtenido mediante medición de energía del motor  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

- **Análisis de carga y corriente:** Este análisis ofrece información acerca de la carga del motor y correlaciona el uso de corriente y potencia durante una carrera con la carga de la varilla lisa, tal como se muestra en la ilustración 10.

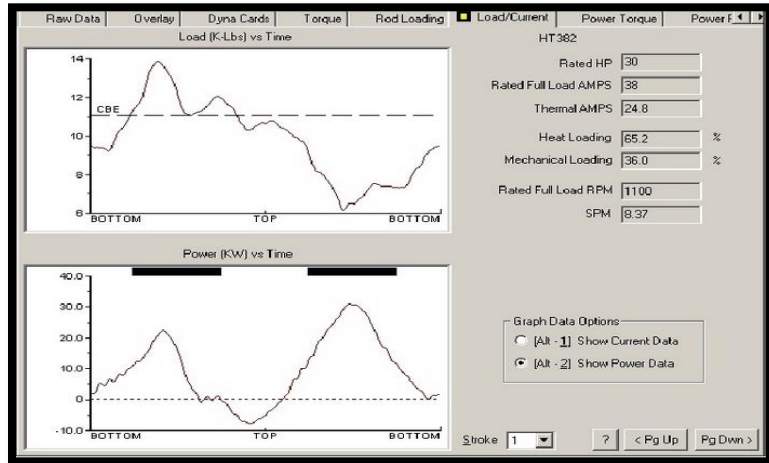


Ilustración 10: Gráficas de carga y corriente  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

En la parte derecha de la ilustración se observa dos gráficas: carga vs tiempo y corriente del motor vs tiempo. Dos barras se muestran en ésta última gráfica, las cuales indican cuando las manivelas están cerca de la posición horizontal. La corriente del motor que se muestra a la izquierda y debajo de la barra representa la corriente del motor fluyendo mientras se levantan las varillas y la carga del fluido. La corriente del motor que se muestra a la derecha y debajo de la barra representa la corriente del motor fluyendo mientras se levantan las manivelas y las pesas. Usando la potencia nominal y el amperaje total (del archivo de datos del pozo) el programa calcula la carga térmica y mecánica del motor. Estos valores se muestran como porcentajes a la derecha de las gráficas. Si el motor parece estar sobrecargado o sobredimensionado, mediciones de potencia eléctrica más detalladas se deben hacer.

En general, si la corriente del motor es mayor cuando se levantan las varillas que cuando se levantan las manivelas y las pesas, las pesas se deben mover hacia fuera en las manivelas a una distribución más uniforme de la carga en la carrera ascendente y descendente. Las pesas deben de moverse hacia adentro si la corriente del motor es mayor que cuando se levantan las manivelas y pesas que cuando se levantan las varillas

- **Prueba de pozo por eficiencia de energía:** La ilustración 11 muestra el resultado de una revisión eléctrica al pozo. Tanto la fuerza instantánea del motor como de su corriente son graficadas en una embolada completa.

El programa, usando los datos sobre condiciones del pozo y datos adquiridos en el campo, realiza un análisis completo de la fuerza y corriente del motor, arrojando los resultados de costos operativos en la izquierda de la ventana, calculados en base de un barril bombeado y un tanque de almacenamiento crudo producido y a la derecha de la ventana resultados como: demanda de energía, potencia del motor y % eficiencia del sistema.

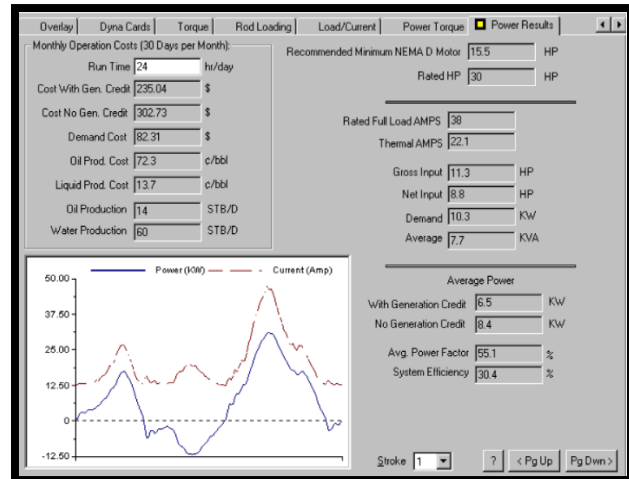


Ilustración 11: Energía eléctrica y corriente del motor en una embolada  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

- **Impresión del reporte dinamométrico**

El programa permite al usuario la opción de imprimir un reporte de la prueba dinamométrica en dos partes, donde se incluyen cada una de las gráficas anteriormente explicadas:

(a) Cartas dinamométricas I. Ilustración 12

1. Superposición de cartas de superficie (surface card overlay)
2. Cartas dinagráficas (Dyna Cards)
3. Análisis de válvula viajera (Traveling Valve Analysis)
4. Carga en la barra (Rod Loading)

(b) Cartas dinamométricas II. Ilustración 13

1. Resultados de energía (Power Results)
2. Power torque
3. Torque (Torque)
4. Carga/corriente (Load/Current)

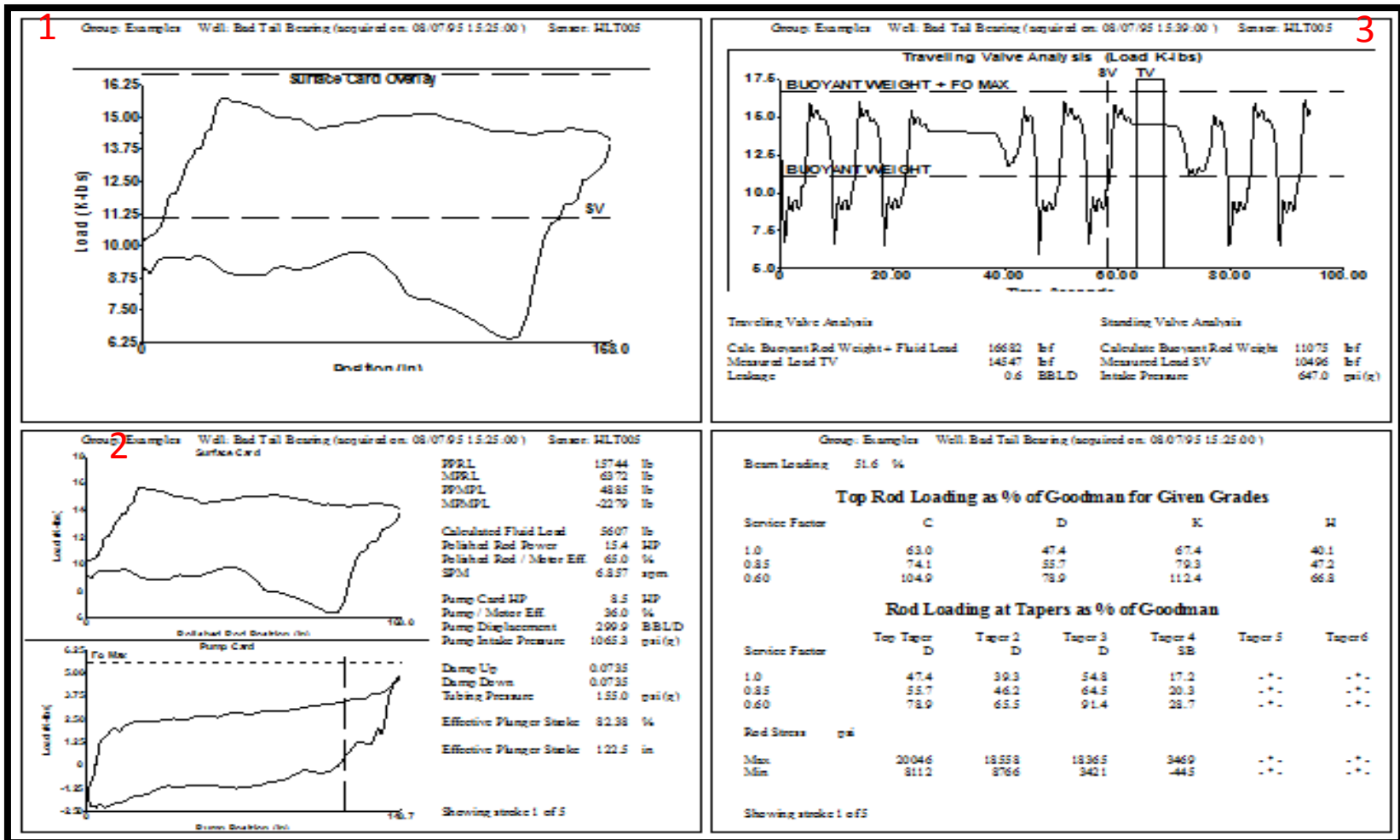


Ilustración 12: Reporte de prueba dinámométrica I  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

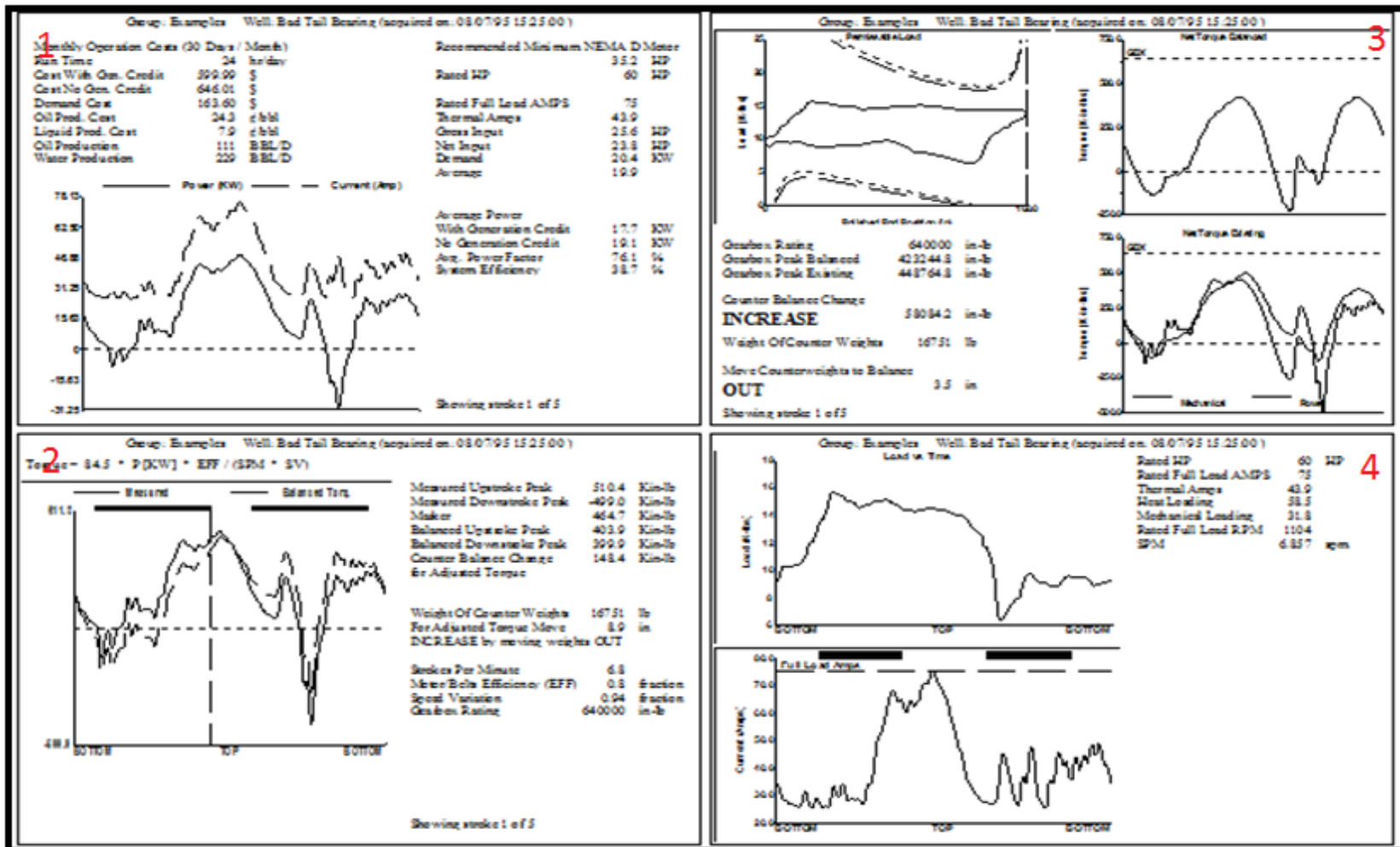


Ilustración 13: Reporte de prueba dinamoétrica II  
 Fuente: Manual TWM Echometer Company

## INTERPRETACIÓN DE DATOS ACÚSTICOS

Después 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, estas secciones se describen a continuación:

- **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 (indicador). Además, en la parte inferior derecha como se puede ver en la ilustración 14, se presenta una imagen ampliada de la señal del nivel del líquido en la vecindad.

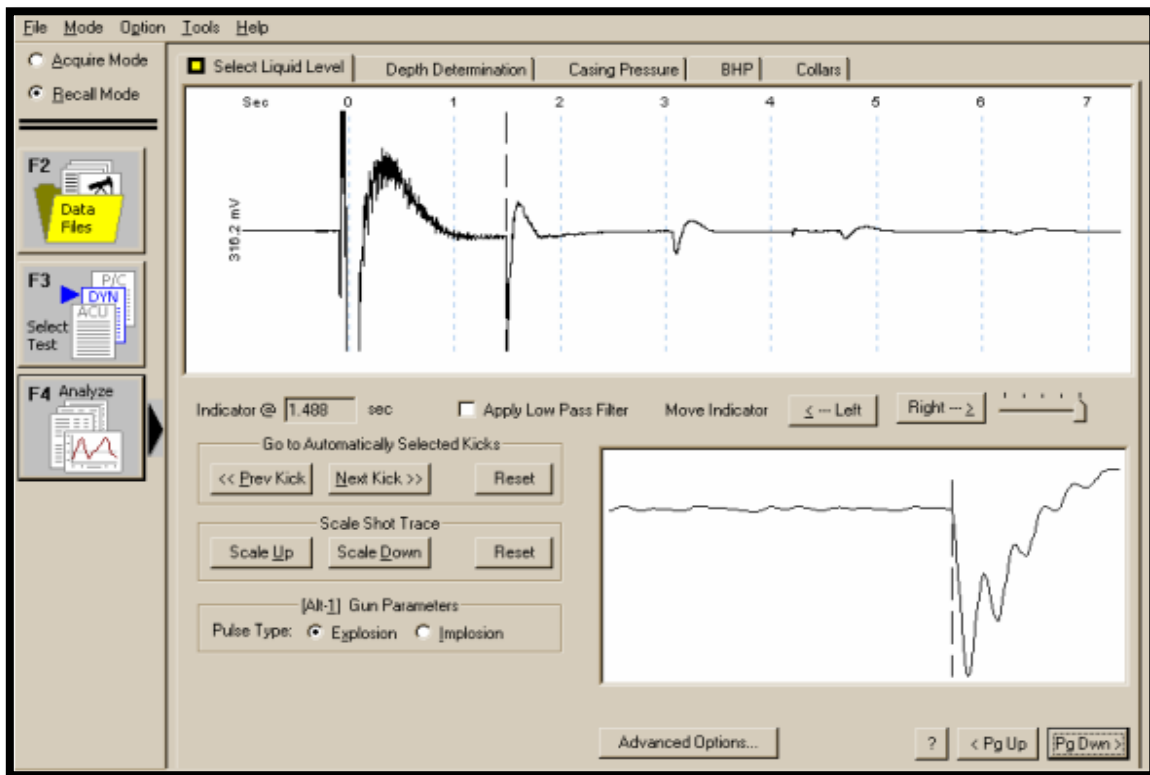


Ilustración 14: Selección de Nivel de Líquido. SF-68  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

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.

## DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD (DEPTH DETERMINATION)

Después 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 ilustración 15 y se describen a continuación:

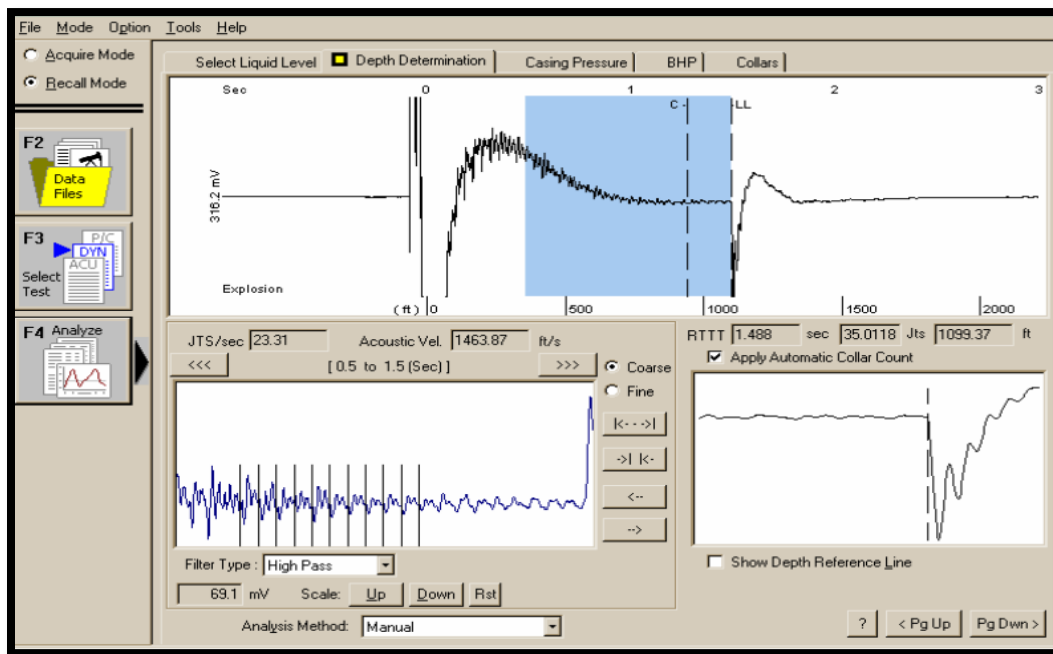


Ilustración 15: Determinación de la profundidad.  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

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, representada en la línea vertical punteada.



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.

### 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. La ilustración 16 muestra la ventana que presenta la sección de conteo de collares:

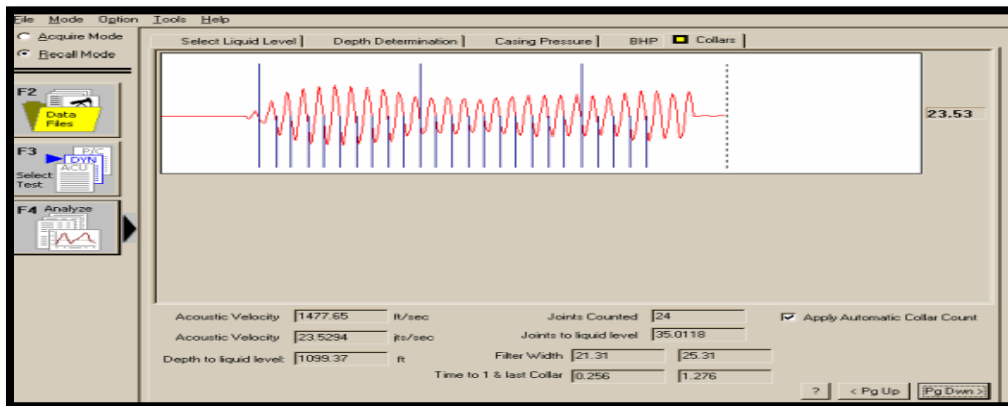


Ilustración 16: Conteo de uniones.  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

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.

## PRESIÓN DEL REVESTIMIENTO (CASING PRESSURE)

Esta sección muestra una figura de la presión del revestimiento Vs. el tiempo (ilustración 17) 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

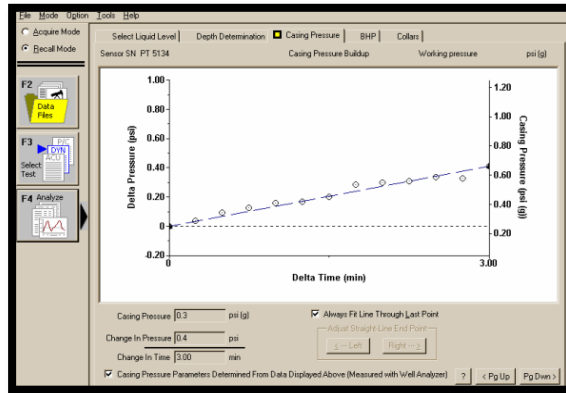
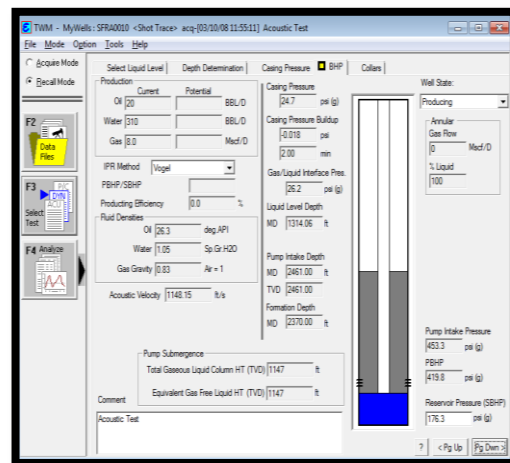


Ilustración 17: Presión de Revestimiento.  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

En la gráfica se muestra el incremento de la presión del revestimiento durante tres minutos, el cual fue de 0.4 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.

## 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 ilustración 18, se pueden observar los resultados que se obtienen con el TWM.



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 potencia 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 en el 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 Líquid 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.

#### **2.4.1.1. 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.

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 ilustración 19 muestra el reporte para una prueba acústica:

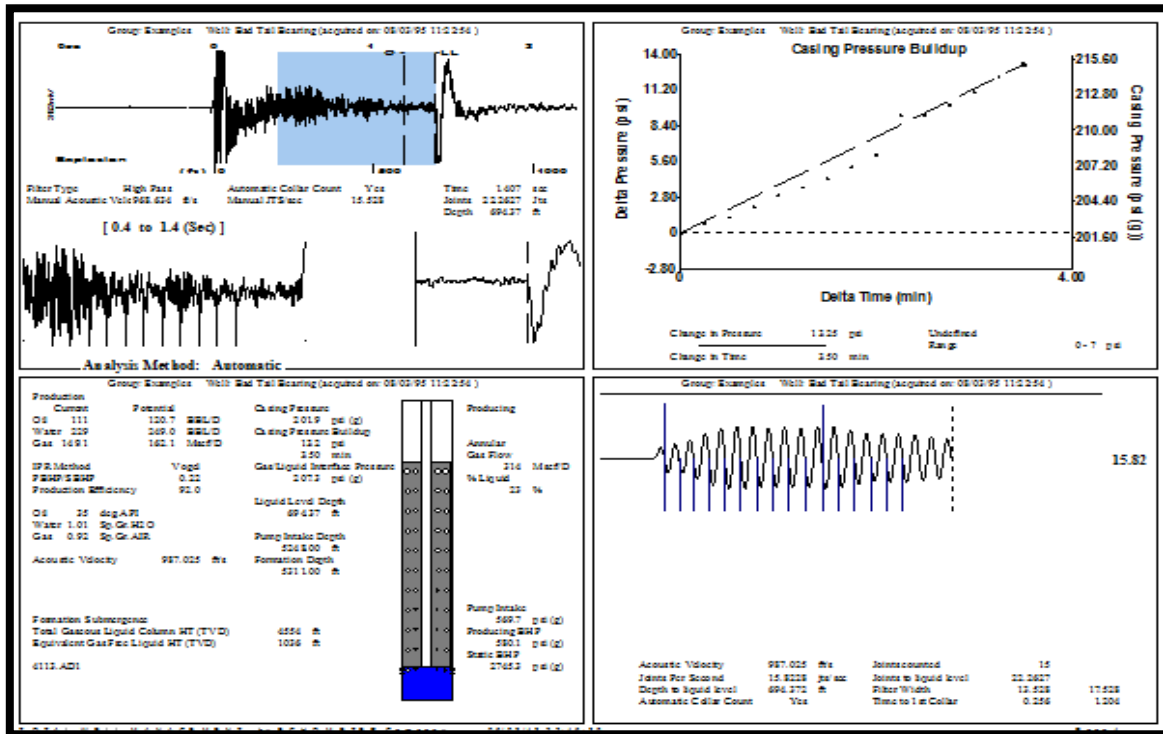


Ilustración 19: Reporte de una prueba acústica. SF-68  
Fuente: Manual TWM Echometer Company

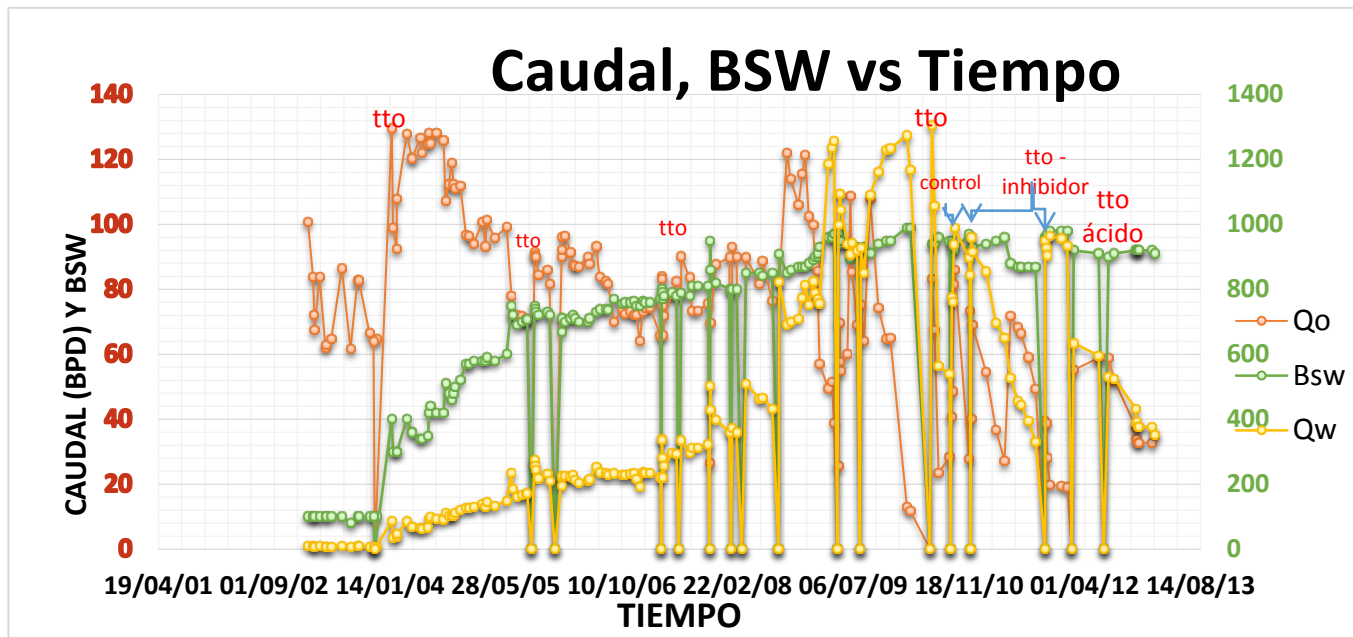
Igualmente que en el reporte de la prueba dinamométrica, el reporte acústico presenta la información completa de manera compacta y fácil de interpretar.

## ANEXO B

SF-08

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	27	Pr (psi)	725.34	Nomenclatura	83 ROD 1 in N-97 x 25 ft 25 ROD 1 1/8 in N-97 x 25 ft
		IP	0,76		
Tfondo (°F)	150	Qmax (BFPD)	3648	C-320-256-120 -> RM-912D-305-192	<b>Bomba de subsuelo</b>
VISC@T (cp)	3,67	Profundidad Máx.	2945		30-250-RWBC-22-3 II ETP

Fuente: Autores



Fuente: Autores

El pozo se opera hasta la fecha como un pozo productor – inyector, es decir, se inyecta por el anular y produce por el tubing.

En la gráfica se observa que el valor promedio de caudal de crudo fue entre 62 y 101 BPD para el 2013. Existen incrementos en la producción de crudo a causa de la aplicación de un tratamiento químico DAD a 1.6 BPM en el pozo, lo que permitió un aumento de la producción de fluido, esto sucede en el período del 18-11-03 al 22-01-04, duplicándose así la producción a un valor promedio de 130 BPPD. Luego se estabiliza la producción de crudo hasta el mes de agosto del mismo año, en que también se ve un incremento continuo del corte de agua, lo cual influye en los costos de extracción de un barril de crudo.

La producción de agua aumenta a una tasa de 10 a 15 BPM y la de crudo disminuye a una tasa de 6 a 8 BPM hasta septiembre del 2005, su comportamiento cambia cuando se ve una declinación hasta quedar en una producción de 71 BOPD y 167 BWPD. Luego se realizó una estimulación acústica al pozo de septiembre a octubre, con un resultado bueno ya que se elevó el caudal de fluido hasta 92 BOPD pero el corte de agua se incrementó a 75%; en la misma ocasión se detalló que la bomba hasta la fecha tenía un run life de 592 días. Durante el 2006 no se presentó ninguna anomalía, se reportaron caudales de crudo promedio de 81 BOPD con una declinación hasta de 66 BOPD, por el contrario el corte de agua aumento de 71% a 76%, para una producción promedio total de 305 BFPD. El caudal de crudo declina y se ve afectada en la medida en que presenta golpe de fluido ya que al convertirse en un problema severo puede provocar la ruptura de la sarta de varillas, que finalmente sucedió en abril. Al hacerle servicio a pozo se indicó que la bomba tenía un run life de 563 días y el pozo de nuevo se colocó en operación el 2 de abril de 2007 con bomba 30-200-RWBC-20-3 dos etapas hasta 2511,5 ft, la producción de crudo fue de 84 BOPD y 340 BWPD, es decir se incrementó el corte de agua a 84%. Dos meses después se practicó servicio de reacondicionamiento con tratamiento para 600 días PAD ACID en KCU & KCL e inyección con inhibidor de scale en KCL, también se detectó golpe de fluido en bomba, lo cual obligó a cambiar la bomba que tenía un run life de 73 días por una nueva, con las mismas especificaciones pero asentada a una profundidad de 2658 ft, de esta manera se obtuvo una producción de 90 BOPD y 335 BWPD.

En agosto del 2007, el pozo presentó una caída de caudal de crudo hasta 73 BOPD por presentar golpe de fluido y otro descenso a 0 BOPD en octubre del mismo año, aumentando así los costos de tratamiento del crudo ya que el bsw aumentó hasta un 95% de 529 BFPD, esto a causa de una falla en empaque (fisura en el Mandrel) Lock Set A-2 a 2827 ft, la bomba cumplía 127 días de run life y se encontraba en buen estado. El caudal de crudo se elevó a 93 BOPD hasta en el inicio del 2008, gracias al redimensionamiento de la bomba, es decir se cambió de 30-200-RWBC-20-3 (run life: 91) desde 2660 ft a 30-250-RWBC-22-3 a la misma profundidad; ya que los couplings se afectaron por la corrosión; pero en

marzo de ese año, se hizo un servicio a pozo por falla de empaque nuevamente y la bomba llevaba 47 días de run life, el caudal se estableció en 90 BOPD. En el mes de agosto se realizó servicio a pozo porque el pin superior presentaba ruptura por corrosión, se bajó bomba 30-250-RWBC-22-3 II Etapas a 2675 ft. El corte de agua aumentó hasta un 91%, luego se colocó en producción con un caudal de 122 BOPD y de 622 BWPD, los caudales se elevaron porque el nivel de sumergencia de la bomba se reestableció por el constante aporte de fluidos de la formación.

En abril del 2008 el pozo paró, se detectó que el centralizador estaba partido, por esta falla el pozo llegó a recuperarse por cuatro días y produjo 1025 BFPD de los cuales el 98% eran agua, lo cual elevó notablemente los costos de producción. Por dos meses más el caudal de agua empezó a estabilizarse y aumentó el de crudo hasta producir 109 BOPD y 907 BWPD, es decir producción con un 89 % de agua, lo cual es aún rentable.

En el mes de agosto del 2009 se realizó al pozo un mantenimiento preventivo donde se reemplazó la barra lisa por una de spray metal, para combatir ambientes corrosivos más pony de 1 in N97, también se realizó mantenimiento al stuffing box, así se logró producir 1003 BFPD con un 93% de agua; por los siguientes días estos valores llegaron hasta 1199 BFPD con 91% de agua, lo cual mejoró las condiciones de productividad del pozo. Luego hay una declinación de la producción de crudo y aumento drástico del caudal de agua, ya que cambió a 99%.

Al siguiente año, en el mes de marzo, se anuló la producción a causa de un trabajo de recuperación de caudal por medio de un tratamiento ácido en KCU que duró 4 días. Durante el trabajo, al sacar la tubería se presentaron pegas a 2474 ft y 1693 ft: Al finalizar, se bombeó una píldora pasivadora (55 gal de inhibidor fílmico de corrosión fongracor 213 y 55 gal de biocida dodigen 226) y se corrió sarta combinada de varillas 1 y 1 1/8 así: 25 varillas 1 1/8, 84 varillas 1, 1 pony rod de 1 x 6 ft, 1 pony rod de 1 x 4 ft, 2 pony rod 1 x 2 ft y barra lisa de 1 1/2 x 33 ft. El material de los couplings instalados fue en spray metal con el fin de mitigar los problemas de corrosión. Al poner en producción el pozo, se obtuvo 1388 BOFP con un 94%, lo cual indica el éxito del tratamiento.

En septiembre de nuevo se realizó servicio, a causa de una falla en bomba oversize. Se encontró el barril roto en la parte superior y un nivel leve de corrosión externa en la tubería, por lo cual se bombeó 7 bbls de píldora control bacteriano y pasivación, se bajó bomba 30-250-RWBC-22-3 II etapas a 2791 ft, se cambió recorrido de 127 in a 192 in y se arrancó la unidad con 6 GPM. Toda la operación tuvo un costo de 508 millones de pesos. Al finalizar el año, se hizo servicio a pozo durante 3 días en el mes de noviembre, debido a la detección de falla por tubería rota, en junta N° 55 por fricción interna, rasgada 1.5 ft en el cuerpo. Se cambió tubing 3 1/2 in por tubería TSB nueva y se cambió posición de la bomba a 2767 ft y se espació con 12 in; el arranque del pozo con 8 GPM, lo que permitió alcanzar



una producción de 1000 BFPD con 96% de agua. La operación de mantenimiento tuvo un valor 204 millones de pesos.

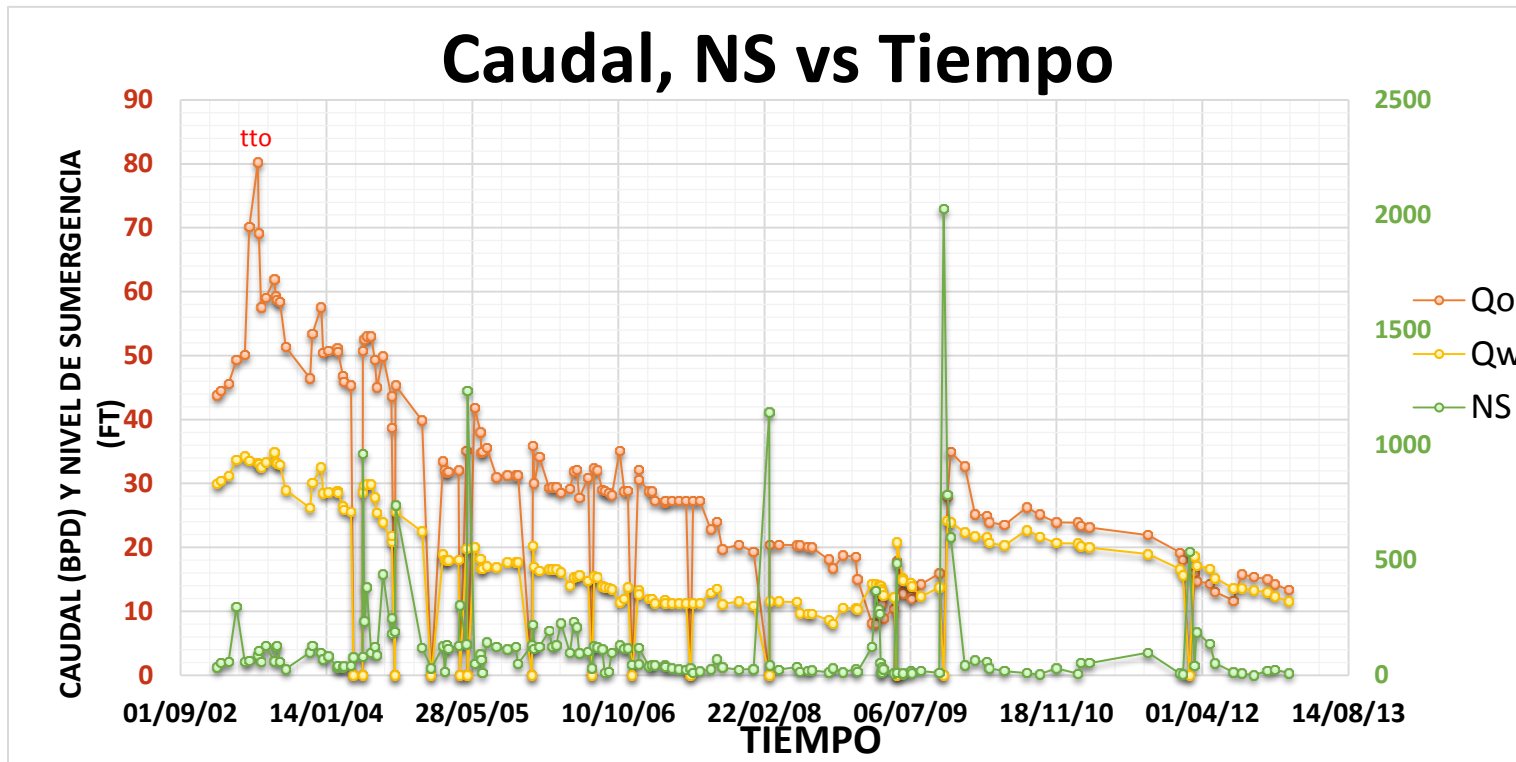
En octubre del 2011, cayó el caudal a cero por trabajo de tratamiento con inhibidores, se bombeó por tubing 110 galones de cortreat, se encontraron 20 juntas de las 90 de la tubería con corrosión, luego se retomó la producción a 988 BFPD con un corte del 96%.

Durante el 2012 se presentaron dos paradas; la primera fue en febrero, porque se bombeó por tubing 110 gal de inhibidor fílmico para corrosión y se desplazó con 15 bbls de agua de inyección filtrada y tratada con surfactante y se sentó bomba nueva a 2789 ft, además se niveló bufalo y guallas de la unidad de bombeo y se arranca pozo con 6.5 GPM y 192 in de recorrido, permitiendo una producción de 689 BFPD con un menor corte de agua de 92%. La segunda parada en junio, fue a causa de un tratamiento donde se inyectó con phasetreat 6692, lo que mejoró la producción al obtenerse un caudal de 589 BFPD con un menor corte de agua, es decir de 90%.

SF-10

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	26.3	Pr (psi)	1250.75	Nomenclatura	18 ROD 1 in N-97 x 25 ft 56 ROD 1 in EL x 25 ft 24 ROD 1 1/8 in N-97 x 25 ft
GRAVEDAD		IP	0.24	RM-912-305-192	
Tfondo (°F)	140	Qmax (BFPD)	1139	Bomba de subsuelo	
VISC@T(cp)	4,44	Profundidad Máx.	2687	30-250-RWBC-22-3 II ETP	

Fuente: Autores



Fuente: Autores

La producción promedio de este pozo es de 30 BOPD y 500 BWPD durante los últimos 10 años. En el año 2003 solo se presentó un cambio en el caudal, esto fue en el mes de mayo, en el cual se produjo 1003 BFPD con un 92% de agua, esto aumentó su rentabilidad ya que se producían 80 BODP, gracias a un tratamiento químico que se practicó.

El caudal de crudo y agua tuvieron el mismo comportamiento de declinación hasta Abril del 2004, en el cual se aumentó el nivel de sumergencia a 963 ft por una parada del pozo, a causa del servicio de reacondicionamiento completación redrill (arena Tetúan) por un valor de 305 millones de pesos, donde se bajó sarta de producción 3½ in con bomba 30-150-RWAC-18-3 a 1993 ft y la operación de suaveo realizada, permitió que el caudal aumentara 53 BOPD y 550 BWPD. Un mes después se realizó nuevamente servicio de reacondicionamiento para recuperar producción de Caballos. Se bajó sarta de producción 3½ in se reemplazó la bomba de 11 días de run life por una 30-250-RWBC-22-3 a 2462 ft y se obtuvo una producción de 51 BOPD y 794 BWPD. El caudal disminuía hasta el mes de septiembre del 2004 que se paró el pozo por falla en la bomba, ya que la válvula inferior estaba rota y la superior presenta fuga, el nivel de sumergencia aumentó hasta los 739 ft; se reparó y se bajó la misma bomba ya que tenía un run life bajo de 110 días. En enero del siguiente año cayó el caudal de fluido a cero, a causa de ruptura en varilla, la bomba estaba en buenas condiciones con un run life de 123 días, luego el caudal de fluido fue de 558 BFPD con un 94% de agua. Por los siguientes tres meses el caudal de crudo se conservó en 32 BOPD pero el de agua aumentaba ya que la formación estaba aportando más fluido pero en proporción de agua, hasta que en abril de ese año paró el pozo por fuga en la válvula viajera, se reparó, pero un mes después se alcanzó una producción de agua hasta de 550 BWPD, lo cual influyó notablemente en la causa de la falla en bomba ya que tenía fuga en la válvula viajera y finalmente paro el pozo por 3 días, donde se elevó el nivel de sumergencia drásticamente hasta 1236 ft por encima de una bomba 30-250-RWBC-22-3 a 2461 ft. Gracias al restablecimiento del nivel de fluido el caudal de crudo se incrementó hasta 35 BOPD y el caudal de agua fue 550 BWPD, luego el caudal de volvió a incrementarse después de una falla en mayo de la bomba de 126 días de run life, quedando en 42 BOPD y 556 BWPD. Por los siguientes 5 meses el caudal promedio fue 523 BFPD con 93% de agua, es decir declinó de 42 BOPD a 31 BOPD; hasta diciembre del 2005 que falló de nuevo la bomba haciendo que el caudal de fluido sea cero nuevamente. En esta fecha se observó que el run life de la bomba era de 215 días y que la parada de tres días fue debido a la falla en el cage top, el nivel de sumergencia aumentó hasta 210 ft, lo cual permitió alcanzar un caudal de 36 BOPD y 562 BWPD. La siguiente falla se presentó en julio del 2006 y fue a causa del golpe de fluido e interferencia de gas lo cual influía en él llenado de la bomba, lo recomendable para este problema fue disminuir las condiciones de operación como reducir la velocidad y en el siguiente servicio disminuir el diámetro de bomba a 2 in; en esta fecha el nivel de sumergencia se elevó a 125 ft, lo que permitió posteriormente

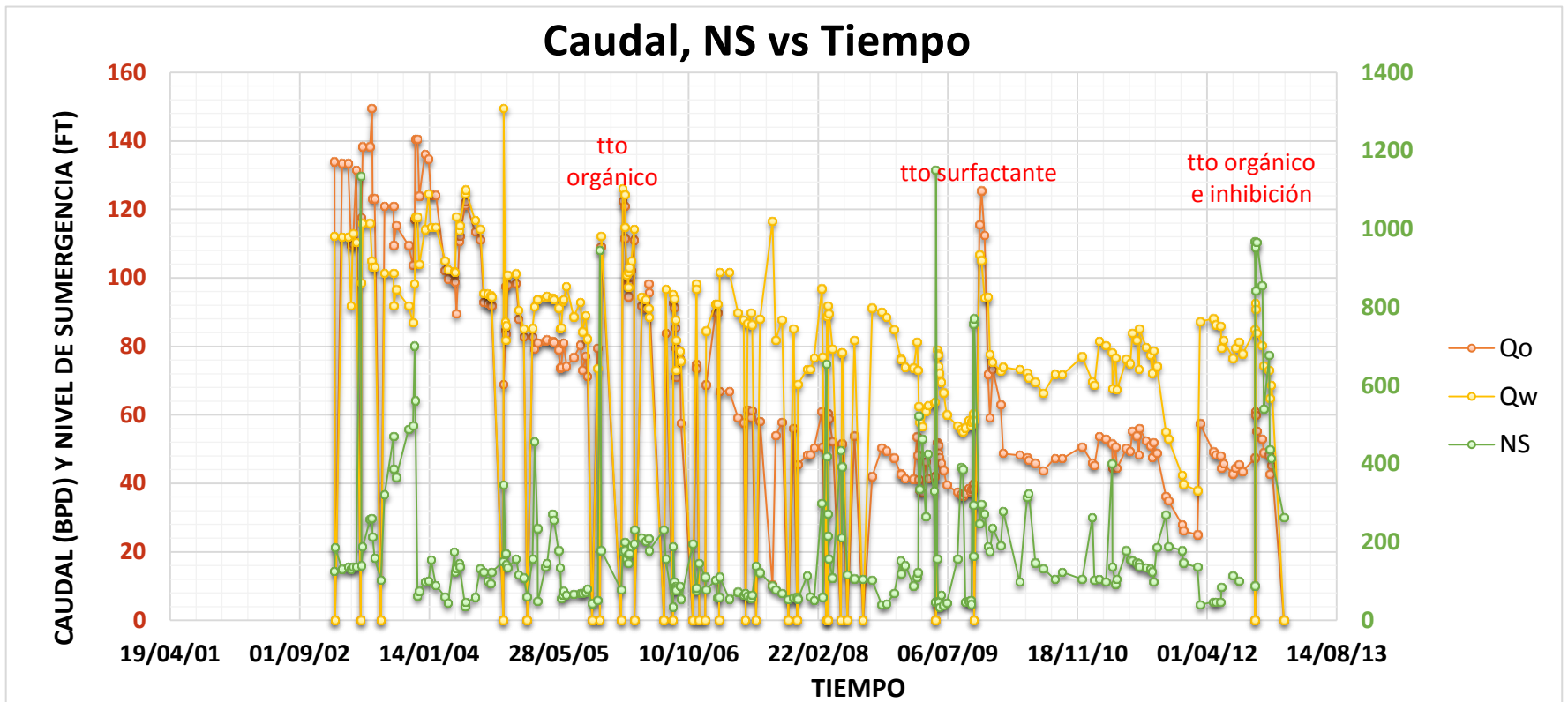
una producción de 462 BFPD con un 93% de agua, condiciones promedio de producción para este pozo. En el mismo año hubo una parada por la misma falla (golpe de fluido) pero en el mes de noviembre ya que el nivel de sumergencia era muy bajo (46 ft), luego el caudal de 32 BOPD que se producía empezó a caer hasta llegar a 27 BOPD en mayo del siguiente año, esto a causa de que el delta de presión había disminuido y por consiguiente el aporte de fluidos de la formación también. En el año 2007 el pozo se afectó por el mismo problema, golpe de fluido y también la alta liberación de gas en el anular, lo que hace que la bomba falle por trabajar en seco, ya que la capacidad de expansión del gas disminuye el nivel de sumergencia dentro del anular. En junio, el caudal fue por muchos meses 27 BOPD incluso declinó en el mes de diciembre hasta 19 BOPD.

Al siguiente año en marzo, la presión en fondo de pozo era  $p_{wf}=451$  psi, por ende el nivel de sumergencia aumento hasta 1143 ft, el caudal de fluido de esta manera se incrementó a 340 BFPD pero el porcentaje de agua había aumentado igualmente a hasta 94%, lo cual elevaban los costos de tratamiento. El comportamiento del caudal de crudo fue decreciente hasta marzo del 2009 a una tasa de 1 a 2 bbls por mes, hasta el punto de producir en una temporada 8 BOPD, porque el corte de agua se había incrementado hasta un 98%. Se cambió en el mismo mes la alta producción de fluido para evitar el problema del corte de agua, es decir el caudal disminuyó de 404 BFPD a 348 BFPD hasta el mes de mayo, donde se producían 10 BOPD y 338 BWPD, el corte era de 97%. El 21 de este mes, se realizó un servicio de bomba por pérdida de eficiencia y se instaló unidad de flush by (THP=500 psi y CHP=50 psi), se sacó sarta de varilla combinada (89-N97) y bomba 30-250-RWBC-22-3 II etapas desde 2462 ft. Esta presentaba desgaste por alto run life, por ello se instaló una nueva y se cambió recorrido a la unidad; arrancó el pozo con 6 GPM y 139 in de recorrido y se produjo 18 BOPD y 577 BWPD (bsw= 97%). El caudal de fluido declinaba hasta que en octubre del 2009, la producción se anuló, ya que se detectó daño en conector superior; el caudal de fluido luego del servicio fue de 700 BFPD con 96% de agua, es decir se produjo 28 BOPD. Por los siguientes meses el caudal disminuía conservando el mismo corte de agua, por lo cual en enero del 2012 se produjo 452 BFPD, en otras palabras se obtuvo 18 BOPD gracias al alto nivel de sumergencia (2026 ft). Sin embargo en febrero del mismo año, se paró el pozo y se realizó servicio porque el pozo sufrió falla por varilla partida, lo que influyó finalmente en el restablecimiento del nivel de sumergencia a 536 ft y por ende un aumento del caudal a 536 BFPD con un mayor corte de agua (97%), lo cual influye al final negativamente en el tratamiento de un barril de crudo extraído.

SF-63

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	26	Pr (psi)	767.61	Nomenclatura	51 ROD 1 in N-97 x 25 ft 41 ROD 1 1/8 in N-97 x 25 ft
Tfondo (°F)	150	IP	0,3	RM-912-305-192	
VISC@T(cp)	3,76	Qmax (BFPD)	1524	Bomba de subsuelo	
		Profundidad Máx.	2725	30-250-RWABC-22-3 Convencional	

Fuente: Autores



Fuente: Autores

Este pozo produce en promedio un caudal de 74 BOPD y 820 BWPD durante los últimos 10 años.

En el año 2003 se presentaron tres problemas en el pozo a causa de la presencia de altas cantidades de gas en el anular, en estos casos la CHP alcanzaba valores hasta de 130 psi. Los valores promedio de producción fueron 111 BOPD y 819 BWPD y el nivel de sumergencia fue de 287 ft en este año. En el siguiente año el comportamiento del caudal de crudo fue decreciente desde 140 BOPD hasta 93 BOPD y el de agua cambio de 1083 BWPD a 833 BWPD hasta octubre, en el cual el caudal se hizo cero, a causa de falla en la bomba (pistón acanalado) que llevaba 339 días de run life, en esta fecha se bajó sarta de producción 3½ in N-80 con bomba 30-275-THC-24-3-4 a 2375 ft, el nivel de sumergencia fue hasta 346 ft y el caudal se incrementó drásticamente influyendo en los costos de tratamiento, ya que fue 1377 BFPD con un 95% de agua; la siguiente falla fue en enero del 2005, pues la bomba presentó una falla por golpe de fluido, el caudal producido después fue de 828 BFPD con un 90% de agua, es decir, 83 BOPD y 745 BWPD, luego el caudal de crudo declinó hasta llegar a 80 BOPD. La bomba presentó nuevamente problemas por golpe de fluido en octubre de este año y en noviembre el pozo se paró por falla en la bomba, a causa de la ruptura de la jaula superior del pistón, se bajó tubería 3½ in N-80 con bomba 30-275-THC-24-3-4 a 2469 ft; el nivel de fluido alcanzo 945 ft, lo que influyó en un aumento de caudal a 109 BOPD y 981 BWPD. En enero del 2006 se le hizo un servicio de bomba y también un tratamiento orgánico en Ukb; se registró presión estática (Ps: 767,61 psi - T: 123,30 °F -D/P: 0,47 psi/hr) y finalmente se bajó sarta de producción 3½ in a 2468 ft con bomba 30-275-THC-24-3-4 a 2373 ft, el nivel de sumergencia de la bomba se reestableció durante 5 días hasta 176 ft y se obtuvo un caudal de 122 BOPD y 1103 BWPD, es decir el corte de agua se conservó en 90%.

Al inicio del mes de marzo se paró la producción ya que existía bomba afectada por golpe de fluido, lo cual influyó en el nivel de sumergencia que creció hasta 231 ft, esto ayudó en una producción de 92 BOPD y 826 BWPD. Luego observa un incremento en el caudal de crudo y cae de nuevo en julio del 2006, a causa del golpe de fluido que afecta negativamente en la eficiencia de llenado de la bomba, en esta fecha el caudal de fluido se incrementa por el constante aporte de la formación y por ende el aumento de nivel de sumergencia. De los 930 BFPD, el 91% eran de agua, es decir se produjo 846 BWPD, que finalmente influye en los elevados costos de extracción de un barril de crudo. Al siguiente mes, el pozo volvió a presentar una falla, en esta ocasión por pega en la sarta de varillas, el caudal después del servicio fue 93 BOPD y 833 BWPD. Para los tres meses después el caudal disminuyó a 72 BOPD y por el contrario el de agua aumento a 828 después del valor mínimo de 638 BWPD. En noviembre y diciembre se presentó con gran frecuencia declinación en el caudal de fluido ya que la bomba sufría constantemente de golpe de fluido hasta los primeros meses del siguiente año obteniendo caudales de 67 BOPD y 889 BWPD, es decir el corte de agua iba

umentando notablemente, en esta fecha llegó a ser del 93%. El comportamiento del caudal de fluido era decreciente, en el mes de mayo se produjo 58 BOPD y 766 BWPD, es decir el porcentaje de agua se conservó en 93%, en este mismo mes y en los siguientes hasta el final del año 2007 se paró la producción tres veces más, a causa del golpe de fluido que afecta el funcionamiento de la bomba, el caudal de fluido promedio en este periodo vario entre 648 y 1000 BFPD, pero el corte de agua permaneció constante en 93%; al final de diciembre el caudal era de 45 BOPD y 603 BWPD. La anomalía que ocurrió fue en agosto del 2007, ya que el corte de agua se disparó notablemente a 99% del caudal de fluido, es decir se extrajo tan solo 10 BOPD y 1019 BWPD, a causa del golpe de fluido severo que perjudico el rendimiento de la bomba.

En marzo del año 2008 se practicó un servicio a pozo, en la cual se detectó falla en varilla y también se realizó un cambio de bomba con run life de 777 días, con frecuentes problemas de golpe de fluido y se bajó sarta de varillas con bomba 30-250-RWBC-22-3 II Etapas a 2373 ft. El nivel de sumergencia se recuperó hasta 654 ft, y por el cual el caudal llegó a ser 58 BOPD y 777 BWPD, al finalizar el mes se presentó una falla que anuló la producción, de nuevo por golpe de fluido en la bomba y esto aumentó el caudal a 60 BOPD.

La falla de bomba por golpe de fluido se convirtió en la causa más frecuente de parada del pozo; en el mes de junio del 2008, reiteró la existencia de esta clase de fallas, lo cual influye en el llenado adecuado de la bomba, por esta razón el caudal llegó a ser 54 BOPD y 715 BWPD, ya que el nivel de sumergencia no aumentó mucho (116 ft), para aumentar notablemente la producción caudal de fluido. Luego el comportamiento del caudal de fluido fue aumentando, dado que el corte de agua era cada vez más grande, por más de 1 año el corte varió entre 93% y 94%, lo que al final no era rentable ya que se elevaban los costos de tratamiento.

Hasta mayo del 2009 se prestó servicio a pozo de nuevo, ya que era necesario detectar la causa de la baja eficiencia de la bomba, por ello se realizó un servicio preventivo, pero en esta ocasión la bomba se encontraba pegada y luego de corregir el daño, el nivel de sumergencia alcanzó los 1150 ft, por ello el caudal de fluido fue alto, 742 BFPD con un corte de agua de 93%, es decir, 52 BOPD y 690 BWPD. Después el caudal disminuyó hasta octubre a valores como 38 BOPD y 509 BWPD, pero a mediados de este mes el caudal se hizo cero porque la bomba sufrió una falla y quebró la sarta combinada (98- N97) con bomba 30-250-RWBC-22-3 II etapas y se efectuó un tratamiento orgánico en KCUF, lo que ayudó a cambiar favorablemente el caudal de fluido a 1024 BFPD con un corte de agua de 89%, lo cual es muy rentable porque se llegaron a producir 116 BOPD aunque el caudal de agua fue alto, este comparado con el de meses atrás era mucho mejor en cuanto a costos de tratamiento. No se presentaron fallas relevantes por el resto del año y el caudal disminuyó a una taza de 7 BFPD de diciembre de 2009 a abril

de 2010, hasta 732 BFPD, de los cuales el 93% eran agua y solo 51 BOPD, esto elevaban considerablemente los costos de extracción de un barril de crudo.

Desde abril del año 2012, el caudal fue de 820 BFPD con 93% de agua, es decir se produjeron 57 BOPD y 763 BWPD y decreció a una tasa de 15 BFPD hasta el mes de octubre del mismo año donde se produjo 789 BFPD, en el mismo mes se paró el pozo, con el fin de desarrollar una estimulación química orgánica más inhibidores con KCU y KCL (selectivo) por 5 días por un valor de 348 millones de pesos, donde se sacó sarta de varilla combinada 1 in y 1 1/8 in con bomba inserta 30-250-RWABC-30-250-3 desde 2374 ft en el que se detectó jaula superior con desgaste profundo por fricción causada por la varilla del pistón; la sarta salió así: 1 barra lisa de 1,5 in x 40 ft, + 4 pony rod de 1 in + 50 varillas de 1" x 25 ft, + 41 varillas de 1 .125 in x 25 ft, + 1 pony rod de 7/8 in x 2 ft, + 1 centralizador de 7/8 in x 3,5 in. Los cuplings de las varillas también presentaban corrosión. Con este servicio se elevó la producción a 871 BFPD, de los cuales 61 BOPD y 810 BWPD, ya que el nivel de sumergencia se reestableció en 967 ft por encima de la bomba; aunque el caudal de crudo aumentó, el costo de tratamiento por barril se incrementaba también porque el porcentaje de agua era aún alto (93%) y se conservó hasta al final del año 2012, la fecha en la que se produjo 645 BFPD, lo que significa que tan solo se obtenían 45 BOPD.

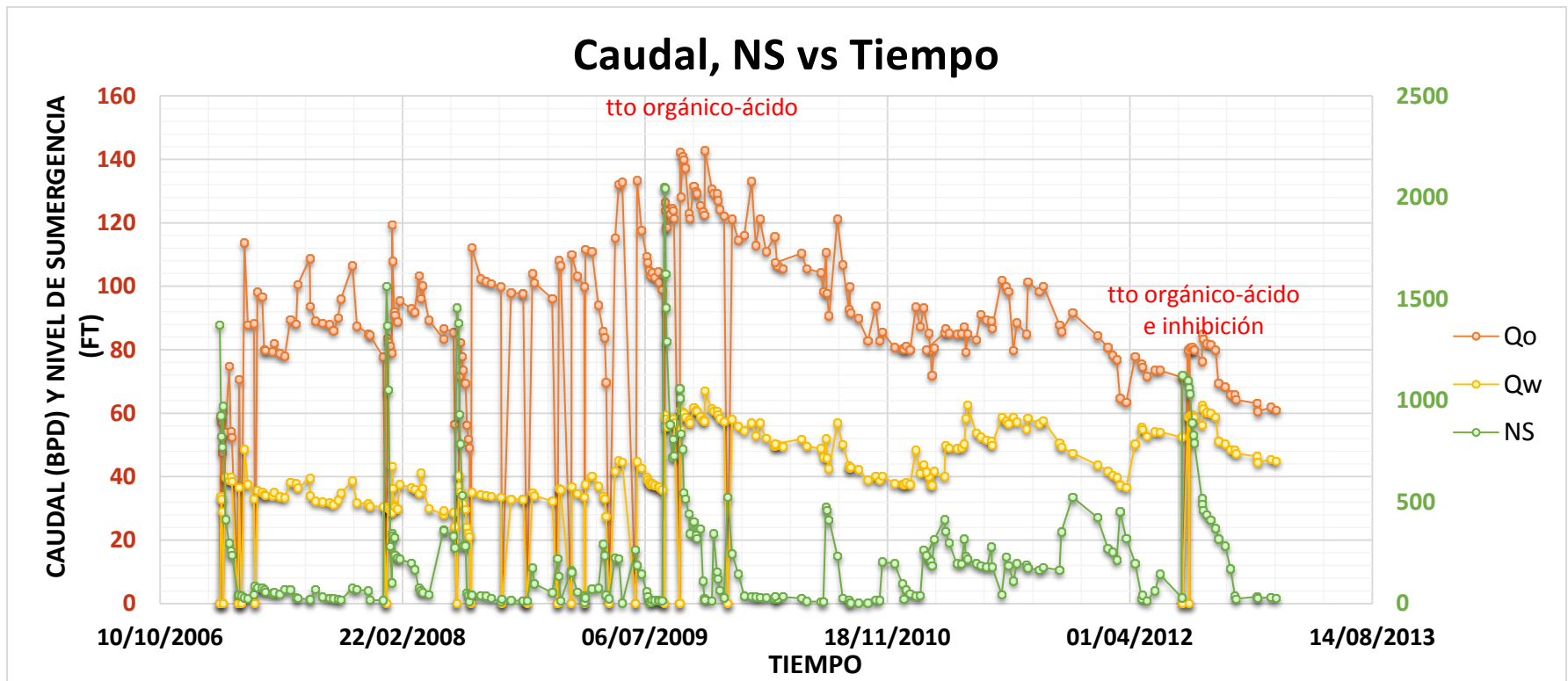
Al inicio del 2013 el pozo paró a causa de falla en bomba de subsuelo por interferencia de gas, filtración en válvula viajera y por ende mal llenado de la bomba.



SF-68

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	27	Pr (psi)	795.9	Nomenclatura	91 ROD 1 in N-97 x 25 ft 22 ROD 1 1/8 in N-97 x 25 ft
Tfondo (°F)	126	IP	0.27	RM-640-305-168 -> C-912D-305-192	
VISC@T(cp)	4,39	Qmax (BFPD)	1340	Bomba de subsuelo	
		Profundidad Máx.	3230	30-250-RWABC-22-3 Convencional	

Fuente: Autores



Fuente: Autores

Este pozo trabajó con bombeo mecánico desde el 11 de febrero del 2007 con unidad RM-640-305-168, ya que antes estaba con bombeo Electrosumergible, pero las condiciones de operación no eran las adecuadas para trabajar con este sistema porque no existía la producción necesaria para sostener los costos. El caudal promedio de fluido que produjo del 2003 al 2013 fue de 705 BFPD, donde el corte de agua varió entre 60% hasta 92%. Durante el cambio de sistema, el nivel de sumergencia se encontraba en 1372 ft, lo cual permitió obtener un caudal de 587 BFPD con un 90% de agua, es decir que se tuvo una producción de 59 BOPD. Seis días después el nivel de sumergencia se recuperó a 972 ft cuando se paró el pozo por una sobrecarga en la caja reductora y esto generó un cambio en el caudal donde se produjo 676 BFPD, con un corte de 92% de agua. Las siguientes fallas se presentaron en el mes de marzo y abril; donde el pozo dejó de trabajar a causa del golpe de fluido que afecta el llenado completo de la bomba de subsuelo, el nivel de sumergencia fue alrededor de 60 ft y se produjo aproximadamente 80 BOPD en estos dos meses. Desde la fecha el caudal varió entre 655 BFPD y 555 BFPD con un corte de agua de 85% a 87% de agua hasta inicios del 2008, cuando ocurrió la parada del pozo ya que la rosca del conector pull tube se encontraba partido y los coupling mostraban desgaste por fricción. La bomba cumplía hasta el momento un run life de 344 días, se realizó limpieza con bomba Hytech desde 3142 ft hasta 271 ft, al final se bajó sarta de varillas con bomba 30-250-RWBV-22-3 a 2724 ft, se espacó con 10 in y se cambiaron 43 coupling de 1 in. El pozo arrancó con 8 GPM y 139 in de recorrido. Durante el servicio el nivel de sumergencia se incrementó a 1562 ft, lo cual permitió una producción de fluido de 558 BFPD con un corte de agua de 85%.

Por los siguientes cuatro meses el caudal cambió a 435 BFPD y el corte de agua aumentó hasta 87%. En junio del mismo año el caudal de fluido se anuló debido a una falla por colapso del barril. El nivel de sumergencia fue 1456 ft, el caudal aumentó a 671 BFPD con 89% de agua, lo cual permitió extraer 40 BOPD. Del pozo se sacó sarta de producción desde 3000 ft y sarta de varillas con bomba 30-250-RWBC-22-3 con run life de 137 desde 2963 ft (pistón rayado, válvulas con bolas y asientos picados). Luego de correr bomba de limpieza y realizar mantenimiento correctivo con un costo de 18 millones de pesos, se bajó sarta de producción Tbg 3 ½ in VAGT a 3001 ft y sarta de varillas centralizada con bomba 30-250-RWBC-22-3 II etapas a 2965 ft de superficie.

En los últimos 6 meses del 2008, se presentaron 3 paradas del pozo, debido a la disminución del llenado de la bomba, a causa del golpe severo de fluido; lo cual impedía que la bomba trabajara eficientemente durante este periodo. En julio se obtuvo el caudal máximo de 112 BOPD con un corte de agua alrededor de 84%, gracias al restablecimiento del nivel de sumergencia hasta 265 ft por encima de la bomba.

De enero a agosto del 2009, se presentaron 5 fallas más, pero por presencia de gas en el anular, ya que la expansión del gas dentro de este espacio, hace que

disminuya demasiado el nivel de fluido, hasta poner en riesgo la bomba por posibilidad de operación en vacío. Antes de cada parada del pozo, se observó que el nivel de sumergencia era demasiado bajo, por lo cual se cambiaban las condiciones de operación, en algunos casos se disminuía la velocidad de bombeo y de esta manera se recuperaba el nivel de sumergencia hasta de 365 ft por encima de la bomba, lo cual permite retomar la producción a 133 BOPD. El comportamiento del caudal fue siempre decreciente después de cada falla, esto porque la caída de presión no era grande para producir más o porque el corte de fluido se incrementaba, con ello aumentando los costos de extracción de un barril de crudo.

A mediados de agosto del 2009, se paró el pozo con el fin de realizar tratamiento orgánico-ácido e inhibición selectivo KCLB-KCLC, se sacó sarta de Varilla convencional con bomba 30-250-RWBC-22-3 II etapas desde 2964 ft, tubing 3<sup>1/2</sup>in desde 3001 ft y se corrió raspador de csg 7 in hasta 3156 ft. La producción llegó a ser 1054 BFPD con un corte de 88% después del tratamiento, es decir 126 BOPD y 913 BWPD, ya que el nivel de sumergencia se incrementó a 2048 ft durante los 4 días de servicio y por consiguiente el tratamiento fue efectivo.

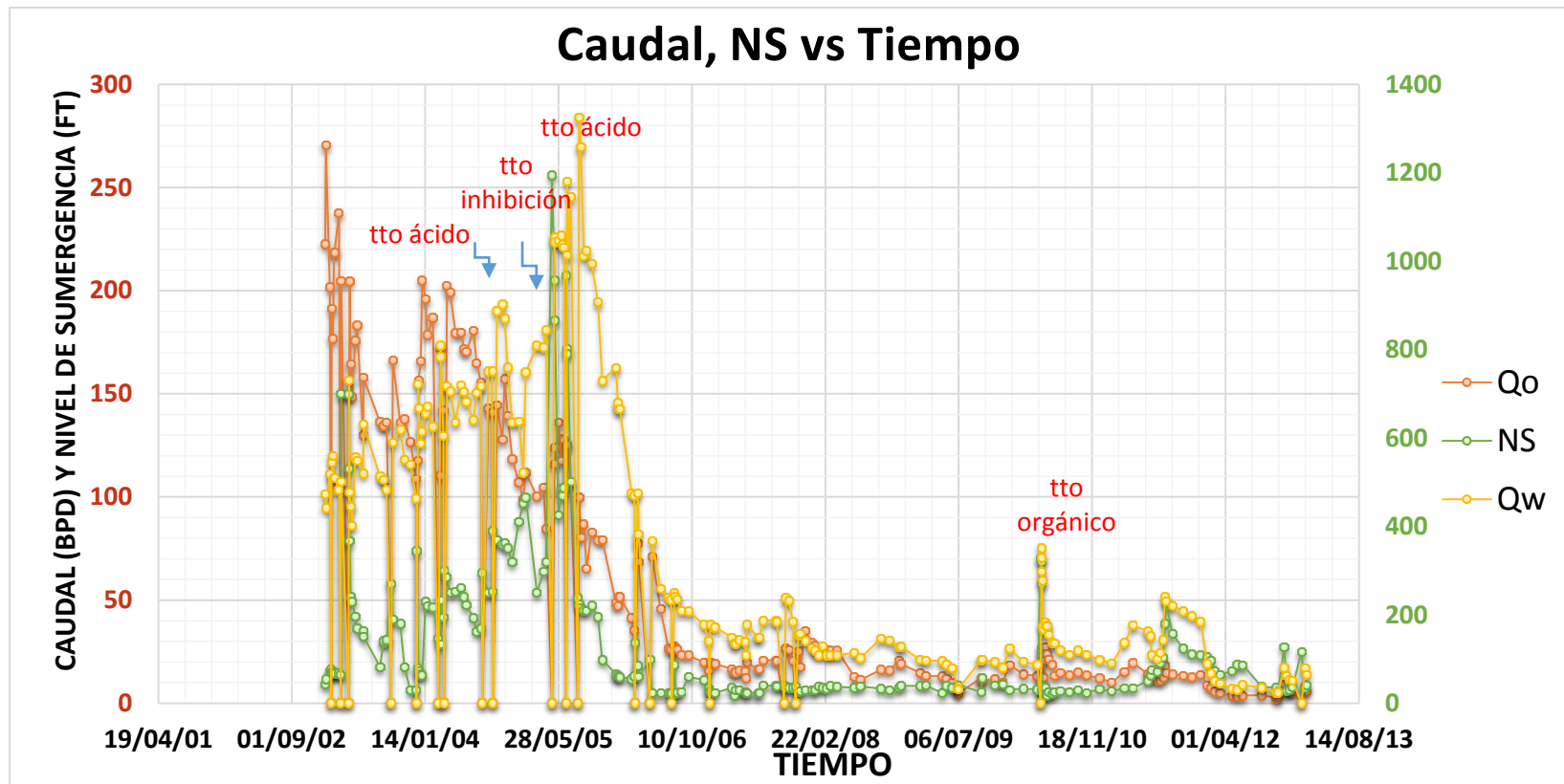
A causa de la presencia de muchas fallas por golpe de fluido e interferencia por gas, en septiembre del mismo año se decidió cambiar las condiciones de operación a RM 912-305-192 (192 in de recorrido), esto permitió el aumento del nivel de sumergencia a 1059 ft, donde se produjo 1094 BFPD con un corte de agua de 87%, lo cual es rentable. Por 3 fechas más se presentaron variaciones drásticas en el caudal, porque existía gran cantidad de gas en el anular que afectó considerablemente en el porcentaje de llenado. El mayor caudal de fluido alcanzado fue de 1190 BFPD, en noviembre del mismo año con un 88% de agua, es decir se produjo 143 BOPD. Al finalizar el año, se realizó servicio a pozo porque se presentó una falla eléctrica, lo cual provocó un aumento en el caudal de fluido, ya que se produjo 1028 BFPD con 88% de agua, en otras palabras, se obtuvo 121 BOPD.

En el año 2012, el nivel de sumergencia se elevó hasta 1123 ft, debido al servicio a pozo que se realizó por cinco días donde se hizo la limpieza de parafinas y se bombeo un tratamiento orgánico por el valor de 581 millones de pesos a estratos KCLB-KCI 3010 ft -3129 ft (xileno 47% varsol 31.6%) e inhibición en KCU2 KCU3 2711ft -2742 ft, 18 bbls de píldora: scaletreat. Gracias a esto la producción fue de 998 BFPD, de los cuales el 92% eran agua, lo que indicaba que el caudal aumento pero en la proporción de agua y esto elevó los costos de extracción. En este mismo mes se detectó que la barra lisa se encontraba torcida, por ello se realizó el pulling de la sarta de varillas centralizada así: barra lisa de 1 1/2 x 30 ft. 1 pony rod de 1in x 8 ft, N-97, 91 varillas de 1in x 25 ft, N-97, 25 centralizadores 1 in x 3 1/2, Cada 2 varillas, 22 varillas de 1 1/8 x 25 ft, N 97 con 21 centralizadores 1 1/8 x 3 1/2 una a una, pony rod de 7/8 x 2 ft N-97 y bomba 30-250-RWBC-22-3, N° EPKO 211. La producción después del servicio se incrementó a 1008 BFPD con 92% de agua debido que el nivel de sumergencia durante la parada fue de 1063 ft.

SF-123

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	27,3	Pr (psi)		Nomenclatura	92 ROD 1 in N-97 x25 ft 22 ROD 1 1/8 in N-97 x 25 ft
		IP	0,28	A-320D-256-120	
Tfondo (°F)	126	Qmax (BFPD)	1425	Bomba de subsuelo	
VISC@T(cp)	3,75	Profundidad Máx.	2867	30-200-RWBC-20-3 II ETAPAS	

Fuente: Autores



Fuente: Autores

La producción promedio es de 500 BFPD por los últimos 10 años, y el corte de agua llegaba a variar entre 60% y 95%. Por los primeros cuatro meses del 2003, el caudal varió de 700 BFPD a 720 BFPD, debido a que existieron fallas que afectaron el nivel de sumergencia y por ende la producción de fluido. En enero el pozo se paró, a causa de falla en barra lisa partida, en febrero se presentaban bajos niveles de sumergencia por presencia de gas en el anular y en abril se realizó un servicio a la bomba que se encontró desasentada y salió el pistón partido por la parte inferior, se bajó bomba 30-250-RWAC-22-3 a 3008 ft. Luego el caudal fue de 880 BFPD con 83 % de agua, es decir se produjo 150 BOPD; estos caudales disminuyeron hasta septiembre, donde se presentó un incremento del nivel de sumergencia a causa de la parada del pozo por detección de llenado incompleto de la bomba por presentar gas en el anular, esto permitió obtener un nivel de 270 ft por encima de la bomba y por esta razón se incrementó nuevamente el caudal a 756 BFPD con 76% de agua, lo que significa que se vuelve económicamente rentable, ya que se alcanzaron a producir 166 BOPD.

El caudal tuvo un comportamiento descendente, disminuía a una tasa de 12 barriles por mes, hasta que en el mes de diciembre se hizo servicio a pozo, en el que se consiguió un nivel de sumergencia de 345 ft, ya que se desarrolló un tratamiento ácido DAD en hueco abierto ( 3110 ft- 4030 ft ) a LKB y tratamiento para inhibición de incrustaciones en la formación LKB,UKB 920 ft, con preflush; al finalizar se bajó sarta de bombeo con bomba 30-250-RWAC-22-3 a 3008 ft y el caudal llegó a aumentarse hasta 840 BFPD con un corte de 86% pero al transcurrir los días se disminuyó el corte hasta 77%, lo que indica que el tratamiento fue exitoso, porque así el caudal de crudo logró ser 187 BOPD en febrero del 2004.

Después el caudal cayó a cero ya que se detectó tubería rota a 1984 ft; en el mantenimiento correctivo al pozo, se cambió sarta de tubería y bajo 3½ in L-80 con bomba 30-250-RWBC-22-3 a 3020 ft, durante los 4 días de servicio el nivel de sumergencia aumentó a 147 ft y se produjo 956 BFPD con un 82% de agua. A pocos días volvió a realizar servicio a pozo por varilla partida (7/8 in a ±200 in por el pin, la bomba salió con la guía dañada). Se corrigió falla y bajo bomba 30-250-RWBC-22-3 a 3003 ft (La misma Revisada). Gracias a esto el nivel de sumergencia se elevó hasta 300 ft, lo que ayudó a incrementar la producción a 202 BOPD.

La siguiente falla ocurrió en agosto del 2004, donde se alcanzó un nivel de sumergencia de 294 ft, porque se practicó servicio por varilla partida (7/8 in a 64 in por el pin), se corrigió falla y se bombeó de 30 gal de inhibidor de corrosión desplazándolos con 27 bbls de agua de inyección, porque la bomba 30-250-RWBC-22-3 desde 3020 ft presentaba corrosión severa. Luego se bajó bomba nueva y se arrancó el pozo con 8 GPM, recorrido de 168 in y se produjo 893 BFPD con 84% de agua. En el mes de septiembre la falla fue por constantes bajas de carga, por lo cual se paró el equipo y se trabajó luego con una frecuencia menor de 1 Hz para mitigar el problema, por ello el nivel de sumergencia se recuperó hasta llegar a 390 ft y el caudal después de la parada fue de 1032 BFPD de los cuales el 86% eran agua, en otras palabras de obtuvo 144 BOPD. El

comportamiento del caudal fue decreciendo hasta 621 BFPD y el corte de agua se conservaba entre 86% y 84%.

En el 2005 el caudal de fluido se incrementó drásticamente porque la cantidad de agua producida era cada vez mayor, se pasó de producir 522 BWPD a 844 BWPD, lo cual incrementa notablemente los costos de extracción, por ello en mayo del mismo año, se paró el pozo y el nivel de sumergencia se restableció en 1195 ft porque se hizo servicio de reacondicionamiento tratamiento ONE SHOT ACID, desplazado con 26 bbls de crudo tratado con surfactante NE-10 y re - inyección con inhibidor de scale. Bajó tubing 3½ in EUE con bomba 30-275-THC-20-3-4 a 3017 ft y se colocó en producción con un caudal de 1178 BOPD con 90% de agua y este corte fue disminuyendo a 89% hasta junio, porque en este mes se reiteró la falla por barra lisa partida, se instaló una de 26 ft x1/2 (nueva) y se retomó la producción con 1306 BFPD con 90% de agua.

El caudal de fluido disminuyó hasta que en agosto del mismo año, el caudal se hizo cero, por causa de falla por tubería rota. En el servicio, se sacó sarta con pistón desde 3010 in y sarta de producción 3-1/2 in EUE con bomba 30-275-THC-20-3-4 (run life: 63 días) desde 3017 in (Junta N° 96 rota - corte vertical de 8 in); se corrió raspador a 3109 ft y bajó sarta de producción 3-1/2 in AMS con bomba 30-275-THC-20-3-4 a 3016 ft y sarta de bombeo con pistón 2-3/4 in a 3014 ft. El costo del servicio fue alrededor de 105 millones de pesos. El caudal obtenido después de la falla fue 1425 BFPD con 93% de agua ya que el nivel de sumergencia de 238' se había restablecido por el continuo aporte de la formación al pozo. Luego este disminuyó y por ende el caudal, pues decreció hasta 505 BFPD con el mismo corte de agua, lo cual no era rentable porque se pasó de producir 100 BOPD a 35 BOPD en marzo del 2006.

En el transcurso de este año se presentaron cuatro fallas que afectaron la producción, debido el golpe de fluido severo que no permitía el completo llenado de la bomba, durante este periodo el caudal varió entre 556 BFPD y 196 BFPD y el corte de agua aumentó hasta 90%, con lo cual se llegó a producir 19 BOPD y 172 BWPD.

Por todo el 2007 se paró el pozo en 2 fechas por el mismo problema de golpe de fluido, el nivel de sumergencia más alto en este tiempo fue de 40 ft, lo que indica que el caudal de fluido no superó los 260 BFPD, lo cual no era rentable, ya que el corte de agua era alto (90%), prácticamente se operaba para producir agua.

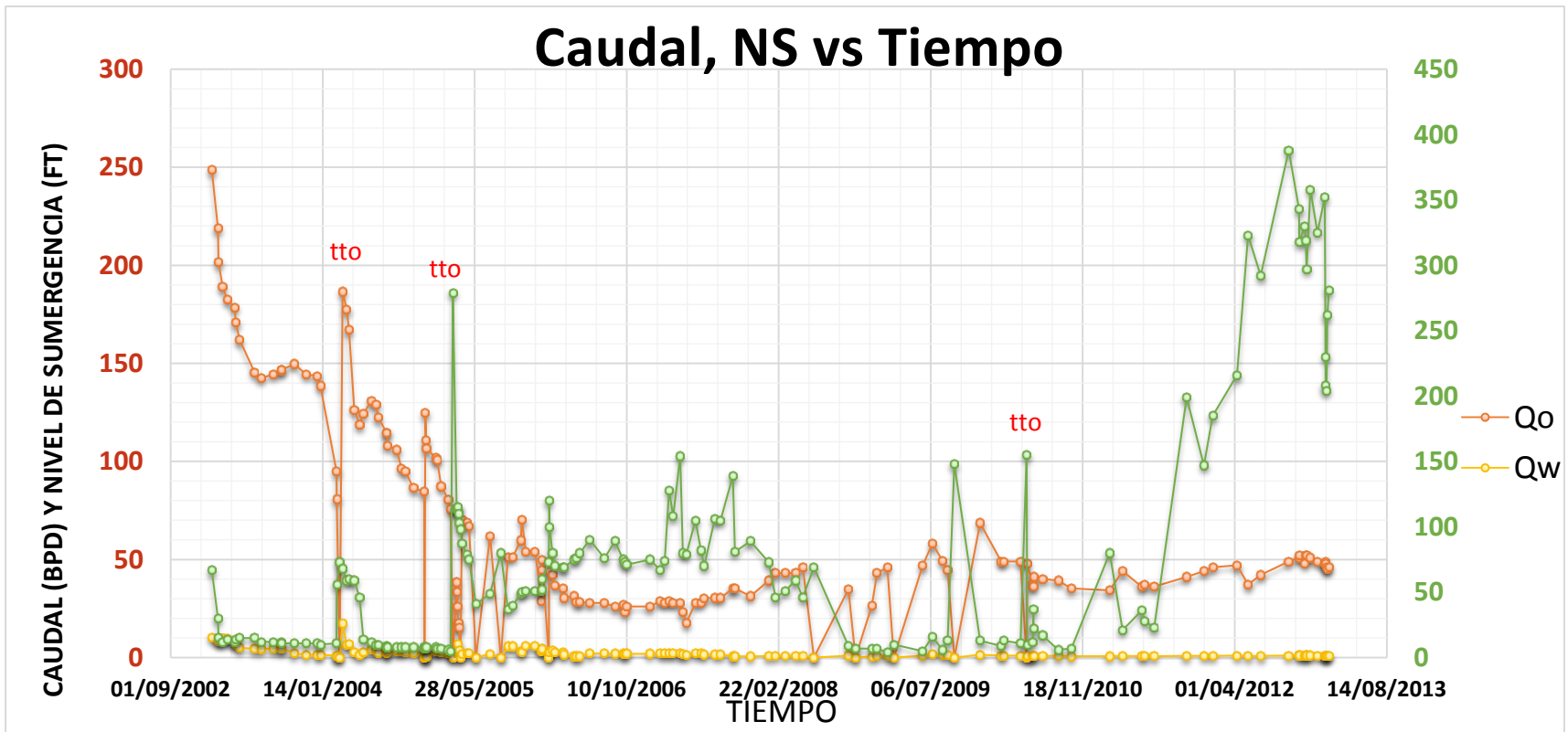
Durante el año 2008 y 2009, el comportamiento del caudal fue decreciente, porque se empezó con 154 BFPD y 81% de agua hasta 84 BFPD con 87% de agua, no se presentó ninguna falla que provocara la parada del pozo, aunque esto es bueno, no se considera tan rentable como antes porque la producción máxima de crudo durante este período fue de 21 BOPD que se obtuvo solamente por el mes de noviembre del 2008.

En el año 2010 se realizó un servicio al pozo para incrementar la producción por 3 días en los cuales se bombeo 50 bbls de tratamiento orgánico (xileno/varsol) a KCU. Durante el trabajo se detectó que la varilla presentaba desgaste severo por fricción en coupling hombro y cuerpo de la misma y se sacó bomba 30-275-THC-20-3-4 desde 3015 ft, al final se bajó sarta de varillas combinadas de 1 1/8 in, 1 in centralizada, bomba 30-200-RWBC-20-3 II etapas a 3008 ft y se espacio bomba con 12 in. Se arrancó el pozo con 7.5 GPM, 120 in de recorrido para luego producir 377 BFPD con un corte de agua de 93%. Luego el corte de agua declinó a 89% de agua al final del año, lo cual indica que fue exitoso el tratamiento

SF-136

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	28,2	Pr (psi)	212,53	Nomenclatura	123 ROD 1 in N-78 x 25 ft
		IP		A-320D-256-120	
Tfondo (°F)	150	Qmax (BFPD)	341	Bomba de subsuelo	
VISC@T(cp)	2,68	Profundidad Máx.	3275'	30-175-RHBC-20-5-4 II-ETPAS	

Fuente: Autores



Fuente: Autores



Este pozo produjo durante los últimos 10 años un caudal promedio de 72 BFPD, aproximadamente 70 BOPD. A diferencia de los otros pozos que operan actualmente en el campo San Francisco, el corte de agua no supera el 14%, lo cual indica que para grandes caudales la producción de este pozo es muy rentable.

En el año 2003, el comportamiento del caudal fue normal, porque no se presentó ninguna clase de falla, el caudal inicialmente fue 259 BFPD a 82 BFPD y el corte de agua cambió de 4% a 1%, es decir se obtuvo 249 BOPD en enero y al finalizar el año llegó a 144 BOPD.

Por cuatro días en marzo del 2004 se realizó un servicio al pozo en el cual se incrementó el nivel de sumergencia a 73 ft, debido al desarrollo de un tratamiento orgánico NVSO y estimulación de hierro ácido al 10%, se detectó tubing roto a 2780 ft. Finalmente se bajó tubing 3½ in L-80 con bomba 30-175-RHBC-20-5-4 a 2987 ft porque la anterior tenía 488 días de run life. Cuando se colocó en producción, el caudal obtenido fue 204 BFPD con 9% de agua, es decir 187 BOPD.

Finalizando el año el caudal de fluido se hizo cero, porque existía gran cantidad de gas que al expandirse dentro del anular el nivel de sumergencia disminuía hasta el punto de ocasionar falla en la bomba por trabajar en vacío. Luego de la falla el pozo produjo 126 BFPD con un corte de agua de 1%.

Durante el 2005, se presentaron cuatro fallas, de las cuales tres fueron porque la bomba se afectaba por fuga en válvula viajera (abril, junio y agosto), el máximo caudal obtenido durante este tiempo fue en abril, de los 72 BFPD el 3% eran agua, es decir se alcanzaron 70 BOPD. La otra parada ocurrió a causa de la aplicación de un tratamiento NVSO en marzo, donde se detectó alta presencia de parafina internamente y scale en el exterior de la sarta, la bomba se encontraba llena de arena llevaba 370 días de run life. El costo de la operación fue de 105 millones de pesos. Durante 10 días se realizó el servicio, lo cual incrementó el nivel de sumergencia hasta 279 ft, se bajó bomba 30-175-RHBC-20-5-4 II etapas a 2987 ft luego se colocó en operación, de esta manera se obtuvo 41 BFPD con 6% de agua.

En enero del 2006 se paró en una ocasión nuevamente el pozo, porque la bomba se bloqueó por presencia de gas, se realizó el mantenimiento correctivo y siguió en producción de 52 BFPD con 6% de agua. Por el contrario en el 2007 cada cambio en el comportamiento del caudal fue gracias al problema frecuente de fuga en válvula.

En el 2008, el pozo tuvo una parada más, porque se desarrolló una estimulación orgánica por 155 millones de pesos; donde sacó sarta de varillas con bomba 30-175-RHBC-20-5-4 desde 2983 ft con gran cantidad de parafina (pistón roto y acanalado, válvula viajera, válvula fija, bolas y asientos picados- barril rayado y

acanalado) y sarta de producción desde 3015 ft, tubería obstruida con parafina. Durante el servicio se corrió bomba Hytech a 3342 ft y realizó limpieza hasta 3355 ft (recuperó 15 gal arena).

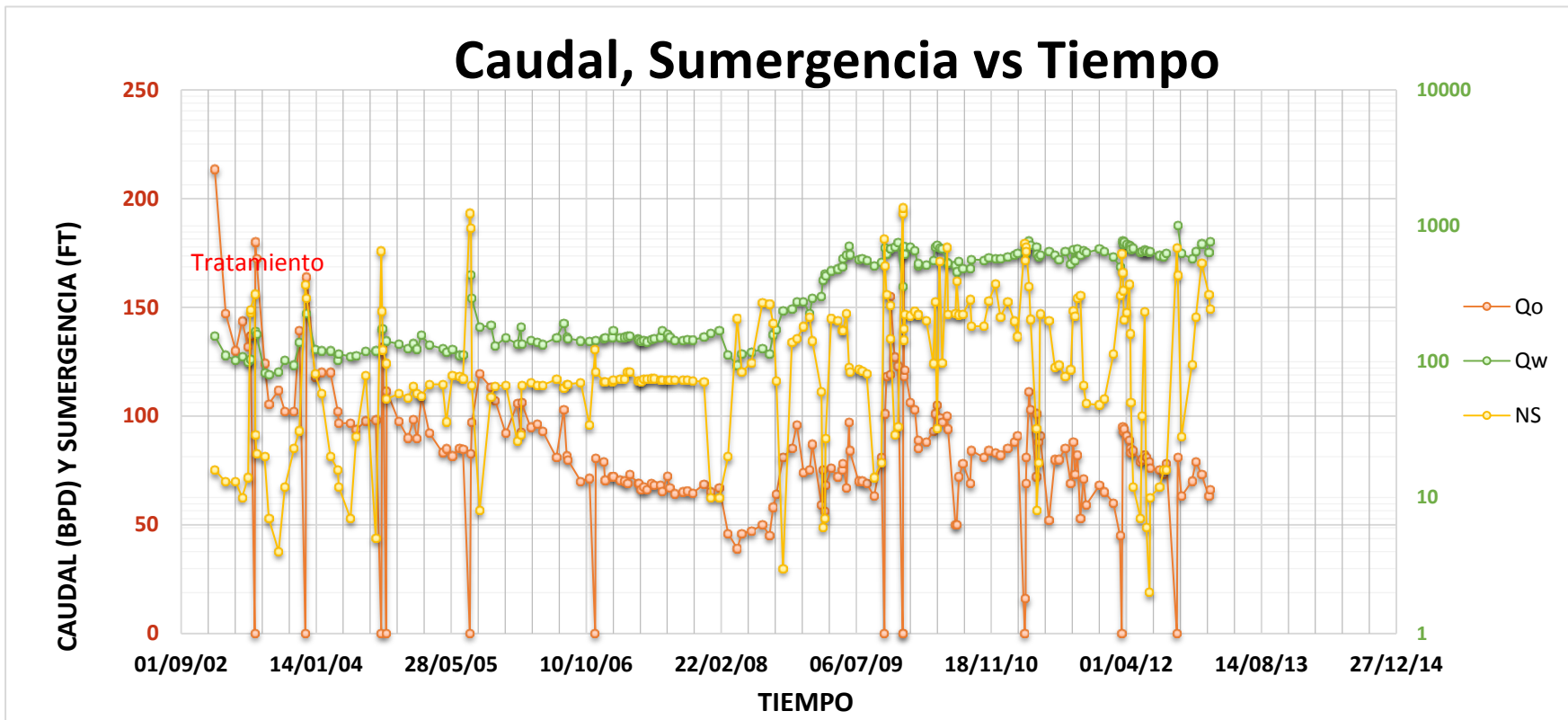
Las 3 últimas fallas que surgieron fueron en noviembre del 2008, marzo del 2009 y septiembre del mismo año. De aquellos servicios, en mayo nivel de sumergencia fue 148 ft por encima de la bomba, lo cual permitió una producción de 70 BFPD. La causa de las fallas fue el mal funcionamiento de la bomba por presentar golpe de fluido severo, lo cual afecta negativamente en el llenado completo de la bomba.

Ya que la bomba y la sarta de varillas presentaban alto contenido de parafinas, se desarrolló un tratamiento al pozo en agosto del 2010, lo cual influyó en el incremento del caudal de fluido a 49 BFPD con un 2% de agua y de esta manera elevando la rentabilidad del pozo.

SF-140

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	27	Pr (psi)	774,3	Nomenclatura	41 ROD 1 in N-97 x 25 ft 89 ROD 7/8 in N-97 x 25 ft
		IP		C-912D-305-192	
Tfondo (°F)	125	Qmax (BFPD)		Bomba de subsuelo	
VISC@T(cp)	4,65	Profundidad Máx.	3960	30-250-RWBC-22-3 Convencional	

Fuente: Autores



Fuente: Autores

Éste pozo es perforado el 21 de mayo del 2002 y se hace completamiento de pozo como productor en Lkb, es puesto en producción el 24 de junio con sistema de levantamiento artificial de Electrosumergible, ya en el 2003 se encuentra en bombeo mecánico con una bomba de dimensiones 30-250-RWAC-22-3 a 3322 ft.

El año 2003 inició con un caudal de crudo de 213 BOPD, caudal de agua 155 BOPD, bsw del 42% (muy bueno para éste campo) y un nivel de sumergencia bajo de 16 ft.

En los primeros seis meses del período que vamos a analizar, el caudal de crudo comenzaría a declinar, el nivel de sumergencia continuaría muy bajo, al límite y el caudal de agua bajaría levemente, esto haría que el bsw se mantuviera.

El 1 de junio del 2003 el pozo tiene servicio de bomba (barril roto por corrosión, la tubería con corrosión severa). Bajó bomba (nueva) 30-250-RWAC-22-3 a 3308 ft. En los siguientes 6 meses se presentaría el mismo comportamiento anteriormente explicado.

El 28 de noviembre del 2003 se hizo servicio para realizar tratamiento selectivo tipo DAD ácido y re-inyección con inhibidor de "scale". Luego bajó bomba 30-250-RWAC-22-3 a 3310 ft. Nueva (convencional con metalurgia de bronce y acero inoxidable). 181 días de run life de la bomba anterior.

Durante el año 2004 el caudal de crudo siguió declinando a pesar de la intervención que tuvo el pozo en el mes de septiembre, el caudal de agua se mantuvo constante, el nivel de sumergencia a comienzos de año continuó bajo, hasta después del servicio a pozo en septiembre donde empezó a incrementar notablemente. El servicio del 3 de septiembre fue para completamiento de la formación Tetuán. Se bajó bomba 30-200-RWBC-20-3 a 2866 ft - Para probar Tetuán. Se arrancó pozo y el aporte de fluido fue nulo. Se decide recuperar producción de Caballos. 272 días de run life de la bomba anterior.

A la semana el 10 de septiembre del 2004 se vuelve a hacer servicio donde cambian de bomba por una 30-250-RWAC-22-3 a 3322 ft y queda en producción conjunta Caballos + Tetuán. 5 días de run life de la bomba anterior.

20 días después nuevamente el pozo entra a servicio (por tercera vez en el mes) por daño en la bomba (pistón rayado). Se inspeccionó y bajó nueva bomba 30-200-RWBC-20-4 a 3322 ft Sarta de varillas se observa en buenas condiciones. 19 días de run life de la bomba anterior.

En el año 2005 los primeros siete meses el caudal de crudo sigue en su declinación de años atrás, mientras que el caudal de agua y nivel de sumergencia se mantienen constantes.

El 25 de julio del 2005 el pozo entra a servicio para estimulación y tratamiento. Realizó tratamiento ácido Tipo DAD, realizó re-inyección con inhibidor de "scale" y tratamiento RPM (tratamiento selectivo U & LKb). Bajó bomba nueva 30-250-RWBC-22-3 a 3277 ft. 297 días de run life en la bomba anterior.

Con éste último servicio el caudal de crudo aumenta 40 BOPD y comienza una nueva declinación, el caudal de agua y nivel de sumergencia continuarían constantes por 15 meses.

El 26 de julio del 2006 se decide cambiar unidad de bombeo de 640 a 258 y dejar operando 8 x 75. Ya para el 12 de noviembre del 2006 el pozo entra a servicio para cambiar barra lisa y revisar bomba después de un incidente con una motoniveladora. Revisó y bajó sarta de varillas con bomba 30-250-RWBC-22-3 a 3300 ft. 464 de run life de la bomba anterior.

En los siguientes dos años (de noviembre del 2006 a octubre del 2008) el caudal de crudo presentaría tendría una caída y luego se reestablecería, manteniéndose constante al termino del tiempo mencionado, el caudal de agua empezaría a incrementar a inicios del 2008 y el nivel de sumergencia se mantendría constante.

El 7 de agosto del 2007 se reporta el residual de inhibidor de incrustación LATINAMERICAN 2.0 ppm. Tratamiento diseñado para 400 días y 96 Kbbls. A 31 de agosto lleva 730 días de tratamiento y una producción de 115 Kbbls de agua.

El 15 de octubre del 2009 el pozo entra a servicio para tratamiento orgánico – ácido -inhibición -RPM.

La sarta de varillas presenta desgaste severo en el coupling y el hombro por fricción, la bomba presenta corrosión en la jaula superior y en el strainer instalado en la parte inferior.

Se realizó bombeo tipo bullheading del divergente y tratamiento orgánico en los intervalos de KCU y KCL, se bombeó 20 bbls de divergente compuesto por Reltreat 1L al 25% (5 bbls) + salmuera KCL al 2% (15 bbls) + surfactante no iónico. Desplazó divergente con 27 bbls de salmuera KCL al 2%. Seguidamente bombeó 63 bbls de tratamiento orgánico compuesto por: xileno al 47.4% (22 bbls) + varsol 31.6% (15 bbls) + solvente mutual al 15% (7 bbls) + gemanin 0 080 al 2% (0.9 bbls) + surfactante no iónico al 2% (0.9 bbls) + inhibidor de asfáltenos al 2% (0.9 bbls).

Se realizó también tratamiento ácido tipo bullheading a los intervalos de KCU y KCL (compuesto por el 80% de fase ácida con HCL a 7.5% (8.3 bbls) + solvente mutual al 7% (2.5 bbls) + inhibidor de corrosión a 0,3% (0.11 bbls / 4.4 gal) + surfactante no iónico a 0.2% (0.07 bbls / 3 gal) + secuestrante de hierro a 100 ppt (148 lbs) y 20% fase orgánica con xileno al 70% (6.2 bbls) + varsol al 30% (2.6 bbls) sobre la fase total se agregó agente dispersante a 0.3% (0.13 bbls / 5.5 gal)).

Continúo con el bullheading del tratamiento de inhibidor de scale (compuesto por 84 bbls de preflush (6.3 bbls de tros esp 2006) + 78 bbls de salmuera KCL al 2% (solución al 7.5% v/v de trs esp 2006) + 3 gpt de surfactante no iónico phasetreat 4310 (11 galones); 84 bbls de píldora ( 8.4 bbls de Scaletreat 2807) + 76 bbls de salmuera KCL al 2% (solución 10% v/v de scaletreat 2807) + 1.5 gpt de surfactante no iónico phasetreat 4310; 243 bbls de overflush ( 243 bbls de salmuera KCL al 2% + 1.5 gpt de surfactante no iónico phasetreat 4310 (15 gal)).

Termino tratamientos bombeando 191 bbls de tratamiento RPM (compuesto por realtreat 1L al 6% (11 bbls) + realtreat XL al 5% (1.0 bbls) + salmuera KCL al 2% (159 bbls) + surfactante no iónico a 1 gpt (8 gal)).

Se dejó en operación de la bomba 30-250-RWBC-22-3 doble válvula fija, doble válvula viajera a 3303 ft con sarta de varilla combinada 7/8 y 1 N-97.

Los resultados de la combinación de varios tratamientos aún no se verían ya que a los 2 meses el pozo entró a servicio nuevamente (26 de diciembre del 2009) por desgaste por fricción del guide rod y se deja la unidad trabajando a 168 de recorrido y 6.4 GPM.

El efecto de estos tratamientos fue aumentar el caudal de crudo de 63 a 175 BOPD (en su momento) y luego comenzó de nuevo a declinar, pero ya desde un punto más alto, al paso de año y medio estaría ya por los 85 BOPD y un valor más alto comparado al caudal que se encontraba antes del tratamiento; el caudal de agua y nivel de sumergencia se mantendría relativamente constante.

Los buenos resultados reflejados en la producción de crudo en el pozo, hizo que nuevamente se efectuará varios tratamientos en el pozo. Sería el 19 de marzo del 2011 con el propósito de recuperar la producción del pozo mediante Servicio de bomba, tto orgánico - inhibición - divergente - ácido en KCU-KCL. Selectivamente. También se observa desgaste en hombro de las varillas y couplings.

Bombeó 3 bbls de SOA (80% fase ácido: clorhídrico al 7.5%, 5% de butil sellosolve, 2% ESP 2011, 0.3% de dodicor 2725, 0.3% de arkopar, 0.4% de phasetreat 6692 y 20% fase orgánica: 70% xileno, 30% varsol); desplazó con 8 bbls de agua de inyección filtrada y tratada con surfactante phasetreat 6692. Reversó con 8 bbls de agua de inyección filtrada y tratada con surfactante. Neutralizó el retorno con secuestrante de hierro.

Bombeó 32 bbls de tratamiento orgánico a KCL y 18 bbls de tto orgánico a KCU tipo bullheading intervalos 3959 ft -4500 ft (composición del orgánico: 47.4% xileno, 31.6% varsol, 10% butil, 5% ESP 2011, 2% dispersogen 4362, 2% de genamin O080, 2% disolvan 3834).

Bombeó tratamiento de inhibición de scale: 32 bbls de pre-flush (ESP 2011 a 5%, salmuera KCl a 2% completando el 95%, phasetreat) + 32 bbls de píldora

(scaletreat 2807 a 10%, salmuera KCl a 2% completando el 90%, phasetreat 6692).

Bombeó el divergente (Reltreat 1 L a 25%, reltreat XL a 0.2%, salmuera KCl a 2% completando el 75% y phasetreat 6692) y el Tto ácido (80% fase ácido: Clorhídrico al 7.5%, 5% de butil sellosolve, 2 % ESP 2011, 0.3% de dodicor 2725, 0.3% de arkopar, 0.4% de phasetreat 6692 y 20% fase orgánica: 70% xileno, 30% varsol) a KCL intervalos 3959 ft- 4500 ft. Bajó sarta de varillas combinada de 1 ft y 7/8 ft N-97 x 25 ft con bomba 30-250-RWBC-22-3 II etapas (doble centralizador sobre la bomba cada uno separado con pony rod de 2 ft). Se dejó con 6.9 GPM y 158 in de recorrido.

Éste nuevo tratamiento no causaría los mismo efectos del anterior y el caudal de crudo seguiría con el mismo valor y declinando hasta llegar a 63 BOPD que se encuentra en la actualidad, el caudal de agua se mantendría por el mismo rango (agua entre 600 y 700 BWPD) y el nivel de sumergencia tendría muchos alti-bajos.

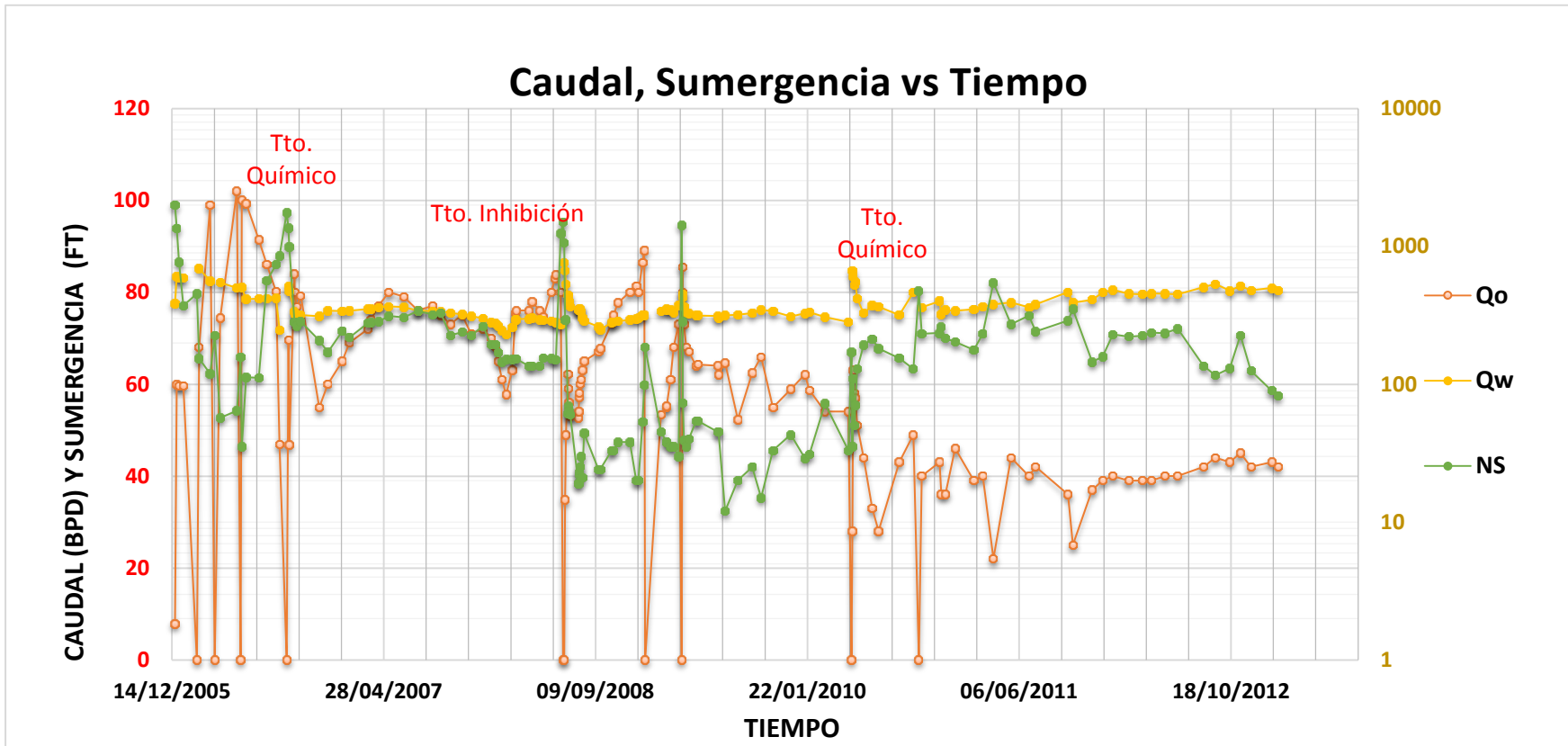
Mientras se llega al 2013 el pozo tuvo dos intervenciones más, una el 13 de marzo del 2012 se haría un "Well Service" por daño de bomba. Se sentó bomba 30-250-RWBC-22-3 II etapas a 3352.4 ft.

Otra el 5 de octubre del 2012 donde se sacó bomba 30-250-RWBC-22-3 evidenciando bomba pegada. Entregó a personal de Parko para su revisión, luego se instala la misma con 6,1 GPM y 192 in de recorrido.

SF-155

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	27	Pr (psi)	811,2	Nomenclatura	91 ROD 7/8 in N-97 x25 ft 28 ROD 1 1/8 in N-97 x 25 ft
		IP		RM-640-305-168	
Tfondo (°F)	128	Qmax (BFPD)		Bomba de subsuelo	
VISC@T(cp)	4,47	Profundidad Máx.	3525	30-250-RWBC-22-3 Convencional	

Fuente: Autores



Fuente: Autores



El pozo es perforado el 26 de noviembre del 2005, es puesto en producción el 25 de diciembre del mismo con una producción de crudo de 60 BOPD y agua de 600 BWPD con una bomba (reparada) de dimensiones 30-250-RWBC-22-3 a 2980 ft.

En éste primer año de producción se presentan 3 fallas y por consiguiente intervenciones que no dejan denotar una tendencia en el caudal de crudo y nivel de sumergencia. Ya que en total en el año se hacen 4 servicios a pozo en las siguientes fechas.

- El 11 de febrero del 2006 se presenta el primer servicio a pozo por barra lisa partida, se bajó overshot y pesco barra lisa. Instaló barra lisa nueva de 1½ in x 26 in y arranco pozo con 10.5 GPM x 168 in SL.
- El 25 de marzo del 2006 vuelve y se parte la barra lisa, se pesca y cambia por una nueva.
- El 24 de mayo del 2006 el servicio es por varilla partida (7/8 in a 1191 ft por el coupling). Sacó sarta corrigió falla y bajo sarta de varillas con bomba 30-250-RWBC-22-3 a 2979 ft, 157 días de run life de la bomba. Se recomienda disminuir condiciones de operación a 139 in con el fin de disminuir el golpe de fluido y mejorar el llenado de la bomba.
- El 28 de agosto hasta el 14 de septiembre del 2006 se hace servicio al pozo para reacondicionamiento. Realizó tratamiento selectivo ácido orgánico tipo DAD [el tratamiento DAD consiste en 20% solvente orgánico xileno varsol y 80% Fase ácida Inorgánica (HCL, Inhibidor de corrosión, solvente mutual, agente quelante y agente demulsificante)] en KCL y KCU.

Esta sarta se quebró una por una ya que se presenta fricción o desgaste en los hombros de las varillas y en los coupling, los centralizadores presentan corrosión.

Realizó re-inyección con Inhibidor de "scale" en KCL. Bajó bomba 30-250-RWBC-22-3 dos etapas a 2978 ft. 93 días de run life de la bomba.

Luego de éste tratamiento la producción de crudo cae, pero logra recuperarse al finalizar el año 2006, ya que en ese momento ya ha causado el efecto buscado con el tratamiento. Durante el 2007 podemos ver que el caudal de crudo, agua y nivel de sumergencia se mantienen constantes hasta mediados del 2008.

El 19 de junio del 2008 entre a servicio el pozo que dura una semana a causa de varilla partida. Se aprovecha para hacer tratamiento de inhibición en las formaciones KCU- KCL (226 bbls pre-flush + 226 bbls píldora + 905 bbls over-flush). Se bajó bomba 30-250-RWBC-22-3 II Etapas a 2977 ft. A causa de tratamiento de inhibición acabado de realizar y poner en marcha, el caudal de agua llega a su máximo punto durante la vida productiva del pozo.

En los siguientes seis meses, el nivel de sumergencia estará en su punto más bajo de toda la vida del pozo, manteniéndose constante, el caudal de crudo se estará reestableciendo acercándose a su punto más alto de producción 89 BOPD (el caudal de crudo más alto es de 102 BOPD y se dio el 16 de mayo del 2006) y el caudal de agua se seguirá manteniendo casi que constante.

El cuatro de enero del 2009 se presenta servicio de flush by por varilla N° 45 rota a 2095 ft, se baja bomba nueva 30-250-RWBC-22-2. El 17 de febrero se genera un reporte de pozo inhibido el 25 de junio de 2008, trabajo diseñado para 724 días de tratamiento y un volumen total de agua a tratar de 470 Kbbbls de agua, a 31 de enero de 2009 lleva 220 días de tratamiento y un volumen de agua producida de 79 Kbbbls de agua, el residual de fosfonatos está en 7,1 ppm. El mínimo residual permitido es de 2.0 ppm.

El 31 de marzo del 2009 se realiza servicio a pozo por centralizador que se encuentra partido en la parte inferior del cuello a 2095 ft, se bajó overshot y pescó sarta, trabajó y sacó sarta de varillas con bomba 30-250-RWBC-22-3 desde 2967 ft (Observo cuellos y centralizadores con desgaste). Se bajó nueva sarta de varillas centralizadas con bomba 30-250-RWBC-22-2 II etapas a 2967 ft.

A partir de ésta última intervención realizada, el pozo toma un comportamiento en su producción de crudo ya de una declinación evidente, el de agua constante; el nivel de sumergencia y porcentaje de llenado de la bomba por el contrario, ascienden mejorando sus rubros.

Al presentarse lo anterior mencionado con el caudal de crudo, a los 13 meses, el 4 de mayo del 2010 deciden hacerle tratamiento divergente-orgánico-acido en KCU al pozo.

Se sacó bomba 30-250-RWBC-22-2, quebrando la totalidad de la sarta de varillas, por mal estado de los cuellos en los que no había centralizadores. Se realizó tratamiento al intervalo KCU (3128 ft- 3223 ft) con 60 bbls de DAD 80/20 y 60 bbls de oil-max (divergente químico) por etapas intercalando oil-max/DAD a 2. Desplazó con 32 bbls de salmuera KCl 2%. Se instaló bomba 30-250-RWBC-22-3 a 2978 ft y se arrancó pozo con 6,5 GPM, 168 in recorrido.

En éste tratamiento también hizo que el caudal de agua tuviera un pico en producción.

A partir de aquí el porcentaje de llenado de la bomba logra alcanzar su mejor rendimiento de la historia del pozo llegando al 95% y manteniéndose hasta la actualidad. En los demás ítems que analizamos aquí, se mantiene relativamente estable por los siguientes 6 meses.

El 11 de octubre del 2010 se hace servicio de workover para cambio de bomba 30-250-RWBC-22-3 dos etapas nueva a 2978 ft y se bajó cambiando centralizadores

que estaban en mal estado, retirando coupling y cambiando, cambiando varillas. Se arrancó pozo con 6,2 GPM, 111 de recorrido.

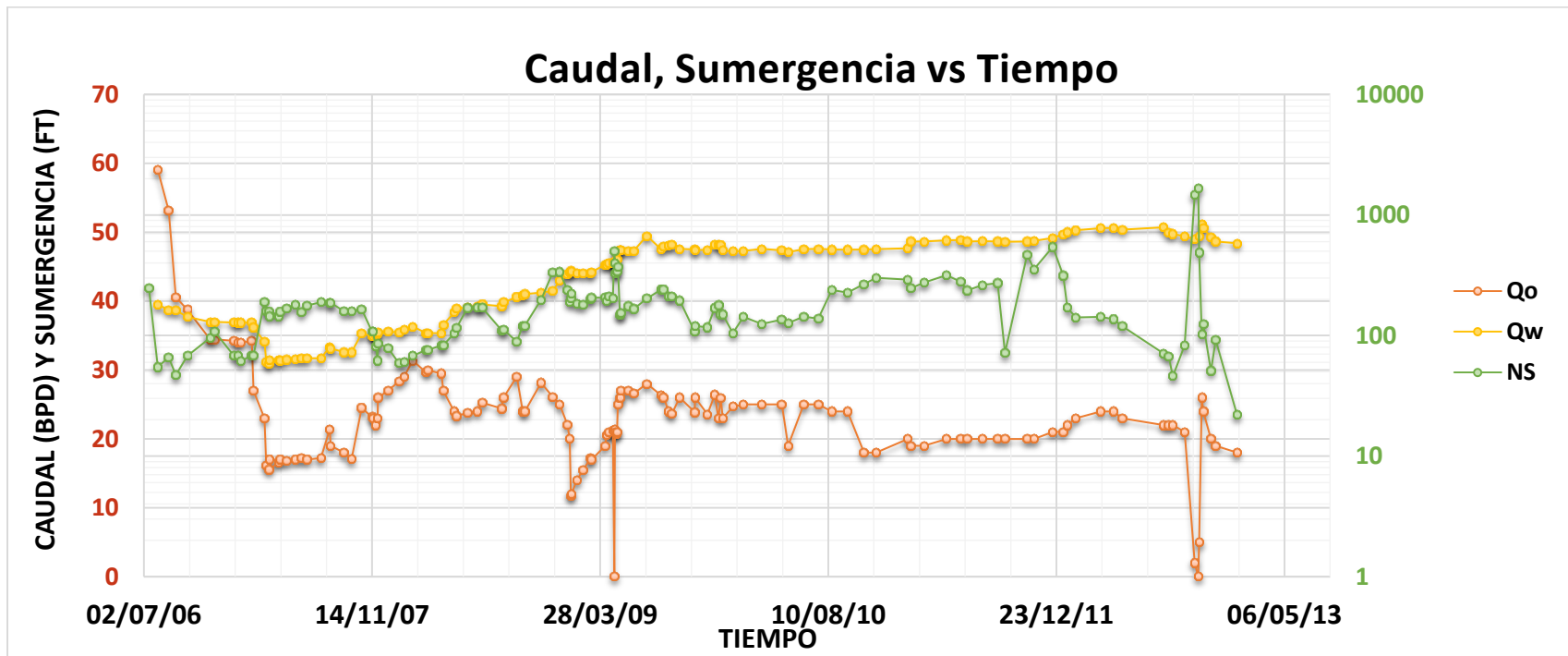
De ahí en adelante hasta la actualidad, tanto el caudal de crudo y nivel de sumergencia se mantuvieron constantes, con algunos alti-bajos y el caudal de agua se nota un aumento leve al pasar del tiempo, qué en parte es el gran motivo de lograr mantener el caudal del crudo.

Al final podemos concluir que el pozo a lo largo de sus años de producción, el caudal de agua estuvo casi que constante, el caudal de crudo refleja una declinación constante, a pesar de las fallas presentadas y tratamientos realizados, no pierde ni se ve afectada su tendencia inicial.

SF-169

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	27	Pr (psi)	859,8	Nomenclatura	48 ROD 1 in N-97 x 25 ft 62 ROD 7/8 in N-97 x 25 ft
		IP	0.76	RM-912-305-192	
Tfondo (°F)	150	Qmax (BFPD)		Bomba de subsuelo	
VISC@T(cp)	2,99	Profundidad Máx.	3228	30-250-RWBC-22-3 Convencional	

Fuente: Autores



Fuente: Autores

El pozo es perforado el 24 de septiembre del 2005 y puesto en producción el 8 de octubre del 2005, el cual fue completamiento como pozo productor a hueco abierto desde 2837 ft hasta 3347 ft y se instaló el sistema de levantamiento artificial Electrosumergible.

Solo hasta el 15 de julio del 2006, se pone en producción el pozo con el sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico, con una bomba 30-200 RWBC-20-3 de 2 etapas a 2761 ft, con una producción de crudo de 59 BOPD y una producción de agua de 180 BWPD.

Éste pozo tiene cierta similitud con el pozo 184, ya que solo presenta dos intervenciones en los 6 años de producción del pozo y refleja al comienzo una declinación pronunciada y luego de la primera intervención, logra tener otro tipo de declinación mucho más leve.

La primera intervención es el 28 de abril del 2009 donde la bomba sale completa, el 70 % de los coupling y varilla que muestran desgaste significativo, se cambian por nuevos, luego se instala una bomba nueva 30-250-RWBC-22-3 2 etapas 2408 ft.

La segunda intervención es el 27 de octubre del 2012, en éste servicio la varilla salió con la jaula rota en la parte inferior, quedándose la bomba. La varilla de 1 in y los coupling presentan desgaste severo, la varilla de 7/8 in y coupling salió con desgaste severo. Se instaló bomba 30-250-RWBC-22-3 2 etapas, con doble válvula viajera y válvula fija.

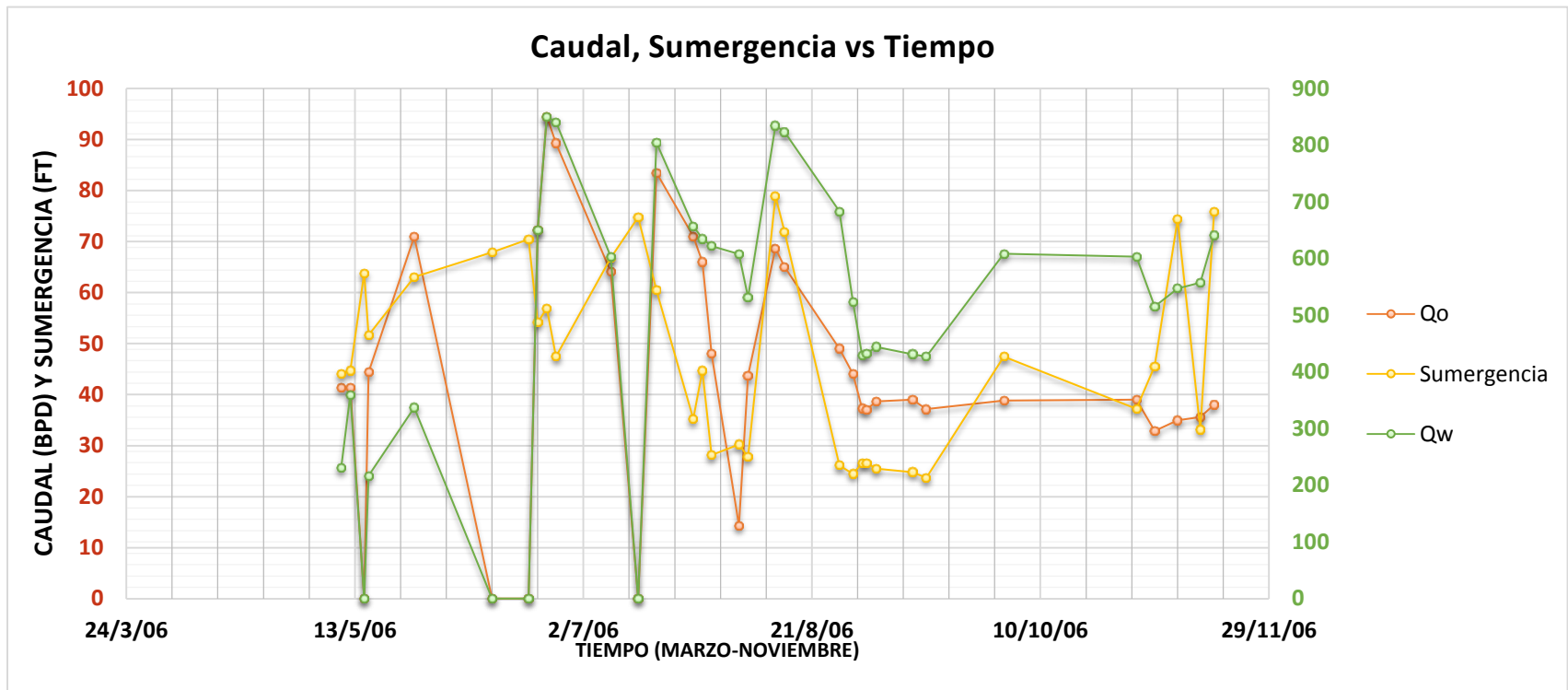
La producción de agua a lo largo de los 6 años ha venido incrementando de 60 BWPD a 500 BWPD. El nivel de sumergencia ronda a lo largo de los 6 años está entre 50 ft y 200 ft.

El comportamiento del caudal de crudo se divide en dos, la primera parte, su declinación fue de 59 a 21 BOPD, después de la ya mencionada primera intervención, el pozo se reanuda en 26 BOPD y en la actualidad ha venido declinando levemente hasta los 18 BOPD.

El porcentaje de llenado de la bomba también reflejaría dos comportamientos, el primero, en los comienzos del pozo en su primer año y medio por debajo del 80%, llegando a caer cerca al 50% y en ocasiones coincidía cuando la producción de crudo era baja. El segundo comportamiento es a partir de mediados del 2008 hasta la actualidad, ya un poco más estable y por siempre por encima del 80%.

SF-173

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	27	Pr (psi)	397,5	Nomenclatura	41 ROD 1 in N-97 x 25 ft 82 ROD 1 1/8 in N-97 x 25 ft
		IP		C-912D-305-192	
Tfondo (°F)	127	Qmax (BFPD)		Bomba de subsuelo	
VISC@T(cp)	3,88	Profundidad Máx.	3487	30-250-RWBC-22-3 Convencional	



Fuente: Autores

Fuente: Autores



El pozo es perforado el 27 de marzo del 2006 y puesto en producción el 27 de abril del 2006, el cual fue completado en la formación KCL y se instaló el sistema de levantamiento artificial Electrosumergible; a los pocos días, el 6 de mayo del mismo es cambiado al sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico, con una bomba de dimensiones 30-250-RWBC-22-3 a 2781 ft. Comienza con una producción de crudo de 41 BOPD y agua de 230 BWPD. A los 9 días sería intervenido el pozo donde se sacó sarta de bombeo y recuperó memory gauge y se bajó sarta de bombeo con bomba 30-250-RWBC-22-3 a 2785 ft.

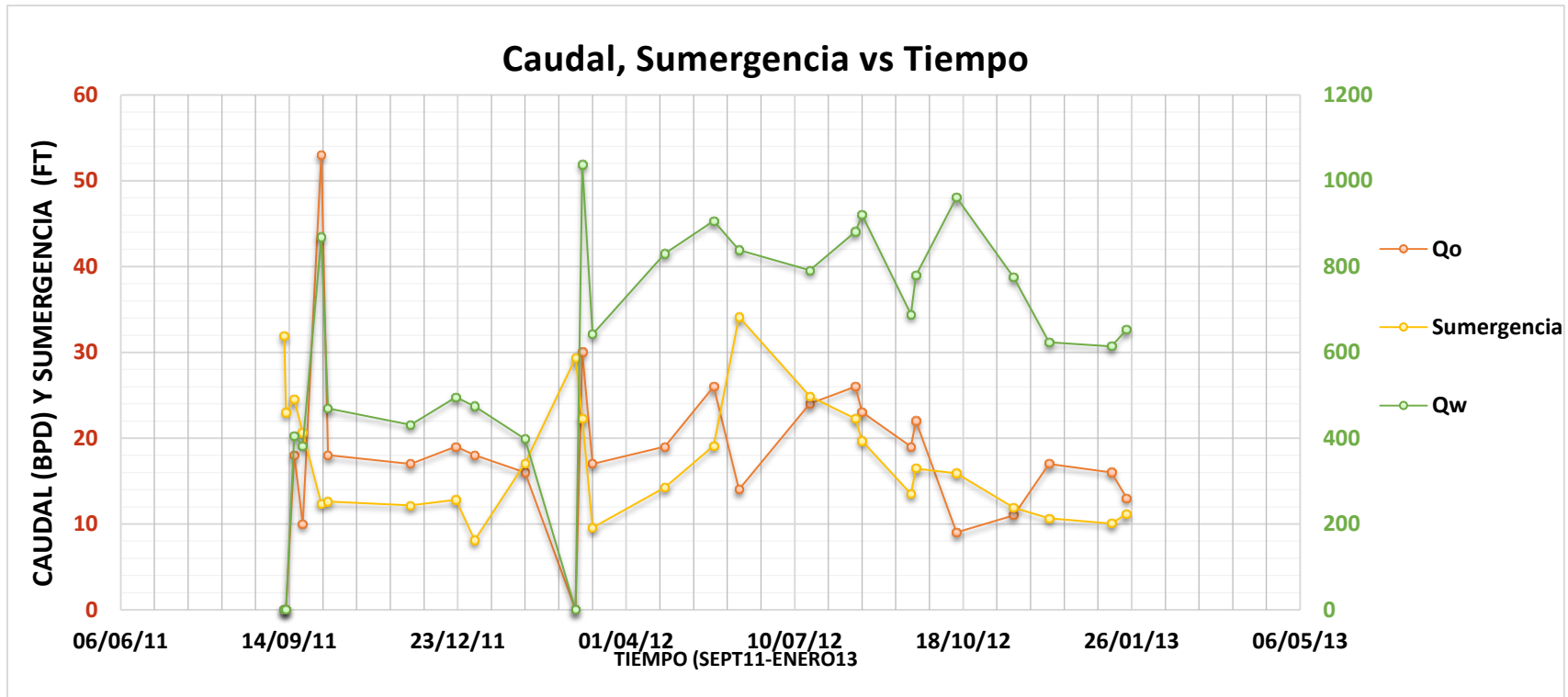
A partir de éste servicio la producción de crudo y agua del siguiente mes sería incremental logrando llegar a los 71 BOPD y 330 BWPD, el nivel de sumergencia también ascendería. El 11 de junio del 2006 el pozo tendría un servicio de bomba, al sacar la sarta se desenroscó la caja de la válvula viajera, que se encontraba bloqueada. El pozo con éste servicio no produciría y sería intervenido nuevamente el 18 de junio del 2006 para servicio de bomba (pescar bomba) y de paso se realizó estimulación ácida en KCU, también se realizó re-inyección con inhibidor de "scale" en KCU y se dejó instalada bomba 30-250-RWBC-22-3 dos etapas a 2818 ft. Éste tratamiento realizado ayudo al pozo a llegar a su pico máximo de caudal de crudo logrando llegar a los 94 BOPD, en parte gracias al caudal de agua de 850 BWPD, a menos de cumplir el mes del último servicio, el pozo presentaría problemas nuevamente en ésta ocasión se realizó un servicio para cambiar barra lisa y stuffing Box por estar corroídos. Después de la intervención el caudal de crudo demoraría mes y medio en estabilizarse y ya mantenerse constante.

El 17 de noviembre el pozo entra en servicio de reacondicionamiento en el cual deciden cambiarlo a sistema de levantamiento artificial PCP.

El pozo en ésta primera etapa con sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico duraría sólo 6 meses, en los cuales los primeros 3 meses la producción de crudo y agua, varían mucho sin un incremento o declinación definida, esto debido a varios problemas e intervenciones que tuvo el pozo, ya para los 3 últimos meses la producción de crudo se mantiene relativamente constante y la producción de agua refleja un aumento significativo. El nivel de sumergencia durante los 6 meses tendría poca estabilidad y tendría puntos altos y bajos, con respecto al porcentaje de llenado de la bomba, casi todo éste tiempo se encontraría por debajo del 80% lo que nos refleja en parte los problemas presentados durante éste tiempo.

El 2 de febrero del 2007, el pozo entra en servicio para cambio del sistema de levantamiento en el cual deciden cambiarlo a Electrosumergible.





Fuente: Autores

Ya después de casi 5 años, los ingenieros a cargo del campo deciden volver a instalar Bombeo Mecánico por segunda vez en éste pozo. El 6 de septiembre del 2011, el pozo entra en servicio para cambio del sistema de levantamiento en el cual deciden cambiarlo a Bombeo Mecánico, con una bomba de dimensiones 30-250-RWBC-22-3 II etapas a 2840 FT, con 6 GPM y 100 de recorrido.

También se realiza en pro de mejorar la productividad del pozo mediante el bombeo de un tratamiento químico con ácido HF, con el fin de remover un posible daño por taponamiento con finos, el cual no ha sido efectivamente removido con los tratamientos con ácido HCl 7.5% utilizados en este pozo. La justificación para éste servicio es que el pozo SF-173 está ubicado en el bloque 1 del campo y de acuerdo al análisis de yacimientos correlaciona con el pozo SF-42, el cual también produce de las zonas de la formación KCU y actualmente tiene una alta productividad (10800 BFPD, 98.3% bsw, 183 BOPD).

El pozo no volvería a entrar en servicio hasta el 1 de marzo del 2012 para intentar recuperar producción por posible varilla partida y/o desconectada, al ser intervenido se observó barra lisa partida; también se observó barril de la bomba colapsado, se envió bomba para reemplazo de barril a Parko Services. Se arrancó con 192 de recorrido.

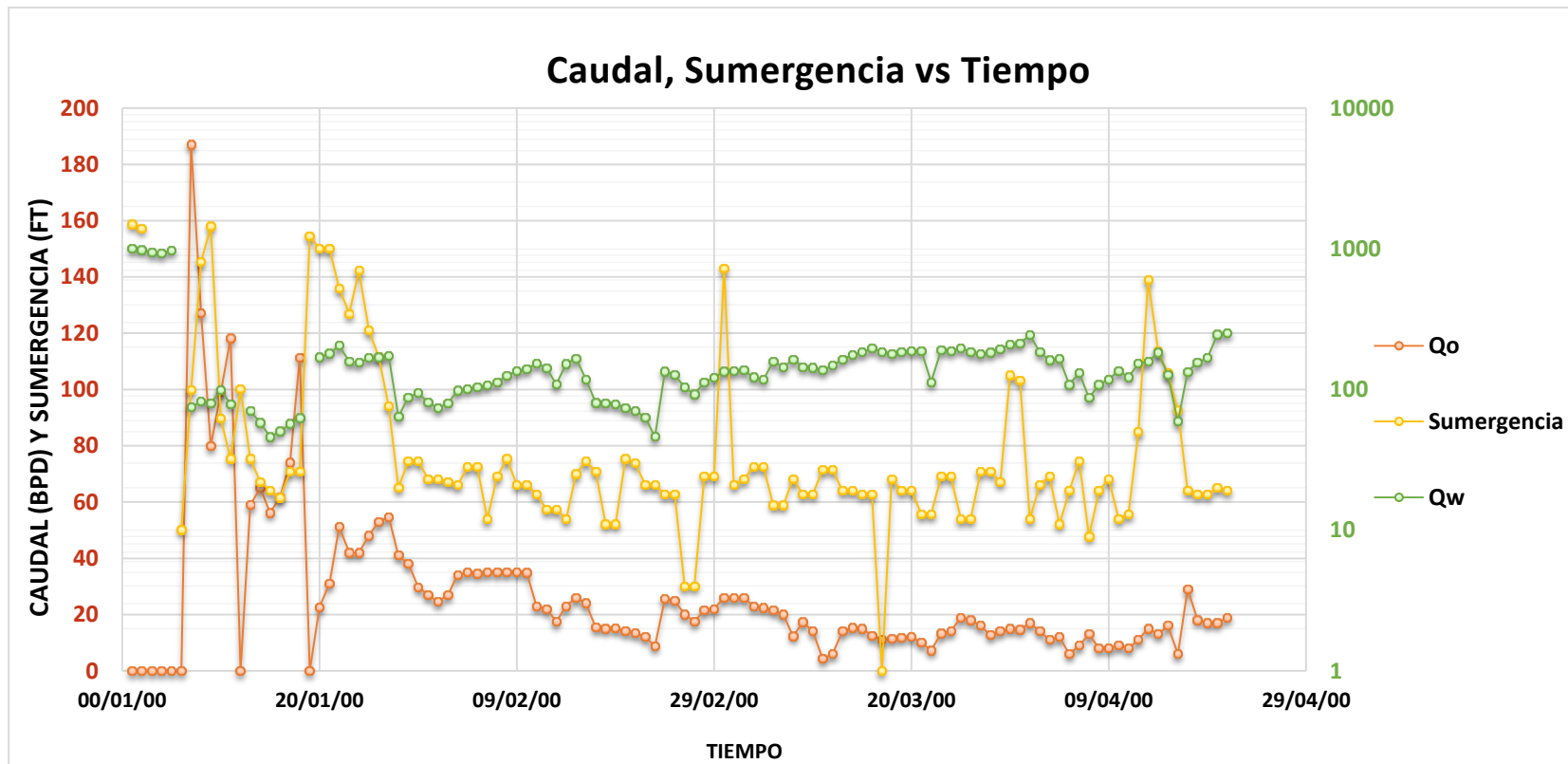
En ésta segunda etapa del pozo en bombeo mecánico dura por algo más de 2 años y hasta la actualidad continúa siéndolo. El caudal de crudo tiene un comportamiento constante, con algunos alti-bajos pero su rango estaría entre los 10-20 BOPD, el caudal de agua tiene el mismo comportamiento del caudal de crudo en cada pico y descenso pero a mayor escala, un nivel de sumergencia relativamente estable y seguro entre 200 ft- 600 ft. También es conveniente agregar comparado con la primera etapa del Bombeo Mecánico en éste pozo, ésta vez el porcentaje de llenado de la bomba se mantuvo casi todo el tiempo por encima del 80%.

El pozo 173 es el único que para reflejar la producción mientras estuvo en Bombeo Mecánico, se necesitó de dos gráficas (en la parte de superior mostradas) y en comparación con los demás pozos, no se ve tan claramente las tendencias y comportamientos del pozo, por la poca cantidad de datos en cada gráfica.

SF-184

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas
API	27	Pr (psi)	1174,2	Nomenclatura	47 ROD 1 in N-97 x 25 ft 32 ROD 7/8 in N-97 x 25 ft
		IP		RM-912-305-192	
Tfondo (°F)	125	Qmax (BFPD)		Bomba de subsuelo	
VISC@T(cp)	4,01	Profundidad Máx.	2890	30-150-RHBC-20-3	

Fuente: Autores



Fuente: Autores

El pozo es perforado el 24 de abril del 2007 y puesto en producción el 31 de mayo del mismo, el cual fue completado en las formaciones KCU-KCL y comienza con una producción de crudo de 250 BOPD y agua de 75 BOPD y sumergencia de 1486 ft con una bomba de dimensiones 30-250-RWBC-22-3 a 1995 ft; a los 2 días hubo un servicio para disminuir Ø de la bomba donde se sacó bomba 30-250-RWBC-20-3 desde 1995 ft y se cambió por una bomba 30-150-RWBC-20-3 hasta 1995 ft. A la semana es nuevamente intervenido el pozo para recuperar memory gauge a 2029 ft y se sacó bomba, recupero memorias y bajó nuevamente bomba 30-150-RWBC-20-3 hasta 1995 ft donde se deja en producción KCU.

Por sus primeros días de producción, el caudal de crudo y agua tuvo un comportamiento constante, cómo también el nivel de sumergencia; hasta el 24 de julio del 2007 cuando el pozo tuvo servicio para realizar un aislamiento de la formación KCL y Estimulación KCU, donde se sacó la bomba 30-150-RWBC-20-2 desde 1995 ft y se evaluó por swabbing KCU, también tuvo un tratamiento DAD acido e Inhibición, se instaló una nueva bomba 30-150-RHBC-20-3 a 1995 ft.

Luego de ésta intervención y qué sería la última hasta la actualidad, sucede que el caudal de crudo queda más bajo que antes de la misma, en cambio el caudal de agua aumentaría en casi 100 BWPD y el nivel de sumergencia sólo duraría bastante alto por una semana, luego bajaría y se mantendría estable durante los siguientes 5 años y medio.

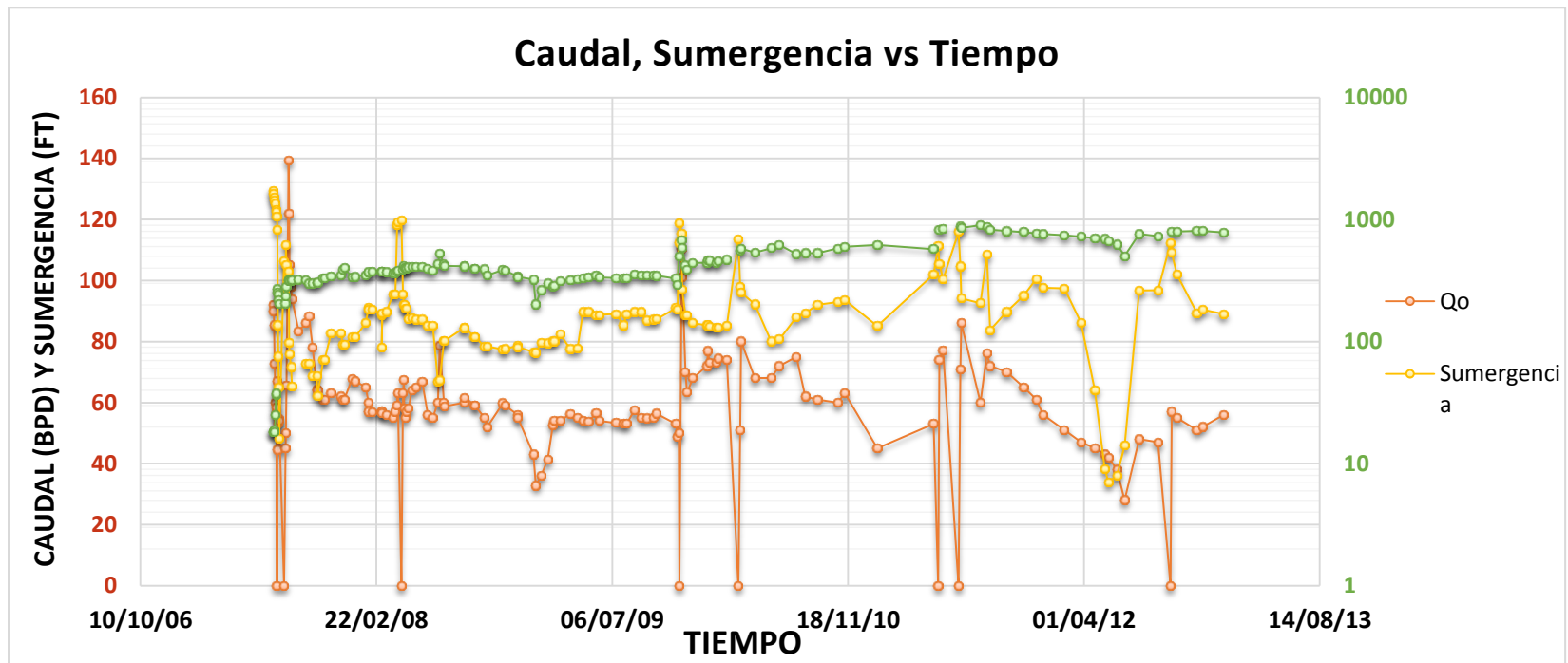
Ha diferencia de los demás pozos éste tiene la particularidad de no tener intervenciones por más de 5 años hasta la actualidad, luego de la última intervención realizada el caudal de crudo tendría una declinación normal en éste tiempo bajó de 50 a 20 BOPD y el caudal de agua estuvo relativamente constante con algunos alti-bajos.

La producción de agua a lo largo de los años aumento de 75 a 160 BOPD teniendo algunos cambios leves.

SF-186

Fluido		Yacimiento		Unidad de bombeo	Sarta de varillas 95 ROD 1 in N-97 x 25 ft 28 ROD 1 1/8 in N-97 x 25 ft
API	27	Pr (psi)	1243,65	Nomenclatura	
		IP		C-912D-365-192	
Tfondo (°F)	127	Qmax (BFPD)		Bomba de subsuelo	
VISC@T(cp)	3,77	Profundidad Máx.	4346	30-250-RWBC-22-3 Convencional	

Fuente: Autores



Fuente: Autores

El pozo es perforado el 15 de junio del 2007 y puesto en producción el 18 de julio del mismo, el cual fue completado en las formaciones KCU-KCL y se pone en producción el pozo partiendo con una sumergencia de 1722 ft con una bomba 30-250-RWBC-22-3 a 2996 ft. En los primeros días de producción el pozo arrancó con 90 BOPD y fue declinando durante una semana, donde la producción quedo en 58 BOPD y se intervino nuevamente donde se cambió la bomba por la 30-250-RWBC-20-3 II etapas a 2996 ft.

La producción se mantuvo constante alrededor de los 55 BOPD a los 10 días el 7 de agosto del 2007 es intervenido el pozo para recuperar sarta de producción con varilla partida, nuevamente la bomba fue cambiada por la 25-200-RWBC-20-3 a 3388 ft. Después del servicio el pozo fue incrementando su producción durante una semana de manera lineal de los 45 BOPD, que fue el caudal con el que se reanudó el pozo hasta llegar a los 139 BOPD en 12 días, debido a la buena sumergencia que presentó el pozo en esos 12 días.

Luego la producción de crudo cayó drásticamente en 2 meses hasta acentuarse alrededor de los 65 BOPD. De ahí en adelante la producción de crudo tuvo una declinación constante leve hasta el 8 de abril del 2008, cuando el pozo fue intervenido por desgaste en algunos coupling y patines de centralizadores en malas condiciones operacionales, también la bomba sale partida por la jaula de la válvula viajera, el punto de pesca es 3128 ft, se coloca una nueva bomba 30-200-RWBC-20-3. El pozo es reanudado con una sumergencia de aproximadamente 1000 ft y un incremento de caudal de 10 BOPD, al paso de los meses mantiene una declinación constante leve con algunos alti-bajos de producción hasta el 25 de noviembre del 2009, donde el pozo entra a servicio para hacerle tratamiento químico, primero se hizo un Tratamiento SOA (HCL al 7.5%), que fue desplazado con 12 bbls de agua de inyección filtrada y tratada con PHASETREAT 4310, al haber limpiado la zona se realizó el tratamiento orgánico a la formación KCU, en los intervalos: 3340 ft – 3388 ft, 3422 ft – 3440 ft, 3462 ft – 3480 ft y KCL: 3882 ft – 3894 ft, 3920 ft – 3936 ft y 4066 ft – 4088 ft. Bombeo 39 barriles de tratamiento orgánico compuesto por: xileno 47% - varsol 32% - butil 15% - genamin 0.80 2% - dissolvan 3834 2% - dispersogen 4362 2%. El pozo es puesto en producción con una bomba nueva 30-250-RWBC-22-3 dos etapas.

Después del tratamiento el pozo incrementó su caudal de crudo a 110 BOPD debido a su alta sumergencia y a los pocos días se estabilizó en 70 BOPD que se mantendría hasta el 30 de marzo del 2010, cuando nuevamente sería intervenido el pozo al venir perdiendo porcentaje de llenado en la bomba, en éste servicio se encuentra desgaste por fricción en los coupling y rueda guía de los centralizadores; la bomba no salió, se observó jaula superior partida desgastada por fricción, también la bomba salió llena de arena en su anclaje, no fue posible retirar la nipples de ésta. Luego del servicio dejarían una bomba con las mismas condiciones. En éste tiempo de vida del pozo el bsw estuvo alrededor del 85% y a partir de ésta fecha incrementaría.

Con la última intervención el caudal de crudo se incrementó en 10 BOPD y de ahí en adelante declinaría 30 BOPD en 13 meses, ante ésta caída de caudal de crudo el 20 de mayo del 2011 se hace servicio a pozo para hacer tratamiento orgánico/divergente filtrado e inhibido en las formaciones KCU/KCL e intervalos (3340 ft- 3388 ft, 3422 ft- 3440 ft, 3462 ft- 3480 ft, 3882 ft- 3894 ft, 3920 ft- 3936 ft, 4066 ft- 4084 ft) y además un tratamiento de inhibición de scale (52 bbls de pre-flush + 52 bbls de píldora + 99 bbls de over-flush) a KCU/KCL a los intervalos (3340 ft- 3388 ft, 3422 ft- 3440 ft, 3462 ft- 3480 ft, 3882 ft- 3894 ft, 3920 ft- 3936 ft, 4066 ft- 4084 ft).

Con éste tratamiento realizado el pozo incrementa su caudal de crudo 20 BOPD y 10 más llegando a los 86 BOPD luego de un servicio a pozo realizado dos meses después (10 de julio del 2011) donde se presenta sarta de varillas en su totalidad presenta corrosión severa y en la bomba se identificó colapso y rotura aprox. de 1,5 ft en la parte inferior llegando a las copas de anclaje de la bomba (2 ft aprox.), al inspeccionar la bomba se diagnosticó falla debido a una contrapresión, también se encuentra pin de pistón roto por corrosión, asimismo corroído internamente, barril con desgaste de 0.003 ft, guía de pull tube deformado por roce y guías de segunda caja fija deformadas.

En los siguientes 15 meses la producción de crudo declinaría 40 bbls y de agua unos 250 bbls aproximadamente, el nivel de sumergencia estaría casi que constante exceptuando una caída severa para mayo del 2012, que se vió reflejado en la producción de crudo de junio que estuvo por 28 BOPD y que luego al mejorar el nivel de sumergencia reestablecería el caudal de crudo. El 1 de octubre del 2012 se hizo servicio a pozo y el personal de Parko recogió bomba en malas condiciones, también se realizó el running de la sarta cambiando varillas y centralizadores en mal estado.

El pozo después de su última intervención produce a 57 BOPD y aproximadamente 800 BAD, comparado con la tendencia que venía el caudal de crudo aumento en 10 bbls y el de agua en 250 bbls; estos caudales se han mantenido hasta la actualidad, con un nivel de sumergencia alrededor de los 200 ft.

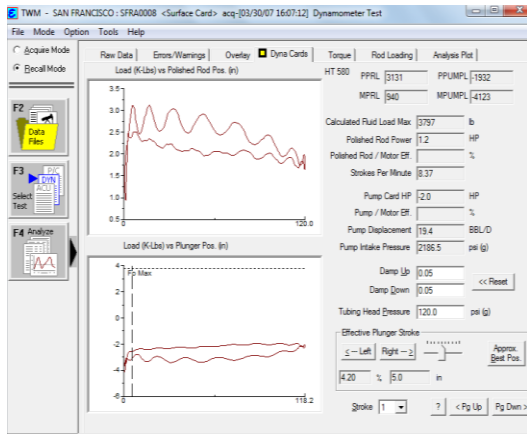
Durante la vida productiva del pozo se puede resumir que ha rondado caudales de crudo entre 139 y 28 BOPD, de agua entre 200 BOPD en sus inicios y alcanzó los 900 BAD, tuvo niveles de sumergencia altos después de cada servicio a pozo y en promedio entre 100 ft y 200 ft mientras estuvo en producción.



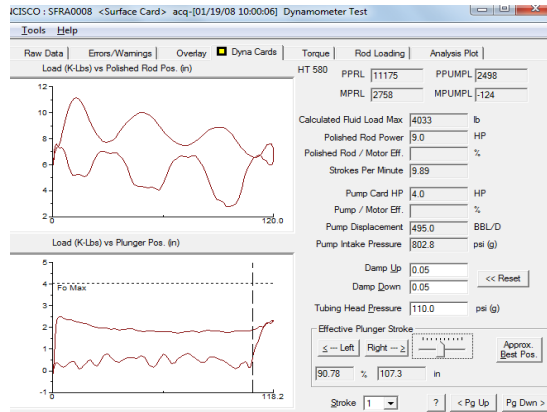
# ANEXO C FILE

## POZO SF- 08

### Falla en varilla (01/04/2007)



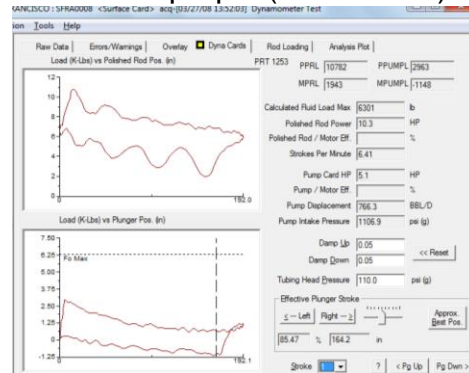
### Redimensionamiento de bomba (26/01/2008)



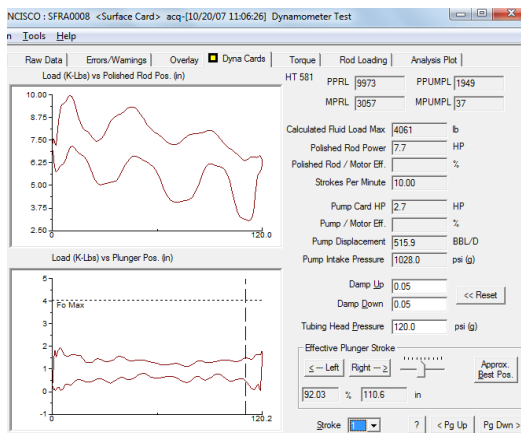
### Tratamiento al pozo

22/01/2004  
 07/10/2005  
 14/06/2007  
 03/06/2010  
 30/08/2010  
 13/10/2011  
 23/06/2012

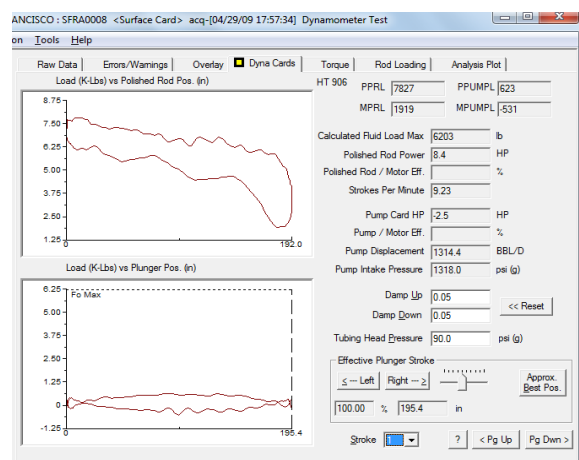
### Falla empaque (13/03/2008)



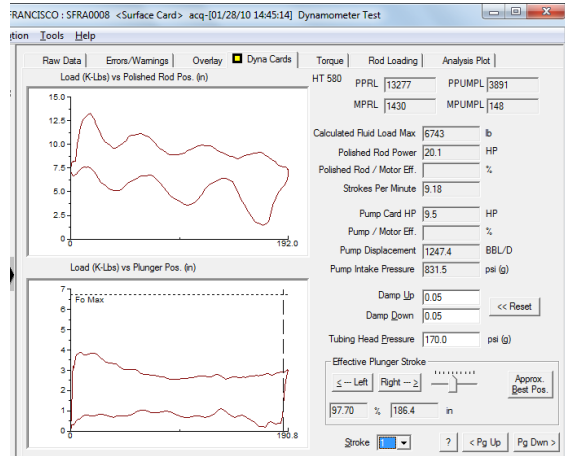
### Falla en empaque (25/10/2007)



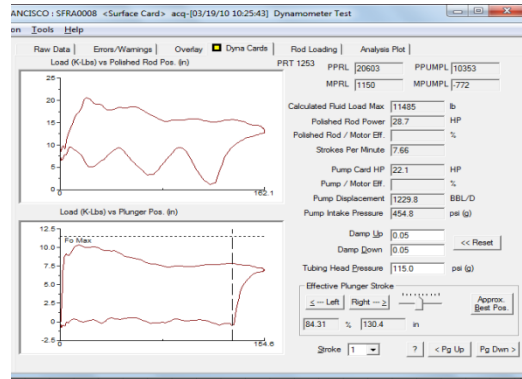
### Varilla partida (29/04/2009)



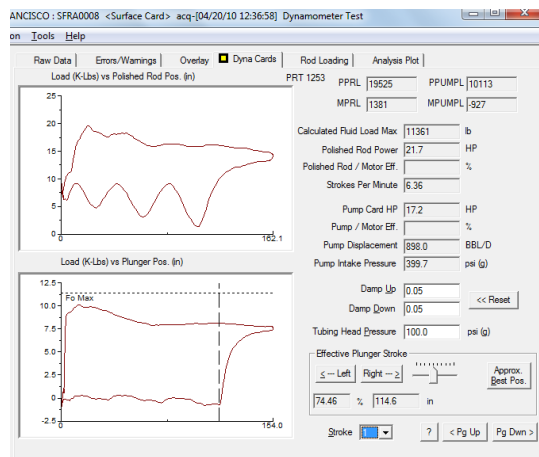
## Falla en bomba (23/02/2010)



## Leve golpe de fluido (19/03/2010)



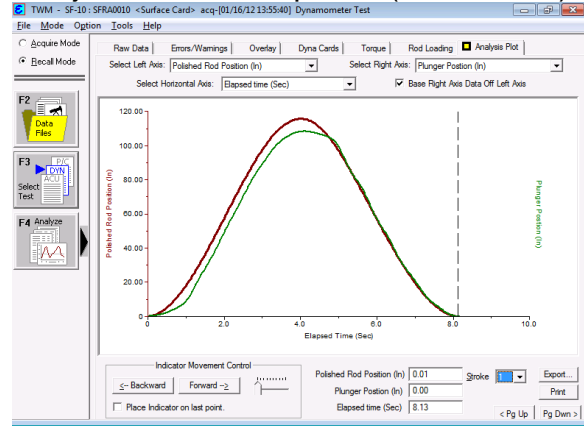
## Golpe de fluido (20/04/2010)



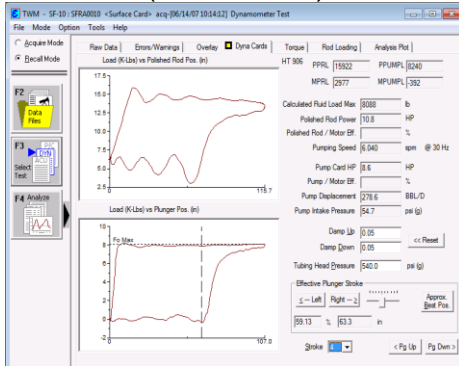
# POZO SF-10

Tratamiento químico (25/05/2003)

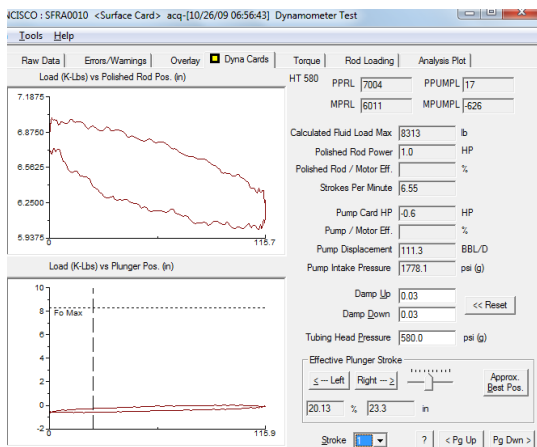
## Bajo recorrido del pistón (26/01/2012)



Falla por interferencia por gas (14/06/2007)

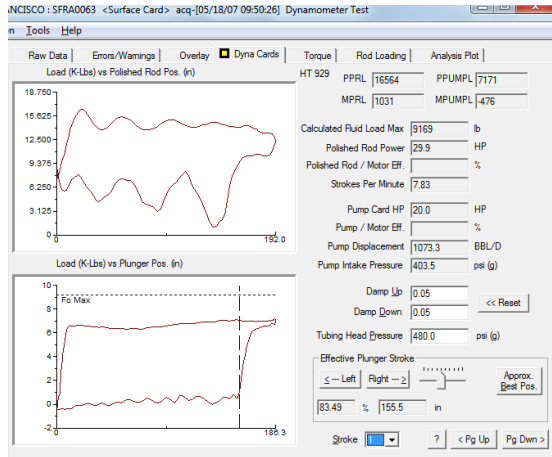


Falla en varilla (26/10/2009)

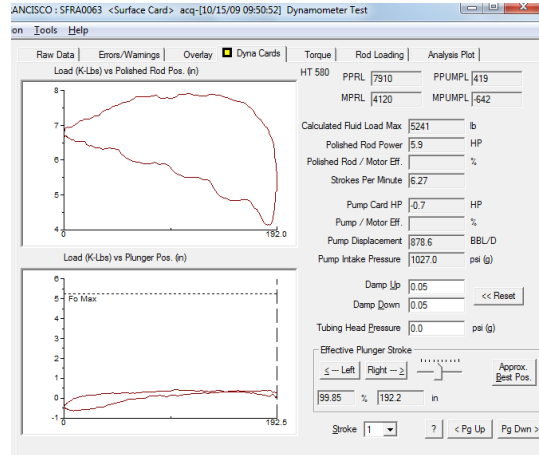


# POZO SF-63

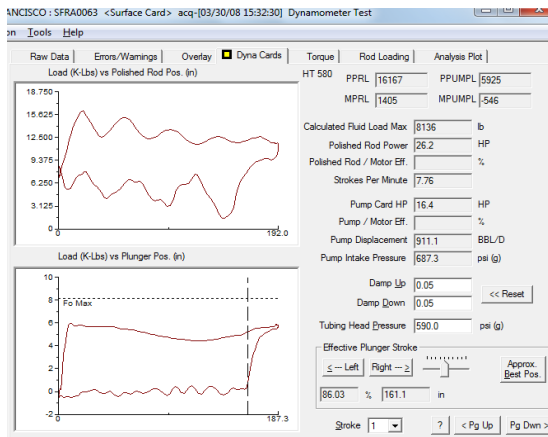
## Leve golpe de fluido (18/05/2007)



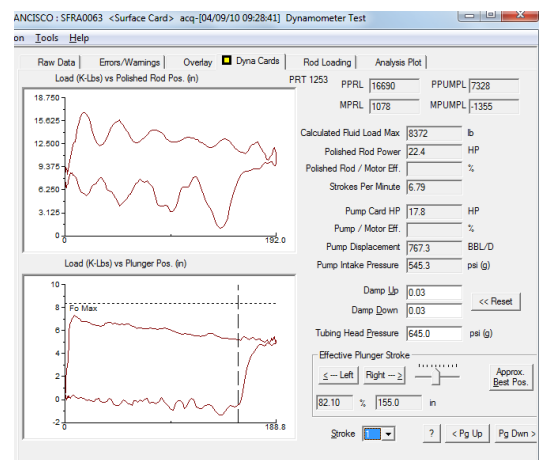
## Falla en bomba, ruptura sarta de varillas y tratamiento orgánico (15/10/2009)



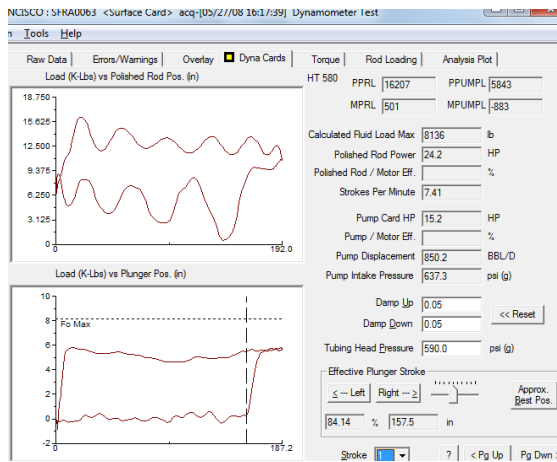
## Golpe de fluido (30/03/2008)



## Golpe de fluido (09/04/10)



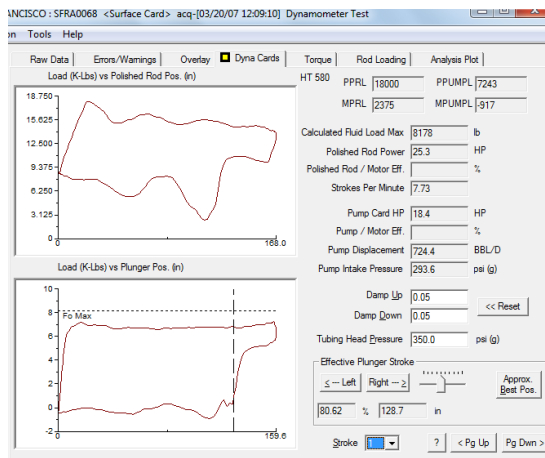
## Golpe de fluido (25/07/2008)



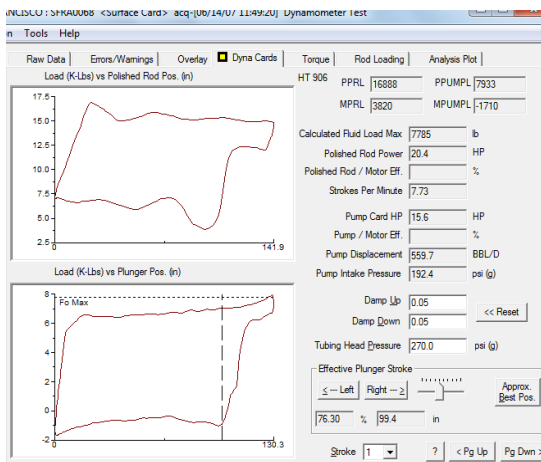
Tratamiento al pozo  
 23/01/2006  
 15/10/2009  
 03/10/2012

# POZO SF- 68

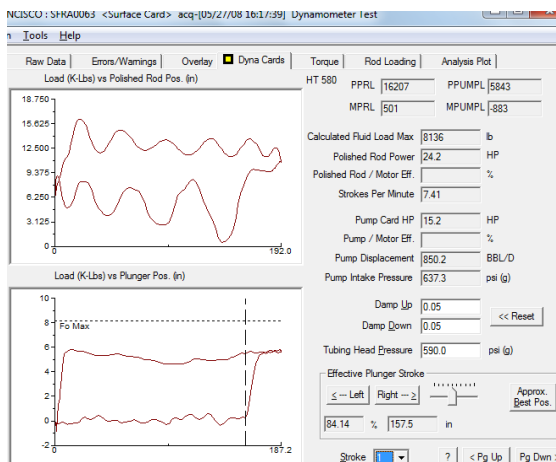
## Golpe de fluido (20/03/2007)



## Leve golpe de fluido (14/06/2007)



## Bloqueo de bomba (19/01/2008)

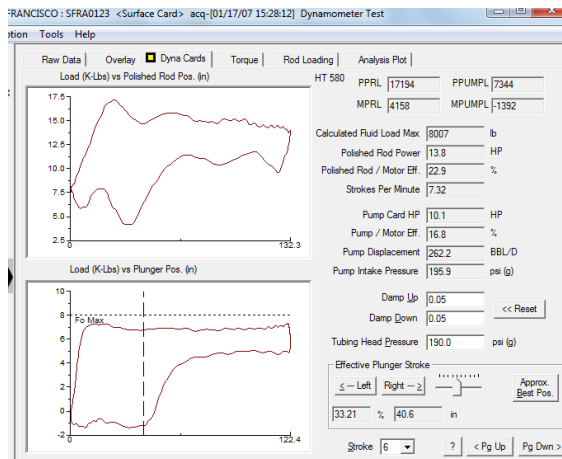


Cambio de unidad de bombeo  
(16/09/2009)

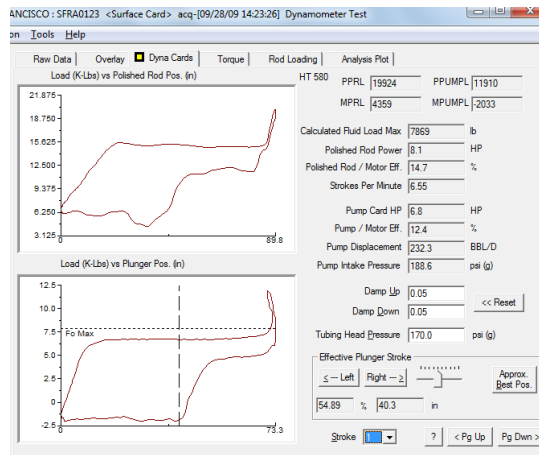
Tratamiento al pozo  
16/09/2009  
17/07/2012

# POZO SF-123

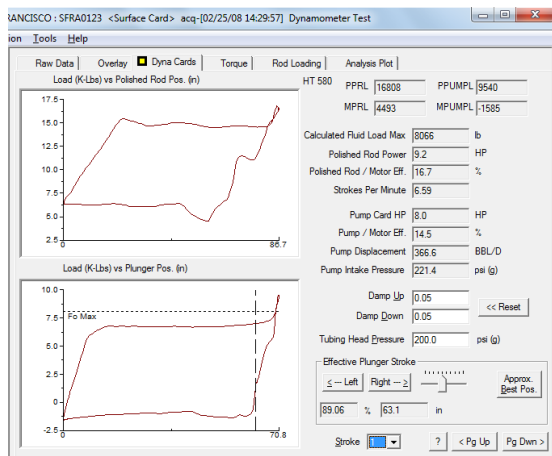
## Golpe de fluido (17/01/2007)



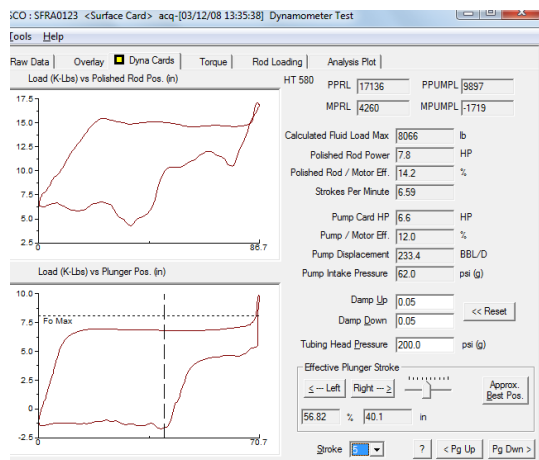
## Golpe de fluido(28/09/2009)



## Leve golpe de fluido (25/02/2008)



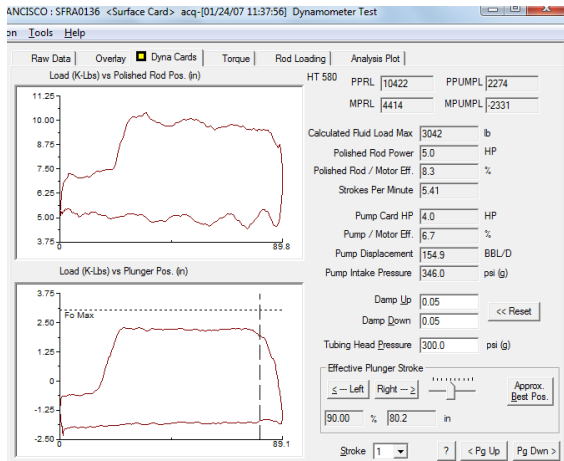
## Golpe de fluido (12/03/2008)



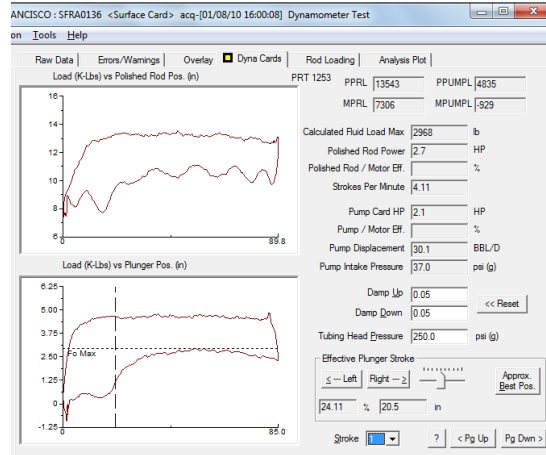
Tratamiento orgánico/inhibición  
 26/05/2005  
 08/08/2005  
 09/05/2010  
 Tratamiento ácido  
 24/09/2004

# POZO SF-136

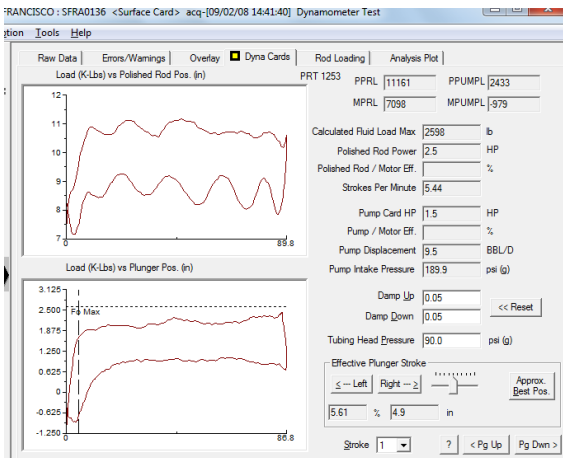
## Fuga en válvula viajera (24/01/2007)



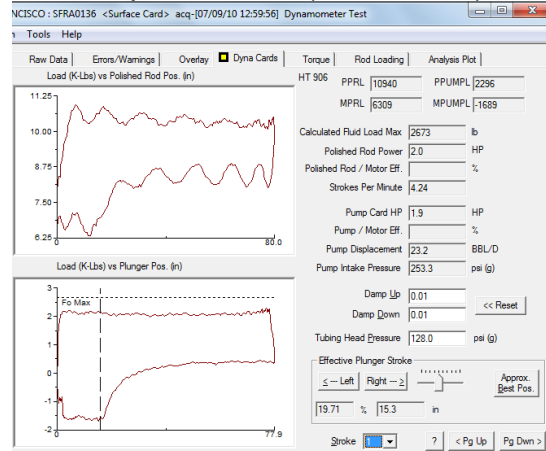
## Falla en bomba (28/09/2009)



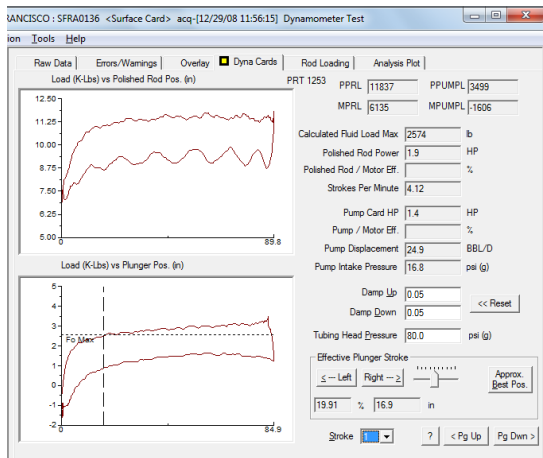
## Golpe de fluido (25/02/2008)



## Golpe de fluido (09/07/2010)



## Golpe de fluido (29/12/2008)

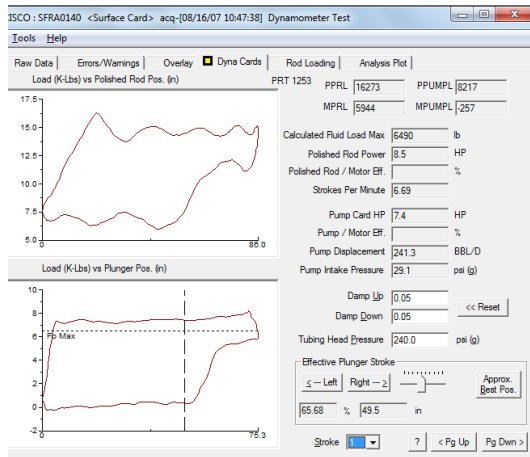


Tratamiento ácido  
10/03/2004

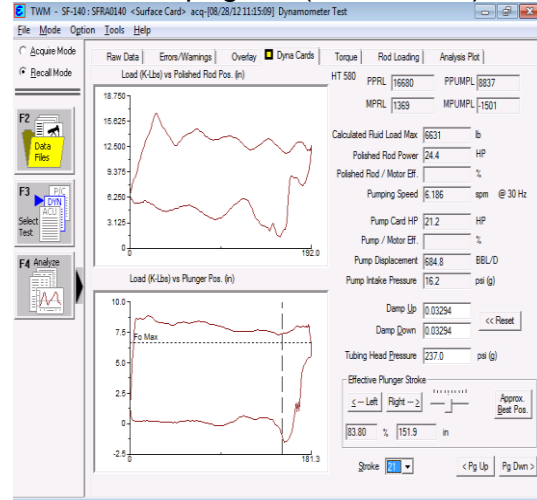
Tratamiento de inhibición  
10/03/2005  
18/05/2010

# POZO SF-140

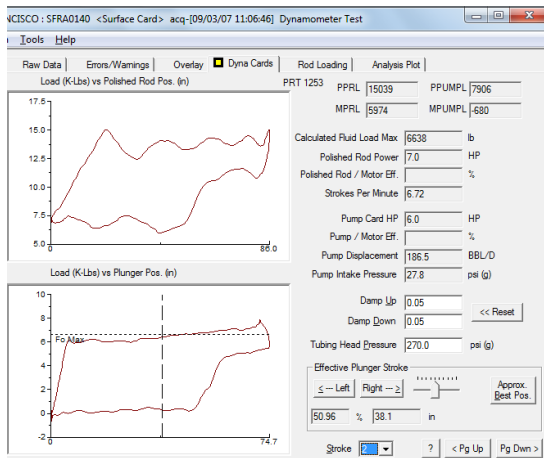
## Golpe de fluido (08/06/2007)



## Bomba pegada (28/08/2012)



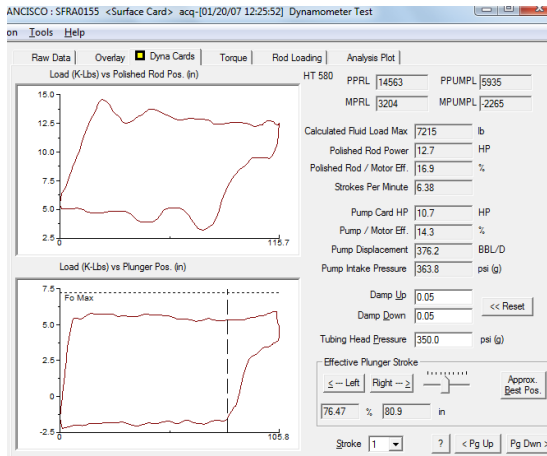
## Golpe de fluido (03/09/2007)



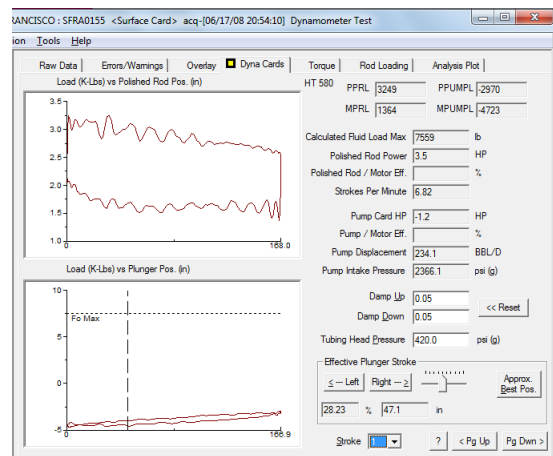


# POZO SF-155

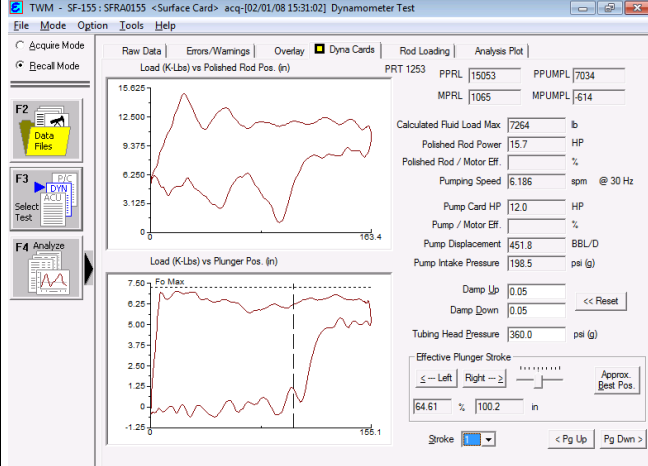
## Leve golpe de fluido (20/01/2007)



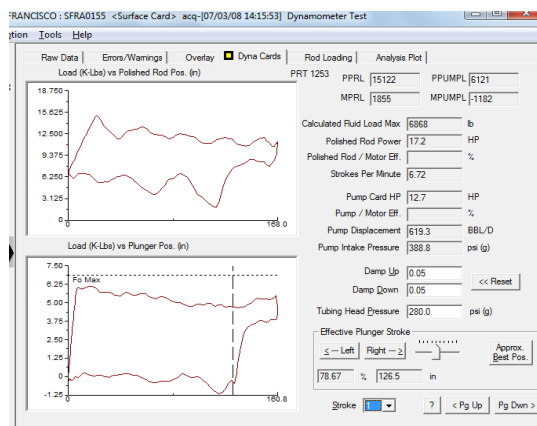
## Varilla partida (17/06/2008)



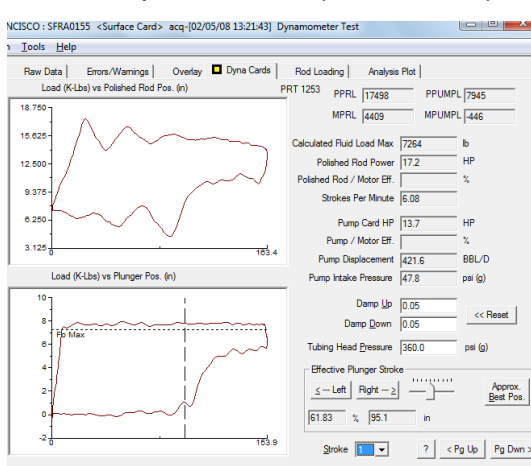
## Unidad desbalanceada (01/02/2008)



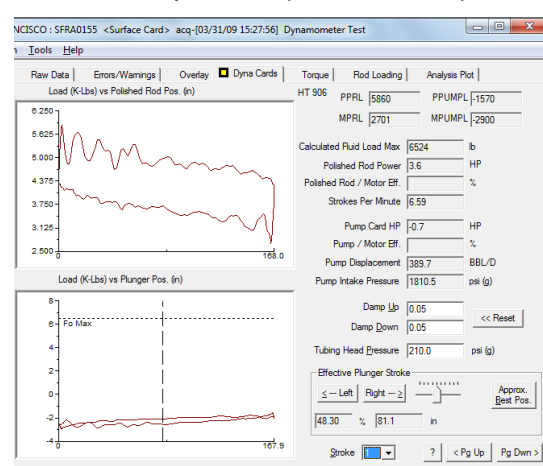
## Golpe de fluido (03/07/2008)



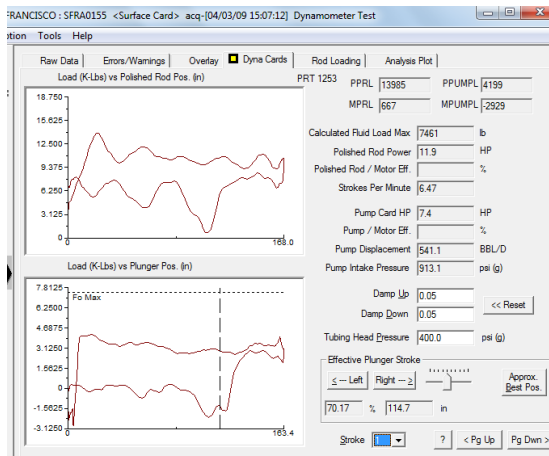
## Golpe de fluido (05/02/2008)



## Varilla partida (31/03/2009)



## Golpe de fluido (03/04/2009)

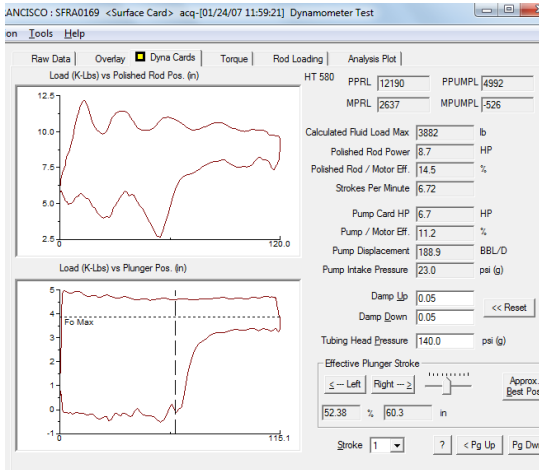


Tratamiento de inhibición  
27/06/2008

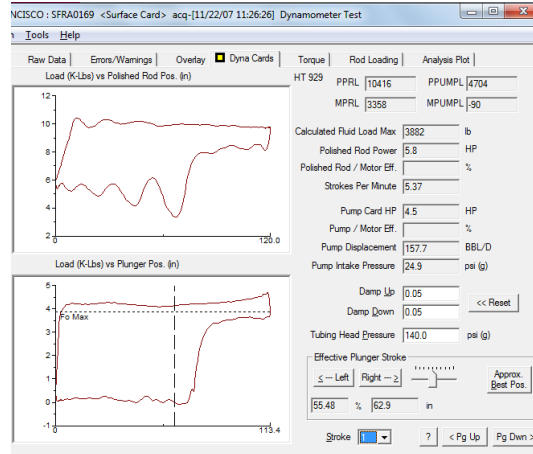
Tratamiento ácido  
11/09/2006  
06/05/2010

# POZO SF-169

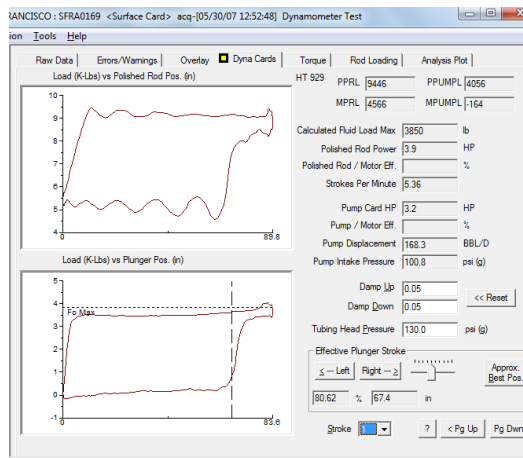
## Golpe de fluido (24/01/2007)



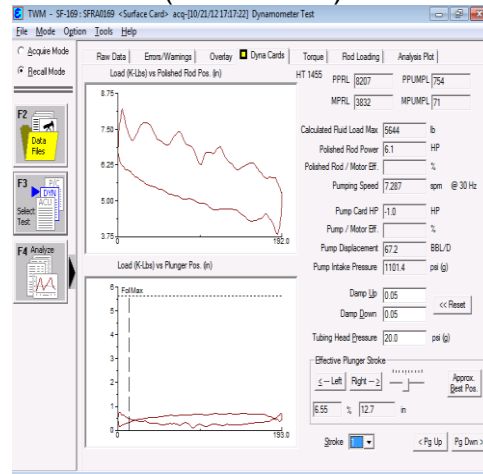
## Golpe de fluido (22/11/2007)



## Leve golpe de fluido (03/04/2007)

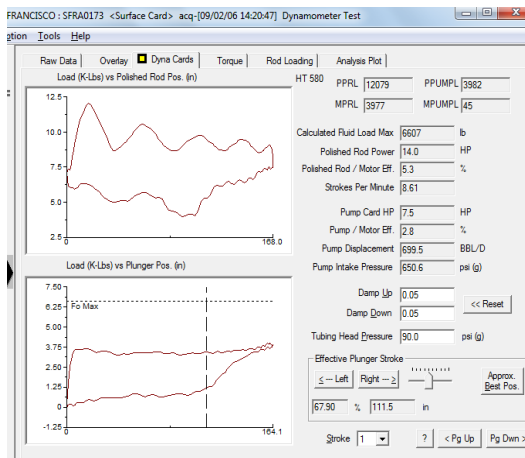


## Falla en bomba por jaula inferior rota (21/10/2012)

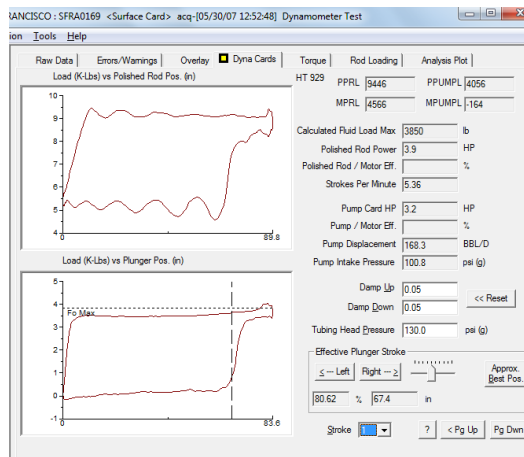


# POZO SF-173

## Unidad desbalanceada (02/09/2006)



## Leve golpe de fluido (03/04/2007)

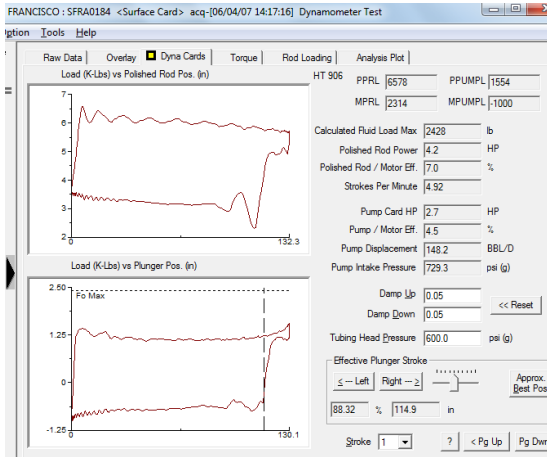


Cambio de Bombeo Mecánico a bombeo Electrosumergible (25/11/2006)

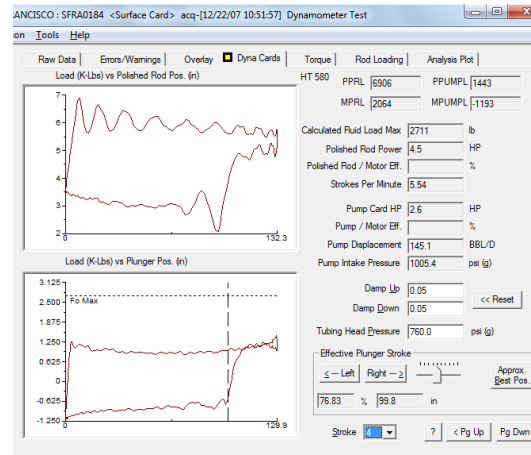
Cambio de bombeo Electrosumergible a Bombeo Mecánico (11/09/2011)

# POZO SF-184

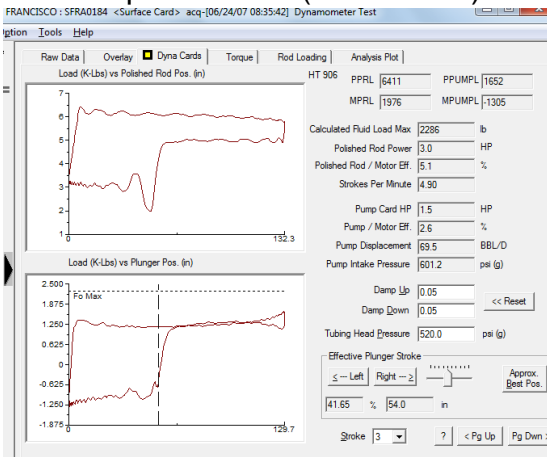
## Leve golpe de fluido (04/06/2007)



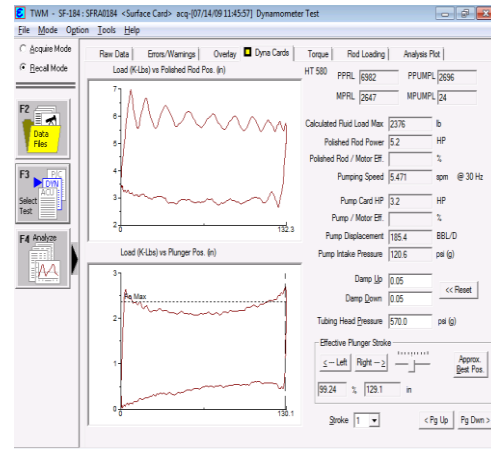
## Golpe de fluido (22/12/2007)



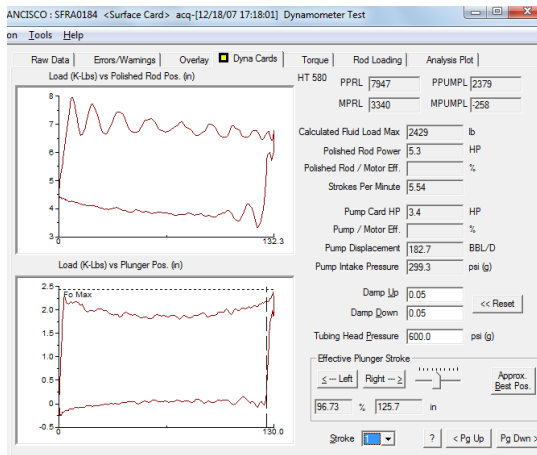
## Golpe de fluido (03/04/2007)



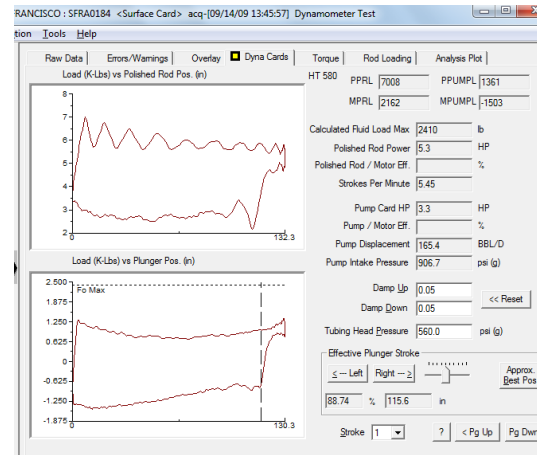
## Falla por fuga en válvulas. (14/07/2009)



## Cambio de motor (18/12/2007)

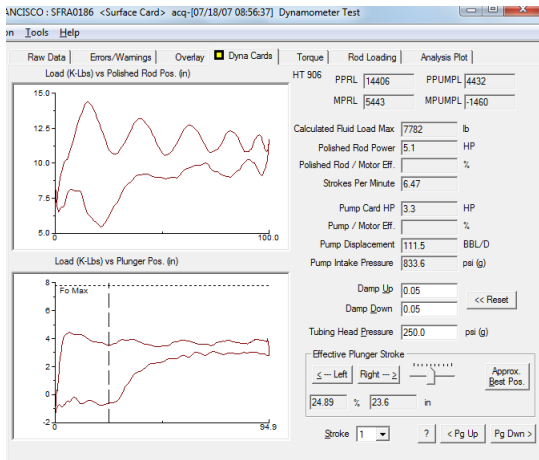


## Leve golpe de fluido (14/09/2009)

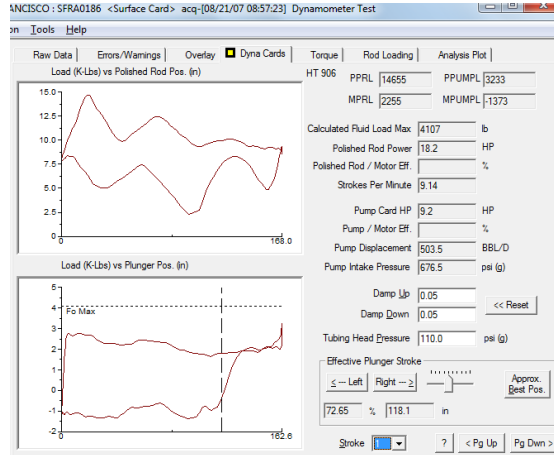


# POZO SF-186

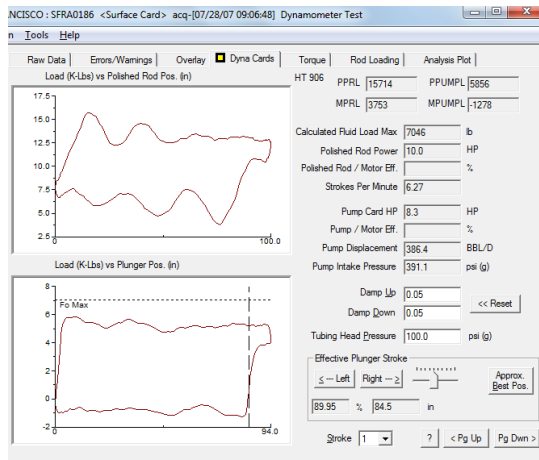
## Golpe de fluido (18/07/2007)



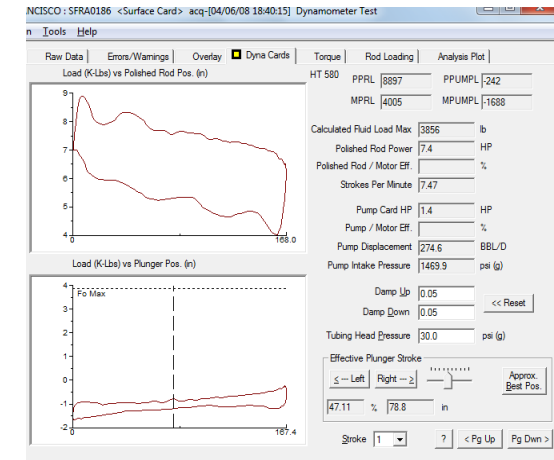
## Golpe de fluido (21/08/2007)



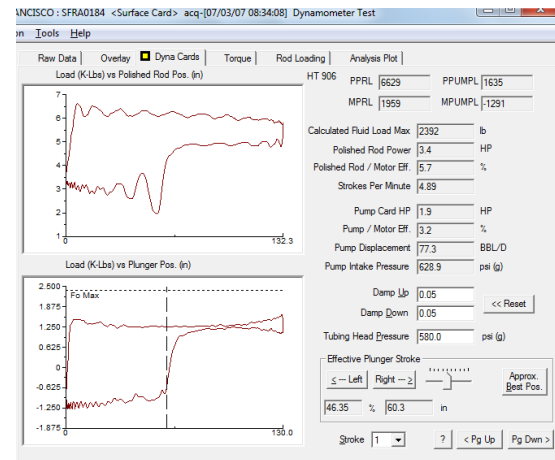
## Leve golpe de fluido (28/07/2007)



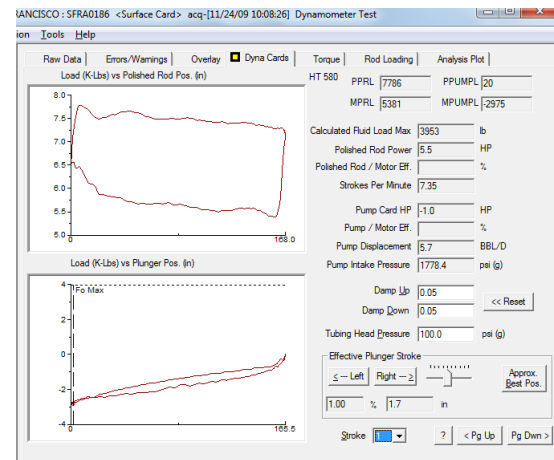
## Falla en varilla (07/04/2008)



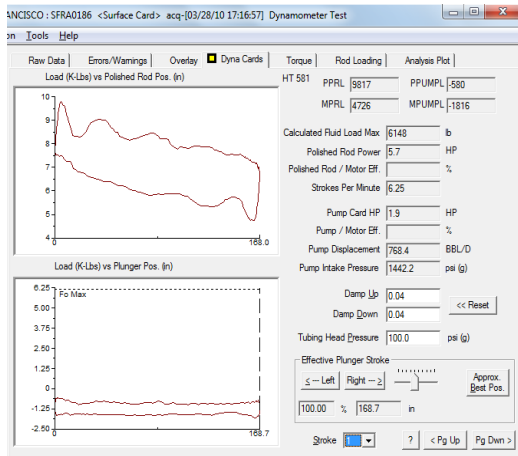
## Falla de bomba (10/08/2007)



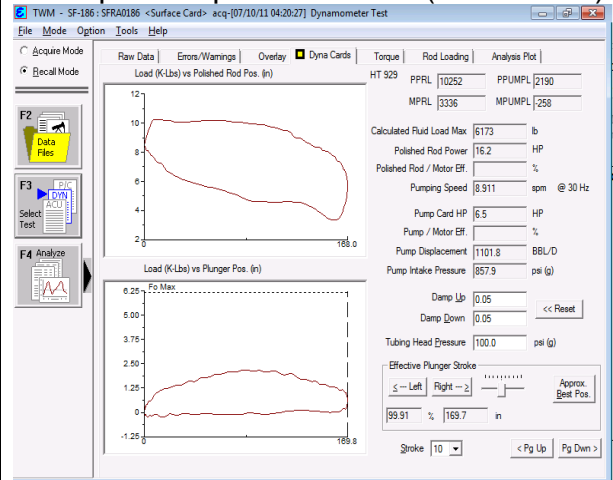
## Falla en varilla (24/11/2009)



## Falla en bomba (28/03/2010)

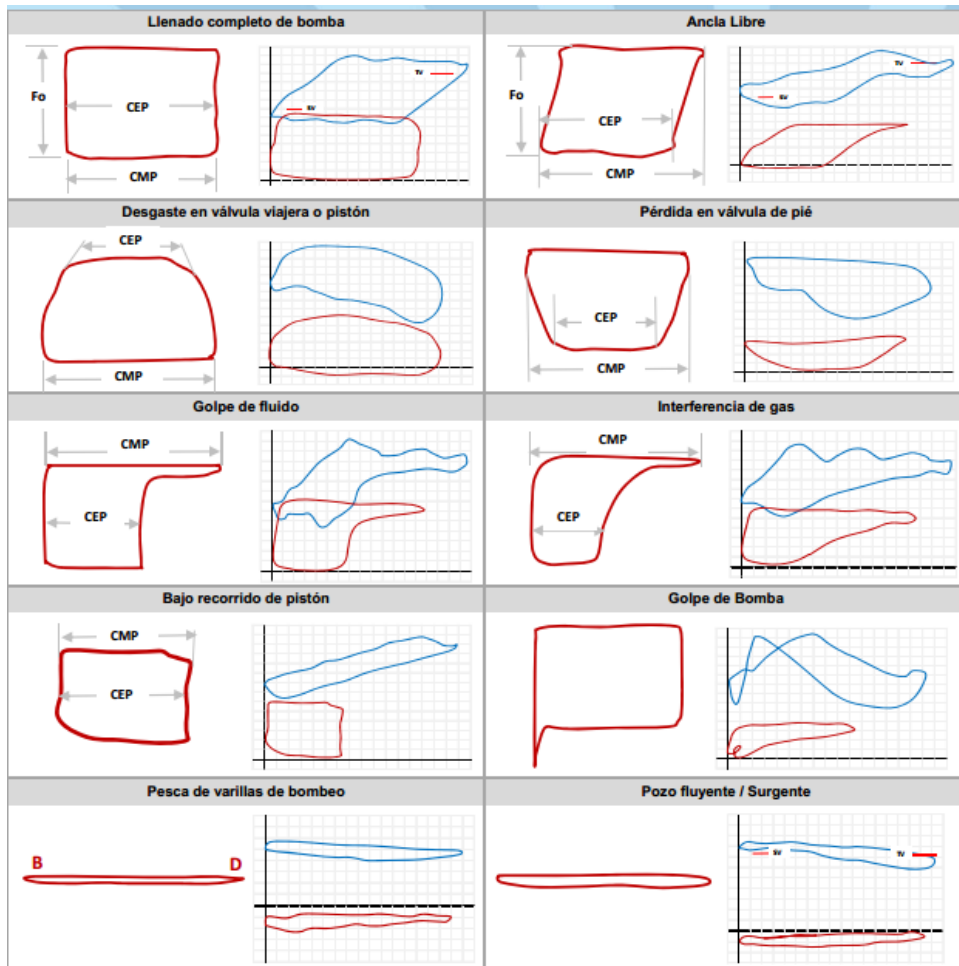


## Falla por colapso de bomba (10/07/2011)



## ANEXO D

### INTERPRETACIÓN DE CARTAS DINAMOMÉTRICAS MÁS COMUNES



Fuente: <http://www.oilproduction.net/cms/files/Guia-de-Interpretacion-de-Dinamometrica.pdf>